

PERSPEKTIVEN FÜR DEN
WEITERBETRIEB VON
WINDENERGIEANLAGEN
NACH 2020



PERSPEKTIVEN FÜR DEN WEITERBETRIEB VON WINDENERGIEANLAGEN NACH 2020

Kurztitel: Perspektiven für Weiterbetrieb nach 2020

Bearbeitung: **DEUTSCHE
WINDGUARD**

Anna-Kathrin Wallasch
Silke Lüers
Dr.-Ing. Knud Rehfeldt
Kerstin Vogelsang

Foto Titelseite: © C. Haller / Deutsche WindGuard GmbH

Projektnummer: VW17151

Berichtsnummer: SP17014A3c

Auftraggeber:



Bundesverband WindEnergie

Bundesverband WindEnergie e.V.
Bundesgeschäftsstelle
Neustädtische Kirchstraße 6
10117 Berlin

Varel, Dezember 2017

DEUTSCHE WINDGUARD

Deutsche WindGuard GmbH
Oldenburger Straße 65
26316 Varel

Telefon 04451 9515 0
Telefax 04451 9515 29
E-Mail info@windguard.de
URL <http://www.windguard.de/>

Es wird versichert, dass die vorliegenden Ermittlungen unparteiisch, gewissenhaft und nach bestem Wissen und Gewissen durchgeführt wurden. Für die ermittelten Ergebnisse und die Richtigkeit der Darstellung in diesem Bericht übernimmt die Deutsche WindGuard GmbH keine Gewähr.

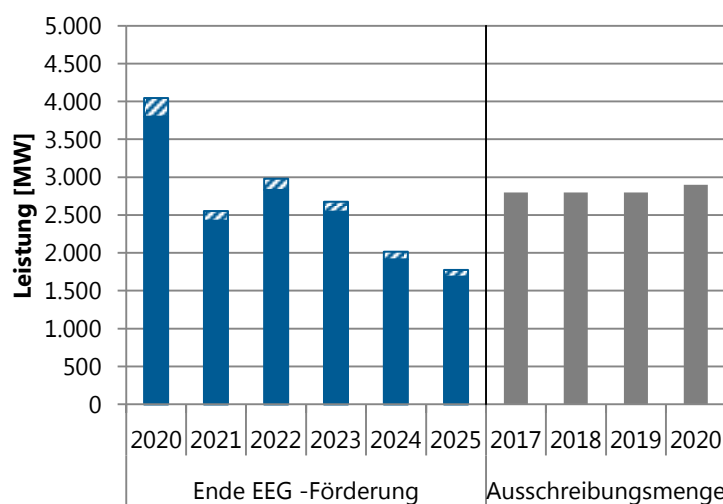
Eine auszugsweise Vervielfältigung dieses Berichtes ist nur mit schriftlicher Genehmigung der Deutschen WindGuard GmbH, Varel erlaubt.

Dieser Bericht umfasst 87 Seiten inklusive Deckblatt.

ZUSAMMENFASSUNG

Zum Jahresende 2020 endet zum ersten Mal der EEG-Vergütungsanspruch von Windenergieanlagen, nämlich für alle Anlagen, die bis einschließlich des Jahres 2000 installiert wurden (vgl. EEG 2000). Ende des Jahres 2020 ist hiervon eine Altanlagenleistung von etwa 3.800 – 4.000 MW betroffen. In den Folgejahren bis 2025 folgen pro Jahr durchschnittlich weitere 2.300 – 2.400 MW. Dem gegenüber stehen Ausschreibungsmengen von 2.800 MW bzw. 2.900 MW pro Jahr. Das heißt, dass im Falle eines unmittelbaren Rückbaus der betroffenen Brutto-Altanlagen große Auswirkungen auf den Netto-Zubau bestehen. Die Frage nach der Wahrscheinlichkeit eines Weiterbetriebs unter den gegebenen Rahmenbedingungen gewinnt dadurch an Bedeutung und wurde in der vorliegenden Analyse vertieft untersucht.

Altanlagenleistung mit Ende der EEG-Förderung und Ausschreibungsmengen



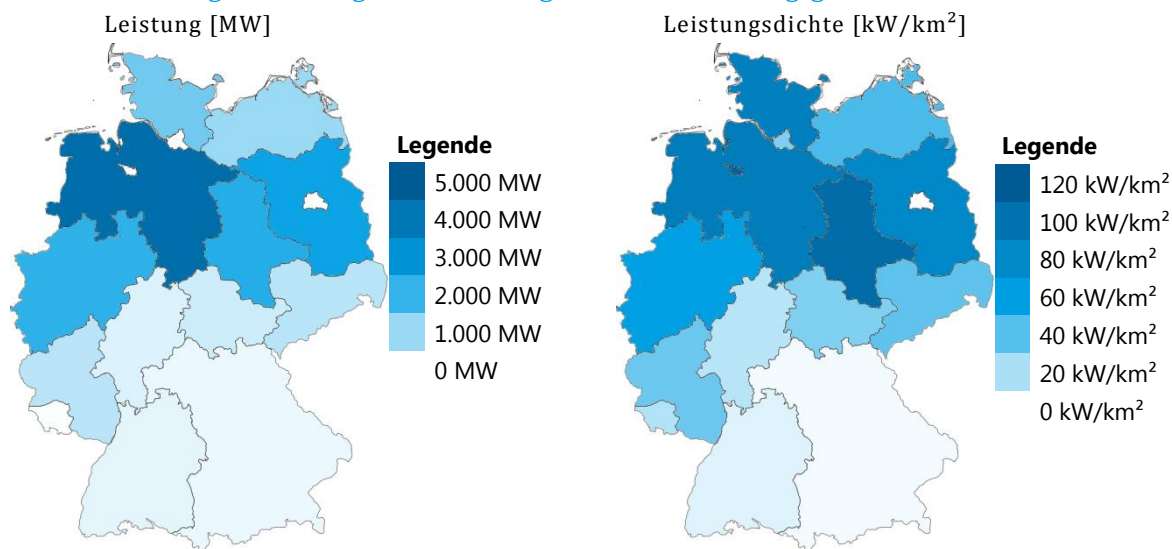
Im Fokus der Analyse stehen alle Altanlagen, deren EEG-Vergütung bis Ende 2025 endet, hierbei werden die Anlagen mit Installation bis einschließlich des Jahres 2000 (Auslaufen der Vergütung Ende 2020) sowie die zwischen 2001 und 2005 installierten Anlagen in einigen Auswertungen differenziert betrachtet. Alle zum Zeitpunkt der Studiererstellung noch aktiven Windenergieanlagen, die vor 1997 installiert wurden, befinden sich bereits im Weiterbetrieb, dies sind insgesamt rund 890 MW. Vor allem im Zuge von Repowering-Vorhaben wurden zudem ca. 2.300 Anlagen mit etwa 1.580 MW mittlerweile zurückgebaut. Die Hälfte dieser Anlagen hatte ein Alter zwischen 13 und 17 Jahren und wurde somit deutlich vor Ende der Entwurfslebensdauer von 20 Jahren zurückgebaut.

Regionale Verteilung

Die Bundesländer Niedersachsen, Brandenburg, Schleswig-Holstein, Nordrhein-Westfalen und Sachsen-Anhalt nehmen sowohl in Bezug auf die installierte Altanlagenanzahl als auch bezogen auf die kumulierte Leistung der verbliebenen Altanlagen (Inbetriebnahmejahr \leq 2005) die ersten fünf Plätze ein. Niedersachsen führt mit großem Abstand mit rund 3.500 Altanlagen und einer Gesamtleistung von 4,3 GW im betreffen-

den Anlagensegment. Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Nordrhein-Westfalen verfügen jeweils über etwa 2 GW Altanlagenleistung, die Altanlagenanzahl liegt in diesen drei Ländern zwischen 1.500 und 2.000. In Schleswig-Holstein sind noch rund 1.000 Altanlagen mit 1,4 GW installiert. Gemeinsam stellen die fünf genannten Länder rund 75% der installierten Altanlagenleistung. Bezieht man die installierte Gesamtleistung der Altanlagen in den Bundesländer auf die jeweilige Landesfläche, wird deutlich, dass Sachsen-Anhalt über die größte Leistungsdichte verfügt, in Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Brandenburg sind ähnliche Leistungsdichten vorhanden, in Nordrhein-Westfalen ist die Dichte etwas geringer.

Altanlagenleistung und Leistungsdichte in Abhängigkeit der Landesfläche



Netzgebiete und Systemeigenschaften

Die installierte Altanlagenleistung konzentriert sich zu großen Teilen (rund 70%) auf sechs Verteilnetzbetreiber. Es führt die E.DIS AG mit 2,3 GW Altanlagenleistung, es folgen die WESTNETZ GmbH mit 2,1 GW, die Avacon AG und die Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH mit jeweils 2 GW sowie die EWE Netz GmbH mit 1,8 GW und die Schleswig-Holstein Netz AG mit 1,3 GW. Der Großteil der installierten Altanlagenleistung mit Installationsjahr ≤ 2000 ist in der Mittelspannungsebene bzw. an entsprechenden Übergabepunkten zur Hochspannung angeschlossen. Die zwischen 2001 und 2005 installierte Leistung speist etwa zu gleichen Teilen ins Mittelspannungsnetz (inkl. Übergabepunkte zur Hochspannung) und ins Hoch- und Höchstspannungsnetz ein.

Die nähere Betrachtung des Altanlagenbestands unter Gesichtspunkten der Systemeigenschaften führte zu dem Ergebnis, dass ein Weiterbetrieb älterer Windenergieanlagen – vor allem aufgrund der erfolgten Umrüstungen nach Systemstabilitätsverordnung – im Hinblick auf die Systemsicherheit kein Problem darstellen sollte. Hinsichtlich der Systemdienlichkeit bestehen Nachteile gegenüber moderneren Anlagen, die aber durch die begrenzte betroffene Leistung und aufgrund der zeitlichen Begrenzung des Weiterbetriebs voraussichtlich nicht zu einem Ausschlusskriterium führen.

Technologie

Hinsichtlich der Altanlagen-Leistungsklassen ist zwischen den bis zum Jahr 2000 und in den Jahren 2001-2005 installierten Windenergieanlagen zu unterscheiden. Im Segment der Anlagen bis zum Jahr 2000 errichteten Anlagen stellen die Anlagen mit einer Nennleistung von unter 1 MW etwa 75% der Anlagen und 50% der installierten Leistung. Im Segment der Installationsjahre 2001 und 2005 nimmt der Anteil der Anlagen mit <1 MW Nennleistung zügig ab, und zwar auf rund 10% der Anlagenanteile bzw. 5% der Leistungsanteile in 2005. Im Jahr 2005 stellen die Anlagen mit einer Nennleistung ≥ 2 MW bereits deutlich über 50% der Anteile bzw. 65% der installierten Leistung.

Eine Betrachtung der Herstellerverteilung nach Installationsjahren machte die große Vielfalt und Kleinteiligkeit im Markt bis zum Jahr 2000 deutlich sowie die danach stetig voran geschrittene Marktkonsolidierung. Im Jahr 2005 stellten die Unternehmen, die heute die sechs maßgeblichen Hersteller am deutschen Markt darstellen, bereits rund 80% des Marktes. Bezogen auf die gesamte Altanlagenleistung stellt Enercon etwa ein Drittel des Bestands und somit den größten Anteil an Anlagen, für die bis Ende 2025 die EEG-Förderung endet. Es folgt Vestas mit rund 17%.

Einnahmenbedarf in der dritten Betriebsdekade

Ein Kernpunkt der Analyse ist die Einschätzung des potentiellen Einnahmenbedarfs für einen Weiterbetrieb von Anlagen über die technische Entwurfslebensdauer von 20 Jahren hinaus. Eine allgemeingültige Angabe über die Betriebskosten in der dritten Dekade ist allerdings nicht möglich, da diese ein sehr weites Spektrum aufweisen (insbesondere in Abhängigkeit der Anlagen- bzw. Parkgröße und des Standortes). Zur schrittweisen Herausbildung geeigneter Betriebskostenannahmen wurden zunächst bezogen auf den Bereich der Wartungs- und Instandhaltungskosten (als größtem Kostenparameter innerhalb der Gesamtbetriebskosten) Interviews insbesondere mit Herstellern und unabhängigen Wartungsunternehmen durchgeführt. Die Auswertungen zur regionalen Verteilung und zur Technologie der ab 2021 von der Weiterbetriebsentscheidung betroffenen Altanlagen zeigen, dass es sich tendenziell um Anlagen an eher guten Windstandorten in der nördlichen Landeshälfte handelt, die über eine Anlagenleistung von ≥ 1 MW und eine begrenzte Weiterbetriebsdauer verfügen. Dementsprechend erfolgt eine näherungsweise Abschätzung über Fallbeispiele bzw. mögliche grundlegende Betriebskonzepte für diese Anlagengeneration.

Es wurden vereinfachend folgende drei grundlegende Wartungs-Konzepte abgeleitet:

Wartungs- und Instandhaltungskonzepte			
	„Fortsetzung Konzept aus 2. Dekade“	„Optimiertes Konzept“	„Low Budget-Konzept“
Weiterbetriebsstrategie	Längerfristig ausgelegter Weiterbetrieb mit Fortsetzung der Betriebsstrategie der zweiten Betriebsdekade; Bildung von Reparaturrücklagen	Auf mehrere Jahre ausgelegter Weiterbetrieb, mit zustandsorientierten Maßnahmen zur möglichst langen Erhaltung der Anlage; Durchführung von kleineren bis mittleren Reparaturen	Betrieb bis zum ersten relevanten Schadensfall unter Aufwendung der Minimalkosten ohne Rücklagenbildung, Schwerpunkt auf Standsicherheit
Außerbetriebnahme	Bei Großkomponentenschaden; ansonsten nach Ende der Restlebensdauer	Bei größerem Schaden, insbesondere Großkomponentenschaden	Bei relevantem Schadenseintritt
Kostenannahme	1,4 - 1,8 ct/kWh	1 - 1,4 ct/kWh	0,6 - 1 ct/kWh

Die weiteren Betriebskosten wurden aus vorliegenden Daten zur zweiten Dekade abgeleitet und folgende durchschnittliche Werte berücksichtigt:

Weitere relevante Kostenbestandteile	Kostenannahme
Pachten (Nutzungsentgelte)	0,40 ct/kWh
Kaufmännische und Technische Betriebsführung	0,36 ct/kWh
Versicherungen	0,07 ct/kWh
Sonstige Kosten	0,13 ct/kWh
Summe weitere Bestandteile	0,96 ct/kWh

Allen genannten Zahlen liegt die Annahme zugrunde, dass ein Großkomponentenschaden nicht refinanziert werden kann und in diesem Falle die Anlage außer Betrieb geht. Denn selbst wenn das gewählte Betriebskonzept die Bildung von Reparaturrücklagen vorsieht, sind diese nicht so ausgelegt bzw. würden nicht ausreichend lange vorgesehen, als dass eine Großreparatur hierdurch abgedeckt wäre. Dies wird angesichts der im Weiterbetrieb ohnehin begrenzten Restlebensdauer aus wirtschaftlicher Sicht in der Regel als nicht sinnvoll erachtet.

Neben den reinen Betriebskosten fallen Kosten zur Prüfung und Bewertung des Weiterbetriebs und ggf. im Rahmen der Kommunikation mit Behörden an. Zudem wird eine Mindestrendite-Erwartung im Einnahmenbedarf berücksichtigt, da ohne eine positive Renditeerwartung kein wirtschaftlicher Anreiz für einen Weiterbetrieb bestünde und innerhalb dieser Annahme auch Rückstellungen für bestehende Windrisiken enthalten sind. Zusammenfassend ergibt sich der in der folgenden Tabelle dargestellte durchschnittliche Einnahmenbedarf für die einzelnen Fallbeispiele.

Kostenposition (Mittelwerte)	Einnahmenbedarf Weiterbetrieb (ct/kWh)		
	„Fortsetzung Konzept aus 2. Dekade“	„Optimiertes Konzept“	„Low Budget-Konzept“
Wartung und Instandhaltung	1,6	1,2	0,8
Weitere Betriebskosten	0,96		
Kosten im Zuge Weiterbetriebserlaubnis	0,33		
Mindestrendite-Erwartung	0,75		
Summe nach Strategie	3,6	3,2	2,8

Anhand der vielfältigen Konzepte wird deutlich, dass die Bandbreite des potentiellen Einnahmenbedarfs groß ist; und es ist zu berücksichtigen, dass zusätzlich eine große Standardabweichung innerhalb jedem dieser Konzepte besteht. Der Einnahmenbedarf ist hierbei stark abhängig von der Anlagengröße, dem Standort (Ertragserwartung und Windrisiko), dem Technologiezustand, Hersteller etc.

Eine Einschätzung der potentiell erzielbaren Einnahmen für Betreiber in den Jahren nach 2020 ist ebenso nicht abschließend möglich. Grundsätzlich bestehen mehrere Vermarktungswege, wie der Direktvermarktungsvertrag, ein Stromliefervertrag mit einem (Öko-) Stromanbieter oder eine regionale Vermarktung/Vermarktung an Großabnehmer.

Im Zeitverlauf nach 2020 können sich Entscheidungsparameter verändern bzw. heute unbekannte Optionen ergeben. Dies könnte sich insbesondere in folgenden Bereichen ergeben: Optimierung der Wartungskonzepte für die dritte Dekade, Entwicklung der Börsenstrompreise, Verfügbarkeit zusätzlicher alternativer Vermarktungswege. Wenn sich im Rahmen einzelner Parameter Kosten senken oder Einnahmepotentiale erschließen ließen, könnte sich die Bewertungssituation verändern.

Insgesamt bestehen aus Betreibersicht auch nach 2020 relevante Anreize, ihre Windenergieanlagen über die Entwurfslebensdauer hinaus zu betreiben. An Standorten ohne Repoweringoption stellt der Weiterbetrieb die einzige Möglichkeit zur weiteren Flächennutzung dar, an anderen Standorten wird er zur längerfristigen Flächensicherung und Überbrückung langer Planungszeiten genutzt. Sollten die zur Verfügung stehenden Vermarktungsmöglichkeiten den Einnahmenbedarf betroffener Altanlagen langfristig nicht abdecken, drohen Außerbetriebnahmen für relevante Leistungsbestände. Wird der Einnahmenbedarf nur sehr knapp abgedeckt, erfolgt die Außerbetriebnahme voraussichtlich bereits bei verhältnismäßig geringen Schäden an der Anlage und nicht erst bei Eintritt eines Großkomponentenschadens.

Aus heutiger Sicht werden bis 2025 rund 16 GW von der Weiterbetriebsentscheidung betroffen sein – mit entsprechenden möglichen Auswirkungen auf den Netto-Zubau bei Nicht-Berücksichtigung der abgebauten Leistung im Ausbaupfad für die Windenergie an Land.

INHALTSVERZEICHNIS

ZUSAMMENFASSUNG	IV
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	XI
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	XII
TABELLENVERZEICHNIS	XIII
1 EINLEITUNG.....	1
1.1 DATENBASIS	1
1.2 UNTERSUCHUNGSGEGENSTAND	3
2 PROBLEMSTELLUNG.....	5
2.1 BETROFFENER ANLAGENBESTAND.....	5
2.2 FOLGEN FÜR DEN NETTO-ZUBAU AUS WINDENERGIE NACH 2020	7
3 REGIONALE VERTEILUNG DES ALTANLAGENBESTANDS	9
3.1 REGIONALE VERTEILUNG NACH BUNDESLÄNDERN	9
3.2 ALTANLAGENBESTAND NACH NETZEBENEN UND NETZBETREIBERN.....	13
3.3 ALTANLAGENBESTAND IM NETZAUSBAUGEBIET	16
4 ALTANLAGEN-TECHNOLOGIEN	18
4.1 ANLAGEN-LEISTUNGSKLASSEN	18
4.2 HERSTELLER UND ANLAGENTYPEN	20
4.3 SYSTEMINTEGRATION VON ALTANLAGEN.....	24
5 ZURÜCKGEBAUTE WINDENERGIEANLAGEN	29
5.1 RÜCKGEBAUTE ANLAGEN IM ZEITVERLAUF	29
5.2 REGIONALE VERTEILUNG ZURÜCKGEBAUTER ANLAGEN	30
5.3 HERSTELLER UND TECHNOLOGIEN ZURÜCKGEBAUTER ANLAGEN	31
6 WINDENERGIEANLAGEN IM WEITERBETRIEB	34
6.1 REGIONALE VERTEILUNG	35
6.2 ANLAGENTECHNOLOGIEN IM WEITERBETRIEB	35
7 BETRIEBSKOSTEN IN DER DRITTEN BETRIEBSDEKADE	37
7.1 WARTUNGSKONZEPTE UND -KOSTEN	37
7.1.1 Ergebnisse der durchgeführten Interviews.....	37

7.1.2	Entwicklung von Annahmen im Bereich Wartungskonzepte und -kosten.....	40
7.2	WEITERE KOSTENANTEILE	43
7.3	ABSCHÄTZUNG DES EINNAHMENBEDARFS	45
7.4	VERMARKTUNGSMÖGLICHKEITEN	48
8	TENDENZEN ZUR RAUMPLANERISCHEN SITUATION DER ALTANLAGEN	51
8.1	NIEDERSACHSEN.....	52
8.2	NORDRHEIN-WESTFALEN	54
8.3	SCHLESWIG-HOLSTEIN	57
8.4	SACHSEN-ANHALT.....	58
8.5	BRANDENBURG.....	59
8.6	SCHLUSSFOLGERUNGEN RAUMPLANERISCHE SITUATION	63
9	EINSCHÄTZUNG POTENTIELLER BETREIBERSTRATEGIEN	64
10	AUSBLICK.....	68
	LITERATURVERZEICHNIS.....	71

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AnlReg	Anlagenregister
BB	Brandenburg
BDB	Betreiber-Datenbasis
BNetzA	Bundesnetzagentur
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
IBN	Inbetriebnahme
MS	Mittelspannung
MV	Mecklenburg-Vorpommern
NI	Niedersachsen
NS	Niederspannung
NW	Nordrhein-Westfalen
SDL	Systemdienstleistung
SDLWindV	Systemdienstleistungsverordnung
SH	Schleswig-Holstein
SN	Sachsen
ST	Sachsen-Anhalt
SysStabV	Systemstabilitätsverordnung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1:	Jährlich Installation und kumulierte Leistung gemäß der genutzten Datenbasen.....	2
Abbildung 2:	Leistung die das Ende der Förderungsdauer Ende 2020 bis Ende 2025 erreicht wird sowie Ausschreibungsmengen 2017 bis 2020	7
Abbildung 3:	Anlagenanzahl der Bestandsanlagen nach Bundesländern.....	10
Abbildung 4:	Kumulierte installierte Leistung der Bestandsanlagen nach Bundesländern	11
Abbildung 5:	Kumulierte installierte Leistung sowie Leistungsdichte (Leistung bezogen auf die Landesfläche) von Altanlagen (IBN ≤ 2005) nach Bundesländern	12
Abbildung 6:	Verteilung des Altanlagenbestands nach Altersklassen auf die Bundesländer	13
Abbildung 7:	Kumulierte installierte Leistung der Altanlagen, mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2005, die bis Ende 2015 aus der EEG-Vergütung fallen nach Netzebenen.....	14
Abbildung 8:	Betrachtung der sechs Verteilnetzbetreiber mit dem größten Leistungsanteil aus Altanlagen (Vergütungsende bis Ende 2025) auf Basis einer Kennzeichnung der relevanten Landkreise, differenziert nach Spannungsebenen.....	15
Abbildung 9:	Kumulierte installierte Leistung nach Installationsjahren in den Gebieten der sechs Verteilnetzbetreiber mit großen Anteilen der Altanlagenleistung	16
Abbildung 10:	Leistung die das Ende der Förderungsdauer erreicht sowie Ausschreibungsmengen inner- und außerhalb des Netzausbaugebiets	17
Abbildung 11:	Anlagenanzahl (oben) und installierte Leistung (unten) von Windenergieanlagen je Leistungsklasse nach Installationsjahr.....	19
Abbildung 12:	Anteil an der kumulierten Leistung verschiedener Hersteller von Windenergieanlagen mit Installation bis 2005.....	20
Abbildung 13:	Skizze der Entwicklung der Anlagenhersteller in Deutschland.....	21
Abbildung 14:	TOP 5 Anlagentypen bis 2005 nach Leistungsklassen	23
Abbildung 15:	Anzahl und Leistung der Stilllegungen von Windenergieanlagen im Zeitverlauf.....	30
Abbildung 16:	Rückbauanteil an Anlagenanzahl und Leistung nach Bundesländern.....	31
Abbildung 17:	Anteil der Leistungsklassen am Anlagenrückbau nach Rückbauzeiträumen	32

Abbildung 18: Anteil der Hersteller an Leistung und Anlagenanzahl der zurückgebauten Windenergieanlagen.....	32
Abbildung 19: Rückbaualter von bisher stillgelegten Windenergieanlagen nach Leistungsklassen	33
Abbildung 20: Anzahl und Leistung von Windenergieanlagen im Weiterbetrieb am Stichtag: 30.6.2017 im Zeitverlauf nach Beginn des Weiterbetriebs	34
Abbildung 21: Weiterbetriebsanteil (Anlagenalter \geq 20 Jahre am Stichtag: 30.06.2017) an Anlagenanzahl und Leistung nach Bundesländern	35
Abbildung 22: Leistungsklasse der Weiterbetriebsanlagen (Anlagenalter \geq 20 Jahre am Stichtag: 30.06.2017).....	36
Abbildung 23: Herstelleranteile der Weiterbetriebsanlagen (Anlagenalter \geq 20 Jahre am Stichtag: 30.06.2017)	36
Abbildung 24: Anlagenanzahl inner- und außerhalb von Eignungsgebieten in den regionalen Planungsräumen in Brandenburg	62
Abbildung 25: Entscheidungsbaum zur Weiterbetriebsüberlegung	65

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Durchschnittliche Anlagenkonfiguration von Windenergieanlagen im Anlagenbestand mit Installation bis einschließlich 2005 nach Leistungsklasse	19
Tabelle 2: Eigenschaften von Windenergieanlagen im Hinblick auf die Systemdienlichkeit.....	27
Tabelle 3: Charakteristika unterschiedlicher Konzepte zur Wartung und Instandhaltung von Windenergieanlagen im Weiterbetrieb	42
Tabelle 4: Einschätzung von weiteren Betriebskostenbestandteilen im Weiterbetrieb	43
Tabelle 5: Einnahmenbedarf in den Fallbeispielen nach Kostenpositionen	48
Tabelle 6: Größe und Stand der Regionalplanung für Windenergienutzung in den regionalen Planungsgemeinschaften in Brandenburg.....	60
Tabelle 7: Ranking und Erläuterung von Entscheidungsparametern im Weiterbetrieb von Windenergieanlagen	66

1 EINLEITUNG

Zum 31.12.2020 endet erstmals für Windenergieanlagen der EEG-Vergütungszeitraum. In den Folgejahren ab 2021 endet jedes Jahr für weitere Anlagen die EEG-Vergütung.

Der heutige Wissensstand in Bezug auf den betreffenden Altanlagenbestand ist begrenzt. Es fehlen detaillierte Kenntnisse über den bereits erfolgten Abbau sowie über die betroffenen Windpark-Strukturen. Zudem ist die voraussichtlich zu erwartende Höhe der Betriebskosten in der dritten Betriebsdekade von Windenergieanlagen bisher unzureichend bekannt. Auch Detailauswertungen zu den Altanlagentechnologien nach unterschiedlichen Regionen stehen bisher aus.

Ableitung des relevanten Anlagenbestands Ende 2020

Die vorliegende Analyse beschäftigt sich zunächst mit der näheren Charakterisierung des betroffenen Altanlagenbestands (Kapitel 2 und 3). Darauf folgend werden in Kapitel 4 und 5 die Eigenschaften bereits abgebauter sowie bereits im Weiterbetrieb befindlicher Altanlagen beschrieben. Kapitel 6 befasst sich mit der näheren Bestimmung zu erwartender Betriebskosten in der dritten Betriebsdekade. In Kapitel 7 werden Tendenzen zur raumplanerischen Situation der Altanlagen erarbeitet. Abschließend erfolgt in Kapitel 7 eine Einschätzung bezüglich potentieller Betreiberstrategien.

1.1 DATENBASIS

Verfügbare Datensätze

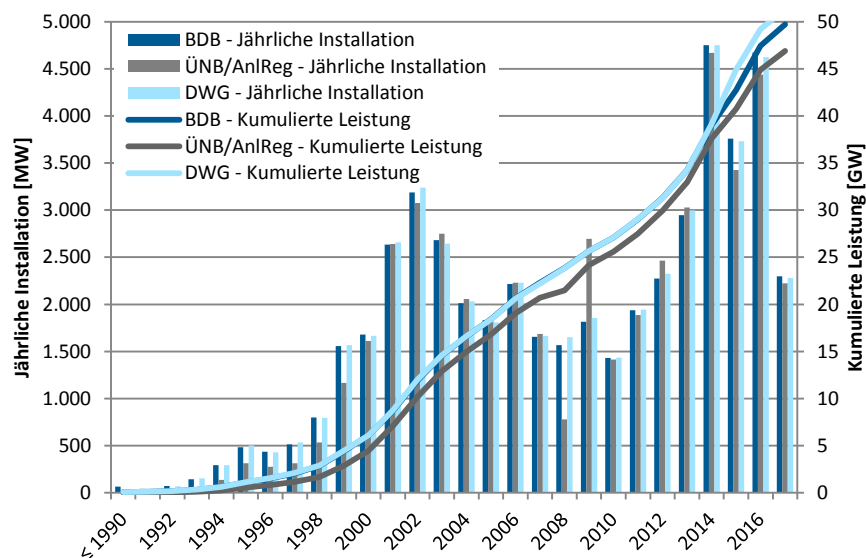
Als Grundlage für die nachfolgenden Untersuchungen werden die zum Zeitpunkt der Studiererstellung verfügbaren Datenbanken zur Windenergie genutzt. Dabei fließen neben Informationen, die von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) zu veröffentlichen sind, und dem Anlagenregister der Bundesnetzagentur (BNetzA) auch weitere Datenbestände, wie die Betreiber-Datenbasis, die Statistik zum Windenergieausbau und weitere verfügbare Datenquellen ein. Das Marktstammdatenregister, das die Datenbasis erheblich verbessern und vereinheitlichen soll, war zum Erstellungszeitpunkt der Studie noch nicht veröffentlicht.

Unterschiedliche Daten für den Zubau

In Abbildung 1 wird der Leistungszubau gemäß der verschiedenen, für Bestandsanalysen genutzten Datenquellen zum Zubau dargestellt sowie zur installierten Gesamtleistung. Es wird deutlich, dass sich teils erhebliche Abweichungen ergeben.

Abbildung 1:
Jährlich Installation
und kumulierte Leis-
tung gemäß der genutz-
ten Datenbasen

Datenbasis: ÜNB 2015,
AnlReg 6/17, BDB
6/17, DWG 2017b



Jede der genannten Datenbanken weist gewisse Vor- und Nachteile auf, weshalb häufig je nach Fragestellung unterschiedliche Datenbanken genutzt werden müssen. Im Folgenden werden beispielhaft einige zentrale Aspekte genannt:

- **Daten der Übertragungsnetzbetreiber:** Stillgelegte Anlagen werden nicht langfristig gespeichert und kenntlich gemacht. Es werden daher nur die Anlagen Zubaujahren zugeordnet, die heute noch in Betrieb sind, der eigentliche damalige Zubau ist nicht erkennbar. Eine Auswertung der Daten nach Anlagenanzahl ist schwierig, weil teils die Teilanlagen eines Windparks zusammengefasst als eine Anlage gelistet werden. Zudem können keine Anlagentypen oder Hersteller ausgewertet werden. Entscheidend für die Erfassung als Zubau ist das Datum der ersten Einspeisung. Die Daten sind bisher mit Status Ende 2015 veröffentlicht.
- **Betreiberdatenbasis / Datensätze zum Status des Windenergieausbaus:** Der Rückbau von Anlagen ist nicht vollständig erfasst, somit ist die bilanzierte installierte Gesamtleistung zu hoch. Vorteilhaft ist, dass in diesen Datenbasen Informationen zur Anlagenkonfigurationen sowie Herstellern enthalten sind. Eine Anlage wird hier in Abhängigkeit des Installationsdatums als Zubau erfasst. Die Daten werden mit Status Juni 2016 verwendet.
- **Anlagenregister:** Das Anlagenregister bietet detaillierte Informationen, es erfasst auch den Abbau von Anlagen und die Anlagenkonfiguration. Entscheidend für die Erfassung als Zubau ist das Inbetriebnahmedatum. Das Anlagenregister wird allerdings erst seit August 2014 geführt, dement-

sprechend reichen die Daten nicht weiter zurück. Eine Meldepflicht für ältere Anlagen besteht nur, wenn diese einer Leistungsänderung unterzogen oder stillgelegt werden oder eine Verlängerung der Anfangsvergütungsdauer erhalten. Die genutzte Version des Anlagenregisters umfasst den Zubau bis Ende Juni 2017.

Im Folgenden werden die genannten Datensätze in Abhängigkeit davon, welche Datenquelle sich für die jeweilige Fragestellung am besten eignet, zur Analyse herangezogen. In der Regel wird der Datensatz der Übertragungsnetzbetreiber mit dem Anlagenregister kombiniert, um den Zeitraum bis heute in der Auswertung abdecken zu können.

1.2 UNTERSUCHUNGSGEGENSTAND

Vergütungszeitraum nach EEG 2000

Der Fokus dieser Studie liegt auf den Windenergieanlagen, deren Anspruch auf EEG-Förderung in den kommenden Jahren endet. Im EEG 2000 ist definiert, dass für alle Windenergieanlagen, die vor Inkrafttreten des Gesetzes in Betrieb genommen wurden, für die Berechnung der Vergütungslaufzeit der 1. April 2000 als Inbetriebnahmedatum und damit das Jahr 2000 als fiktives Jahr der Inbetriebnahme angenommen wird. Weiter bestimmt das EEG 2000, dass die Mindestvergütungen jeweils für die Dauer von 20 Jahren ohne Berücksichtigung des Inbetriebnahmejahres zu zahlen sind. Dementsprechend endet für diese Anlagen der gesetzliche Vergütungszeitraum von 20 Jahren am 31. Dezember 2020. Diese Regelung bleibt aufgrund der Übergangsbestimmungen im EEG 2004, EEG 2009, EEG 2012, EEG 2014 und EEG 2017 langfristig gültig. Die Anlagen verfügen somit über einen EEG-Vergütungsanspruch bis Ende 2020. [Clearingstelle 2010] Die grundsätzlich von der Standortgüte abhängende Laufzeit der erhöhten Anfangsvergütung wird dabei um die Hälfte der Zeit gekürzt, die sich die Anlagen vor dem 1. April 2000 bereits in Betrieb befanden¹.

Vergütungsanspruch

Demzufolge verfügen alle Windenergieanlagen, die im Jahr 2000 oder eher errichtet wurden, über einen Vergütungsanspruch nach EEG 2000 mindestens in Höhe von 6,19 ct/kWh (Grundvergütung) oder sogar 9,10 ct/kWh (erhöhte Anfangsvergütung). Im Folgenden werden die Anlagen, die Ende 2020

¹ Mindestens beträgt der Anspruch auf die erhöhte Anfangsvergütung (nach EEG 2000) für Anlagen mit Inbetriebnahme vor April 2000 jedoch vier Jahre (abweichend von den Neu-Inbetriebnahmen ab April 2000, die Anspruch auf eine mindestens fünfjährige Anfangsvergütung haben).

aus der Vergütung fallen werden, gemeinsam betrachtet. [EEG 2000]

Anlagen, die in den ersten Jahren der EEG-Laufzeit errichtet wurden, werden ebenfalls in naher Zukunft, jeweils am Ende des Jahres, in dem das 20. Betriebsjahr erreicht wird, aus der EEG-Vergütung fallen. Dies betrifft insbesondere die installati-
onsstarken Jahrgänge von 2001 bis 2003. Auch diese, einschließ-
lich der Anlagen die bis Ende 2005 errichtet wurden und somit spätestens Ende 2025 aus der Vergütung fallen, werden in der vorliegenden Studie betrachtet.

Datenbasis

In der Gesamtdatenbasis sind Installationen und Stilllegungen bis Juni 2017 enthalten. Der 30. Juni 2017 ist ebenfalls als Stichtag für das ausgewiesene Anlagenalter genutzt worden. Keine Berücksichtigung finden in der Studie Kleinwindenergieanlagen mit einer Leistung von unter 50 kW.

2 PROBLEMSTELLUNG

Die Tatsache, dass ab dem Jahresende 2020 jährlich für eine beträchtliche Anzahl an Windenergieanlagen der EEG-Vergütungsanspruch enden wird, führt zu Fragen in Bezug auf mögliche Betreiberentscheidungen sowie Folgen in Bezug auf die installierte Gesamtleistung. Diese Überlegungen erscheinen umso dringlicher, seit für die Windenergie an Land konkrete Zubaupfade im EEG verankert wurden, die unabhängig vom Anlagenrückbau gelten.

Um in diese Diskussion einzuführen und diese mit Zahlen zu hinterlegen, wird im folgenden Kapitel der vom Auslaufen der EEG-Vergütung betroffene Anlagenbestand näher charakterisiert. Darauf aufbauend werden die möglichen Folgen für den Brutto-Zubau bis 2020 sowie darüber hinaus abgeschätzt und auf diese Weise die Relevanz des Themas belegt.

2.1 BETROFFENER ANLAGENBESTAND

Aus den verfügbaren Bestandsdaten lässt sich schließen, dass Ende 2020 für rund 4.000 MW, die derzeit noch in Betrieb sind, die EEG-Vergütung auslaufen wird. Bis Ende 2020 werden noch einige dieser Anlagen abgebaut werden. Hierzu wurden im Rahmen der vorliegenden Analyse die folgenden Abschätzungen vorgenommen:

Entwicklungen im Übergangssystem bis Ende 2018

Es ist anzunehmen, dass im weiteren Verlauf des derzeitigen Übergangssystems² bis Ende 2018 weiterhin ein relativ stabiler Rückbau stattfinden wird. Die rund 9.000 MW genehmigte Leistung mit Status Ende 2016 umfassen rund 1.000 MW an Repoweringanlagen. Dies lässt auch für 2017 und 2018 im Durchschnitt Rückbauzahlen in der Größenordnung der Vorjahre erwarten. Welche Teile dieses zu erwartenden Rückbaus aus Anlagen bestehen wird, die theoretisch Ende 2020 aus der Vergütung fallen würden, lässt sich schwer abschätzen. Bei ähnlicher Zusammensetzung wie im bisherigen Rückbaubestand (vgl. Abbildung 15 in Kapitel 4.3), wird es sich um den kleineren Teil handeln. Die weiteren rückgebauten (jüngeren) Anlagen wirken sich dann reduzierend auf den zu erwartenden Rückbau in den Jahren nach 2020 aus.

² D.h. Errichtung von Windenergieanlagen mit Genehmigung bis Ende 2016 und Installation bis Ende 2018, die noch einen Anspruch auf eine EEG-Vergütung ohne Ausschreibungsteilnahme haben (sog. Übergangsanlagen).

Entwicklungen in 2019 und 2020

Für die Jahre nach 2018 stellt sich die Situation anders dar. In den ersten beiden Ausschreibungsrunden in 2017 wurden zu über 90% Bürgerwindenergieprojekte im Sinne der Anforderungen des EEG 2017 bezuschlagt und die durchschnittlichen Zuschlagspreise bezogen auf den Referenzstandort betrugen 5,71 ct/kWh in der ersten, 4,28 ct/kWh in der zweiten und 3,82ct/kWh in der dritten Ausschreibungsrunde. Es lässt sich nicht abschätzen, ob und in welchem Umfang die bisher bezuschlagten Bürgerwindenergieprojekte auch Repoweringprojekte beinhalten. Insgesamt ist ein starker Preisdruck entstanden und gleichzeitig verfügt die Mehrheit der bezuschlagten Projekte zurzeit noch nicht über eine Genehmigung. Daraus resultiert eine erhöhte Unsicherheit in Bezug auf deren Realisierungsrate. Voraussichtlich wird es allein schon aus genehmigungstechnischen Gründen erst ab 2021 zur Umsetzung von Bürgerwindenergieprojekten kommen. Der Gesetzgeber hat auf die Entwicklungen reagiert und für die ersten beiden Ausschreibungsrunden in 2018 die Bedingungen dahingehend geändert, dass eine Genehmigung generelle Voraussetzung für die Teilnahme ist und eine Projekt-Umsetzungsfrist von 30 Monaten gilt. Durch die Bezuschlagung 2018 sind allerdings auch diese Projekte mehrheitlich erst in 2020/21 zu erwarten. Zusammenfassend sind ohne weitere politische Nachjustierungen für 2019 und 2020 aus heutiger Sicht nur wenige Projekte zu erwarten, der Anteil an Repowering und somit Rückbau wird entsprechend gering bis ggf. nicht vorhanden sein.

Die EEG-Vergütung endet gemäß aktueller Bestandsdaten Ende 2020 für Anlagen mit einer Gesamtleistung von 4.000 MW. Unter Berücksichtigung eines abgeschätzten Abbaus bis zu diesem Zeitpunkt verbliebe eine betroffene Leistung von 3.800 MW.

Aufbauend auf diesen Überlegungen wird die nach Abzug des abgeschätzten Abbau-Umfangs verbleibende, von der Weiterbetriebsentscheidung (Auslaufen der EEG-Vergütung) betroffene Leistung Ende 2020 auf voraussichtlich etwa 3.800 MW abgeschätzt.

In den Folgejahren bis 2025 endet gemäß den zum Zeitpunkt der Studienerstellung aktuellen Bestandsdaten jährlich für rund 2.400 MW die EEG-Vergütung. Es lässt sich schwer abschätzen, wie viele der betreffenden Anlagen zuvor im Rahmen von Repowering rückgebaut werden, hierbei spielen neben wirtschaftlichen und technischen Einflussfaktoren auch strategische Aspekte (siehe Kapitel 7 und 9) eine Rolle. Vereinfachend kann zunächst von einem ähnlichen Rückbauanteil wie bei den Anlagen, die bis Ende 2020 betroffen sind, ausgegangen werden. Mit den Jahren wird sich die grundsätzliche Tendenz allerdings verändern, da in der MW-Klasse mit zunehmend engerer Anlagenauslegung (das Upscaling bedingt die auf Gewichtsreduktion ausgelegte Optimierung, die zuneh-

menden Möglichkeiten der computergestützten Simulation ermöglichen hierbei eine Auslegung näher an technischen Grenzwerten in Bezug auf Standfestigkeit und Materialermüdung; an Stelle des Schwerpunktes Stahlbau treten Materialien der Flugzeugindustrie) ggf. nicht mehr im gleichen zeitlichen Umfang Weiterbetrieb möglich sein wird.

2.2 FOLGEN FÜR DEN NETTO-ZUBAU AUS WINDENERGIE NACH 2020

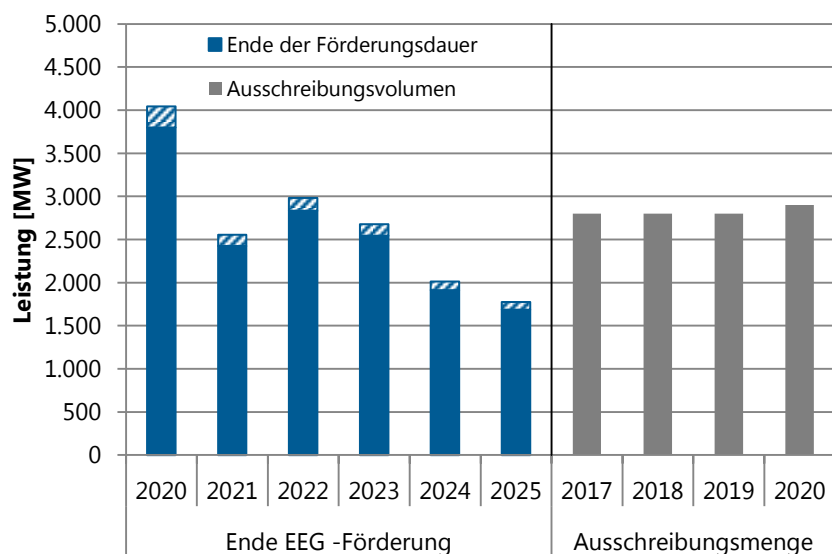
Das Ausschreibungsvolumen im EEG 2017 ist gedeckelt und beträgt 2017 bis 2019 brutto 2,8 GW und ab 2020 2,9 GW. Durch die Festlegung des Brutto-Deckels findet im Fall eines starken Rückbaus von Bestandsanlagen kein zusätzlicher Ausgleich statt.

Abhängig davon, wie viel Leistung in den Jahren bis 2025 den Anspruch auf EEG-Vergütung verliert, und nicht wirtschaftlich weiterbetrieben werden kann, könnte der jährliche Netto-Zubau erheblich absinken. Dies wird neben dem zukünftigen Rückbau durch die Umsetzungszeiten der unter dem EEG 2017 bezuschlagten Windenergieanlagen beeinflusst.

In Abbildung 10 ist dargestellt, welcher Anteil der Leistung zum jeweiligen Jahresende aus der EEG-Förderung fällt. Dem gegenübergestellt werden die jährlichen Zuschlagsvolumina in der Ausschreibung für Windenergie an Land nach EEG 2017.

Abbildung 2:
Leistung die das Ende der Förderungsdauer Ende 2020 bis Ende 2025 erreicht wird sowie Ausschreibungsmengen 2017 bis 2020

Datenbasis: ÜNB 2015, AnlReg 6/17



In Bezug auf die möglichen Auswirkungen auf den Netto-Zubau sind die folgenden Punkte zu berücksichtigen:

Die ersten beiden Ausschreibungsrunden für die Windenergie an Land im Jahr 2017 führten zu einer fast vollständigen Bezuschlagung von Bürgerwindenergieprojekten (rund 95% des Zuschlagsvolumens in den beiden Runden) mit den entsprechenden Folgen bezüglich zu erwartender Umsetzungszeiten (siehe Kapitel 2.1). In den Jahren 2020 und 2021 ist somit mit einem eher geringeren Zubauvolumen zu rechnen, als es der politisch definierte Korridor von 2.800 MW pro Jahr erwarten ließe.

Zum Jahresende 2020 endet gemäß der oben dargestellten Abschätzungen für 3.800-4.000 MW die EEG-Vergütung, dieser Wert liegt somit deutlich über dem Zubaukorridor von 2.800 MW. In 2021 ist die betroffene Altanlagenleistung mit etwa 2.500 MW geringer und liegt leicht unterhalb des Korridors. Da aber aus oben geschilderten Gründen in 2020 und 2021 ein eher deutlich unterhalb des Korridors liegender Zubau zu erwarten ist, fällt in diesen Jahren voraussichtlich eine erheblich höhere Leistung aus der Vergütung bzw. ist von einem Rückbau bedroht als neu errichtet wird.

Für die Folgejahre lässt sich der zu erwartende Netto-Zubau nicht sicher abschätzen, da ggf. politische Nachjustierungen zu erwarten sind. Unter der Annahme eines Zubaus in der Größenordnung der Ausschreibungsmenge (2.800 – 2.900 MW pro Jahr) und eines vollständigen Rückbaus der betroffenen Altanlagen würde 2022 kein Netto-Zubau stattfinden bzw. dieser negativ sein und 2023 würde dieser nicht einmal 500 MW betragen. In 2024 und 2025 wäre ca. 1 MW Netto-Zubau zu erwarten.

Inwiefern für die betroffenen Windenergieanlagen außerhalb der EEG-Vergütung Möglichkeiten für einen kostendeckenden Betrieb bestehen, wird im weiteren Verlauf dieser Analyse näher geprüft und ggf. weitere Handlungsbedarf aufgezeigt.

3 REGIONALE VERTEILUNG DES ALTANLAGENBESTANDS

Zunächst wird betrachtet, wie die Altanlagen (Bestandsanlagen mit Inbetriebnahmejahr ≤ 2005) regional verteilt sind. Dabei wird auf die Bundesländer abgestellt, um die relevanten Regionen zu identifizieren. In einem Exkurs wird weiterhin betrachtet, ob die Anlagen in den Regionen der Netzausbaugesetzesverordnung stehen.

3.1 REGIONALE VERTEILUNG NACH BUNDESLÄNDERN

Die regionale Verteilung des relevanten Anlagenbestands wird im Folgenden betrachtet. Die je Bundesland installierten Bestandsanlagen wurden dazu hinsichtlich des Inbetriebnahmedatums untersucht und in drei Gruppen eingeteilt. Differenziert wird nach folgenden Kategorien:

Definition Bestandsanlagen (IBN ≤ 2000)

Altanlage (IBN ≤ 2000)

Diese Windenergieanlagen wurden vor oder im Jahr des Inkrafttretens des ersten EEG in Betrieb genommen. Gemäß EEG 2000 wird für diese Anlagen der 1. April 2000 als Inbetriebnahmedatum angenommen. Somit haben die Anlagen dieser Kategorie bis Ende 2020 Anspruch auf EEG-Förderung (vgl. Abschnitt 1.2) und müssen ab dem Jahr 2021 ohne Förderung vermarkten. Sobald die Anlagen 20 Jahre alt sind, befinden sie sich in der Weiterbetriebsphase (gutachterlich ermittelter Weiterbetrieb nach zeitlichem Erreichen der Entwurfslebensdauer).

Definition Bestandsanlagen (IBN > 2000 und ≤ 2005)

Altanlage (IBN > 2000 und ≤ 2005)

Die Anlagen dieser Klasse wurden unter dem EEG 2000 und EEG 2004 in Betrieb genommen und haben 20 Jahre³ Förderungsanspruch. Zwischen Ende 2021 und Ende 2025 werden diese Anlagen folglich nach und nach ebenfalls aus der EEG-Vergütung herausfallen. Betroffen sind hiervon die vergleichsweise Zubau-starken Jahre Anfang der 2000er, daher werden diese in der Studie ebenfalls betrachtet, auch wenn sie nicht bereits Ende 2020 ohne Förderung betrieben oder zurückgebaut werden müssen.

³ Vergütungsanspruch jeweils bis zum Jahresende des Jahres, in dem das zwanzigste Betriebsjahr vollendet wird.

Definition Bestandsanlagen (IBN > 2005)

Bestandsanlage (IBN > 2005)

Die Anlagen dieser Kategorie wurden ab dem Jahr 2006 in Betrieb genommen und fallen somit erst ab 2026 aus der EEG-Vergütung. Für diese Studie sind diese Anlagen nicht weiter relevant, der Vollständigkeit halber werden sie jedoch zunächst mit dargestellt.

Verteilung nach Bundesländern

In Abbildung 3 ist die Anzahl von Bestandsanlagen in der jeweiligen Gruppe nach Bundesländern dargestellt. Mit Abstand der größte Anlagenbestand liegt in Niedersachsen vor. Auch der Altanlagenbestand (Bestandsanlagen, die bis Ende 2025 den EEG-Vergütungsanspruch verlieren) ist in Niedersachsen absolut betrachtet am höchsten. An zweiter und dritter Stelle folgen bezogen auf den Gesamtbestand Brandenburg und Schleswig-Holstein, wobei der Altanlagenbestand in beiden Ländern absolut unter dem Altanlagenbestand in Nordrhein-Westfalen liegt. Auch in Sachsen-Anhalt sind deutlich über 1.000 Windenergieanlagen vorhanden, die bis Ende 2025 aus der EEG-Vergütung fallen. In den weiteren Bundesländern liegt der Bestand von Altanlagen niedriger, weshalb diese in die Gesamtbewertung einbezogen, im Folgenden aber nicht einzeln betrachtet werden.

Abbildung 3:
Anlagenanzahl der Bestandsanlagen nach Bundesländern

Datenbasis: ÜNB 2015,
AnlReg 6/17

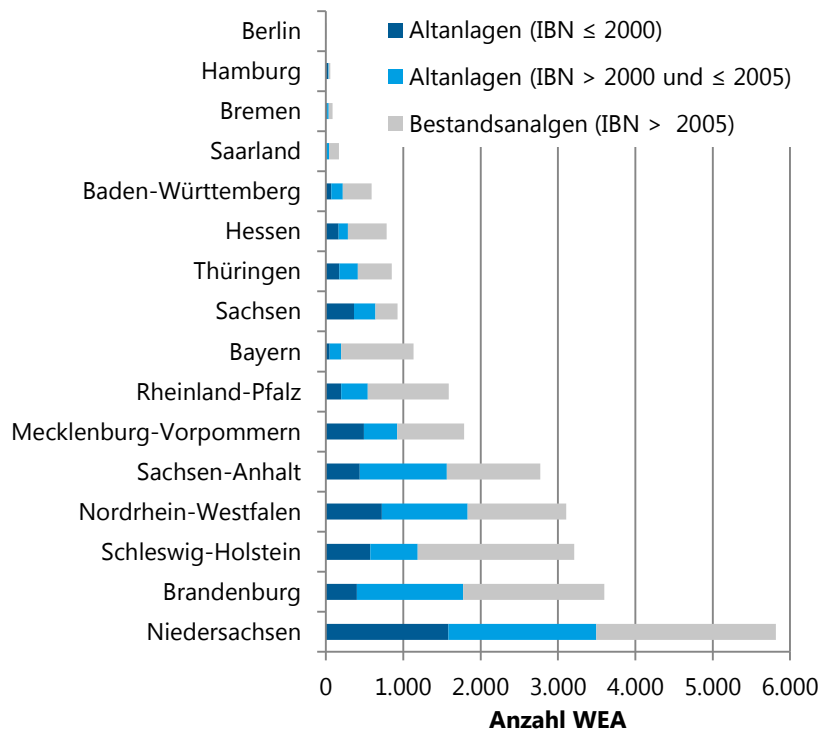
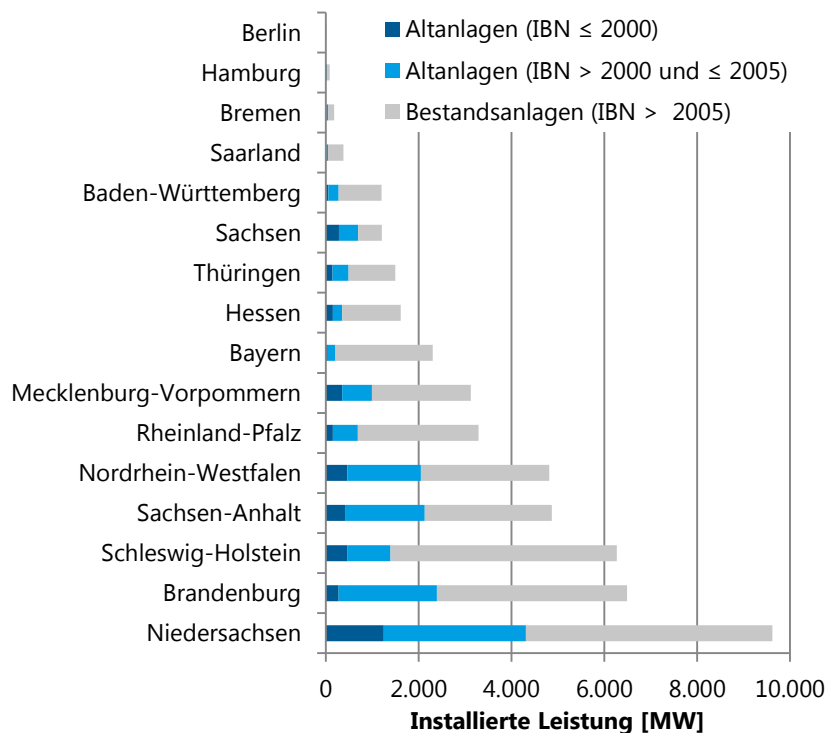


Abbildung 4 zeigt, dass Niedersachsen, Brandenburg, Schleswig-Holstein, Nordrhein-Westfalen und Sachsen-Anhalt auch bezogen auf die kumulierte Leistung der Bestandsanlagen die ersten fünf Plätze einnehmen. Trotz der leicht veränderten

Reihenfolge bleiben die für die weitere Analyse zentralen Bundesländer dieselben.

Abbildung 4:
Kumulierte installierte
Leistung der Bestands-
anlagen nach Bundes-
ländern

Datenbasis: ÜNB 2015,
AnlReg 6/17

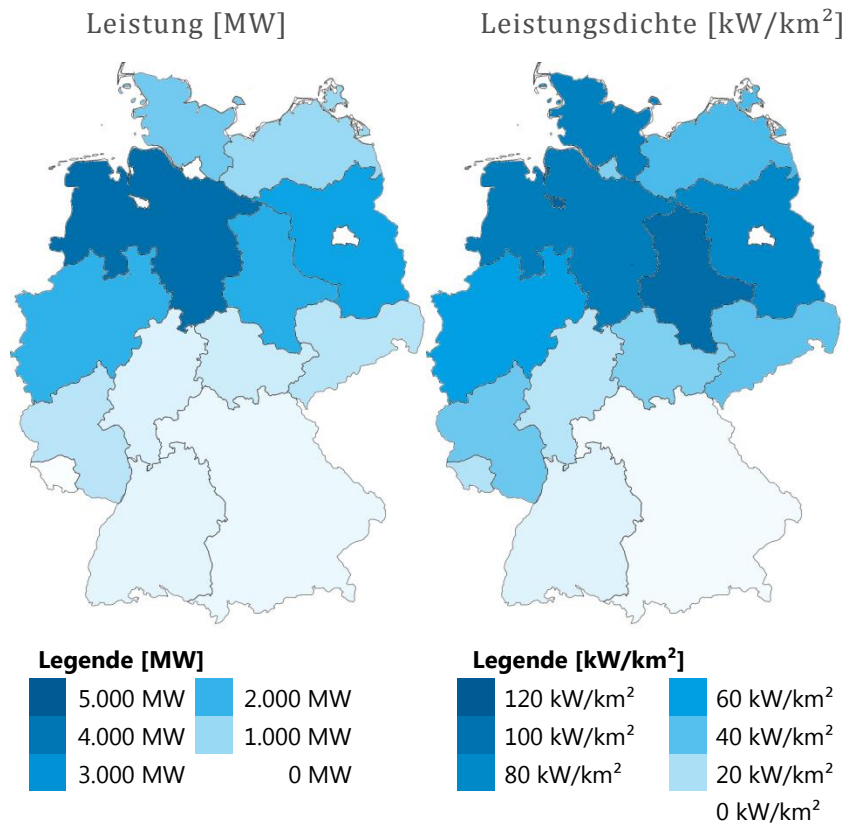


Flächenbezogene Betrachtung

Die absoluten Bestände an Altanlagen geben noch kein ausreichendes Bild über den Bestand in den verschiedenen Regionen, da in größeren Bundesländern tendenziell mehr Anlagen errichtet werden können als in kleineren. In Abbildung 5 ist sowohl die absolute Anlagenleistung als auch die Leistungsdichte in Bezug auf die Fläche des jeweiligen Bundeslandes für alle Altanlagen dargestellt. Nimmt man die Landesfläche in die Betrachtung mit auf wird die Verteilung grundsätzlich gleichmäßiger. Es wird verdeutlicht, dass die Länder ganz im Süden des Landes in Hinblick auf den Altanlagenbestand (Bayern, Baden-Württemberg und Saarland) eine untergeordnete Rolle spielen. Im Mittelfeld bewegen sich die Länder Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Rheinland-Pfalz, Thüringen und Hessen. Die Flächenländer mit der größten Altanlagenleistung je Quadratkilometer sind Sachsen-Anhalt, Schleswig-Holstein, Brandenburg, Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen. Die Leistung in Bezug auf die Fläche in den Stadtstaaten ist aufgrund deren geringeren Ausdehnung und der geringen absoluten Anzahl wenig relevant.

Abbildung 5:
Kumulierte installierte Leistung sowie Leistungsdichte (Leistung bezogen auf die Landesfläche) von Altanlagen (IBN \leq 2005) nach Bundesländern

Datenbasis: ÜNB 2015, AnlReg 6/17



Verteilung unterschiedlicher Altersklassen auf die Bundesländer

In Abbildung 6 sind die Anteile von Anlagen nach dem jeweiligen Anlagenalter für die fünf in Bezug auf Anzahl und Leistung relevantesten Bundesländer dargestellt. Unter „Weitere“ sind die Bundesländer Mecklenburg-Vorpommern, Rheinland-Pfalz, Bayern, Sachsen, Thüringen, Hessen, Baden-Württemberg, Saarland, Bremen, Hamburg und Berlin zusammengefasst. Der Vollständigkeit halber sind alle Alterskategorien dargestellt.

Entscheidend für die vorliegende Studie sind zum einen die Anlagen im Alter von 20 und mehr Jahren, die sich heute bereits im Weiterbetrieb befinden. Von diesen knapp 2.000 Anlagen im Weiterbetrieb befinden sich mehr als ein Drittel in Niedersachsen. Auch in Nordrhein-Westfalen und Schleswig-Holstein befinden sich relevante Bestände.

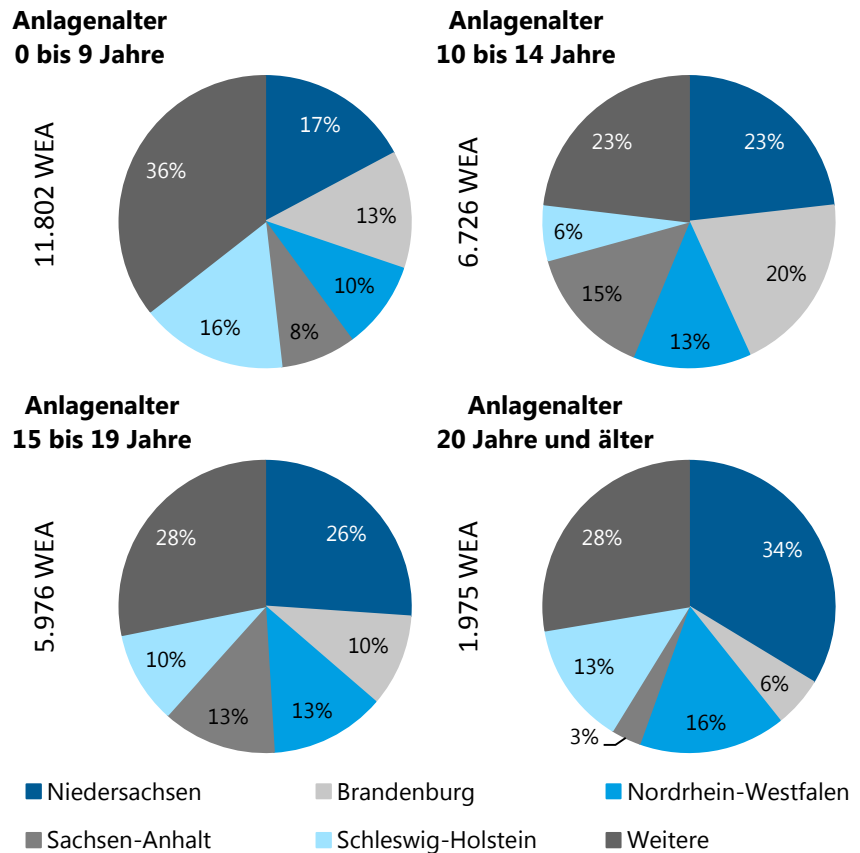
Weiterhin sind die Anlagen im Alter von 15 bis 19 Jahren, die spätestens in fünf Jahren die dritte Betriebsdekade erreichen und somit in den Weiterbetrieb fallen, relevant im Sinne der vorliegenden Analyse. Windenergieanlagen im Alter zwischen 10 und 14 Jahren können noch 6 bis 10 Jahre von der EEG-Förderung profitieren bis sie in den Weiterbetrieb fallen. Ein Teil dieser Windenergieanlagen wird das Weiterbetriebsalter noch vor Ende 2025 erreichen und fällt somit in den Fokusbereich der Studie. Die Anlagen die heute ein Alter bis neun Jahre aufweisen finden in der Studie hingegen keine weitere Berücksichtigung.

sichtigung, da sie sich noch in der ersten Betriebsdekade befinden.

Abbildung 6:
Verteilung des Altanlagenbestands nach Altersklassen auf die Bundesländer

Stichtag für die Berechnung des Anlagenalters ist der 30.06.2017

Datenbasis: ÜNB 2015, AnlReg 6/17

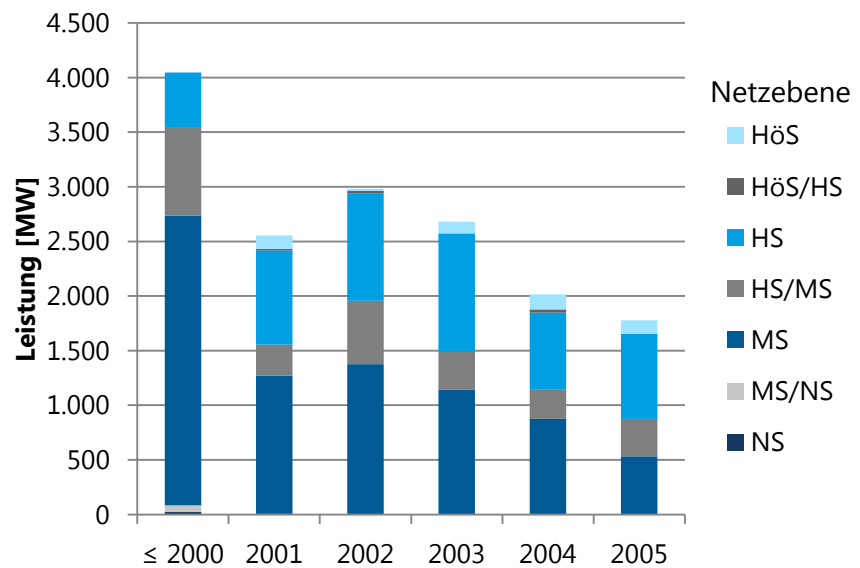


3.2 ALTANLAGENBESTAND NACH NETZEBENEN UND NETZBETREIBERN

Die Anlagen, deren EEG-Vergütungsanspruch zwischen Ende 2020 bis Ende 2025 endet, sind an die Netze von etwa 200 unterschiedlichen Netzbetreibern in unterschiedlichen Netzebenen angeschlossen. In Abbildung 7 ist die kumulierte installierte Leistung der bis Ende 2025 betroffenen Altanlagen nach Netzebenen dargestellt.

Abbildung 7:
Kumulierte installierte Leistung der Altanlagen, mit Inbetriebnahme bis einschließlich 2005, die bis Ende 2015 aus der EEG-Vergütung fallen nach Netzebenen

Datenbasis: ÜNB 2015, AnlReg 6/17



Bis 2000 Großteil der Altanlagenleistung am Mittelspannungsnetz, danach mindestens ein Drittel der Leistung am Hochspannungsnetz

Während der Großteil der installierten Altanlagen-Leistung mit Installationsjahr ≤ 2000 (Vergütungsende 2020) in der Mittelspannungsebene bzw. an entsprechenden Übergabepunkten zur Hochspannung angeschlossen wurden, wird für die in den Jahren 2001 bis 2005 installierte Anlagenleistung bereits eine ähnliche Verteilung der Anlageninstallationen auf die Netzebenen wie heutzutage festgesellt: Knapp die Hälfte der Leistung, die nach der Jahrtausendwende installiert wurde, hängt am Mittelspannungsnetz sowie den Übergabepunkten zur Hochspannung und die andere Hälfte ist ans Hoch- und Höchstspannungsnetz angeschlossen.

Die sechs Verteilnetzbetreiber mit jeweils >1 GW Altanlagenleistung verfügen über insgesamt 70% der installierten Altanlagenleistung

Es wurde zusätzlich näher untersucht, an welche Verteilnetze die Leistung angeschlossen ist, für die bis Ende 2025 der Vergütungsanspruch ausläuft. Wie bereits oben ausgeführt, verteilen sich die Anlagen, die bis Ende 2005 in Betrieb gegangen sind, auf etwa 200 unterschiedliche Netzbetreiber. Hervorgehoben werden im Folgenden jene sechs Netzbetreiber, in deren Netz sich jeweils über 1 GW Leistung von Altanlagen befindet. Dabei handelt es sich um die Verteilnetzbetreiber E.DIS AG, WESTNETZ GmbH, Avacon AG, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, EWE NETZ GmbH und Schleswig-Holstein Netz AG. Die sechs Netzbetreiber decken, wie in Abbildung 8 dargestellt, große Teile des Nordens und der Landesmitte ab. Insgesamt sind in diesen sechs Verteilnetzen rund 70% der betreffenden Altanlagenleistung installiert.

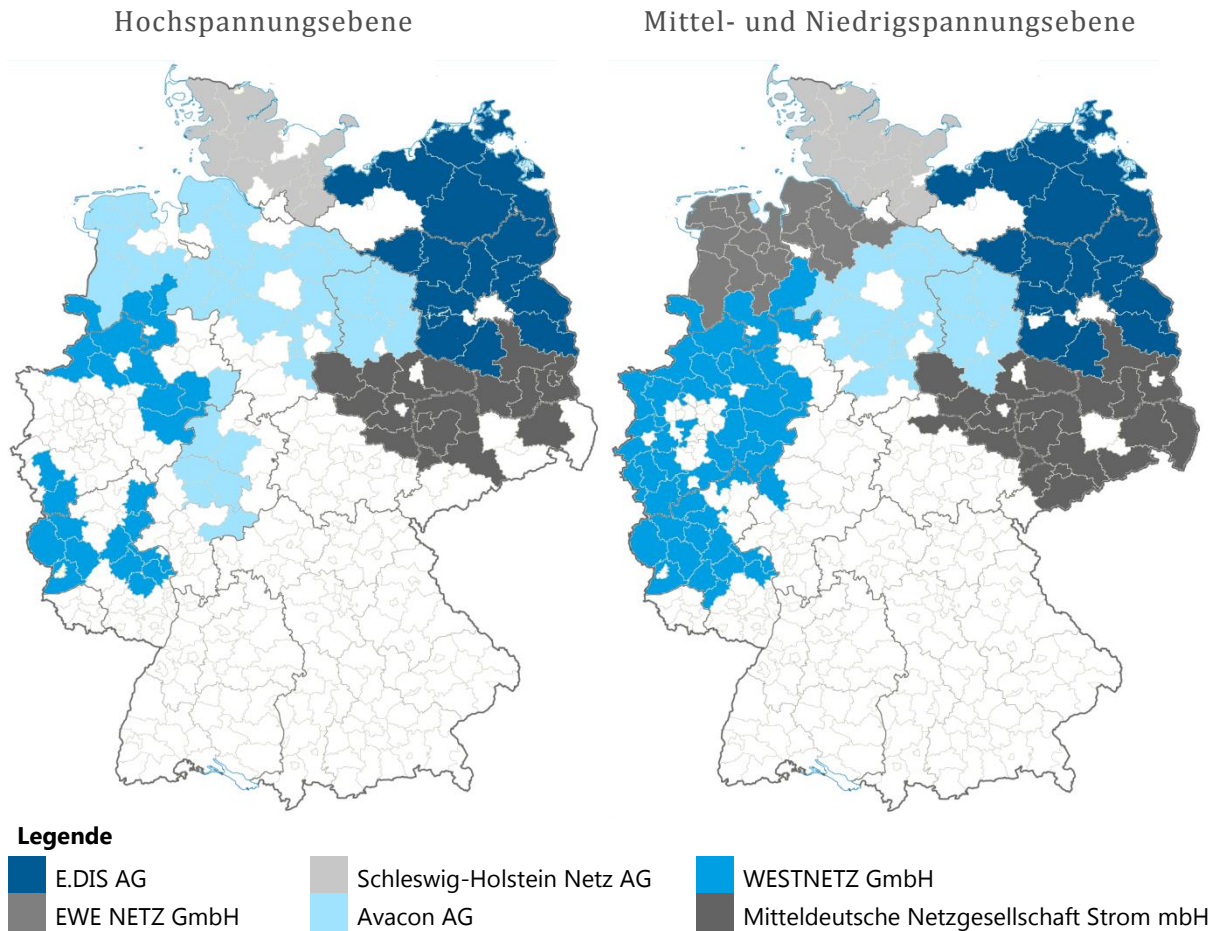


Abbildung 8: Betrachtung der sechs Verteilnetzbetreiber mit dem größten Leistungsanteil aus Altanlagen (Vergütungsende bis Ende 2025) auf Basis einer Kennzeichnung der relevanten Landkreise, differenziert nach Spannungsebenen⁴

Datenbasis: ÜNB 2015, AnlReg 6/17

Quelle Karte: TUBS 2013, eigene Bearbeitung

Altanlagenleistung im Netz der sechs Verteilnetzbetreiber mit den größten Altanlagen-Anteilen

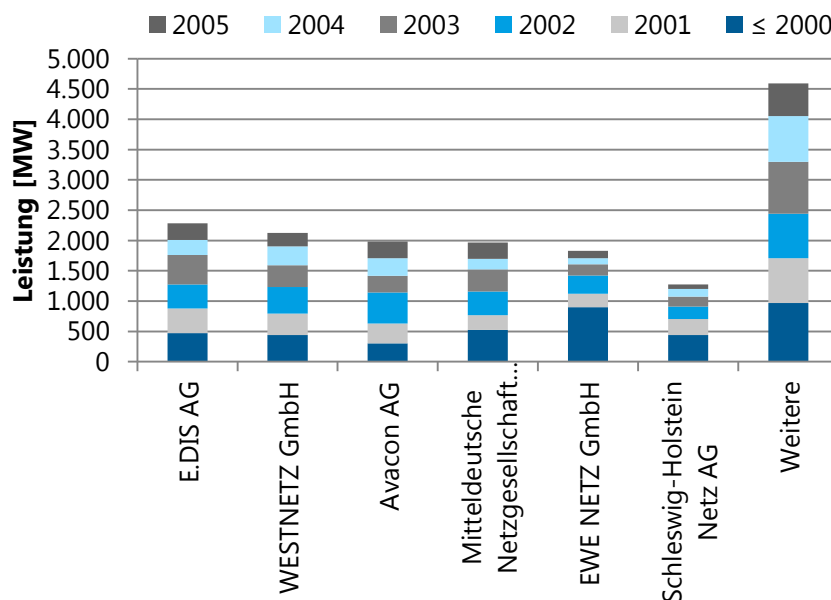
Die E.DIS AG in Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg hat mit knapp 2,3 GW einen großen Anteil der Anlagen, für die Ende 2025 die EEG-Vergütung endet, in ihrem Portfolio. An zweiter Stelle steht mit 2,1 GW die WESTNETZ GmbH, die in Nordrhein-Westfalen, im südwestlichen Niedersachsen und im nördlichen Rheinland-Pfalz aktiv ist. Bei der Avacon AG sind rund 2 GW der Altanlagen im südlichen Niedersachsen und nördlichen Sachsen-Anhalt angeschlossen. Im Netz der Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, das den Süden von Sachsen-Anhalt umfasst, ist ebenfalls eine Altanlagen-Leistung von etwa 2 GW angeschlossen. Die EWE NETZ GmbH betreibt das Netz im Norden Niedersachsens, wo etwa 1,8 GW der be-

⁴ Zuordnung der Landkreise anhand der installierten Leistung mit Inbetriebnahme bis 2005 zu den sechs betrachteten Verteilnetzbetreibern in der jeweiligen Netzebene. Zuordnung der Knotenpunkte zur jeweils niedrigeren Netzebene. Vernachlässigung von weiteren regional wichtigen Verteilnetzbetreibern, die nicht zu den TOP 6 gehören.

trachteten Anlagen einspeisen. Schleswig-Holstein Netz AG hat 1,3 GW der Anlagen im Portfolio. Die verbleibenden 4,6 GW, deren EEG-Vergütungsanspruch bis Ende 2025 ausläuft, sind bei den übrigen etwa 200 nicht dargestellten Verteilnetzbetreibern angeschlossen. Die folgende Abbildung 9 gibt hierzu einen zusammenfassenden Überblick.

Abbildung 9:
Kumulierte installierte Leistung nach Installationsjahren in den Gebieten der sechs Verteilnetzbetreiber mit großen Anteilen der Altanlagenleistung

Datenbasis: ÜNB 2015, AnlReg 6/17



3.3 ALTANLAGENBESTAND IM NETZAUSBAUGEBIET

Hintergrund

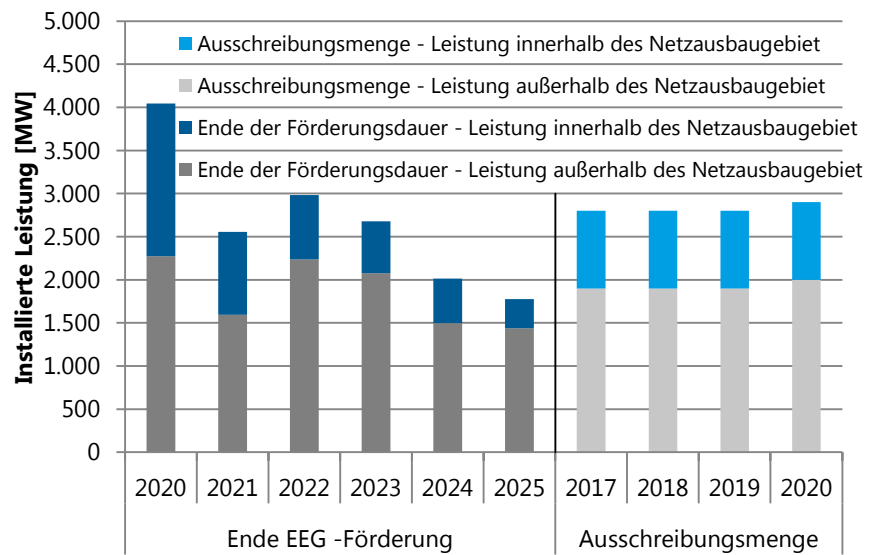
In den Ausschreibungen für Windenergie an Land ist bis mindestens 2020 die Zuschlagsmenge im sogenannten Netzausbaugebiet auf 902 MW jährlich begrenzt. Das Netzausbaugebiet soll nachteilige Auswirkungen des Zubaus von Windenergie auf Engpässe im Übertragungsnetz dämpfen. Es umfasst die Bundesländer Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Bremen und Hamburg sowie den nördlichen Teil von Niedersachsen. [BNetzA 2017, EEA 2017]

Die im Ausschreibungssystem jährlich bezuschlagte Leistung (vgl. Kapitel 2.2) liegt somit zu maximal 32% (bzw. 31% ab 2020) im Netzausbaugebiet. Die Ausschreibungsvolumina bleiben gemäß EEG 2015 von möglichen Stilllegungen in- oder außerhalb des Netzausbaugebiets unbeeinflusst.

In Abbildung 10 ist zum einen dargestellt, für welche installierte Leistung zum jeweiligen Jahresende die EEG-Förderung endet. Zum anderen werden die jährlichen Zuschlagsvolumina innerhalb und außerhalb des Netzausbaugebiets aufgezeichnet.

Abbildung 10:
Leistung die das Ende
der Förderungsdauer
erreicht sowie Aus-
schreibungsmengen
inner- und außerhalb
des Netzausbaugesbiets

Datenbasis: ÜNB 2015,
AnlReg 6/17



Insbesondere 2020 ist sowohl die Summe der aus der Vergütung fallenden Windenergieanlagen (ca. 4 GW) als auch der Leistungsanteil im Netzausbaugesbiet (44%) besonders hoch. In den folgenden Jahren sinken sowohl die jährlich aus der Vergütung fallende Leistung als auch der Anteil der Leistung im Netzausbaugesbiet ab.

Abgleich von Ausschreibungsmengen und aus der Förderung laufender Leistung

Können ein Großteil der aus der Vergütung fallenden Anlagen wirtschaftlich weiterbetrieben werden, wird der Netto-Zubau nicht erheblich beeinflusst. Sind jedoch viele Anlagen ohne EEG-Förderung nicht mehr wirtschaftlich zu betreiben, könnte theoretisch sogar ein negativer Netto-Zubau (mehr Rückbau als Zubau) auftreten (siehe Kapitel 2.2.). Dabei wäre bezogen auf die Anlagen, die 2000 und eher in Betrieb gegangen sind das Defizit im Netzausbaugesbiet größer als außerhalb.

Für die Folgejahre von 2021 bis 2023 ist die Anzahl der aus den Ausschreibungsvolumina zu erwartenden Zubaumengen und der aus der Förderung laufenden Altanlagen auf einem ähnlichen Niveau. Der Anteil der Anlagen im Netzausbaugesbiet an den Anlagen mit Ende der Förderungsdauer sinkt etwas (durchschnittlich 28%). In 2024 und 2025 ist die Leistung der Anlagen, die ihr Förderende erreichen, im Vergleich geringer und der Anteil im Netzausbaugesbiet sinkt im Mittel auf 23%. In den Jahren nach 2020 unterscheiden sich die Folgen eines möglicherweise erfolgenden Altanlagen-Abbaus für den Netto-Zubau innerhalb und außerhalb des Netzausbaugesbiets voraussichtlich nicht wesentlich, das Verhältnis zwischen potentieller Abbau- und Zubaumenge ist ähnlich.

4 ALTANLAGEN-TECHNOLOGIEN

Nachdem die regionale Verteilung des Altanlagenbestandes analysiert wurde, widmet sich das folgende Kapitel der Frage, welche Anlagentechnologien im Altanlagenbestand vertreten sind. Neben der Anlagenkonfiguration, den Herstellern und Anlagentypen wird auch die Situation im Bereich Systemintegration betrachtet.

4.1 ANLAGEN-LEISTUNGSKLASSEN

Tendenzen im Zubau unterschiedlicher Anlagenleistungsklassen

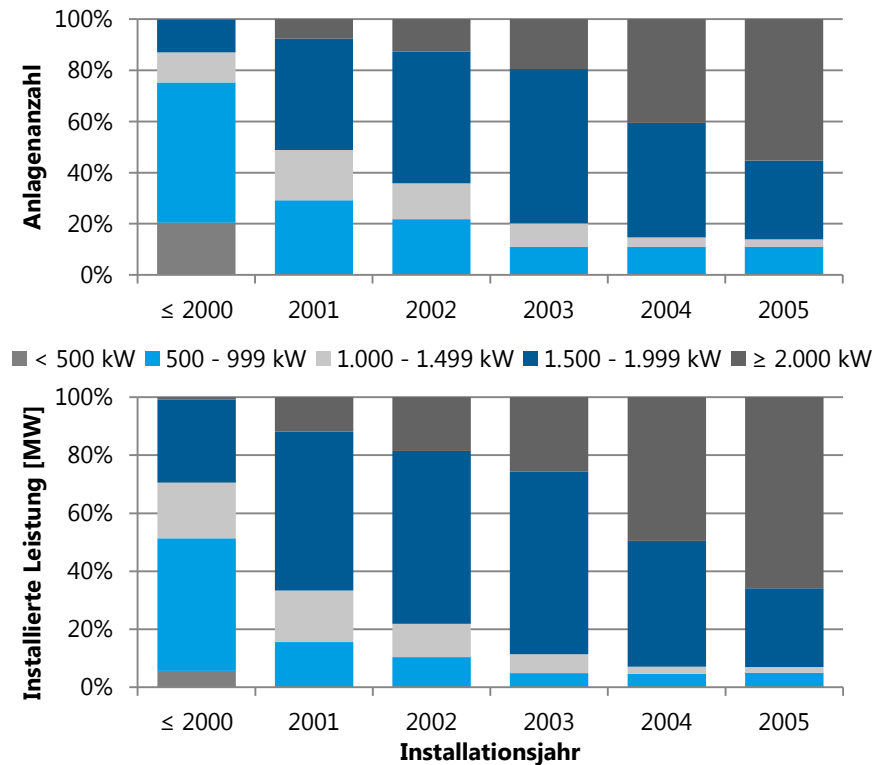
Bei der Betrachtung der Konfigurationen der Altanlagen werden zunächst fünf Leistungsklassen unterschieden. Die Auswertungen unterscheiden zwischen Windenergieanlagen mit einer Nennleistung von weniger als 500 kW, 500-999 kW, 1000-1499 kW, 1500-1999 kW sowie Anlagen mit 2.000 kW und mehr. Die Analysen zeigen zusammenfassend:

- Die Klasse der Anlagen mit weniger als 500 kW verliert mit Beginn des neuen Jahrtausends vollständig an Bedeutung. Mit Installation bis 2000 verfügen noch etwa 20% der Anlagen im Bestand über eine Leistung von unter 500 kW.
- Die Klasse der Anlagen mit 500-999 kW stellt in Bezug auf die Anlagen, die 2020 aus der Vergütung fallen, noch den größten Anteil an den installierten Anlagen. In den Installationsjahren nach 2000 verliert diese Klasse aber deutlich an Bedeutung.
- Der Bereich von 1000-1499 kW war nie von sehr großen Installationszahlen geprägt und tritt im Vergleich zur nächstgrößeren Klasse deutlich in den Hintergrund.
- Die Installation der 1500-1999 kW-Klasse, die bereits vor der Jahrtausendwende begann, erreichte 2002 und 2003 ihren Höhepunkt.
- Nur wenig später als die ersten Anlagen mit einer Leistung von über 1,5 MW wurden bereits die ersten Anlagen der 2 MW-Klasse errichtet. In den frühen Jahren der 2000er gewann diese Klasse zunehmend an Bedeutung und stellte 2005 über die Hälfte des Marktes.

In Abbildung 11 sind die Anteile von Anlagenanzahl (oben) und installierter Leistung (unten) von Windenergieanlagen im Bestand je Leistungsklasse nach Installationsjahr dargestellt.

Abbildung 11:
Anlagenanzahl (oben)
und installierte Leis-
tung (unten) von
Windenergieanlagen je
Leistungsklasse nach
Installationsjahr

Datenbasis: BDB 2017



Durchschnittliche Anlagenkonfiguration nach Leistungsklasse

Mit zunehmender Anlagenleistung sind auch Rotordurchmesser und Nabenhöhe der installierten Anlagen stetig angestiegen. In Tabelle 1 ist die durchschnittliche Anlagenkonfiguration von Windenergieanlagen im Anlagenbestand mit Installation bis einschließlich 2005 nach Leistungsklassen dargestellt. Während die – hauptsächlich vor 2000 errichteten Windenergieanlagen – mit einer Leistung von weniger als 500 kW im Mittel nur einen Rotordurchmesser von 25 m und 36 m Nabenhöhe aufweisen, ist die später dominierende Anlagenklasse mit den ersten Anlagen über 2 MW bereits im Durchschnitt mit einem 93 m Rotordurchmesser auf 110 m hohen Türmen installiert.⁵

Tabelle 1:
Durchschnittliche Anlagenkonfiguration von Windenergieanlagen im Anlagenbestand mit Installation bis einschließlich 2005 nach Leistungsklasse

Datenbasis: BDB 2017

Leistungsklasse	Durchschnittliche Anlagenkonfiguration		
	Leistung [kW]	Rotordurchmesser [m]	Nabenhöhe [m]
< 500 kW	192	25	36
500 - 999 kW	630	45	62
1.000 – 1.499 kW	1.134	60	70
1.500 – 1.999 kW	1.595	72	83
≥ 2.000 kW	2.462	93	110
Gesamtdurchschnitt	1.701	73	88

⁵ Die genannten Werte stellen bundesweite Durchschnittswerte dar und können in einzelnen Regionen abweichen, bspw. wenn vermehrt Höhenbegrenzungen festgelegt wurden.

4.2 HERSTELLER UND ANLAGENTYPEN

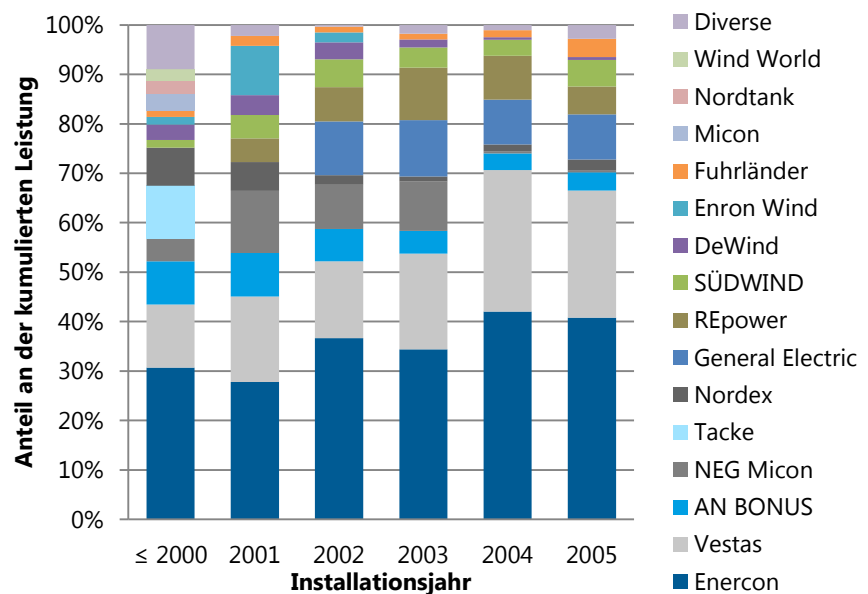
Bei den Anlagen, deren Vergütung bis 2025 endet, stellen 15 Hersteller gemeinsam einen Anteil von 95% an deren Gesamtleistung

Die Anlagen im Bestand, die bis einschließlich 2005 installiert wurden und somit spätestens Ende 2025 aus der EEG-Förderung fallen, stammen von einer Vielzahl unterschiedlicher Hersteller. Insgesamt 15 Hersteller hatten jeweils einen Anteil von mindestens 1% an den betrachteten Altanlagen und werden im Folgenden differenziert ausgewiesen. 28 weitere Hersteller mit geringen Anteilen am Altanlagenbestand (<1%) werden im Folgenden unter Diverse zusammengefasst. Zusammen stellen die diversen Hersteller etwa 5% der Leistung des Altanlagenbestands.

Viele der heute am deutschen Markt aktiven Hersteller, wie Enercon, Vestas, Nordex, Senvion (damals noch als REpower) und GE, sind bereits seit langem aktiv und stellen somit große Anteile des Altanlagenbestands. Daneben sind Anlagen von nicht mehr vertretenen oder in anderen Unternehmen aufgegangenen Herstellern im Bestand vorhanden. In Abbildung 12 sind die Anteile an der kumulierten Leistung verschiedener Hersteller von Windenergieanlagen mit Installation bis 2005 aufgeführt.

Abbildung 12:
Anteil an der kumulierten Leistung verschiedener Hersteller von Windenergieanlagen mit Installation bis 2005

Datenbasis: BDB 2017



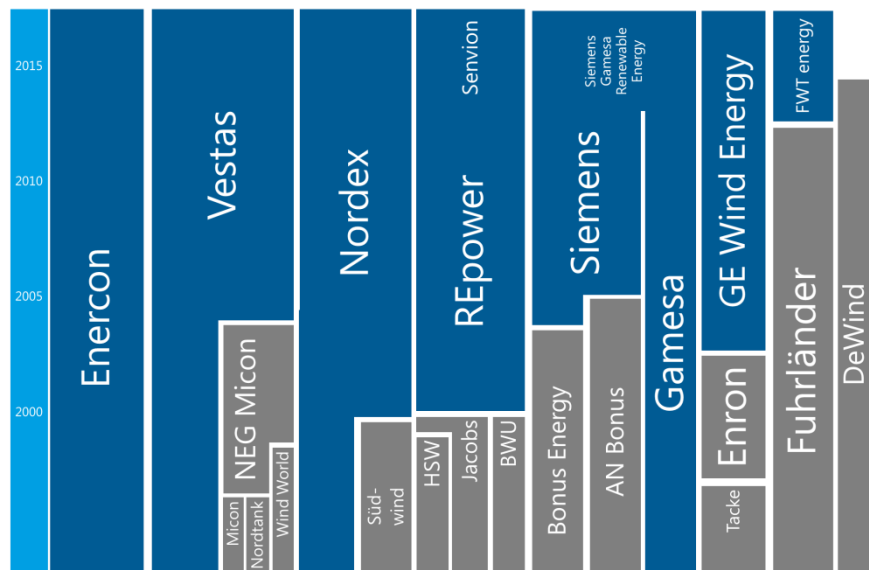
Der Anlagenhersteller Enercon stellt etwa ein Drittel des Altanlagenbestands und hat somit den größten Anteil an Anlagen, die bis Ende 2025 aus der EEG-Förderung fallen. An zweiter Stelle steht Vestas mit rund 17%. Der Hersteller an dritter Stelle - NEG Micon - ist nicht mehr selbst am Markt, sondern im Hersteller Vestas aufgegangen. Ähnliche Zusammenhänge finden sich auch für weitere nicht mehr aktive Unternehmen.

Rund ein Drittel der Anlagen entfällt auf Enercon

Entwicklung der am deutschen Markt aktiven Anlagenhersteller

In Abbildung 13 sind die Zusammenhänge für die für diese Studie wichtigen Hersteller dargestellt.

Abbildung 13:
Skizze der Entwicklung der Anlagenhersteller in Deutschland



Die meisten der Hersteller sind im Altanlagenbestand mit mehreren Anlagentypen vertreten. Je häufiger ein Anlagentyp ist, desto wahrscheinlicher ist, dass nach wie vor die Versorgung mit Ersatzteilen erfolgen kann. Im Rahmen der Befragung von drei maßgeblichen Herstellern im heutigen Markt wurde ausgesagt, dass die Ersatzteilversorgung in Bezug auf die durch sie betreuten Anlagen bisher kein Problem sei. Unabhängige Anbieter machten ähnliche Angaben. Eine Vorhaltung von Ersatzteilen aus abgebauten Altanlagen ist ebenfalls eine Möglichkeit, die Ersatzteilversorgung sicherzustellen und wird teilweise als Geschäftsstrategie von Unternehmen verfolgt. [SHZ 2017] In der Regel werden die Ersatzteile aber bisher über die Hersteller bezogen oder, falls nicht mehr verfügbar, nachgebaut. [DWG-Interviews 2017]

Im Folgenden werden beispielhaft einige der Anlagentypen,⁶ die in der jeweiligen Leistungsklasse vor 2006 errichtet wurden und noch vermehrt im Bestand aufzufinden sind, aufgeführt.

Leistungsklasse <500 kW

Anlagen mit einer Leistung unter 500 kW wurden nach 2000 kaum noch installiert. Eine Vielzahl von Herstellern und Typen wurden in diesem Segment installiert, wobei die Anlagenanzahl je Typ entsprechend begrenzt ist. Die Rotordurchmesser

⁶ Eine Differenzierung zwischen verschiedenen Varianten eines Anlagentyps eines Herstellers mit gleicher Konfiguration ist nicht möglich, da der jeweilige Anlagentyp von der Konfiguration (Leistung und Rotordurchmesser) abgeleitet wird.

rangieren zwischen 10 und 40 m. Beispiele für diese Leistungsklasse sind Anlagen des Typs Enercon E-18, LW 18/80 von Lagerwey oder Tacke TW 80 mit jeweils 80 kW. Mit jeweils 150 kW sind die Anlagentypen Nordex N 27/150 sowie AN Bonus 150/30 von Bedeutung. Vestas und Nordex errichteten vor der Jahrtausendwende weiterhin mit je 225 bzw. 250 kW die Typen V 27 und N 29. Zudem ist die AN Bonus 450/37 verhältnismäßig häufig vertreten.

Leistungsklasse 500-999 kW

In der Leistungsklasse 500-999 kW dominiert der Hersteller Enercon deutlich mit seinen E-40 Anlagen, die mit 500 kW und einem 40 m Rotor oder 600 kW und einem Rotordurchmesser von 44 m errichtet wurden. Eine untergeordnete aber relevante Rolle spielen die Tacke TW 600 Anlagen. Vestas platzierte gleich mehrere Typen in sichtbarer Stückzahl. Hier sind die Anlagentypen V44, V47 und V52 zu nennen.

Leistungsklasse 1.000-1.499 kW

In dieser Leistungsklasse, die insgesamt weniger stark im Bestand vertreten ist, ist der meistinstallierte Typ die AN Bonus 1300/62. Auch NEG Micon, Nordex und Enercon platzierten Anlagen in dieser Leistungsklasse. Die NM 60/1000, die N60 und die E-58 sind typische Vertreter der Leistungsklasse mit 1 MW bzw. 1,3 MW.

Leistungsklasse 1.500-1.999 kW

Anlagen mit einer Leistung von 1.500-1.999 kW waren Anfang der 2000er die am häufigsten installierten Typen. Ein typischer Vertreter im Bestand ist die E-66 mit 1,8 MW und einem Rotordurchmesser von 70 m, die knapp ein Drittel der Anlagen in dieser Klasse repräsentiert. Auch die E-66 mit 66 m Rotordurchmesser wurde oft installiert. Die GE 1,5sl mit 77 m Rotordurchmesser ist der zweitbeliebte Typ dieser Klasse. Weiterhin wurden auch die MD 77 von REpower (heute Senvion), die TW 1.5s von Tacke, die Vestas V66/1,65MW sowie die Südwind S70 in relevanter Anzahl errichtet.

Leistungsklasse >2.000 kW

Zu Beginn der 2000er Jahre begann die vermehrte Installation von Anlagen der 2-MW Klasse. Diese Anlagen markieren den Sprung in die Multimegawattklassen. Installiert wurden bis Ende 2005 vor allem die Vestas V80 und die Enercon E-70 mit jeweils zwei Megawatt Anlagenleistung. Weitere im Anlagenbestand häufig vertretene Typen sind die V90 von Vestas und die AN Bonus 2 MW/76. Auch andere Hersteller platzierten Typen mit zwei und mehr Megawatt im Markt.

In Abbildung 14 sind für jede Leistungsklasse die fünf am häufigsten im Altanlagenbestand vorhandenen Typen und ihr Anteil am Gesamtbestand aufgeführt. Deutlich wird, dass mit zu-

nehmender Leistung ein immer größer werdender Anteil von wenigen zentralen Anlagentypen gestellt wird.

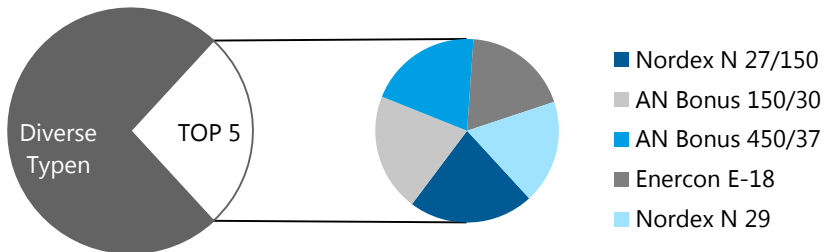
Abbildung 14:
TOP 5 Anlagentypen bis
2005 nach Leistungs-
klassen

Anteil weiterer (diver-
ser) Anlagentypen am
Gesamtbestand (links)

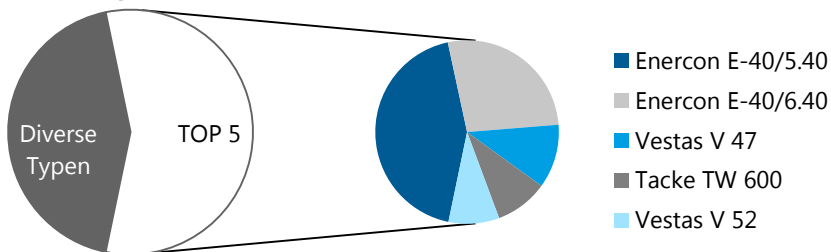
Verteilung der TOP 5
Typen auf den Teilbe-
stand (rechts)

Datenbasis: BDB 6/17

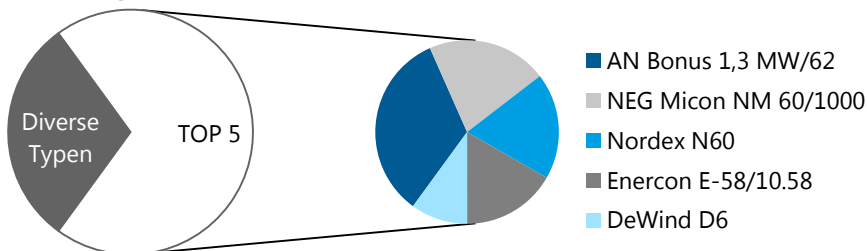
Leistungsklasse <500 kW



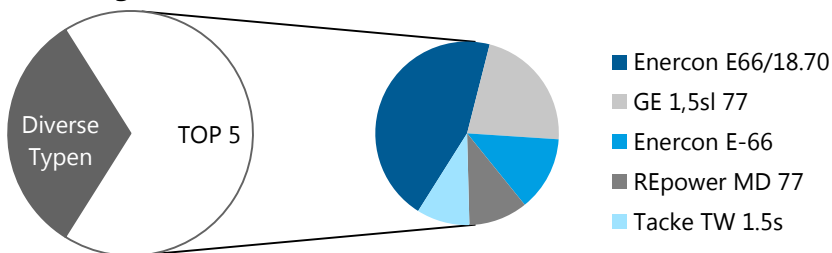
Leistungsklasse 500-999 kW

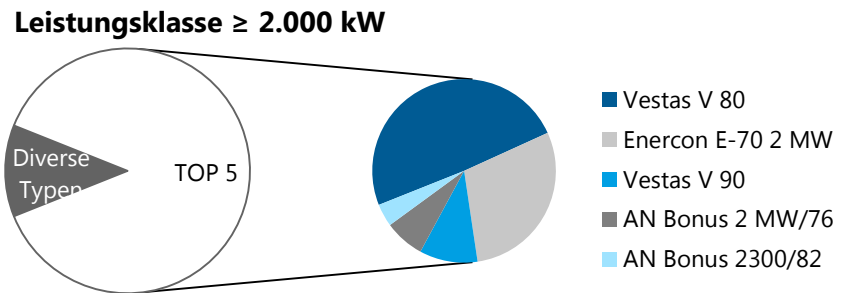


Leistungsklasse 1.000-1.499 kW



Leistungsklasse 1.500-1.999 kW





4.3 SYSTEMINTEGRATION VON ALTANLAGEN

Einschätzung der Sicherheit des Netzbetriebs bei Weiterbetrieb von Altanlagen

In Zusammenhang mit der Fragestellung nach einem potentiellen Weiterbetrieb von Windenergieanlagen über den Zeitraum von 20 Jahren hinaus wird häufig die Frage der Systemdienlichkeit alter Anlagen diskutiert. Durch Regelungen des EEG 2009 und die damit zusammenhängende Systemdienstleistungsverordnung (SDLWindV) wurden die Anforderungen an Systemdienstleistungen von Windenergieanlagen neu formuliert. Diese gelten mittlerweile für alle Neuanlagen. Für Anlagen mit Inbetriebnahme ab dem Jahr 2002 bestanden Umrüstungsprogramme. Die Anlagen mit Installation vor 2002 sowie alle technisch nicht umrüstbaren Anlagen erfüllen die heutigen Anforderungen an Systemdienstleistungen von Windenergieanlagen dementsprechend nicht. Wenn diese über zwanzig Jahre hinaus weiter betrieben werden, sind sie entsprechend länger in das Energiesystem zu integrieren. Es stellt sich somit die Frage, wie der Umfang des betroffenen Bestands einzuschätzen ist und ob sich hieraus ggf. Probleme im Hinblick auf den sicheren Netzbetrieb ergeben könnten.

Systemdienstleistungsverordnung (SDLWindV)

Moderne Windenergieanlagen erfüllen die Systemdienstleistungsverordnung (SDLWindV) und können eine Reihe von Systemdienstleistungen bereitstellen, die den sicheren Netzbetrieb unterstützen. Die SDLWindV sieht bestimmte technische Anforderungen vor, die Windenergieanlagen am Netzverknüpfungspunkt zu erfüllen haben. Insbesondere werden Anforderungen an das Verhalten der Anlagen im Fehlerfall, an die Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung, an die Frequenzhaltung und an den Versorgungswiederaufbau gestellt. [EEG 2009]

Neuanlagen, die ab Inkrafttreten des EEG 2009 installiert wurden, müssen demnach die Anforderungen der SDLWindV einhalten, in Abhängigkeit untergliedernder Fristen gelten hierbei noch leicht gestaffelte Verpflichtungen. Für Anlagen

Umrüstung von Altanlagen nach SDLWindV

mit Installation zwischen dem 01.01.2009 und dem 31.12.2013 wurde bei Erfüllung der Anforderungen ein Bonus in Höhe von 0,5ct/kW auf die Anfangsvergütung gewährt. [EEG 2009]

Für Anlagen mit Installationsdatum zwischen 2002 und 2008 bestand zudem die Möglichkeit einer freiwilligen nachträglichen Umrüstung, angereizt durch den damit verbundenen Anspruch auf einen Bonus in Höhe von 0,7 ct/kWh für einen Zeitraum von fünf Jahren. Für die nachgerüsteten Altanlagen gelten bestimmte technische Anforderungen, im Wesentlichen die Pflicht zum Durchfahren von Fehlern, und die Verpflichtung, zur Frequenzhaltung beizutragen. [EEG 2009]

Die Deutsche WindGuard hat Mitte des Jahres 2012 eine umfangreiche Analyse des Bestands an Windenergieanlagen im Hinblick auf ihre SDL-Fähigkeit und den Stand der Umrüstungen durchgeführt. [Ecofys, DWG et al. 2013] Aus diesen Erkenntnissen lassen sich durch zusätzliche Berücksichtigung der seit Veröffentlichung der betreffenden Analyse zusätzlich abgebauten Windenergieanlagen Schlussfolgerungen im Hinblick auf die aktuellen Fragestellungen ziehen.

Demnach waren im Jahr 2013 bereits an Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von rund 12,2 GW Umrüstungen gemäß der Systemdienstleistungsverordnung für Windenergieanlagen (SDLWindV) vorgenommen worden. Unterstellt man, dass diese umgerüsteten Anlagen (mit Installationsdatum ab 2002 und zumeist einer installierten Leistung $\geq 1,5$ MW sowie Anspruch auf SDL-Altanlagenbonus) bis heute weiter betrieben werden und kein nennenswerter Abbau in diesem Segment erfolgt ist, kann die verbleibende nicht umgerüstete Leistung ermittelt werden. Diese umfasst alle Anlagen mit Installationsdatum vor 2002 und nicht umgerüstete Anlagen aus dem Zeitraum 2002 bis 2008 (siehe Tabelle 2). Vermutlich hat sich an den Umrüstungszahlen in diesem Segment seit der letzten Ermittlung nichts Wesentliches mehr verändert.

Zusammenfassend ist demnach davon auszugehen, dass alle Altanlagen, deren Vergütungsanspruch im Jahr 2021 ausläuft, nicht SDL-fähig sein werden. In den Jahren ab 2023 werden dann zunehmend SDL-fähige Altanlagen das Ende ihrer Vergütungslaufzeit erreichen; gerade Anlagen mit einer Nennleistung von unter 1,5 MW verfügen aber auch dann in der Regel nicht über die entsprechenden Umrüstungen.

Frequenzsicherheit durch Systemstabilitätsverordnung (SysStabV) verbessert

Die unter den Gesichtspunkten der Netzsicherheit drängendste Fragestellung im Hinblick auf die Netzeigenschaften von Windenergieanlagen lag im Bereich der Frequenzeinstellungen von Windenergieanlagen und wurde mittlerweile außerhalb der SDLWindV durch eine verpflichtende Verordnung geregelt. Denn im Jahr 2015 wurde die Systemstabilitätsverordnung (SysStabV) erweitert, woraufhin Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von über 450 kW im Hinblick auf ihre Frequenzeinstellungen umzurüsten waren. Die Einstellungen wurden dahingehend verändert, dass zwischen 47,5 und 50,2 Hertz keine automatische Trennung vom Stromnetz erfolgt. [SysStabV 2016] Dadurch soll sichergestellt werden, dass über alle deutschen Erneuerbare Energieanlagen hinweg eine maximale Abschaltleistung von 1 GW bei Auftreten einer Unterfrequenz-Situation gewährleistet ist. Auf diese Bagatellgrenze hatten sich die zuständigen Bundesbehörden und die Übertragungsnetzbetreiber verständigt.

Durch Umsetzung der Anforderungen nach SysStabV wird die Gefahr eines deutschland- bzw. europaweiten Blackouts aufgrund der Abschaltvorgänge einer relevanten Windenergieleistung im Falle auftretender Unterfrequenz deutlich verringert. Die verbliebenen, von einer Umrüstpflcht ausgenommenen Windenergieanlage mit einer Leistung von ≤ 450 kW hatten zum Zeitpunkt des Begleitgutachtens zur Verordnung eine installierte Gesamtleistung von rund 300 MW und wurden aus Systemsicht als unkritisch eingestuft. [Ecofys, DWG et al. 2013]

Unter Verwendung heutiger Datenbasen beläuft sich die Leistung von installierten Windenergieanlagen mit einer Leistung von ≤ 450 kW zum Zeitpunkt der Studiererstellung auf 160 MW. Aufgrund des in den letzten Jahren erfolgten Abbaus hat sich die nicht umgerüstete Leistung unterhalb der Bagatellgrenze also noch weiter verringert und liegt somit in jedem Fall im als unkritisch eingestuften Bereich.

Eigenschaften von Altanlagen hinsichtlich der Systemdienlichkeit

Damit gelten für die Anlagen, die Ende 2020 und in den Folgejahren das Ende ihrer Vergütungslaufzeit erreichen, zusammenfassend die in der folgenden Tabelle 2 dargestellten Eigenschaften im Hinblick auf die Systemdienlichkeit.

Tabelle 2:
Eigenschaften von
Windenergieanlagen im
Hinblick auf die Sys-
temdienlichkeit

Inbetrieb- nahmejahr	Auslaufen der EEG Förderung	Gesamt- leistung	Davon mit SDL- Fähigkeit	Davon mit Erfüllung SysStabV
≤ 2001	Ende 2020 - Ende 2021	ca. 6.300- 6.500 MW	0%	Rund 98 %
2002-2008	Ende 2022 - Ende 2028	ca. 14.100 MW	Rund 60%	Rund 100 %
≥ 2009	ab Ende 2029	ca. 26.200 MW	100%	100%

Kein unmittelbares
Risiko für die Netzsi-
cherheit in Deutschland
und Europa

Somit können zwar größere Teile der betreffenden Anlagen im Zeitraum bis 2029 keine vollumfänglichen Systemdienstleistungen im Sinne der SDLWindV bereitstellen, aber fast alle Anlagen erfüllen die Anforderungen an die überarbeiteten Frequenzeinstellungen gemäß SysStabV und stellen somit im Falle eines Weiterbetriebs kein unmittelbares Risiko für die Netzsicherheit in Deutschland und Europa dar.

Bezogen auf kleinräumige Netzbereiche können sich ggf. kritische Eintrittsfälle aufgrund eines Spannungseinbruchs ergeben, wenn dort eine Ballung von Anlagen vorliegt, die die Anforderungen an das Durchfahren im Fehlerfall nicht erfüllen. Entsteht ein Spannungstrichter im Netz, hat dies Auswirkungen auf die in einem Umkreis von etwa 200 km installierten Windenergieanlagen. Wenn hierbei eine Leistung von >1GW den Fehler nicht durchfahren kann, sondern vom Netz geht, könnte sich ein Problem für die Netzregion mit entsprechenden potentiellen Mitnahmeeffekten für weitere Regionen ergeben, insbesondere wenn die fehlende Leistung aufgrund der Netzsituation nicht unmittelbar anderweitig bezogen werden kann. [WindGuard Certification 2017] Allerdings zeigen die Auswertungen in Kapitel 3.2 dass eine solche Anlagenballung auf engstem Raum vermutlich unwahrscheinlich ist (bspw. sind in der Verteilnetzregion von Schleswig-Holstein Netz, die quasi das ganze Bundesland Schleswig-Holstein umfasst, laut Kapitel 3.2 insgesamt rund 1,3 GW an Altanlagen mit Installation ≤ 2005 installiert und somit kleinräumig betrachtet eher <1 GW an nicht nach SDLWindV umgerüsteten Anlagen).

Nachteile bei Altanlagen im Hinblick auf die Systemdienlichkeit, aber bisher auch kein vollumfänglicher Abruf der von neueren Anlagen bereit gestellten Systemdienstleistungen

In Bezug auf die Systemdienlichkeit haben die nicht nach SDLWindV umgerüsteten Anlagen somit durchaus Nachteile im Vergleich zu moderneren Anlagen. Um hierbei zu einer Bewertung der Situation zu gelangen, ist auch die Frage relevant, wie stark die bisher verfügbaren Systemdienstleistungen von Windenergieanlagen mittlerweile durch die Netzbetreiber in Anspruch genommen werden. Sollten bisher nicht alle technisch möglichen Leistungen in ihrem maximalen Umfang abge-

rufen werden, besteht im Grunde keine dringliche Notwendigkeit, dass auch Altanlagen die entsprechenden Leistungen stellen. Bspw. wird die Möglichkeit zur Blindleistungslieferung durch Windenergieanlagen zur Spannungsstützung in der Mittelspannungsebene bisher noch selten durch die Netzbetreiber genutzt. [WindGuard Certification 2017]

Wo Repowering möglich ist, könnte eine moderne Anlage deutlich mehr Ertrag liefern und hätte ein verbessertes Einspeiseprofil sowie die Vorteile der Möglichkeiten im Bereich Systemdienstleistungen. Da viele Altanlagen in Netzengpassbereichen installiert sind, ist die detaillierte Einschätzung der Situation jedoch aufwendig und kann an dieser Stelle nicht abschließend erfolgen. Zudem sind viele der betroffenen Altanlagen auf Flächen installiert, an denen keine Repoweringoption besteht.

Systemsicherheit scheint nicht gefährdet, Nachteile im Bereich Systemdienstlichkeit stellen eher kein Ausschlusskriterium dar

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass ein Weiterbetrieb älterer Windenergieanlagen – vor allem aufgrund der erfolgten Umrüstungen nach SysStabV – im Hinblick auf die Systemsicherheit kein Problem darstellen sollte. Im Hinblick auf die Systemdienstlichkeit bestehen Nachteile gegenüber moderneren Anlagen, die aber durch die begrenzte betroffene Leistung und den zeitlich begrenzt möglichen Weiterbetrieb voraussichtlich nicht zu einem Ausschlusskriterium führen.

5 ZURÜCKGEBAUTE WINDENERGIEANLAGEN

Die Kenntnisse über die Anzahl der in den letzten Jahren bereits abgebauten Windenergieanlagen sind unvollständig. Ein Register aller zurückgebauten Anlagen ist nicht verfügbar. Aus verschiedenen Quellen wurden jedoch Informationen zu zurückgebauten Anlagen erfasst und in einer Datensammlung zusammengefasst. Auf dieser Grundlage erfolgt eine Untersuchung der bisher zurückgebauten Anlagen, ihrer räumlichen Verteilung und der jeweiligen Charakteristika.

5.1 ZURÜCKGEBAUTE ANLAGEN IM ZEITVERLAUF

Im Folgenden wird der bereits erfolgte Abbau von Windenergieanlagen im Zeitverlauf analysiert und ein Überblick über die bereits zurückgebauten Mengen gegeben.

Gründe für den Rückbau

Der Rückbau von Windenergieanlagen kann aus unterschiedlichen Gründen erfolgen:

- Die betreffende Windenergieanlage hat das Ende ihrer technischen Gesamtnutzungsdauer erreicht.
- Die betreffende Windenergieanlage kann nicht (mehr) wirtschaftlich betrieben werden.
- Die betreffende Windenergieanlage wird repowert, also durch eine neue Technologie ersetzt. Zu unterscheiden ist das Repowering auf gleichbleibender Fläche und das Repowering mit dem Ziel der Anlagenkonzentration (d.h. Abbau von Altanlagen an unterschiedlichen Standorten und Repowering in einem neu geschaffenen bzw. zusammengefassten Raumordnungsgebiet).

Repowering als häufigster Rückbau-Grund

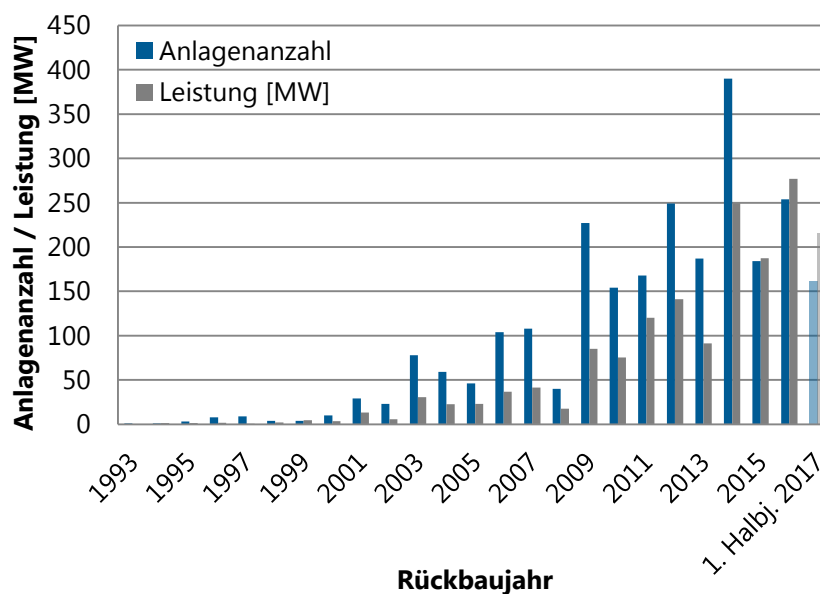
In der Vergangenheit war das Repowering der wohl häufigste Grund für den Rückbau von Altanlagen. Unterstützt wurde dies vor allem während der Geltung des EEG 2009 und EEG 2012, als ein Bonus für den Rückbau von Altanlagen im selben oder angrenzenden Landkreis im Zuge eines Repowerings gezahlt wurde. Weiterhin kann das Repowering von alten Anlagen ohne Weiternutzung der Flächen durch raumplanerische Regelungen angereizt werden. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn neue Flächen zur Windenergienutzung definiert werden, die Nutzung jedoch an den Rückbau von alten Anlagen geknüpft wird. Insgesamt wurden ca. 560 MW Leistung von Anlagen, die über 20 Jahre alt waren, abgebaut.

Rückbau im Zeitverlauf

Die Wirkung von Anreizen spiegelt sich auch in der Betrachtung des Rückbaus im Zeitverlauf wieder, der in Abbildung 15 dargestellt wird. So ist der Rückbau von Anlagen im Jahr 2008 vergleichsweise gering. 2009 steigt er erheblich an, dies fällt mit der Novelle des EEG zusammen, die den Bonus fürs Repowering sowie die gesamte Vergütungssituation gegenüber der vorhergehenden EEG-Version attraktiver machte. Auch im Jahr 2014 zeigt sich ein Rückbau-Peak, bevor mit Inkrafttreten der EEG-Novelle 2014 im Juli 2014 der Repoweringbonus abgeschafft wurde.

Abbildung 15:
Anzahl und Leistung
der Stilllegungen von
Windenergieanlagen im
Zeitverlauf

Datenbasis: ÜNB Jährlich, UNB 2015, BDB 6/17, AnlReg 06/17, DWG 2017b, weitere Recherchen



Einschätzung der zukünftigen Entwicklungen im Bereich Rückbau

Auch nach Abschaffung des Repowering-Bonus wurden weiterhin Repoweringprojekte umgesetzt bzw. Anlagen zurückgebaut, so dass 2015 rund 190 MW und 2016 rund 280 MW abgebaut wurden. Im 1. Halbjahr 2017 sind es bereits rund 220 MW. Insgesamt wurden ca. 2.300 Anlagen mit ungefähr 1.580 MW zurückgebaut. Die Hälfte dieser Anlagen hatte ein Alter zwischen 13 und 17 Jahren.

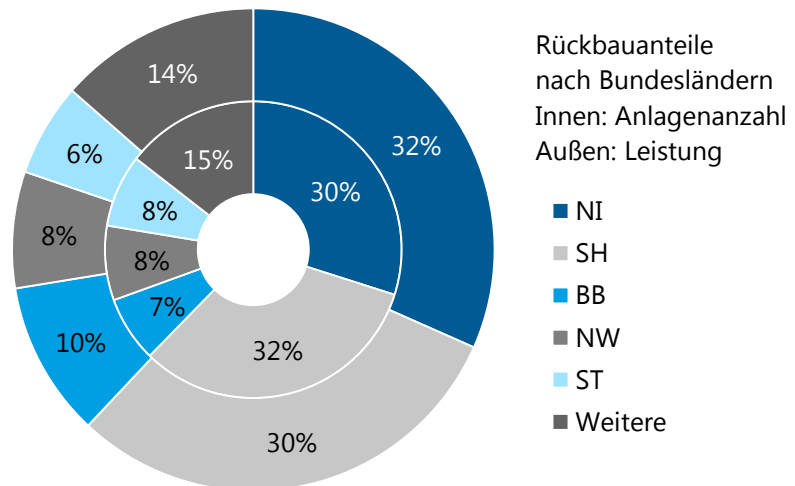
5.2 REGIONALE VERTEILUNG ZURÜCKGEBAUTER ANLAGEN

Die regionale Verteilung des erfassten Rückbaus ist in Abbildung 16 dargestellt. Die fünf Bundesländer mit dem größten bisher erfolgten Rückbau sind dieselben, die auch den größten verbleibenden Altanlagenbestand aufweisen: Niedersachsen, Schleswig-Holstein, Brandenburg, Nordrhein-Westfalen und Sachsen-Anhalt. Die übrigen Länder wurden unter „Weitere“ zusammengefasst. Niedersachsen und Schleswig-Holstein stellen gemeinsam mehr als die Hälfte des Rückbaus, wobei

Schleswig-Holstein einen größeren Anlagenanteil am Rückbau hat, und in Niedersachsen mehr Leistung, folglich größere Anlagen, zurückgebaut wurden. Auch in Brandenburg wurden vergleichsweise leistungsstarke Windenergieanlagen abgebaut.

Abbildung 16:
Rückbauanteil an Anlagenanzahl und Leistung nach Bundesländern

Datenbasis: UNB 2015, AnlReg 6/17

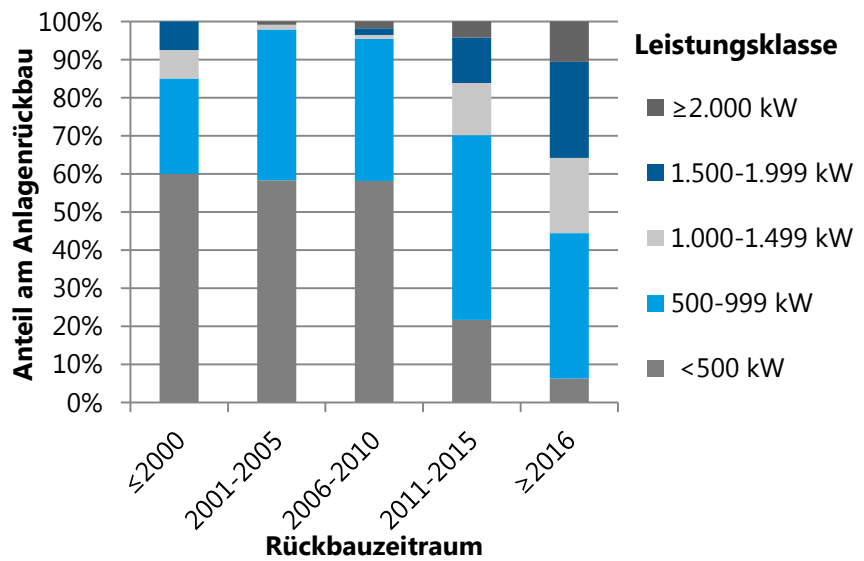


5.3 HERSTELLER UND TECHNOLOGIEN ZURÜCKGEBAUTER ANLAGEN

In Abbildung 17 ist dargestellt, in welcher Leistungsklasse Anlagen im jeweiligen Rückbauzeitraum stillgelegt wurden. Während bis 2010 zunächst hauptsächlich leistungsschwache Anlagen mit einer installierten Leistung unter 1 MW zurückgebaut wurden, nimmt ab dem Zeitraum 2011 bis 2015 der Anteil der leistungsstärkeren Anlagen zu. Dies ist grundsätzlich dadurch zu begründen, dass diese erst seit Beginn der 2000er in größerem Umfang errichtet werden und die zeitliche Entwurfslebensdauer noch nicht erreicht haben.

Abbildung 17:
Anteil der Leistungs-
klassen am Anlagen-
rückbau nach Rückbau-
zeiträumen

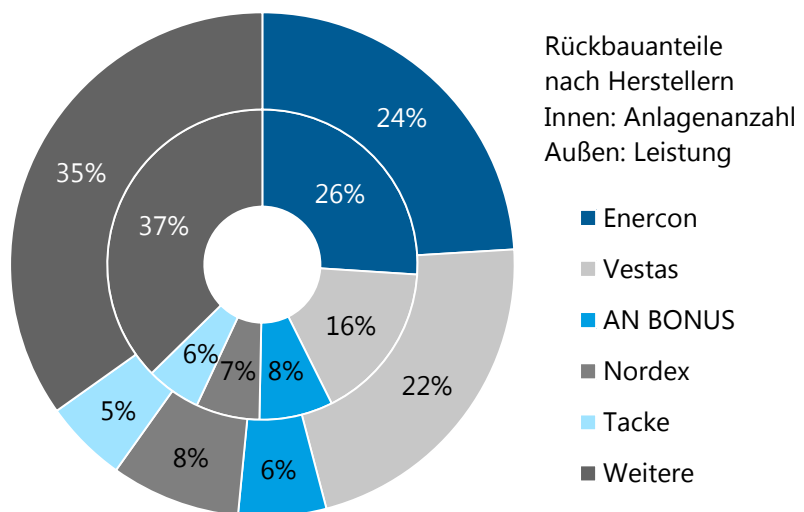
Datenbasis: BDB 6/17,
AnlReg 6/17



In Abbildung 18 sind die Anteile der verschiedenen Anlagenhersteller an Leistung und Anlagenanzahl der zurückgebauten Windenergieanlagen dargestellt. Gut ein Viertel der stillgelegten Anlagen stammen vom Hersteller Enercon, dies entspricht knapp einem Viertel der zurückgebauten Leistung.

Abbildung 18:
Anteil der Hersteller an
Leistung und Anlagen-
anzahl der zurückge-
bauten Windenergiean-
lagen

Datenbasis: BDB 6/17,
AnlReg 6/17



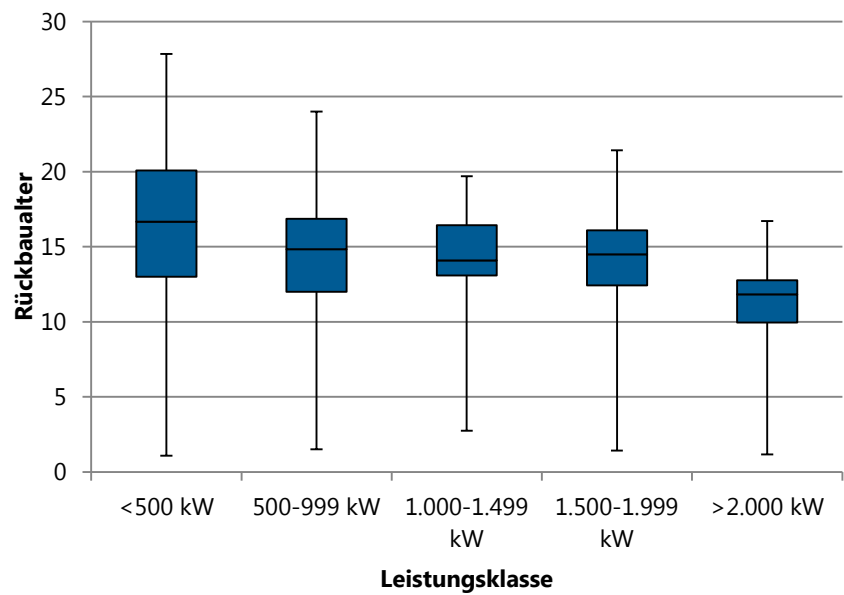
In Abbildung 19 ist das Rückbaualter von bisher stillgelegten Windenergieanlagen nach Leistungsklassen dargestellt. Offensichtlich ist, dass der Großteil der bisher zurückgebauten Anlagen bereits deutlich vor Erreichen der Entwurfslebensdauer zurückgebaut wurde und somit das Erreichen des Weiterbetriebsalters (20 Jahre) nicht der Grund für die Stilllegung ist. Zudem wurde bereits in Kapitel 2.1 dargestellt, dass sich noch knapp 2.000 Anlagen im Alter von 20 und mehr Jahren in Betrieb befinden. Die bisher zurückgebauten Windenergieanlagen können somit teilweise im Rahmen von Repoweringpro-

jekten vor Ablauf ihrer Gesamtnutzungsdauer zurückgebaut worden sein, oder andererseits auch weil durch große erforderliche Ersatzinvestitionen die Wirtschaftlichkeit des Betriebs nicht mehr gegeben war.

Das Absinken des Rückbaualters mit steigender Anlagenleistung ist darauf zurückzuführen, dass die leistungsstarken Anlagen im Mittel noch kein so hohes Alter erreicht haben, wie die Anlagen kleinerer Leistungsklassen, da der Zubau in dieser Klasse später begann.

Abbildung 19:
Rückbaualter von bisher stillgelegten Windenergieanlagen nach Leistungsklassen

Datenbasis: BDB 6/17,
AnlReg 6/17



6 WINDENERGIEANLAGEN IM WEITERBETRIEB

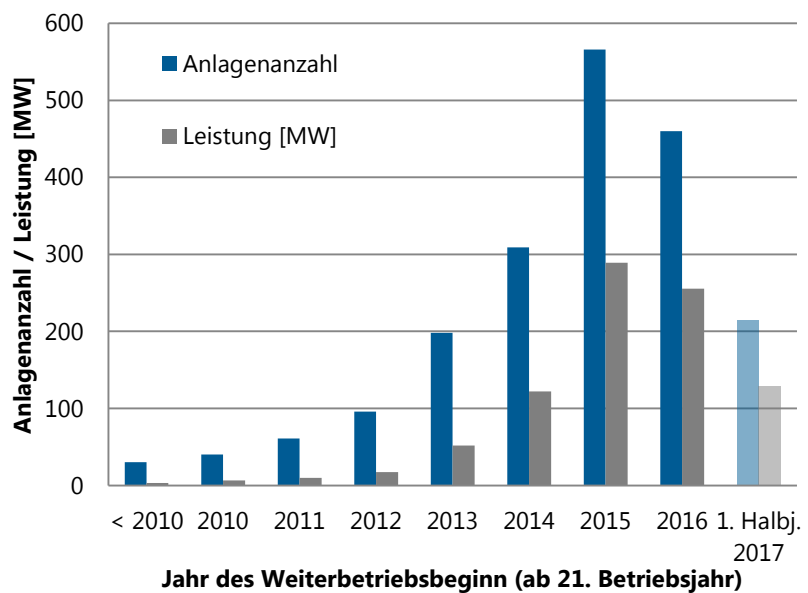
Bereits heute befinden sich Windenergieanlagen im Weiterbetriebsalter. Es handelt sich dabei um alle Windenergieanlagen, die vor mehr als 20 Jahren installiert wurden und damit ihre Entwurfslebensdauer von in der Regel 20 Jahren bereits in zeitlicher Hinsicht überschritten haben. Die Anlagen profitieren, im Gegensatz zu den Anlagen, die dieses Alter ab 2021 erreichen, weiterhin von der EEG-Vergütung. Die Vergütungssätze können Kapitel 1.2 entnommen werden.

Anlagen im Weiterbetriebsalter

In Abbildung 20 ist dargestellt, wann die Anlagen, die sich zurzeit im Weiterbetrieb befinden, ins Weiterbetriebsalter eingetreten sind. Der Wert im Jahr 2017 stellt nur die Anlagen dar, die bis zur Jahresmitte in den Weiterbetriebszeitraum eingetreten sind. Mit zunehmendem Anlagenzubau vor 20 Jahren, steigt grundlegend auch der Anteil an Anlagen, die nicht stillgelegt wurden, sondern über das 20. Betriebsjahr hinaus weiterbetrieben werden.

Abbildung 20:
Anzahl und Leistung
von Windenergieanlagen
im Weiterbetrieb
am Stichtag: 30.6.2017
im Zeitverlauf nach
Beginn des Weiterbetriebs

Datenbasis: ÜNB 2015,
AnlReg 6/17

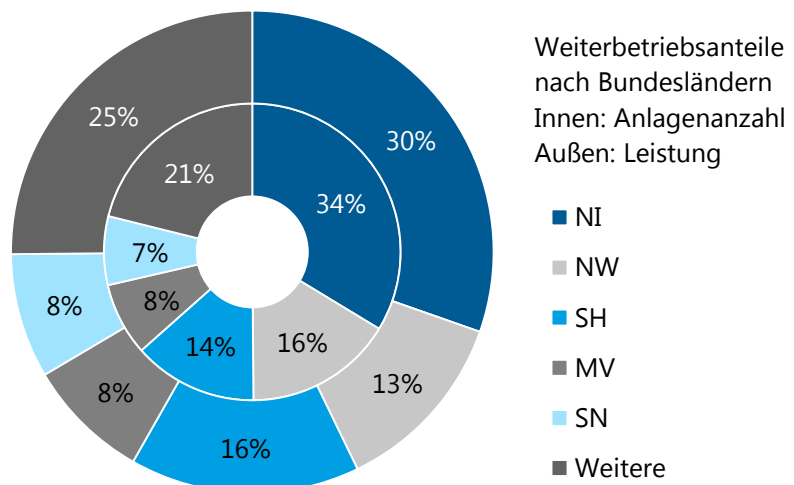


6.1 REGIONALE VERTEILUNG VON ANLAGEN IM WEITERBETRIEB

Die Verteilung der Windenergieanlagen im Weiterbetrieb stellt sich ein wenig anders dar, als die Verteilung des Bestands von Anlagen die bis Ende 2025 aus der Vergütung fallen und der Anlagen die bisher stillgelegt wurden. Die fünf Bundesländer mit dem größten Anteil an Anlagen im Weiterbetrieb sind Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern und Sachsen. Die weiteren Bundesländer umfassen 21% der Weiterbetriebsanlagen bzw. 25% der Weiterbetriebsleistung. In Abbildung 21 sind die Anteile der Weiterbetriebsanlagen (Anlagenalter ≥ 20 Jahre am Stichtag: 30.06.2017) an Anlagenanzahl und Leistung nach Bundesländern dargestellt.

Abbildung 21:
Weiterbetriebsanteil
(Anlagenalter
 ≥ 20 Jahre am Stichtag:
30.06.2017) an Anla-
genanzahl und Leistung
nach Bundesländern

Datenbasis: UNB 2015,
AnlReg 6/17

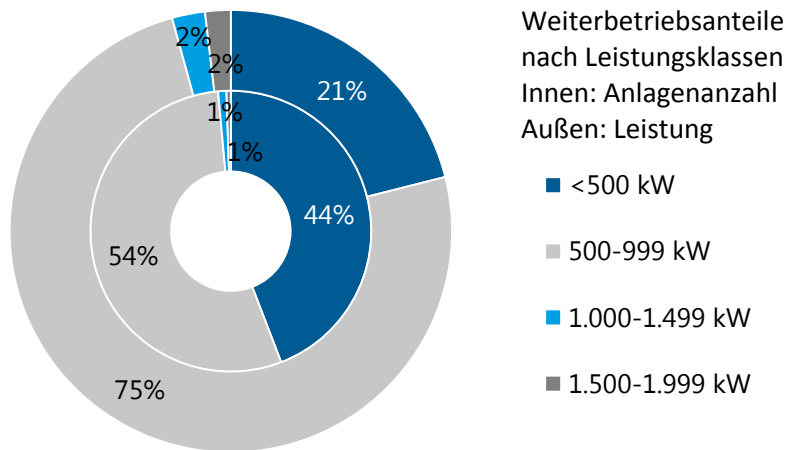


6.2 ANLAGENTECHNOLOGIEN IM WEITERBETRIEB

Die bis 1997 installierten und somit zum Stichtag bereits im Weiterbetrieb befindlichen Windenergieanlagen gehören eher den schwächeren Leistungsklassen an. Anlagentypen der Leistungsklasse zwischen 500 und 999kW machen 54% der Anlagenanzahl und sogar 75% der Leistung aus. Den zweitgrößten Anteil haben die Anlagen mit weniger als 500 kW. Größere Anlagen stellen nur einen marginalen Anteil der Anlagen mit einem Alter von über 20 Jahren. In Abbildung 22 sind die Anteile in Bezug auf Anlagenanzahl und Leistung nach Leistungsklassen im Weiterbetrieb dargestellt.

Abbildung 22:
Leistungsklasse der Weiterbetriebsanlagen (Anlagenalter ≥ 20 Jahre am Stichtag: 30.06.2017)

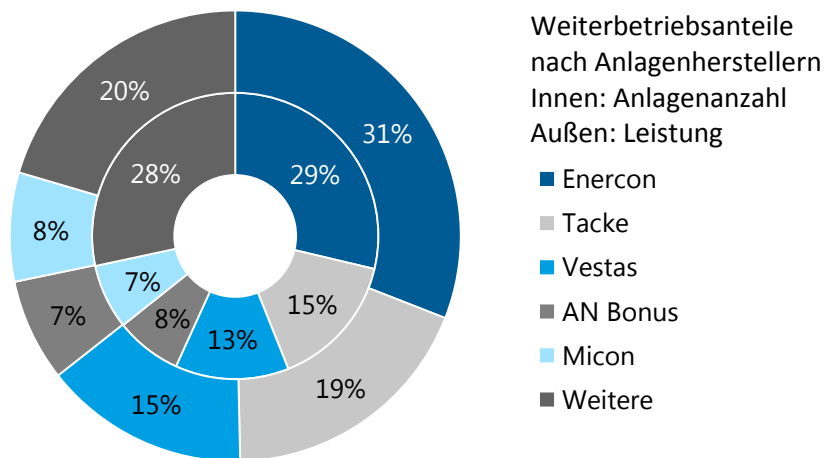
Datenbasis: BDB 6/17



Auch die Anlagen im Weiterbetrieb wurden von unterschiedlichsten Herstellern errichtet. Die Anteile der verschiedenen Hersteller können Abbildung 23 entnommen werden. Etwa die Hälfte der Leistung stellen dabei Enercon und Tacke-Anlagen – bezogen auf die Anlagenanzahl ist ihr Anteil etwas geringer. Auch Vestas, AN Bonus und Micon haben einen Anteil von jeweils mindestens 7% der Weiterbetriebsanlagen.

Abbildung 23:
Herstelleranteile der Weiterbetriebsanlagen (Anlagenalter ≥ 20 Jahre am Stichtag: 30.06.2017)

Datenbasis: BDB 6/17



Rückschlüsse darauf, welche Leistungsklassen oder Hersteller häufiger oder seltener in den Weiterbetrieb übernommen wurden, lassen sich jedoch nicht treffen. Die Frage, welche Anlagen welcher Hersteller und welchen Typs besonders häufig zurückgebaut wurden, ist einerseits zwar von der jeweiligen Häufigkeit der Installation abhängig, zum anderen stellt aber das Vorhandensein von Repoweringmöglichkeiten einen wichtigen leistungs- und Hersteller-unabhängigen Einflussfaktor dar.

7 BETRIEBSKOSTEN IN DER DRITTEN BETRIEBSDEKADE

Bisher liegen keine umfassenden Kenntnisse über die Betriebskosten im Weiterbetriebszeitraum vor. Die Deutsche WindGuard hat bereits Hinweise zu den Gutachtenkosten des Weiterbetriebs sowie zu möglichen Betriebskosten auf Basis vorhandener Kostendaten gegeben. [DWG 2016 – Kurzanalyse im Auftrag von Naturstrom] Diese sollen in der vorliegenden Analyse mit weiteren Daten hinterlegt werden. Zielsetzung ist es, hierbei im Schwerpunkt auf die Anlagen Bezug zu nehmen, deren EEG-Vergütungsanspruch in den Jahren nach 2020 endet und die nach 2000 installiert wurden. Diese stellen relevante Gesamtleistungsbestände und die betreffenden Anlagen verfügen über eine Nennleistung ≥ 1 MW. Die Ausweisung der durchschnittlichen Kosten erfolgt zur besseren Vergleichbarkeit im Weiteren mit den am Markt erzielbaren Einnahmen in Form von Stromgestehungskosten je erzeugter Kilowattstunde.

7.1 WARTUNGSKONZEPTE UND -KOSTEN

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurden zusätzliche Analysen zu den tatsächlichen Wartungskosten im Weiterbetriebszeitraum durchgeführt. Dieser Bereich macht etwa die Hälfte der Betriebskosten aus und stellt somit den größten Einflussfaktor dar. In einer vorhergehenden Analyse [DWG 2016] wurden die Wartungs- und Reparaturkosten zudem als der Bereich identifiziert, in dem ggf. noch Kostensenkungspotential für die dritte Dekade liegen könnte.

Um bzgl. der Wartungskonzepte und -kosten zu einer differenzierteren Aussage zu gelangen, wurden zunächst Interviews mit übergeordneten Marktakteuren durchgeführt und daraufhin in Verbindung mit den in Kapitel 4 erfolgten Auswertungen zur Charakteristik des betroffenen Anlagebestands Annahmen für möglichst repräsentative Fallbeispiele im Bereich Wartungskonzepte und -kosten entwickelt.

7.1.1 ERGEBNISSE DER DURCHFÜHRTEN INTERVIEWS

Zur Konkretisierung der Daten im Bereich Wartung und Reparatur wurden Interviews mit Anlagenherstellern, unabhängigen Wartungsanbietern, Projektentwicklern und einem Versi-

cherer geführt. Die Ergebnisse lassen sich nicht auf einen bestimmten Anlagenbestand beziehen und ermöglichen keine quantitativen Auswertungen zum abgedeckten Marktanteil. Es können aber anhand wiederkehrender Aussagen folgende allgemeine Tendenzen identifiziert und Stimmungsbilder sowie Strategien im Bereich Weiterbetrieb von Windenergieanlagen abgeleitet werden. [DWG-Interviews 2017]

Wartungskonzept

Die Wartungskonzepte sind laut der Aussagen von Herstellern und unabhängigen Dienstleistern individuell je nach Bedarf und Strategie zusammenstellbar. Zwei Hersteller gaben an, ihr Wartungskonzept modular aufzubauen, so dass zu grundlegenden Inhalten (Basiswartung) zusätzliche Module nach Wunsch und Bedarf gewählt werden können. Der Begriff Basiswartung wurde durch die befragten Unternehmen teils unterschiedlich definiert. In jedem Fall sind hierbei grundlegende Wartungstätigkeiten (Anforderungen aus dem Wartungspflichtenheft) gemeint, je nach Anbieter ergänzt um Leistungen wie die Fernüberwachung und technische Beratung oder Beinhaltung kleinerer Reparaturen. Alle befragten Unternehmen gaben an, dass die meisten Verträge grundsätzlich im Bereich der Basiswartung abgeschlossen werden. Im Falle eines Wunsches nach mehr Absicherung, können die Verträge dann um zusätzliche Modul-Leistungen ergänzt werden. Sowohl Hersteller als auch unabhängige Dienstleister bieten daneben auch Instandhaltungskonzepte (sog. Vollwartung) für Altanlagen an, die in aller Regel unter Ausschluss von Großkomponentenschäden laufen. Teils wurde Interesse an diesen Vollwartungskonzepten gemeldet, sollte der Kostendruck in dem jeweiligen Projekt nicht zu groß sein, zumeist wurde aber ausgesagt, dass Vollwartungsverträge in der Regel zu teuer für Altanlagen im Weiterbetrieb seien.

Wirtschaftlichkeitsgrenze während des Weiterbetriebs

Im Weiterbetrieb führt ein Großkomponentenschaden in der Regel zur Außerbetriebnahme, da dieser unabhängig von dem spezifischen Weiterbetriebskonzept nicht mehr wirtschaftlich abgedeckt werden kann. Bei allen weiteren Schadensfällen ist die Wirtschaftlichkeitsgrenze abhängig vom Betriebskonzept, vom Windpotential des Standorts, dem verbleibenden Weiterbetriebszeitraum gemäß Gutachten zum Zeitpunkt des Schadens Eintritts sowie der Anlagenleistung. Bei Anlagen mit geringer Nennleistung können demnach je nach Zustand und Wartungskonzept bereits Schäden ab 50 €/kW zum Ende des wirtschaftlichen Betriebszeitraums führen, teils wurden im Rahmen der durchgeführten Interviews aber auch Werte bis zu etwa 200 €/kW als Grenze genannt.

Kosten für Wartung und Reparatur

Die Kosten für Wartung und Instandsetzung/Reparatur der Anlagen in der Weiterbetriebsphase lassen sich laut aller Befragungsteilnehmer schwer verallgemeinern, da diese abhängig vom Zustand der Altanlagen sowie von den bisherigen Belastungen und Verschleißerscheinungen definiert werden. Auch Aspekte wie der Standort der Anlage, deren Nennleistung und die bisherige Kundenbindung spielen bei der Wahl der Konzepte und dem Vertragsabschluss eine Rolle. Zudem fallen die sich individuell ergebenden Reparaturkosten erheblich ins Gewicht. Positiv wirkt es sich aus, wenn in den Betriebsjahren 16-20 noch Komponenten ausgetauscht oder Updates durchgeführt wurden.

In der vorhergehenden Analyse zu den potentiellen Weiterbetriebskosten [DWG 2016] wurden abgeleitet aus den vorliegenden Kostendaten für die zweite Betriebsdekade Kosten von 1,47 ct/kWh für den Bereich Wartung, Instandsetzung und Reparatur angesetzt. Viele der im Rahmen der vorliegenden Studie dazu befragten Unternehmen hielt tendenziell eine (leichte) Unterschreitung dieses Wertes für möglich. Dies scheint ein Artikel der *Neue Energie* zu bestätigen, in dem im Jahr 2016 ein Richtwert von 0,7 ct/kWh für einen Enercon-Wartungsvertrag (inkl. Wartung als geplante Instandhaltung und Fernüberwachung, Reparatur und Austausch von Standard-Ersatzteilen sowie Fehlersuche im Servicefall, aber ohne Austausch von Großkomponenten) erwähnt wurde. Allerdings ist bezüglich des Herstellers Enercon darauf hinzuweisen, dass die Voraussetzung für den Vertragsabschluss eine vorherige Betreuung durch Enercon ist, somit ist der Zustand der Anlage dem Hersteller sehr gut bekannt und für ihn eine verlässlichen Technologieeinschätzung möglich.

Für ältere Windenergieanlagen mit einer relativ geringen Nennleistung von deutlich <1 MW sind die spezifischen Wartungskosten pro kWh im Vergleich zu Anlagen mit größerer Nennleistung häufig etwas höher. Ein Großteil des Grundaufwands für die Wartung sowie etwaige Festbeträge verhalten sich gleich, verteilen sich aber auf einen deutlich geringeren Jahresertrag.⁷ Dies bestätigte eine Erhebung bei Betreibern entsprechender Altanlagen.

⁷ Neben der Wartung betrifft dies vor allem auch den Bereich der Technischen Betriebsführung – siehe hierzu Kapitel 7.2.

7.1.2 ENTWICKLUNG VON ANNAHMEN IM BEREICH WARTUNGSKONZEPTE UND -KOSTEN

Strategie- und Kostenannahmen für die weitere Analyse

Im Folgenden sollen Annahmen entwickelt werden, wie sich typische Wartungskonzepte und -kosten für den ab 2021 von einer Weiterbetriebsentscheidung (d.h. ohne EEG-Vergütung) betroffenen Anlagenbestand darstellen könnten. Die Annahmen können nicht direkt auf heutigen Erkenntnissen im Bereich Weiterbetrieb fußen, da die heute betroffenen Anlagen vor dem Jahr 2000 installiert wurden, entsprechend geringe Leistungen von in der Regel deutlich <1 MW aufweisen und einen bis Ende 2020 bestehenden Vergütungsanspruch nach EEG 2000 haben.

Charakterisierung der betrachteten Anlagen-generation

Aufgrund der deutlich relevanteren installierten Gesamtleistungsanteile wird sich die Diskussion um die Frage der betroffenen Bestände nach 2020 voraussichtlich auf Anlagen ab 1 MW Leistung konzentrieren. Aus diesem Grund wird im Sinne der Zielsetzungen der vorliegenden Analyse folgende Charakterisierung der ab 2021 von einer Weiterbetriebsentscheidung betroffenen Anlagen vorgenommen:

- Guter Windstandort: Rund 80% der betroffenen Anlagen befinden sich in der nördlichen Hälfte Deutschlands. Zudem wurden in den Anfängen der Windenergienutzung tendenziell zunächst die gut bis sehr gut geeigneten Standorte bebaut und erst mit weiter voranschreitender Entwicklung auch weniger windhöffige Standorte gewählt (vgl. Kapitel 3.1).
- Leistung ≥ 1 MW: 82% der im Jahr 2021 betroffenen Leistung verfügt über eine Nennleistung von ≥ 1 MW, dieser Wert steigt auf 95% bei der im Jahr 2025 betroffenen Leistung (vgl. Kapitel 4.1).
- Begrenzter Weiterbetriebszeitraum: Im Unterschied zu den heute von einem Weiterbetrieb betroffenen Anlagen, die sehr robust ausgelegt wurden, verfügen die bei einem Upscaling unterzogenen Anlagen über eine zunehmend leichtere Bauweise, so dass Weiterbetriebszeiträume von deutlich unter 10 Jahren angenommen werden.

Grundlegende Betriebskonzepte

Zur Setzung weiterer notwendiger Annahmen für die weitere Analyse wird es als sinnvoll erachtet, die große Vielfalt der herrschenden Weiterbetriebskonzepte und Vertragsregelungen auf zentrale Fallbeispiele einzugrenzen. Hierzu wird vereinfachend zwischen drei grundlegenden Konzepten unterschieden:

- „Fortsetzung Konzept aus zweiter Dekade“ (Definierte Zusatzleistungen im Vergleich zu den Mindestanforderungen nach dem Wartungspflichtenheft und Bildung von Rücklagen)
- „Optimiertes Konzept“ (Definierte Zusatzleistungen im Vergleich zu den Mindestanforderungen nach dem Wartungspflichtenheft)
- „Low Budget Konzept“ (Mindestanforderungen nach dem Wartungspflichtenheft)

Das erste Konzept sieht eine Fortsetzung des in der zweiten Dekade etablierten Betriebskonzeptes vor. Der Vollwartungsvertrag endete im Lauf der zweiten Dekade, daraufhin wurde ein Anschlusskonzept entwickelt, dieses wird weiter angewendet und sieht einen längerfristigen Weiterbetrieb vor.

Die anderen beiden Konzepte werden speziell für die dritte Betriebsdekade genutzt. Laut den Interviews wird eine über die Basiswartung hinaus gehende Wartungsstrategie in aller Regel nicht gewählt, um Kosten zu sparen und da die Weiterbetriebszeit ohnehin zeitlich begrenzt ist. Diese beiden Konzepte sehen dabei im größeren Schadensfall (die Grenzkosten sind hier sehr individuell und im „Low Budget-Konzept“ tendenziell geringer als im „Optimierten Konzept“) das Ende eines wirtschaftlichen Betriebs und damit die Außerbetriebnahme der Windenergieanlagen vor.

Die folgende Tabelle 3 gibt einen Überblick über die in den Fallbeispielen betrachteten Konzepte und die hierfür angenommenen Kosten im Bereich Wartung und Instandhaltung.

Tabelle 3:

Charakteristika unterschiedlicher Konzepte zur Wartung und Instandhaltung von Windenergieanlagen im Weiterbetrieb

Wartungs- und Instandhaltungskonzepte			
	„Fortsetzung Konzept aus 2. Dekade“	„Optimiertes Konzept“	„Low Budget-Konzept“
Weiterbetriebsstrategie	Längerfristig ausgelegter Weiterbetrieb mit Fortsetzung der Betriebsstrategie der zweiten Betriebsdekade; Bildung von Reparaturrücklagen	Auf mehrere Jahre ausgelegter Weiterbetrieb, mit zustandsorientierten Maßnahmen zur möglichst langen Erhaltung der Anlage; Durchführung von kleineren bis mittleren Reparaturen	Betrieb bis zum ersten relevanten Schadensfall unter Aufwendung der Minimalkosten ohne Rücklagenbildung, Schwerpunkt auf Standsicherheit
Enthaltene Leistungen	Optimierte Basiswartung mit definierten Zusatzleistungen im Vergleich zu den Mindestanforderungen nach dem Wartungspflichtenheft und Bildung von Rücklagen sowie optimiertes Versicherungskonzept	Optimierte Basiswartung mit definierten Zusatzleistungen im Vergleich zu den Mindestanforderungen nach dem Wartungspflichtenheft	Grundlegende Wartungstätigkeiten gemäß der Mindestanforderungen nach dem Wartungspflichtenheft
Außerbetriebnahme	Bei Großkomponentenschaden; ansonsten nach Ende der Restlebensdauer	Bei größerem Schaden, insbesondere Großkomponentenschaden	Bei relevantem Schadenseintritt
Einflussfaktoren Preis	Leistung, Zustand und Standort der Windenergieanlage		
Kostenannahme Wartung und Instandhaltung	1,4 - 1,8 ct/kWh⁸	1 - 1,4 ct/kWh	0,6 - 1 ct/kWh

⁸ In [DWG 2017] wurden durchschnittliche Kosten von 1,47 ct/kWh als Wert angenommen, die Annahmen basieren auf den Kostendaten für die zweite Betriebsdekade, die in DWG 2015 [DWG 2016] ermittelt wurden. An dieser Stelle wird der Wert um einen zusätzlichen, darüber liegenden Wert ergänzt, um auch die Rahmenbedingungen für ältere Anlagen (mit deutlich geringerer Nennleistung als es zum Analysezeitpunkt 2015 der Fall war) mit abzubilden.

7.2 WEITERE KOSTENANTEILE

In Bezug auf die weiteren Betriebskostenanteile wurden keine spezifischen Interviews geführt und somit auf den Ergebnissen vorhergehender Analysen aufgebaut. [DWG 2016]

Bei der Weiterbetriebsentscheidung spielen neben den reinen Betriebskosten auch die Kosten zur Erlangung der Weiterbetriebserlaubnis (administrative Kosten und Gutachten zur Einreichung bei der Genehmigungsbehörde) eine Rolle.

Im Folgenden wird ein Überblick über die erwähnten weiteren Kostenpositionen gegeben. Zunächst erfolgt in Tabelle 4 eine Einschätzung der weiteren Betriebskostenbestandteile.

Tabelle 4:
Einschätzung von weiteren Betriebskostenbestandteilen im Weiterbetrieb

Bestandteil	Wert laut Abschätzung [DWG 2016]	Bewertung Kostenspielraum	Kostenannahme
Pachten (Nutzungsentgelte)	0,51 ct/kWh	Günstige Projektkonstellationen sowie die Ausschreibungssituation für Neuplanungen könnten zu etwas geringeren Kosten führen. Bspw. wenn es keine Repoweringoption auf der Fläche gibt. Auch kann die Argumentation über den (jahrelangen) Zeitraum bis zur Neugenehmigung und zum notwendigen Zuschlag im Ausschreibungssystem verhandlungsfördernd sein. ⁹ Zudem können Altprojekte über Verträge mit geringeren Nutzungsentgelten verfügen, die fortgesetzt werden können.	0,40 ct/kWh

⁹ Stichproben-Erhebungen bei Betreibern zeigten, dass bei älteren Windenergieanlagen häufig Pachten unterhalb der angegebenen Kostenannahme gelten. Gleichzeitig stiegen im Zeitverlauf die Pachten relativ zügig an und der angegebene Wert beinhaltet keine am oberen Ende der Bandbreite liegenden Extremwerte, die mit fortschreitender Entwicklung immer häufiger auftraten. Aus diesem Grund wurde die Annahme für diesen Wert nicht noch weiter reduziert.

Bestandteil	Wert laut Abschätzung [DWG 2016]	Bewertung Kostenspielraum	Kostenannahme
Kaufmännische und Technische Betriebsführung	0,36 ct/kWh	Begrenzte Optionen, ggf. Reduktion durch weniger zustandsorientierte Vertragsauslegung (Herabsetzung von Begehungsintervallen, keine expliziten Maßnahmen zur Fehlerfrüherkennung). Da zusätzlich ein Aufwand für die Vermarktung des Stroms hinzukommen wird, wird die Annahme konstanter Kosten getroffen. ¹⁰	0,36 ct/kWh
Versicherungen	0,07 ct/kWh	Mögliche Reduzierungen wurden bereits in der zweiten Dekade voll ausgeschöpft.	0,07 ct/kWh
Rücklagen	0,00 ct/kWh	Entfallen unter der Annahme, dass in den ersten beiden Dekaden ausreichende Rücklagen für den Rückbau gebildet wurden.	0,00 ct/kWh
Direktvermarktungskosten	2,0 ct/kWh	Es fallen keine Kosten für die Direktvermarktung nach Definition des EEG an, so dass die Position hier entfällt. Die Vermarktung wird voraussichtlich auch über andere Wege erfolgen. Ein Vermarktungsaufwand fällt auch hier an, der sich aber anders zusammensetzen wird. Dieser Aufwand wird dem Bereich der kaufmännischen Betriebsführung zugeordnet.	0,00 ct/kWh
Sonstige Kosten	0,13 ct/kWh	Die Zusammensetzung der Sonstigen Kosten ist im Detail nicht bekannt, weshalb keine Annahmen über Kostensenkungsmöglichkeiten getroffen werden können.	0,13 ct/kWh
Summe weitere Betriebskostenanteile (Mittelwert)			0,96 ct/kWh

¹⁰ Stichproben-Erhebungen bei Betreibern bestätigten, dass sich insbesondere bei älteren Windenergieanlagen mit einer Leistung <1 MW ein größerer Aufwand im Rahmen der Technischen Betriebsführung ergeben kann als es die Kostenannahme wiedergibt. Bei Einzelstandorten und Hofanlagen gibt es aber auch Fälle, in denen keine externe Technische Betriebsführung beauftragt wird. Aufgrund der Ausrichtung aller Annahmen an Anlagen ≥1 MW wird an dieser Stelle der im Rahmen der Kostenanalyse 2015 ermittelte Durchschnittswert nicht weiter variiert.

Kosten zur Erlangung des Nachweises zum Weiterbetrieb

Neben den reinen Betriebskosten fallen Kosten zur Prüfung und Bewertung des Weiterbetriebs und ggf. im Rahmen der Kommunikation mit Behörden an. Um diese in die Betrachtung einfließen zu lassen, wurden die entsprechenden Kosten in einen ertragsabhängigen Wert umgerechnet. Die Kosten setzen sich zum einen aus administrativen Kosten zur Abwicklung sowie den Kosten für die gutachterliche Bewertung zum Weiterbetrieb zusammen.

Die Gutachtenkosten stellen hierbei den Haupt-Kostenanteil. Diese können stark variieren und liegen laut einer Analyse der Deutschen WindGuard pro Anlage zwischen 7-20 €/kW bzw. inkl. der weiteren Kosten für die Abwicklung der Weiterbetriebserlaubnis bei 8,75-25 €/kW. Hieraus wurde ein möglichst realistischer ertragsabhängiger Mittelwert errechnet, der im Rahmen vorhergehender Analysen auf durchschnittlich 0,33 ct/kWh eingeschätzt wurde. [DWG 2017] Da keine neueren Erkenntnisse vorliegen, wird dieser Wert im Folgenden weiter verwendet.

7.3 ABSCHÄTZUNG DES EINNAHMENBEDARFS

Hohe Standardabweichung bei Betriebskosten von Windenergieanlagen

In den vorhergehenden Kapiteln wurden die potentiellen durchschnittlichen Betriebskosten von Windenergieprojekten im Weiterbetrieb untersucht. Es ist dabei wichtig zu beachten, dass gerade die Betriebskosten durch eine hohe Standardabweichung (30-40%) gekennzeichnet sind. Nähere Untersuchungen der zur Verfügung stehenden Daten haben gezeigt, dass etwa die Hälfte der Projekte in der Datenbasis gut durch die Durchschnittswerte repräsentiert wird. Etwa 22% sind durch im Vergleich günstigere Kostenstrukturen und etwa 25% durch höhere Kostenstrukturen gekennzeichnet (diese Abweichungen bewegen sich in einer Größenordnung in Höhe der Standardabweichung von 30%). [DWG 2016].

Bzgl. der weiteren Vorgehensweise werden folgende grundlegende Schlussfolgerungen gezogen:

- Die Projekte mit günstigeren Kostenstrukturen im Vergleich zum Durchschnitt (etwa 22% in der Datenbasis) hätten im Vergleich zu den Projekten mit durchschnittlichen Kosten entsprechend größere Chancen auf eine Wirtschaftlichkeit im Weiterbetrieb. Besteht Kenntnis über die Situation der Projekte mit durchschnittlichen Kosten, lassen sich direkt Schlussfolgerungen in Bezug

auf die Projekte mit leicht günstigeren Kostenstrukturen ziehen.

- Die Projekte mit höheren Kostenstrukturen im Vergleich zum Durchschnitt (etwa 25% in der Datenbasis) haben im Vergleich zu den Projekten mit durchschnittlichen Kosten schlechtere Chancen auf einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb. Sollte die Marktsituation eng sein, würden diese Projekte nicht weiter betrieben. Es ist zu erwarten, dass sich mögliche politische Lösungen zur Erhaltung der Wirtschaftlichkeit von Weiterbetriebskonzepten nicht an dieser Gruppe, sondern eher an den Projekten mit durchschnittlichen und geringeren Kosten orientieren würden.
- Die Datenauswertungen lassen darauf schließen, dass die Projekte mit durchschnittlichen Kostenstrukturen die größten Anteile des Marktes repräsentieren (etwa 53%). An diesen Werten sollten sich mögliche weitere Analysen sowie Handlungsempfehlungen somit orientieren. Die Projekte mit günstigeren Kostenstrukturen würden dadurch automatisch mit abgedeckt.

Im Folgenden wird demnach im Sinne einer zielgerichteten Analyse weiterhin auf durchschnittliche Werte eingegangen. Da die Wartungs- und Reparaturkosten hierbei nach Betriebsstrategien unterschieden werden und den mit Abstand größten Anteil an den Betriebskosten ausmachen, geben die Ergebnisse zusätzlich eine Information über die bestehende, durch den Betreiber beeinflussbare Bandbreite (auch hier bezogen auf durchschnittliche Werte).

Mindestrendite

Die Mindestrendite wird im Einnahmenbedarf berücksichtigt, da ohne eine positive Renditeerwartung kein wirtschaftlicher Anreiz für einen Weiterbetrieb bestünde und dieser somit unwahrscheinlich würde.

Die Renditeannahme muss einen wirtschaftlichen Anreiz für den Weiterbetrieb beinhalten und Risiken, die nicht mehr durch die EEG-Vergütung abgefangen werden, berücksichtigen. Denn auch im Weiterbetriebszeitraum spielt das Windrisiko eine relevante Rolle. Schlechte Windjahre wirken sich innerhalb des begrenzten Zeitraums stärker aus. Somit beinhaltet diese Position auch Reserven in Bezug auf das vorhandene Windrisiko. Bei Eintritt von schlechten Windjahren könnten sonst die Betriebskosten ggf. nicht mehr gedeckt werden.

Die nötige Mindestrendite wurde durch die Deutsche WindGuard im Rahmen einer Vorgängerstudie auf 0,5-1,0 ct/kWh abgeschätzt. [DWG 2016] Die weiteren Datenerhebungen im Rahmen der vorliegenden Studie bestätigten mehrheitlich diese Annahme.

Zur Einschätzung der angegebenen Annahme für die Mindestrendite ist ein Blick auf die sich hieraus ergebenden absoluten Zahlen hilfreich: Aus der angegebenen Annahme von 0,5-1,0 ct/kWh ergibt sich bspw. für eine 1.000 kW Anlage mit 1.600 Volllaststunden ein finanzieller Anreiz für das unternehmerische Risiko zum Weiterbetrieb von etwa 8.000 € bis 16.000 € pro Jahr, mit steigendem Energieertrag, durch eine größere Anlagenleistung oder höhere Volllaststunden, steigt bei gleichen Renditeannahmen der finanzielle Anreiz.

In der Realität wird die Renditeerwartung von der jeweiligen Projektkonstellation abhängen:

- Je höher die zu erwartenden Erträge sind, desto kleiner wird der in ct/kWh anzusetzende Wert für die Renditeerwartung (aufgrund der steigenden absoluten Einnahmen) – mit steigender Anlagenleistung und/oder steigenden Volllaststunden könnten geringere Werte als die hier angesetzten Werte ausreichend sein.
- Sobald Ersatzinvestitionen / Reparaturen an den Altanlagen vorgenommen werden, steigen die Renditeerwartungen in der verbleibenden Restlebenszeit; wenn diese im Rahmen der bisher gewählten Wartungs- und Instandhaltungsstrategie (siehe Kapitel 7.1) nicht mehr erfüllt werden können, wird ggf. für die Restlaufzeit ein weniger ambitioniertes Konzept gewählt, um die Renditeerwartung noch erfüllen zu können.
- Einfluss auf die Anforderungen nimmt auch die jeweilige Betreiber-/Investorenstruktur, bspw. könnten bestimmte Mindestausschüttungen vorausgesetzt werden.

Einnahmenbedarf Gesamt

Zusammenfassend ergibt sich der in Tabelle 5 dargestellte durchschnittliche Einnahmenbedarf. Aufgrund ihres Gewichts und der vorhandenen detaillierten Datenerhebung werden die Wartungs- und Instandhaltungskosten analog zu den vorangegangenen Kapiteln an dieser Stelle weiterhin differenziert ausgewiesen.

Tabelle 5:
Einnahmenbedarf in den Fallbeispielen nach Kostenpositionen

Kostenpositionen (Mittelwerte)	Einnahmenbedarf Weiterbetrieb (ct/kWh)		
	„Fortsetzung Konzept aus 2. Dekade“	„Optimiertes Konzept“	„Low Budget-Konzept“
Wartungs- und Reparaturkosten	1,6	1,2	0,8
Weitere Betriebskosten	0,96		
Kosten zur Erlangung der Weiterbetriebserlaubnis	0,33		
Mindestrendite-Erwartung	0,75		
Summe nach Strategie	3,6	3,2	2,8

Zu beachten ist, dass sich nicht jede Altanlage klar einem dieser Konzepte zuordnen lässt bzw. den Fallbeispielen entspricht. In der Realität verschwimmen die Preisklassen und Anlagen mit geringer Nennleistung bedingen tendenziell höhere Kosten, andere Effekte üben Technologie und Standort aus.

Außer bei dem Fortsetzungskonzept setzen die dargestellten Varianten bereits voraus, dass gegenüber dem Betriebskonzept in der zweiten Dekade weitere Reduzierungen des Leistungsumfangs, bspw. bei der Wartung, erfolgt sind. Das heißt auch, dass in der Regel bei einem größeren Schaden (im Falle „Low Budget“ ggf. auch bei jeglichem Schadenseintritt) die Anlagen nicht mehr wirtschaftlich weiter betrieben werden können und außer Betrieb gehen. Bei beiden Varianten ist zudem eine große Standardabweichung zu berücksichtigen.

7.4 VERMARKTUNGSMÖGLICHKEITEN

Betreiber von Windenergieanlagen im Weiterbetrieb nach 2020 haben theoretisch unterschiedliche Möglichkeiten, ihren Strom zu verkaufen. Im Folgenden werden die wichtigsten Möglichkeiten aus derzeitiger Sicht kurz umrissen:

Vermarktung über einen Direktvermarkter

Direktvermarktungsvertrag: Der Betreiber schließt, wie bereits in der ersten und zweiten Dekade, einen Direktvermarktungsvertrag mit einem Direktvermarkter ab. Als Orientierungswert für potentielle Einnahmen können hier die Strombörsenpreise für Windenergie dienen. Der Direktvermarkter wird allerdings einen Abschlag auf die Einnahmen einbehalten, um seine eigenen Kosten zu decken. Dies wurde bereits im Rahmen der Kostenannahmen erläutert. Da bisher Anlagen mit Installation vor 2014 und generell Anlagen mit einer Leistung <100 kW nicht zur Direktvermarktung verpflichtet sind, ist nicht sicher, für wie viele ältere Anlagen diese Option in Frage

kommt. Für Anlagen mit sehr geringer Leistung (<200 kW) könnte es ggf. schwierig sein, einen Direktvermarkter zu finden, wie derzeitige Erfahrungen in anderen Sparten zeigen. Bei den Anlagen, die in den weiteren Jahren nach 2020 vor der Weiterbetriebsentscheidung stehen und die häufig bereits über eine Leistung von 2 MW verfügen, ist die Option Direktvermarktung aber in der Regel vorhanden.

Stromliefervertrag mit einem (Öko-)Stromanbieter

Stromliefervertrag mit einem (Öko-)Stromanbieter: Der Betreiber liefert seinen Strom an einen Ökostromanbieter, der diesen in seinen Strom-Mix integriert. Da keine EEG-Förderung mehr erfolgt, können Herkunftsnachweise beantragt werden und die Grünstromeigenschaft vermarktet werden. Die Preissetzung wird sich vermutlich ebenfalls an den Börsenpreisen für die Windenergie orientieren, ggf. mit einem zusätzlichen Anreiz. Die Mengen, die über diesen Weg vermarktet werden können und zu welchem Preis, werden auch davon abhängig sein, ob die Politik ein neues Grünstromprivileg bzw. Grünstrommarktmodell einführen wird. Nach der Abschaffung des Grünstromprivilegs im EEG 2014 wurden die Strommengen aus Windenergie im Strom-Mix der Ökostromanbieter stark reduziert und nicht selten ganz herausgenommen und durch Strom aus Wasserkraft ersetzt. Damals musste ein Ökostromanbieter aber auch einen Preis leicht oberhalb der Grundvergütung zahlen, damit das Modell aus Betreibersicht attraktiv wurde. Wenn kein EEG-Vergütungsanspruch mehr besteht, könnten entsprechend öfter derartige Verträge wieder eine mögliche Vermarktungsoption darstellen.

Regionale Vermarktung/Vermarktung an Großabnehmer

Regionale Vermarktung/Vermarktung an Großabnehmer: Eine Variante stellen auch Direktlieferverträge mit regionalen Abnehmern dar, häufig sind dies größere Industrieunternehmen, möglich ist die Variante aber auch in Verbindung mit Privathaushalten. Die Lieferung kann weiter über das öffentliche Netz oder als Direktlieferung über eine zusätzliche Anbindungsleitung erfolgen. Die Option gewinnt an Attraktivität, wenn bei einer Lieferung in räumlicher Nähe ggf. die Stromsteuer eingespart werden kann. Zudem können vermiedene Netzentgelte geltend gemacht werden.¹¹

Mögliche weitere Optionen in der Zukunft

Es ist denkbar, dass sich mit dem prognostizierten Leistungsvolumen von Weiterbetriebsanlagen zukünftig weitere Optionen für Betreiber zur Vermarktung von älteren Windenergie-

¹¹ Der Anspruch auf die Auszahlung vermiedener Netzentgelte wird im Rahmen des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes (verabschiedet durch den Bundestag am 31.06.2017) allerdings auch für Bestandsanlagen bis 2020 schrittweise abgeschafft.

anlagen ergeben werden. Zum einen sind bis Ende 2020 weitere EEG-Novellen und Veränderungen der Rahmenbedingungen zu erwarten, die entweder direkte Regelungen für die Windenergieanlagen mit einem Alter von über 20 Jahren enthalten könnten, oder aber neue Möglichkeiten im Bereich alternativer Vermarktungsmodelle ermöglichen könnten. Bei erhöhtem Bestand an betreffenden Altanlagen und entsprechendem Bedarf für Anschlussvermarktungsmodelle könnten sich bspw. innovative Unternehmen im Stromsektor mit Angeboten platzieren, die aus heutiger Sicht noch nicht absehbar sind.

8 TENDENZEN ZUR RAUMPLANERISCHEN SITUATION DER ALTANLAGEN

Bei der Weiterbetriebsentscheidung sowie für die Dauer des Weiterbetriebszeitraums spielen die Repoweringmöglichkeiten auf der jeweiligen Fläche eine entscheidende Rolle. Durch das Repowering können moderne Anlagen auf den Flächen installiert werden, was in der Regel zu einer Leistungssteigerung und somit bezogen auf die Flächennutzung auch aus energiepolitischer Sicht wünschenswerten Entwicklung führt. An vielen Standorten ist jedoch kein Repowering möglich und der Weiterbetrieb somit die einzige Option, um dort weiter Strom aus Windenergie zu generieren.

Wie viele der mit Altanlagen bebauten Flächen für ein Repowering in Frage kommen, lässt sich nicht eindeutig abschätzen. Neben der Frage, ob es sich um Raumordnungsgebiete für die Windenergienutzung handelt, spielen auch die Größe und der Zuschnitt der Gebiete, die politischen sowie die immissions- und artenschutzrechtlichen Vorgaben eine Rolle.

Aus diesem Grund können im Folgenden nur einige Hinweise auf aktuelle Entwicklungen im Bereich der Raumplanung und die Situation von Altanlagen gegeben werden. Exemplarisch werden hierbei die Bundesländer vertieft betrachtet, in denen laut der Analysen in Kapitel 2 die meisten betroffenen Altanlagen installiert sind. Anhand der Anzahl der Ende 2020 aus der EEG-Vergütung laufenden Altanlagen ergibt sich folgende Reihenfolge:

- Niedersachsen
- Nordrhein-Westfalen
- Schleswig-Holstein
- Sachsen-Anhalt
- Brandenburg

Aufgrund der sehr unterschiedlichen Grundlagen in den verschiedenen Planungsräumen variiert die Verfügbarkeit entsprechender übergeordneter Informationen.

8.1 NIEDERSACHSEN

In Niedersachsen wurden im Oktober 2017 außerplanmäßig Neuwahlen durchgeführt. Die SPD ist dabei als stärkste Kraft hervor gegangen, erreicht aber gemeinsam mit dem vorherigen Koalitionspartner der Grünen keine Mehrheit mehr. Zum Zeitpunkt des Abschlusses der vorliegenden Analyse gingen die Zeichen in Richtung einer großen Koalition zwischen SPD und CDU. Die seit 2013 tätige rot-grüne Koalition der letzten Jahre hatte 2016 einen Erlass für die Planung von Windenergiestandorten geschaffen, der u.a. das gezielte Vorantreiben des Repowering vorsah. Durch die unklare derzeitige Situation sind Abschätzungen im Hinblick auf die zukünftige Regierungsausrichtung im Bereich der Windenergie nicht im Detail möglich, grundsätzlich erkennen die wahrscheinlichen Koalitionspartner SPD und CDU die wichtige Rolle der Windenergie in Niedersachsen in wirtschaftlicher und energiepolitischer Hinsicht aber beide an.

Landes-Raumordnungsprogramm Niedersachsen

Im September 2017 erfolgte die Neubekanntmachung der Verordnung über das Landes-Raumordnungsprogramm Niedersachsen. Darin wird die Sicherung geeigneter Gebiete für die Windenergienutzung als Vorrang- und Eignungsgebiete unter Berücksichtigung der Repowering-Möglichkeiten in den regionalen Raumordnungsprogrammen als Ziel formuliert. Für die zehn windhöufigsten Landkreise und kreisfreien Städte werden konkrete Mindestmengen für die in Vorranggebieten zu errichtende Leistungen aus Windenergie formuliert, die sich insgesamt auf 1.360 MW belaufen. Es wird zudem ausgesagt, dass in Vorrang- und Eignungsgebieten für die Windenergie keine Höhenbegrenzungen festgelegt werden sollen. Für Altstandorte außerhalb von Vorrang- und Eignungsgebieten ohne Repowering-Eignung sollen geeignete zusätzliche Vorrang- und Eignungsgebiete ausschließlich für Repowering-Maßnahmen festgelegt werden. Der Rückbau der Altanlagen ist hierbei jeweils in einem raumordnerischen Vertrag zwischen den Planungsträgern, den Grundeigentümern und den Windparkplanern näher festzulegen. [LROP 2017]

Windenergieerlass

Der 2016 verabschiedete Windenergie-Erlass formuliert das Ziel, dass bis 2050 mindestens 20 GW an installierter Leistung aus Windenergie an Land entstehen sollen. Die Träger der Regionalplanung und Gemeinden sollen mindestens 7,35% ihrer jeweiligen Potenzialfläche aus Raumordnungsgebiete für die Windenergienutzung ausweisen, was in Summe 1,4% der Landesfläche entspricht; die Repowering-Möglichkeiten sollen

hierbei ausdrücklich berücksichtigt werden. Es sollen auch Raumordnungsgebiete festgelegt werden, die ausschließlich für Repowering-Maßnahmen zur Verfügung stehen, das Repowering-Potenzial soll möglichst umfänglich genutzt werden, um zusätzlichen Flächenverbrauch zu begrenzen. [NDS 2016]

Die Möglichkeiten für das Repowering werden dadurch gestützt, dass in FFH- und Vogelschutzgebieten (wo normalerweise keine Raumordnungsgebiete entstehen sollen) das Repowering von in den Gebieten liegenden Altanlagen möglich ist, wenn dies nicht zu erheblichen Beeinträchtigungen des Gebiets führt. [NDS 2016]

Regionale Raumordnungsplanung auf Kreisebene

Die regionale Raumordnungsplanung ist in Niedersachsen größtenteils auf Kreisebene organisiert. Die unterschiedlichen Programme weisen unterschiedlichste Entwicklungsstadien und Änderungsversionen auf. Stichprobenhaft wurden einige RROP bzw. RROP-Entwürfe gesichtet. Hierbei zeigte sich, dass in einigen Landkreisen sehr viele der Windenergieanlagen in Bereichen stehen, die in den neuen Raumordnungsplänen nicht mehr als Vorranggebiete ausgewiesen werden. Die Flächen waren oftmals in der vorhergehenden Version des Raumordnungsprogramms als Windenergieflächen ausgewiesen oder wurden in den Flächennutzungsplänen als Sonderbauflächen für Windenergie definiert. Um diese Flächen weiterhin für die Windenergienutzung zu erhalten, kann eine Ausnahmeregelung definiert werden, um das Repowering unter bestimmten Voraussetzungen auch auf diesen Flächen zuzulassen. Die Voraussetzungen für das Repowering können unterschiedlich gestaltet sein, beispielsweise darf im Emsland die Gesamthöhe der neuen Anlagen die Höhe der Bestandsanlagen in den betreffenden Flächen nicht übersteigen. In Cuxhaven wird stattdessen die Rotorfläche begrenzt: die Rotorfläche aller Neu-Anlagen darf die Rotorfläche der zurückgebauten Anlagen in Summe nicht übersteigen.

Ausnahmeregelungen für Repowering außerhalb von Vorranggebieten

8.2 NORDRHEIN-WESTFALEN

Landesentwicklungsplan sieht konkrete Ziele zur Flächenfestlegung für die Windenergie vor

In Nordrhein-Westfalen wird die Landesplanung von der Staatskanzlei wahrgenommen (Landesplanungsbehörde). Diese Landesplanungsbehörde legt die räumlichen Ziele und Grundsätze der Landesentwicklung im Landesentwicklungsplan (LEP) fest. Der zum Zeitpunkt der Studiererstellung aktuelle LEP ist am 25.01.2017 im Gesetz- und Verordnungsblatt (GV.NRW) veröffentlicht worden und in Kraft getreten.

Zum Umfang der Flächenfestlegungen für die Windenergienutzung wird darin ausgesagt, dass die von den Trägern der Regionalplanung zeichnerisch festgelegten Vorranggebiete für die Nutzung der Windenergie mindestens folgende Flächenkulisse regionalplanerisch sichern sollen: [LEP NRW 2017]

- Planungsgebiet Arnsberg 18.000 ha,
- Planungsgebiet Detmold 10.500 ha,
- Planungsgebiet Düsseldorf 3.500 ha,
- Planungsgebiet Köln 14.500 ha,
- Planungsgebiet Münster 6.000 ha,
- Planungsgebiet des Regionalverbands Ruhr 1.500 ha.

Planungsträger sind die Regionalräte für die fünf Regierungsbezirke sowie im Verbandsgebiet des Regionalverbandes Ruhr die Verbandsversammlung des Regionalverbandes Ruhr. In fünf Planungsregionen sind Regionalpläne vorhanden, im Verbandsgebiet des Regionalverbandes Ruhr wird dieser zurzeit erarbeitet. [FA Wind 2017]

Zum Repowering wird im LEP ausgesagt, dass die Regional- und Bauleitplanung das Repowering von älteren Windenergieanlagen mit Ersatz durch eine geringere Anzahl neuer, leistungsstärkerer Windenergieanlagen unterstützen sollen. Demnach sollen kommunale Planungsträger die bauleitplanerischen Voraussetzungen schaffen, um die Repowering-Windenergieanlagen räumlich zusammenzufassen oder neu zu ordnen. [LEP NRW 2017]

Koalitionsvertrag aus dem Juni 2017 sieht restriktive Regelungen für die Windenergie vor

Zum Zeitpunkt der Studiererstellung sorgt der im Juni 2017 verabschiedete Koalitionsvertrag von CDU und FDP für Verunsicherung im Hinblick auf den zukünftigen Windenergiezubau in Nordrhein-Westfalen. Dieser führt im Vergleich zu den Zielsetzungen in den vergangenen Jahren zu maßgeblichen Veränderungen, die sich auch auf die Repoweringmöglichkeiten für bestehende Windenergieanlagen auswirken werden.

Im Detail sieht der Koalitionsvertrag folgende, in Bezug auf die Fragestellungen der vorliegenden Analyse relevante Regelungen vor [CDU/FDP NRW 2017]:

- Bei Neuanlagen soll eine Abstandsregelung von 1.500 Meter zu reinen und allgemeinen Wohngebieten umgesetzt werden.
- Die Verpflichtung im Landesentwicklungsplan zur Ausweisung von Windvorrangzonen wird ebenso wie die Privilegierung der Windenergieerzeugung im Wald aufgehoben.
- Die bedarfsgerechte Befeuern von Neuanlagen und mit Übergangsfrist auch für Altanlagen soll für Windenergieanlagenbetreiber verpflichtend werden.
- Um die Zahl neuer Anlagen zu beschränken und die Zahl von Altanlagen abzubauen, soll an durch Windkraft geprägten Standorten Repowering ermöglicht werden.

Die genannten Ziele würden bei vollumfänglicher Umsetzung zu einer extremen Beeinträchtigung des Ausbaus in Nordrhein-Westfalen führen, mit entsprechenden Auswirkungen auf die dortigen Branchenakteure.

Neuer Windenergie-Erlass

Der erste Schritt, um die genannten Koalitionsvereinbarungen umzusetzen, besteht in einem neuen Entwurf für Änderungen am Windenergie-Erlass, der zum Zeitpunkt der Studiererstellung in das Beteiligungsverfahren geht. Die Landesregierung will dabei die kommunale Planungshoheit stärken. Der derzeitige Entwurf stärkt die Kommunen, indem er den unteren Naturschutzbehörden der Landkreise mehr Gewicht gibt. Bzgl. des Abstands von 1.500 Metern zu reinen Wohngebieten findet sich im Windenergieerlass ein Fallbeispiel zu den Lärmschutzanforderungen an einen durchschnittlichen Windpark, was aber auch bereits der Erlass von 2005 vorsah. Weitere Neuregelungen in dieser Hinsicht wären erst nach Anpassung der anderen rechtlichen Rahmenbedingungen möglich. [NRW 2017]

In den weiterhin geltenden, nicht geänderten Teilen des Erlasses von 2015 finden sich nähere Regelungen in Bezug auf das Repowering. Bspw. wird festgelegt, dass in Bebauungsplänen festgesetzt werden kann, dass in Konzentrationszonen nur neue Windenergieanlagen errichtet werden dürfen, wenn dafür andere im Bebauungsplan bezeichnete Windenergieanlagen innerhalb einer definierten Frist zurückgebaut werden. Der Erlass weist auch darauf hin, dass Höhenbegrenzungen Repowering-Vorhaben verhindern können und empfiehlt, die-

se entsprechend zu prüfen und aufzuheben, um Flächennutzungsmöglichkeiten für die Windenergie zu erweitern. [NRW 2015]

Zum Zeitpunkt der Studiererstellung findet das Beteiligungsverfahren zum überarbeiteten Erlass statt. Voraussichtlich wird die Änderung des Windenergie-Erlasses Anfang 2018 rechtsverbindlich.

Der Erlass hat eine lenkende und keine bindende Wirkung. Neben dem Erlass bereitet die Landesregierung Modifikationen am LEP vor und will eine Änderung bundesrechtlicher Vorgaben erreichen, um die Ziele des Koalitionsvertrags umzusetzen. Demnach soll danach der Windenergie-Erlass erneut angepasst werden. Allerdings ist der zum Zeitpunkt der Studiererstellung aktuelle LEP erst seit Anfang dieses Jahres in Kraft und eine erneute Überarbeitung ist als sehr komplex und zeitaufwendig einzuschätzen, die letzte Überarbeitung dauerte bspw. über vier Jahre. Ein neuer LEP hätte aber im Gegensatz zum Erlass rechtliche Bindungswirkung in Bezug auf die Ziele der Raumordnung, und zwar bereits in seinem Entwurfsstadium.

Mögliche Auswirkungen bei einem 1.500 m Abstand

Sollten die Veränderungen gemäß den Absichtserklärungen im Koalitionsvertrag im weiteren Zeitverlauf doch Realität werden, hätte dies allerdings erhebliche Auswirkungen auch in Bezug auf den Weiterbetrieb und das Repowering von Windenergieanlagen. Wenn für zukünftige Repoweringvorhaben auch der 1.500 m-Abstand zu berücksichtigen sein sollte, würden sich die Repoweringflächen drastisch reduzieren und je nach Flächenzuschnitt ggf. gar kein Neuprojekt auf der bestehenden Alt-Windparkfläche umsetzbar sein. Dies würde die Anreize für einen möglichst langen Betrieb der Altanlagen deutlich erhöhen.

Obwohl gleichzeitig zwar das Repowering als Möglichkeit zur Reduzierung der Altanlagenzahl im Koalitionsvertrag explizit genannt wird, ist die Frage zu stellen, inwiefern genügend Neuflächen speziell hierfür geschaffen werden können. Denn die Einführung des generellen 1.500-Abstandes hätte Abschätzungen zufolge eine Reduzierung des Flächenpotentials um etwa 80% zur Folge, hätte also eine große Wirkung im Hinblick auf die Anzahl möglicher Neuausweisungen. [DUH 2017]

8.3 SCHLESWIG-HOLSTEIN

Gemäß dem Koalitionsvertrag aus 2017 soll die Windenergie an Land bis 2025 einen Beitrag von 10 GW installierter Leistung erbringen, es wird erwartet, dass dafür etwa 2% der Landesfläche als Eignungsgebiete für Windkraft benötigt werden. Es wird das Ziel formuliert, in ehemaligen Eignungsgebieten und bei Bestandsanlagen insbesondere an den windreichen Küstenstandorten, die mit dem neuen Kriterienkatalog vereinbar sind, das Repowering zu ermöglichen. Zudem soll eine juristische Prüfung eingeleitet werden, ob zusätzlich auch Repowering von Altanlagen außerhalb der Potenzialfläche möglich ist. Auch eine Flexibilisierung der Abstandsvorgaben soll geprüft werden und die Frage gestellt werden, ob Repowering immer dann ermöglicht werden kann, wenn mindestens zwei Anlagen innerhalb des gleichen räumlich-funktional zusammenhängenden Landschaftsraumes abgebaut werden. [CDU/Grüne/FDP SH 2017] Damit könnte der Koalitionsvertrag zu weiteren Möglichkeiten im Bereich des Repowerings von Altanlagen führen.

Planungsträgerschaft auf Landesebene

Die Planungsträgerschaft ist in Schleswig-Holstein auf Landesebene angesiedelt. Zurzeit befinden sich sowohl die Teilfortschreibung des Landesentwicklungsplans zum Sachthema Windenergie als auch die jeweiligen Teilaufstellungen in den drei Planungsräumen in der Überarbeitung. Die Beteiligungsphase für die Ende 2016 veröffentlichten Entwürfe wurde Ende Juni beendet. [bolapla-sh 2017]

Aktuelle Situation in den Planungsräumen

In den zum Zeitpunkt der Studienerstellung aktuellen Entwürfen wurden 1,98% der Fläche als Vorranggebiete ausgewiesen. Dabei sind etwa 70% der Eignungsflächen von 2012 und 47% der Eignungsgebiete von 1997 bestätigt. Somit liegen 1.805 Bestandsanlagen (58% des Anlagenbestands) innerhalb der voraussichtlichen zukünftigen Vorranggebiete. Die übrigen 1.306 Windenergieanlagen außerhalb von Vorranggebieten unterliegen dem Bestandsschutz. Von diesen Anlagen liegen 881 innerhalb der weichen Tabuzone zum Siedlungsabstand (näher als 400 bzw. 800 m), 285 Anlagen fallen unter anderer weicher Tabu- und Abwägungskriterien und die übrigen fallen unter harte Tabukriterien oder liegen außerhalb der Eignungsgebiete von 2012. [SH 2017]

Geplante „Repowering-Vorranggebiete“

Von den 1.306 Windenergieanlagen außerhalb von Vorranggebieten sind 588 bereits über 10 Jahre im Betrieb und haben eine Leistung von 2 MW oder weniger. Diese Anlagen weisen der Raumplanung zufolge Repowering-Potenzial auf. Da sie

nicht an ihren jetzigen Standorten ersetzt werden können, sind in Schleswig-Holstein spezielle Vorranggebiete für Repowering vorgesehen. Hier sollen Anlagen, die außerhalb von Vorranggebieten stehen, repowert werden. Vorgesehene Bedingung für die Nutzung dieser Flächen ist der Rückbau der Altanlagen im Verhältnis „Eins für Zwei“. [SH 2017a] Die „Repowering-Vorranggebiete“ stellen einen Anteil von 0,2% an der neuen Gesamtkulisse. [SH 2017b]

8.4 SACHSEN-ANHALT

Ziel eines vollständigen Repowerings im Koalitionsvertrag

Der für 2016-2021 zwischen SPD, CDU und Grünen geschlossene Koalitionsvertrag formuliert die Forderung, die Energieproduktion in den Windvorranggebieten zu erhöhen und betont hierbei die Potentiale des Repowerings. Es wird angewiesen, die geltenden Abstandsregelungen und -flächen für Windenergieanlagen in dieser Hinsicht zu überprüfen. Das Repowering wird als wichtiger Baustein zum Ausbau der Erneuerbaren Energien in Sachsen-Anhalt gesehen und formuliert, dass, „abweichend von der gesetzlichen Repowering-Regelung im Landesentwicklungsgesetz, eine Einzelwindkraftanlage außerhalb von Eignungsgebieten durch eine neue Einzelwindkraftanlage innerhalb eines Eignungsgebietes ersetzt werden kann.“ Das Ziel eines vollständigen Repowerings wird angegeben. [SPD/CDU/Grüne 2016]

Repowering mit dem Ziel der Konzentration

Der Landesentwicklungsplan (LEP) sieht Repowering grundsätzlich nur in festgelegten Raumordnungsgebieten¹² als zulässig an. Für außerhalb dieser Gebiete errichtete ältere Windenergieanlagen können die Gemeinden einen Antrag auf Festlegung eines Raumordnungsgebiets bei der zuständigen Regionalen Planungsgemeinschaft stellen. Voraussetzung ist bisher die Verringerung der Anlagenanzahl um mindestens die Hälfte und eine entsprechende Rückbauverpflichtung. [LEP SN 2010]

Würde der Koalitionsvertrag entsprechend umgesetzt, würde die Verpflichtung zur Halbierung der Anlagenanzahl wegfallen und einer 1:1-Regelung weichen. Dadurch könnte das Aufsetzen einer Repoweringinitiative ggf. erleichtert werden. Ziel hierbei ist der Anreiz von mehr Repoweringprojekten – auch wenn pro Neuanlagen nur noch eine Altanlage abgebaut werden muss, wird ausdrücklich kein verstärkter Weiterbetrieb älterer Windenergieanlagen angestrebt, sondern das Gegenteil

¹² In Sachsen-Anhalt: Vorranggebietes mit der Wirkung eines Eignungsgebietes oder eines Eignungsgebietes

formuliert. Allerdings bleibt abzuwarten, welchen Einfluss hier die (eher gegenläufigen) durch das Ausschreibungssystem generierten Anreize auf Bundesebene spielen werden.

In Sachsen-Anhalt gibt es in fünf Planungsregionen Regionalpläne, die sich teils in Neuaufstellung befinden.

8.5 BRANDENBURG

In Brandenburg ist die Raumplanung zum Zeitpunkt der Studienerstellung vergleichsweise aktuell. Aus diesem Grund erfolgt an dieser Stelle eine vertiefte Betrachtung der raumplanerischen Situation von Altanlagen.

Brandenburg wird in fünf Planungsräume aufgeteilt, für die die Regionalpläne in Planungsgemeinschaften erstellt werden:

- Prignitz-Oberhavel
- Uckermark-Barnim
- Havelland-Fläming
- Oderland-Spree
- Lausitz-Spreewald

Jede Region umfasst mehrere Landkreise bzw. kreisfreie Städte.

Status der Regionalplanung

Zur Steuerung der Windnutzung werden in den Regionalplänen Eignungsgebiete für die Windnutzung festgelegt. Dabei wird in der Regel die Windenergienutzung an anderer Stelle im Planungsraum ausgeschlossen. Zurzeit sind in den Planungsräumen Raumplanungen in Bezug auf die Windenergienutzung aktiv. Während in Havelland-Fläming, Lausitz-Spreewald und Uckermark-Barnim im Jahr 2015 bzw. 2016 neue Regionalpläne für den Bereich Wind in Kraft getreten sind, werden in Oderland-Spree und Prignitz-Oberhavel zur Zeit die Regionalpläne noch überarbeitet. Für Oderland-Spree liegt dabei zum Zeitpunkt der Studienerstellung der dritte Entwurf des Sachlichen Teilplans Windenergienutzung vor, der Regionalplan Freiraum und Windenergie für Prignitz-Oberhavel befindet sich im zweiten Entwurf. Für die folgenden Betrachtungen wird daher auf die Entwürfe abgestellt, da diese eher ein Abbild der künftigen Situation bieten, als die noch in Kraft befindlichen Pläne aus 2004 bzw. 2003. Der Status der Regionalpläne in den einzelnen Planungsräumen ist in Tabelle 6 dargestellt.

Tabelle 6:
Größe und Stand der
Regionalplanung für
Windenergienutzung in
den regionalen Pla-
nungsgemeinschaften
in Brandenburg

Quelle: GL BE-BB
2011b

Region	Flächengröße in km ²	Stand Regionalplanung Wind- energie
Havelland-Fläming	6.800 km ²	Genehmigung: 18.06.2015 Veröffentlichung: 30.10.2015
Lausitz-Spreewald	7.179 km ²	Genehmigung: 14.03.2016 Veröffentlichung: 16.06.2016
Oderland-Spree	4.518 km ²	Genehmigung: 16.01.2004 Veröffentlichung: 21.04.2004 Aufstellungsbeschluss zur Fort- schreibung: 10.11.2008 Beteiligungsverfahren: 01.08. – 01.11.2012 01.02. – 30.04.2016 01.03. – 30.04.2017
Prignitz-Oberhavel	6.428 km ²	Genehmigung: 27.06.2003 Veröffentlichung: 10.09.2003 Aufstellungsbeschluss: 16.04.2012 Beteiligungsverfahren: 01.06. – 31.08.2015 01.06. – 31.07.2017
Uckermark-Barnim	4.552 km ²	Genehmigung: 27.07.2016 Veröffentlichung: 18.10.2016

Mit den neuen, teilweise im Entwurf befindlichen Regionalplanungen wird eine Vielzahl von Eignungsgebieten gegenüber den zuvor gültigen Versionen verändert. Neben leichten Veränderungen der Grenzen der Gebiete wurden auch großflächige Verschiebungen und ebenso der Wegfall von Gebieten vorgesehen.

Kriterien zur Festlegung von Eignungsgebieten

Bei der Festlegung der Eignungsgebiete werden unterschiedliche Kriterien berücksichtigt. Für jeden Planungsraum sind daher Ausschlusskriterien definiert, die bei der Festlegung der Eignungsgebiete berücksichtigt werden. Dabei werden harte und weiche Ausschlusskriterien sowie Restriktionskriterien berücksichtigt. Diese können von Planungsraum zu Planungsraum unterschiedlich definiert sein, behandeln aber grundsätzlich ähnliche Inhalte. Die Eignungsgebiete werden nach Abwägung der Kriterien und Einwände aus den Beteiligungsverfahren auf den verbleibenden Potenzialflächen festgelegt. Außerhalb der Eignungsgebiete ist weder das Repowering von Altanlagen noch die Umsetzung von neuen Projekten vorgesehen.

Entscheidend für die raumplanerische Situation der Bestandsanlagen ist entsprechend, ob sie innerhalb der neu definierten bzw. im Entwurf befindlichen Eignungsgebiete liegen. Ist dies der Fall, dürfen sie repowert werden, liegen sie außerhalb der

Eignungsgebiete, ist ein Repowering nicht möglich. Hier sieht die Situation in den Planungsräumen unterschiedlich aus.

Havelland-Fläming

Die Regionale Planungsgemeinschaft Havelland-Fläming erläutert im Regionalplan 2020, dass durch die Festlegung von wenigen großen Eignungsgebiete für die Windenergienutzung ein beachtlicher Anlagenbestand außerhalb dieser Gebiete liegt. 287 der insgesamt 607 Windenergieanlagen stehen außerhalb von Eignungsgebieten (Stand vom 27.06.2013). Die Gründe für den Ausschluss dieser Anlagen aus den neu festgelegten Eignungsgebieten sind vielfältig. Manche Anlagen weisen einen geringeren Abstand zu Siedlungen auf als 1.000 m, andere stehen im Fünf-Kilometer-Abstand zwischen Eignungsgebieten bzw. Potenzialflächen, wieder andere stehen im Konflikt zu Restriktionskriterien des Artenschutzes. [Amtsblatt BB 2015]

Lausitz-Spreewald

Im Planungsraum Lausitz-Spreewald befinden sich 286 der bis Ende 2014 errichteten und noch nicht zurückgebauten Anlagen mit einer Leistung von zusammen 439 MW außerhalb von Eignungsgebieten. Insbesondere bei Anlagen die vor 2002 in Betrieb genommen wurden ist der Anteil an Anlagen außerhalb von Eignungsgebieten sehr hoch. Dennoch finden sich auch unter jüngeren Anlagen Fälle, die nach jeweils aktuellem Teilregionalplan außerhalb von Eignungsgebieten stehen. [Lausitz-Spreewald 2015]

Oderland-Spree

Die Regionale Planungsgemeinschaft Oderland-Spree integrierte im dritten Entwurf des Sachlichen Teilregionalplan „Windenergienutzung“ ca. 231 von 397 bestehenden Windenergieanlagen in die neu festgelegten Eignungsgebiete. Für die bereits errichteten und genehmigten Windenergieanlagen außerhalb der ausgewiesenen Eignungsgebiete besteht Bestandsschutz für die gesamte Betriebsdauer, ein Repowering ist jedoch nicht vorgesehen. [Oderland-Spree 2017]

Prignitz-Oberhavel

Im zweiten Entwurf des Regionalplan Prignitz-Oberhavel befinden sich ca. 380 Windenergieanlagen außerhalb von Eignungsgebieten. Sie stehen somit in Bereichen, für die sowohl Planung und Errichtung neuer Windenergieanlagen, als auch das Repowering bestehender Windenergieanlagen nicht vorgesehen ist. Im harten Tabubereich bis zu einem Abstand von 450 m um die allgemeinen Siedlungsflächen stehen nur wenige alte Windenergieanlagen. Flächen mit einem Abstand von 450 bis 750 m um die allgemeinen Siedlungsflächen zählen als weicher Tabubereich. Hier sollen zukünftig keine raumbedeutsamen Windenergieanlagen mehr errichtet werden, obwohl in den letzten 20 Jahren etwa 30% des Anlagenbestands der Pla-

nungsregion in diesen Zonen errichtet wurden. Der Bereich im Abstand von 750 bis 1.000 m (Restriktionsbereiche) sollte ursprünglich ebenfalls nicht mit neuen Windenergieanlagen bebaut werden, dies hätte ein weiteres Drittel des Anlagenbestands getroffen. Daher wurde auf einen pauschalen Ausschluss dieser Flächen verzichtet und Einzelabwägungen durchgeführt. [Prignitz-Oberhavel 2017]

Uckermark-Barnim

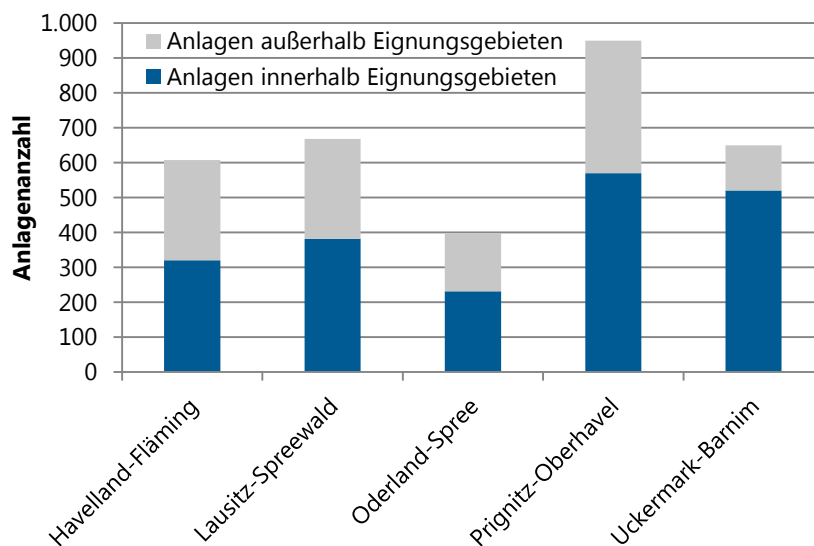
Die Regionale Planungsgemeinschaft Uckermark-Barnim hat die in dem sachlichen Teilregionalplan 2004 festgelegten Eignungsgebiete Windenergienutzung nicht generell in den neuen sachlichen Teilplan „Windnutzung, Rohstoffsicherung und -gewinnung“ übernommen, sondern neu für jedes Gebiet abgewogen. Dabei wurde jedoch der planerische Gestaltungsspielraum genutzt und ein Großteil der vorhandenen Anlagenstandorte in Eignungsgebiete integriert. [Amtsblatt BB 2016]

Anlagenanzahl inner- und außerhalb von Eignungsgebieten in den regionalen Planungsräumen

In Abbildung 24 ist die Verteilung der Anlagenstandorte, die gemäß der zuletzt veröffentlichten Raumordnungspläne bzw. Entwürfe innerhalb und außerhalb von Eignungsgebieten liegen, dargestellt. Für vier der fünf Planungsräume liegt der Anteil von Anlagen die außerhalb der Eignungsgebiete stehen zwischen 40% und 47%. Ausschließlich in Uckermark-Barnim befinden sich nur 20% der Anlagenstandorte außerhalb von Eignungsgebieten.

Abbildung 24:
Anlagenanzahl inner- und außerhalb von Eignungsgebieten in den regionalen Planungsräumen in Brandenburg

Quelle: Lausitz-Spreewald 2015, Oderland-Spree 2017, Prignitz-Oberhavel 2017, Amtsblatt BB 2015, Amtsblatt BB 2016



8.6 SCHLUSSFOLGERUNGEN RAUMPLANERISCHE SITUATION

Die exemplarischen Ausführungen zur raumplanerischen Situation in den fünf Bundesländern mit dem höchsten Altanlagenbestand zeigen, dass die politischen Rahmenbedingungen auf die Möglichkeiten des Repowering Bezug nehmen und dieses in der Regel fördern wollen. Gleichzeitig sehen neuere Raumordnungspläne häufig Reduzierungen von Altflächen vor bzw. führen diese nicht auf oder belegen sie mit strengen Restriktionen. Damit sinken die Repowering-Möglichkeiten.

In einigen Regionen mit hohem Altbestand, für die Daten vorliegen, befinden sich rund 50% der Anlagen außerhalb von Eignungsgebieten. Es kann angenommen werden, dass dies auch in weiteren Regionen, für die keine umfassenden Daten vorhanden sind, in ähnlicher Form der Fall ist. Dies bedingt, dass der Weiterbetrieb ein wichtiges Thema bleiben wird, denn überall dort, wo planungsrechtlich kein Repowering möglich ist, besteht für die Anlagenbetreiber allein die Weiterbetriebsoption, wenn der Standort nicht aufgegeben werden soll. Wenn Repowering möglich ist und die Landes- und (je nach Bundesland) Kommunalpolitik entsprechende Rahmenbedingungen schafft, wird dieses in der Regel zumindest längerfristig die vorgezogene Option für Betreiber sein – solange eine wirtschaftliche Umsetzbarkeit unter den geltenden Rahmenbedingungen gegeben ist.

9 EINSCHÄTZUNG POTENTIELLER BETREIBERSTRATEGIEN

Die Entscheidung über den potentiellen Weiterbetrieb einer Windenergieanlage ist einzelfallabhängig. Insbesondere spielen die Betreiberstrukturen, der Standort und die Betriebskostenstrukturen eine Rolle.

In den letzten Jahren war das Interesse am Thema Weiterbetrieb von Windenergieanlagen im Markt deutlich spürbar. Viele der Anlagen, die den zeitlichen Bereich ihrer Entwurfslebensdauer von 20 Jahren erreichten, werden auf Basis von Gutachten zum Weiterbetrieb und der verbleibenden Nutzungsdauer weiter betrieben. Die Windenergieanlagen, die derzeit potenziell weiter betrieben werden können, erhalten noch bis Ende 2020 den Grundvergütungssatz nach EEG 2000 in Höhe von 6,19 ct/kWh¹³ (vgl. Kapitel 6). Das heißt, die Betreiber können mit planbaren Einnahmen auf Basis eines im Vergleich zu den zum Zeitpunkt der Studiererstellung aktuellen Börsenstrompreisen deutlich höheren Vergütungssatzes kalkulieren. Das Risiko ist begrenzt und es bestehen somit deutliche Anreize, einen Weiterbetrieb zu forcieren.

Ab dem Jahr 2021 wird sich die Entscheidungssituation für alle Windenergieanlagen mit einem Alter von 20 Jahren und mehr verändern. Ab diesem Zeitpunkt besteht für die betreffenden Anlagen kein Anspruch auf eine Vergütung nach EEG mehr. Es stellt sich die Frage, inwiefern auf Basis der dann zur Verfügung stehenden Vermarktungswege ein Weiterbetrieb dennoch wirtschaftlich umgesetzt werden kann.

Bevor ein Weiterbetrieb durch einen Betreiber angestrebt wird, hat dieser eine Vielzahl von Teilentscheidungen und Bewertungen zu treffen. Um die zentralen Fragestellungen zu verdeutlichen, wird im Folgenden ein Entscheidungsbaum zur Weiterbetriebsüberlegung entworfen. Die Ausarbeitung bezieht sich auf Betreiberentscheidungen ab dem Jahr 2021, wenn kein Förderanspruch auf EEG-Vergütung mehr besteht.

¹³ Eine Umrechnung in Euro wurde vorgenommen.

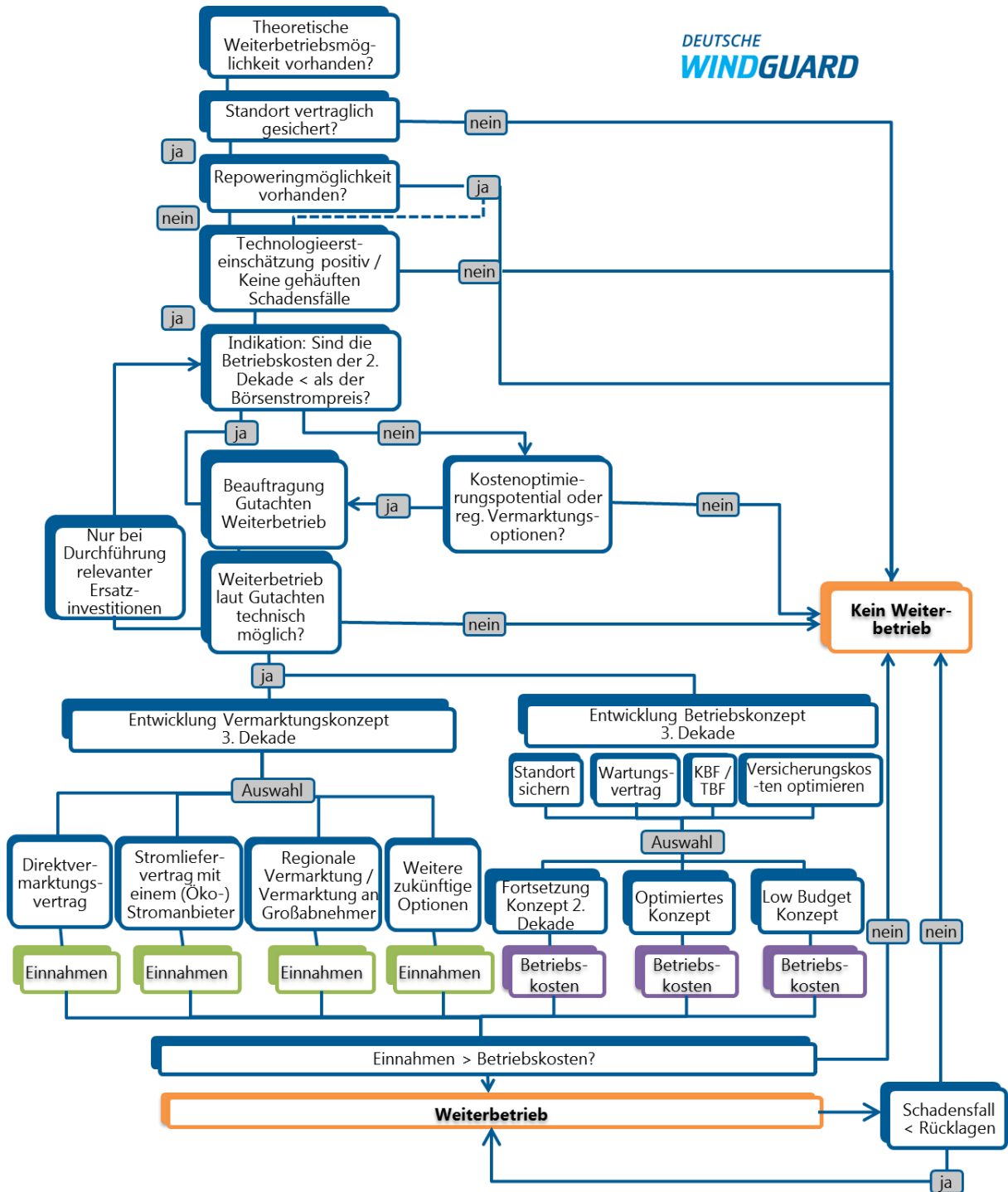


Abbildung 25: Entscheidungsbaum zur Weiterbetriebsüberlegung

Im Folgenden werden zudem in Bezug auf einzelne Parameter zusätzliche Erläuterungen zu den Zusammenhängen und Entscheidungsgrundlagen gegeben. Die Parameter werden hinsichtlich ihrer Bedeutung für die Weiterbetriebsentscheidung bewertet.

Tabelle 7:

Ranking und Erläuterung von Entscheidungsparametern im Weiterbetrieb von Windenergieanlagen

Parameter	Ranking	Erläuterung
Verlängerung oder Neuabschluss von Nutzungsverträgen möglich?	hoch	Nutzungsverträge enthalten oft einseitige Verlängerungsoptionen über den Zeitraum von 20 Jahren mit entsprechenden Preisanpassungsklauseln für die Grundstückseigentümer. Ggf. ist der Neuabschluss zur rechtssicheren Gestaltung erforderlich.
Repoweringoption vorhanden?	mittel	Wenn für die Windenergieanlage keine Repoweringoption besteht, steigt der Anreiz, diese möglichst lange weiter zu betreiben. Besteht theoretisch eine Repoweringmöglichkeit, muss der Betreiber beide Optionen wirtschaftlich gegeneinander abwägen bzw. seine Bereitschaft für ein Neuprojekt prüfen. Da die Planung eines Neuprojektes auch im Falle eines Repowerings mehrere Jahre in Anspruch nimmt und zudem dem Zuschlagsrisiko in der Ausschreibung ausgesetzt ist (sowie einem derzeit eher niedrigen Zuschlagspreisniveau), kann ein Weiterbetrieb teils bevorzugt werden bzw. zumindest für die Planungs- und Ausschreibungsphase sinnvoll sein. In der Vergangenheit wurde aber zumeist eine bestehende Repoweringoption bevorzugt.
Bewertung der Anlagentechnologie?	hoch	Die Verlässlichkeit der Technologie spielt eine zentrale Rolle bei der Weiterbetriebsentscheidung. Vom Zustand der Anlagentechnologie hängen die zulässige Weiterbetriebsdauer und relevante Anteile der Betriebskosten im Weiterbetriebszeitraum ab. Wenn die bestehenden Anlagen von häufigen Stillständen und Reparaturen sowie sich abzeichnenden größeren Schäden betroffen sind, wird der Weiterbetrieb eher in Frage gestellt. Sind vor nicht allzu langer Zeit Großkomponenten ersetzt worden und haben nun eine entsprechend lange Laufzeiterwartung, kann ein Weiterbetrieb hingegen an Attraktivität gewinnen, auch um die bereits erfolgten Ausgaben durch eine verlängerte Einnahmensituation zu kompensieren.
Höhe der Weiterbetriebsinvestition?	gering	Die Kosten für das notwendige Weiterbetriebsgutachten und die entsprechende administrative Abwicklung können stark variieren, ihre Größenordnung stellt aber in der Regel keinen Hinderungsgrund für einen Weiterbetrieb dar. Dennoch wird die Investition nur getätigt, wenn der Betreiber sich einen relevanten Weiterbetriebszeitraum verspricht.
Ergebnis Weiterbetriebsgutachten?	hoch	Das Weiterbetriebsgutachten bewertet den Zustand der Anlage im Detail, auf dieser Basis kann eine abschließende technische Bewertung des Weiterbetriebspotentials getroffen werden. Sollte sich keine Weiterbetriebseignung nachweisen lassen oder die zuvor zu ergreifenden Ersatzinvestitionen zu hoch sein, wird die Anlage außer Betrieb genommen. Die Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs hängt in entscheidender Weise von der prognostizierten Weiterbetriebszeit ab.

Parameter	Ranking	Erläuterung
Mögliches Vermarktungskonzept?	hoch	Die bestehenden Vermarktungsmöglichkeiten bestimmen die zu erwartenden Einnahmen im Weiterbetriebszeitraum. Eine wichtige Rolle für die Einnahmensituation spielt in jedem Fall das Börsenstrompreisniveau.
Präferiertes Wartungskonzept?	hoch	In der Regel wird ein Basiswartungsvertrag abgeschlossen. Häufig werden unabhängige Wartungsunternehmen beauftragt. Der Kostendruck ist hoch, da die Wartungs- und Reparaturkosten den Hauptanteil der Gesamtbetriebskosten stellen und somit einen relevanten Einfluss auf die Weiterbetriebssituation nehmen. Wenn kein Vollwartungsvertrag mehr vorliegt und Großreparaturen nicht mehr im Wartungskonzept enthalten sind, müssen Betreiber Reparaturrücklagen bilden, um auch bei größeren Reparaturen den Weiterbetrieb zu gewährleisten. Werden aus Gründen der Betriebskostenminimierung keine Rücklagen gebildet, geht die Anlage bei einem relevanten Schadensfall außer Betrieb.

10AUSBLICK

Im Zeitverlauf nach 2020 können sich Entscheidungsparameter verändern bzw. heute unbekannte Optionen entwickeln. Dies könnte sich insbesondere in folgenden Bereichen ergeben:

- Optimierung der Wartungskonzepte: Mit zunehmenden Erfahrungen könnten Konzepte noch stärker maßgeschneidert für Anlagen mit einem Alter >20 Jahre entwickelt werden.
- Entwicklung der Börsenstrompreise: Diese lässt sich aus heutiger Sicht nicht abschließend prognostizieren und hängt wesentlich von den politischen Weichenstellungen der nächsten Jahre ab. Bei einem deutlich höheren Börsenstrompreis im Vergleich zu heute, könnte der Weiterbetrieb nach 2020 für eine größere Anzahl an Windenergieanlagen attraktiv bleiben.
- Alternative Vermarktungswege: Das EEG 2017 hat die Möglichkeiten für innovative Geschäftsmodelle zur Vermarktung von Strom aus Windenergie stark begrenzt. Bisher sind lediglich einige Regionalstrommodelle zu beobachten. Die Anteile der Windenergie in der sonstigen Direktvermarktung sind extrem gering. Bis zum Jahr 2021 könnte sich diese Situation aber verändern. Für die Altanlagen, die keinen Vergütungsanspruch mehr haben werden, ist es denkbar, dass zudem weitere alternative Vermarktungsoptionen entwickelt werden.

Aktuelle Tendenzen

Grundsätzlich zeichnet sich im Markt derzeit ab, dass Repowering-Überlegungen auch an theoretisch dafür geeigneten Standorten nach Kenntnis der ersten Ausschreibungsergebnisse zurzeit eher nicht mit Druck verfolgt werden. In der Branche besteht eine erhöhte Verunsicherung über die weitere Entwicklung der Ergebnisse, des Kostendrucks und des Ausschreibungsdesigns. Dadurch könnte es sich ergeben, dass Betreiber von älteren Windparks eher abwarten und ein Weiterbetrieb tendenziell an Attraktivität gewinnt. Durch den Weiterbetrieb der Altanlagen ist eine längere Beobachtung derzeitiger Marktveränderungen möglich. Das relativ hohe Zuschlagsrisiko bedeutet ohnehin, dass längere Umsetzungszeiten einzukalkulieren sind und ggf. ein Neuprojekt längerfristig nicht wirtschaftlich umsetzbar sein wird. Hier stellt der Weiterbetrieb eine Option dar, um die Flächen erst einmal lang-

fristig zu sichern und während dieser Zeit noch (wenn auch begrenzte) Einnahmen zu generieren. Sollte der Markt sich in größerem Umfang dieser Strategie zuwenden, könnte der Abbau zunächst zurückgehen und der Weiterbetrieb bevorzugt werden. Je näher das Jahr 2020 und das Auslaufen der Vergütung allerdings rückt, desto mehr besteht wieder ein Anreiz, wo möglich im Sinne einer langfristigen Flächensicherung zu repowern, falls die Einnahmensituation für die Altanlagen ab diesem Zeitpunkt als unzureichend eingeschätzt wird.

Einfluss der Technologieentwicklung – engere Auslegung der MW-Klasse

Einen weiteren entscheidenden Einflussfaktor auf die weitere Entwicklung im Bereich Weiterbetrieb in den Folgejahren nach 2020 stellt die Technologie dar. Die Anlagentechnologien mit einer Leistung von <1 MW sind in der Regel sehr robust ausgelegt worden, so dass ein Weiterbetrieb für einige Jahre zu meist möglich ist. Die Anlagen der MW-Klasse wurden zunehmend enger ausgelegt (leichtere Bauweise, Materialien aus dem Flugzeugbau), um ein stetiges Upscaling zu ermöglichen. Hier ist zu erwarten, dass zum einen die Gutachtenerstellung zur Prüfung der Weiterbetriebsfähigkeit aufwendiger wird und zum anderen die möglichen Weiterbetriebszeiträume vermutlich sinken werden (letzteres wurde durch die befragten Hersteller von Windenergieanlagen bestätigt). [DWG-Interviews 2017] Gleichzeitig bestehen zum Zeitpunkt der Studiererstellung Tendenzen, die auf den Markt kommenden Anlagen von vornherein auf eine Gesamtnutzungsdauer von 30 Jahren auszulegen, so dass sich die oben beschriebenen Tendenzen langfristig wieder verändern können.

Anreize für einen Weiterbetrieb und Folgen bei Nichtabdeckung des Mindesteinnahmbedarfs

Abschließend lässt sich schlussfolgern, dass aus Betreibersicht auch nach 2020 relevante Anreize bestehen, Windenergieanlagen über ihre Entwurfslebensdauer hinaus zu betreiben. An Standorten ohne Repoweringoption stellt der Weiterbetrieb die einzige Möglichkeit zur weiteren Flächennutzung dar, an anderen Standorten wird er zur längerfristigen Flächensicherung genutzt. Für einen wirtschaftlich sinnvollen Weiterbetrieb bestehen bestimmte Anforderungen an die Einnahmen, wie in Kapitel 7.3 dargestellt wurde. Sollten die in Kapitel 7.4 beschriebenen sowie zukünftig ggf. noch kommenden Vermarktungsmöglichkeiten den Einnahmenbedarf langfristig nicht abdecken, drohen Außerbetriebnahmen für relevante Leistungsbestände. Wird der Einnahmenbedarf nur sehr knapp abgedeckt, erfolgt die Außerbetriebnahme voraussichtlich bereits bei verhältnismäßig geringen Schäden an der Anlage und nicht erst im Falle eines Großkomponentenschadens.

Insgesamt werden aus heutiger Sicht bis 2025 rund 16 GW von der Weiterbetriebsentscheidung betroffen sein – mit entsprechenden Auswirkungen auf den Netto-Zubau bei Nicht-Berücksichtigung der abgebauten Leistung im Ausbaupfad für die Windenergie an Land.

LITERATURVERZEICHNIS

- Amtsblatt BB 2015 Amtsblatt für Brandenburg: 26. Jahrgang, Nummer 43, Bekanntmachung der Landesbehörden, Ministerium für Infrastruktur und Landesplanung, Regionalplan „Havelland-Fläming 2020“, Potsdam, 30. Oktober 2015
- Amtsblatt BB 2016 Amtsblatt für Brandenburg: 27. Jahrgang, Nummer 43, Bekanntmachung der Landesbehörden, Ministerium für Infrastruktur und Landesplanung, Regionalplan Uckermark-Barnim, Sachlicher Teilplan „Windnutzung, Rohstoffsicherung und -gewinnung“, Potsdam, 18. Oktober 2016
- AnlReg 6/17 Bundesnetzagentur: Einschätzung der weiteren Betriebskostenbestandteile – Anlagenstammdaten: Veröffentlichung der Registerdaten - August 2014 bis Juni 2017, zuletzt abgerufen am 7. August 2017
- BDB 6/17 Registerdaten der Betreiber-Datenbasis mit Stand Juni 2017
- BNetzA 2017 Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Netzausbaugebiet, online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/Elektrizitaetund-Gas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Netzausbaugebiete/NetzausbauGV_node.html , zuletzt abgerufen am 29.8.2017
- bolapla-sh 2017 Der Ministerpräsident des Landes Schleswig-Holstein - Staatskanzlei: Schleswig-Holstein plant. Reden Sie mit! Online verfügbar unter <https://bolapla-sh.de/>, zuletzt abgerufen am 23.08.2017
- CDU/FDP NRW 2017 CDU Nordrhein-Westfalen und FDP Nordrhein-Westfalen (NRW Koalition): Koalitionsvertrag für Nordrhein-Westfalen 2017 -2022, Düsseldorf, 26. Juni 2017
- CDU/Grüne/FDP SH 2017 Das Ziel verbindet weltoffen - wirtschaftlich wie ökologisch stark - menschlich. Koalitionsvertrag für die 19. Wahlperiode des Schleswig-Holsteinischen Landtages (2017-2022) zwischen CDU, GRÜNEN und FDP Schleswig-Holstein.
- Clearingstelle 2010 Clearingstelle EEG: Votum 2009/26, Rn. 37 ff, 13. April 2010 -
- DUH 2017 Deutsche Umwelthilfe (DUH): Energiewende verkehrt: NRW macht Salto rückwärts. Pressemitteilung vom 15.06.2017.
- DWG 2015 Deutsche WindGuard (Anna-Kathrin Wallasch, Silke Lüers, Dr.-Ing. Knud Rehfeldt): Kostenstudie zur Windenergie an Land – Update. Varel, 2015.

- DWG 2016 Deutsche WindGuard (Anna-Kathrin Wallasch, Silke Lüers, Dr.-Ing. Knud Rehfeldt): Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020, im Auftrag der NATURSTROM AG, Dezember 2016
- DWG-Interviews 2017 Interviews der Deutschen WindGuard mit verschiedenen Akteuren der Windenergiebranche (Anlagenhersteller, Betreiber, Wartungsunternehmen, Versicherer) die im Rahmen der vorliegenden Studie geführt wurden, Juli bis September 2017
- DWG 2017b Status des Windenergieausbaus an Land, 1. Halbjahr 2017, im Auftrag von BWE und VDMA Power Systems, Juli 2017
- Ecofys, DWG et al. 2013 Germany GmbH, Deutsche WindGuard GmbH, Becker Büttner Held, Universität Stuttgart, IFK: Entwicklung einer Nachrüstungsstrategie für Erzeugungsanlagen am Mittel- und Niederspannungsnetz zum Erhalt der Systemsicherheit bei Über- und Unterfrequenz - Endbericht beauftragt durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Dezember 2013
- EEAV 2017 Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung vom 22. Februar 2010 (BGBl. I S. 134), die durch Artikel 4 der Verordnung vom 10. August 2017 (BGBl. I S. 3102) geändert worden ist.
- EEG 2000 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien von 29.03.2000 zuletzt geändert durch G v. 22.12.2003 I 3074
- EEG 2009 Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25.10.2008 zuletzt geändert durch G. v. 28.07.2011 I 1634
- FA Wind 2017 Fachagentur Windenergie: Länderinformationen. Online verfügbar unter: <https://www.fachagentur-windenergie.de/veroeffentlichungen/laenderinformationen/laenderinformationen-zur-windenergie/nordrhein-westfalen.html>
- GL BE-BB 2011 Gemeinsame Landesplanungsabteilung Berlin-Brandenburg: Regionen im Überblick, online verfügbar unter <https://gl.berlin-brandenburg.de/regionalplanung/regionen/>, zuletzt abgerufen am 18.08.2017, Stand 2011
- GL BE-BB 2011b Gemeinsame Landesplanungsabteilung Berlin-Brandenburg: Stand der Regionalplanung, online verfügbar unter <https://gl.berlin-brandenburg.de/regionalplanung/regionen/>, zuletzt abgerufen am 18.08.2017, Stand 01/2017
- Lausitz-Spreewald 2015 Regionale Planungsgemeinschaft Lausitz-Spreewald: Satzung - Sachlicher Teilregionalplan „Windenergienutzung“, Beschlussvorlage für die 47. Regionalversammlung der Regionalen Planungsgemeinschaft Lausitz-Spreewald am 17.12.2015 (Vorlagen-Nr. 47/196/15)

- LEP NRW 2017 Gesetz- und Verordnungsblatt GV.NRW: Landesentwicklungsplan Nordrhein-Westfalen (LEP NRW) vom 25.01.2017.
- LEP SN 2010 Landesregierung Sachsen-Anhalt: Landesentwicklungsplan 2010 des Landes Sachsen-Anhalt vom 14.12.2010.
- LROP 2017 Landesregierung Niedersachsen: Neubekanntmachung der Verordnung über das Landes-Raumordnungsprogramm Niedersachsen vom 26.09.2017.
- MUGV 2011 Ministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz des Landes Brandenburg: Beachtung naturschutzfachlicher Belange bei der Ausweisung von Windeignungsgebieten und bei der Genehmigung von Windenergieanlagen, Erlass vom 01. Januar 2011
- NDS 2016 Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz: Planung und Genehmigung von Windenergieanlagen an Land (Windenergieerlass). In Kraft ab 25.02.2016.
- NRW 2015 Erlass für die Planung und Genehmigung von Windenergieanlagen und Hinweise für die Zielsetzung und Anwendung (Windenergie-Erlass) vom 04.11.2015.
- NRW 2017 Erlass zur Änderung des Erlasses für die Planung und Genehmigung von Windenergieanlagen und Hinweise für die Zielsetzung und Anwendung (Windenergie-Erlass) vom 12.09.2017.
- Oderland-Spree 2017 Regionale Planungsgemeinschaft Oderland-Spree: Fortschreibung - Sachlicher Teilregionalplan „Windenergienutzung“, 3. Entwurf vom 30.01.2017
- Prignitz-Oberhavel 2017 Regionale Planungsgemeinschaft Prignitz-Oberhavel: Regionalplan Prignitz-Oberhavel - Sachlicher Teilplan "Freiraum und Windenergie" 2. Entwurf vom 26.04.2017
- SH 2017a Schleswig-Holstein: Windenergie in Schleswig-Holstein – Regionalplanung und Beteiligung der Öffentlichkeit, Informationsveranstaltung in Kiel am 10. März 2017
- SH 2017b Landesregierung Schleswig-Holstein, Informationen zur Windplanung: Regionalpläne verabschiedet. Artikel vom 06.12.2016, online verfügbar unter: https://www.schleswig-holstein.de/DE/Landesregierung/I/_startseite/Artikel/161206_Windenergieplanung.html
- SHZ 2017 Schleswiger Nachrichten: Aus Rotorblättern wird Zementklinker, online verfügbar unter <https://www.shz.de/lokales/schleswiger-nachrichten/aus-rotorblaettern-wird-zementklinker-id17537931.html>, zuletzt abgerufen am 23.10.2017.

- SPD/Grüne 2013 SPD und Bündnis 90/Die Grünen Niedersachsen: Koalitionsvereinbarung 2013-2018 - Erneuerung und Zusammenhalt. Nachhaltige Politik für Niedersachsen.
- SPD/CDU/Grüne 2016 SPD, CDU und Bündnis 90/Die Grünen Sachsen-Anhalt: Zukunftschancen für Sachsen-Anhalt – verlässlich, gerecht und nachhaltig. Koalitionsvertrag 2016–2021.
- SysStabV 2016 Systemstabilitätsverordnung vom 20. Juli 2012 (BGBl. I S. 1635), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 14. September 2016 (BGBl. I S. 2147) geändert worden ist.
- TUBS 2013 Karte der politischen Gliederung Deutschlands in Länder, Regierungsbezirke, Landkreise und kreisfreie Städte, Stand 28. Oktober 2013, Urheber: TUBS
- ÜNB 2015 Bundesnetzagentur: Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber, Stand 31.12.2015
- WindGuard Certification WindGuard Certification (Klosse, Rainer): Einschätzungen zur Umsetzung der SDLWindV im Markt und Situation der Altanlagen, Gespräch am 15.09.2017.