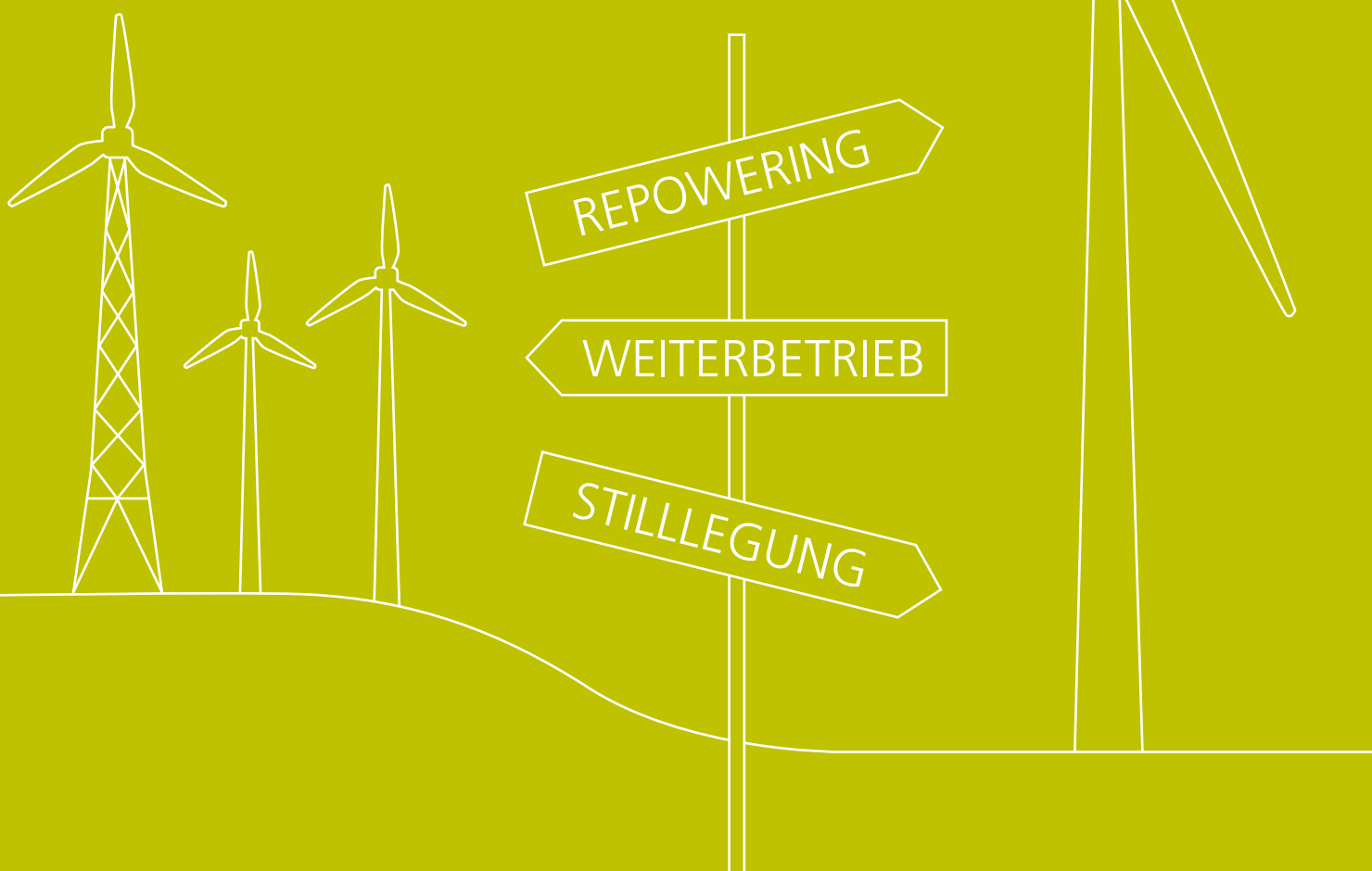




# Was tun nach 20 Jahren?

Repowering, Weiterbetrieb oder Stilllegung von Windenergieanlagen nach Förderende



# Was tun nach 20 Jahren?

Repowering, Weiterbetrieb oder  
Stilllegung von Windenergieanlagen  
nach Förderende

Jürgen Quentin | Dr. Dirk Sudhaus | Dr. Marike Endell

## Impressum

© FA Wind, März 2018

### Herausgeber:

Fachagentur Windenergie an Land  
Fanny-Zobel-Straße 11 | 12435 Berlin

V.i.S.d.P.: Dr. Dirk Sudhaus

Die Fachagentur zur Förderung eines natur- und umweltverträglichen Ausbaus der Windenergie an Land e.V. ist ein gemeinnütziger Verein. Er ist eingetragen beim Amtsgericht Charlottenburg, VR 32573 B

### Autoren:

Jürgen Quentin, Dr. Dirk Sudhaus,  
Dr. Marike Endell (Kapitel 4.5)

### Zitiervorschlag:

FA Wind, Was tun nach 20 Jahren? – Repowering, Weiterbetrieb oder Stilllegung von Windenergieanlagen nach Förderende, Berlin 2018

### Haftungsausschluss:

Die in dieser Broschüre enthaltenen Angaben und Informationen sind nach bestem Wissen erhoben, geprüft und zusammengestellt. Eine Haftung für unvollständige oder unrichtige Angaben, Informationen und Empfehlungen ist ausgeschlossen, sofern diese nicht grob fahrlässig oder vorsätzlich verbreitet wurden.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages



## Inhaltsverzeichnis

Vorwort .....	6
Zusammenfassung .....	7
1. Einleitung.....	8
2. Datengrundlagen und Untersuchungsmethode.....	9
2.1 Aufbau und Inhalt des Fragebogens.....	9
2.2 Umfang und Struktur der Umfrageteilnehmer.....	10
2.3 Erfasster Anlagenpark der Umfrageteilnehmer .....	12
2.3.1 Regionale Verteilung des erfassten Anlagenparks.....	13
2.3.2 Erfasster Anlagenpark mit Inbetriebnahme vor 2010.....	15
2.3.3 Erfasster Anlagenpark mit Förderende zwischen 2021 und 2025 .....	17
2.4 Bundesweiter Anlagenpark .....	19
2.4.1 Altersstruktur des bundesweiten Anlagenparks.....	20
2.4.2 Bundesweiter Anlagenpark mit Förderende zwischen 2021 und 2025 .....	21
3. Repowering .....	26
3.1 Begriffsdefinition.....	26
3.2 Historische Entwicklung des Repowerings in Deutschland .....	27
3.3 Umfrageergebnisse zur Repowering-Situation.....	28
3.3.1 Bisheriges Repowering.....	28
3.3.2 Repowering-Vorhaben bis Ende 2020 .....	29
3.3.3 Repowering-Perspektive für den Zeitraum 2021 bis 2025.....	31
4. Weiterbetrieb.....	35
4.1 Geplante Zeiträume für den Weiterbetrieb .....	36
4.2 Erwartete Betriebskosten für den Weiterbetrieb .....	37
4.3 Finanzierung des Weiterbetriebs – Diskussion.....	39
4.4 Offene Fragen von Teilnehmern im Zusammenhang mit dem Weiterbetrieb .....	42
4.4.1 Rechtliche Unklarheiten .....	43
4.4.2 Technische Unklarheiten .....	43
4.4.3 Geäußerter Bedarf für (kurzfristiges) gesetzgeberisches Handeln.....	43
4.5 Rechtliche Rahmenbedingungen für den Weiterbetrieb.....	44
4.5.1 Öffentlich-rechtliche Aspekte für den Weiterbetrieb.....	44
4.5.2 Ansprüche aus dem EEG nach Auslaufen der Förderung .....	45
4.5.3 Vermarktungsmöglichkeiten .....	46
5. Stilllegungen.....	47
5.1 Umfang des bislang stillgelegten Anlagenparks.....	47
5.2 Szenarien eines möglichen Anlagenrückbaus .....	49
6. Fazit.....	51

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Größenklassen der Umfrageteilnehmer bzgl. der Beschäftigten im Unternehmen.....	10
Abbildung 2: Branchenzuordnung der Umfrageteilnehmer.....	12
Abbildung 3: Windenergieleistung in der Stichprobe.....	13
Abbildung 4: Anlagenbestand und -leistung in Bezug zur Unternehmensgröße.....	17
Abbildung 5: Altersstruktur des Ende 2016 bundesweit betriebenen Anlagenparks .....	20
Abbildung 6: Windenergieleistung mit auslaufender EEG-Förderung zw. 2020 und 2036 .....	22
Abbildung 7: Regionale Verteilung der Windenergieleistung mit auslaufender EEG-Förderung.....	23
Abbildung 8: Geografische Lage des Netzausbaubereichs .....	24
Abbildung 9: Regionale Verteilung der Windenergieleistung mit auslaufender EEG-Förderung innerhalb des Netzausbaubereichs .....	24
Abbildung 10: Windenergieleistung mit auslaufender EEG-Förderung zw. 2021 und 2025 .....	26
Abbildung 11: Repowering-Option für Anlagen mit Förderende zw. 2021 und 2025 .....	32
Abbildung 12: Versagensgründe für ein Repowering im Umfeld des Standorts.....	33
Abbildung 13: Planerische Hindernisse für ein Repowering in Standortnähe .....	34
Abbildung 14: Genehmigungsrechtliche Hindernisse für ein Repowering in Standortnähe .....	34
Abbildung 15: Beabsichtigte Weiterbetriebszeiträume nach Auslaufen der EEG-Förderung .....	36
Abbildung 16: Beabsichtigte Weiterbetriebszeiträume für Anlagen ja nach Leistungsklasse.....	37
Abbildung 17: Auswertung der Kostenschätzungen für den Weiterbetrieb nach Förderende .....	38
Abbildung 18: Häufigkeitsverteilung der Kostenschätzungen für den Weiterbetrieb.....	39
Abbildung 19: Realisierte und prognostizierte Jahresmittel des Marktwerts für Windstrom .....	41
Abbildung 20 Prognostizierte Börsenstrompreisentwicklung und Marktwerte für Windstrom.....	42
Abbildung 21: Repowerter bzw. stillgelegte Windenergieleistung zw. 08/2014 und 12/2017.....	48
Abbildung 22: Annahmen für die Berechnung der Stilllegungsszenarien in Abbildung 23 .....	49
Abbildung 23: Stilllegungsszenarien für Windenergieleistung mit Förderende zw. 2021 und 2028.....	50

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Regionale Verteilung des Unternehmenssitzes der Umfrageteilnehmer.....	11
Tabelle 2:	Regionale Verteilung des in der Stichprobe erfassten Anlagenparks .....	13
Tabelle 3:	Mitte 2017 betriebene Anlagen in der Stichprobe vs. bundesweiter Anlagenpark .....	14
Tabelle 4:	Inbetriebnahmen vor 2010 in der Stichprobe versus bundesweiter Bestand .....	15
Tabelle 5:	Bundesweiter Anlagenpark mit auslaufender Förderung zwischen 2021 und 2025 .....	17
Tabelle 6:	Anlagenpark in der Stichprobe mit auslaufender Förderung zw. 2021 und 2025 .....	18
Tabelle 7:	Beitrag der Windenergie an Land zur nationalen Stromerzeugung .....	20
Tabelle 8:	Windenergieleistung mit Förderende bis Ende 2025 innerhalb und außerhalb des Netzausbaugebiets.....	25
Tabelle 9:	Jährlich repowerter Windenergiekapazität in Deutschland.....	27
Tabelle 10:	Regionale Verteilung stillgelegter bzw. repowerter Windenergie in der Stichprobe.....	28
Tabelle 11:	Jährlich stillgelegte bzw. repowerter Windenergiekapazität in der Stichprobe .....	29
Tabelle 12:	Regionale Verteilung bis Ende 2020 geplante Stilllegungen und Repowering .....	30
Tabelle 13:	Geplante Stilllegungen und Repowering-Projekte bis 2020 in der Stichprobe .....	30
Tabelle 14:	Windenergieleistung mit auslaufender Förderung und Repowering zwischen 2021 und 2025 in der Stichprobe.....	31
Tabelle 15:	Abgebaute Windenergieanlagen in Deutschland seit 2010.....	47

## Vorwort

Mit dem Auslaufen des Förderanspruchs nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) für die ersten Windenergieanlagen zum Ende des Jahrzehnts wird die Frage zu beantworten sein, ob die Anlagen stillgelegt und zurückgebaut oder ob sie (wirtschaftlich) weiterbetrieben werden können. Ein Ersatz durch modernere und leistungsfähigere Anlagen ist bereits aus baurechtlichen Gründen nicht an jedem Standort möglich. Ob sämtliche Altanlagen, dort wo es zulässig ist, auch repowert werden, ist zudem eine wirtschaftliche Frage.

Im Lichte der klimapolitischen Diskussion und der sich abzeichnenden Tatsache, dass Deutschland sein selbst gestecktes Treibhausgas-Reduktionsziel bis 2020 nicht erreichen wird, ist es von besonderer Bedeutung, die Anzahl der »grünen« Stromerzeugungsanlagen, deren Stilllegung im kommenden Jahrzehnt droht, sowie das Potenzial das beim Weiterbetrieb und Repowering bestehender Windturbinen existiert, zumindest abschätzen zu können. Um hierzu einen Diskussionsbeitrag leisten zu können, hat die Fachagentur Windenergie an Land (FA Wind) Mitte 2017 mit einer Umfrage unter Anlagenbetreibern zahlreiche Daten zu absehbaren Stilllegungen, aber auch zu dem seitens der Betreiber für möglich gehalten Umfang eines Weiterbetriebs nach Förderende oder eines Repowerings erhoben und analysiert.

Aus der Auswertung des umfangreichen Zahlenmaterials wird deutlich, dass ein Repowering nur für einen Teil der Bestandsanlagen möglich ist. Auch der Weiterbetrieb der Anlagen wird unter den derzeitigen Voraussetzungen nur für einen sehr geringen Anteil der Anlagen wirtschaftlich darstellbar sein. Im Rahmen der absehbaren Debatte über die Voraussetzungen, unter denen Bestandsanlagen auch weiterhin ihren Beitrag zum Klimaschutz in Deutschland leisten können, kann auf die hier dargelegten Erkenntnisse über den betroffenen Anlagenpark zurückgegriffen werden.

Ich möchte mich bei allen Personen, die uns im Rahmen der Umfrage tatkräftig unterstützt haben, ganz herzlich bedanken. Dies gilt insbesondere für die zahlreichen Anlagenbetreiber, die sich die Zeit genommen und keine Mühen gescheut haben, den Fragebogen auszufüllen und für Rückfragen zur Verfügung standen. Ein besonderer Dank richtet sich auch an unsere Mitglieder und weitere Akteure, die sich für die Verbreitung des Fragebogens eingesetzt und so einen wichtigen Beitrag zum Gelingen unserer Betreiber-Umfrage geleistet haben.

Ich wünsche Ihnen eine informative Lektüre.

Ihr



Dr. Dirk Sudhaus

Geschäftsführer der Fachagentur Windenergie an Land

## Zusammenfassung

Die Förderung der Stromerzeugung läuft Ende 2020 für die ersten Windenergieanlagen aus. Stand heute werden davon rund vier Gigawatt (GW) Anlagenleistung betroffen sein. In den darauffolgenden Jahren werden im Schnitt 2,4 GW jährlich aus der EEG-Förderung fallen.

Im Rahmen einer bundesweiten Umfrage ermittelte die FA Wind im zweiten Halbjahr 2017, was die Betreiber von Windenergieanlagen nach Auslaufen der EEG-Förderung mit diesen Anlagen vorhaben. 106 Akteure beteiligten sich an der Umfrage; deren Anlagenpark deckt rund ein Fünftel der in Deutschland installierten Windenergieleistung ab. Ein Drittel der bundesweit installierten Leistung verlässt zwischen 2021 und 2025 das Förderregime; davon wurden 25 Prozent im Rahmen der Umfrage erfasst und analysiert.

Die von den Umfrageteilnehmern bislang abgebauten Windenergieanlagen wurden in der Regel durch Neuanlagen ersetzt. Im Durchschnitt verdoppelte sich dabei die Erzeugungskapazität. Für Repowering-Vorhaben, die noch bis 2020 durchgeführt werden sollen, liegt der Leistungssteigerungsfaktor lediglich bei 1,5. Die Auswertung der Umfrage zeigt, dass zwischen 32 und 47 Prozent der Windenergieleistung, die zwischen 2021 und 2025 das Förderende erreicht, ein Anlagenersatz am Standort verwehrt bleibt. Dem Repowering stehen hauptsächlich planungsrechtliche Gründe entgegen.

Die Umfrageteilnehmer sind ganz überwiegend gewillt, ihre Altanlagen weiter zu betreiben, wenn sich dies wirtschaftlich darstellen lässt. Von der bis Mitte des nächsten Jahrzehnts betroffenen Windenergieleistung soll nach Vorstellung der Befragten über die Hälfte mehr als fünf Jahre weiterlaufen. Die anvisierte Laufzeitverlängerung steigt mit der Größe der Generatorleistung. Ein antiproportionales Verhältnis zeigt sich für die erwarteten Betriebskosten pro Kilowattstunde zur spezifischen Generatorleistung: Die von den Teilnehmern für die dritte Betriebsdekade prognostizierten Weiterbetriebskosten liegen umso niedriger je höher die Leistungsklasse der Anlagen ist. Drei Viertel der von den Befragten erwarteten Weiterbetriebskosten bewegen sich zwischen 3,5 und 5,0 ct/kWh. Der Abgleich dieser Kostenerwartung mit den für die zu Beginn des kommenden Jahrzehnts prognostizierten Marktwerten für Windstrom, lässt für die meisten Altanlagen keinen kostendeckenden Weiterbetrieb erwarten.

Aus rechtlicher Sicht steht dem Weiterbetrieb nichts entgegen, sofern die Standsicherheit der Anlagen nachgewiesen wird. Die Regelungen des EEG bleiben auch für den Betrieb nicht (mehr) geförderter Windturbinen anwendbar: Der Netzanschluss wird weiterhin gewährleistet, wie auch die physikalische Abnahmepflicht des erzeugten Stroms durch den Netzbetreiber. Dies schließt auch die finanzielle Entschädigung im Fall von Einspeisemanagementmaßnahmen ein.

In der Vergangenheit wurden bereits zahlreiche Windenergieanlagen stillgelegt. Genaue Zahlen sind nicht verfügbar, dennoch dürften bereits mehr als 3.400 Anlagen mit mindestens 2,6 Gigawatt Leistung bis Ende 2017 zurückgebaut worden sein. Auf Basis der Umfrageergebnisse wurde es möglich, Szenarien zu Stilllegungspotenzialen von Windenergieanlagen mit Förderende zwischen 2021 und 2028 zu berechnen. Diese hängen stark von der Wirtschaftlichkeit eines Weiterbetriebs ab. Zudem unterliegt das Potenzial möglicher Stilllegungen aufgrund des volatilen Zubaus in der Vergangenheit starken Schwankungen.



## 1. Einleitung

Für erste Windenergieanlagen läuft zum Jahresende 2020 die Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) aus. Gemäß den von den deutschen Netzbetreibern veröffentlichten EEG-Registerdaten sind davon rund vier Gigawatt (GW) Erzeugungskapazität betroffen. Im Zeitraum 2021 bis 2025 wird nach dieser Datenlage im Schnitt für 2,4 GW Erzeugungsleistung pro Jahr die EEG-Förderung enden.<sup>1</sup> Sollten die Windturbinen nach Auslaufen der Förderdauer überwiegend stillgelegt werden, ist bei einem unveränderten Ausbaukorridor gemäß § 4 Nr. 1 EEG 2017 zumindest in einzelnen Regionen Deutschlands zu Beginn des nächsten Jahrzehnts mit einem Nettorückgang an Erzeugungsleistung zu rechnen.<sup>2</sup>

Über die Anzahl an Windenergieanlagen und deren Leistungsumfang, die bis Mitte des nächsten Jahrzehnts aus der EEG-Förderung ausscheiden, abgebaut und ggf. durch neue Anlagen ersetzt werden, sollen mit dieser Analyse zusätzliche Kenntnisse erlangt werden. Ein Repowering der Altanlagen ist allerdings nur möglich und wirtschaftlich darstellbar, soweit dies baurechtlich zulässig ist und, unter den derzeitigen wirtschaftlichen Bedingungen, ein Zuschlag im Rahmen der Ausschreibung erteilt wird. Die vorliegende Analyse soll einen Eindruck ermöglichen, welcher Anteil am notwendigen Nettozubaue in den nächsten Jahren – jedenfalls nach Vorstellung der Betreiber – durch Repowering erreicht werden kann. Aufgrund der langen Planungs- und Installationszeiträume für Windenergieanlagen müssen bereits jetzt Weichenstellungen für den Ersatz von Altanlagen erfolgen, sowie ein Plan für den weiteren Ausbau erarbeitet werden, wenn der energie- und klimapolitisch erforderliche Ausbau der Windenergienutzung im nächsten Jahrzehnt nicht ins Stocken geraten soll.

Zusätzlich wird eine Diskussion über den Weiterbetrieb von Bestandsanlagen notwendig. Um die klimapolitische und volkswirtschaftliche Bedeutung abschätzen zu können, soll mit dieser Analyse der qualitative und quantitative Kenntnisstand erweitert werden. Neben technischen Voraussetzungen, die Windenergieanlagen im Falle eines Weiterbetriebs erfüllen müssen (u.a. Standsicherheit und Fernsteuerbarkeit für die Direktvermarktung) sind es vor allem betriebswirtschaftliche Gründe, die eine Entscheidung über den Weiterbetrieb beeinflussen. Zu decken sind erforderliche Weiterbetriebsinvestitionen sowie die laufenden Betriebs- und Wartungskosten. Darüber hinaus muss ein Weiterbetrieb auch ausreichende wirtschaftliche Anreize bieten.<sup>3</sup>

Grundlage der vorliegenden Analyse bildet eine Mitte des Jahres 2017 von der FA Wind durchgeführte Branchenumfrage, in der für den Zeithorizont bis 2025 bei Betreibern abgefragt wurde, wie viele ihrer Windturbinen aus der Förderung fallen werden und wie viele dieser Anlagen, aus heutiger Sicht, nach Auslaufen der EEG-Förderung stillgelegt, weiterbetrieben oder durch Neuanlagen ersetzt werden sollen.

---

<sup>1</sup> Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), [Anlagenstammdaten](#) zur EEG-Jahresabrechnung 2016, veröffentlicht am 23.10.2017.

<sup>2</sup> So etwa Quentin/Sudhaus, *Stilllegungspotentiale für WEA in Norddeutschland bis Ende des Jahrzehnts*, in: DEWI Magazin [Nr. 49](#), S. 52 (60); Prognos (2017), [Endbericht](#) zur Evaluation und Weiterentwicklung des Leitszenarios als Grundlage für die Fortschreibung der Energiestrategie 2030 des Landes Brandenburg, S. 24; Wallasch, *Perspektiven für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020*, [Vortrag](#) im Rahmen der Husum Wind 2017, Folie 12.

<sup>3</sup> WindGuard (2016), [Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020](#), im Auftrag der Naturstrom AG.

## 2. Datengrundlagen und Untersuchungsmethode

Die vorliegende Ausarbeitung beruht auf einer Betreiberumfrage, die von Mitte Juli bis Ende September 2017 von der FA Wind durchgeführt wurde. Abgefragt wurden der Umfang der geplanten Stilllegungen und deren Gründe sowie die Voraussetzungen, unter denen Anlagen weiterbetrieben, durch Neuanlagen ersetzt (repowert) oder aber endgültig stillgelegt werden sollen. Die Ergebnisse wurden in mehreren Workshops mit Mitgliedern der FA Wind diskutiert; die Erkenntnisse aus diesen Veranstaltungen sind in die Auswertung eingeflossen.

Betrachtet wird insbesondere der Anlagenbestand, der bis Ende 2025 aus der EEG-Förderung fällt. Die Betrachtungen beschränken sich auf Anlagen mit einer Mindestleistung von 500 Kilowatt (kW). In den Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber<sup>4</sup> sind zum Meldestand 31.12.2016 insgesamt 883 in Betrieb befindliche Windturbinen mit weniger als 500 kW spezifische Leistung und Baujahr vor 2010 verzeichnet. Dies entspricht zwar rund fünf Prozent der Zahl der Anlagen in dieser Altersklasse, jedoch umfassen diese nur eine Gesamtleistung von 171 MW, was lediglich 0,7 Prozent der Kapazität der vor 2010 in Betrieb gegangenen Windräder entspricht. Der geringe Kapazitätsanteil dieser »Kleinanlagen« war ausschlaggebend dafür, diese Anlagenklasse nicht in die Umfrage einzubeziehen. Erfüllen die Anlagen die technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen, können auch diese weiterbetrieben werden, wobei dies keinen nennenswerten Einfluss auf den künftigen Kraftwerkspark entfalten würde.

### 2.1 Aufbau und Inhalt des Fragebogens

Für die Betreiberumfrage wurde ein Excel basierter Fragebogen<sup>5</sup> entwickelt, mit dem sich detaillierte Informationen über den im Abfragezeitraum betriebenen Anlagenpark ermitteln ließen. Der Fragebogen unterteilte sich in sechs Bereiche: Im ersten Teil wurden allgemeine Kenndaten der Teilnehmenden abgefragt. Dazu zählten die Unternehmensgröße (abgegrenzt nach Beschäftigtengrößenklassen), der Hauptsitz des Unternehmens und die Anzahl weiterer Niederlassungen, der aktuell betriebene Windenergieanlagenpark (Anlagenzahl und Leistung), sowie die Zahl an Anlagen, die bereits vor 2010 in Betrieb genommen wurden.

Im zweiten Teil des Fragebogens wurde der aktuell betriebene Anlagenpark erfasst und standortspezifisch nach Bundesländern unterteilt. Hier war außerdem anzugeben, wie viele Anlagen und wie viel Leistung vor 2010 in Betrieb genommen wurden.

Der dritte Teil des Fragebogens widmete sich den bisherigen Erfahrungen mit der Stilllegung und dem Repowering von (Alt-)Anlagen. Hier wurde Anzahl und Leistung bislang stillgelegter Windturbinen abgefragt, sowie in welchem Bundesland und Jahr die Anlagen außer Betrieb genommen worden sind.

Daran anschließend wurden im vierten Teil die geplanten Stilllegungen bis Ende 2020 erfasst. Zudem wurde erfragt, ob im Ersatz für die Stilllegungen am Standort neue Turbinen realisiert werden sollen bzw. wie viele der geplanten Stilllegungen aus Betreibersicht nicht repowert werden können und aus welchen Gründen.

Der fünfte Teil der Umfrage widmete sich Windenergieanlagen, deren Förderung zwischen Ende 2021 und Ende 2025 ausläuft. Anzugeben waren auch hier die Zahl der Anlagen und deren Leistungsumfang, sowie zu welchem Zeitpunkt in welchen Bundesländern das Förderende erreichen wird. Zudem sollte beantwortet werden, wie viele dieser Anlagen im Umfeld des Standorts nach Auffassung der Betreiber nicht repowert werden können und was die Gründe dafür sind. Soweit für diese Anlagen bereits Ersatz geplant ist, wurde der Umfang (Anlagen, Leistung) sowie das Bundesland des anvisierten Standorts erfragt.

Der letzte Umfrageteil widmete sich dem Weiterbetrieb nach Ende der EEG-Förderung. In diesem Zusammenhang wurde nach rechtlichen und technischen Unklarheiten hinsichtlich eines Weiterbetriebs gefragt sowie nach Anlagentypen, die sich aus der Erfahrung heraus für den Weiterbetrieb besonders

<sup>4</sup> ÜNB; Fn. 1.

<sup>5</sup> Der Umfragebogen ist auf der Internetseite der FA Wind [veröffentlicht](#).

anbieten. Darüber hinaus wurden Angaben zu anvisierten Weiterbetriebszeiträumen und den dabei erwarteten Betriebskosten erbeten. Abschließend sollten die Befragten angeben, ob der Gesetzgeber aus ihrer Sicht auf Bundes- oder Landesebene kurzfristig Regelungen treffen sollte, mit denen sich die Entscheidung über einen Weiterbetrieb leichter treffen ließe.

## 2.2 Umfang und Struktur der Umfrageteilnehmer

Der Fragebogen wurde Mitte Juli 2017 an 475 Unternehmen sowie 20 Multiplikatoren (Verbände, Ministerien u.a.) per E-Mail direkt verschickt. Dabei unterstützte unter anderem der Bundesverband Wind-Energie die Umfrage und leitete sie an die Mitglieder seiner Fachgremien weiter.<sup>6</sup> Darüber hinaus wurde der Fragebogen frei zugänglich auf die Internetseite FA Wind gestellt und im Newsletter 04/2017 beworben.

An der Umfrage nahmen insgesamt 106 Betreiber von Windenergieanlagen teil (vgl. Abbildung 1). Drei Viertel der Teilnehmer gab an, dass die Betreibergesellschaft bis 10 Personen beschäftigt. Auf Nachfrage bei den Teilnehmern in dieser Gruppe (n=79), meldeten 31 Befragte, den Betrieb der Anlagen ohne hauptamtlich Beschäftigte zu führen.

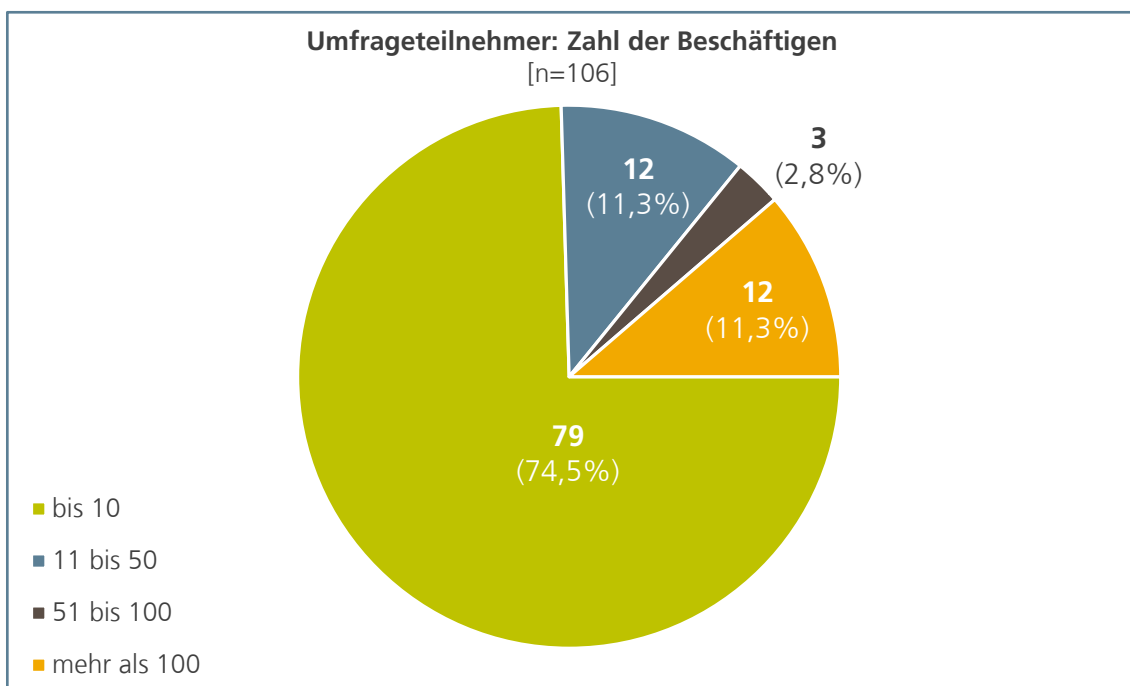


Abbildung 1: Größenklassen der Umfrageteilnehmer bezüglich der Beschäftigtenzahl im Unternehmen; Quelle: FA Wind

Neben der Unternehmensgröße wurde nach dem Bundesland gefragt, in dem sich der Hauptsitz des Unternehmens befindet. Die Rückmeldungen ergaben, dass Anlagenbetreiber aus 15 Bundesländern an der Umfrage teilnahmen. Lediglich im Saarland konnte kein Betreiber mit Hauptsitz für die Umfrage gewonnen werden (vgl. Tabelle 1). Der größte Anteil der Befragten hat den Hauptsitz in Niedersachsen (28%) sowie in Nordrhein-Westfalen (19%). 13 Prozent der Teilnehmer gaben Schleswig-Holstein als Firmenstandort an. In Baden-Württemberg sitzen neun Prozent, in Sachsen sieben Prozent der Umfrageteilnehmer. Jeweils unter fünf Prozent der Befragten haben ihren Hauptsitz in Bayern, Berlin, Bran-

<sup>6</sup> Für die Unterstützung unserer Befragung danken wir den Fachgremien des Bundesverbandes Windenergie (BWE) sowie den BWE-Landesverbänden Bayern, Hamburg, Rheinland-Pfalz und Sachsen; dem Ministerium für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz des Landes Niedersachsen sowie den Niedersächsischen Landkreisen; dem Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung des Landes Schleswig-Holstein; der EnergieAgentur.NRW; dem Deutschen Städte und Gemeindebund (DStGB); dem Städte- und Gemeindebund Nordrhein-Westfalen; dem Thüringer Erneuerbare Energien Netzwerk (ThEEN), der Klimaschutzagentur Region Hannover sowie allen weiteren Akteuren, die den Fragebogen gestreut haben.

denburg, Hamburg, Hessen, Mecklenburg-Vorpommern, Rheinland-Pfalz, Sachsen-Anhalt oder in Thüringen. Zudem gaben zwölf Prozent der Teilnehmenden an, neben dem Hauptsitz regionale Niederlassungen in weiteren Bundesländern zu unterhalten.

Tabelle 1: Regionale Verteilung des Unternehmenssitzes der Umfrageteilnehmer; Quelle: FA Wind

Hauptsitz des Unternehmens	Anzahl	Anteil [%]	Regionale Niederlassungen	
Baden-Württemberg	9	8,5%	in 2 Bundesländern	6
Bayern	5	4,7%	in 3 Bundesländern	1
Berlin	2	1,9%	in 4 Bundesländern	2
Brandenburg	3	2,8%	in 5 Bundesländern	1
Bremen	1	0,9%	in mehr als 5 Bundesländern	3
Hamburg	1	0,9%	<b>Gesamt</b>	<b>13</b>
Hessen	5	4,7%		
Mecklenburg-Vorpommern	2	1,9%		
Niedersachsen	30	28,3%		
Nordrhein-Westfalen	20	18,9%		
Rheinland-Pfalz	3	2,8%		
Saarland	0	0,0%		
Sachsen	7	6,6%		
Sachsen-Anhalt	1	0,9%		
Schleswig-Holstein	14	13,2%		
Thüringen	3	2,8%		
<b>Gesamt</b>	<b>106</b>	<b>100,0%</b>		

Die Umfrageteilnehmer wurden außerdem gebeten, sich einer oder mehreren Branchen zuzuordnen. Zur Auswahl standen dabei: Betreiber, Projektentwickler, Bürgerenergie, Stadtwerk, Hersteller sowie Finanzinvestor. Zusätzliche Eingruppierungen konnten die Befragten mittels Freihandeingabe vornehmen. Die Frage nach der Branchenzugehörigkeit beantworteten 104 von 106 Teilnehmer.

Die Auswertung der Branchenzuordnung (vgl. Abbildung 2) zeigt, dass nahezu alle Teilnehmer auch Windenergieanlagen selber betreiben. Knapp 40 Prozent der Befragten sind zudem in der Projektentwicklung tätig. Ein gutes Fünftel ordnete sich als Bürgerenergie-Akteur ein, wobei der Begriff im Fragebogen nicht ausdifferenziert wurde. Innerhalb dieser Gruppe gaben die Befragten ausnahmslos an, nicht mehr als 10 Mitarbeiter zu beschäftigen.

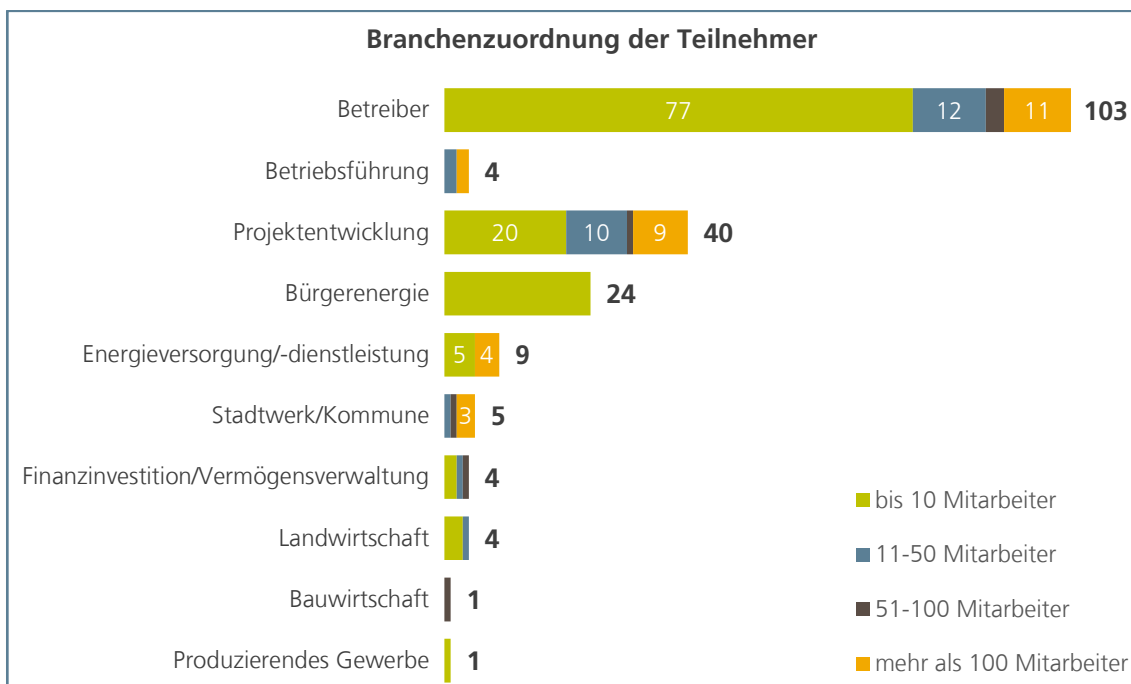


Abbildung 2: Branchenzuordnung der Umfrageteilnehmer (mit Mehrfachnennungen); Quelle: FA Wind

Innerhalb der Branchenbereiche sind Finanzinvestoren und Energieversorger/Stadtwerke nur in geringem Umfang vertreten. Vermutlich besitzen diese Akteursgruppen (bislang) keine bedeutenden Anteile an älteren Windparks. Nach Aussagen von Projektierern begannen Finanzinvestoren ungefähr ab dem Jahr 2004/2005 in nennenswertem Umfang in Windturbinen in Deutschland zu investieren. Klassische Energieversorgungsunternehmen stiegen erst vor wenigen Jahren in den Windenergiemarkt ein.<sup>7</sup> Das Auslaufen der EEG-Förderung in der ersten Hälfte des nächsten Jahrzehnts dürfte für Windparks dieser Akteure vermutlich nicht allzu relevant sein, was sich auf die Motivation der Umfrageteilnahme ausgewirkt haben könnte. Speziell die Gruppe der Finanzinvestoren wurde mit der Umfrage durch das Netzwerk der FA Wind möglicherweise nicht ausreichend erreicht. All dies erklärt letztlich, warum diese Akteursgruppen in der Stichprobe nur mit geringen Anteilen vertreten sind.

Branchenzugehörigkeiten jenseits des Auswahlmenüs, wie beispielsweise der Bereich Betriebsführung, dürften auf mehr Teilnehmer zutreffen, als in Abbildung 2 ausgewiesen wird. Allerdings nutzte nur ein Fünftel der Teilnehmer die Möglichkeit, weitere Branchen zu benennen.

### 2.3 Erfasster Anlagenpark der Umfrageteilnehmer

Die Auswertung der 106 eingesandten Fragebögen ergab, dass zum Zeitpunkt der Umfrage (Sommer/Herbst 2017) die teilnehmenden Akteure zusammen 5.035 Windturbinen mit einer elektrischen Gesamtleistung von 9.160 MW in Deutschland betrieben. Zwei Drittel dieser Anlagen (3.370 WEA) bzw. 58 Prozent der Erzeugungsleistung (5.326 MW) wurde vor dem Jahr 2010 in Betrieb genommen.

Die Aufschlüsselung des Anlagenbestands hinsichtlich der Akteursgröße, gemessen an der Zahl der Mitarbeiter, zeigt, dass zwei Drittel der betriebenen Windturbinenleistung Mitte 2017 in Händen von Unternehmen mit mehr als 100 Mitarbeitern lag. Ein Fünftel der in der Stichprobe enthaltenen Erzeugungsleistung wird von Unternehmen mit bis zu 10 Mitarbeitern betrieben. Unternehmen mit einem Personalstamm zwischen 11 und 50 Mitarbeitern halten 14 Prozent der erfassten Windenergieleistung. Akteure mit 51 bis 100 Beschäftigten betreiben lediglich 0,3 Prozent der betrachteten Windräder (vgl. Abbildung 3).

<sup>7</sup> Vgl. Köpke, *Die Herren der Windparks*, in: *Energie & Management*, Ausgabe 1. September 2015, S. 9.

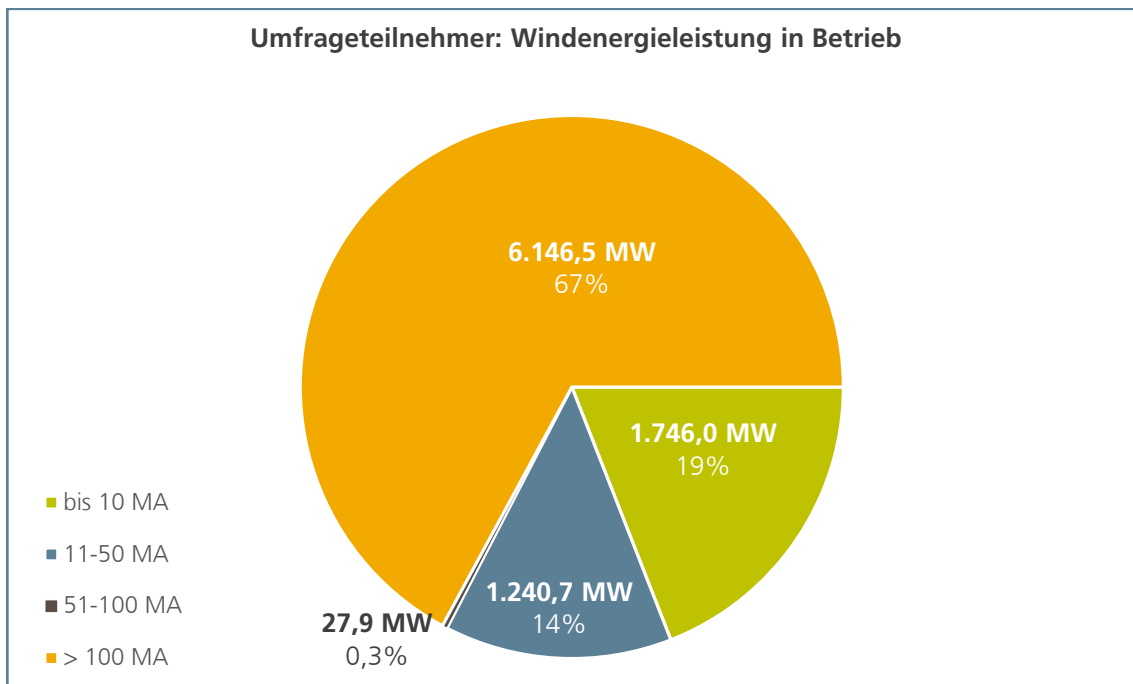


Abbildung 3: Windenergieleistung in der Stichprobe, aufgeschlüsselt nach Unternehmensgröße; Quelle: FA Wind

### 2.3.1 Regionale Verteilung des erfassten Anlagenparks

Die regionale Standortverteilung des ermittelten Anlagenbestands sowie der Anteil der Windturbinen, die vor 2010 in Betrieb gesetzt wurden, sind in Tabelle 2 dargestellt. Zwei Drittel der in der Stichprobe enthaltenen Anlagen bzw. 58 Prozent der Erzeugungsleistung ging 2009 und früher ans Netz.

Tabelle 2: Regionale Verteilung des in der Stichprobe erfassten Anlagenparks; Quelle: FA Wind

Windenergieanlagen-standorte	Erfasster Bestand der Stichprobe		Davon vor 2010 in Betrieb gegangen			
	Anlagen	Leistung [MW]	Anlagen	Leistung [MW]	Anlagen [%]	Leistung [%]
Baden-Württemberg	125	308,3	72	111,6	57,6%	36,2%
Bayern	117	241,5	63	95,3	53,8%	39,5%
Berlin	0	0,0	0	0,0	-	-
Brandenburg	979	1.910,3	673	1.168,7	68,7%	61,2%
Bremen	24	45,4	10	14,5	41,7%	31,9%
Hamburg	9	11,0	5	3,0	55,6%	27,3%
Hessen	124	281,5	27	36,5	21,8%	13,0%
Mecklenburg-Vorpom.	411	779,4	213	378,2	51,8%	48,5%
Niedersachsen	1.085	1.787,7	836	1.277,7	77,1%	71,5%
Nordrhein-Westfalen	332	500,9	268	356,2	80,7%	71,1%
Rheinland-Pfalz	119	226,9	88	149,4	73,9%	65,9%
Saarland	23	56,3	3	6,0	13,0%	10,7%

Windenergieanlagenstandorte	Erfasster Bestand der Stichprobe		Davon vor 2010 in Betrieb gegangen			
	Anlagen	Leistung [MW]	Anlagen	Leistung [MW]	Anlagen [%]	Leistung [%]
Sachsen	142	215,7	116	160,5	81,7%	74,4%
Sachsen-Anhalt	595	1.145,8	379	614,7	63,7%	53,6%
Schleswig-Holstein	811	1.402,7	541	837,1	66,7%	59,7%
Thüringen	139	247,8	76	117,1	54,7%	47,3%
<b>Gesamt</b>	<b>5.035</b>	<b>9.161,1</b>	<b>3.370</b>	<b>5.326,5</b>	<b>66,9%</b>	<b>58,1%</b>

Eine Gegenüberstellung des in der Stichprobe erfassten Anlagenbestands mit dem Mitte 2017 bundesweit betriebenen Anlagenpark erfolgt in Tabelle 3. Für den Vergleich wurde der bundesweit betriebene Anlagenpark anhand von Daten der Übertragungsnetzbetreiber sowie der Bundesnetzagentur zusammengestellt. Daten bis einschließlich 2016 entstammen den Anlagenstammdaten<sup>8</sup> zur EEG-Jahresabrechnung 2016.<sup>9</sup> Daten für das erste Halbjahr 2017 sind dem (Marktstammdaten-)Register<sup>10</sup> entnommen. Der Gesamtbestand setzt sich folglich aus Windturbinen, die Ende 2016 ans Netz angeschlossen waren, sowie Windturbinen, die im ersten Halbjahr 2017 erstmalig in Betrieb gesetzt wurden, zusammen. Im selben Zeitraum stillgelegte Windräder wurden abgezogen. Nachdem in der Umfrage nur Anlagen mit einer Mindestleistung von 500 kW abgefragt wurden, beschränkt sich die Betrachtung des bundesweiten Bestands ebenfalls auf Windturbinen mit einer spezifischen Generatorleistung von mindestens 500 kW.

Der Vollständigkeit halber sei erwähnt, dass die EEG-Anlagenstammdaten Ende 2016 bundesweit rund 1.400 Windräder mit einer jeweiligen spezifischen Generatorleistung unterhalb von 500 kW erfassen. Zusammen verfügen diese Windräder über eine Erzeugungsleistung von 157 MW. Zwar beinhaltet diese Anlagenklasse eine nicht unerhebliche Zahl von Windrädern, doch ist deren Leistungsvolumen relativ gering. Zur Gesamterzeugungskapazität tragen diese Kleinwindanlagen lediglich 0,3 Prozent bei.

Tabelle 3: Anteil der Mitte 2017 betriebenen Anlagen in der Stichprobe versus bundesweitem Anlagenpark; Quellen: FA Wind, ÜNB, BNetzA

Windenergieanlagenstandorte	Erfasster Bestand der Stichprobe		Gesamtbestand (Ende Juni 2017)		Stichprobe / Gesamtbestand	
	Anlagen	Leistung [MW]	Anlagen	Leistung [MW]	Anlagen [%]	Leistung [%]
Baden-Württemberg	125	308,3	558	1.348,6	22,4%	22,9%
Bayern	117	241,5	1.006	2.405,0	11,6%	10,0%
Berlin	0	0,0	5	12,4	0,0%	0,0%
Brandenburg	979	1.910,3	3.615	6.581,3	27,1%	29,0%
Bremen	24	45,4	75	177,6	32,0%	25,6%

<sup>8</sup> ÜNB; Fn. 1.

<sup>9</sup> Einzelne Datensätze beinhalten Leistungswerte, die weit über der Generatorleistung einzelner Anlagen liegen. Teilweise müssen Datensätze mehrere Anlagen zusammenfassen, wodurch der Anlagenumfang, berechnet anhand der Datensätze, in den EEG-Anlagenstammdaten zu gering ausfällt. Überschlägige Schätzungen lassen vermuten, dass bis zu 1.500 Anlagen mehr betrieben worden sein könnten, als die Stammdaten der ÜNB zum 31.12.2016 widerspiegeln. Demgegenüber sind die erfassten Leistungsvolumina mit Werten anderer Statistiken vergleichbar und bieten keinen Anlass für Zweifel.

<sup>10</sup> BNetzA, EEG-Registerdaten (Meldestand: 31.08.2017), [veröffentlicht](#) am 30.09.2017.

Windenergieanlagenstandorte	Erfasster Bestand der Stichprobe		Gesamtbestand (Ende Juni 2017)		Stichprobe / Gesamtbestand	
	Anlagen	Leistung [MW]	Anlagen	Leistung [MW]	Anlagen [%]	Leistung [%]
Hamburg	9	11,0	53	82,2	17,0%	13,4%
Hessen	124	281,5	762	1.663,5	16,3%	16,9%
Mecklenburg-Vorpom.	411	779,4	1.690	3.076,7	24,3%	25,3%
Niedersachsen	1.085	1.787,7	5.430	9.543,3	20,0%	18,7%
Nordrhein-Westfalen	332	500,9	2.865	4.923,9	11,6%	10,2%
Rheinland-Pfalz	119	226,9	1.547	3.276,5	7,7%	6,9%
Saarland	23	56,3	162	376,5	14,2%	15,0%
Sachsen	142	215,7	838	1.198,1	16,9%	18,0%
Sachsen-Anhalt	595	1.145,8	2.798	5.014,9	21,3%	22,8%
Schleswig-Holstein	811	1.402,7	2.953	6.398,8	27,5%	21,9%
Thüringen	139	247,8	838	1.478,6	16,6%	16,8%
<b>Gesamt</b>	<b>5.035</b>	<b>9.161,1</b>	<b>25.195</b>	<b>47.557,8</b>	<b>20,0%</b>	<b>19,3%</b>

Aus Tabelle 3 wird deutlich, dass der Stichprobenumfang ein Fünftel des zur Jahresmitte 2017 in Deutschland betriebenen Anlagenparks repräsentiert. Die Stichprobe beinhaltet überdurchschnittlich viele Anlagen in den Bundesländern Brandenburg (27%), Bremen (32%), Mecklenburg-Vorpommern (24%) sowie Schleswig-Holstein (28%). Demgegenüber sind Windturbinen in Bayern, Hessen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz sowie im Saarland in der Stichprobe unterrepräsentiert. Lediglich im Hoheitsgebiet des Landes Berlin erfasst die Stichprobe keine Anlagen.

### 2.3.2 Erfasster Anlagenpark mit Inbetriebnahme vor 2010

Der Anlagenpark, der bundesweit in den vorangegangenen zwei Jahrzehnten in Betrieb genommen wurde und Mitte 2017 (noch) am Netz war, sowie der Anteil in der Stichprobe, der ebenfalls aus dieser Zeit stammt, sind in Tabelle 4 gelistet. Von 106 Teilnehmern gaben 97 Befragte an, dass sie Anlagen im Bestand haben, die vor 2010 den Betrieb aufnahmen. Aus unten stehender Übersicht wird erkennbar, dass die erhobene Stichprobe auch hinsichtlich der Anlagen in dieser Altersklasse ein Fünftel des bundesweiten Bestands widerspiegelt. In der Stichprobe finden sich überdurchschnittlich viele Anlagen dieser Altersklasse in Brandenburg (29%), Mecklenburg-Vorpommern (28%) sowie in Schleswig-Holstein (39%). Im Gegensatz dazu sind derartige Windturbinen in Bremen, Hessen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz, im Saarland wie auch in Thüringen in der Stichprobe unterrepräsentiert.

Tabelle 4: Anteil der Anlageninbetriebnahmen vor 2010 in der Stichprobe versus bundesweiter Anlagenpark; Quellen: FA Wind, ÜNB

Windenergieanlagen Inbetriebnahme vor 2010	Erfasster Bestand der Stichprobe		Gesamtbestand		Stichprobe / Gesamtbestand	
	Anlagen	Leistung [MW]	Anlagen	Leistung [MW]	Anlagen [%]	Leistung [%]
Baden-Württemberg	72	111,6	285	477,3	25,3%	23,4%
Bayern	63	95,3	290	418,3	21,7%	22,8%



Windenergieanlagen Inbetriebnahme vor 2010	Erfasster Bestand der Stichprobe		Gesamtbestand		Stichprobe / Gesamtbestand	
	Anlagen	Leistung [MW]	Anlagen	Leistung [MW]	Anlagen [%]	Leistung [%]
Berlin	0	0,0	1	2,0	0,0%	0,0%
Brandenburg	673	1.168,7	2.603	3.988,5	25,9%	29,3%
Bremen	10	14,5	43	84,9	23,3%	17,1%
Hamburg	5	3,0	35	35,0	14,3%	8,6%
Hessen	27	36,5	341	470,4	7,9%	7,8%
Mecklenburg-Vorpom.	213	378,2	1.059	1.354,2	20,1%	27,9%
Niedersachsen	836	1.277,7	4.040	5.843,4	20,7%	21,9%
Nordrhein-Westfalen	268	356,2	1.979	2.617,2	13,5%	13,6%
Rheinland-Pfalz	88	149,4	751	1.151,2	11,7%	13,0%
Saarland	3	6,0	56	105,8	5,4%	5,7%
Sachsen	116	160,5	702	881,2	16,5%	18,2%
Sachsen-Anhalt	379	614,7	2.132	3.274,4	17,8%	18,8%
Schleswig-Holstein	541	837,1	1.436	2.138,7	37,7%	39,1%
Thüringen	76	117,1	516	695,1	14,7%	16,8%
<b>Gesamt</b>	<b>3.370</b>	<b>5.326,5</b>	<b>16.269</b>	<b>23.537,6</b>	<b>20,7%</b>	<b>22,6%</b>

Die Zusammenschau der in Tabelle 4 und 5 ausgewiesenen Stichprobenanteile lässt erkennen, dass der Umfang, die regionale Verteilung wie auch die Altersstruktur der erfassten Anlagen eine valide – wenn auch nicht repräsentativ erhobene – Datengrundlage für die nachfolgenden Auswertungen bildet.

Die Zuordnung der mit der Stichprobe erfassten Windturbinen auf die Unternehmensgrößen der Betreiber zeigt, dass Akteure bis 10 Mitarbeiter im Schnitt ältere Anlagenparks betreiben als Akteure mit mehr als 100 Beschäftigten (Abbildung 4). Der Anteil der Windturbinen, die vor 2010 in Betrieb genommen wurden, liegt bei den kleineren Akteuren mit 78 Prozent deutlich über dem Durchschnitt (67%), während Anlagen im Bestand von großen Akteuren zu 62 Prozent vor 2010 ans Netz angeschlossen wurden; deren Anlagenpark ist folglich jünger, als der von kleinen Akteuren. Dieses Ergebnis erklärt sich insofern als bis zur Jahrtausendwende der Windenergieausbau maßgeblich von Akteuren im landwirtschaftlichen Umfeld, von Bürgerenergie-Gruppierungen und – damals überwiegend klein strukturierten – Projektentwicklern getragen wurde.<sup>11</sup>

<sup>11</sup> So auch Mautz/Byzio/Rosenbaum (2008), *Auf dem Weg zur Energiewende - Die Entwicklung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in Deutschland*, S. 56, die darauf hinweisen, dass im Rahmen des sog. »250-Megawatt-Programm« zwischen 1989 und 1997 Landwirte die größte Gruppe der geförderten Betreiber stellten. Zu jener Zeit verfügten Windturbinen über eine durchschnittliche Generatorleistung von 250 kW, so dass mit dem Förderprogramm des Bundesforschungsministeriums 1.000 Windräder gefördert werden sollten. Die Autoren nehmen auch Bezug auf einen [Forschungsbericht](#) des ISET aus dem Jahr 2003, der zum Ergebnis kommt, dass im Bereich der Windenergie »Landwirte bis Mitte der 1990er Jahre [...] die dominierende Betreibergruppe waren«; S. 61. Auch WindGuard (2015) resümiert in der [Studie](#) *Akteursstrukturen von Windenergieprojekten in Deutschland*, dass hierzulande bis Mitte der 1990er Jahre Bürgerwind-Akteure und Landwirte die »maßgeblichen Akteursgruppen« waren; S. 11. Mit der Änderung des BauGB im Jahr 1996 sei eine vermehrte Professionalisierung des Windenergiezubaues durch Projektentwickler festzustellen gewesen. Ab der Jahrtausendwende sieht WindGuard zunehmend auch »Fondstrukturen« und ab 2004 auch »internationale und institutionelle Akteure« als maßgeblich im Bereich der Windenergie-Akteure; S. 12.

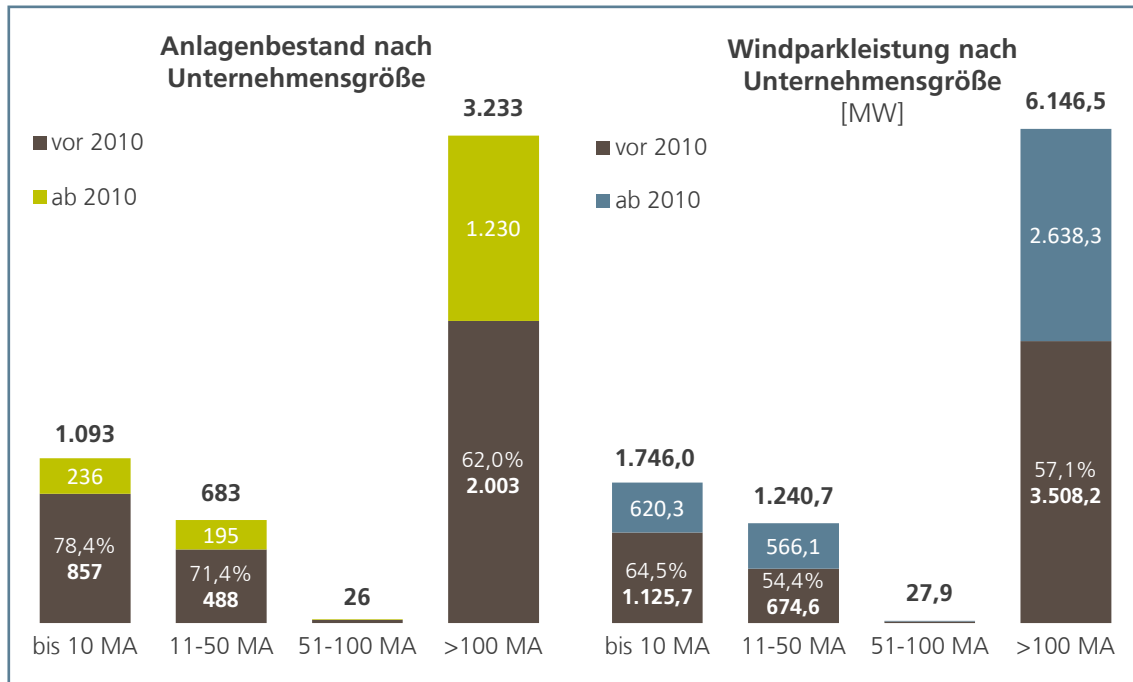


Abbildung 4: Anlagenbestand und -leistung in Bezug zur Unternehmensgröße der Teilnehmer; Quelle: FA Wind

### 2.3.3 Erfasster Anlagenpark mit Förderende zwischen 2021 und 2025

Von der Windenergieleistung, die Mitte 2017 bundesweit betrieben wurde (47,6 GW), endet bei einem Viertel (12,2 GW) zwischen 31.12.2021 und 31.12.2025 die Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Die regionale Verteilung des in diesem Zeitraum aus der Förderung ausscheidenden Anlagenparks zeigt Tabelle 5. Für überdurchschnittlich viel installierte Windenergieleistung endet in den Bundesländern Sachsen (34%), Sachsen-Anhalt (34%), Brandenburg (33%), Niedersachsen (32%) und Nordrhein-Westfalen (32%) die EEG-Vergütung in diesem Zeitraum.

Tabelle 5: Anteil des bundesweiten Anlagenparks mit auslaufender Förderung zwischen 2021 und 2025; Quelle: ÜNB, Berechnungen: FA Wind

Windenergieanlagenstandorte	Gesamter Bestand (Ende Juni 2017)		Davon mit Förderende 2021 bis 2025		Anteil Förderende 2021-25 / Gesamtbestand	
	Anlagen	Leistung [MW]	Anlagen	Leistung [MW]	Anlagen [%]	Leistung [%]
Baden-Württemberg	558	1.348,6	149	235,2	26,7%	17,4%
Bayern	1.006	2.405,0	142	166,8	14,1%	6,9%
Berlin	5	12,4	0	0,0	-	-
Brandenburg	3.615	6.581,3	1.404	2.160,5	38,8%	32,8%
Bremen	75	177,6	20	41,0	26,7%	23,1%
Hamburg	53	82,2	8	5,7	15,1%	6,9%
Hessen	762	1.663,5	120	209,3	15,7%	12,6%
Mecklenburg-Vorpom.	1.690	3.076,7	419	626,4	24,8%	20,4%
Niedersachsen	5.430	9.543,3	1.912	3.092,3	35,2%	32,4%

Windenergieanlagenstandorte	Gesamter Bestand (Ende Juni 2017)		Davon mit Förderende 2021 bis 2025		Anteil Förderende 2021-25 / Gesamtbestand	
	Anlagen	Leistung [MW]	Anlagen	Leistung [MW]	Anlagen [%]	Leistung [%]
Nordrhein-Westfalen	2.865	4.923,9	1.108	1.597,6	38,7%	32,4%
Rheinland-Pfalz	1.547	3.276,5	343	538,8	22,2%	16,4%
Saarland	162	376,5	32	43,6	19,8%	11,6%
Sachsen	838	1.198,1	275	409,6	32,8%	34,2%
Sachsen-Anhalt	2.798	5.014,9	1.127	1.718,6	40,3%	34,3%
Schleswig-Holstein	2.953	6.398,8	640	981,0	21,7%	15,3%
Thüringen	838	1.478,6	239	341,9	28,5%	23,1%
<b>Gesamt</b>	<b>25.195</b>	<b>47.557,8</b>	<b>7.938</b>	<b>12.168,3</b>	<b>38,8%</b>	<b>25,6%</b>

Von der Erzeugungsleistung in der Stichprobe (9,1 GW) endet ebenfalls für ein Viertel der Kapazität (2,3 GW) der Förderanspruch im Zeitraum 2021 bis 2025 (vgl. Tabelle 6).<sup>12</sup> In absoluten Zahlen wurden 1.621 Anlagen mit rund 2.260 MW Leistung erfasst, die innerhalb dieser fünf Jahre aus dem Förderregime ausscheiden. Auch bei den Windrädern in der Stichprobe zeigen sich überdurchschnittliche Anteile hinsichtlich des Förderende-Zeitraums 2021 bis 2025 in den Bundesländern Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Sachsen sowie Sachsen-Anhalt. Die Stichprobe umfasst auch in dieser Hinsicht sehr valide Daten.

Tabelle 6: Anteil des Anlagenparks in der Stichprobe mit auslaufender Förderung zwischen 2021 und 2025; Quelle: FA Wind

Windenergieanlagenstandorte	Erfasster Bestand der Stichprobe		Davon mit Förderende 2021 bis 2025		Anteil Förderende 2021-25 / erfasster Bestand	
	Anlagen	Leistung [MW]	Anlagen	Leistung [MW]	Anlagen [%]	Leistung [%]
Baden-Württemberg	125	308,3	50	72,6	40,0%	23,5%
Bayern	117	241,5	24	27,5	20,5%	11,4%
Berlin	0	0,0	0	0,0	-	-
Brandenburg	979	1.910,3	254	400,9	25,9%	21,0%
Bremen	24	45,4	0	0,0	-	-
Hamburg	9	11,0	0	0,0	-	-
Hessen	124	281,5	19	24,7	15,3%	8,8%
Mecklenburg-Vorpom.	411	779,4	106	131,4	25,8%	16,9%

<sup>12</sup> Hinweis zur Abgrenzung der Jahreswerte: Bis zum EEG 2014 umfasste der Förderzeitraum das letzte Jahr der Förderung als komplettes Kalenderjahr. Der Förderzeitraum endet stets zum 31. Dezember eines Jahres. Werden in dieser Analyse Jahreszahlen in Verbindung mit dem Auslaufen der Förderung erwähnt, ist jeweils die Situation zum Ende des betreffenden Jahres gemeint. Wird beispielsweise ein Leistungsvolumen angegeben, für welches 2021 die EEG-Förderung ausläuft, bedeutet dies, dass für diese Erzeugungskapazität erst ab 2022 kein Förderanspruch mehr besteht. Die angegebene Jahreszahl impliziert jeweils, dass in dem bezeichneten Jahr der Förderanspruch noch vollumfänglich besteht.

Windenergieanlagenstandorte	Erfasster Bestand der Stichprobe		Davon mit Förderende 2021 bis 2025		Anteil Förderende 2021-25 / erfasster Bestand	
	Anlagen	Leistung [MW]	Anlagen	Leistung [MW]	Anlagen [%]	Leistung [%]
Niedersachsen	1.085	1.787,7	381	586,1	35,1%	32,8%
Nordrhein-Westfalen	332	500,9	154	183,2	46,4%	36,6%
Rheinland-Pfalz	119	226,9	35	39,6	29,4%	17,5%
Saarland	23	56,3	0	0,0	-	-
Sachsen	142	215,7	47	65,5	33,1%	30,4%
Sachsen-Anhalt	595	1.145,8	273	378,0	45,9%	33,0%
Schleswig-Holstein	811	1.402,7	236	296,6	29,1%	21,1%
Thüringen	139	247,8	42	57,3	30,2%	23,1%
<b>Gesamt</b>	<b>5.035</b>	<b>9.161,1</b>	<b>1.621</b>	<b>2.263,3</b>	<b>32,2%</b>	<b>24,7%</b>

## 2.4 Bundesweiter Anlagenpark

Um die Aussagekraft der mit der Umfrage erhobenen Daten hinsichtlich der bundesweiten Situation einordnen zu können, wurde auch der deutschlandweite Anlagenbestand in die Betrachtungen einbezogen. Als Datenquelle eignete sich hierfür das (Marktstammdaten-)Register nur bedingt, da darin erst seit Herbst 2014 sämtliche Erneuerbare-Energien-Anlagen in Deutschland erfasst werden. Stattdessen wurde für die Betrachtung des historischen Anlagenbestandes auf die Stammdaten zurückgegriffen, welche die vier Übertragungsnetzbetreiber jährlich zusammen mit der EEG-Jahresabrechnung veröffentlichten. Grundlage für den Mitte 2017 in Betrieb befindlichen Anlagenpark bilden daher bis einschließlich 2016 die Anlagenstammdaten<sup>13</sup> zur EEG-Jahresabrechnung 2016. Für das erste Halbjahr 2017 wurde der Netto-Zubau gemäß dem bei der Bundesnetzagentur geführten Register<sup>14</sup> zugrunde gelegt. Demnach waren zur Jahresmitte 2017 in Deutschland über 28.000 Windturbinen (onshore) mit einer Gesamterzeugungsleistung von rund 50.000 MW in Betrieb.<sup>15</sup> Fast die Hälfte dieser Erzeugungskapazität wurde vor 2010 installiert (23.500 MW; vgl. Tabelle 4). Nach vorläufigen Zahlen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen erzeugten Windenergieanlagen an Land im Gesamtjahr 2017 fast 89 Mrd. kWh Strom; ein Anteil von 13,5 Prozent an der in Deutschland insgesamt erzeugten Bruttostrommenge. Damit hat sich 2017 die mit Windenergieanlagen an Land erzeugte Strommenge gegenüber 2009 mehr als verdoppelt.

Die vorliegende Analyse widmet sich insbesondere Windturbinen, die in der ersten Hälfte des kommenden Jahrzehnts aus dem Förderregime des EEG ausscheiden werden. Legt man für diese Anlagen die jeweiligen im Jahr der Errichtung eingespeisten Strommengen zugrunde, wird deutlich, dass es bei der Entscheidung über die Stilllegung bzw. den Weiterbetrieb dieser Turbinen um bedeutende Anteile am derzeitigen Windstromaufkommen geht. Im Jahr 2005 erzeugten Windräder rund 28 Terawattstunden (TWh) Strom – Anlagen, die bis Ende 2025 aus der Förderung ausscheiden. Dabei ist allerdings zu beachten, dass ein Teil der in Tabelle 7 aufgeführten, historischen Anlagen zwischenzeitlich stillgelegt

<sup>13</sup> ÜNB; Fn. 1.

<sup>14</sup> BNetzA; Fn. 10.

<sup>15</sup> Geringfügig abweichende Bestandszahlen weisen die Statistiken von DEWI und WindGuard aus: DEWI erfasste Ende Juni 2017 27.570 Anlagen mit 47.733 MW. Laut WindGuard waren zum selben Zeitpunkt 27.914 Anlagen mit 48.024 MW am Netz. Die Differenzen dürften sich vor allem in der Berücksichtigung von Anlagen, die in der Vergangenheit abgebaut wurden, begründen.

wurde. Außerdem variieren sowohl die Bezugsgröße Bruttostromerzeugung als auch die Witterungsverhältnisse, welche die jährliche Windstromerzeugung beeinflussen.

Tabelle 7: Beitrag der Stromerzeugung mit Windenergieanlagen an Land zur nationalen Stromerzeugung in ausgewählten Jahren, Quellen: DEWI<sup>16</sup>, WindGuard<sup>17</sup>, AG Energiebilanzen<sup>18</sup>; \*Werte vorläufig

Windenergie an Land	2001	2005	2009	2017
Anlagenbestand und insgesamt installierte Erzeugungsleistung	11.438 WEA 8.755 MW	17.574 WEA 18.427 MW	20.298 WEA 23.891 MW	28.675 WEA 50.777 MW
Bruttostromerzeugung (nur Wind an Land)	10,5 TWh	27,9 TWh	39,5 TWh	88,7 TWh*
Anteil an gesamter Bruttostromerzeugung	1,8%	4,5%	6,6%	13,5%*

#### 2.4.1 Altersstruktur des bundesweiten Anlagenparks

Die Ausbautwicklung der Windenergie in den letzten 20 Jahren wird anhand der Altersstruktur des Ende 2016 bundesweit betriebenen Anlagenparks in Abbildung 5 anschaulich. Es zeigt sich, dass der jährliche Leistungszuwachs deutlichen Schwankungen unterworfen ist, wobei die Spannweite von knapp 500 MW (1998) bis zu 4.800 MW (2014) reichte. Im Zeitraum 2001 bis 2006 wurden pro Jahr im Schnitt über zwei GW ans Netz angeschlossen, während sich in der restlichen Zeit des letzten Jahrzehnts der Jahreszuwachs meist unterhalb von zwei GW bewegte. Eine Ausnahme stellt 2008 dar, was mit einer Änderung der seinerzeitigen Förderhöhe im EEG zusammenhängt. Im Kalenderjahr 2008 wurden rund 1.665 MW Windenergieleistung errichtet,<sup>19</sup> allerdings nur 760 MW im selben Jahr in Betrieb genommen. Mit dem Jahreswechsel 2008/2009 stieg die Anfangsvergütung für Windräder von 8,3 auf 9,2 Cent je Kilowattstunde (ct/kWh), so dass ein wirtschaftlicher Anreiz bestand, mit den 2008 errichteten Windturbinen erst ab 2009 Strom zu erzeugen und ins öffentliche Netz einzuspeisen.

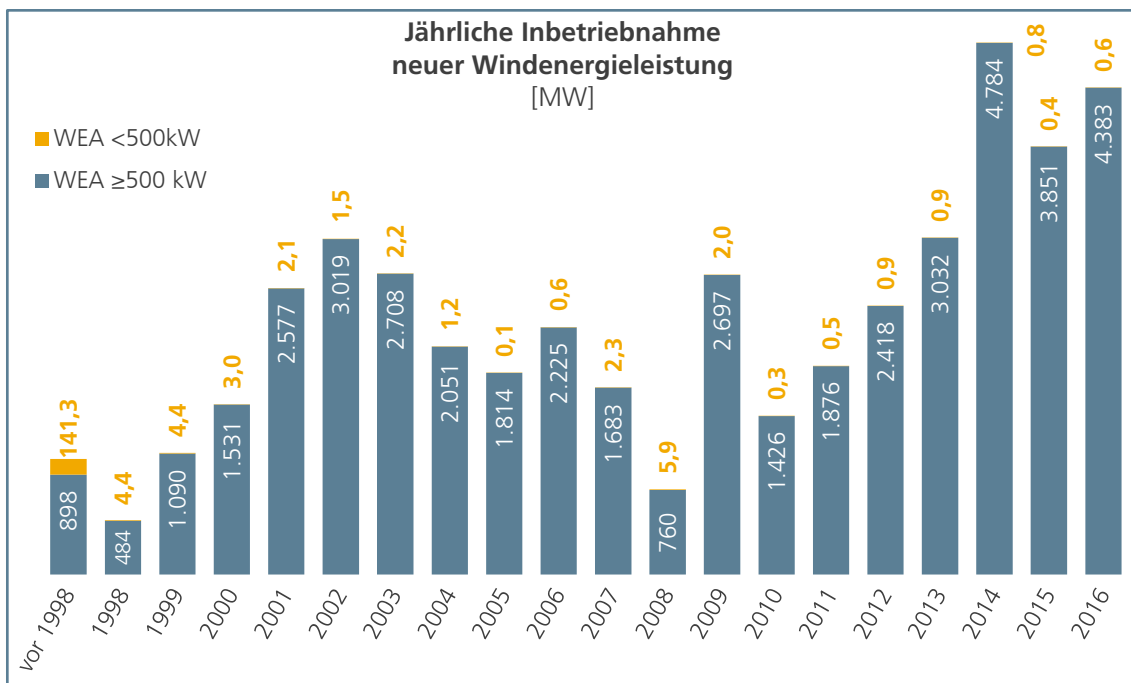


Abbildung 5: Altersstruktur des Ende 2016 bundesweit betriebenen Anlagenparks; Quelle: ÜNB, Auswertung & Grafik: FA Wind

<sup>16</sup> Bestandszahlen 2001 bis 2009 gemäß DEWI Magazin Nr. 20, S. 13; Nr. 28, S. 10; Nr. 36, S. 29.

<sup>17</sup> Bestandszahlen 2017 entnommen aus: WindGuard, *Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland 2017*.

<sup>18</sup> AGE, *Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern von 1990 bis 2017* (Stand: 02/2018).

<sup>19</sup> Vgl. DEWI Magazin Nr. 34, S. 43.

Im Fokus der Betrachtung stehen Windturbinen, die ab dem Jahr 2001 ans Netz gingen und folglich nach 2021 sukzessiv das Förderregime wieder verlassen werden. Zwar werden mit dem noch älteren Anlagenpark, nach heutigem Kenntnisstand, bereits Ende 2020 rund vier GW Erzeugungslleistung das Förderende erreichen. Diese Anlagen haben jedoch ein sehr unterschiedliches Betriebsalter,<sup>20</sup> was insbesondere periodenabgrenzende Betrachtungen schwierig macht. Abgesehen davon ist nicht auszuschließen, dass ein nennenswerter Umfang an Anlagen, die bereits älter als 20 Jahre sind, noch vor Ende des Jahrzehnts stillgelegt werden könnten, weil deren technisches Lebensende erreicht wird. Andererseits ist zu erwarten, dass ein Teil der Anlagen aufgrund deren Betreiberstruktur<sup>21</sup> andere Voraussetzungen für einen Weiterbetrieb haben. Der Anteil an betriebsnahen Anlagen, beispielsweise landwirtschaftlichen Nebenanlagen, für die ein Eigenverbrauch des Stroms in Betracht kommt, könnte in dieser Teilmenge höher sein.

#### 2.4.2 Bundesweiter Anlagenpark mit Förderende zwischen 2021 und 2025

Neben dem Zubau von Windenergieanlagen ist auch der Abgang an Erzeugungslleistung infolge des Rückbaus von Altanlagen bedeutsam. Die Altersstruktur des Ende 2016<sup>22</sup> bundesweit betriebenen Anlagenparks (Abbildung 5) gibt zumindest Hinweise darauf, wann Windturbinen in den nächsten zwei Jahrzehnten aus dem Förderregime des EEG ausscheiden werden. Die im Rahmen dieser Studie untersuchten Anlagen werden allesamt 20 Jahre zuzüglich dem Rumpffjahr der Inbetriebnahme finanziell gefördert. Je nach Inbetriebnahmedatum ist somit ein Gesamtförderzeitraum von fast 21 Jahren möglich.

Die Frage nach dem Weiterbetrieb, Repowering oder der Stilllegung von Anlagen nach Auslaufen der EEG-Förderung stellt sich für Betreiber erstmals zum Jahresende 2020. Um zu verdeutlichen, welche Erzeugungskapazität im nächsten Jahrzehnt von dieser Situation tangiert wird, zeigt Abbildung 6 für jedes Kalenderjahr das voraussichtlich betroffene Leistungsvolumen; periodisch abgegrenzt anhand des Inbetriebnahmejahrs zuzüglich 20 Jahre Laufzeit. Aus der Grafik wird erkennbar, dass Windturbinen mit einer spezifischen Leistung bis 500 kW, die aktuell noch in großer Stückzahl am Netz sind, keine relevante Größe innerhalb der jährlich aus der Förderung fallenden Erzeugungskapazitäten darstellen.<sup>23</sup> Lediglich Ende 2020 tragen diese Kleinanlagen mit niedrigen dreistelligen Megawatts zum dann förderfreien Gesamtvolumen bei. In den darauffolgenden eineinhalb Jahrzehnten bleibt deren Kapazitätsbeitrag nahezu ausnahmslos unter zwei Megawatt pro Jahr.

Im Zeitraum 2021 bis 2025 beträgt die vom Förderende jährlich betroffene Kapazität durchschnittlich 2,4 GW. Insgesamt werden bis zur Mitte des nächsten Jahrzehnts 16 GW aus dem Förderregime ausscheiden, soweit die Anlagen nicht schon vorher stillgelegt werden.

<sup>20</sup> Das unterschiedliche Betriebsalter begründet sich darin, dass § 9 Abs. 1 Satz 2 EEG 2000 allen vor dem 1. April 2000 in Betrieb gesetzten Windturbinen einen Förderzeitraum bis zum 31.12.2020 einräumte; dazu unten Kapitel 4.5.2.

<sup>21</sup> Mautz/Byzio/Rosenbaum; Fn. 11, S. 60.

<sup>22</sup> ÜNB; Fn. 1.

<sup>23</sup> Gemäß Anlagenstammdaten waren rund 1.500 Anlagen mit einer jeweiligen spezifischen Generatorleistung unter 500 kW Ende 2016 am Netz, die eine installierte Gesamtleistung von 175 MW umfassten.

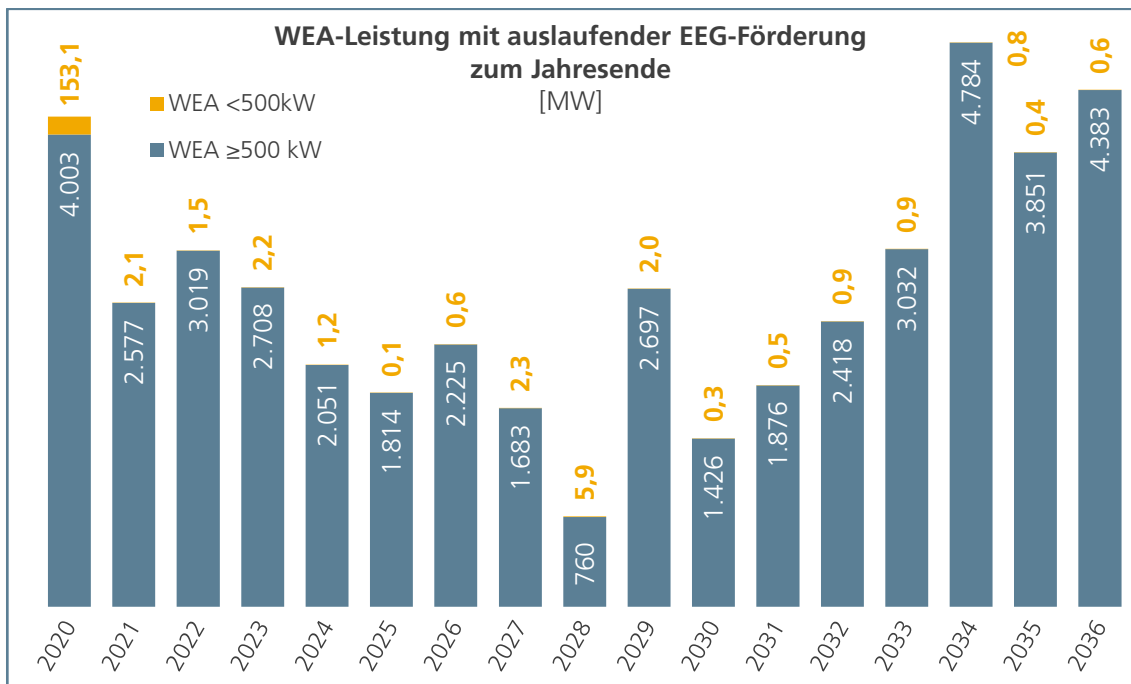


Abbildung 6: Windenergieleistung mit auslaufender EEG-Förderung zwischen Ende 2020 und 2036; Quelle: ÜNB, Auswertung & Grafik: FA Wind

Die vom Ende der Förderung betroffene Windenergieleistung schwankt nicht nur in zeitlicher Hinsicht. Auch bei der regionalen Betrachtung zeigen sich deutliche Unterschiede bei den Leistungsvolumina. Abbildung 7 veranschaulicht für die einzelnen Bundesländer, welche Erzeugungskapazitäten dort bis Ende 2025 jährlich von der auslaufenden Förderung betroffen sind. Für einzelne Länder ergeben sich Differenzen im Vergleich zu den historischen Zubauwerten im jeweiligen Jahr, da einige Windturbinen aus dieser Zeit heute bereits stillgelegt sind. Ein Vergleich des Anlagenbestands Ende 2016<sup>24</sup> mit historischen Bestandszahlen, etwa für das Jahr 2005,<sup>25</sup> zeigt, in welchen Bundesländern ein nennenswerter Rückbau von Altanlagen bislang schon stattgefunden hat. Dies trifft insbesondere auf Schleswig-Holstein zu, wo Ende 2005 rund 800 MW mehr Leistung ans Netz angeschlossen war, als aus dieser Zeit dort zum Stichtag 31.12.2016 noch betrieben wurde. In Niedersachsen wurde im selben Zeitraum etwa 600 MW zurückgebaut; in Brandenburg, Rheinland-Pfalz und Nordrhein-Westfalen waren es jeweils rund 200 MW. In den anderen Bundesländern liegt der Rückbau an Erzeugungskapazität aus dieser Zeit bisher bei etwa 70 MW (Sachsen-Anhalt, Hessen) und deutlich darunter. Zusammen mit dem laut Register im Jahr 2017 erfassten Rückbau (482 MW) wurden bundesweit bereits mehr als 2.600 MW Windenergieleistung stillgelegt. Vergleichbare Rückbauwerte lassen sich auch den jährlichen Statistiken des DEWI entnehmen (siehe unten, Kapitel 5). Die Umfrageteilnehmer gaben an, bis 2020 noch 400 MW außer Betrieb nehmen zu wollen (siehe Kapitel 3.3.2).

<sup>24</sup> Auf Basis der Anlagenstammdaten; Fn. 1.

<sup>25</sup> Datenbasis DEWI, gemäß Bundesländer-Übersicht zur Windenergie unter [www.foederal-erneuerbar.de](http://www.foederal-erneuerbar.de)

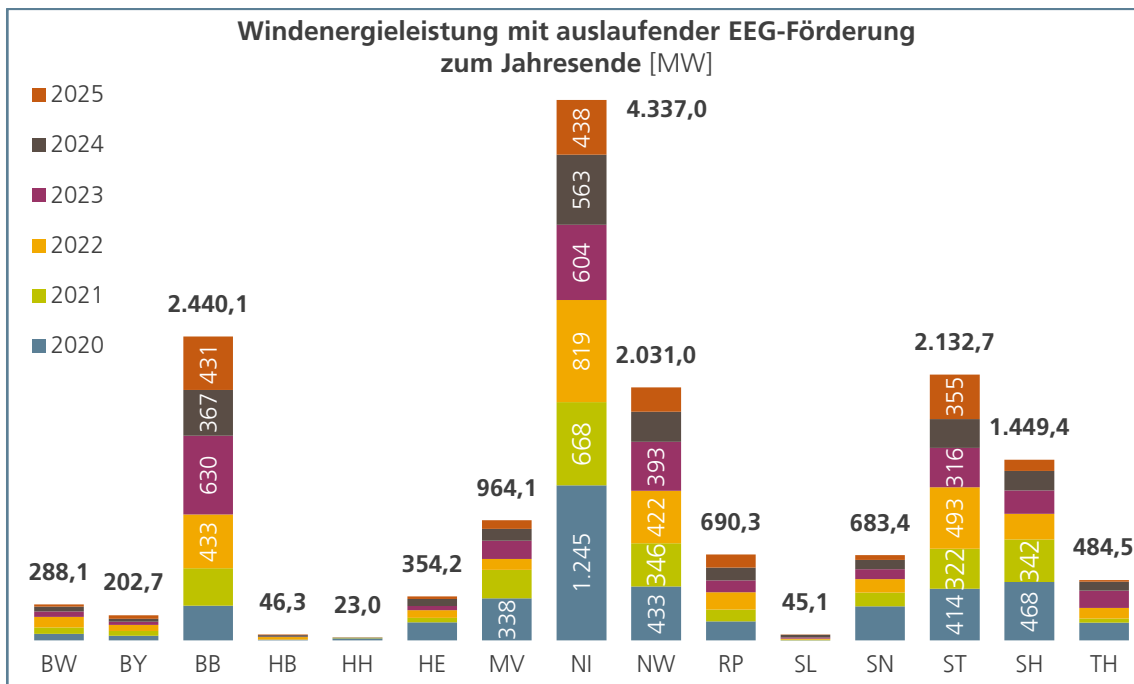


Abbildung 7: Regionale Verteilung der Windenergieleistung (WEA >500 kW) mit auslaufender EEG-Förderung zwischen Ende 2020 und 2025; Quelle: ÜNB, Auswertung & Grafik: FA Wind

Der Anteil der Anlagen, die zwischen 2021 und 2025 das Förderregime verlassen, ist in Tabelle 5 aufgeschlüsselt. Daraus wird deutlich, dass ein Drittel der Mitte 2017 betriebenen Erzeugungsleistung in dieser Zeitperiode das Förderende erreichen wird. Überdurchschnittlich hohe Leistungsanteile mit relativ frühem Förderende zeigen sich für Anlagenstandorte in Sachsen (57%), Niedersachsen (45%), Sachsen-Anhalt (43%) sowie Nordrhein-Westfalen (41%). Diese Länder sind in der Stichprobe überdurchschnittlich vertreten (siehe Kapitel 2.3.3).

### Situation im Netzausbaubereich

Gesondert betrachtet werden soll die Situation innerhalb des sog. Netzausbaubereichs gemäß § 10 Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung (EEAV), da dort seit dem Jahr 2017 der über die Ausschreibung geförderte Neuanlagen-Zubau zusätzlich begrenzt wird.<sup>26</sup> In diesem Gebiet, das die Bundesländer Bremen, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Schleswig-Holstein sowie den nördlichen Teil Niedersachsens umfasst (vgl. Abbildung 8), waren Mitte 2017 rund 8.000 Windräder mit zusammen 15.500 MW Leistung am Netz. Von diesen werden bis Ende 2025 rund 5.000 MW aus der EEG-Förderung ausscheiden, davon die Hälfte allein im Norden von Niedersachsen (vgl. Abbildung 9).

<sup>26</sup> § 36c Abs. 4 EEG 2017 i.V.m. § 11 EEAV legt fest, dass in das Netzausbaubereich pro Kalenderjahr Zuschläge für höchstens 902 MW Windenergieleistung vergeben werden dürfen.



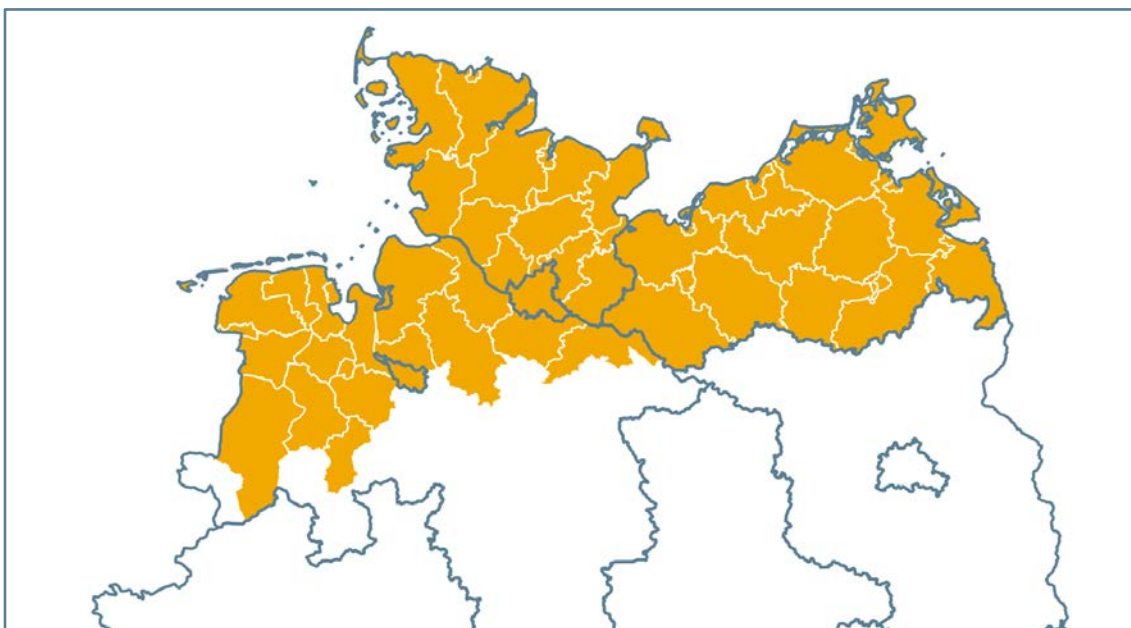


Abbildung 8: Geografische Lage des Netzausbaubereichs gemäß § 10 EEG; Grafik: FA Wind auf Basis © GeoBasis-DE / BKG 2015 (Daten verändert)

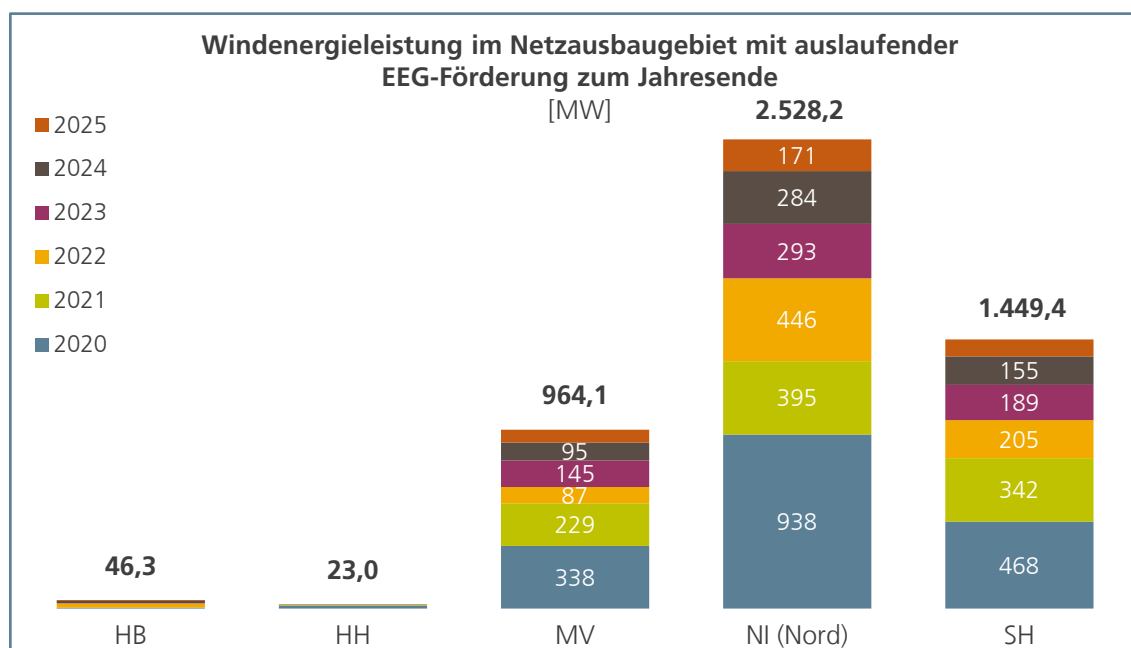


Abbildung 9: Regionale Verteilung der Windenergieleistung (WEA >500 kW) mit auslaufender EEG-Förderung zwischen Ende 2020 und 2025 innerhalb des Netzausbaubereichs; Quelle: ÜNB, Auswertung & Grafik: FA Wind

Bis Ende 2025 fallen bundesweit rund 16 GW Windenergieleistung aus dem Förderregime des EEG (vgl. Kapitel 2.3.3). Davon sind 11 GW Erzeugungskapazität außerhalb des Netzausbaubereichs installiert. Der Vergleich der jährlich innerhalb und außerhalb des Netzausbaubereichs betroffenen Erzeugungskapazität (Tabelle 8) macht deutlich, dass innerhalb dieses Gebiets ein weitaus größerer Leistungsanteil (35%) bereits Ende 2020 den Förderanspruch verliert, als dies außerhalb des Netzausbaubereichs der Fall ist. Dort ist lediglich ein Fünftel des bis Mitte des nächsten Jahrzehnts aus der Förderung ausscheidenden Leistungsumfangs schon zum Jahreswechsel 2020/21 betroffen.

Tabelle 8: Windenergieleistung mit auslaufender Förderung bis Ende 2025 innerhalb und außerhalb des Netzausbaugebiets;  
Quelle: ÜNB; Auswertung: FA Wind

Windenergieleistung mit Förderende zum Stichtag	Innerhalb des Netzausbaugebiets		Außerhalb des Netzausbaugebiets	
	Leistung [MW]	Anteil [%]	Leistung [MW]	Anteil [%]
31.12.2020	1.766,8	35,3%	2.236,7	20,0%
31.12.2021	968,5	19,3%	1.608,5	14,4%
31.12.2022	761,9	15,2%	2.257,1	20,2%
31.12.2023	629,1	12,6%	2.078,7	18,6%
31.12.2024	548,2	10,9%	1.502,4	13,5%
31.12.2025	336,5	6,7%	1.477,5	13,2%
<b>Summe</b>	<b>5.010,9</b>	<b>100,0%</b>	<b>11.160,8</b>	<b>100,0%</b>

Aus dem oben dargelegten Zahlen wird deutlich, dass der Anlagenpark, der vor 2006 im Netzausbaugebiet in Betrieb genommen wurde, ein höheres Alter aufweist, als Windturbinen außerhalb dieses Gebiets. Insbesondere der Anlagenbestand im niedersächsischen Teil des Netzausbaugebiets besitzt ein überdurchschnittlich hohes Alter. Nach Datenlage der Übertragungsnetzbetreiber betrug Ende 2016 das Durchschnittsalter der bundesweit in Betrieb befindlichen Windturbinen (mit mehr als 500 kW Generatorleistung) 10,2 Jahre (Median: 11,1 Jahre). In Niedersachsen lag das mittlere Anlagenalter zum selben Stichtag bei 11,7 Jahren (Median: 13,1 Jahre). Noch älter waren Windturbinen innerhalb des niedersächsischen Teils des Netzausbaugebiets: Dort betrug das Durchschnittsalter der betriebenen Windturbinen 12,1 Jahren (Median: 13,9 Jahre). Weitaus jünger waren demgegenüber die im Nachbarland Schleswig-Holstein laufenden Turbinen: Diese waren im Schnitt erst 8,7 Jahre (Median: 6,7 Jahre) am Netz, was sich darin begründet, dass dort seit 2010 prozentual wie absolut weitaus mehr Altanlagen repowert wurden als in Niedersachsen.<sup>27</sup>

Von den Anlagen, die vor 2010 in Betrieb gesetzt wurden und Mitte 2017 noch am Netz waren, erfasst die zugrunde liegende Umfrage knapp 23 Prozent (vgl. Tabelle 4).

<sup>27</sup> Berechnungen mit den von DEWI jährlich [veröffentlichten](#) Zubau- und Repowering-Zahlen zeigen, dass im Zeitraum 2010 bis 2016 das Repowering in Niedersachsen prozentual wie absolut (947 MW, 33%) deutlich unterhalb dessen lag was in Schleswig-Holstein im selben Zeitraum durch Neuanlagen ersetzt wurde (1.629 MW, 43%); siehe dazu auch: Quentin/Sudhaus; Fn. 2.

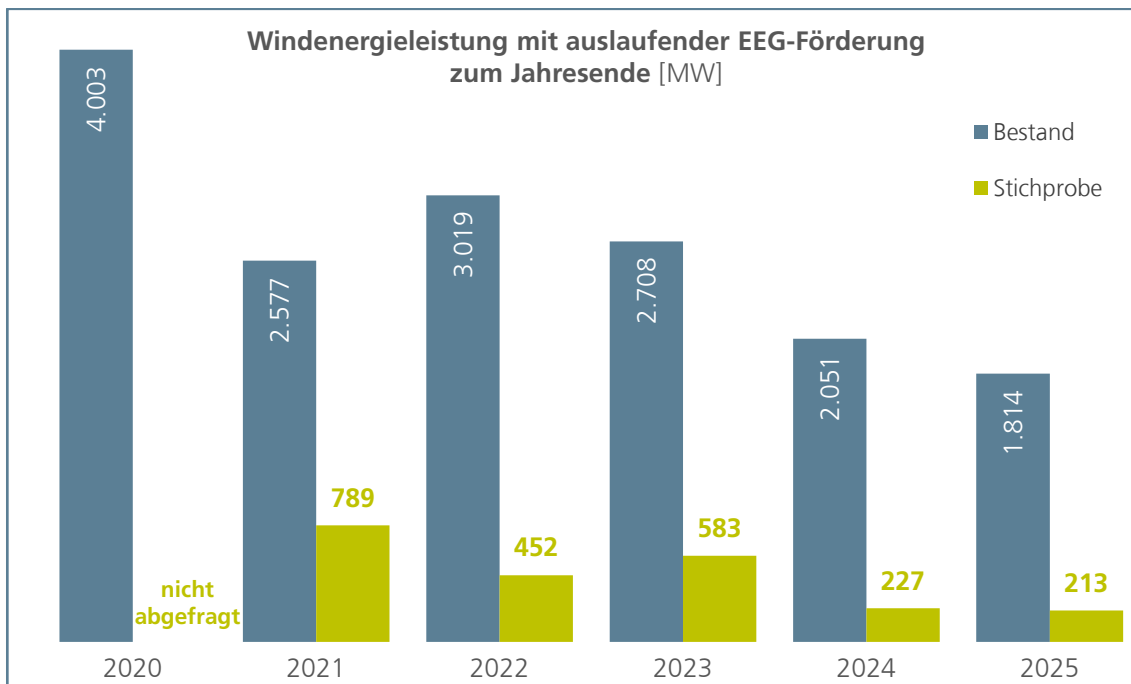


Abbildung 10: Windenergieleistung (WEA >500 kW) mit auslaufender EEG-Förderung zwischen Ende 2021 und 2025;  
Quellen: ÜNB, FA Wind

### 3. Repowering

Ein wesentlicher Teil der Umfrage bezog sich auf das Repowering. In diesem Rahmen wurde ermittelt, welche Erfahrungen die Teilnehmer mit dem Altanlagenersatz bislang gemacht haben und inwieweit bereits Planungen bestehen, bis Mitte des nächsten Jahrzehnts Windturbinen im Umfeld der bisherigen Standorte zu ersetzen – sprich zu repowern.

#### 3.1 Begriffsdefinition

Der Begriff Repowering, zu Deutsch Kraftwerkserneuerung, bezeichnet allgemein das Ersetzen alter Kraftwerke oder wesentlicher Teile dessen durch neue Anlagen(teile).<sup>28</sup> Im Bereich der Windenergie ist Repowering gleichzusetzen mit dem Ersatz älterer Anlagen durch leistungsstärkere und effizientere Neuanlagen, welche das Winddargebot am Standort besser nutzen. Oftmals wird dabei die Gesamtzahl der Anlagen reduziert, zugleich aber die Gesamtleistung und damit auch Stromerzeugung am Anlagenstandort erhöht.<sup>29</sup> Für die bloße Erhöhung der Leistungsfähigkeit einer bestehenden Anlage hat sich im Bereich der Windenergie der Begriff der Leistungsänderung etabliert.<sup>30</sup>

Im EEG wurde zeitweise der Begriff der »Repowering-Anlage« legal definiert. Erstmals finanziell angereizt wurde der Ersatz von Altanlagen durch das EEG 2004.<sup>31</sup> Eine signifikante Steigerung des Repowerings war allerdings erst nach dessen Neuregelung im EEG 2009 festzustellen (vgl. Tabelle 9),<sup>32</sup> mit der neue Windturbinen, die Altanlagen ersetzen, eine erhöhte Anfangsvergütung von 0,5 ct/kWh

<sup>28</sup> Vgl. zum Begriff Repowering: DStGB (2012), *Dokumentation N° 111 – Kommunale Handlungsmöglichkeiten beim Ausbau der Windenergie*, S. 19, sowie [Wikipedia](#).

<sup>29</sup> BWE, Glossar zu [Repowering](#).

<sup>30</sup> So unterscheidet auch das (Anlagen-)Register bei der Datenerfassung zwischen Leistungsänderung und Repowering.

<sup>31</sup> Vgl. § 10 Abs. 2 EEG 2004, in Kraft getreten im Rahmen eines Gesetzespakets zur [Neuregelung](#) des EEG (BGBl. I S. 1918) am 1. August 2004.

<sup>32</sup> Mit Einführung des § 30 in das [Erneuerbare-Energien-Gesetz](#) vom 25.10.2008 (BGBl. I S. 2074) wurde die bisherige Regelung des § 10 Abs. 2 EEG 2004, die eine verlängerte Anfangsvergütung für Repowering-Anlagen vorsah, finanziell insoweit geändert, als der Ersatz von Altanlagen durch Neuanlagen zusätzlich mit 0,5 ct/kWh vergütet wurde.

bekamen. Die ersetzte(n) Anlage(n) mussten aus demselben oder einem benachbarten Landkreis stammen, vor 2002 in Betrieb gegangen sein und vor Inbetriebnahme der Repowering-Anlage endgültig stillgelegt werden. Die Bonusgewährung war zudem daran geknüpft, dass die Repowering-Leistung ein Mehrfaches der stillgelegten Anlagenleistung betrug, wobei die Neuanlagenzahl die Anzahl der Altanlagen nicht übersteigen durfte. Mit der Neugestaltung des Repowering-Bonus im EEG 2009 sollte auch ein »Aufräumen der Landschaft« angereizt werden, indem einzeln stehende Turbinen durch Windparks in dafür ausgewiesenen Konzentrationszonen ersetzt werden.<sup>33</sup> Bis zur Nachjustierung des Repowering-Bonus im Jahr 2009 bewegte sich der Repowering-Anteil am jährlichen Leistungszuwachs zwischen ein und sieben Prozent. Im Jahr 2010 stieg dieser auf 14 Prozent und wuchs bis 2014 kontinuierlich auf 36 Prozent (DEWI<sup>34</sup>) bzw. 24 Prozent (WindGuard<sup>35</sup>).

### 3.2 Historische Entwicklung des Repowerings in Deutschland

Eine systematische Erfassung der bundesweiten Entwicklung beim Repowering erfolgte bis zum Start des Anlagenregisters im Herbst 2014 nicht, wenngleich seit dem Jahr 2002 das DEWI eigens erhobene Zahlen zum jährlichen Ersatz von Altanlagen publiziert.<sup>36</sup> Die Zusammenstellung der jährlich vom DEWI erfassten Repowering-Leistung in Tabelle 9 zeigt, dass der Anteil der im Altanlagenersatz installierten Leistung erst in diesem Jahrzehnt zweistellige Prozentwerte erreichte und im Jahr 2014 – mit Auslaufen des Repowering-Bonus – seinen bisherigen Höhepunkt erreichte. Seit 2012 erfasst auch WindGuard eigene Repowering-Werte. Diese weichen teilweise deutlich von Werten des DEWI ab. Beiden gemeinsam ist jedoch die Tendenz in den letzten Jahren: Während 2015 die Repowering-Quote gegenüber 2014 deutlich absank, steigt sie seither wieder moderat an.

Tabelle 9: Jährlich repowerte Windenergiekapazität in Deutschland; Quellen: DEWI, WindGuard, BNetzA

Jahr des Repowerings	Leistung [MW]	Anteil Gesamtzubau	Leistung [MW]	Anteil Gesamtzubau	Leistung [MW]	Anteil Gesamtzubau
	Quelle: DEWI		Quelle: WindGuard		Quelle: BNetzA	
2017	1.008,2	19,0%	951,8	17,8%	927,4	16,9%
2016	785,0	17,4%	679,3	14,7%	611,3	14,0%
2015	751,5	20,3%	484,1	13,0%	668,6	17,7%
2014	1.815,5	38,0%	1.147,9	24,2%		
2013	726,2	24,2%	776,3	25,9%		
2012	540,9	23,2%	431,6	18,5%		
2011	251,2	12,7%				
2010	204,6	14,2%				
2009	136,2	7,3%				
2008	32,9	2,0%				
2007	102,9	6,2%				
2006	136,4	6,1%				

<sup>33</sup> In der Begründung zu § 30 Abs. 1 EEG 2012 wurde angeführt, dass neue (Repowering-)Anlagen »in speziell für Windenergie ausgewiesenen Gebieten ... alte Windenergieanlagen, die vielfach vor allem in Streulagen errichtet wurden« ersetzen sollen, wodurch »Fehlentwicklungen der Vergangenheit beim Ausbau der Windenergie bereinigt, die gesamte Windenergielandschaft neu gestaltet und die Akzeptanz der Windenergie insgesamt verbessert werden«, BT Drs. 16/8148, S. 58; siehe auch: WindGuard & BioConsult (2011), *Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011* gemäß § 65 EEG, im Auftrag des Bundesumweltministeriums, S. 15.

<sup>34</sup> DEWI Magazin Nr. 46, S. 34.

<sup>35</sup> WindGuard (2015), *Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland 2014*, S. 2.

<sup>36</sup> Vgl. DEWI Magazine Nr. 22 ff., verfügbar unter: [http://www.dewi.de/dewi\\_res/index.php?id=22](http://www.dewi.de/dewi_res/index.php?id=22)

Jahr des Repowerings	Leistung [MW]	Anteil Gesamtzubau	Leistung [MW]	Anteil Gesamtzubau	Leistung [MW]	Anteil Gesamtzubau
	Quelle: DEWI		Quelle: WindGuard		Quelle: BNetzA	
2005	12,0	2,3%				
2004	36,4	5,0%				
2003	80,8	3,1%				
2002	12,7	0,4%				

Legt man die zeitlich weitest zurückreichende Erfassung des Repowerings durch das DEWI zugrunde, ist davon auszugehen, dass zwischen 2002 und Mitte 2017 etwa sechs Gigawatt der neu installierten Erzeugungsleistung im Ersatz für Altanlagen errichtet wurde. Im selben Zeitraum ermittelte das DEWI einen Abbau von rund 2,3 GW Windturbinenleistung. Damit wurde über die letzten 15 Jahre hinweg durch das Repowering rechnerisch eine dreifache Leistungssteigerung erzielt, wenngleich sich aus der Datenlage nicht zuordnen lässt, wie viele der stillgelegten Windräder tatsächlich durch Neuanlagen ersetzt wurden.

### 3.3 Umfrageergebnisse zur Repowering-Situation

Im Rahmen der Umfrage wurde einerseits abgefragt, in welchem Umfang die Teilnehmer in der Vergangenheit bereits Repowering-Vorhaben umgesetzt haben. Andererseits wurden Angaben dazu erhoben, ob und in welchem Umfang geplant ist, Windturbinen im Umfeld des bisherigen Standorts bis Mitte des nächsten Jahrzehnts durch Neuanlagen zu ersetzen.

#### 3.3.1 Bisheriges Repowering

Die Rückmeldungen ergaben, dass 28 der teilnehmenden Akteure zum Zeitpunkt der Umfrage bereits 207 Windturbinen mit 180,2 MW Gesamtleistung stillgelegt hatten. Im selben Zeitraum wurden von 27 Akteuren 151 Windturbinen mit 392,9 MW im Rahmen eines Repowering ersetzt. Die bundesländer-spezifische Verteilung der bisherigen Stilllegungen und ersetzten Anlagen zeigt Tabelle 10. Die höchsten Stilllegungs- und Repowering-Werte in der Stichprobe finden sich in Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Schleswig-Holstein. Von 207 erfassten Stilllegungen wurde lediglich für 11 Anlagen (6,6 MW) kein Ersatz durch Repowering gemeldet.

Tabelle 10: Regionale Verteilung der stillgelegten bzw. repowerten Windenergiekapazität in der Stichprobe; Quelle: FA Wind

Windenergieanlagenstandorte	Durchgeführte Stilllegungen		Durchgeführtes Repowering	
	Anlagen	Leistung [MW]	Anlagen	Leistung [MW]
Baden-Württemberg	8	6,7	6	15,8
Bayern	5	3,6	5	16,0
Bremen	1	2,0	1	3,0
Hamburg	10	5,4	4	8,0
Mecklenburg-Vorpommern	3	1,2	3	6,9
Niedersachsen	46	46,6	35	100,4
Nordrhein-Westfalen	28	30,5	25	70,2
Rheinland-Pfalz	2	1,2	2	4,6

Windenergieanlagen-standorte	Durchgeführte Stilllegungen		Durchgeführtes Repowering	
	Anlagen	Leistung [MW]	Anlagen	Leistung [MW]
Sachsen	9	5,3	6	13,1
Sachsen-Anhalt	7	4,2	2	6,6
Schleswig-Holstein	88	73,5	62	148,4
<b>Gesamt</b>	<b>207</b>	<b>180,2</b>	<b>151</b>	<b>392,9</b>

Die zeitliche Einordnung der in der Stichprobe erfassten Repowering- und Stilllegungserfahrungen reicht bis ins Jahr 2010 zurück (vgl. Tabelle 11). Anders als bei den bundesweiten Erhebungen durch das DEWI zeigt sich in der Stichprobe kein Repowering-Peak im Jahr 2014. Hier verteilt sich die stillgelegte wie auch die mit Neuanlagen ersetzte Leistung relativ gleichmäßig über die Jahre 2013 bis 2016, mit leicht erhöhten Werten im letzten dieser Jahre. Die im Betrachtungszeitraum erfasste Repowering-Leistung entspricht lediglich sieben Prozent der im selben Zeitraum durch das DEWI erfassten Repowering-Leistung (5.544 MW) und erscheint damit wenig valide.

Tabelle 11: Jährlich stillgelegte bzw. repowerte Windenergiekapazität in der Stichprobe; Quelle: FA Wind

Jahr der Durchführung	Stilllegungen		Repowering	
	Anlagen	Leistung [MW]	Anlagen	Leistung [MW]
1. HJ 2017	4	5,2	2	6,4
2016	49	61,6	31	88,4
2015	26	30,7	25	73,1
2014	30	19,6	22	56,5
2013	34	36,3	28	66,7
2012	20	9,4	17	43,6
2011	12	6,0	8	18,4
2010	32	11,6	18	39,9
<b>Gesamt</b>	<b>207</b>	<b>180,2</b>	<b>151</b>	<b>392,9</b>

### 3.3.2 Repowering-Vorhaben bis Ende 2020

Die Umfrageteilnehmer wurden auch zu geplanten Repowering-Vorhaben befragt und zwar einerseits zu Planungen, die bis Ende des Jahrzehnts umgesetzt werden sollen, und andererseits zu Vorhaben mit einem Zeithorizont bis 2025. In diesem Zusammenhang sollte auch angegeben werden, inwieweit alte Anlagen im Gegenzug stillgelegt werden sollen.

Die Rückmeldungen ergaben, dass die Teilnehmer bis Ende des Jahrzehnts 178 Anlagen mit zusammen 602 MW im Rahmen eines Repowering in elf Bundesländern errichten wollen. Im Gegenzug sollen fast 400 Altanlagen (404 MW) außer Betrieb gehen. Für 50 der geplanten Stilllegungen wurde angemerkt, dass im Umfeld des bisherigen Anlagenstandorts ein Repowering nicht möglich sei. Drei Teilnehmer gaben zudem an, dass es bei Repowering-Vorhaben in vier Bundesländern zu negativen Leistungsbilanzen kommen werde, da dort mehr Leistung abgebaut als neue Kapazität zugebaut werde.

Tabelle 12: Regionale Verteilung bis Ende 2020 geplanter Stilllegungen und Repowering-Vorhaben in der Stichprobe; Quelle: FA Wind

Windenergieanlagenstandorte	Stilllegungen bis Ende 2020		Repowering bis Ende 2020	
	Anlagen	Leistung [MW]	Anlagen	Leistung [MW]
Bayern	4	2,1	0	0,0
Brandenburg	29	42,6	13	51,0
Hamburg	3	1,7	8	16,8
Hessen	2	1,8	0	0,0
Mecklenburg-Vorpommern	22	11,7	9	27,8
Niedersachsen	128	107,4	44	158,9
Nordrhein-Westfalen	30	19,8	10	31,1
Sachsen	5	3,7	2	6,7
Sachsen-Anhalt	82	96,8	43	150,3
Schleswig-Holstein	78	96,9	44	143,2
Thüringen	13	19,1	5	15,9
<b>Gesamt</b>	<b>396</b>	<b>403,6</b>	<b>178</b>	<b>601,7</b>

Die spezifische Betrachtung der Windprojekte nach Bundesländern zeigt, dass die Befragten sowohl beim Repowering als auch bei den Altanlagenstilllegungen die meiste Leistung in Niedersachsen, Sachsen-Anhalt sowie in Schleswig-Holstein vor Ende des Jahrzehnts realisieren wollen.

Während beim bisherigen Repowering die von den Befragten ersetzte Windenergieleistung um den Faktor 2 über der im Gegenzug stillgelegten Kapazität lag (393 MW / 180 MW), beträgt in den Jahren bis 2020 das Verhältnis von geplanten Repowering-Projekten zu Stilllegungen 1,5 (602 MW / 404 MW). Daraus lässt sich schlussfolgern, dass in der restlichen Zeit in diesem Jahrzehnt verhältnismäßig mehr Leistung mit dem Repowering stillgelegt wird, als dies in der ersten Phase dieses Jahrzehnts der Fall war. Das Verhältnis steigt durch zwei Einflussfaktoren: Zum einen wurden historisch 1,3 Altanlagen durch eine neue ersetzt (207 WEA / 151 WEA), während für die Zukunft geplant ist, je Neuanlage 2,2 alte Windräder abzubauen (396 WEA / 178 WEA). Zum anderen steigt die durchschnittliche Generatorleistung der für den Abbau vorgesehenen Turbinen kontinuierlich (vgl. auch Tabelle 15).

Tabelle 13: Geplante Stilllegungen und Repowering-Projekte bis 2020 in der Stichprobe; Quelle: FA Wind

Jahr der Realisierung	Geplante Stilllegungen		Geplantes Repowering	
	Anlagen	Leistung [MW]	Anlagen	Leistung [MW]
2. HJ 2017	53	53,5	27	80,7
2018	74	67,9	36	114,1
2019	139	136,9	66	240,4
2020	130	145,4	49	166,6
<b>Gesamt</b>	<b>396</b>	<b>403,6</b>	<b>178</b>	<b>601,7</b>

### 3.3.3 Repowering-Perspektive für den Zeitraum 2021 bis 2025

Wie in Kapitel 2.3.2 ausgeführt, wurde mit der Umfrage der zwischen 2021 und 2025 aus der Förderung ausscheidende Anlagenpark ermittelt. Dabei wurde auch erhoben, ob für diesen Zeitraum bereits Planungen existieren, Windparks im Umfeld des Standortes zu repowern bzw. ob, und wenn ja, was aus heutiger Sicht einem Repowering im Wege steht.

Die Auswertung der Rückmeldung zeigt, dass sich zum Umfragezeitpunkt ein Fünftel der Befragten (21 von 97 Akteuren mit Altanlagen im Bestand) mit Repowering-Projekten im Zeitraum 2021 bis 2025 auseinandergesetzt hatten. Je näher das Förderende liegt, desto größer ist das Repowering-Volumen, das die Befragten bereits planen. Im Jahr 2021 beträgt das Verhältnis der geplanten Repowering-Leistung zu der dann nicht mehr geförderten Leistung rund 38 Prozent. Für die Jahre 2022 bis 2024 zeigen sich ähnliche Verhältnisse, mit leicht fallender Tendenz. Für das Jahr 2025 errechnet sich ein weitaus geringerer Anteil für das geplante Repowering bezogen auf das Leistungsvolumen, für das im selben Jahr die EEG-Förderung endet. Dies könnte sich darin begründen, dass zum Umfragezeitpunkt bei den Akteuren die Planungen für diesen Zeithorizont noch zu unspezifisch waren, um sie im Fragebogen anzugeben.

Tabelle 14: Windenergieleistung mit auslaufender Förderung und Repowering zwischen 2021 und 2025 gemäß Stichprobe;  
Quelle: FA Wind

Jahr der Realisierung	Ende der EEG-Förderung		Geplantes Repowering	
	Anlagen	Leistung [MW]	Anlagen	Leistung [MW]
2021	656	788,7	86	297,4
2022	308	451,5	48	160,6
2023	404	583,4	53	184,7
2024	135	227,0	24	84,3
2025	118	212,7	6	24,8
<b>Gesamt</b>	<b>1.621</b>	<b>2.263,3</b>	<b>217</b>	<b>751,8</b>

In dieselbe Richtung deuten die Antworten auf die Frage, ob für Altanlagen vor Ort die Möglichkeit des Repowerings besteht. Von den erfassten 1.621 Windturbinen (2.2643 MW), die zwischen 2021 und 2025 das Förderende erreichen, wurde für 40% gemeldet, dass diese im Umfeld des Standorts nicht repowert werden können (vgl. Abbildung 11). Besonders groß ist der Anteil bei Windturbinen, die zum Jahresende 2021 (47%) und 2022 (45%) aus der Förderung ausscheiden werden. Turbinenleistung mit Förderung 2023 bleibt zu 32 Prozent ein Repowering verwehrt; allerdings wurde für Anlagen dieser Altersklasse weitaus häufiger (36%) die Frage einer Repowering-Option offen gelassen, so dass der tatsächliche Anteil höher liegen könnte. Für 37% der Erzeugungskapazität, die ab dem Jahreswechsel 2024/25 keine EEG-Förderung mehr erhält, verneinten die Teilnehmer die Möglichkeit eines standortnahen Anlagenersatzes. Die niedrigste Versagensquote (14%) zeigt sich für Anlagen, deren Förderung erst Mitte des kommenden Jahrzehnts ausläuft. Allerdings ist dabei zu berücksichtigen, dass einerseits der betrachtete Stichprobenumfang deutlich geringer ausfällt (227 MW), als in den Jahren 2021 bis 2023 (789 MW bis 452 MW). Andererseits blieb in diesem Zeitraum für den weitaus größten Leistungsanteil (80%) die Frage nach einer Repowering-Option unbeantwortet, was daran liegen könnte, dass zum Abfragezeitpunkt noch keine sichere Aussage zur Flächensituation im Jahr 2025 im Hinblick auf eine Wiederbebauung gemacht werden kann, weil etwa die Entwicklung der Regional- und Bauleitplanung noch zu unspezifisch ist.



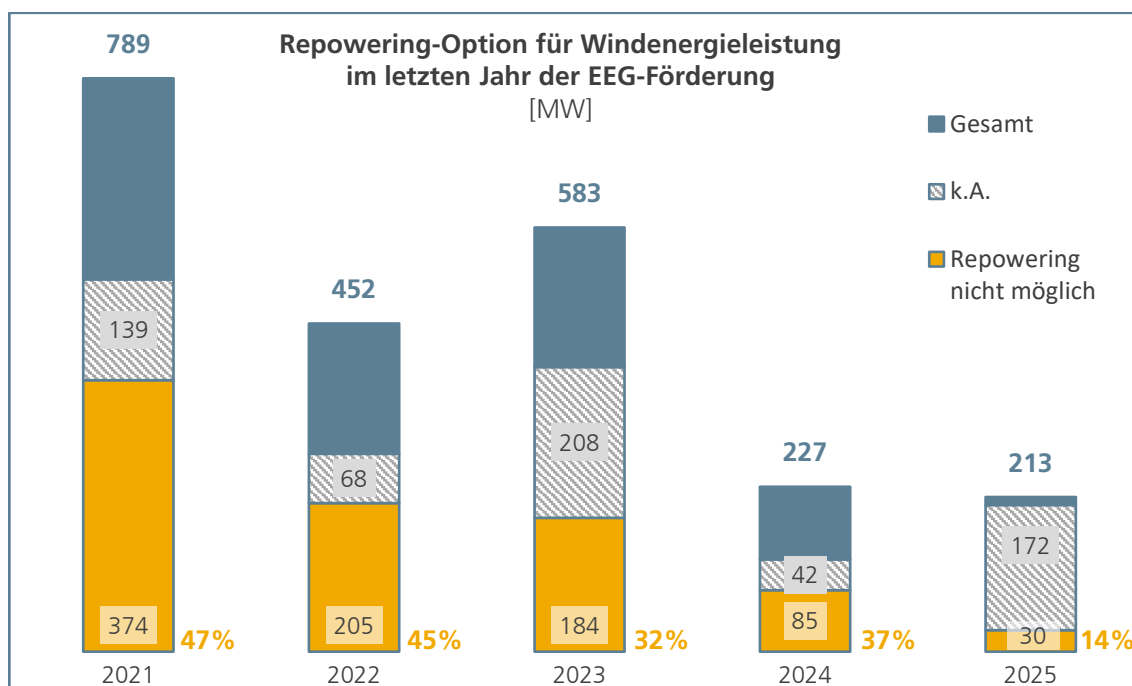


Abbildung 11: Repowering-Option für Anlagen, die 2021 bis 2025 das Förderende erreichen; Quelle: FA Wind

Abgrenzungskriterien für die Erfassung der Windräder waren in diesem Umfrageteil, dass Anlagen innerhalb eines Datensatzes im selben Bundesland betrieben und zum selben Stichtag aus dem Förderregime ausscheiden werden. Je nach Umfang des Anlagenbestands der einzelnen Teilnehmer bezogen sich die Antworten auf mehr als nur einen Windpark pro Bundesland, die im selben Jahr das Förderende erreichen.<sup>37</sup> So war es möglich, dass innerhalb eines Datensatzes auch mehrere Versagensgründe angegeben wurden. In diesen Fällen wurde die betreffende Anlagenleistung den verschiedenen Gründen zugeordnet, wodurch diese mehrfach erfasst wurde. Insgesamt wurden für 1.027 MW Leistung von den Teilnehmern begründet, warum im Umfeld des Standorts kein Repowering möglich ist.

Die Auswertung der Versagensgründe ergab, dass zwei Drittel der nicht zu repowernden Leistung sich aufgrund von planungsrechtlichen Restriktionen im Umfeld des Standorts nicht ersetzen lässt (vgl. Abbildung 12). Hierbei wurde oftmals ein zu geringer Abstand zu nahegelegener Wohnbebauung angeführt, der bei heute üblichen Anlagendimensionen regelmäßig größer sein muss. Für weitere neun Prozent der betrachteten Anlagenleistung wurde das Genehmigungsrecht als Hinderungsgrund angeführt, wobei Konflikte mit dem Wetterradar, der Flugsicherung und dem Artenschutz oftmals ursächlich erscheinen. Zehn Prozent der Anlagen lassen sich aus technischen Gründen nicht im Umfeld des Anlagenstandorts ersetzen. Dazu zählen insbesondere zu geringe Abstände zu benachbarten Anlagen. Größer dimensionierte Windturbinen erfordern aufgrund stärkerer Turbulenzentwicklung größere Abstände zu benachbarten Anlagen. Ist die Fläche am Standort bereits dicht bebaut oder aus anderen Gründen nicht erweiterbar, lassen sich die erforderlichen technischen Abstände für Neuanlagen nicht einhalten. Weitere Themencluster, die sich aus den Antworten bilden ließen, waren eine fehlende Flächensicherung (8%) sowie die unzureichende Wirtschaftlichkeit des Standorts (5%).

<sup>37</sup> Innerhalb der 97 Umfrageteilnehmer, die Anlagen in dieser Altersklasse betreiben, reichte die Zahl der Anlagen, die in einem Bundesland betrieben und im selben Jahr aus der EEG-Förderung ausscheiden werden, bis zu 96 Anlagen (Mittelwert: 6 WEA).

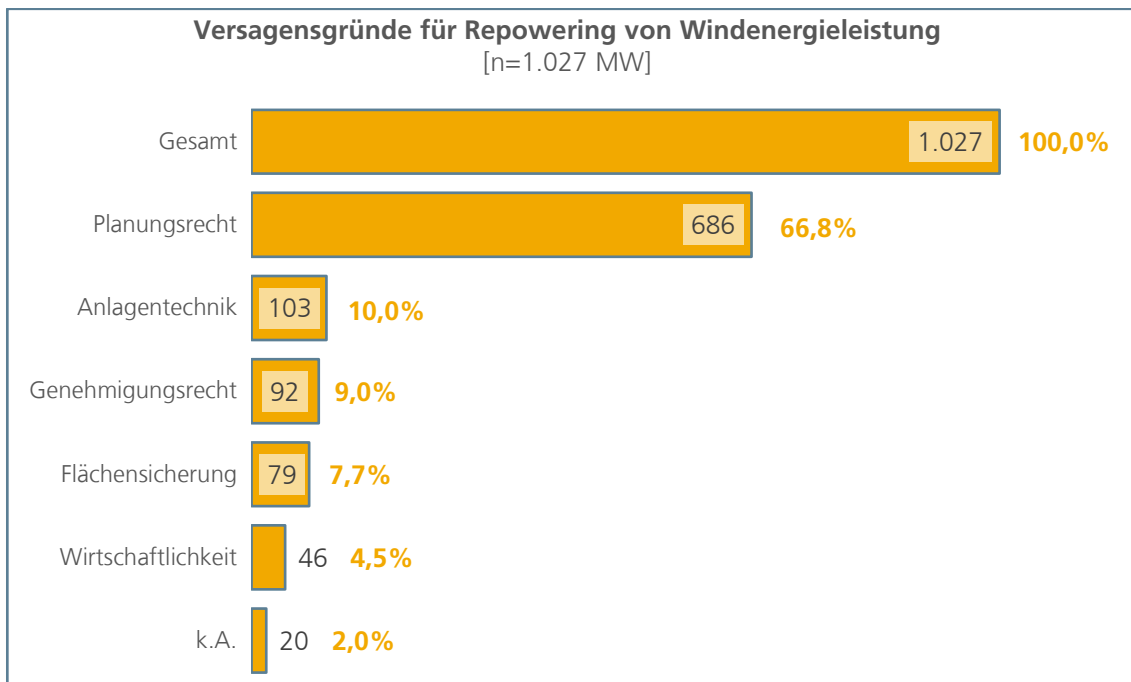


Abbildung 12: Versagensgründe für ein Repowering von Windturbinen im Umfeld des Standorts; Quelle: FA Wind

Dem Themenfeld Anlagentechnik wurden insbesondere Versagensgründe zugeordnet, die sich auf zu geringe technische Abstände zu benachbarten Windturbinen (Turbulenz, Verschattung, hohe Anlagendichte im bestehenden Windpark) bezogen. Unter Flächensicherung sind Gründe wie auslaufende Pachtverträge, die nicht verlängert werden, gefasst. Unter dem Begriff Wirtschaftlichkeit wurden Antworten zusammengefasst, die sich auf eine zu geringe Standortgüte bzw. ein unzureichendes Windpotenzial am bestehenden Anlagenstandort beziehen.

Rückmeldungen, die sich dem Themencluster Planungsrecht zuordnen ließen, konnten weiter untergliedert werden in die Bereiche Landesplanung, Regionalplanung, Bauleitplanung, Höhenbeschränkung sowie (planerische) Abstandsvorgaben. In den beiden letzteren Bereichen ging aus den Antworten nicht hervor, ob sich die Beschränkung aus der Bauleitplanung, der Regionalplanung oder der Landesraumordnung ableitet, weshalb diese Antworten jeweils einem eigenen Bereich zugeordnet wurden.<sup>38</sup>

Abbildung 13 verdeutlicht, dass mehr als die Hälfte der Leistung (686 MW), die aufgrund von planungsrechtlichen Hindernissen nicht standortnah ersetzt werden kann, an Vorgaben der Regionalplanung scheitert. Dies wurde zumeist begründet mit Altanlagenstandorten, die außerhalb von Konzentrationszonen liegen oder für die zwischenzeitlich der Flächenzuschnitt dahingehend geändert wurde, dass die Anlagen nicht mehr innerhalb dieser Fläche stehen. Knapp 13 Prozent der am Standort nicht ersetzbaren Leistung betrifft Anlagenstandorte mit zu geringem (planerischen) Abstand – insbesondere zu benachbarter Wohnbebauung. Auf welche Plangrundlage sich die Abstandsregelungen stützen, wurde in diesem Cluster von den Teilnehmern nicht spezifiziert. Dort, wo für Anlagenstandorte in Bayern die sog. 10 H-Regelung<sup>39</sup> als Versagensgrund angeführt wurde, ist die betroffene Turbinenleistung dem Begriff Landesplanung untergliedert. Ebenfalls der Landesplanung zugeordnet sind begründete Nennungen von Abstandsvorgaben auf Ebene der Landesraumordnung. Bei knapp 30 Prozent der Anlagenleistung, die aufgrund von planungsrechtlichen Restriktionen nicht repowert werden kann, wurden die Gründe nicht weiter ausdifferenziert.

<sup>38</sup> Zum Themenkomplex Höhenbeschränkung ausführlich: FA Wind (2018), *Rechtliche Bewertung der Höhenbegrenzung von Windenergieanlagen vor dem Hintergrund der Ausschreibung*, im Erscheinen.

<sup>39</sup> Art. 82 [Bayerische Bauordnung](#) (BayBO).

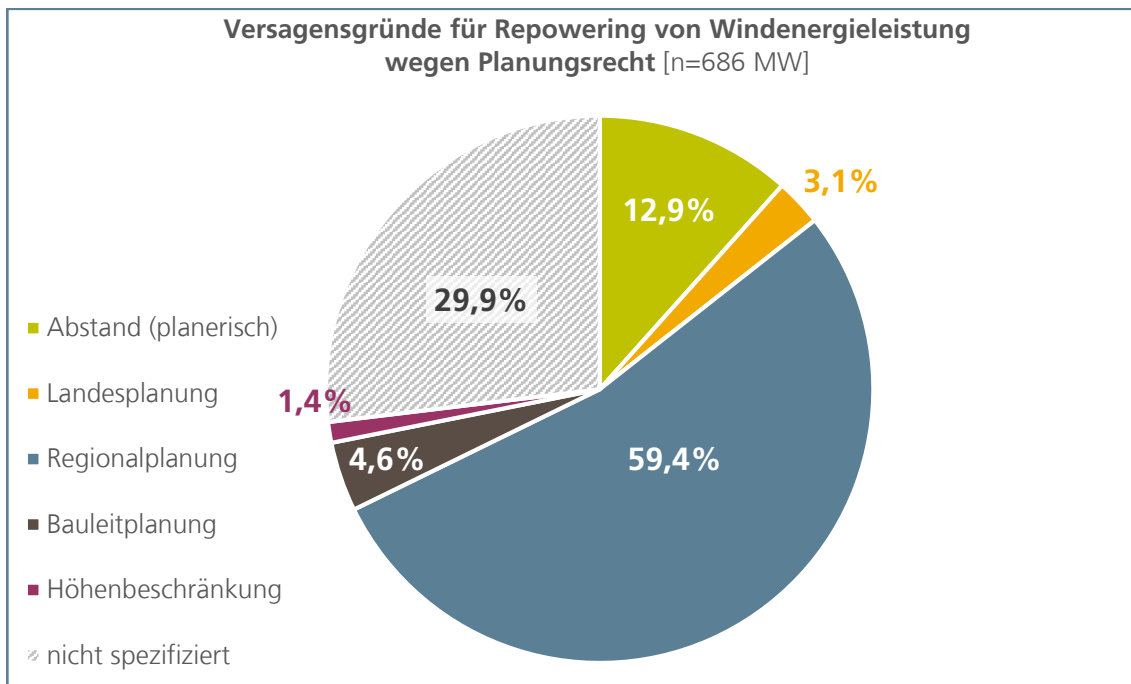


Abbildung 13: Planerische Hindernisse für ein Repowering von Windturbinen in Standortnähe; Quelle: FA Wind

Ebenfalls weiter untergliedern ließ sich ein Teil der Rückmeldungen zum Themenfeld Genehmigungsrecht. Aus den Antworten wurden die Untergruppen Artenschutz, Wetterdienst und Flugsicherung gebildet. Abbildung 14 lässt erkennen, dass die drei Themenfelder jeweils zu etwa einem Viertel der Repowering-Option an den jeweiligen Anlagenstandorten entgegenstehen. Für ein weiteres Viertel der betroffenen Leistung wurde der Versagensgrund nur im Bereich des Genehmigungsrechts gesehen, ohne diese weiter zu spezifizieren. Rückschlüsse aus diesen Ergebnissen auf die Gewichtung einzelner Themenfelder im Bereich des Genehmigungsrechts lassen sich aufgrund des geringen Stichprobenumfangs (92 MW) nicht ableiten. Vielmehr ist die Aussagekraft dieser Erkenntnisse zu relativieren.

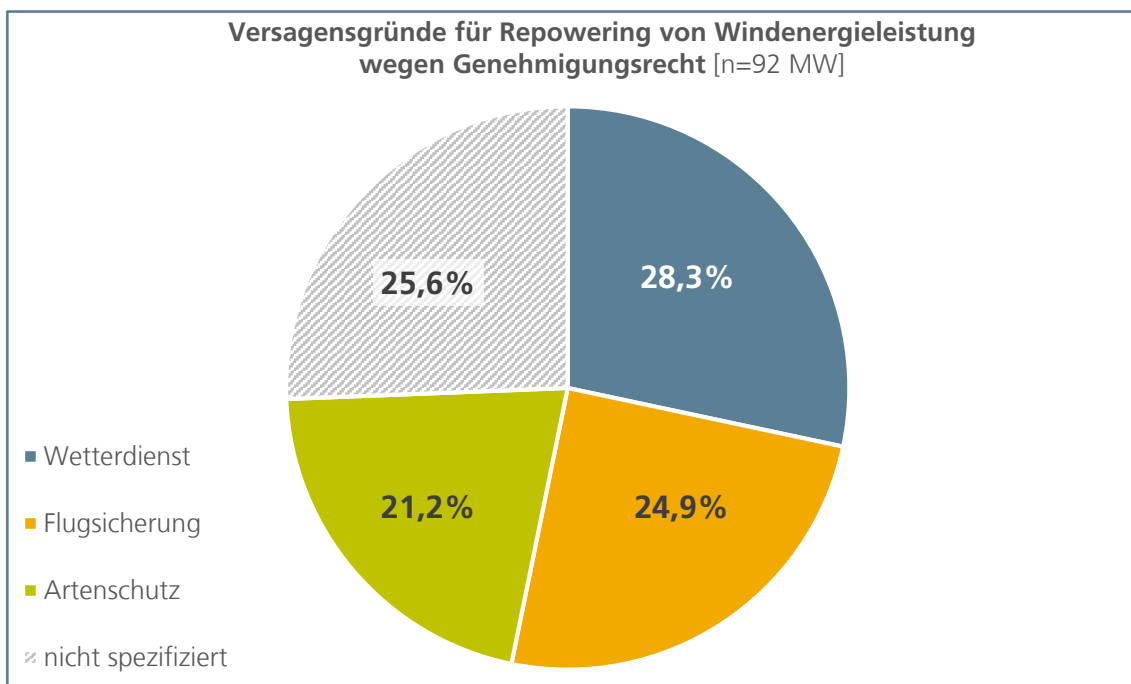


Abbildung 14: Genehmigungsrechtliche Hindernisse für ein Repowering von Windturbinen in Standortnähe; Quelle: FA Wind

## 4. Weiterbetrieb

Der Weiterbetrieb von Anlagen jenseits der Entwurfslebensdauer<sup>40</sup> – bislang ganz überwiegend 20 Jahre<sup>41</sup> – ist nicht erst mit Auslaufen der ersten Förderzusagen im kommenden Jahrzehnt von Relevanz, sondern wird bereits heute praktiziert. Gemäß Datenlage der EEG-Registerdaten waren zum Jahreswechsel 2016/2017 über 1.200 Windturbinen (>250 kW spez. Generatorleistung) seit mehr als 20 Jahren am Netz und damit über die planmäßige Nutzungsdauer hinaus in Betrieb. Etwa die Hälfte dieser Altanlagen hat eine installierte Mindestleistung von 500 kW. Die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit des bisherigen Weiterbetriebs von Anlagen bemisst sich unter anderen Voraussetzungen als dies ab 2021 der Fall sein wird, da für Anlagen, welche die Entwurfslebensdauer bereits erreicht haben, noch bis 31.12.2020 der Förderanspruch nach dem EEG fortbesteht. Demgegenüber werden Windturbinen, die im kommenden Jahrzehnt die Entwurfslebensdauer erreichen werden, mit der Situation konfrontiert, dass sich der Weiterbetrieb auch ohne EEG-Vergütung wirtschaftlich darstellen muss. Eine wesentliche Basis für die Entscheidung wird die künftige Preissituation an der Strombörse bilden. Anhaltspunkte dafür liefern aus heutiger Sicht lediglich Prognosen, wie sie etwa von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der jährlichen Mittelfristprognose erstellt werden.<sup>42</sup>

In der aktuellen Mittelfristprognose (2018-2022) gehen die Netzbetreiber davon aus, dass im Jahr 2021 mehr als 6,5 Mrd. kWh Windstrom (onshore) im Rahmen der sonstigen – nicht geförderten – Direktvermarktung (§ 21a EEG 2017) vertrieben wird. Dies entspräche etwa sechs Prozent des dann insgesamt erzeugten Windstroms (onshore). Die Übertragungsnetzbetreiber gehen folglich davon aus, dass ein nicht unwesentlicher Teil der Windenergieanlagen über den Förderzeitraum des EEG hinaus weiterhin betrieben wird. Von dem Bau von Neuanlagen außerhalb des Förderregimes im EEG wird anscheinend bislang noch nicht ausgegangen, was durch den sprunghaften Anstieg der Mengen ungeforderten Stroms in der Direktvermarktung zum Förderende für die ersten Windenergieanlagen deutlich wird.

Für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen sind rechtliche, technische und ökonomische Aspekte zu betrachten. Im Regelfall wird die für den Bau und Betrieb der Windenergieanlagen notwendige Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) unbefristet erteilt,<sup>43</sup> solange keine Befristung der Genehmigung beantragt wird. In diesem Fall wäre für eine Verlängerung oder Entfristung der Genehmigung eine Änderungsgenehmigung nach § 16 BImSchG notwendig.<sup>44</sup> Wird die Windturbine zeitweise stillgelegt, so muss die Anlage innerhalb von drei Jahren wieder in Betrieb genommen werden, damit die Genehmigung nicht erlischt (§ 18 Abs. 2 Satz 2 BImSchG).

In jedem Fall müssen die Genehmigungsvoraussetzungen erfüllt sein. Das bedeutet, dass beispielsweise der Anlagenbetreiber nach dem Ablauf des Standsicherheitsnachweises anhand der Typenprüfung (für die hier betrachteten Anlagen i.d.R. 20 Jahre) diese im Fall eines Weiterbetriebs sicherzustellen und nachzuweisen hat.<sup>45</sup> Da die Anlagen unterschiedlichen Belastungen ausgesetzt sind und eine spezifische Laufleistung haben, muss dies standortspezifisch untersucht werden.<sup>46</sup> Zu den technischen Anforderungen an den Weiterbetrieb zählt auch die Fernsteuerbarkeit der Anlagen, die eine Bedingung für eine Vermarktung des Stroms darstellt.

<sup>40</sup> Die DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen definiert die Entwurfslebensdauer als »die der Auslegung der Windenergieanlage zugrunde gelegte rechnerische Zeitdauer« wobei diese »mit mindestens 20 Jahren anzunehmen« sei. Auch im DNV GL Standard [Lifetime extension of wind turbines](#) (DNVGL-ST-0262; Stand März 2016) wird die Entwurfslebensdauer von Windturbinen im Allgemeinen bei 20 Jahren gesehen. Darin heißt es: »When designing wind turbines, a design lifetime of 20 years is generally assumed as a basis for dimensioning«.

<sup>41</sup> Erste Modelle der heutigen Anlagengeneration werden bereits für eine Betriebsdauer von 25 Jahren konzipiert; beispielhaft sei die Modellreihe 3.XM NES/EBC der Firma Senvion genannt.

<sup>42</sup> Vgl. Informationsplattform der deutschen Netzbetreiber, Rubrik: [Mittelfristprognosen](#), zuletzt abgerufen am 01.03.2018

<sup>43</sup> Ursprünglich mit einer Baugenehmigung zugelassene Windenergieanlagen gelten seit dem 01.07.2005 als – zeitlich unbefristete – immissionsschutzrechtliche Genehmigung fort (vgl. VGH Mannheim, Urteil vom 04.08.2011 - Az. 3 S 2439/09).

<sup>44</sup> Giesberts/Rheinhardt (2016), Umweltrecht, § 12 BImSchG, Rn. 24 ff.; OVG Münster, Urteil vom 19.07.2001 - 21 A 1832/98.

<sup>45</sup> Vgl. DIBt (2015), [Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung](#) (Stand Okt. 2012– korrigierte Fassung März 2015); BWE (2017), [Grundsätze für die Durchführung einer Bewertung und Prüfung über den Weiterbetrieb Windenergieanlagen an Land](#); DNV GL Standard [DNVGL-ST-0262](#) (Stand März 2016).

<sup>46</sup> Remmersmann (2016): [Windenergieanlagen: Weiterbetrieb nach 20 Jahren](#), Landwirtschaftskammer NRW.

Voraussetzung für den Weiterbetrieb ist auch, dass sich dieser ökonomisch darstellen lässt. In der Umfrage wurden neben der Anzahl und Leistung der betroffenen Anlagen und deren anvisierte Weiterbetriebsdauer auch die erwarteten Betriebskosten für diese Anlagen abgefragt.

#### 4.1 Geplante Zeiträume für den Weiterbetrieb

Von 97 Teilnehmern, die Anlagen betreiben, welche bis 2025 aus der EEG-Förderung ausscheiden, machten zwei Drittel (65 Befragte) Angaben zu aus heutiger Sicht anvisierten Weiterbetriebszeiträumen (vgl. Abbildung 15 und 16), wobei jeder Teilnehmer bis zu drei Antwortfelder (differenziert nach Leistungsklassen) ausfüllen konnte. Die Gesamtschau über alle Leistungsklassen (Abbildung 15) zeigt, dass nur wenige der befragten Betreiber (5% der Angaben) ihre Anlagen nach Förderende lediglich bis zwei Jahre weiterbetreiben möchten. 34 Prozent der Rückmeldungen fokussieren eine Laufzeitverlängerung zwischen drei und fünf Jahren. In über der Hälfte der Antworten (52%) wurde angegeben, die Anlagen sechs und mehr Jahre über das Förderende hinaus betreiben zu wollen.

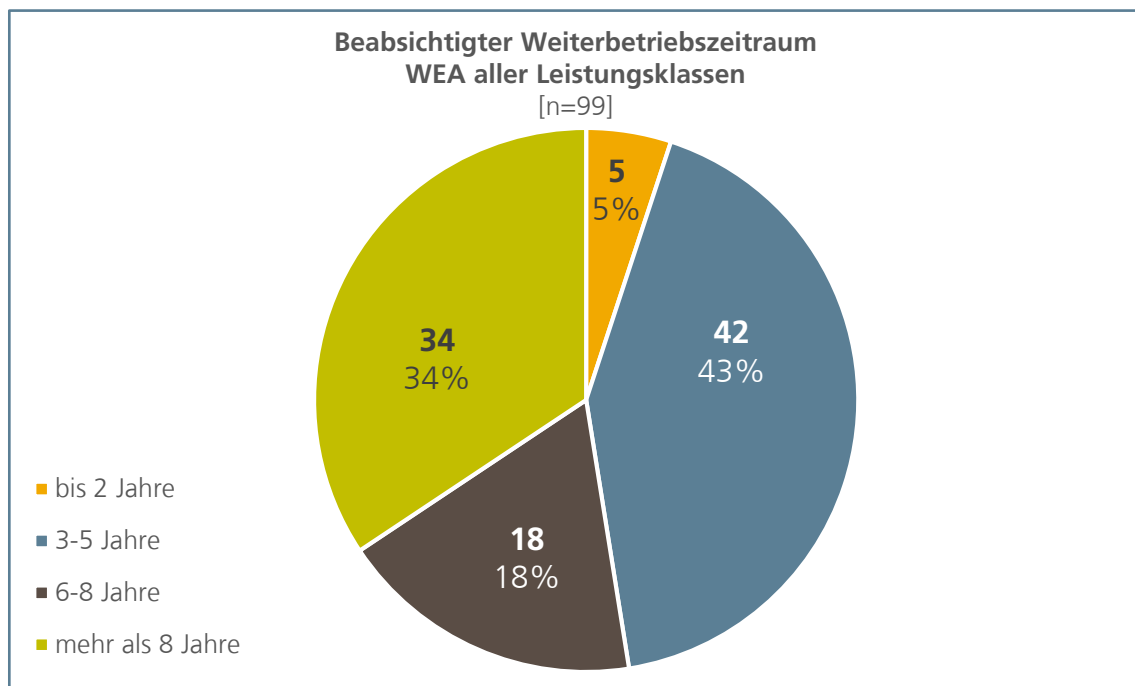


Abbildung 15: Beabsichtigte Weiterbetriebszeiträume für Windturbinen nach Auslaufen der EEG-Förderung; Quelle: FA Wind

Aus der Differenzierung der Antworten nach Anlagenleistungsklassen wird deutlich, dass die anvisierten Laufzeitverlängerungen bei Anlagen mit höherer spezifischer Generatorleistung prozentual größer sind (vgl. Abbildung 16). Insbesondere für Anlagen ab zwei Megawatt Leistung planen die Befragten längere Betriebszeiträume, wenngleich berücksichtigt werden sollte, dass die Zahl der Antworten zu dieser Anlagen-Kategorie deutlich geringer ist, als in den beiden anderen Kategorien.

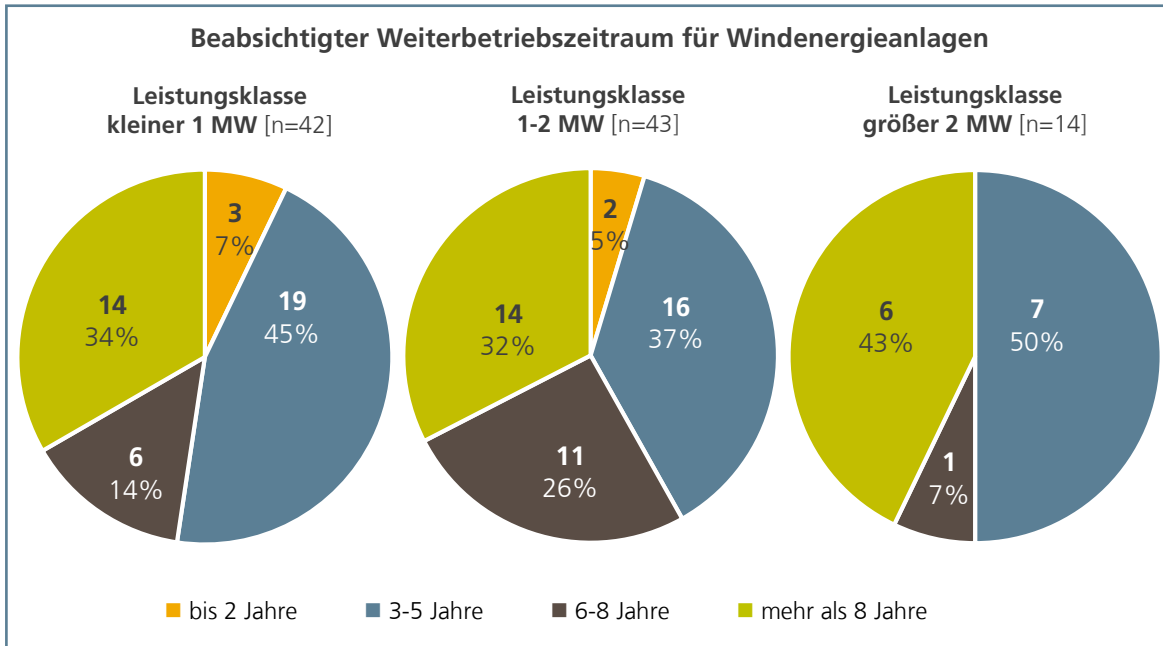


Abbildung 16: Beabsichtigte Weiterbetriebszeiträume für Windturbinen unterschiedlicher Leistungsklassen; Quelle: FA Wind

Blieb in den Umfragebögen die Frage unbeantwortet, wurde dies häufig damit kommentiert, dass die Entscheidung über den Weiterbetrieb und dessen Dauer vom künftigen Marktwert für Windstrom abhängen, welche sich (zum Zeitpunkt der Umfrage) nicht absehen ließe, weshalb auch keine Aussagen zur Weiterbetriebsdauer möglich seien. Es wurde auch geäußert, dass der Zeitraum des Weiterbetriebs von den Untersuchungsergebnissen zur Standsicherheit abhängen, wofür die Gutachten erst noch einzuholen seien.

#### 4.2 Erwartete Betriebskosten für den Weiterbetrieb

Von den Befragten wurde auch eine Einschätzung erbeten, mit welchen Betriebskosten<sup>47</sup> sie im Fall eines Weiterbetriebs ihrer Anlagen rechnen. Der Begriff der Betriebskosten wurde im Fragebogen nicht weiter spezifiziert; stattdessen wurde unterstellt, dass den Befragten aufgrund ihrer jahrelangen Erfahrungen im Anlagenbetrieb eine entsprechende Zuordnung von Kostenarten bewusst ist. Wie schon bei der Abfrage zur Weiterbetriebsdauer, wurde auch die Kostenschätzung für drei unterschiedliche Leistungsklassen – Windturbinen unter ein Megawatt, Anlagen zwischen ein und zwei Megawatt sowie Windräder mit mehr als zwei Megawatt spezifischer Generatorleistung – erbeten.

97 der 106 Umfrageteilnehmer haben Windturbinen im Bestand, die bis Ende 2025 aus dem Förderregime ausscheiden. Davon machten drei Viertel (73 Teilnehmer) Angaben zu den erwarteten Betriebskosten für den Fall eines Weiterbetriebs. Ein Teil derer, die keine Kosten bezifferten, begründet dies mit der Abhängigkeit von der individuellen Standortsituation, weshalb sich keine pauschalen Werte angeben ließen. Dies kam in der Regel von Teilnehmern, die mehrere Dutzend Windräder in verschiedenen Bundesländern betreiben. Ein anderer Teil der Akteure gab an, bislang noch keine Kostenkalkulation für den Betrieb in der dritten Dekade durchgeführt zu haben.

Von sämtlichen Rückmeldungen waren 58 zu Anlagen der Leistungsklasse unter 1 MW; für den Bereich 1-2 MW erfolgten 40 Nennungen. Lediglich 14 Kostenangaben wurden für Turbinen der Leistungsklasse größer 2 MW gemacht, was darin begründet sein könnte, dass bei einem Großteil der bis Ende

<sup>47</sup> Betriebskosten beinhalten insbesondere Kosten für Wartung, Instandhaltung, kaufmännische und technische Betriebsführung, Pachtzahlungen, Versicherungsprämien sowie Rücklagen. Der größte Anteil der Betriebskosten begründet sich Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen, vgl. WindGuard (2015), *Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland*, S. 17.

2025 aus der EEG-Förderung ausscheidenden Windräder noch keine Generatoren dieser Leistungs-kategorie verbaut worden sind.<sup>48</sup>

Für jede einzelne Leistungsklasse sowie über alle drei Klassen hinweg wurden die Rückmeldungen statistisch ausgewertet. Dazu wurde jeweils der Minimal- und Maximalwert, das arithmetische Mittel sowie der Median errechnet. Zur Veranschaulichung der Streuung von Einzelwerten wurden außerdem die Quantile für 25 und 75 Prozent bestimmt. Das 25%-Quantil ist der rechnerische Schwellenwert, unterhalb dessen 25 Prozent aller Einzelwerte liegen; analog dazu sind 75 Prozent der Einzelwerte kleiner als der Wert des 75%-Quantils. Anders ausgedrückt: die Hälfte aller Einzelwerte liegt zwischen dem 25%-Quantil (unterer Schwellenwert) und dem 75%-Quantil (oberer Schwellenwert).

Abbildung 17 zeigt die statistisch ermittelten Werte. Nicht dargestellt ist der jeweilige Median: Dieser beträgt für die Leistungsklasse unter 1 MW 4,50 ct/kWh, in der Klasse 1-2 MW 4,00 ct/kWh, in der Klasse über 2 MW 3,75 ct/kWh sowie über alle drei Klassen zusammen betrachtet 4,00 ct/kWh.

In den einzelnen Leistungsklassen zeigen sich deutliche Streuungen, die sich im Wesentlichen durch einzelne Ausreißer (nach oben wie unten) begründen. Die Streuung innerhalb der Leistungsklasse unter 1 MW ist besonders deutlich ausgeprägt. Aufgrund der relativ hohen Zahl an Nennungen in dieser Kategorie (52%), beeinflusst die dortige Streubreite auch die Ergebnisstatistik über alle Leistungsklassen hinweg.

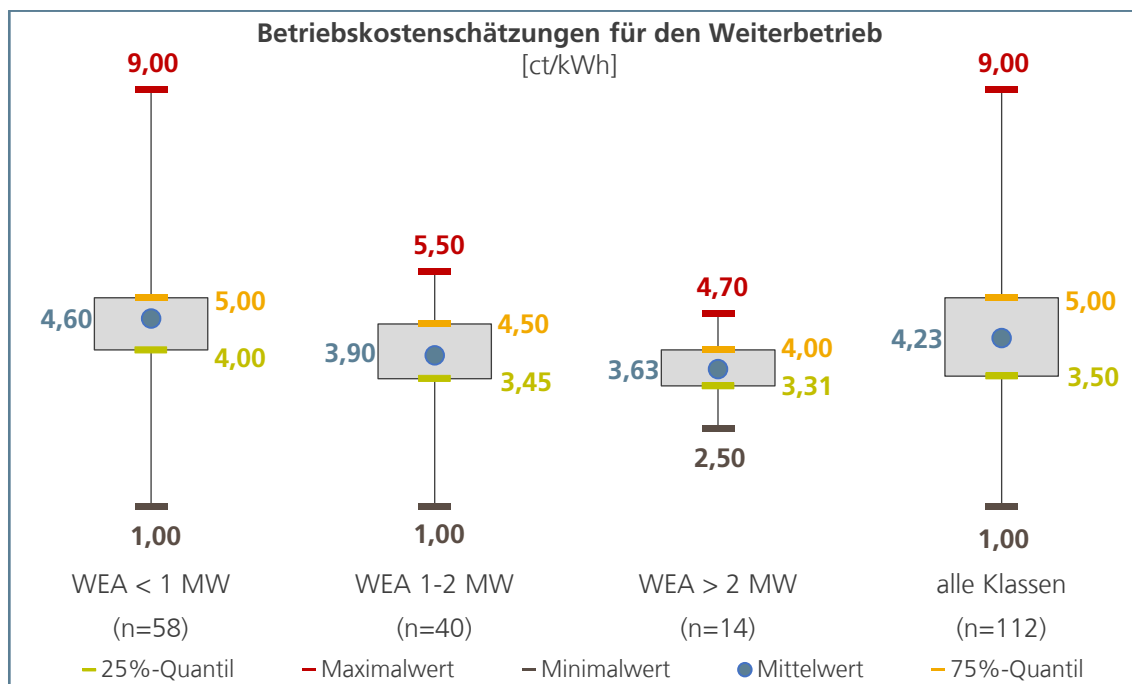


Abbildung 17: Statistische Auswertung der Kostenschätzungen für den Weiterbetrieb von Altanlagen; Quelle: FA Wind

Die Häufigkeitsverteilung in Abbildung 18 verdeutlicht, dass sich die meisten Betriebskostenangaben zwischen drei und fünf Cent je Kilowattstunde bewegen. Die wenigen, weit darüber hinausgehenden Werte sind als Ausreißer zu qualifizieren, bei denen vermutlich mehr als die reinen Betriebskosten eingerechnet wurden. Nur bei fünf der insgesamt 112 Nennungen lag die Betriebskostenerwartung oberhalb von 6 ct/kWh.

<sup>48</sup> Erste Serienmodelle der 2 MW-Klasse wurden in Deutschland ab der Jahrtausendwende errichtet, wie z.B. DeWind D8-2000 (2002), Enercon E-66/20.70 (2002), Nordex N80/2500 kW (2000), REpower MM 70 (2002), Vestas V80-2.000 kW (2001). Gemäß EEG-Registerdaten wurden von den Ende 2016 betriebenen Anlagen der Leistungsklasse ab 2 MW (2.313 WEA) lediglich 346 WEA bzw. 15% vor 2005 in Betrieb genommen. Erst Mitte 2009 erreichte die Durchschnittsleistung der neu installierten Windturbinen die 2 MW-Schwelle, vgl. DEWI Magazin [Nr. 35](#), S. 36.

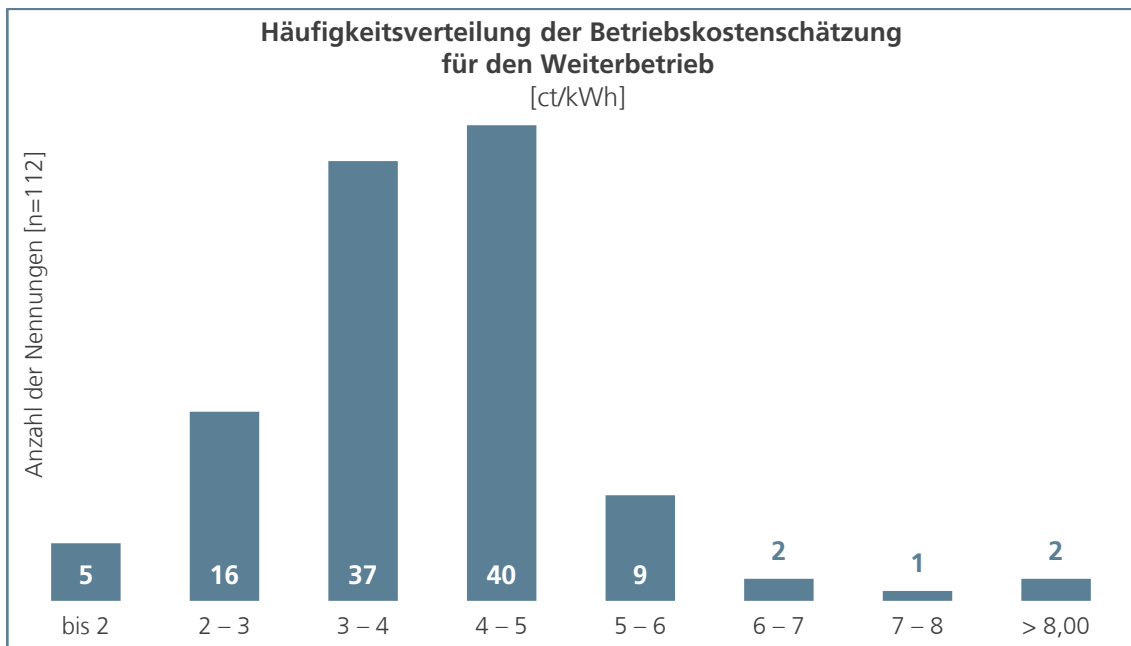


Abbildung 18: Häufigkeitsverteilung der Kostenschätzungen für den Weiterbetrieb nach Förderende; Quelle: FA Wind

Der Vergleich der erhobenen Betriebskostenschätzungen mit Literaturangaben zeigt ähnliche Größenordnungen, wobei die Umfragewerte etwas höher liegen. Das Leipziger Institut für Energie ermittelte im Rahmen der Erstellung des EEG-Erfahrungsberichts 2014 für Anlagen der Leistungsklasse 2 bis 3 MW in der zweiten Betriebsdekade, also noch innerhalb des Förderzeitraums, eine Spanne von 1,69 bis 4,5 ct/kWh (Mittelwert: 2,89 ct/kWh) für die Betriebskosten.<sup>49</sup> Ebenfalls in der zweiten Betriebsdekade sieht Fraunhofer IWES an Binnenlandstandorten die Betriebskosten in einer Bandbreite von 2,5 bis 3,5 ct/kWh.<sup>50</sup> Für die nicht (mehr) geförderte dritte Betriebsdekade ermittelte WindGuard Ende 2016 Betriebskosten im Bereich von 1,81 bis 3,67 ct/kWh (Mittelwert: 2,74 ct/kWh).<sup>51</sup>

### 4.3 Finanzierung des Weiterbetriebs – Diskussion

Der Weiterbetrieb von Windenergieanlagen ist in erster Linie eine ökonomische Entscheidung. Wartungskonzepte und Ersatzteilbeschaffungen werden in Abhängigkeit von den erhofften Erlösen entschieden. Da nach derzeitigem Stand der Preisentwicklung am für den Windstrom bedeutsamen Spotmarkt nur niedrige Erlöse in den nächsten Jahren zu erwarten sind, werden mögliche Weiterförderungsmodelle bzw. Maßnahmen zur Erhöhung des Marktwertes für Windstrom diskutiert.

Mit diesbezüglichen Fragen im Kontext des europäischen Rechtsrahmens haben sich Kahles/Müller auseinandergesetzt.<sup>52</sup> Die Autoren kommen zu dem Ergebnis, dass die europäischen Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien<sup>53</sup> einer Weiterförderung nicht grundsätzlich entgegenstehen, wenn diese als Maßnahme zur Erreichung der Klimaschutzziele konzipiert wird und dabei sowohl klimapolitisch als auch volkswirtschaftlich zielführend ist. Zudem ist die Vermeidung einer Überförderung geboten. In Frage kommen nach Ansicht von Kahles/Müller eine Weiterförderung in Form einer Marktprämie oder einer reduzierten Stromsteuer. Festen Einspeisetarifen für Altanlagen stünde jedoch deren begrenzte Zulässigkeit entgegen. Nach Einschätzung der Autoren könnten einer Verringerung der EEG-Umlage für

<sup>49</sup> IE Leipzig (2014): *Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG - Vorhaben IIe - Stromerzeugung aus Windenergie*, S. 53 f.

<sup>50</sup> Fraunhofer IWEA (2017), *Windenergie Report Deutschland 2016*, S. 47.

<sup>51</sup> WindGuard; Fn. 3, S. 22.

<sup>52</sup> Kahles/Müller (2017), *Beihilferechtliche Spielräume für eine Weiterförderung von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien*, Würzburger Berichte zum Umweltenergie recht Nr. 29.

<sup>53</sup> Mitteilung der Kommission, *Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020*, ABl. EU Nr. C 200 vom 28.06.2014.



Strom aus Altanlagen die europarechtlichen Bedenken zum – zwischenzeitlich abgeschafften – Grünstromprivileg entgegenstehen. Ebenfalls ablehnend könnte nach Auffassung der Autoren die Kommission eventuellen Investitionsbeihilfen für Bestandsanlagen gegenüberstehen.

Für die Wirtschaftlichkeit der Anlagen kann es zudem bedeutsam sein, ob der Entschädigungsanspruch für Maßnahmen des Einspeisemanagements gemäß §§ 14, 15 EEG nach dem Förderende weiterhin geltend gemacht werden kann (siehe dazu unten, Kapitel 4.5.2). Der Anlagenbetreiber wird im Rahmen dessen mit 95 Prozent der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen und abzüglich der ersparten Aufwendungen entschädigt.<sup>54</sup>

Wird für den in der Altanlage erzeugten Strom kein anderes Vermarktungsmodell gefunden, ist dieser über den Spotmarkt an der Strombörse zu vermarkten. Die Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs der Anlage hängt dann unmittelbar von der Volatilität des Day-Ahead- bzw. Intraday-Handels ab. In der Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber für die Jahre 2018 bis 2022 wird mit leicht steigenden Strompreisen im Jahr 2021 gerechnet, die sich in einem Prognosekorridor von 28,04 bis 32,94 €/MWh bewegen.<sup>55</sup> Damit liegt der Erwartungswert deutlich über dem, was im Jahr zuvor für das Jahr 2021 noch prognostiziert wurde (24,68 bis 26,32 €/MWh).<sup>56</sup> Dies zeigt allerdings auch, mit welchen Unsicherheiten derartige Prognosen behaftet sind.

Nachdem hohe Windstromeinspeisungen zu sinkenden Großhandelspreisen an der Börse führen, ist der Marktwert für Windstrom grundsätzlich niedriger. Der Jahresmarktwert für das Jahr 2018 wird auf 83 Prozent (»Trend-Szenario«) des Börsenpreises prognostiziert, im Szenario mit mehr Windstrom (»Oberes Szenario«) sinkt dieser Faktor auf etwa 76 Prozent.<sup>57</sup> Es ist zudem damit zu rechnen, dass ältere Anlagen nur niedrigere Durchschnittspreise in der Vermarktung erzielen können, da aufgrund der niedrigeren Nabenhöhen und größeren Flächenleistung ein Großteil der Altanlagen erst bei höheren Windgeschwindigkeiten Strom erzeugen und einspeisen – dann wenn aufgrund des Mehrangebots der Börsenpreis sinkt.

Der Marktwert für Windstrom lag im Jahresmittel 2017 bei 2,77 ct/kWh.<sup>58</sup> Prognosen für die Entwicklung der Marktwerte des Windenergiestroms zeigen für die kommenden Jahre eine sinkende Tendenz (Abbildung 19). Für das Jahr 2021 werden Marktwertfaktoren zwischen 77 und 85 Prozent für Strom aus Windenergieanlagen an Land vorausgesagt.<sup>59</sup> Diese Werte auch für das Jahr 2022 angesetzt, lassen die in der Mittelfristprognose angenommenen Börsenstrompreise (Abbildung 20) in den Jahren 2021 und 2022 eine Erlössituation erwarten, die unterhalb der Werte der letzten Jahre liegt. Die nach WindGuard erforderlichen Erlösanforderungen von 2,64 bis 4,07 ct/kWh für einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb in der dritten Dekade würden in den nächsten Jahren größtenteils nicht erreicht.<sup>60</sup> Vermutlich könnten auf dieser Basis nur 20 bis 25 Prozent der Windenergieanlagen weiterbetrieben werden, die gemäß Umfrageergebnissen im unteren Kostenbereich liegen.

<sup>54</sup> BWE (2017), Ansprüche aus dem EEG für Windenergieanlagen ohne Förderanspruch, S. 16; BNetzA, [Entwurf](#) eines Leitfadens zum Einspeisemanagement, Version 3.0 - Abschaltfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte – Konsultationsfassung vom 13.06.2017.

<sup>55</sup> r2b energy consulting (2017), [Mittelfristprognose](#) zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2018 bis 2022, S. 16.

<sup>56</sup> Leipziger Institut für Energie (2016), [Mittelfristprognose](#) zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2017 bis 2021, S. 15.

<sup>57</sup> r2b energy consulting; Fn. 55, S. 77.

<sup>58</sup> Informationsplattform der deutschen Netzbetreiber, Rubrik »[Marktwertübersicht](#)«, zuletzt abgerufen am 01.03.2018.

<sup>59</sup> Vgl. IE Leipzig; Fn. 56, S. 66.

<sup>60</sup> WindGuard; Fn. 3, S. 29.

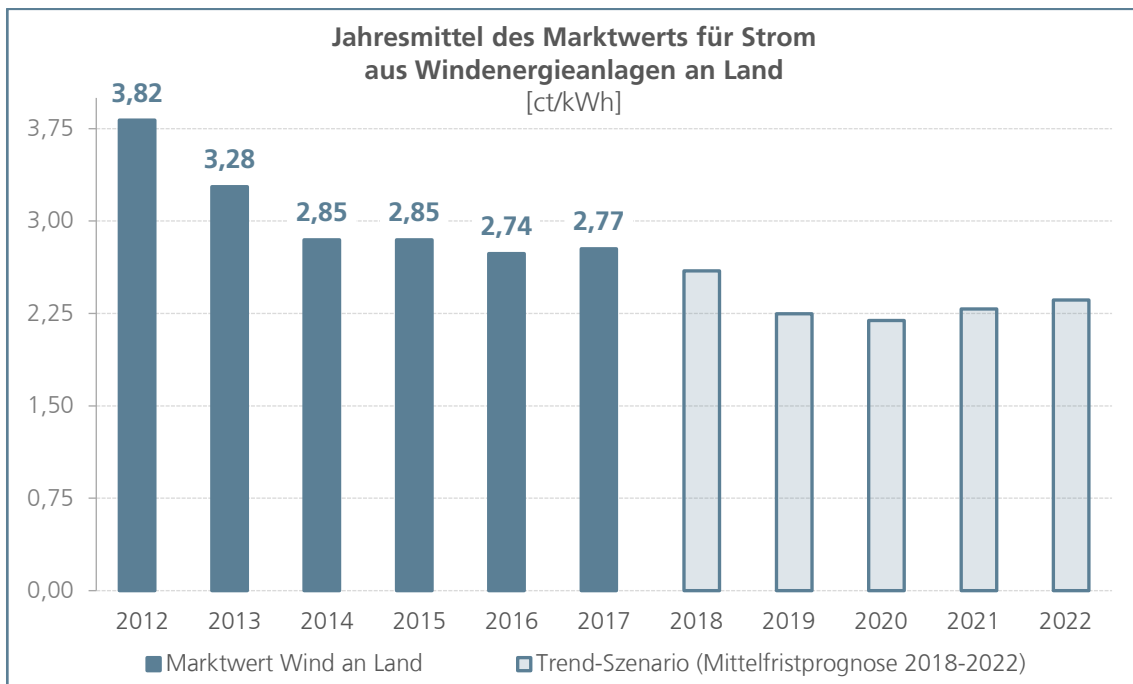


Abbildung 19: Realisierte und prognostizierte Jahresmittel des Marktwerts für Strom aus Windenergie an Land;  
Quelle: ÜNB, Prognosewerte: FA Wind auf Basis r2b energy consulting

Für die Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs von Windenergieanlagen ist nicht allein der Vermarktungswert entscheidend. Vielmehr muss dieser zusammen mit der zu vermarktenden Strommenge betrachtet werden. Erst in dieser Kombination ist berücksichtigt, dass bei Strompreisen unterhalb der Betriebskosten, insbesondere in Zeiten negativer Strompreise, nicht geförderte Anlagen keinen Strom einspeisen werden, wodurch die Erlössituation in der förderfreien Phase gegenüber der Stromerzeugung mit Vergütungsanspruch zusätzlich sinkt.<sup>61</sup> Die Höhe der Betriebskosten ist vom Anlagenbetreiber nur in gewissem Maße beeinflussbar. Die Anlagen können entweder so betrieben werden, dass sie eine möglichst lange Lebensdauer erreichen, was einen erhöhten Wartungsaufwand und Mehrkosten zur Folge hat. Alternativ lassen sich die Betriebskosten bei geringem Wartungseinsatz reduzieren, was jedoch den Verschleiß der Maschinen erhöht und letztlich deren Laufzeit minimiert. In einer Untersuchung aus Herbst 2017 geht WindGuard von Wartungskosten zwischen 0,6 und 1,4 ct/kWh aus.<sup>62</sup> Daraus ergeben sich Betriebskosten im Bereich von 1,2 bis 2,8 ct/kWh, womit die meisten Windenergieanlagen unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten nach 2020 weiterbetrieben werden könnten. Demgegenüber deuten die Ergebnisse unserer Umfrage – ähnlich wie die Ergebnisse der vorhergehenden WindGuard-Untersuchung<sup>63</sup> – darauf hin, dass zu Beginn des nächsten Jahrzehnts weniger als ein Viertel der Altanlagen noch wirtschaftlich weiterbetrieben werden können (vgl. Abbildung 17). Allerdings gehen einige Akteure davon aus, dass Mitte des nächsten Jahrzehnts die Börsenstrompreise spürbar steigen werden.<sup>64</sup>

<sup>61</sup> Göß/Linkenheld (2017), *Ohne Förderung mit Erneuerbaren Geld verdienen*, e Im Iw Ausgabe 4/2017, S. 46-49.

<sup>62</sup> WindGuard (2017), *Perspektiven für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020*, im Auftrag des Bundesverbands WindEnergie, Folie 9 f.

<sup>63</sup> WindGuard; Fn. 3, S. 29.

<sup>64</sup> Vgl. Pieprzyk (2017), *Analyse von Strompreisszenarien*, im Auftrag des BWE, und die darin zitierten Szenarien.

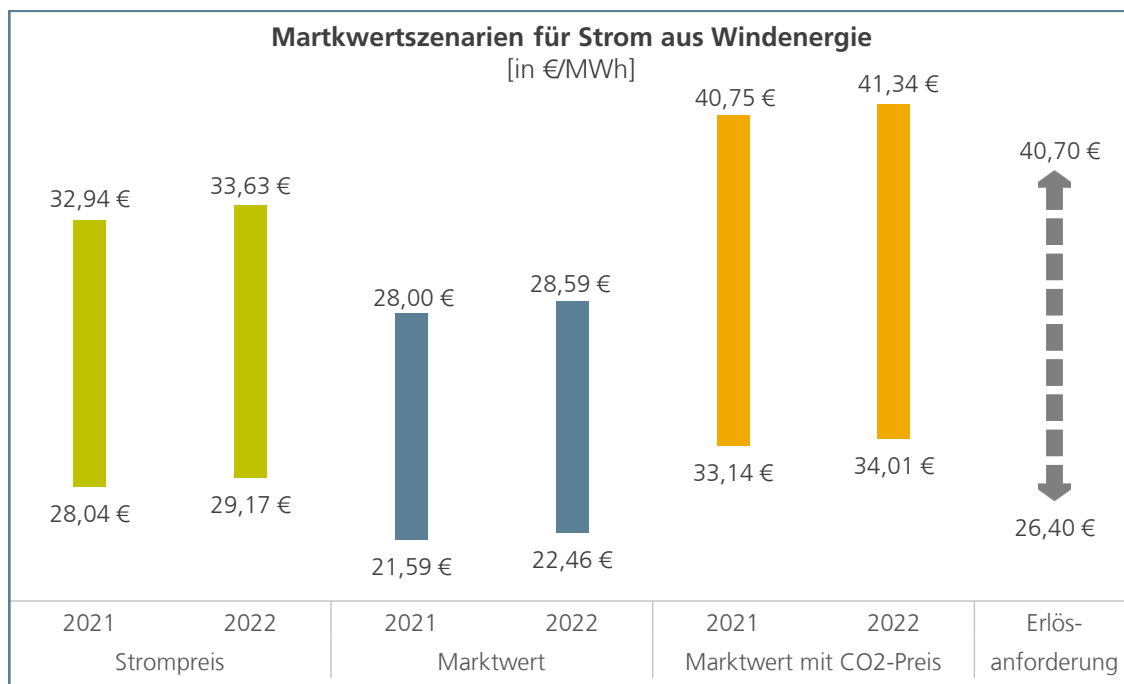


Abbildung 20 Prognostizierte Börsenstrompreisentwicklung und Marktwerte für Windstrom mittels prognostiziertem Faktor; Quellen: r2b energy consulting<sup>65</sup>, WindGuard<sup>66</sup>; Berechnungen: FA Wind

Die Börsenstrompreise hängen zudem von der Entwicklung der fossilen Brennstoffkosten (Steinkohle, Erdgas), den Zertifikatskosten für Treibhausgasemission, wie auch von den politischen Rahmenbedingungen ab. Nach Berechnungen von enervis<sup>67</sup> würde ein Mindestpreis von 30 €/t CO<sub>2</sub> im Emissionshandel beim derzeitigen Kraftwerkspark in Deutschland zu einem Anstieg des Großhandelspreises um bis zu 15 €/MWh führen.<sup>68</sup> Sollte sich eine derartige Entwicklung fortschreiben lassen, wären in den Jahren 2021 und 2022 Marktwerte für Windstrom denkbar, die für einen größeren Teil der alten Windenergieanlagen einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb in der dritten Dekade ermöglichen würden. Wie die Umfrageergebnisse zeigen, wären insbesondere Anlagen der Leistungsklasse jenseits von zwei Megawatt bei Erlössituationen zwischen 30 und 40 €/MWh wirtschaftlich weiter zu betreiben.

#### 4.4 Offene Fragen von Teilnehmern im Zusammenhang mit dem Weiterbetrieb

Mit der Umfrage wollte die FA Wind auch die wesentlichen Fragen seitens der Betreiber, die es im Zusammenhang mit dem Weiterbetrieb zu klären gilt, ergründen. Im Fragebogen wurde hierfür eine eigene Rubrik eingerichtet, in der die Teilnehmer vorhandene Unklarheiten formulieren konnten. Um die Antworten strukturiert erfassen zu können, waren die Fragen untergliedert in rechtliche und technische Aspekte. Außerdem wurde der Bedarf nach kurzfristigem gesetzlichem Regelungsbedarf auf Bundes- wie Länderebene abgefragt.

Die mit Abstand am häufigsten angesprochene, und wenig überraschende Unsicherheit formulierten die Teilnehmer hinsichtlich der Höhe der künftigen Strompreisentwicklung und welche Erlössituation sich daraus für den Fortbestand von Altanlagen ableitet. Hier wurde fast unisono angemerkt, dass die derzeitige Börsenpreissituation, sollte diese auf ähnlich niedrigem Niveau zu Beginn des nächsten Jahrzehnts fortbestehen, einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb von Altanlagen außerhalb des Förderregimes unmöglich mache. Die Teilnehmer äußerten teilweise konkrete Vorstellungen, welche Änderungen in

<sup>65</sup> Siehe Fn. 55.

<sup>66</sup> Siehe Fn. 3.

<sup>67</sup> enervis (2017), [Factsheet: Emmanuel Macrons Vorschlag für einen deutsch-französischen Mindestpreis für CO<sub>2</sub>: Klimaschutzbeitrag, Gewinner und Verlierer.](#)

<sup>68</sup> Jedoch können steigende CO<sub>2</sub>-Preise auch zu einem Absinken der Kohlestrommenge führen, was wiederum Einfluss auf den Kraftwerkspark hätte; vgl. Fn. 55.

den nächsten Jahren erforderlich sind, um die Anlagen weiterlaufen lassen zu können. Eine Auswertung dessen findet sich in Kapitel 4.4.3.

#### 4.4.1 Rechtliche Unklarheiten

Von Teilnehmern häufig aufgeworfene Fragen mit rechtlichem Bezug adressierten insbesondere Regelungen im EEG und inwieweit diese an den Fördertatbestand geknüpft sind. So wurde sich erkundigt, ob nach dem Auslaufen der Förderung für den dann erzeugten Windstrom der im EEG verbriefte Einspeisevorrang weiter gilt. Ähnlich oft wurde gefragt, ob für nicht (mehr) geförderte Windturbinen der Entschädigungsanspruch bei Einspeisemanagementmaßnahmen (EinsMan-Maßnahmen) bestehen bleibt. Ein weiterer Teil der Teilnehmer adressierte Fragen nach einem »Bestandsschutz« für den Netzanschluss der Anlagen; es wurde die Befürchtung geäußert, der bestehende Netzanschluss könnte womöglich einem Dritten für dessen Neuanlagen zur Verfügung gestellt werden. Auch von Interesse war für die Umfrageteilnehmer, ob der Netzbetreiber verpflichtet sei, auch nicht geförderten Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen ins Netz aufzunehmen. Auf diese Fragen wird in Kapitel 4.5 eingegangen.

Des Weiteren wurde sich erkundigt, ob, wann und welche Änderungen dem Netzbetreiber mit Erreichen des Förderendes anzuzeigen sind. Konkret wurde sich danach erkundigt, ob die bisherigen Verträge auch ohne das Förderregime weiterlaufen werden. Vereinzelt kamen Fragen zu Besteuerung und möglicher Durchleitungsentgelte für den erzeugten Strom. Ein Betreiber mit Windparks in Bayern erkundigte sich außerdem, inwieweit die dort seit Herbst 2014 geltende 10 H-Regelung den Tausch von Großkomponenten bei Bestandsanlagen vereiteln könnte.

#### 4.4.2 Technische Unklarheiten

Fragen zu technischen Aspekten wurden weitaus weniger gestellt als zu rechtlichen Themen. Am häufigsten wurde in diesem Zusammenhang angemerkt, dass den Betreibern oftmals (noch) nicht klar ist, welchen technischen Anforderungen die Erzeugeranlagen genügen müssen, um diese weiterbetreiben zu können. Aus ihrer Erfahrung berichteten einzelne Teilnehmer, dass Behörden sehr unterschiedliche Anforderungen an den Weiterbetrieb stellen würden. Eine uneinheitliche Praxis wurde auch bei der gutachterlichen Beurteilung der Standsicherheit von Altanlagen bemängelt. Es wurde mehrfach der Wunsch geäußert, verpflichtende Vorgaben für den Beurteilungsprozess gesetzlich zu verankern. Auch eine Vereinheitlichung der wiederkehrenden Prüfintervalle und des Prüfumfanges wurde gewünscht.

Einige Teilnehmer äußerten zudem die Sorge, für einen Teil der Anlagen könnten in der dritten Betriebsdekade nicht ausreichend Ersatzteile verfügbar sein – insbesondere wenn das Modell nicht mehr gebaut wird oder der Hersteller nicht mehr existiert. Unklar ist manchen Befragten, ob dessen Anlagen den technischen Anforderungen des zukünftigen Strommarkts genügen werden und falls nicht, wie technisch und wirtschaftlich aufwändig deren Nachrüstung wäre.

#### 4.4.3 Geäußerter Bedarf für (kurzfristiges) gesetzgeberisches Handeln

Abschließend wurde sich bei den Teilnehmenden erkundigt, was die legislativen Organe auf Bundes- und Länderebene kurzfristig regeln sollten, um einen Weiterbetrieb von Windturbinen nach dem Jahr 2020 zu erleichtern. Auf die Frage antworteten 33 Teilnehmer. Inhaltlich lassen sich deren Rückmeldungen in Wesentlichen fünf Themenbereichen zuordnen: Finanzielle Anschlussförderung, stärkere Bepreisung von CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Stromerzeugung, Direktvermarktung an Endverbraucher sowie Rahmenbedingungen für die Sektorenkopplung.

Die meisten Antworten beinhalteten den Wunsch nach einer Anschlussförderung für Strom aus Altanlagen. Konkretisiert wurde der Wunsch oftmals in Form eines garantierten Mindestpreises für Windstrom. Sofern hierbei Preisvorstellungen geäußert wurden, lagen diese im Bereich von vier bis sechs Cent je Kilowattstunde.

Ähnlich oft wurde ein Regelungsbedarf dahingehend gesehen, dass sich die mit der Stromerzeugung emittierten Treibhausgase stärker als bislang im Strompreis widerspiegeln sollten. Dabei wurde häufig eine (nationale) CO<sub>2</sub>-Steuer von den Befragten als passendes Instrument gesehen. In diesem Zusam-

menhang wurde auch gefordert, der Bundesgesetzgeber solle auf eine deutliche Reduktion der Kohlekraftwerkskapazitäten hinwirken. Die Befragten erhoffen sich durch derartige Maßnahmen eine auskömmlichere Erlössituation an den Strombörsen sowie einen Rückgang der nationalen Treibhausgasemissionen.

Ein weiterer Teil der Rückmeldungen zielte auf die Schaffung von (erleichterten) Rahmenbedingungen für die direkte Vermarktung des erzeugten Stroms an Endverbraucher. Begründet wurde dies mit dem verstärkten Wunsch privater wie auch industrieller Energieverbraucher, »grünen« Strom aus der Region direkt beziehen zu wollen. Hierfür sehen die Befragten bislang rechtliche Hürden oder Regelungslücken, welche die Direktvermarktung von Windstrom im Umfeld der Anlagenstandorte faktisch unmöglich mache. In diesem Zusammenhang wurde auch der Wunsch formuliert, Windstrom aus Altanlagen von der EEG-Umlage zu befreien, wodurch dieser insbesondere für industrielle Abnehmer attraktiv würde.

Vereinzelt wurden auch gesetzliche Regelungen gefordert, die gewährleisten, dass Erzeugungsleistung, die aus der Förderung ausscheidet und/oder stillgelegt wird, in das jährliche Ausschreibungsvolumen einbezogen wird. Darüber erhoffen sich die Akteure einen gesicherten Netto-Zuwachs der Windenergienutzung an Land. Auch ein separates Ausschreibungsverfahren für Altanlagen wurde vereinzelt angeregt, über das sich Zusatzerlöse, oberhalb des reinen Börsenpreises, erzielen lassen.

Für den Strommarkt der Zukunft wünschen sich die Umfrageteilnehmer frühzeitig Klarheit darüber, welche Rolle darin (ungeförderte) Windturbinen übernehmen können. Hierfür sollte der Gesetzgeber unter anderem die Entwicklung von Speicherkonzepten für Windstrom finanziell anreizen.

#### 4.5 Rechtliche Rahmenbedingungen für den Weiterbetrieb

Für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach dem Auslaufen der EEG-Förderung stellen sich neben betriebswirtschaftlichen auch rechtliche Fragen. Anders als etwa für Biomasseanlagen<sup>69</sup> sieht das EEG 2017 keine Möglichkeit der Weiterförderung von Windenergieanlagen nach Ablauf des 20-jährigen Förderzeitraums vor.<sup>70</sup> Einem ungeförderten Weiterbetrieb steht dies aber nicht entgegen. Gleichwohl sind auch bei einem Weiterbetrieb außerhalb der Förderung bestimmte rechtliche Rahmenbedingungen zu beachten. Zunächst muss geklärt werden, unter welchen öffentlich-rechtlichen Vorgaben – insbesondere im Hinblick auf die immissionsschutzrechtliche Genehmigung – ein Weiterbetrieb möglich ist. Weiter stellt sich die Frage, auf welche Ansprüche aus dem EEG sich der Anlagenbetreiber auch nach Auslaufen der Förderung berufen kann und welche Vergütungsmöglichkeiten in Frage kommen.

##### 4.5.1 Öffentlich-rechtliche Aspekte für den Weiterbetrieb

Der Weiterbetrieb einer Windenergieanlage setzt zunächst voraus, dass dies aus öffentlich-rechtlicher Sicht zulässig ist. Grundvoraussetzung dafür ist die (Weiter-)Geltung der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung sowie die Einhaltung der darin enthaltenen Vorgaben. Ist die BImSchG-Genehmigung unbefristet erteilt, bedarf es nach Ablauf des Förderzeitraums weder einer »Verlängerung« noch einer Neuerteilung der Genehmigung. Dies ändert aber nichts daran, dass die Standsicherheit der Anlage nach Bauordnungsrecht stets gewährleistet sein muss.<sup>71</sup>

Der *Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung* des Deutschen Instituts für Bautechnik (DIBt-Richtlinie) konkretisiert die standsicherheitsrelevanten Prüfungen für Windenergieanlagen ab der Version 2004.<sup>72</sup> Die Richtlinie geht von einer Entwurfslebensdauer einer Windenergieanlage von 20 Jahren aus; danach sieht Ziff. 17 die Möglichkeit einer Bewertung der Anlage hinsichtlich ihres Weiterbetriebs vor. Bei der DIBt-Richtlinie handelt es sich allerdings nicht um ein gesetzliches Regelwerk, sodass sich ihre Anwendbarkeit aus der Genehmigung selbst oder aber aufgrund einer nachträglichen Anordnung ergeben muss.<sup>73</sup> Weitere Anforderungen,

<sup>69</sup> Für Biomasseanlagen besteht nach § 39f EEG 2017 die Möglichkeit zur Weiterförderung von Teilen des Anlagenbestands.

<sup>70</sup> Vgl. zu den Möglichkeiten einer Weiterförderung von EE-Bestandsanlagen unter beihilferechtlichen Aspekten Kahles/Müller; Fn. 52.

<sup>71</sup> Vgl. etwa § 15 [Bauordnung des Landes Nordrhein-Westfalen](#).

<sup>72</sup> DIBt (2015), [Richtlinie](#) für Windenergieanlagen; Fn. 45.

<sup>73</sup> Agatz, [Windenergie-Handbuch](#), 14. Aufl. 2017, S. 236.

etwa im Hinblick auf Schallimmissionen oder naturschutzrechtliche Fragestellungen, können sich aus den Nebenbestimmungen der Genehmigung ergeben.

Derzeit ist der Umgang der Behörden mit entsprechenden Anfragen und Gesuchen noch uneinheitlich. Hintergrund dessen sind zum einen die unterschiedlich gefassten Nebenbestimmungen der Genehmigungen. Zum anderen differiert der Umgang mit gegebenenfalls erforderlichen Gutachten zum Weiterbetrieb sowie sonstigen erforderlichen Nachweisen stark und reicht von einer bloßen Kenntnisnahme der zuständigen Behörde bis hin zu einer Neubescheidung.

#### 4.5.2 Ansprüche aus dem EEG nach Auslaufen der Förderung

Das Auslaufen der Förderung für Strom aus Windenergieanlagen nach dem EEG bedeutet nicht, dass damit auch automatisch sämtliche anderen Ansprüche nach diesem Gesetz enden. Vielmehr bleiben die wesentlichen Ansprüche – namentlich der Anspruch auf Netzanschluss, auf Abnahme des Stroms und auf eine Entschädigung im Fall von Einspeisemanagementmaßnahmen (EinsMan-Maßnahmen) – auch nach dem Auslaufen der Förderung bestehen. Diese Ansprüche macht der Gesetzgeber lediglich von der Einhaltung bestimmter im Gesetz niedergelegter Pflichten abhängig; eine zeitliche Begrenzung wie bei der finanziellen Förderung besteht hingegen nicht.

#### Auslaufen der finanziellen Förderung

Für alle Anlagen, die bis zum 31.12.2000 in Betrieb genommen worden sind, läuft die Förderung nach dem EEG am 31.12.2020 aus.<sup>74</sup> Da die Vergütung jeweils für die Dauer von 20 Jahren ohne Berücksichtigung des Jahres der Inbetriebnahme zu zahlen ist, ist der Inbetriebnahmezeitpunkt im Jahr 2000 unerheblich. Das Auslaufen der Förderung gilt nicht nur für Anlagen, die unter der Geltung des EEG 2000 in Betrieb genommen worden sind, sondern auch für Anlagen, die bereits vor dem Inkrafttreten des Gesetzes – also vor dem 01.04.2000 – Strom in das öffentliche Netz eingespeist haben. Denn für diese Anlagen gilt nach § 9 Abs. 1 Satz 2 EEG 2000 – jedenfalls im Hinblick auf die Förderdauer – das Jahr 2000 als Inbetriebnahmejahr.

#### Anspruch auf Netzanschluss der Anlage

Anders als der Förder- bzw. Zahlungsanspruch ist der Anspruch auf vorrangigen und unverzüglichen Netzanschluss nicht zeitlich begrenzt. Nach § 8 Abs. 1 Satz 1 EEG 2017 sind Netzbetreiber verpflichtet, Windenergieanlagen, aber auch andere Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen), unverzüglich und vorrangig an ihr Netz anzuschließen. Diese Pflicht bezieht sich auf den Anschluss am sog. Verknüpfungspunkt und damit auf die Stelle, die im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist und die i.d.R. die in Luftlinie kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage aufweist. Nach § 7 EEG 2017 begründet die Verpflichtung zum bzw. der Anspruch auf Anschluss der EE-Anlage nach § 8 EEG 2017 ein gesetzliches Schuldverhältnis.

Der Anspruch des Anlagenbetreibers erschöpft sich nicht in der einmaligen Herstellung des Netzanschlusses, sondern umfasst die Herstellung einer dauerhaften Verbindung. Deshalb darf der Netzbetreiber die Anlage nicht vom Netz trennen – es sei denn, der Anlagenbetreiber verstößt wiederholt gegen wesentliche Anschlussbedingungen.<sup>75</sup> Auch die Pflicht des Netzbetreibers, sein Netz gegebenenfalls auszubauen und zu optimieren, bleibt bestehen.

Mit dem Anspruch auf Netzanschluss geht für den Anlagenbetreiber die Verpflichtung einher, seine Anlage entsprechend § 9 EEG 2017 technisch auszurüsten. Betreiber von Windenergieanlagen an Land, die vor dem 01.07.2017 in Betrieb genommen worden sind, müssen nach § 9 Abs. 6 EEG 2017 sicherstellen, dass am Verknüpfungspunkt ihrer Anlage mit dem Netz die Anforderungen der Systemdienstleistungsverordnung (SDLWindV) erfüllt werden. Für Bestandsanlagen gelten jedoch bestimmte Übergangsbestimmungen nach § 8 SDLWindV. Einen Verstoß gegen diese Pflichten sanktio-

<sup>74</sup> Nach § 9 EEG 2000 ist die Mindestvergütungen für neu in Betrieb genommene Anlagen jeweils für die Dauer von 20 Jahren ohne Berücksichtigung des Jahrs der Inbetriebnahme zu zahlen.

<sup>75</sup> Woltering in: Greb/Boewe, BeckOK EEG, 6. Aufl. 2017, § 8 EEG 2017 Rn. 30.

niert der Gesetzgeber in § 52 Abs. 4 EEG 2017 scharf: Auch Anlagenbetreiber außerhalb der Förderung verlieren bei einem Verstoß gegen § 9 Abs. 6 EEG 2017 den Anspruch auf ein Entgelt für dezentrale Einspeisung nach § 18 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und den Anspruch auf vorrangige Abnahme, Übertragung und Verteilung nach § 11 EEG 2017.

### **Anspruch auf Abnahme des erzeugten Stroms**

Neben dem Anspruch auf Netzanschluss besteht auch der Anspruch auf physikalische Abnahme des Stroms unabhängig vom Förderanspruch. Der Anspruch auf physikalische Abnahme und Weiterleitung findet sich ebenfalls als ein Grundprinzip in sämtlichen Fassungen des EEG. Zunächst in § 3 EEG 2000 geregelt, findet sich diese Verpflichtung der Netzbetreiber nun in § 11 Abs. 1 Satz 1 EEG 2017.

Der Anspruch auf physikalische Abnahme, Übertragung und Verteilung umfasst alle physikalischen Vorgänge, die erforderlich sind, um den in der Anlage erzeugten Strom in das Netz einzuspeisen und weiterzuleiten.<sup>76</sup> Der Anspruch auf physikalische Abnahme ist im EEG 2017 der Standardfall und gilt für alle Veräußerungsformen, die in § 21b Abs. 1 EEG 2017 geregelt sind, also für die Marktprämie, die Einspeisevergütung und die sonstige Direktvermarktung.

Der Anspruch auf kaufmännische Abnahme besteht ausdrücklich nur für den Fall der Einspeisevergütung, § 11 Abs. 1 Satz 2 EEG 2017. Im Fall der kaufmännischen Abnahme erwirbt der Netzbetreiber den Strom durch Kauf aufgrund eines gesetzlichen Schuldverhältnisses vom Anlagenbetreiber und nimmt ihn in seinen EEG-Bilanzkreis auf, sodass ein Lieferverhältnis zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber besteht. Die klare Entkopplung des Anspruchs auf physikalische Abnahme vom Anspruch auf kaufmännische Abnahme fügt sich in die Systematik des Gesetzes ein, nachdem jeder Anlagenbetreiber grundsätzlich selbst für die Vermarktung seines Stroms verantwortlich sein soll.

Zu beachten ist, dass im Fall der eigenständigen Vermarktung des Stroms die allgemeinen Regeln zur Netznutzung und zur Stromvermarktung gelten. Insbesondere ist dafür auch die Zuordnung zu einem Bilanzkreis erforderlich, über den der Strom bilanziell zum Käufer transportiert wird.

Nicht eindeutig aus dem Gesetz ableitbar sind die Rechtsfolgen für Anlagen- und Netzbetreiber, wenn ein Anlagenbetreiber nach Ablauf der Förderdauer seinen Anspruch auf physikalische Abnahme geltend macht, ohne gleichzeitig für eine entsprechende Vermarktung gesorgt zu haben. Wird der Strom ohne die Regelung der kaufmännischen Abnahme in das Netz eingespeist, scheidet der im Rahmen der Förderung für solche Fälle vorgesehene Rückgriff auf die Ausfallvergütung jedenfalls aus.

Ausdrücklich ist hingegen in § 52 Abs. 4 EEG 2017 geregelt, dass der Anspruch auf Abnahme nur bei Beachtung der technischen Vorgaben nach § 9 EEG 2017 besteht.

### **Anspruch auf Entschädigungszahlungen aufgrund von EinsMan-Maßnahmen**

Der Anspruch auf eine Entschädigung nach einer netzbedingten Abregelung durch den Netzbetreiber, also nach sog. Einspeisemanagementmaßnahmen (EinsMan-Maßnahmen), bleibt auch nach dem Auslaufen der Förderung bestehen. Auch diese Ansprüche bestehen nach der Konzeption des EEG 2017 nicht nur für geförderte Anlagen, sondern für sämtliche EE-Anlagen, die in das öffentliche Netz einspeisen. Bei der konkreten Berechnung bietet es sich an, auf den – rechtlich allerdings nicht verbindlichen – Leitfadens zum Einspeisemanagement der Bundesnetzagentur<sup>77</sup> zurückzugreifen. Die Version 3.0 befindet sich derzeit noch in der Konsultation.

#### **4.5.3 Vermarktungsmöglichkeiten**

Im Fall der sonstigen Direktvermarktung agiert der Anlagenbetreiber im Hinblick auf die Veräußerung seines Stroms wie ein »konventioneller« Anbieter und muss entsprechend die kaufmännische Abnahme seines Stroms selbst regeln. Vermarktungsoptionen sind im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung in erster Linie die Veräußerung an Stromhändler, Direktvermarkter oder Energieversorgungsunternehmen, denkbar sind aber auch die Vermarktung an der Strombörse oder der direkte Verkauf an

<sup>76</sup> Begründung zu § 11 EEG 2014, BT-Drs. 18/1304, S. 123.

<sup>77</sup> BNetzA; Fn. 54.

einen Letztverbraucher. Voraussetzung für eine sonstige Direktvermarktung i.S.d. EEG ist stets, dass der Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird. Im Falle der direkten Lieferung eines Letztverbrauchers über das Netz der allgemeinen Versorgung ist zu beachten, dass der Anlagenbetreiber dann als Energieversorgungsunternehmen i.S.d. EEG gilt, was mit weiteren Pflichten einhergeht. Denkbar sind außerdem Modelle, die nicht über das allgemeine Stromnetz abgewickelt werden, wie etwa der Eigenverbrauch.

Im Falle der sonstigen Direktvermarktung kann der Anlagenbetreiber bei der Stromvermarktung das Instrument der Herkunftsnachweise nach § 79 EEG 2017 nutzen und so gegebenenfalls zusätzliche Erlöse erwirtschaften. Darüber hinaus kann auch ein Anspruch auf ein vermiedenes Netzentgelt nach § 18 StromNEV geltend gemacht werden.

Wichtig ist, dass im Falle eines Wechsels in die sonstige Direktvermarktung nach Auslaufen der Förderung die Wechselfristen nach §§ 21b, c EEG 2017 beachtet werden. Ein möglicher Wechsel von der Einspeisevergütung in die sonstige Direktvermarktung ist nur zum ersten Kalendertages eines Monats zulässig und muss dem Netzbetreiber vor Beginn des jeweils vorangehenden Kalendermonats mitgeteilt werden. Dies beinhaltet insbesondere auch die Mitteilung des Bilanzkreises, in dem der direktvermarktete Strom zu bilanzieren ist. Der Wechselprozess selbst richtet sich nach der Festlegung »Marktprozesse für Einspeisestellen (Strom)« der Bundesnetzagentur.<sup>78</sup>

## 5. Stilllegungen

In der Vergangenheit wurden bereits zahlreiche Windenergieanlagen stillgelegt, obgleich diese noch bis Ende 2020 eine Vergütung nach dem EEG hätten beanspruchen können. Die Zahl der bislang stillgelegten Windenergieanlagen lässt sich nicht genau ermitteln, da Netzabgänge nicht systematisch erfasst worden sind. Schätzungsweise wurden bis Ende 2017 mehr als zwei Gigawatt Windenergieleistung außer Betrieb genommen.

### 5.1 Umfang des bislang stillgelegten Anlagenparks

Gemäß der Datenerfassung des DEWI wurden bis Ende 2012 rund 1.300 Windturbinen mit 650 MW Leistung abgebaut.<sup>79</sup> In der Zeit danach registrierte das DEWI weitere 2.142 Anlagen mit insgesamt rund 1.800 MW Leistung, welche bis Ende 2017 in Deutschland stillgelegt wurden (vgl. Tabelle 15). Auf der Grundlage dieser Statistik kann davon ausgegangen werden, dass bereits mehr als 3.400 Windturbinen über 2.400 MW Leistung stillgelegt und zurückgebaut wurden. Ein ähnlicher Wert ergibt sich aus dem Vergleich des Anlagenbestands im Jahr 2005 mit den Bestandszahlen entsprechend alter Anlagen im heutigen Register (siehe Kapitel 2.4.1)

Tabelle 15: Abgebaute Windenergieanlagen in Deutschland seit 2010; Quelle: DEWI<sup>80</sup>

Abbaujahr der Windenergieanlagen	Anlagen	Leistung [MW]	Ø Generatorleistung [MW]
2010	140	63,5	0,45
2011	183	126,9	0,69
2012	325	196,5	0,60
2013	373	235,7	0,63
2014	619	396,2	0,64

<sup>78</sup> BNetzA, [Beschluss](#) vom 29. Januar 2015 – BK6-14-110.

<sup>79</sup> Neddermann in: DEWI Magazin [Nr. 42](#), S. 43.

<sup>80</sup> DEWI (2018), [Wind Energy Use in Germany](#).



Abbaujahr der Windenergieanlagen	Anlagen	Leistung [MW]	Ø Generatorleistung [MW]
2015	363	320,2	0,88
2016	400	405,0	1,01
2017	387	481,6	1,24

Das bei der Bundesnetzagentur geführte Marktstammdatenregister<sup>81</sup> erfasst seit Herbst 2014 rund 1.100 stillgelegte Windturbinen mit zusammen 1.180 MW Leistung. Diese Anlagen waren zum Zeitpunkt der Außerbetriebnahme im Schnitt 17 Jahre am Netz.<sup>82</sup> Bei diesem Durchschnittsalter ist zu berücksichtigen, dass von 2004 bis 2014 der Altanlagenersatz finanziell angereizt wurde, was eine vorzeitige Außerbetriebnahme alter Windturbinen ökonomisch attraktiv machen konnte. Die sich abzeichnende Abschaffung des Repowering-Bonus mit dem EEG 2014 führte im letzten Jahr der Anspruchsoption zu einem verstärkten Abbau von Altanlagen und deren Ersatz (vgl. Abbildung 21).<sup>83</sup> Zudem dürfte das mit dem EEG ab dem Jahr 2017 geltende Ausschreibungsregime manchen Betreiber dazu bewogen haben, geplante Repowering-Projekte vorzuziehen, um mit der Neuanlage noch von der gesetzlichen Festvergütung zu profitieren.<sup>84</sup> Bis Ende 2016 genehmigte Windturbinen, welche bis Ende 2018 in Betrieb genommen werden, haben noch einen Zahlungsanspruch auf Marktprämie, ohne mit der Anlage an der Ausschreibung teilnehmen zu müssen.<sup>85</sup>

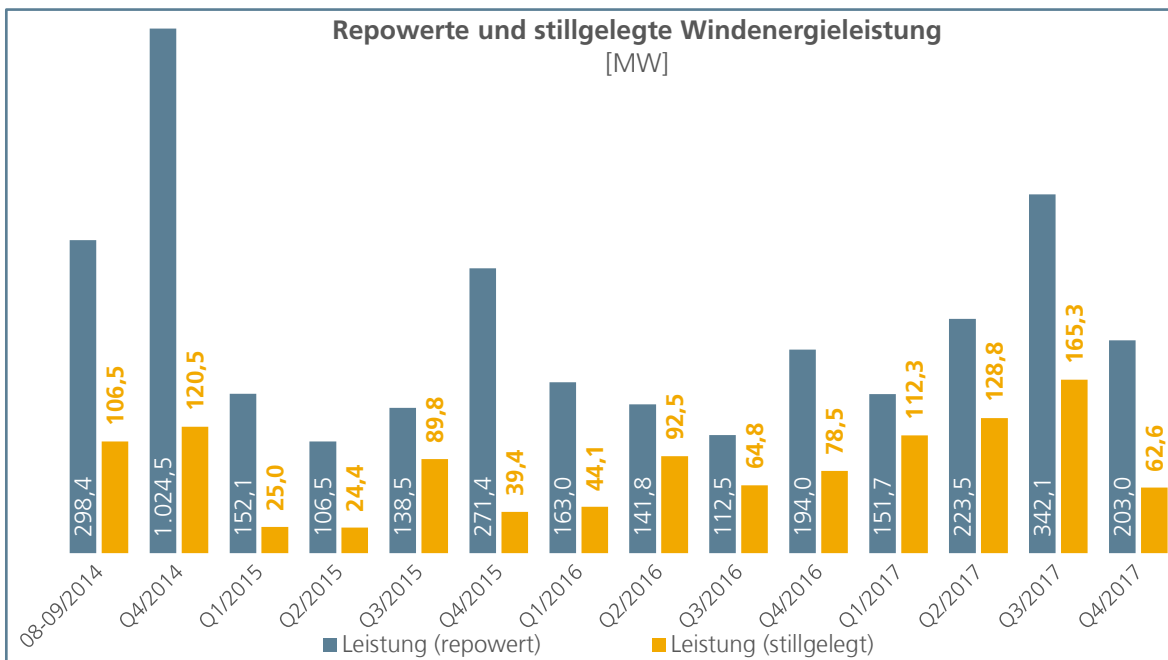


Abbildung 21: Repowerete bzw. stillgelegte Windenergieleistung zwischen 08/2014 und 12/2017, Quelle: BNetzA; Auswertung & Grafik: FA Wind

<sup>81</sup> EEG-Registerdaten (08/2014-01/2018), veröffentlicht am 28.02.2018. Darin waren Ende Januar 2018 insgesamt 1.116 stillgelegte Windturbinen mit einer spezifischen Generatorleistung von 100 kW erfasst. Diese verfügten über einer Erzeugungsleistung von 1.172 MW. In die ermittelte Betriebsdauer wurden Anlagen einbezogen, für die sowohl das Datum der Inbetriebnahme als auch das Stilllegungsdatum registriert sind. Diese Stichprobe umfasst 1.100 Anlagen.

<sup>82</sup> Vgl. auch FA Wind (2016), *Status des Windenergieausbaus und Repowering in Schleswig-Holstein*, Tabelle 11.

<sup>83</sup> Gemäß Artikel 23 des Gesetzes zur grundlegenden Reform des EEG trat die Novellierung am 1. August 2014 in Kraft, infolgedessen der Repowering-Regelung des § 30 EEG 2012 abgeschafft wurde.

<sup>84</sup> Dies lässt der seit dem vierten Quartal 2016 ansteigende Repowering-Anteil vermuten.

<sup>85</sup> Ausführlich dazu FA Wind (2017), *EEG 2017: Ausschreibungsbedingte Neuerungen für Windenergieanlagen an Land*, Kapitel 6.

Unklar ist, inwieweit sich Repowering-Projekte im Preiswettbewerb der Ausschreibung gegenüber Neubauprojekten ohne Altanlagenersatz werden durchsetzen können.<sup>86</sup> Im Lichte der stark gesunkenen Zuschlagswerte in den Auktionsrunden des Jahres 2017 dürfte das Repowering von Anlagen vor Erreichen des Förderendes zunehmend schwierig werden, weshalb in den Jahren 2019 und 2020 kein nennenswerter Umfang an Repowering im Rahmen der Ausschreibung zu erwarten sein dürfte. Nachdem sich 2017 nur sehr wenige Gebote für genehmigte Windturbinen in den Auktionen durchsetzen konnten, lassen sich aus diesen Zuschlägen keine aussagekräftigen Rückschlüsse hinsichtlich deren Durchsetzungschancen ziehen.<sup>87</sup>

## 5.2 Szenarien eines möglichen Anlagenrückbaus

Anhand der Rückmeldungen zu den anvisierten Weiterbetriebszeiträumen der Altanlagen (siehe Kapitel 4.1 und 4.2) wurden zwei Szenarien zum möglichen Umfang an Außerbetriebnahmen im Zeitraum 2021 bis 2028 gerechnet. In Abbildung 23 wird dargestellt, für wie viel installierte Leistung jährlich planmäßig der Anspruch auf die EEG-Vergütung endet (blaue Säulen). Da selbst unter der derzeitigen Erlössituation an der Börse nicht mit der sofortigen Stilllegung sämtlicher Anlagen bei Erreichen des Förderendes zu rechnen ist, wurde für das »obere Szenario« angenommen, dass alle Windturbinen, die sich repowern lassen, mit dem Auslaufen der EEG-Vergütung vom Netz gehen und durch Neuanlagen ersetzt werden. Zehn Prozent der verbleibenden (ungeförderten) Anlagenleistung wird aus anderen Gründen, wie etwa auslaufende Pachtverträge oder technische Restriktionen, unmittelbar nach Förderende stillgelegt. Von der restlichen Windturbinenleistung ist nur für ein Fünftel der wirtschaftliche Weiterbetrieb gewährleistet.<sup>88</sup> Dieser Weiterbetrieb erstreckt sich entlang der Untergrenze der in Kapitel 4.1 ausgewiesenen Weiterbetriebszeiträume (siehe Abbildung 16).

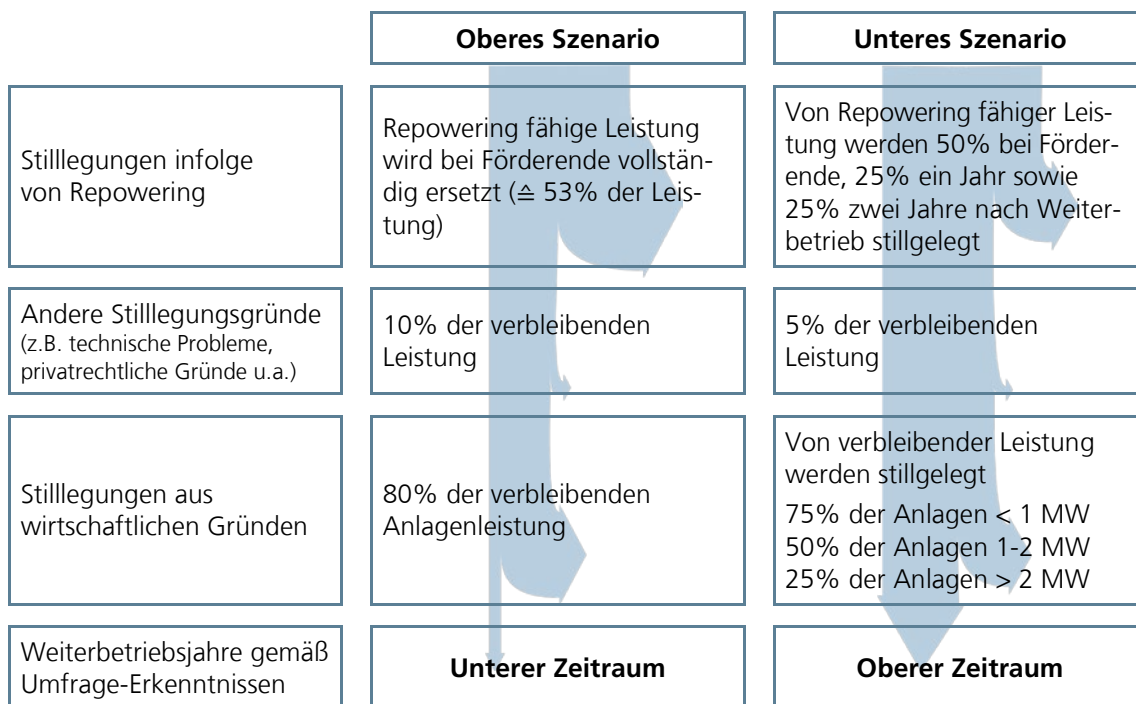


Abbildung 22: Annahmen für die Berechnung der Stilllegungsszenarien in Abbildung 23. Die Pfeile des Sankey-Diagramms geben beispielhaft die Entwicklung für das Jahr 2021 wieder; Quelle: FA Wind

<sup>86</sup> Branchenvertreter kommunizieren, dass Repowering-Projekte günstiger sein, weil ein Teil der Infrastruktur genutzt werden könne. Dies ist jedoch zweifelhaft, da diese für neue Anlagen meist nicht ausreichend dimensioniert sein dürfte. Ristau geht davon aus, dass viele Repowering-Projekte ökonomisch unterlegen sind; vgl. Ristau (2017), *Sorge um die Alten*, Erneuerbare Energien, Ausgabe 6/2017, S. 74 (75).

<sup>87</sup> Von 730 bezuschlagten Windenergieanlagen in den Ausschreibungsrunden des Jahres 2017, verfügten lediglich 39 Anlagen zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe über eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung. 10 der 39 Anlagen werden im Register als Repowering-Projekt geführt; siehe auch FA Wind (2017), *Analyse der 3. Ausschreibung im Jahr 2017 für Windenergie an Land*.

<sup>88</sup> Vgl. WindGuard; Fn. 3, S. 23.

Für das »untere Szenario« wurde unterstellt, dass die Repowering fähige Anlagenleistung zur Hälfte mit Erreichen des Förderendes vom Netz geht und durch neue Kapazität ersetzt wird. Ein Viertel der verbleibenden Altanlagenleistung wird ein Jahr später stillgelegt, das restliche Viertel geht zwei Jahre nach Förderende vom Netz. Von der nicht zu ersetzenden Anlagenkapazität wird fünf Prozent aus anderen Gründen nach Auslaufen der EEG-Vergütung stillgelegt. Die Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs wird in Anlehnung an die Umfragerückmeldungen unterstellt (siehe Kapitel 4.2), wobei diese nach Anlagenleistung differenziert wird. Als nicht wirtschaftlich weiter zu betreiben werden folgende Anteile angenommen: 75 Prozent der Anlagen kleiner ein Megawatt; 50 Prozent der Anlagen mit ein bis zwei Megawatt spezifischer Generatorleistung sowie 25 Prozent der Anlagen mit mehr als zwei Megawatt Leistung. Für den verbliebenen Rest der Anlagen wird ein Weiterbetrieb gemäß der oberen Grenze der in Kapitel 4.1 angegebenen Weiterbetriebszeiträume angesetzt (siehe Abbildung 16).

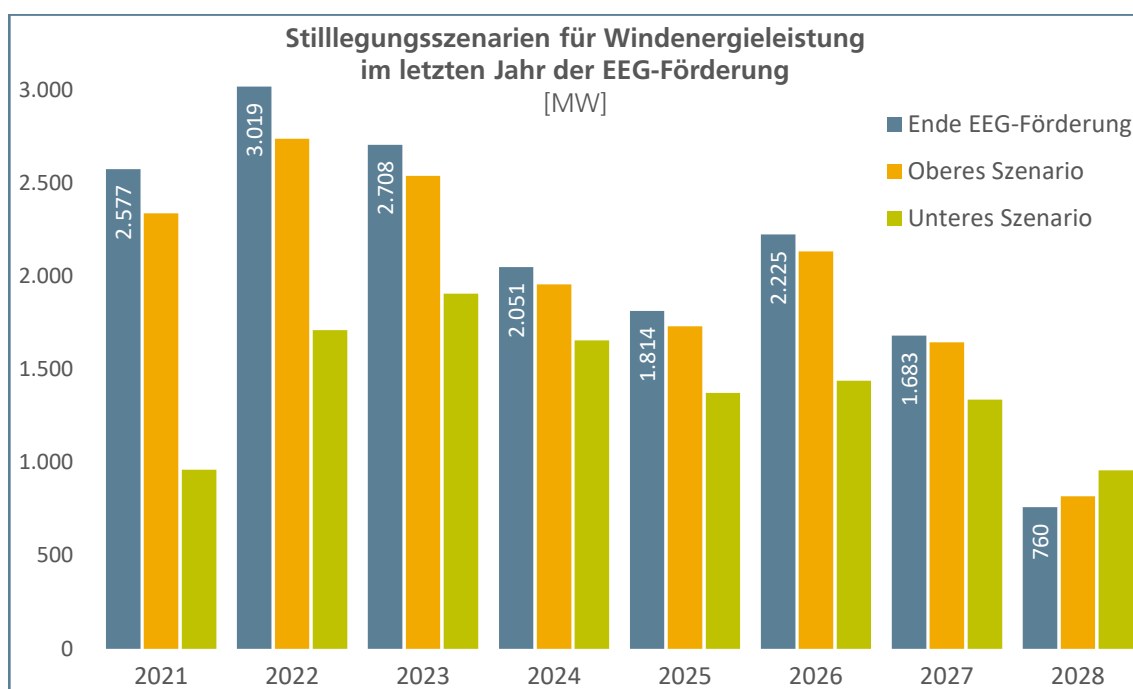


Abbildung 23: Stilllegungsszenarien für Windenergieleistung mit Förderende zwischen 2021 und 2028; Quelle: FA Wind

Das obere und das untere Szenario unterscheiden sich im Wesentlichen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs der Anlagen. Im unteren Szenario macht sich in den ersten Jahren zudem das verzögerte Repowering bemerkbar. Deutlich wird, dass der Weiterbetrieb der Anlagen in beiden Szenarien zu einer mäßigen Dämpfung des Rückbaus gegenüber den Mengen, die aus der Förderung fallenden Anlagen bis zum Ende des Jahrzehnts führt. Nicht berücksichtigt wurde, dass Anlagen auch trotz möglichem Repowering diesem beispielsweise durch die Betreiberstrukturen nicht zugänglich sind. Noch niedrigere Szenarien für den Rückbau sind möglich, wenn sich ein Repowering gegenüber einem Weiterbetrieb der Anlagen nicht wirtschaftlich darstellen lässt und sämtliche Anlagen bis zu ihrem technischen Lebensende weiterbetrieben werden. Letztlich ist jedoch auch das technische Lebensende von Windenergieanlagen zum Teil wirtschaftlich bestimmt und hängt von der Investitionsbereitschaft in Wartung und Instandhaltung ab. Ausgeschlossen scheint jedoch ein Weiterbetrieb nach einem Großkomponentenschaden.<sup>89</sup>

<sup>89</sup> WindGuard; Fn. 3, S. 12.

## 6. Fazit

Was tun nach 20 Jahren? Für Windenergieanlagen kommen nach Auslaufen der EEG-Förderung im Wesentlichen drei Optionen in Betracht: Das Repowering, der Weiterbetrieb oder die Stilllegung der Anlage. Zwischen diesen Optionen können die Betreiber nicht völlig frei wählen. Während für ein Repowering insbesondere die planungs- und genehmigungsrechtliche Zulässigkeit gegeben sein muss, sind für den ökonomischen Weiterbetrieb technische und betriebswirtschaftliche Aspekte maßgeblich. Lediglich die endgültige Stilllegung am bisherigen Standort bleibt immer möglich, ist jedoch aus klimapolitischer und volkswirtschaftlicher Sicht unter Umständen nicht sinnvoll.

Das Repowering war in den letzten Jahren stark von den politischen Rahmenbedingungen geprägt. Skaliert man die Repowering-Vorhaben der Teilnehmer dieser Umfrage auf den Gesamtbestand, besteht für den Zeitraum bis 2020 ein ähnlich hohes Repowering-Potenzial wie in den letzten Jahren. Dessen Umsetzung ist allerdings auch vom Erfolg der geplanten Anlagen in der Ausschreibung abhängig. Unabhängig davon zeichnet sich bereits jetzt ab, dass die Ausbauziele durch ein bloßes Repowering von Altanlagen bei Weitem nicht erreicht werden können und daher ein ambitionierter Zubau weiterhin notwendig ist.

Der Weiterbetrieb von Windturbinen ist in der Regel dann eine Option, wenn am Standort der Ersatz durch modernere und effizientere Neuanlagen faktisch nicht möglich ist oder aber bis zum Förderende der Altanlage noch nicht umgesetzt werden kann. Aus technischer Sicht sind vor allem der sichere Anlagenbetrieb und die Standsicherheit der Windenergieanlagen Voraussetzungen für den Weiterbetrieb. Wird eine Anlage weiter betrieben, gelten die Regelungen im EEG mit Ausnahme des Förderanspruchs auch über die zweite Betriebsdekade hinaus fort. Der Anspruch auf den vorrangigen Netzanschluss, die physikalische Abnahme des Stroms und auch auf Entschädigungen im Fall von Einspeisemanagementmaßnahmen bleibt also bestehen.

Im Falle des Weiterbetriebs müssen insbesondere die wirtschaftlichen Implikationen bedacht werden. Zunächst gilt, dass der Strom nach dem Förderende eigenständig vermarktet werden muss. Zudem kann der Weiterbetrieb technische Anpassungen erfordern, um die Voraussetzungen für die Direktvermarktung bzw. den Eigenverbrauch zu erfüllen. Sollen die Anlagen mehrere Jahre weiterlaufen, ist darüber hinaus mit höheren Wartungskosten zu rechnen. Ist der Weiterbetrieb hingegen nur für einen kurzen Zeitraum geplant, können die Anlagen auf Verschleiß gefahren werden, was die Wartungskosten senkt.

Prognosen zur Entwicklung der Börsenstrompreise und die daraus abgeleiteten Marktwertfaktoren für Windstrom lassen zu Beginn des nächsten Jahrzehnts ein schwieriges Marktumfeld für die nicht geförderte Stromerzeugung in Altanlagen erwarten. Dies ließe sich allerdings durch politische Maßnahmen, wie die Einführung eines (nationalen) Mindestpreises für Kohlendioxid-Emissionen der Stromerzeugung oder die Stilllegung von CO<sub>2</sub>-intensiven Kohlekraftwerken, verändern. Gesetzgeberische Bestrebungen für eine Förderung von Altanlagen nach Auslaufen der EEG-Vergütung sind derzeit nicht ersichtlich.

Ist der Weiterbetrieb oder der Ersatz von Altanlagen nicht wirtschaftlich, spricht vieles für eine Stilllegung. Der Anteil der Anlagen, die aus anderen, bspw. technischen, Gründen nach Ablauf der Förderung stillgelegt werden, ist nach derzeitiger Kenntnislage relativ gering. Die Wirtschaftlichkeit ist also maßgeblich für künftige Außerbetriebnahmen von Windrädern. Neben einer Stabilisierung der Börsenstrompreise über dem heutigen Niveau könnten insbesondere innovative Vermarktungsmodelle dazu beitragen, dass Windenergieanlagen über 20 Jahre hinaus klimaschonenden Strom erzeugen.

**Fachagentur Windenergie an Land e.V.**

Fanny-Zobel-Straße 11 | 12435 Berlin  
T +49 30 64 494 60-60 | F +49 30 64 494 60-61  
post@fa-wind.de | www.fachagentur-windenergie.de