



# Marktanalyse Windenergie an Land

## Vorbemerkung

Die Erarbeitung der Marktanalyse für den Bereich der Windenergie an Land stützt sich auf verschiedene Studien und Ausarbeitungen. Insbesondere für den Bereich der Planungs- und Genehmigungsprozesse wurde auf die Veröffentlichungen der Fachagentur Windenergie „Dauer und Kosten der Planungs- und Genehmigungsprozesse“<sup>1</sup> (2015) und der Stiftung Umweltenergierecht „Planungs- und genehmigungsrechtliche Anknüpfungspunkte als materielle Präqualifikationsmerkmale“<sup>2</sup> (2015) Bezug genommen, die sich sehr aktuell mit den verschiedenen Fragestellungen auseinandergesetzt haben.

Darüber hinaus waren auch die Veröffentlichungen des Vorhabens „Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG“ des IE Leipzig im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums fachliche Grundlage für Ableitungen der vorliegenden Marktanalyse im Hinblick auf technische Entwicklungen, die Zubauverteilung sowie Projektstrukturen<sup>3</sup>.

Seit dem 1. August 2014 müssen alle neu in Betrieb genommenen EE-Anlagen beim neu geschaffenen Anlagenregister der Bundesnetzagentur verbindlich angemeldet werden, um Anspruch auf die EEG-Vergütung zu haben. Betreiber von Windenergieanlagen müssen sogar die Erteilung der Genehmigung registrieren lassen. Somit steht ab August 2015 erstmalig für ein volles Jahr eine umfangreiche und zeitnahe Statistik beim Zubau bzw. der Erteilung der Genehmigungen zur Verfügung. So können die Entwicklungen beim Neubau, aber insbesondere auch bei Anlagenstilllegungen deutlich zeitnäher abgeschätzt werden.

## 1. Aktuelle Marktsituation

Die Windenergie an Land hat in 2014 einen neuen Zubau rekord aufgestellt. Nach einer Erhebung der Deutschen WindGuard<sup>4</sup> im Auftrag des Bundesverbandes Windenergie (BWE) sowie des Verbands der Deutschen Maschinen- und Anlagenbauer (VDMA) wurden 1.766 Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 4.750 MW neu errichtet. Gleichzeitig wurden mindestens 544 alte Windenergieanlagen mit einer Leistung von 364 MW zurückgebaut<sup>5</sup>. Damit kam es 2014 zu einem Nettozubau (nach Abzug des Rückbaus) in einer Größenordnung von 1.222 Windenergieanlagen und 4.386 MW.

Beim Vergleich des Jahres 2014 mit dem bisherigen Rekordjahr 2002 wird deutlich, wie schnell sich die Anlagentechnologie und damit auch die Wirkung der Windenergie an Land im Landschaftsbild entwickelt und verändert hat.

Im Vergleich zum Jahr 2002 wurden 2014 550 Windenergieanlagen weniger errichtet, wobei die Leistung in 2014 gleichzeitig um 1.500 MW höher lag. Die durchschnittliche Leistung je Windenergieanlage verdoppelte sich nahezu, von 1,4 MW (2002) auf 2,7 MW (2014). Der Ersatz einer Vielzahl kleiner alter Windenergieerlagen durch den deutlich weniger, aber größere Anlagen verändert die Wirkung der Windenergienutzung im jeweiligen Landschaftsbild teilweise deutlich.

Der durchschnittliche Neubau von 2000 – 2014 lag bei rund 2.300 MW brutto. Die *Abbildung 1 Bruttozubau* seit 1995 deutlich, dass der Neubau deutliche Schwankungen aufweist. Die Schwankungen werden im Wesentlichen

1 Download unter [www.fachagentur-windenergie.de](http://www.fachagentur-windenergie.de)

2 Download unter [www.stiftung-umweltenergierecht.de](http://www.stiftung-umweltenergierecht.de)

3 Download unter [www.erneuerbare-energien.de](http://www.erneuerbare-energien.de)

4 Download unter [www.deutsche-windguard.de](http://www.deutsche-windguard.de)

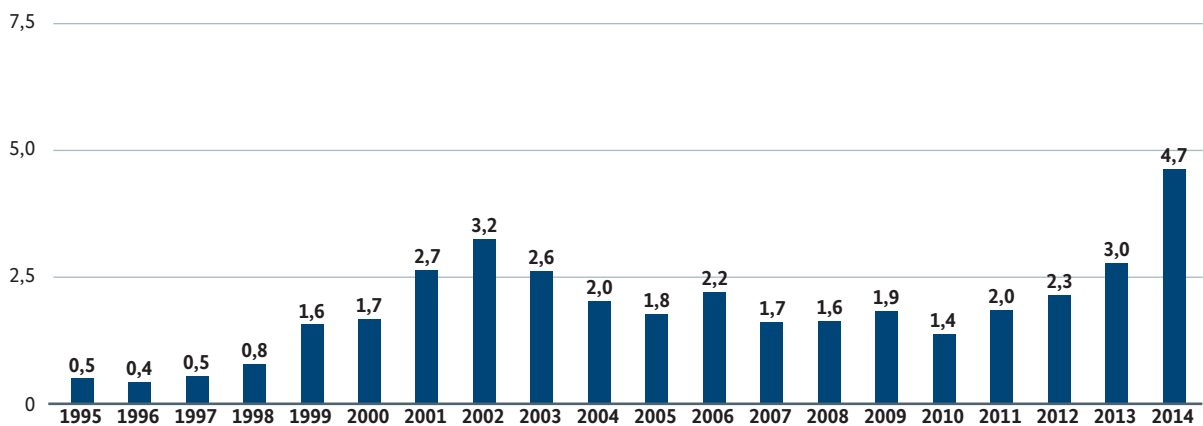
5 Bisher gibt es keine ausreichende verbindliche statistische Erhebung des Rückbaus, so dass der Rückbau wahrscheinlich eher unterschätzt wird. Mit der Verpflichtung zur Angabe des Rückbaudatums im Rahmen des EE-Anlagenregisters ab dem 1. August 2014 hat der Gesetzgeber die Problematik im Rahmen der Novelle des EEG 2014 entsprechend adressiert.

**Tabelle 1: Kennzahlenvergleich der Zubaujahre 2002 und 2014**

	Bruttozubau		Rückbau		Nettozubau		Durchschnitt beim Neubau		
	Anzahl	MW	Anzahl	MW	Anzahl	MW	Rotor [m]	Nabenhöhe [m]	Leistung [MW]
<b>2002</b>	2.328	3.247	16	5,4	2.312	3.242	66	79	1,4
<b>2014</b>	1.766	4.750	544	364	1.222	4.386	99	116	2,7

Quelle: BMWi

**Abbildung 1: Bruttozubau seit 1995**  
Jährlicher Zubau in GW



Quelle: [BMWi 2014], [BDB 2015], Berechnung und Darstellung: IE Leipzig 2015

durch die Verfügbarkeit geeigneter Flächen bestimmt und weniger durch wirtschaftlich-technische Rahmenbedingungen.

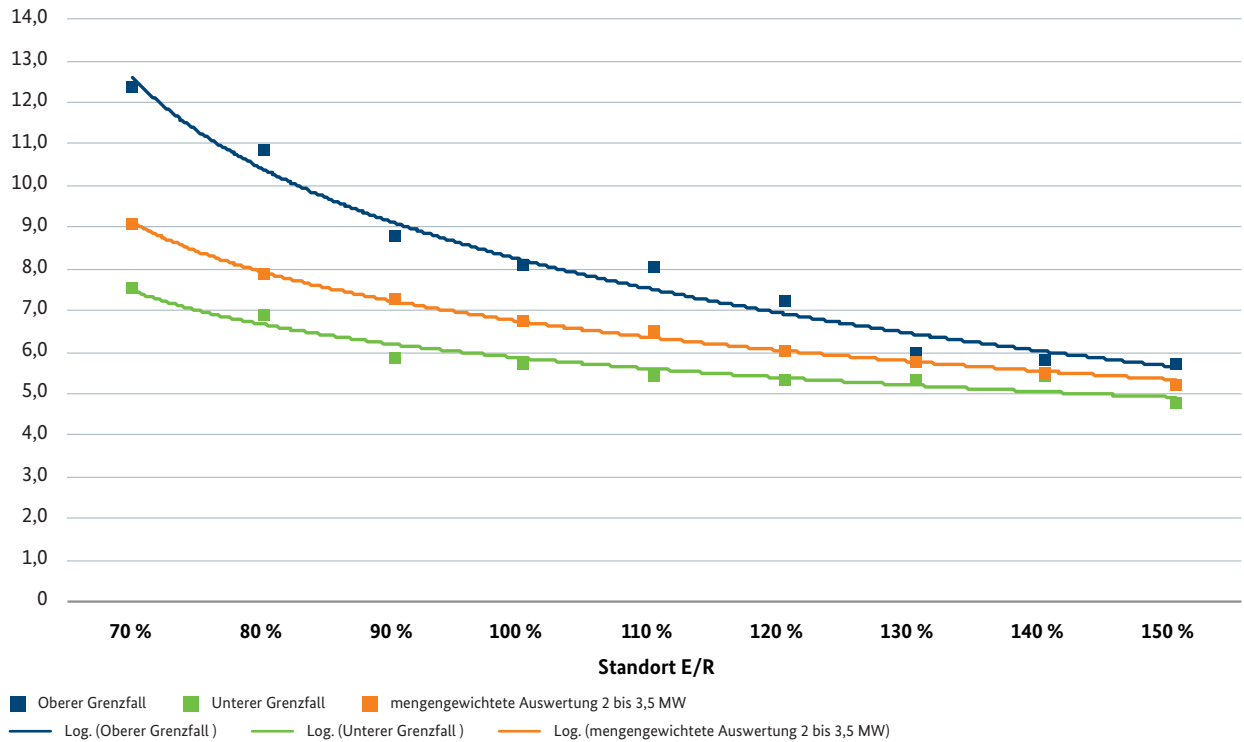
Die Stromgestehungskosten sind sehr stark von den jeweiligen Windverhältnissen, aber auch projektspezifischen Besonderheiten (Netzanschlusskosten, Größe des Parks, Genehmigungsauflagen) abhängig. Die *Abbildung 2* stellt die Bandbreite der Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der Windstandortgüte (letztere angegeben in Prozent des Referenzertrags nach Anlage 2 zum EEG 2014) dar. Demnach liegen die durchschnittlichen Kosten aktuell zwischen 5,5 Ct/kWh (150%) und 9 Ct/kWh (70%).

Die *Verteilung des Bestandes der Windenergieanlagen nach Windstandortgüte* (*Abbildung 3*) zeigt, dass die deutliche Mehrzahl der Windenergieanlagen im Bereich zwischen 60 und 90% der Referenzstandortgüte errichtet wurden.

Die *Verteilung des Zubaus 2012–2014 nach Standortgüte* (*Abbildung 4*) zeigt, dass

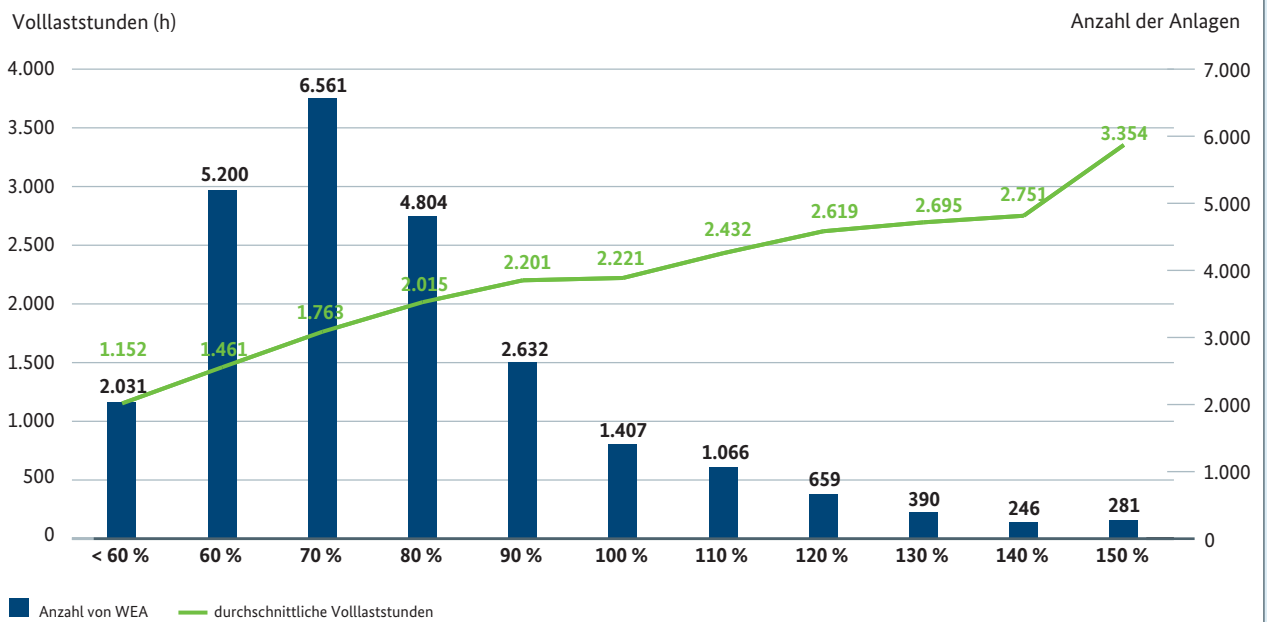
- die Grundtendenz der Zubauverteilung erhalten bleibt,
- der aktuell hohe Zubau in Schleswig-Holstein zu einer etwas stärkeren Gewichtung der windhöflichen bis sehr windhöflichen Standorte führt und
- die Volllaststunden bei allen Standortgütern deutlich ansteigen (größere Nabenhöhen und sich veränderndes Rotor-Generator-Verhältnis [W/m<sup>2</sup>]).

**Abbildung 2: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der Referenzstandortgüte in Cent pro Kilowattstunde**



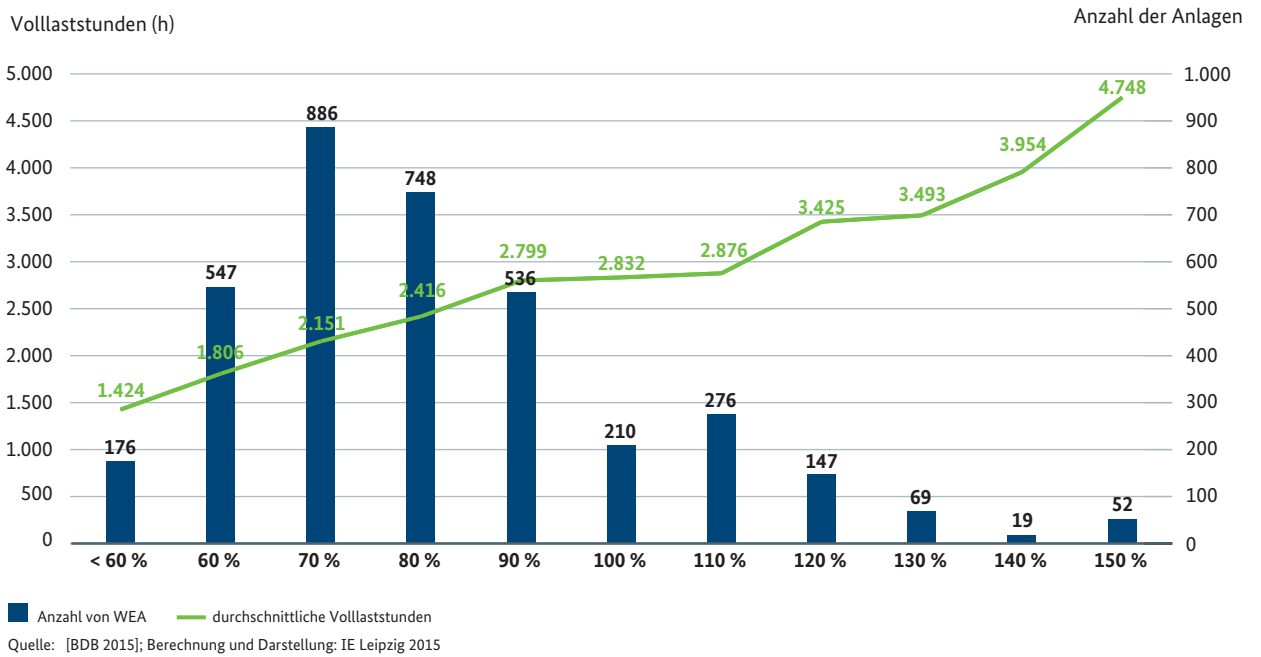
Quelle: [IE 2014]; Darstellung: IE Leipzig 2015

**Abbildung 3: Verteilung des Bestandes der Windenergieanlagen nach Standortgüte**



Quelle: [BDB 2015]; Berechnung und Darstellung: IE Leipzig 2015

**Abbildung 4: Verteilung des Zubaus 2012–2014 nach Standortgüte (E/R)**



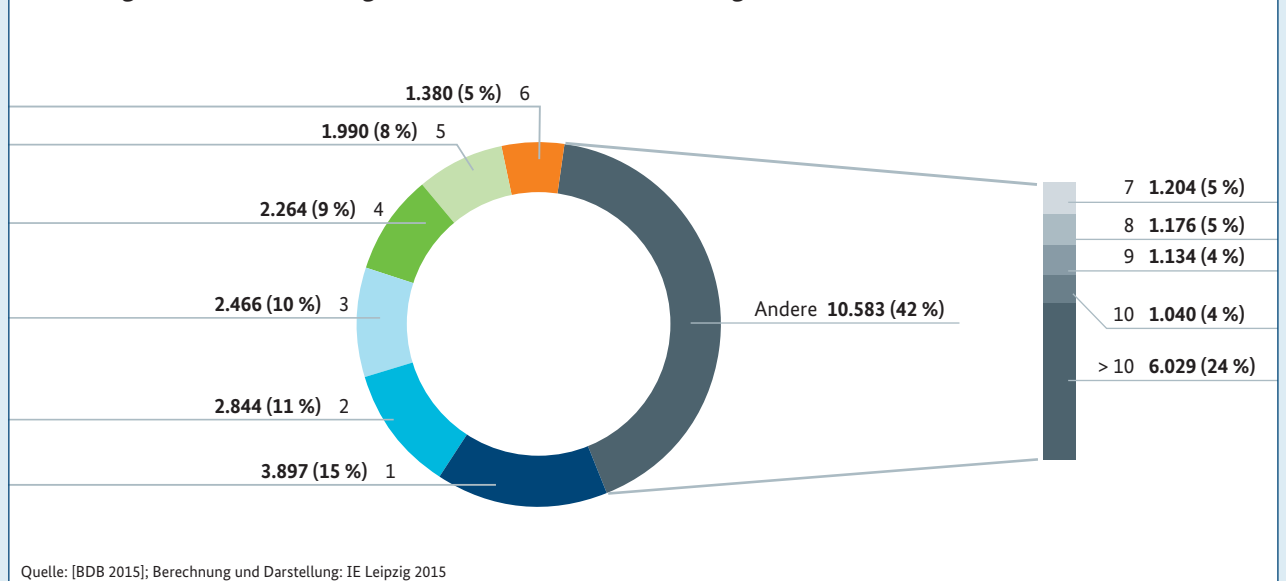
Die Struktur des gesamten Anlagenbestands in Deutschland nach Anlagenanzahl und Leistung (Abbildung 5 und 6) ist äußerst kleinteilig. So wurden 15 Prozent des gesamten Anlagenbestands nach Auswertung der Betreiberdatenbank (Stand: 31.12.2014) als Einzelanlagen installiert. 35 Prozent des Bestands befindet sich in Windparks mit bis zu 3 Anlagen, fast 60 Prozent in Parks mit bis zu 6 Anlagen.

Gründe für diese kleinteilige Struktur sind die dichte Besiedlung in Deutschland sowie die topographischen Bedingungen, die bewirken, dass größere Windparks oft nicht genehmigt werden können. Diese Struktur des

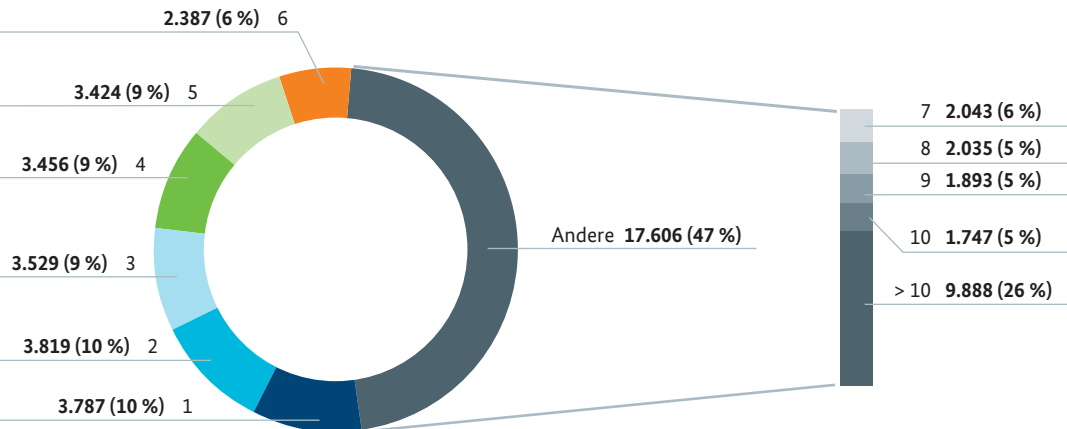
Gesamtbestandes ist im Übrigen auch für Rückbauaktivitäten von hoher Bedeutung, da sich hieraus eigentumsrechtliche und planungsrechtliche Herausforderungen ergeben.

Auch für den Zubau in den vergangenen drei Jahren (2012 bis 2014. Abb. 7a+b) setzt sich dieser Trend der kleinteiligen Windparkstrukturen fort. Höhere Anlagen mit einem größeren Rotor benötigen mehr Fläche, auch weil größere Abstände untereinander und zu anderen Nutzungen erforderlich sind. Heute werden also weniger Windenergieanlagen mit einer größeren Gesamtleistung geplant und errichtet. Bei jahresscharfer Ana-

**Abbildung 5: Struktur des Anlagenbestands (31.12.14) nach Anlagenanzahl**



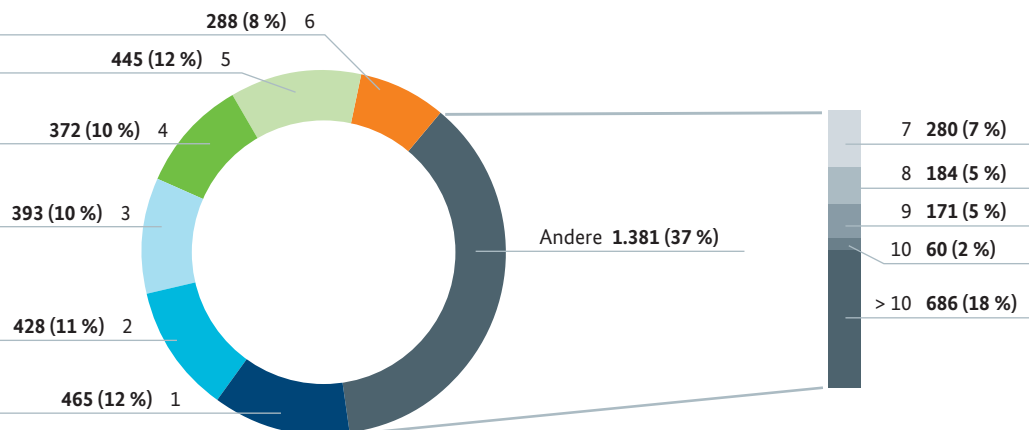
**Abbildung 6: Struktur des Anlagenbestands (31.12.14) nach Leistung**



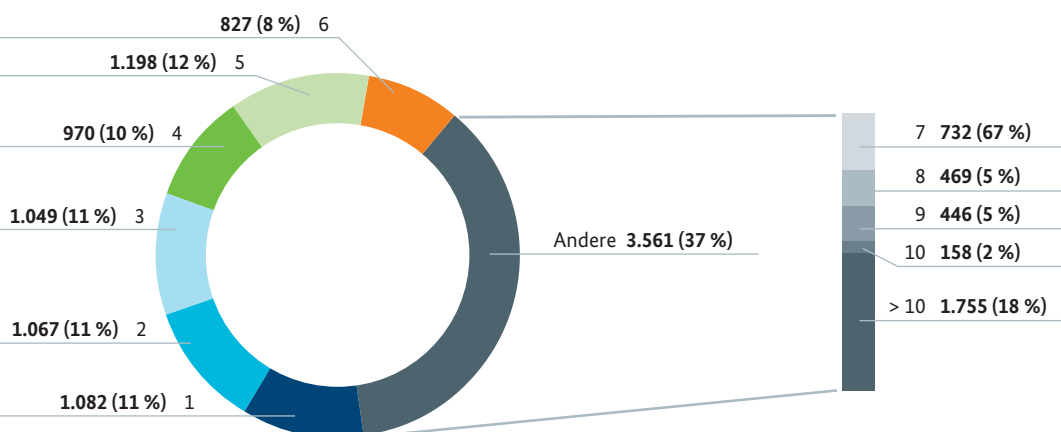
Quelle: [BDB 2015]; Berechnung und Darstellung: IE Leipzig 2015

**Abbildung 7 a+b: Struktur des Anlagenbestands des Zubaus 2012 bis 2014 nach Leistung**

**WEA-Anzahl in „Windparks“ – 2012 bis 2014**



**Leistung (MW) der „Windparks“ – 2012 bis 2014**



Quelle: [BDB 2015]; Berechnung und Darstellung: IE Leipzig 2015

lyse der Daten wird auch deutlich, dass die Anzahl der Windenergieanlagen pro Windpark regional sehr starke Unterschiede vorweist. Grund hierfür sind unterschiedliche räumliche Gegebenheiten, aber auch individuelle Planungsansätze der Länder und Kommunen. Dabei ist grundsätzlich zu beobachten, dass in den nördlichen Bundesländern größere Windparks als in Mittel- und Süddeutschland errichtet werden.

## 2. Entwicklung der EEG-Vergütung

Die wesentlichen Änderungen durch das EEG 2014 werden nachfolgend kurz skizziert:

- Festlegung des Zielkorridors: 2,4 – 2,6 GW (netto)
- Mengensteuerung durch atmenden Deckel
  - Degression: 0,4 % pro Quartal (1,6 %/a)
  - Anpassung Degression entsprechend realem Zubau ab 1.1.2016

### ● Vergütung:

- Anfangsvergütung 8,9 Ct/kWh, Grundvergütung 4,95 Ct/kWh
- Streichung SDL- und Repowering-Bonus
- Anpassung der Vergütungsstruktur in Abhängigkeit der spezifischen Windbedingungen

Die Tabelle 2 stellt die *Entwicklung der Vergütungssätze seit 2000* dar.

Aus dem Ausbauziel von 2.500 MW Nettozubau pro Jahr ergibt sich grundsätzlich nachfolgend dargestellter Neubaubedarf in den einzelnen Jahren, bei einem unterstellten Rückbau der alten Anlagen nach 20 Jahren (plus Inbetriebnahmejahr). Für den Zeitraum 2016 – 2035 ergibt sich daraus ein durchschnittlicher Neubau pro Jahr von 4.400 MW (2016 – 2025: 4,1 GW, 2026 – 2035: 4.800 MW). Es ist zu erwarten, dass Anlagen der Leistungsklasse ab 2 MW bzw. Inbetriebnahme ab 2005 – 2010 länger als 20 Jahre betrieben werden können, so dass der in Abb. 9 dargestellte Brutto-Zubau ab 2030 geringer ausfallen könnte.

**Tabelle 2: Entwicklung der Vergütungssätze seit 2000**

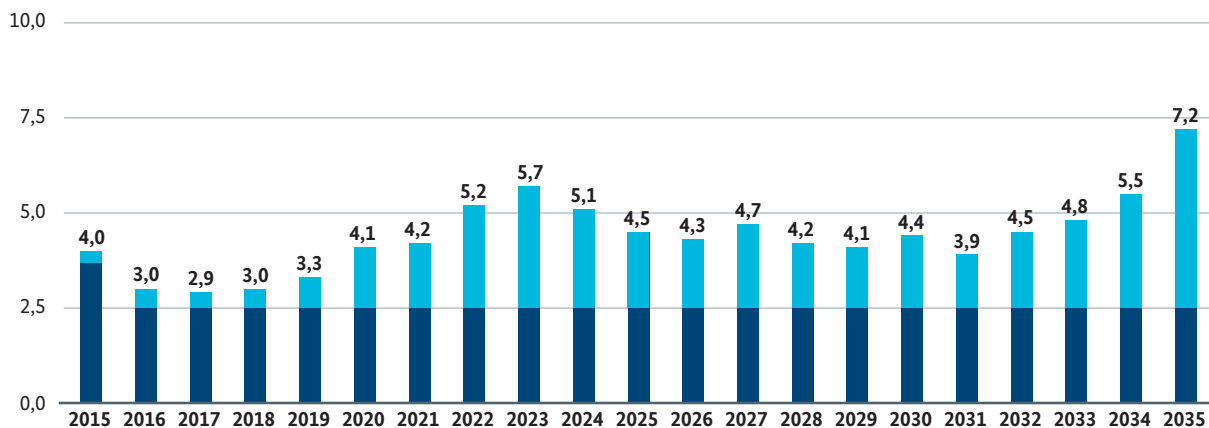
Vergütungs-/Bonusart	EEG 2000	EEG 2004	EEG 2009	EEG 2012	EEG 2014
Anfangsvergütung (ab EEG 2014 Anfangswert)	9,10 ct/kWh	8,70 ct/kWh	9,20 ct/kWh	8,93 ct/kWh	8,90 ct/kWh*
Grundvergütung (ab EEG 2014 Grundwert)	6,19 ct/kWh	5,50 ct/kWh	5,02 ct/kWh	4,87 ct/kWh	4,95 ct/kWh*
Systemdienstleistungsbonus (SDL-Bonus)	–	–	0,50 ct/kWh	0,48 ct/kWh	weggefallen
Repowering-Bonus	–	Verlängerung des Vergütungszeitraums der Anfangsvergütung um 2 Monate je 0,6 % Leistung unter dem Referenzertrag (statt 0,75 % ohne Repowering)	0,50 ct/kWh	0,50 ct/kWh	weggefallen
Degression	1,5 %	2,0 %	1,0 %	1,5 %	0 % in 2015, ab 2016: vierteljährliche Degression von 0,4 % bzw. höhere oder niedrigere Degression je nach Über- oder Unterschreitung des Zubau-Zielkorridors von 2.400 bis 2.600 MW

\* Kosten für die verpflichtende Direktvermarktung in Höhe von 0,4 ct/kWh sind in den anzulegenden Werten eingepreist.

Quelle: EEG 2000, EEG 2004, EEG 2009, EEG 2012, EEG 2014; Darstellung: IE Leipzig 2015

**Abbildung 8: Brutto-Zubau Windenergie an Land 2015–2035**

Jährlicher Zubau in GW



Quelle: BMWi

### 3. Künftige Ausbaupotentiale und Kostendegression

Das Umweltbundesamt (UBA) hat sich im Rahmen der Publikationen „Potential der Windenergie an Land“ (2013)<sup>6</sup> sowie „Einfluss des Abstands zwischen Windenergieanlagen und Wohnbauflächen auf das Potential der Windenergie an Land“ (2014)<sup>7</sup> intensiv mit der Frage der künftigen Ausbaupotentiale auseinandergesetzt. Im Ergebnis wird dabei deutlich, dass die vorhandenen Potentiale grundsätzlich ausreichend sind, um die Ausbauziele entsprechend des Ausbaupfads nach dem EEG2014 zu erreichen.

Eine Vielzahl von Aspekten, wie die spezifischen räumlichen Entwicklungsziele der Gebietskörperschaften, die Frage der regionalen Akzeptanz (Flächeneigentümer, Anwohner), wirtschaftliche und artenschutzfachliche Bedingungen im Einzelfall sowie nicht quantifizierbare Nutzungskonkurrenzen (u.a. zivile und militärische Funk- oder Radaranlagen sowie weitere militärische Belange) konnten nicht bzw. nicht vollständig abgebildet werden, so dass die beiden Untersuchungen Tendenzen, aber keine absoluten Zahlen im Hinblick auf das Gesamtpotential aufzeigen. Im Wesentlichen zeigen die Untersuchungen:

- die räumliche Verteilung der Potentiale nach der jeweiligen Windqualität sowie
- die Abhängigkeit der Potentials von pauschalen Abstandsvorgaben.

#### a) Deutschlandweite Verteilung nach der jeweiligen Windqualität

Die Ergebnisse der Untersuchungen des Umweltbundesamtes sind ähnlich der Verteilung des aktuellen Bestandes von rd. 38.000 MW zum Stand Ende 2014 (siehe auch 1.). Die Hauptpotentiale in Deutschland konzentrieren sich entsprechend der Abbildung 9 mit rd. 70 Prozent vom Gesamtpotenzial auf die Referenzstandortgüten von 60 bis 90 Prozent. Nur knapp 20 Prozent der Potentiale liegen im Bereich 90 bis 150 Prozent Referenzstandortgüte, mit einer starken Konzentration auf Nord- und in Teilen auch Mitteldeutschland.

#### b) Abhängigkeit der Potentials von pauschalen Abstandsvorgaben.

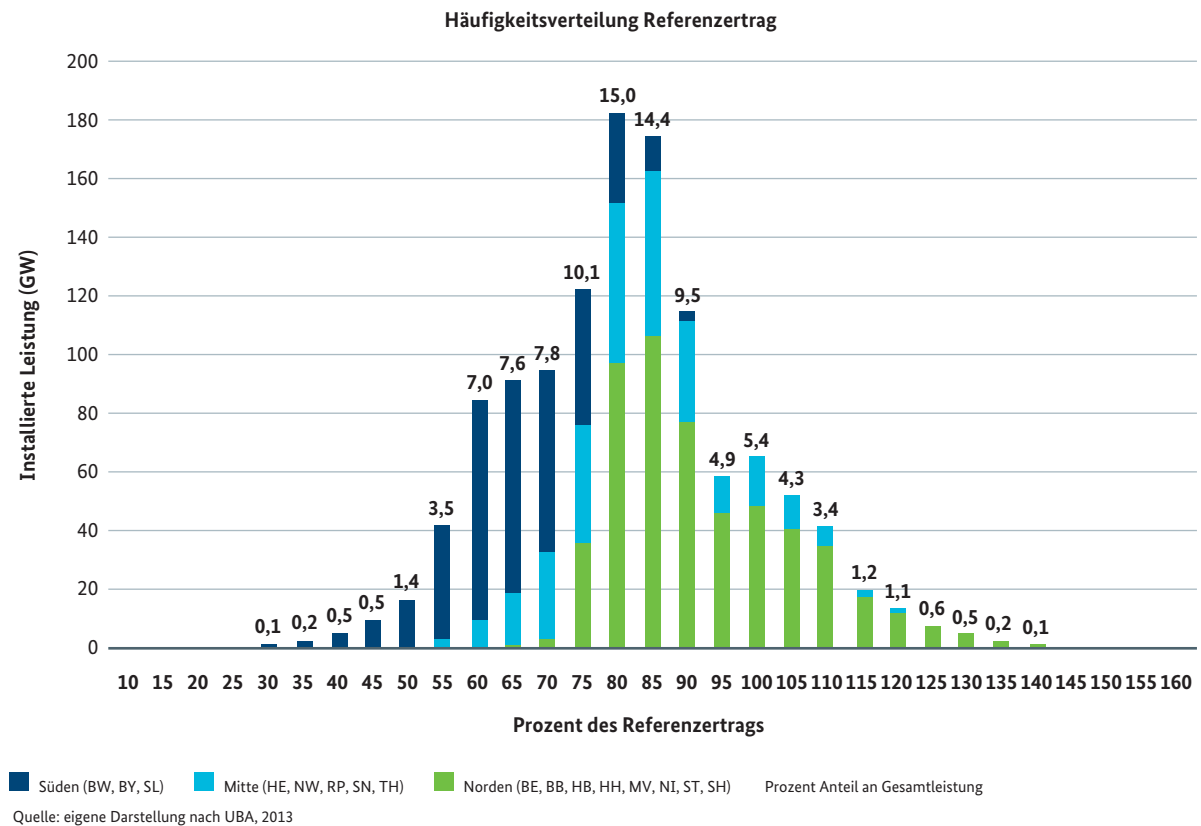
Die Untersuchungen zeigen deutlich, dass das erschließbare Potential sehr stark von planerischen Vorgaben abhängt. Aktuell wird versucht, auf eine Vielzahl von Fragen im Hinblick die Nutzung der Windenergie mit pauschalen Vorsorgeabständen zu reagieren. Dies gilt z. B. für:

- Abstände zur Wohnbebauung,
- Abstände zu Funknavigationsanlagen der zivilen Luftfahrt, Wetterradaranlagen,
- Abstände aus Natur- und Artenschutzgründen

6 [www.umweltbundesamt.de/publikationen/potenzial-windenergie-an-land](http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/potenzial-windenergie-an-land)

7 [www.umweltbundesamt.de/publikationen/einfluss-des-abstands-zwischen-windenergieanlagen](http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/einfluss-des-abstands-zwischen-windenergieanlagen)

**Abb. 9: Verteilung des deutschlandweiten Potentials nach Windqualität**



- Abstände zu Autobahnen und Straßen,
- Abstände aus Landschafts- und Denkmalschutzgründen.

Die Abbildung 10 zeigt das Ausbaupotential in Abhängigkeit des Mindestabstands zwischen Windenergieanlagen und Wohnbebauung auf. Danach wird deutlich, dass die zum Teil geforderten Mindestabstände von bis zu 2.000 m (10 mal Höhe der Anlagen) in einigen Regionen Deutschlands einem faktischen Ausbaustopp gleichkommen.

Pauschale Abstände schränken das Potential massiv ein und werden in der Regel dem spezifischen Problem nicht gerecht. Es ist bisher offen, ob beispielsweise die Akzeptanz aufgrund eines größer werdenden Abstandes tatsächlich steigt oder ob nicht vielmehr die generelle Einstellung zur Windenergie ausschlaggebend ist.

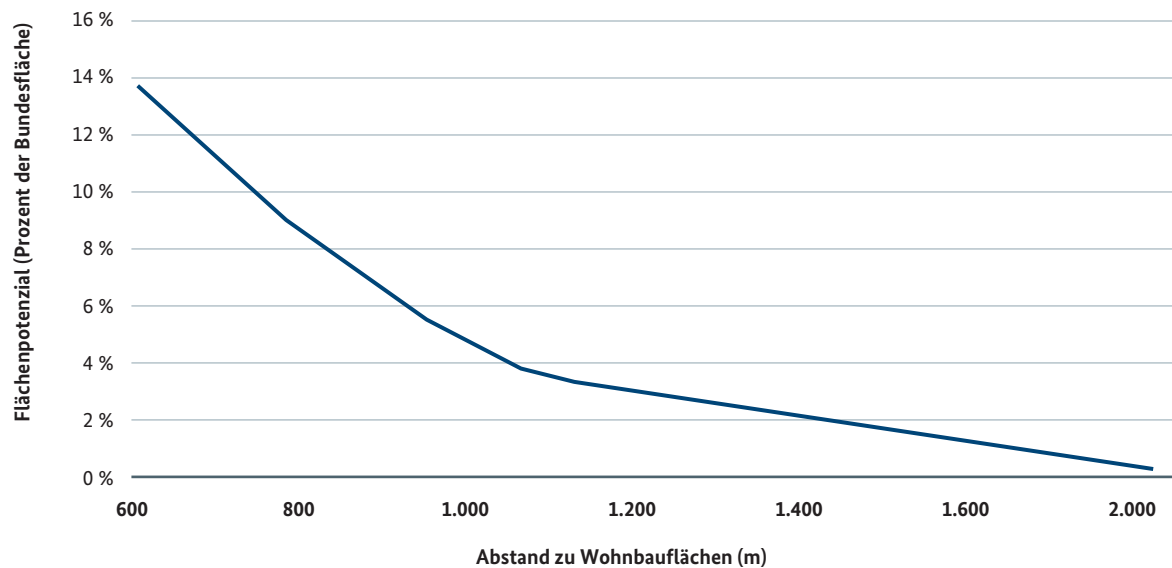
Aktuell gibt es eine sehr intensive Diskussion über die Erhöhung der pauschalen Schutzradien bei Funknavigationsanlagen für die zivile Luftfahrt von 3 km auf 15 km (12% der Landesfläche sind hiervon betroffen) oder in Bezug auf pauschale Abstände aus Artenschutzgrün-

den. Um einen möglichst großen planerischen Spielraum zur Erschließung der wirtschaftlichsten Standorte der jeweiligen Region zu erreichen, wird es neuer Ansätze bedürfen, die den jeweiligen Belangen durch differenzierte Regelungen gerecht werden. Insbesondere dort, wo es technische Lösungen gibt, sollten diese verstärkt verfolgt werden. Bei der Befeuern (Beleuchtung) von Windenergieanlagen sowie der Vereinbarkeit mit militärischen Radaranlagen wurden in den letzten Jahren gezeigt, dass sinnvolle Lösungen zu einem gemeinsamen Grundkonsens aller Beteiligten führt. Insofern wird es drauf ankommen, dass in den genannten Themenbereichen von allen Beteiligten ergebnisoffen Lösungen entwickelt werden.

Entsprechend der Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von der Windhöffigkeit wird deutlich, dass insbesondere auch die planerischen Rahmenbedingungen für die Entwicklung der Projekte sich auf positiv (breiter Suchraum) oder auch negativ (kaum Entwicklungsräume) auf mögliche Kostendegressionen auswirken können.



Abb. 10: Einfluss des Abstandes zu Wohnbauflächen auf die Höhe des Flächenpotentials



Quelle: eigene Darstellung nach UBA, 2013

#### 4. Planungs- und Realisierungszeiträume

Aufgrund der breiten Akteursvielfalt sowie den zum Teil stark voneinander abweichenden Planungsansätzen in den Ländern und Regionen, ist der Grad der Projektentwicklung in Deutschland nicht mit statistischen Zahlen belegt. Zahlen verschiedener Regionen sind erst zu einem sehr späten Zeitpunkt untereinander vergleichbar. Auch die projektspezifischen Merkmale der einzelnen Windparks variieren in der Regel sehr stark vom Beginn der Projektplanungen bis hin zur Inbetriebnahme und zum Teil selbst im Betrieb. Insofern unterscheidet sich die Windenergie an Land bspw. sehr stark von größeren (Freiflächen-)PV-Projekten.

Entsprechend der Ausarbeitung der *Fachagentur Windenergie an Land (2015)* lassen sich die Planungs- und Genehmigungsprozesse zumindest aus Sicht der Pro-

jektentwickler in vier Phasen (Vorprüfung, Planung, Genehmigung, Realisierung) unterteilen. Im Ergebnis kann festgehalten werden, dass ein durchschnittliches Projekt rund 5 Jahre vom Prozessbeginn bis zur Inbetriebnahme der Anlagen benötigt und die geplante Größe des Windparks von der späteren tatsächlichen Größe zum Teil deutlich abweicht.

Die ermittelten Zeit- und Finanzwerte weisen allesamt hohe Standardabweichungen auf, da Einzelwerte stark um den statistischen Mittelwert streuen. Insofern sind die genannten Werte durchschnittliche Orientierungsgrößen. Projektspezifische Angaben können teilweise stark von den rechnerischen Durchschnittswerten abweichen.

Nachfolgend werden die Phasen des Planungs- und Genehmigungsprozesses dargestellt:

## 1. Vorprüfung

grundlegende Klärung örtlicher, rechtlicher und technischer Aspekte, insbesondere:

- die Standorteignungsprüfung (planungsrechtliche Situation, Windhöflichkeit Ertrag, Grobkonzept für Windparklayout und -infrastruktur) sowie
- die Flächensicherung (Abstimmung mit Kommune, Abschluss von Pacht- / Kauf-(Vor-)verträgen)

Mittlere Dauer: 15 Monate

Mittlere Kosten: 10–15 €/kW (geplante Leistung)

## 2. Planung

Erstellung wesentlicher Gutachten (Naturschutz, Technik) sowie Abgleich, ggf. auch Anpassungen des Vorhabens mit der Regional- und Bauleitplanung

Mittlere Dauer: 21 Monate (Phasen 1 + 2: 36 Monate)

Mittlere Kosten: 30–50 €/kW (Phasen 1 + 2: 40–65 €/kW geplante Leistung)

## 3. Genehmigung

Einreichung des immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsantrags bis zum formalen Bescheid

Mittlere Dauer: 17 Monate (Phasen 1–3: 53 Monate)

Mittlere Kosten: 30–50 €/kW (Phasen 1–3: 70 – 115 €/kW geplante Leistung)

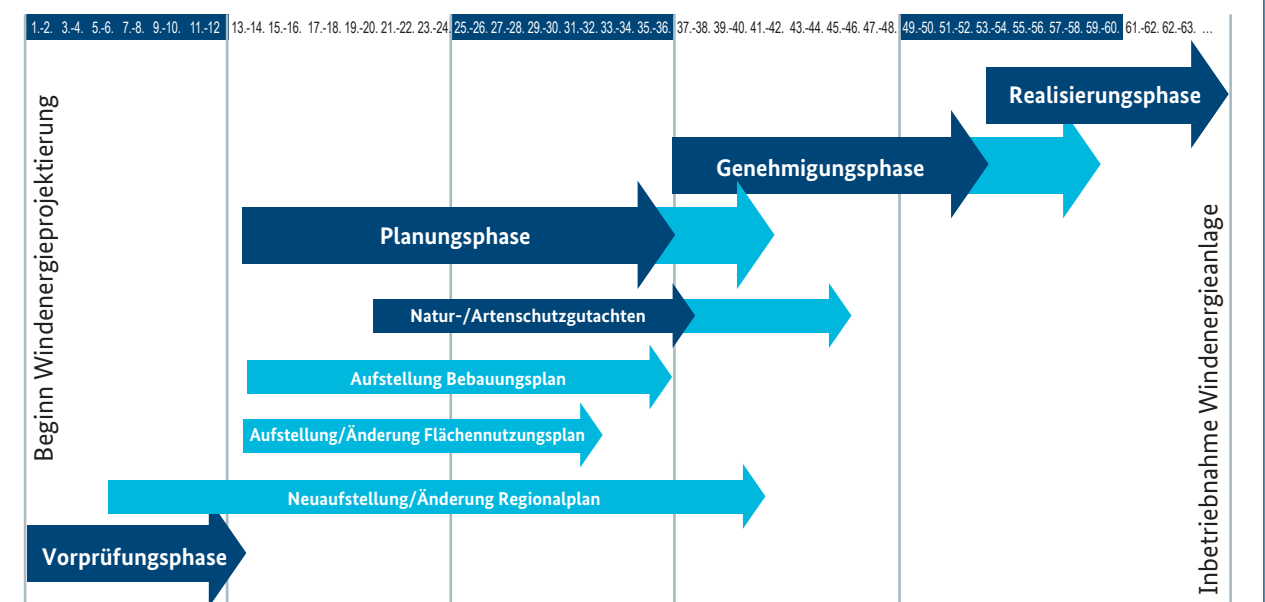
## 4. Realisierung

Ab Erteilung der Genehmigung bis zur Inbetriebnahme

Mittlere Dauer: 12 Monate (Phasen 1–4: 65 Monate)

Mittlere Kosten: abhängig vom jeweiligen Projekt

Abbildung 11: Projektentwicklungsphasen, Fachagentur Windenergie an Land



## 5. Wettbewerbssituation im Markt

Die wesentlichen Akteure für die engere Projektrealisierung lassen sich auf vier Gruppen (Projektentwickler, Planungsträger, Investoren, Betreiber, Hersteller, Zulieferer) verteilen. Bei der Analyse wird deutlich, dass die Akteursstruktur aufgrund der Kleinteiligkeit des Marktes und fehlender belastbarer Quellen vornehmlich qualitativ beschrieben werden kann. Eine aktuelle Veröffentlichung des Bundesverbands Windenergie beschreibt die Akteursstruktur<sup>8</sup>.

### 1. Projektentwickler

Bei den Projektentwicklern gibt es eine Vielzahl von regionalen und überregionalen Unternehmen. Insbesondere regionale Projektentwickler sind in der Regel kleinere Unternehmen mit einem starken regionalen Bezug, die eher selten in andere Planungsregionen ausweichen und insofern kein Portfolioeffekt nutzen können. Die Finanzierung der Projektentwicklungsphase stellt insbesondere kleinere Projektentwickler (Anzahl und Größe der Windparks) eine verhältnismäßig große Herausforderung dar. Bei überregionalen und großen Entwicklern ist in den letzten Jahren teilweise eine Konzentration über eigenes Wachstum, Firmenaufkäufe bzw. Kooperationen zu verzeichnen. Verstärkt wird dieser Trend durch das wachsende Engagement von großen Energieversorgungsunternehmen und Stadtwerken, deren Markteintritt sich teilweise stark verzögert, insbesondere vor dem Hintergrund der erforderlichen Flächenakquise.

Erkennbar ist, dass vor allem regionale Projektentwickler zu einer Verbesserung der Akzeptanz führen können und damit die entsprechenden Projekte mit einer höheren Wahrscheinlichkeit auch realisiert werden können. Alternativ können auch überregionale Projektentwickler, die relevanten regionalen Akteure frühzeitig umfassend durch Kommunikation oder auch durch finanzielle Beteiligungsoptionen bzw. Kooperationen einbinden, die notwendige Akzeptanz in der regionalen Bevölkerung herbeiführen.

### 2. Investoren/Betreiber

Die Unternehmens- und Beteiligungsstruktur während der Betriebsphase ist deutlich heterogener und dynamischer als die Projektierungsphase. Häufig verkaufen die ursprünglichen Projektentwickler mit Projektrealisierung bzw. nach Inbetriebnahme entweder Anteile am Windpark oder den gesamten Windpark an Investoren. Insbesondere Stadtwerke, die selbst keine Windparks entwickeln, Unternehmen, die Windparks zur Eigenversorgung betreiben, insbesondere aber auch strategische Investoren, wie Versicherungen und Rentenfonds werden erst während der Betriebsphase zu Anteilseignern an Windparks. Dabei sind die genauen Strukturen der Betreibergesellschaften nicht bekannt. Hierzu fehlen entsprechende statistische Analysen. Im Grundsatz kann davon ausgegangen werden, dass bei einer hohen regionalen Beteiligung der Bevölkerung der nachhaltige Betrieb von Windparks an Land dauerhaft gewährleistet wird. Die jeweilige regionale Beteiligung durch Projektentwickler erfolgt mittels unterschiedlicher Modelle, die von reinen Bürgerwindparks, über den Verkauf von Anteilen bis hin zu reinen Akzeptanzmaßnahmen gehen. Im Wesentlichen hängt die regionale Beteiligung von der Bereitschaft und Leistungsfähigkeit der Initiatoren des Projektes ab.

### 3. Planungsträger (staatliche Akteure)

Den Planungsträgern kommt eine gesonderte Rolle bei der Windenergie an Land zu. Planungsträgern obliegt nach dem jeweiligen Bundes- oder Landesrecht die Kompetenz für die Planung. Die öffentlichen Planungsträger steuern auf der jeweiligen Planungsebene die räumliche Entwicklung ihrer jeweiligen Planungsregion.

Im Bereich der Windenergie an Land kommt Ihnen eine besondere Bedeutung zu, da in Abhängigkeit der zum Teil sehr unterschiedlichen Planungsansätze in den Ländern und Regionen sie über den in den Regionen zur Verfügung stehenden Flächen zur Nutzung der Windenergie im Rahmen ihres Abwägungsspielraums entscheiden. Neben dem Planungswillen und der jeweiligen Ausrichtung (z. B. Schleswig-Holstein (2 % der Landesfläche) im Vergleich zu Bayern (Mindestabstandsregelung 10 mal der Höhe der Anlage) entscheidet insbesondere die Erfahrung und die personelle Ausstattung der regionalen Planungsträger über die Dauer und Qualität der Planungsprozesse.

#### 4. Hersteller

Zwei Hersteller dominieren den deutschen Markt. Dies wird für den gesamten Anlagenbestand, als auch für den Zubau der letzten Jahre deutlich. Zusammen decken beide Hersteller rund 70 Prozent des jährlichen Neubaus ab. Zurückzuführen ist dies u.a. auf die langjährigen Erfahrungen der Projektentwickler mit diesen Herstellern und die sehr starke Verankerung und Präsenz der Hersteller insbesondere in Norddeutschland. Weiterhin haben sich diese Hersteller sehr stark auf den kleinteiligen deutschen Markt eingerichtet und gehen umfassend auf die entsprechenden Bedürfnisse des heterogenen Markts im Rahmen der Vertragsgestaltung ein. Dagegen haben Unternehmen, die sich auf die Strukturen im deutschen Markt nicht umfassend einstellen können, Schwierigkeiten auf die Vielfalt der Projektentwickler mit der entsprechend notwendigen Flexibilität und entsprechenden Vertragsgestaltungen zu reagieren.

#### 6. Zusammenfassung

Ziel des EEG 2014 ist es, dass 2.500 MW aus Wind an Land pro Jahr netto zugebaut werden. Je nachdem wie viele Windenergieanlagen abgebaut werden, bedeutet das einen Neubau von 3 - 5 GW pro Jahr im Zeitraum bis 2035. Die aktuellen Zubauzahlen unterstreichen, dass gegenwärtig hinreichend Flächen zur Verfügung stehen. Bei der Flächenverfügbarkeit bestehen aber grundsätzlich Risiken. Die Planung zur Bereitstellung von geeigneten Flächen ist in der Regel den entsprechenden Genehmigungsverfahren vorgeschaltet und hat einen sehr hohen Zeitbedarf. Dabei ist der Umfang der Flächenentwicklung von einer Vielzahl von Vorgaben sowie sehr stark von der Akzeptanz vor Ort abhängig. Bei der Frage der Akzeptanz kommt den Planungsträgern auf staatlicher Seite auch insbesondere den Entwicklern und Investoren eine sehr große Bedeutung zu.

Die Bandbreite der heutigen Gestehungskosten liegt aktuell zwischen 6 und 9 Ct/kWh, wobei die überwiegende Mehrzahl der heute betriebenen Anlagen sowie der ermittelten Potentiale zwischen 7,5 und 9 Ct/kWh liegt.

Von der ersten Projektidee bis zur Inbetriebnahme vergehen durchschnittlich 5 Jahre.

Der deutsche Windenergiemarkt ist sehr kleinteilig. So liegt der Anteil kleiner Windparks mit weniger als 6 Anlagen bei über 60 % aller Windenergieanlagen. Weiterhin ist der Markt geprägt durch eine große Akteursvielfalt. Aus dieser Akteursvielfalt ergibt sich ein großer Wettbewerb um geeignete Flächen, zugleich aber auch eine breite und vielfältige Flächenentwicklung, was sich u.a. in aktuellen Zubauzahlen widerspiegelt.

Aufgrund der unterschiedlichen Planungsansätze in den Ländern und Regionen kommt den Planungsträgern eine besondere Bedeutung zu. Personelle Ressourcen sowie die Erfahrung mit der Windenergieplanung beeinflussen erheblich die räumliche Steuerung der Windenergie.

Bei den überregionalen Projektentwicklern sowie Herstellern besteht eine große Kenntnis über den deutschen Markt (Kosten, verfügbare Flächen etc.).