

KOSTENSITUATION DER  
WINDENERGIE AN LAND IN  
DEUTSCHLAND  
UPDATE



# KOSTENSITUATION DER WINDENERGIE AN LAND IN DEUTSCHLAND - UPDATE

---

Kurztitel: Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland

Bearbeitung: **DEUTSCHE  
WINDGUARD**

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

Foto Titelseite: © Bundesverband WindEnergie e.V. / Tim Riediger

Projektnummer: VW15110

Berichtsnummer: SP15027A1

Auftraggeber:



Bundesverband WindEnergie e.V.  
Neustädtische Kirchstraße 6  
10117 Berlin



Power Systems

VDMA Power Systems  
Lyoner Str. 18  
60528 Frankfurt

Varel, Dezember 2015

## **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 65 Seiten inklusive Deckblatt.

## ZUSAMMENFASSUNG

---

Die zum Jahr 2017 anstehende Überführung der Förderung von Strom aus Windenergieanlagen an Land in ein Ausschreibungsmodell regt zurzeit intensive Diskussionen zur Ausgestaltung eines angepassten Referenzertragsmodells an. Im Rahmen solcher Diskussionen ist es von Bedeutung, die Stromgestehungskosten abschätzen zu können. Aus diesem Grund beauftragten der Bundesverband Windenergie e.V. (BWE) und der Fachverband PowerSystems im Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V. (VDMA) eine Aktualisierung der bereits 2013 veröffentlichten Studie zur damaligen Kostensituation der Windenergie an Land.

Die aktualisierte Studie baut auf einer aktuellen Datenerhebung zu den Hauptinvestitionskosten sowie auf Abschätzungen der Investitionsnebenkosten und Betriebskosten auf Basis der 2013 erhobenen Daten auf. Hinsichtlich weiterer Annahmen, wie der Finanzierungsannahmen und installierten Anlagentechnologie, wurden Fachinterviews geführt und Zubau- und Genehmigungsdaten analysiert. Grundlage aller Kostenannahmen, insbesondere der Betriebskosten, ist das im Rahmen des EEG 2014 definierte zweistufige Referenzertragsmodell. Unter diesem Förderregime werden Windenergieanlagen in Deutschland in den Jahren 2016 und 2017 noch errichtet.

### Hauptinvestitionskosten

Unter Hauptinvestitionskosten werden die Kosten für die Windenergieanlagen sowie für deren Transport und Installation verstanden. Die aktuellen Hauptinvestitionskosten, die für Projekte relevant sind, die 2016/17 in Betrieb gehen werden, wurden bei Herstellern von Windenergieanlagen erhoben. An der Datenerhebung beteiligten sich sechs Hersteller mit einem Marktanteil von 97 %. Die Datenbasis umfasst 46 Windenergieanlagentypen verschiedener Konfiguration. Das Ergebnis der Untersuchung dieser Anlagentypen hinsichtlich der Kosten je installiertem Kilowatt ist in der folgenden Tabelle dargestellt.

Nabenhöhe	Leistungsklasse	
	2 MW < P ≤ 3 MW	3 MW < P ≤ 4 MW
NH ≤ 100 m	980 €/kW	990 €/kW
100 m < NH ≤ 120 m	1.160 €/kW	1.120 €/kW
120 m < NH ≤ 140 m	1.280 €/kW	1.180 €/kW
140 m < NH	1.380 €/kW	1.230 €/kW

Die Kosten je Kilowatt der Windenergieanlagen steigen mit der Nabenhöhe. Tendenziell sind Anlagen einer größeren Leistungsklasse je Kilowatt günstiger, die einzige Ausnahme bilden Windenergieanlagen mit einer Nabenhöhe unter 100 Metern. Die Standardabweichung der Hauptinvestitionskosten liegt im Durchschnitt in den Anlagenkategorien bei 88 €/kW. Im Zeitverlauf betrachtet, zeigt sich sowohl hinsichtlich der Kosten je Kilowatt als auch hinsichtlich der Kosten je Quadratmeter überstrichener Rotorfläche im Durchschnitt eine Kostensenkung.

### **Investitionsnebenkosten**

Die Investitionsnebenkosten wurden anhand der inflationsbereinigten, in der Vergangenheit erhobenen Daten abgeschätzt. Sie beinhalten Fundament, Netzanbindung, Erschließung, Planung und sonstige Kosten. Für die Betrachtung in der vorliegenden Studie werden mittlere Investitionsnebenkosten von 387 €/kW angesetzt. Dies entspricht real im Vergleich zur Studie 2013 unveränderten Investitionsnebenkosten. Projektspezifisch variieren die Investitionsnebenkosten stark und weisen eine Standardabweichung von knapp 40 % auf.

### **Betriebskosten**

Die Betriebskosten wurden ebenfalls anhand der inflationsbereinigten, in der Vergangenheit erhobenen Daten zu Betriebskosten abgeschätzt. Sie beinhalten Kosten für Wartung & Reparatur, Pacht, kaufmännische und technische Betriebsführung, Versicherungen sowie Rücklagen und sonstige Kosten. Projektspezifisch variieren die Betriebskosten stark und weisen im Durchschnitt über die erste und zweite Betriebsdekade eine Standardabweichung von knapp 30 % auf. Hinsichtlich der Betriebskosten wurde in der vorliegenden Studie zudem erstmals zwischen fixen und variablen Kosten differenziert. Für die Betrachtung in der vorliegenden Studie werden an einem 80%-Standort mittlere Betriebskosten von 56 €/kW angesetzt, welche 30 % fixe Kosten sowie 70 % variable Kosten beinhalten. Dies entspricht am 80%-Standort real im Vergleich zum Studie 2013 eine Kostensenkung in Höhe des Inflationsausgleichs. Mit steigender Standortqualität und somit steigenden Energieerträgen nimmt auch der Anteil variabler Kosten zu.

### **Finanzierungsparameter**

Die Finanzierungsstrukturen wurden anhand der aktuellen Marktsituation in Rücksprache mit Finanzierern abgeschätzt. Der Eigenkapitalanteil wurde für die vorliegende Studie mit 15 % festgelegt. Aufgrund des geringen Risikos ist eine Finanzierung mit vergleichsweise wenig Eigenkapital möglich. Der Eigenkapitalzins ist anders als in der Studie von 2013 über alle Standortqualitäten auf 8 % festgesetzt worden, ohne einen Anreiz zum Zubau an windstarken Standorten in die Stromgestehungskosten-Berechnung einzubeziehen. Der Fremdkapitalzins ist für Projekte, die 2016/17 installiert werden, auf 2,5 % prognostiziert worden. Darin enthalten sind KfW-Refinanzierungszinssätze sowie Bankmargen. Die Fremdfinanzierungslaufzeit sinkt aufgrund der erhöhten Anfangsvergütung im zweistufigen Referenzertragsmodell mit steigender Standortqualität.

### **Stromgestehungskosten**

Die Stromgestehungskosten bezeichnen die Kosten, die eine Kilowattstunde Strom aus Windenergieanlagen im Durchschnitt über die Betriebsdauer von 20 Jahren kostet. Zur Berechnung der Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von der Standortqualität wurde zunächst für jeden Standortqualitätsbereich auf Basis einer regionalen Zuordnung bestimmt, welche Anlagentechnologie zu welchem Anteil installiert wird. Darauf aufbauend werden Kosten und Energieerträge für die Standortqualitätsbereiche festge-

legt. Die mittleren Stromgestehungskosten ergeben sich daraus wie in der folgenden Tabelle dargestellt.

Standortqualität	Mittlere Stromgestehungskosten 2016/17 (ohne Berücksichtigung des §24 EEG 2014)
60%	9,6 ct/kWh
70%	8,6 ct/kWh
80%	7,8 ct/kWh
90%	7,2 ct/kWh
100%	6,7 ct/kWh
110%	6,3 ct/kWh
120%	6,1 ct/kWh
130%	5,8 ct/kWh
140%	5,5 ct/kWh
150%	5,3 ct/kWh

### Sensitivitätsanalyse

Aufgrund von projektespezifischen Abweichungen oder Veränderungen der Marktsituation können sich die Stromgestehungskosten verändern. Durch die Untersuchung verschiedener Sensitivitäten kann der Einfluss verschiedener Eingangsparameter auf die Stromgestehungskosten beurteilt werden. In der folgenden Tabelle sind die mittleren Auswirkungen der Veränderung verschiedener Eingangsparameter dargestellt.

Eingangsparameter	Änderung		Mittlere Auswirkung auf Stromgestehungskosten	
Vergüteter Ertrag (§ 24 EEG 2014)	-3 %	-13 %*	3 %	10 %
Hauptinvestitionskosten	+10 %	-10 %	4 %	-4 %
Investitionsnebenkosten	+10 %	-10 %	1 %	-1 %
Betriebskosten	+10 %	-10 %	4 %	-4 %
Fremdkapitalzinsen	+1%-Punkte	-0,5%-Punkte	3 %	-2 %
Eigenkapitalverzinsung	+2%-Punkte	-2%-Punkte	3 %	-3 %
Eigenkapitalanteil	+10%-Punkte	-5%-Punkte	3 %	-1 %
Kumuliert**			24 %	-14 %

\* im Durchschnitt

\*\*Alle kostensteigernden/-senkenden Parameter in Summe, 3%-§ 24 EEG - Szenario

Es wird deutlich, dass insbesondere durch den 2016 in Kraft tretenden § 24 EEG (Verringerung der Förderung bei negativen Preisen) tendenziell über die gesamte Anlagenlaufzeit die Gefahr einer Kostensteigerung deutlich höher ist als die Wahrscheinlichkeit einer Kostensenkung.

### Ausblick zum Ausschreibungssystem

Durch die Einführung eines Ausschreibungssystems ab 2017 ändern sich die Rahmenbedingungen für die Umsetzung von Windenergieprojekten deutlich. Durch miteinander im Wettbewerb stehende Projekte erhöht sich der Kostendruck, was einen Anreiz zur Kostensenkung darstellt. Gegenläufig sind Kostensteigerungen durch die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren sowie durch veränderte Finanzierungsparameter (erhöhtes Risiko führt z. B. zu höheren Eigenkapitalanteilen). Die tatsächlichen Kosten, die durch den Eintritt ins Ausschreibungssystem entstehen werden, sind schwer abzuschätzen und hängen unter anderem auch von der zurzeit noch in der Diskussion befindlichen Ausgestaltung des Ausschreibungssystems ab.

Die aus den Kostenverhältnissen resultierenden Chancen von Projekten unterschiedlicher Standortqualität im Ausschreibungssystem hängen von der Auslegung des Referenzertragsmodells ab und sind anhand von Beispielen in der vorliegenden Studie dargestellt.

# INHALTSVERZEICHNIS

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS .....	IX
ABBILDUNGSVERZEICHNIS .....	X
TABELLENVERZEICHNIS .....	XI
1 HINTERGRUND.....	1
2 INHALT UND STRUKTUR DER ANALYSE .....	2
3 HAUPTINVESTITIONSKOSTEN VON WINDENERGIEPROJEKTEN .....	4
3.1 DATENBASIS .....	4
3.2 HAUPTINVESTITIONSKOSTEN .....	5
3.3 ZEITLICHE ENTWICKLUNG DER HAUPTINVESTITIONSKOSTEN.....	7
4 INVESTITIONSNEBENKOSTEN .....	10
5 BETRIEBSKOSTEN .....	15
5.1 KOSTEN FÜR DEN ANLAGENBETRIEB .....	15
5.2 DIREKTVERMARKTUNGSKOSTEN .....	19
6 FINANZIERUNGSSTRUKTUREN .....	20
7 STROMGESTEHUNGSKOSTEN.....	24
7.1 METHODIK.....	24
7.2 STANDORTQUALITÄT IN DEUTSCHLAND.....	25
7.3 EINGANGSPARAMETER UND GRUNDANNAHMEN .....	27
7.3.1 Technologieauswahl .....	27
7.3.2 Kosten- und Finanzierungsstrukturen .....	28
7.3.3 Eingangsparameter im Überblick.....	30
7.4 STROMGESTEHUNGSKOSTEN.....	30
8 SENSITIVITÄTSANALYSEN .....	34
8.1 BERÜCKSICHTIGUNG VON §24 EEG 2014.....	35
8.2 VARIATION DER HAUPTINVESTITIONSKOSTEN.....	37
8.3 VARIATION DER INVESTITIONSNEBENKOSTEN .....	38
8.4 VARIATION DER BETRIEBSKOSTEN .....	39
8.5 VARIATION DER FINANZIERUNGSPARAMETER .....	40
8.6 ZUSAMMENWIRKEN UNTERSCHIEDLICHER EINFLUSSFAKTOREN .....	43

9	AUSBLICK – EINORDNUNG IN DIE AKTUELLE POLITISCHE DISKUSSION .....	45
9.1	POTENZIELLE EFFEKTE DES AUSSCHREIBUNGSSYSTEMS AUF DIE KOSTENSITUATION .....	46
9.2	POTENZIELLE GEBOTSKURVEN FÜR DIE WINDENERGIE IM AUSSCHREIBUNGSSYSTEM .....	48
	LITERATURVERZEICHNIS.....	52
	ANHANG .....	54

## ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

---

BDB	Betreiberdatenbasis
BLB	Bremer Landesbank
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BWE	Bundesverband WindEnergie e.V.
DV	Direktvermarktung
DWG	Deutsche WindGuard
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
FGW	Fördergesellschaft Windenergie
GW	Gigawatt
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KW	Kilowatt
KWh	Kilowattstunden
MW	Megawatt
N	Stichprobengröße
NH	Nabenhöhe
P	Anlagenleistung
VDMA	Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V.
WEA	Windenergieanlage

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1:	Struktur der Analyse und Darstellung der Arbeitsschritte.....	3
Abbildung 2:	Struktur der Datenbasis in Abhängigkeit von der Anlagenleistung (P) und Nabenhöhe (NH).....	5
Abbildung 3:	Spezifische Hauptinvestitionskosten in €/kW mit Standardabweichung nach Leistungsklasse und Nabenhöhe .....	6
Abbildung 4:	Zeitliche Entwicklung der spezifischen Hauptinvestitionskosten je kW von Windenergieanlagen der Leistungsklassen von 2-3 MW und von 3-4 MW (inflationbereinigt) .....	8
Abbildung 5:	Zeitliche Entwicklung der spezifischen Hauptinvestitionskosten pro Quadratmeter überstrichener Rotorfläche von Windenergieanlagen der Leistungsklassen 2-3 MW und 3-4 MW (inflationbereinigt) .....	9
Abbildung 6:	Inflationbereinigte spezifische Investitionsnebenkosten im Zeitverlauf.....	11
Abbildung 7:	Inflationbereinigte spezifische Kosten für Flach- und Tiefgründung von Windenergieanlagen im Zeitverlauf .....	12
Abbildung 8:	Inflationbereinigte spezifische Betriebskosten im Zeitverlauf.....	16
Abbildung 9:	Entwicklung der Refinanzierungszinsen des KfW-Förderprogramms 270 mit 10- und 20-jähriger Zinsbindung und des Leitzinses der Europäischen Zentralbank .....	21
Abbildung 10:	Verteilung der Standortqualitäten von bis 2013 in Deutschland installierten Windenergieanlagen.....	26
Abbildung 11:	Windzonen in Deutschland .....	28
Abbildung 12:	Durchschnittliche Stromgestehungskosten 2016/17 in ct/kWh von gemäß EEG 2014 errichteten Windenergieanlagen ohne Berücksichtigung des § 24 EEG 2014 .....	31
Abbildung 13:	Durchschnittliche Stromgestehungskosten in ct/kWh 2012/13 und 2016/17 mit und ohne Anreiz zum Ausbau windstarker Standorte .....	32
Abbildung 14:	Auswirkung von potenziellen Ertragseinbußen aufgrund von § 24 EEG 2014 auf die Stromgestehungskosten (ct/kWh) und prozentuale Veränderung.....	36
Abbildung 15:	Auswirkung einer Veränderung der Hauptinvestitionskosten auf die Stromgestehungskosten (ct/kWh) und prozentuale Veränderung.....	38
Abbildung 16:	Auswirkung einer Veränderung der Investitionsnebenkosten auf die Stromgestehungskosten (ct/kWh) und prozentuale Veränderung.....	39

Abbildung 17: Auswirkung einer Veränderung der variablen und fixen Betriebskosten auf die Stromgestehungskosten (ct/kWh) und prozentuale Veränderung.....	40
Abbildung 18: Auswirkung einer Veränderung der Fremdkapitalzinsen auf die Stromgestehungskosten (ct/kWh) und prozentuale Veränderung.....	41
Abbildung 19: Auswirkung einer Veränderung der Eigenkapitalzinsen auf die Stromgestehungskosten (ct/kWh) und prozentuale Veränderung.....	42
Abbildung 20: Auswirkung einer Veränderung des Eigenkapitalanteils auf die Stromgestehungskosten (ct/kWh) und prozentuale Veränderung.....	43
Abbildung 21: Bandbreite möglicher Auswirkungen der Veränderung aller Parameter (kostensenkend bzw. kostensteigernd) auf die Stromgestehungskosten (ct/kWh) und prozentuale Veränderung.....	44
Abbildung 22: Potenzielle Gebotskurve im Ausschreibungssystem bei Gebot auf die Anfangsvergütung mit fixer Grundvergütungshöhe von 4,65 ct/kWh ( $\hat{=}$ Grundvergütung gemäß EEG 2014 im ersten Quartal 2017 bei maximaler Degression).....	49
Abbildung 23: Potenzielle Gebotskurve im einstufigen Ausschreibungssystem bei Gebot auf den anzulegenden Wert am 100%-Standort.....	51

## TABELLENVERZEICHNIS

---

Tabelle 1: Anteil der verschiedenen Positionen an den Betriebskosten und Einordnung zu variablen und fixen Kosten.....	17
Tabelle 2: Durchschnittliche Anlagenkonfiguration in den verschiedenen Standortqualitätsbereichen .....	28
Tabelle 3: Eingangsparameter zur Berechnung der Stromgestehungskosten im Ausgangsfall.....	30
Tabelle 4: Wertetabelle zu Abbildung 14 bis Abbildung 21, Auswirkung einer Veränderung verschiedener Eingangsparameter auf die Stromgestehungskosten (ct/kWh) .....	54

# 1 HINTERGRUND

---

Die Deutsche WindGuard hat zuletzt 2012/2013 im Auftrag von BWE und VDMA die Kostensituation der Windenergie an Land analysiert. [DWG 2013] Hierbei wurden Haupt- und Investitionsnebenkosten und Betriebskosten erhoben sowie die Stromgestehungskosten ermittelt. Aktuell wird aufgrund der Festlegungen im Rahmen der EEG-Novelle 2014 bereits die Einführung eines Ausschreibungssystems für die Windenergie und damit eine wesentliche Änderung der Vergütungsstrukturen vorbereitet. Aus diesem Anlass möchten die beiden Verbände BWE und VDMA einen aktualisierten Kenntnisstand über die Kostensituation von Windenergieprojekten an Land erhalten. Die neue Analyse soll im Hinblick auf das Design eines Ausschreibungssystems für die Windenergie, insbesondere hinsichtlich einer möglichen Neugestaltung des Referenzertragsmodells, der Gestaltung möglicher De-Minimis-Regelungen sowie der Festlegung eines eventuellen Höchst-Vergütungssatzes für Strom aus Windenergie, unerlässliche Basisinformationen liefern.

## 2 INHALT UND STRUKTUR DER ANALYSE

---

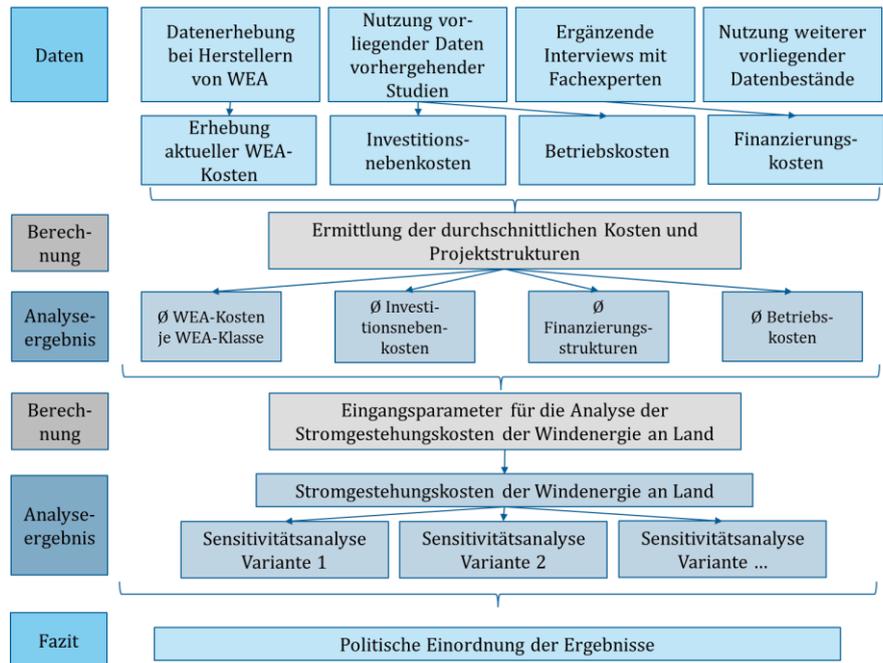
Ziel der vorliegenden Studie zur Kostensituation der Windenergie ist eine möglichst realistische Darstellung der aktuellen Kosten der Windenergie an Land. Aufgebaut wird dabei auf den in der Kostenstudie 2012/13 erhobenen Daten und entwickelten Modellen. Im Bereich der Anlagenkosten wurde eine erneute Datenerhebung bei Herstellern von Windenergieanlagen (WEA) durchgeführt. Investitionsnebenkosten und Betriebskosten wurden auf Basis der aus der Vergangenheit vorliegenden Daten hinsichtlich ihres Aktualisierungsbedarfs untersucht und entsprechende Annahmen hergeleitet. Zu weiteren relevanten Themen, wie Finanzierungssituation und Direktvermarktung, wurden ergänzende Interviews mit Fachexperten geführt. Zudem wurde auf bestehende Datenbestände (z. B. Statistik zum Windenergieausbau, Anlagenregister der Bundesnetzagentur (BNetzA), Betreiberdatenbasis etc.) zurückgegriffen.

Aus den gesammelten Informationen wurden durchschnittliche Projektstrukturen (verwendete Anlagentechnologie, Finanzierungsstrukturen etc.) ermittelt, die als Eingangsparameter für die Stromgestehungskostenberechnung dienen. Das bereits 2012/13 genutzte Modell zur Stromgestehungskostenberechnung wurde durch verschiedene Anpassungen weiter optimiert und noch realitätsnäher gestaltet. Der mit dem optimierten Modell berechnete Basisfall der Stromgestehungskosten 2016/17 wurde verschiedenen Sensitivitätsanalysen unterzogen, die den Einfluss der Veränderung verschiedener Eingangsparameter auf die Stromgestehungskosten untersuchen. Eine Einschätzung der möglichen Änderungen durch das Ausschreibungsmodell wird angeschlossen.

Als Fazit folgt eine politische Einordnung der Ergebnisse in die aktuelle Diskussion zur Einführung eines Ausschreibungssystems für die Förderung von Strom aus Windenergieanlagen an Land.

In Abbildung 1 ist die Struktur der Analyse in einer grafischen Übersicht dargestellt.

Abbildung 1:  
Struktur der Analyse  
und Darstellung der  
Arbeitsschritte  
[eigene Darstellung]



## 3 HAUPTINVESTITIONSKOSTEN VON WINDENERGIEPROJEKTEN

---

Die Hauptinvestitionskosten von Windenergieprojekten beziehen sich auf die Windenergieanlagen, die im jeweiligen Projekt installiert werden. Auch die Kosten für den Transport der Windenergieanlagen zum Projektstandort und die Installation derselben werden zu den Hauptinvestitionskosten gezählt, da sie üblicherweise vom Anlagenhersteller durchgeführt werden. Weitere Investitionskosten, wie die Erstellung von Fundamenten, die Bereitstellung der nötigen Infrastruktur sowie von Netzanschlüssen etc. sind kein Bestandteil der Hauptinvestitionskosten, sondern zählen zu den Investitionsnebenkosten.

Die aktuellen durchschnittlichen Hauptinvestitionskosten wurden auf Basis einer Befragung von Windenergieanlagenherstellern erhoben. Im Folgenden werden die aus der Befragung resultierende Datenbasis, die ermittelten Hauptinvestitionskosten und die zeitliche Entwicklung der Hauptinvestitionskosten betrachtet.

### 3.1 DATENBASIS

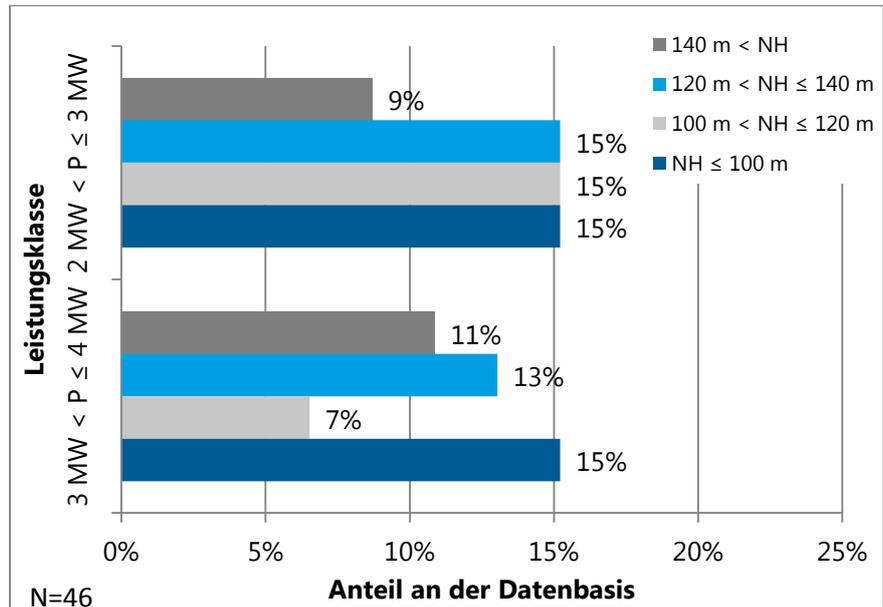
---

Im Rahmen der Befragung von Windenergieanlagenherstellern zu aktuellen Hauptinvestitionskosten konnten Rückmeldungen von sechs Herstellern von Windenergieanlagen eingeholt werden. Die sich beteiligenden Hersteller verfügen zusammen sowohl am Brutto-Windenergie-Zubau an Land in Deutschland im Jahr 2014 als auch am Brutto-Zubau im ersten Halbjahr 2015 über einen Marktanteil von rund 97 %. [DWG 2015a, DWG 2015b]

Die aus der Befragung resultierende Datenbasis beinhaltet Kosteninformationen zu 46 Anlagentypen mit Nennleistungen zwischen 2,05 MW und 3,4 MW, Nabenhöhen zwischen 64 m und 149 m und Rotordurchmessern von 70 m bis 131 m. Windenergieanlagen mit größerer Nennleistung (5 MW und mehr) wurden nicht berücksichtigt, da sie hauptsächlich auf See installiert werden und für den Onshore-Markt von verhältnismäßig geringer Relevanz sind. Auch Anlagentypen mit einer Leistung von unter 2 MW sind von so geringer Bedeutung für den aktuellen Windenergieausbau in Deutschland, dass diese nicht berücksichtigt wurden. In Abbildung 2 wird die Struktur der zur Verfügung stehenden Datenbasis in Ab-

hängigkeit von der Anlagenleistung und Nabenhöhe dargestellt.

Abbildung 2:  
Struktur der Datenbasis in Abhängigkeit von der Anlagenleistung (P) und Nabenhöhe (NH)  
[eigene Berechnung]

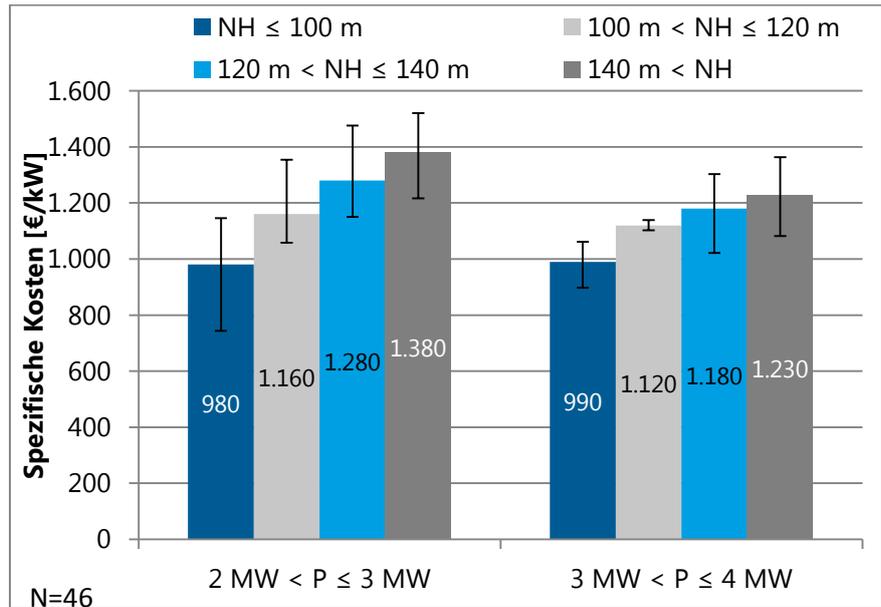


## 3.2 HAUPTINVESTITIONSKOSTEN

Zur Betrachtung der Hauptinvestitionskosten wurden die verschiedenen Anlagentypen in Klassen nach Nennleistung und Nabenhöhe eingeteilt. Hinsichtlich der Nennleistung wird zwischen Windenergieanlagen von 2 MW bis 3 MW und von 3 MW bis 4 MW unterschieden. Die Nabenhöhen sind in die Klassen bis 100 m, 100 m bis 120 m, 120 m bis 140 m sowie über 140 m unterteilt.

Die durchschnittlichen Kosten je Kilowatt installierter Leistung jeder Kategorie wurden aus der vorliegenden Datenbasis von 46 Windenergieanlagentypen ermittelt und sind in Abbildung 3 dargestellt. Die Daten wurden 2015 erhoben und sind somit für Projekte, die 2016 und 2017 umgesetzt werden, relevant.

Abbildung 3:  
Spezifische Hauptinvestitionskosten in €/kW mit Standardabweichung nach Leistungsklasse und Nabenhöhe  
[eigene Berechnung]



Es wird deutlich, dass die mittleren Kosten mit zunehmender Nabenhöhe der Anlagen in beiden Leistungsklassen ansteigen. Der Vergleich der Leistungsklassen zeigt auf, dass abgesehen von Anlagen mit Nabenhöhen unter 100 m Windenergieanlagen der höheren Leistungsklasse bei gleicher Nabenhöhe spezifisch günstiger sind als Windenergieanlagen mit geringerer Nennleistung. Die Standardabweichung der Hauptinvestitionskosten beträgt im Mittel über die untersuchten Anlagenklassen 88 €/kW.

Neben der Nabenhöhe von Windenergieanlagen ist deren Rotordurchmesser ein wichtiges Kriterium für die Höhe der Hauptinvestitionskosten. Da die Datenbasis häufig je Windenergieanlagentyp (d. h. der gleiche Generator und der gleiche Rotordurchmesser) mehrere Nabenhöhenvariationen beinhaltet, ergibt eine Kostenauswertung nach Leistung und Nabenhöhe ein differenziertes Bild. Bei einer Auswertung nach Rotordurchmesser und Leistung sieht dies anders aus, da jede Rotordurchmesserklasse ein großes Spektrum an Nabenhöhen für jeden Anlagentyp enthält und einzelne Typen mitunter übermäßig stark gewichtet werden. Generell ermöglicht die Beibehaltung der Systematik gegenüber früheren Kostenanalysen der Deutschen WindGuard [DWG 2008, DWG 2011, DWG 2013] eine gute Vergleichbarkeit der Ergebnisse und eine Analyse des zeitlichen Verlaufs.

Eine Betrachtung der Kosten je Kilowatt für verschiedene Rotordurchmesser-Klassen macht deutlich, dass Windenergieanlagen mit größerem Rotordurchmesser auch höhere spezifische Hauptinvestitionskosten aufweisen. Die Standardabweichung einer solchen Betrachtung ist jedoch vergleichsweise

hoch, da der Einfluss der Nabenhöhen nicht zu vernachlässigen ist.

Zur Zuordnung der Hauptinvestitionskosten wird im Folgenden die Klassifizierung nach Nabenhöhen und Leistungsklassen genutzt. Eine Korrelation von großen Nabenhöhen und großen Rotordurchmessern liegt vor, da Anlagentypen mit größerem Rotordurchmesser tendenziell auch die größeren Nabenhöhen zugeordnet sind. Im Durchschnitt wird somit auch der Kostenanstieg bei großen Rotordurchmessern in der gewählten Klassifizierung widergespiegelt.

### 3.3 ZEITLICHE ENTWICKLUNG DER HAUPTINVESTITIONSKOSTEN

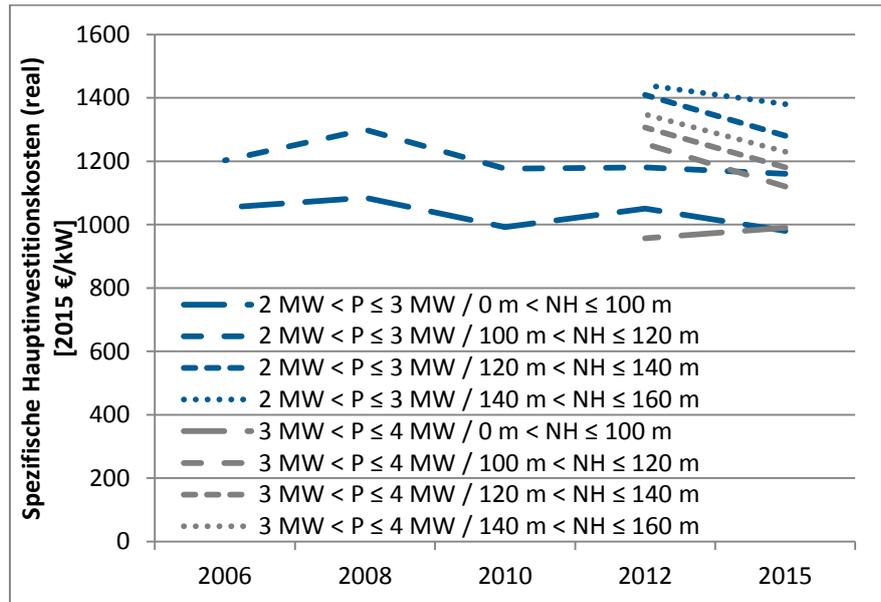
---

Zur Einordnung der ermittelten mittleren Hauptinvestitionskosten im zeitlichen Verlauf wurden Erhebungsergebnisse vergangener Studien zum Vergleich herangezogen. Viele der heute typischen Anlagenklassen waren in weiter zurückliegenden Studien noch nicht in relevanter Form am Markt vertreten und können hinsichtlich ihrer Kostenentwicklung nur mit dem Jahr 2012 verglichen werden. Die Hauptinvestitionskosten aus früheren Jahren werden aus Vergleichbarkeitsgründen inflationsbereinigt dargestellt.

#### **Spezifische Kosten pro kW installierter Leistung**

Klassischerweise erfolgt die Betrachtung der Entwicklung von Investitionskosten für Windenergieanlagen bezogen auf die spezifischen Kosten pro Kilowatt installierter Leistung. In Abbildung 4 wird dementsprechend die zeitliche Entwicklung der spezifischen Hauptinvestitionskosten je Kilowatt von Windenergieanlagen der Leistungsklassen von 2-3 MW und von 3-4 MW dargestellt.

Abbildung 4:  
Zeitliche Entwicklung  
der spezifischen Haupt-  
investitionskosten je  
kW von Windenergie-  
anlagen der Leistungs-  
klassen von 2-3 MW  
und von 3-4 MW (infla-  
tionsbereinigt)  
[DWG 2008, DWG 2011,  
DWG 2013]



In den meisten betrachteten Anlagenklassen wurden seit der letzten Erhebung im Jahr 2012 Kostensenkungen festgestellt. Die zwischen 2012 und 2015 erzielten Senkungen liegen zwischen 2 % und 11 %. Im Durchschnitt wurden Kostensenkungen von 7 % erzielt. Ausschließlich Windenergieanlagen mit einer Leistung von 3-4 MW und einer Nabenhöhe von unter 100 m haben real im Durchschnitt eine Kostensteigerung erfahren.

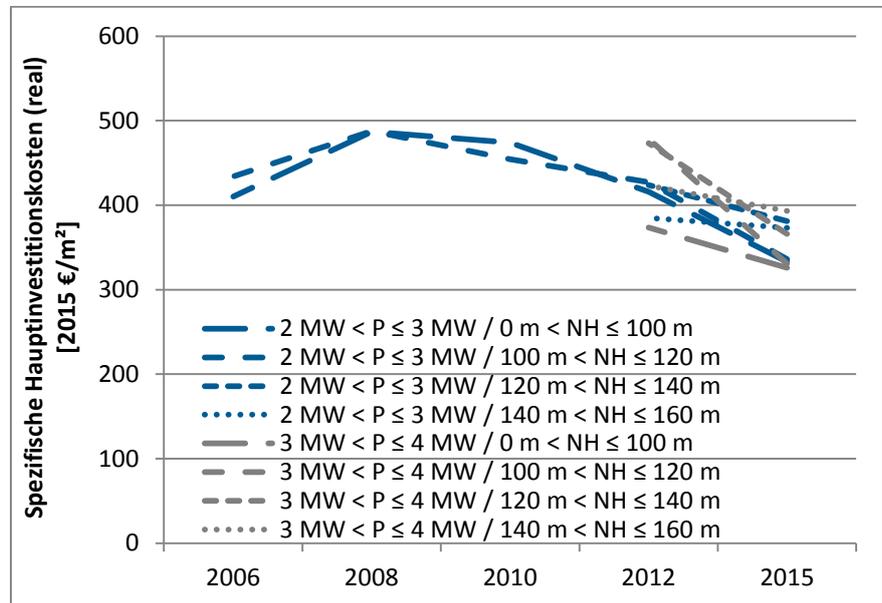
Weiter zurückblickend kann festgestellt werden, dass die Kosten der damals schon relevanten Anlagenklassen im 2-3 MW-Bereich im Jahr 2008 einen Peak verzeichneten und auch seither über die Jahre nicht stetig gesunken sind. Insgesamt lässt sich aber ein leichter Abwärtstrend erkennen.

### Spezifische Kosten pro Quadratmeter Rotorkreisfläche

In einer alternativen Betrachtungsweise wird die zeitliche Entwicklung der spezifischen Hauptinvestitionskosten pro Quadratmeter Rotorkreisfläche von Windenergieanlagen der Leistungsklassen von 2-3 MW und von 3-4 MW untersucht. In den letzten Jahren trat das Ziel der stetigen Vergrößerung der Rotordurchmesser von Windenergieanlagen gegenüber der weiteren Leistungssteigerung zunehmend in den Vordergrund (insbesondere im Hinblick auf die Erschließung von Schwachwindstandorten war dies entscheidend). Mit der Steigerung der Rotordurchmesser können deutliche Ertragssteigerungen erzielt werden, die den Nachteil höherer Investitionskosten überkompensieren und zu einer deutlichen Verbesserung der Wirtschaftlichkeitssituation führen. Aus diesem Grund ist die Kostenentwicklung pro Quadratmeter Rotorkreisfläche bezogen auf den deutschen Windenergiemarkt ein zusätzlicher

wichtiger Indikator im Sinne einer fundierten Einschätzung der Entwicklung der Hauptinvestitionskosten im Zeitverlauf. Die entsprechenden Daten hierzu werden in Abbildung 5 dargestellt.

Abbildung 5:  
Zeitliche Entwicklung der spezifischen Hauptinvestitionskosten pro Quadratmeter überstrichener Rotorfläche von Windenergieanlagen der Leistungsklassen 2-3 MW und 3-4 MW (inflationbereinigt)  
[DWG 2008, DWG 2011, DWG 2013]



Zwischen 2012 und 2015 sind die spezifischen Hauptinvestitionskosten pro m<sup>2</sup> Rotorkreisfläche bezogen auf alle betrachteten Anlagenklassen gesunken. Real liegt die Kostensenkung je nach Klasse dabei zwischen 3 % und 31 %. Im Durchschnitt beträgt die Kostenreduktion 16 %. Die Kosten pro Quadratmeter überstrichener Rotorfläche von Windenergieanlagen mit sehr hohen Türmen (>140 m) sind am geringsten gesunken. Im Vergleich der Leistungsklassen wurden im Bereich der 3-4 MW-Anlagen höhere Kostensenkungen erreicht.

Insgesamt setzt sich damit ein Trend fort, der seit 2008 beobachtet wird. Der Rotordurchmesser der installierten Windenergieanlagen steigt stetig. Obwohl große Windenergieanlagen mit großen Rotordurchmessern bezogen auf die Nennleistung vergleichsweise teuer sind, zeigt der Vergleich der Kosten je überstrichener Rotorfläche, dass dies einen positiven Effekt auf die Kosten von Strom aus Windenergie hat. Die Senkung der Hauptinvestitionskosten bezogen auf den Energieertrag am Referenzstandort beträgt real im Durchschnitt 12 %, das heißt, der Wert liegt zwischen der Kostensenkung je Kilowatt und der Kostensenkung je Quadratmeter überstrichener Rotorfläche. Es ist dabei darauf hinzuweisen, dass nicht jeder Anlagentyp für einen Einsatz am Referenzstandort geeignet ist.

## 4 INVESTITIONSNEBENKOSTEN

---

Im Rahmen der Erstellung der vorliegenden Aktualisierung der Kostenstudie wurde keine erneute Befragung bei Projektentwicklern zur Erhebung neuer Daten in Bezug auf die Investitionsnebenkosten durchgeführt.<sup>1</sup> Im Folgenden wird deshalb eine fachliche Einschätzung dazu vorgenommen, welche Entwicklung die Investitionsnebenkosten seit 2012 genommen haben. Daraus ergibt sich, welche Annahme hinsichtlich der aktuellen Investitionsnebenkosten als Eingangsparameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten gewählt wird.

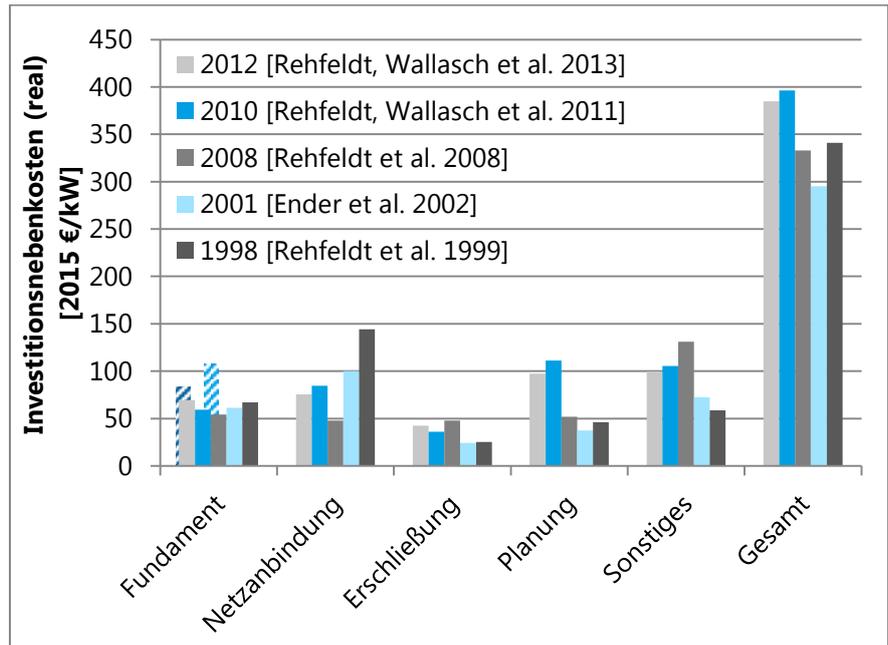
Die Investitionsnebenkosten beinhalten alle Kosten, die zusätzlich zu den Hauptinvestitionskosten bei der Umsetzung eines Windenergieprojektes anfallen. Dazu gehören neben den Kosten für das Fundament und die Netzanbindung Erschließungskosten (also Kosten für die Infrastruktur, wie bspw. den Wegbau) sowie Planungskosten. Hinzu kommen „sonstige Kosten“, die beispielsweise Kosten für Ausgleichsmaßnahmen beinhalten.

Die folgende Abbildung 6 zeigt die historische Entwicklung der mittleren Investitionsnebenkosten (inflationbereinigt) zwischen 1998 und 2012 (letzter zur Verfügung stehender Datensatz). Projektspezifisch können die Investitionsnebenkosten erheblich von den Mittelwerten abweichen. In der Datenerhebung von 2013 wurde eine Standardabweichung von knapp 40 % festgestellt.

---

<sup>1</sup> Fundamentkosten wurden bei Herstellern von Windenergieanlagen erhoben.

Abbildung 6:  
Inflationsbereinigte Investitionsnebenkosten im Zeitverlauf  
[DWG 2013]



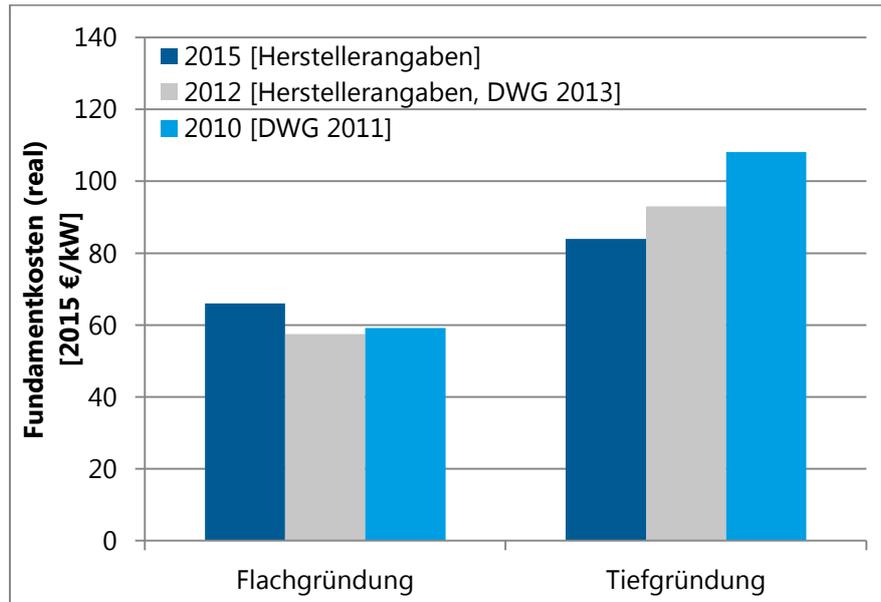
Es wird deutlich, dass die Investitionsnebenkosten im Verlauf der vergangenen Jahre in der Grundtendenz eher gestiegen als gefallen sind. Zwischen den Jahren 2010 und 2012 wurde real ein geringfügiger Kostenrückgang um etwa 2 % beobachtet. [DWG 2013]

Um ableiten zu können, welche Kostenentwicklung zwischen 2012 und 2015 als realistisch anzunehmen wäre, werden im Folgenden die einzelnen Kostengruppen der Investitionsnebenkosten im Hinblick auf zwischenzeitliche Entwicklungen analysiert:

- **Fundamente:**

Durch die Steigerung von Nabenhöhen, Rotordurchmessern und Leistung der Windenergieanlagen steigen die Anforderungen an das Fundament stetig. Bezogen auf die spezifischen Fundamentkosten tritt durch die Steigerung der durchschnittlichen Anlagenleistung im Zuge der Technologieentwicklung wiederum eher ein kostensenkender Effekt ein. Im Rahmen der aktuellen Datenerhebung bei den Herstellern von Windenergieanlagen wurden auch aktualisierte Fundamentkosten erfasst. Hierbei wurde im Durchschnitt für Tiefgründungen eine Senkung der Kosten pro Kilowatt und für Flachgründungen eine Steigerung der Kosten pro Kilowatt festgestellt (siehe Abbildung 7). Im gewichteten Durchschnitt wurde eine leichte Steigerung der Kosten pro Kilowatt im Vergleich zur Situation 2012 festgestellt.

Abbildung 7:  
Inflationsbereinigte  
spezifische Kosten für  
Flach- und Tiefgrün-  
dung von Windenergie-  
anlagen im Zeitverlauf  
[DWG 2011, DWG  
2013]



Die festgestellte Kostensteigerung im Bereich der Fundamente wurde bei der Festlegung der Gesamtinvestitionsnebenkosten für die aktualisierte Stromgestehungskostenanalyse berücksichtigt.

- **Netzanbindung:**

Nach relativ deutlichen Preissenkungen zwischen 1998 und 2008 lagen die Kosten zwischen 2010 und 2012 auf einem vergleichbaren Niveau. Seitdem waren keine Technologiesprünge oder Veränderungen der Rahmenbedingungen zu beobachten, die zu Kostensenkungen hätten führen können. Die spezifischen Kosten sind stark abhängig von der Windparkgröße und der Entfernung zum Netzanschlusspunkt. Mit zunehmender Anschlussleistung sinken somit zwar die Kosten, es werden aber tendenziell häufiger weitere Wege zum Netzverknüpfungspunkt nötig, so dass hinsichtlich der durchschnittlichen Netzanschlusskosten eher von einem konstanten Niveau im Vergleich zu 2012 ausgegangen werden muss.

- **Erschließung:**

Es handelt sich um konventionelle Verfahren, seit 2012 waren auch hier keine Technologiesprünge zu beobachten, die zu Kostensenkungen hätten führen können. Die spezifischen Kosten sind zwar abhängig von der Anlagengröße, aber mit schwereren und höheren Windenergieanlagen steigen auch die Anforderungen an die Tragfähigkeit und damit die Kosten für die Zuwegung, auch komplexes Gelände führt zu gesteigerten Erschließungskosten. Aufgrund der Verringerung der für die

Windenergienutzung geeigneten Flächen im Flachland rücken zunehmend Flächen in komplexem Gelände in den Vordergrund (bspw. bewaldete Regionen). Daher ist zu vermuten, dass die Kosten projektspezifisch gegenüber 2012 vermutlich nicht gesunken, sondern leicht gestiegen sind.

- **Planung:**  
Die spezifischen Planungskosten zeigen eine hohe Varianz zwischen unterschiedlichen Projekten, im Mittel sind diese aber in den vergangenen Jahren stetig angestiegen. Gründe hierfür liegen vor allem in dem zunehmend steigenden Aufwand im Bereich der Umweltverträglichkeitsuntersuchungen sowie der Flächensicherung. Da der Genehmigungsprozess seit 2012 nicht vereinfacht wurde, ist eher von weiteren leichten Kostensteigerungen auszugehen.
- **Sonstige Kosten:**  
Die Sonstigen Kosten zeigen hinsichtlich Zusammensetzung und Höhe ebenfalls eine hohe Varianz zwischen unterschiedlichen Projekten. Es lässt sich aber tendenziell feststellen, dass diese zu relevanten Teilen aus Kosten für Ausgleichs- und Kompensationsmaßnahmen bestehen, die in den letzten Jahren eher angestiegen sind. Aufgrund der individuellen Zusammensetzung der Sonstigen Kosten können natürlich andere Bestandteile dieser Kostenposition möglicherweise gesunken sein oder sich im Vergleich zur Situation 2012 neu verteilen. Da keine ausreichend deutlichen Hinweise für Kostenveränderungen vorliegen, ist somit anzunehmen, dass von eher konstanten Sonstigen Kosten ausgegangen werden kann.

Die Analyse der Entwicklung der Investitionsnebenkosten in der Vergangenheit sowie in Abhängigkeit möglicher aktueller Entwicklungen weist darauf hin, dass seit 2012 mit großer Wahrscheinlichkeit keine relevanten Kostensenkungen erreicht wurden. In einigen Kostengruppen, insbesondere im Bereich der Planung, sind vielmehr Kostensteigerungen zu erwarten. Im Bereich der Fundamentkosten liegen aktualisierte Daten von den Herstellern von Windenergieanlagen vor, die auf leicht gestiegene Kosten hinweisen und eine Kostenanpassung in dieser Kategorie notwendig machen.

Mögliche Kostensteigerungen in den weiteren Kategorien sind ohne eine erneute Datenerhebung schwer zu bemessen, die

festgestellte Tendenz hierzu sollte aber dennoch im Rahmen der Stromgestehungskostenberechnung berücksichtigt werden. Deshalb wird davon ausgegangen, dass die Investitionsnebenkosten zwar weitgehend konstant geblieben sind, aber die seit der letzten Datenerhebung aufgrund der Inflation erfolgte Preissteigerung im Bereich Personal und Material vermutlich nicht durch entsprechende Kostensenkungen aufgefangen werden konnte.

Aus diesem Grund werden die Werte der Kostenstudie 2013 unter Berücksichtigung der seitdem festgestellten Inflationswerte angesetzt. Es ergeben sich anzunehmende Investitionsnebenkosten von 387 Euro/kW als realistischer Wert für die Situation 2016/17.

## 5 BETRIEBSKOSTEN

---

Ebenso wie für die Investitionsnebenkosten wurde für die Betriebskosten im Rahmen der vorliegenden Aktualisierung der Kostenstudie keine erneute Befragung bei Projektentwicklern durchgeführt. Deshalb wird auch für diesen Kostenbereich nachfolgend eine fachliche Einschätzung vorgenommen, welche Entwicklungen seit 2012 erfolgt sind und wie diese in eine Annahme hinsichtlich der aktuellen Betriebskosten als Eingangsparameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten umzusetzen sind. Zudem erfolgt eine notwendige Ergänzung der eigentlichen Kosten für den Anlagenbetrieb um Direktvermarktungskosten, da diese seit dem EEG 2014 und der Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung für alle Neuanlagen ohne weitere Kompensation anfallen.

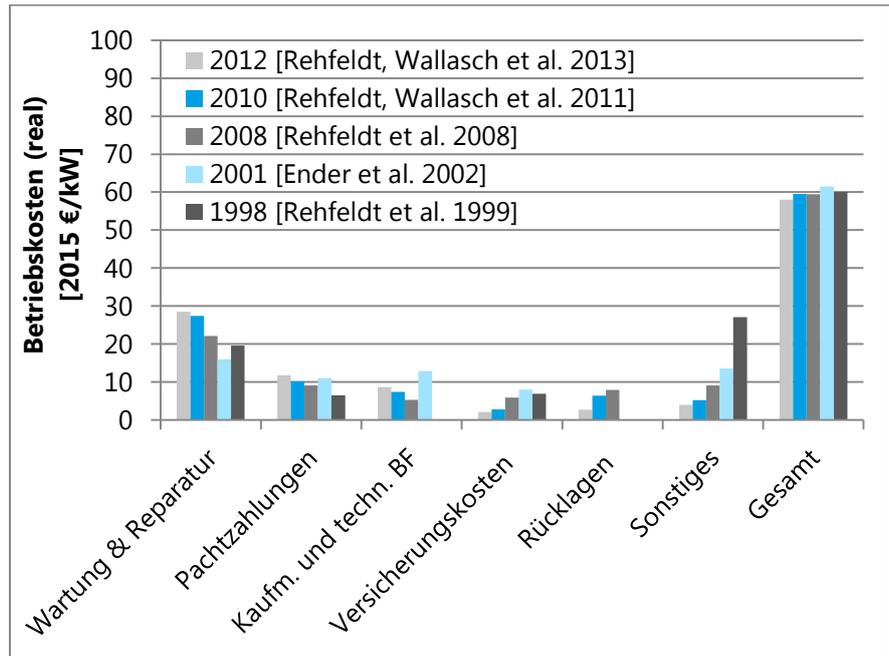
### 5.1 KOSTEN FÜR DEN ANLAGENBETRIEB

---

Zu den Betriebskosten eines Windparks gehören alle Kosten, die während der Betriebszeit des Parks anfallen. Dies umfasst in erster Linie Kosten für Wartung und Reparatur sowie für Pachtzahlungen, hinzu kommen Kosten für Versicherungen, Rücklagen für den Rückbau der Anlagen sowie für die Betriebsführung des Windparks. Betriebskosten haben sowohl fixe als auch variable, also ertragsabhängige Anteile. Die Betriebskosten variieren ebenfalls projektspezifisch. In der Datenerhebung 2013 wurde für die Betriebskosten in den ersten zehn Betriebsjahren eine Standardabweichung von knapp 25 %, in der zweiten Dekade von 34 % festgestellt.

Wie Abbildung 8 zeigt, sind in der inflationsbereinigten Betrachtung die spezifischen Betriebskosten in der Vergangenheit insgesamt eher gesunken. In vereinzelt Bereichen (bspw. Wartung & Reparatur sowie Pachten) ist über die vergangenen Jahre seit 2008 allerdings eher die Tendenz zu Kostensteigerungen sichtbar.

Abbildung 8:  
Inflationsbereinigte  
spezifische Betriebs-  
kosten im Zeitverlauf  
[DWG 2013]



Um die gängige Marktpraxis noch besser abzubilden, wird es als sinnvoll erachtet, das Vorgehen in vorangegangenen Kostenstudien in Bezug auf die Berücksichtigung der Betriebskosten bei der Stromgestehungskostenberechnung noch weiter zu optimieren. Hierfür wird eine Unterteilung in fixe sowie variable (also ertragsabhängige) Anteile der Betriebskosten vorgenommen.

Die Verteilung von fixen und variablen Betriebskostenanteilen ist projektspezifisch, es können aber anhand einer Herleitung nach Betriebskostenbestandteilen Tendenzen für eine sinnvolle Annahme für den Verteilungsschlüssel entwickelt werden. Tabelle 1 zeigt die Verteilung der Betriebskosten nach Einzelpositionen und eine tendenzielle Einordnung dieser in variable und fixe Bestandteile.

Tabelle 1:  
Anteil der verschiedenen Positionen an den Betriebskosten und Einordnung zu variablen und fixen Kosten [DWG 2013]

Position	Durchschnittlicher Anteil an Betriebskosten		Einordnung fix / variabel
	Jahr 1-10	Jahr 11-20	
Wartung & Reparatur	44 %	55 %	Größtenteils variabel
Pacht	22 %	19 %	Größtenteils variabel
Kaufmännische und technische Betriebsführung	17 %	13 %	Größtenteils fix
Versicherungen	5 %	3 %	Größtenteils fix
Rücklagen	4 %	5 %	Fix
Sonstiges	8 %	5 %	Größtenteils fix

Im Ergebnis erscheint es als gerechtfertigt, im Mittel rund 70 % der Betriebskosten als variabel und 30 % als fix anzunehmen. Dieses Verhältnis wird am 80%-Standort angewendet. Mit steigender Standortqualität und somit steigendem Energieertrag nimmt der variable Betriebskostenanteil zu, mit sinkender Standortqualität steigt der fixe Betriebskostenanteil.

Zusätzlich zur Aufteilung in variable und fixe Betriebskosten muss untersucht werden, ob seit 2012 in den einzelnen Positionen Kostenveränderungen zu berücksichtigen sind. Aus diesem Grund werden nachfolgend die einzelnen Kostengruppen näher untersucht.

- **Wartung & Reparatur:**

Die Kosten für Wartung und Reparatur je installiertem Kilowatt sind in der Vergangenheit stetig gestiegen, hiervon ist somit auch im Zeitverlauf seit 2012 erst einmal auszugehen. Da der Windenergieanlagenmarkt in den letzten Jahren aber nicht mehr so stark durch Strukturen eines Verkäufermarktes geprägt ist, verbessert sich die Verhandlungsposition der Betreiber tendenziell. Die hierdurch erreichten Kostensenkungen halten sich aber bisher noch in Grenzen, weshalb von leicht gesunkenen bis gleich gebliebenen Kosten auszugehen ist.

- **Pachtzahlungen:**

Die verfügbaren Kostendaten für Pachten aus der Kostenstudie 2013 entsprechen mit 5 - 6 % des Erlöses

moderaten Werten, überhöhte Pachten konnten zum damaligen Zeitpunkt bezogen auf den Gesamtdurchschnitt nicht festgestellt werden. Es bestehen keine Hinweise auf eine veränderte Situation für Pachtverhandlungen im Vergleich zu 2012, weiterhin besteht eine große Flächenkonkurrenz. Es ist somit eher von einem gleich gebliebenen oder sogar gestiegenen Kosteniveau auszugehen.

- **Kaufmännische und technische Betriebsführung:**  
In der Vergangenheit waren im Bereich der Kosten für die kaufmännische sowie die technische Betriebsführung eher leichte Kostensteigerungen zu sehen. Auch in den letzten Jahren sind vermutlich keine nennenswerten Einsparungen erfolgt und die Kosten sind maximal auf gleichem Niveau anzunehmen.
- **Versicherungen:**  
In der Vergangenheit wurden bei dieser Kostenposition relativ deutliche Kostenreduktionen erreicht. Die Kosten sind in erster Linie abhängig von der Einschätzung im Hinblick auf die Zuverlässigkeit von Windenergieanlagen, die durchschnittliche technische Verfügbarkeit liegt heute aber bereits bei etwa 97 %. Weitere relevante Steigerungen sind hier nicht zu beobachten und somit ist auch nicht davon auszugehen, dass sich die Versicherungskosten seit 2012 spürbar verändert haben könnten.
- **Rücklagen:**  
Die Rücklagen für den Rückbau von Windenergieanlagen nach dem Ablauf der Betriebserlaubnisse lagen in der Datenerhebung 2012 bereits auf einem niedrigen Niveau. Es wird angenommen, dass sich seitdem keine relevanten Veränderungen der Kosten je Kilowatt ergeben haben.
- **Sonstiges:**  
Aufgrund der stark projektspezifischen Ausgestaltung und Zusammensetzung der sonstigen Kosten können potenziell erfolgte Kostenveränderungen für diesen Bereich nicht identifiziert werden. Somit ist die Annahme zu treffen, dass diese weitgehend gleich geblieben sind.

Die Analyse der Entwicklung der Betriebskosten in der Vergangenheit sowie in Abhängigkeit möglicher aktueller Entwicklungen weist darauf hin, dass seit 2012 mit großer Wahrscheinlichkeit keine relevanten Kostenveränderungen zu be-

rücksichtigen sind. Im historischen Verlauf konnten in der inflationsbereinigten Betrachtung zwischen den einzelnen Kostenstudien konstante leichte Kostensenkungen für die Gesamtbetriebskosten festgestellt werden. Deshalb wird im Sinne der Konsistenz die Annahme getroffen, dass zwischen 2012 und 2015 zumindest soweit Kostensenkungen erzielt werden konnten, dass die in diesem Zeitraum angefallenen Preissteigerungen, die sich allein aus der Inflation ergeben haben, aufgefangen werden konnten.

## 5.2 DIREKTVERMARKTUNGSKOSTEN

---

Mit der EEG Novelle 2014 wurde die Managementprämie abgeschafft. Die Prämie wurde zuvor zur Deckung der aus der Direktvermarktung entstehenden Kosten genutzt. Aufgrund der seit Inkrafttreten des EEG 2014 bestehenden verpflichtenden Direktvermarktung sind die durch die Direktvermarktung entstehenden Kosten fortan von allen Projekten ohne zusätzliche Förderung zu tragen.

Die tatsächliche durchschnittliche Höhe der Direktvermarktungskosten über die gesamte Betriebsdauer ist nicht bekannt. Konsens besteht, dass die Kosten unterhalb der ursprünglich angenommenen 0,4 ct/kWh liegen. Direktvermarktern zufolge hängen die Kosten von verschiedenen Faktoren wie beispielsweise Standort, Parkgröße bzw. Portfoliogröße und Vertragslaufzeit ab. Es ergibt sich eine relativ breite Spanne von projekt- bzw. betreiberspezifischen Kosten der Direktvermarktung. Die Direktvermarktungskosten werden in der Regel nur für kürzere Zeiträume vertraglich definiert und nicht für die gesamte Betriebsdauer fixiert. Bei einer längerfristigen vertraglichen Bindung an einen Direktvermarkter werden üblicherweise die Kosten regelmäßig nachverhandelt. Eine Abschätzung der zukünftigen Direktvermarktungskosten ist aufgrund der Weiterentwicklungen des gesamten Strommarktes schwierig.

Aufgrund der oben beschriebenen Datenlage wird eine Annahme für die im Rahmen der Stromgestehungskostenberechnung zu berücksichtigenden Direktvermarktungskosten notwendig. Auf Basis einer Rücksprache mit im Windenergiebereich tätigen Banken sowie vorliegenden stichprobenartigen Erfahrungswerten werden durchschnittliche Direktvermarktungskosten von 0,2 ct/kWh als realistische Annahme eingeschätzt. Der Wert wird für unterschiedliche Standortqualitäten

nicht weiter differenziert, weil die derzeitigen Verträge neben dem Windpotenzial von zu vielen weiteren Parametern (siehe oben) abhängen und keine rein von der Standortqualität abhängigen Tendenzen feststellbar waren.

## 6 FINANZIERUNGSSTRUKTUREN

---

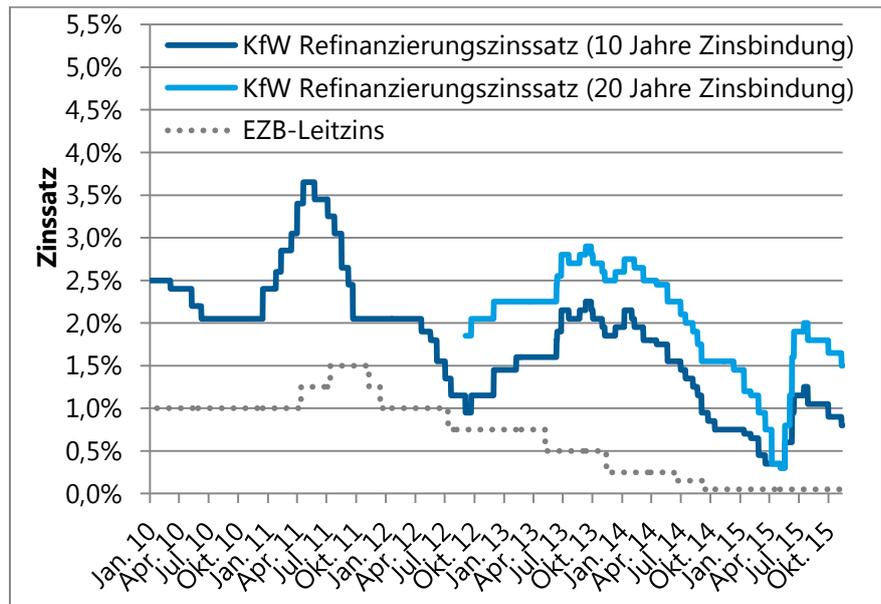
Die Finanzierungsstrukturen und insbesondere das Zinsniveau beeinflussen die Kostenstrukturen von Windenergieprojekten deutlich. Projektentwickler müssen hier stets auf aktuelle Finanzmarktentwicklungen reagieren, ihr Einfluss auf die Finanzierungskosten ist somit begrenzt.

### **Fremdkapitalzinsen für Windenergieprojekte**

Die von den Fremdkapitalgebern tatsächlich verlangten Fremdkapitalzinsen für Windenergieprojekte orientieren sich zwar in der Tendenz am Leitzins der EZB (Europäische Zentralbank). Zum Zeitpunkt der Kostenstudie 2013 befand sich der Leitzins bei einem Stand von 0,5 %. Aktuell (Stand Anfang Oktober 2015) liegt der Leitzinssatz bei einem historischen Tief von 0,05 %. Das heißt, seit der letzten Studie sind weitere Zinssenkungen und damit Kostensenkungen in Bezug auf die Finanzierung von Windenergieprojekten eingetreten.

Die Entwicklung der Zinsen der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) bietet noch konkretere Hinweise. Windenergieprojekte werden üblicherweise über die KfW-Bank finanziert. Auf die Zinssätze der KfW schlägt die Hausbank jeweils noch eine Kreditmarge von etwa 1 - 1,4 % auf. [BLB 2015b] Zur Verdeutlichung erfolgt in Abbildung 9 eine Darstellung der Entwicklung der Refinanzierungszinsen (ohne Kreditmarge der Hausbank) des KfW-Förderprogramms 270 mit 10- und 20-jähriger Zinsbindung und des Leitzinses der Europäischen Zentralbank.

Abbildung 9:  
Entwicklung der Refinanzierungszinsen des KfW-Förderprogramms 270 mit 10- und 20-jähriger Zinsbindung und des Leitzinses der Europäischen Zentralbank  
[BLB 2015b, EZB 2015, DWG 2013, eigene Darstellung]



Die KfW-Refinanzierungszinssätze sind seit 2013 deutlich gesunken und erreichten im Frühjahr 2015 einen Tiefstwert. Bis zur Jahresmitte 2015 stiegen die Refinanzierungszinssätze wieder deutlich an. Seit Ende Juli werden wieder fallende Werte beobachtet. Der Zinsverlauf zeigt, dass temporär starke Zinsbewegungen innerhalb kurzer Zeiträume auftreten können.

Einzubeziehen in die Annahme der Fremdkapitalzinsen, die im Jahr 2016 installiert werden, ist somit der aktuelle Verlauf der KfW-Refinanzierungszinsen, die aufzuschlagende Kreditmarge der Hausbank und die Erwartung an die weitere Entwicklung. Als anzunehmender Wert für den Fremdkapitalzinssatz (inkl. Kreditmarge) in der ersten Dekade werden unter Berücksichtigung der Zinserwartung für die nächsten Monate 2,5 % angesetzt. Dies entspricht analog zur allgemeinen Zinsentwicklung einer deutlichen Zinssenkung gegenüber der Kostenstudie 2013, in der noch ein Wert von 3,8 % über die gesamte Finanzierungsdauer angesetzt wurde. Der Wert von 2,5 % mit einer Zinsbindung von zehn Jahren wird somit hinsichtlich der aktuell realistischen Fremdkapitalzinsen als Annahme im Rahmen der Berechnung der Stromgestehungskosten angesetzt. Die angenommenen Werte wurden mit dem Vorsitzenden des BWE-Finanziererbeirats abgestimmt. [BLB 2015]

### Fremdfinanzierungslaufzeiten

Zur weiteren Modelloptimierung werden die Fremdfinanzierungszeiten der Beispielprojekte nach Standortqualitäten differenziert. Hierbei wird angenommen, dass die Finanzierungszeit grundsätzlich in etwa der Laufzeit des Anfangsvergütungszeitraums entspricht, minimal aber 10 Jahre und maxi-

mal 17-18 Jahre beträgt. Endet die Zinsbindung der Finanzierung nach zehn Jahren, wird eine Anschlussfinanzierung notwendig. Da das bis dahin erreichte Zinsniveau aus heutiger Sicht nicht prognostizierbar ist, wird der Anschlussfinanzierungszins in Höhe von 5 % angenommen. Der Wert für den Fremdkapitalzinssatz in der zweiten Dekade der Betriebszeit ist an das langfristige Zinsmittel des Zeitraums vor Beginn der Eurokrise angelehnt.

### **Eigenkapitalverzinsung**

In der Kostenstudie 2012/13 wurde davon ausgegangen, dass die Erwartung an die Verzinsung steigend mit der Standortqualität bei ca. 8,75 - 11 % liegt. In der nun vorliegenden Aktualisierung der Kostenstudie wird aufgrund der Zielsetzung einer Verwendbarkeit der Ergebnisse in der politischen Diskussion um ein Ausschreibungsdesign für die Windenergie keine standortdifferenzierte Annahme für die Eigenkapitalverzinsung getroffen.

Vielmehr wird aus Gründen der Vergleichbarkeit von der gleichen Eigenkapitalverzinsung über alle Standorte ausgegangen. Ein Anreiz zum Zubau an windhöffigen Standorten ist somit in den resultierenden Kosten nicht berücksichtigt. Mit den gesunkenen Fremdkapitalzinsen sinken auch die Mindesterwartungen von Investoren im Hinblick auf die Eigenkapitalverzinsung. In Anbetracht der Entwicklung der Fremdkapitalzinsen wird für alle Standortqualitäten die Annahme einer Eigenkapitalverzinsung von 8 % getroffen.

### **Eigenkapitalanteile**

Ebenfalls aufgrund der Entwicklungen am Finanzmarkt und des geringen Risikos sind die Anforderungen im Bereich der zu erbringenden Eigenkapitalanteile von Windenergieprojekten gesunken. Teils konnten Projekte gänzlich ohne Eigenkapital umgesetzt werden. Die zu erbringenden Eigenkapitalanteile sind nicht nur abhängig vom Windpotenzial des jeweiligen Standorts, sondern von der gesamten Wirtschaftlichkeitsbewertung durch die Bank sowie den Akteursstrukturen im Projekt. Um die aktuelle Situation widerzuspiegeln, wird für den durchschnittlichen Eigenkapitalanteil mit 15 % eine verringerte Annahme im Vergleich zur letzten Kostenstudie 2012/13 getroffen. Im Zuge der Förderung im Rahmen des Ausschreibungsmodells wird es aller Voraussicht nach zu einem Wiederanstieg der Eigenkapitalquoten kommen. Die Regelung des § 24 EEG – auch in der jetzt im Strommarktgesetz vorgesehenen Anpassung – wird in jedem Fall zu einer Verschlechterung

der Wirtschaftlichkeit und ceteris paribus zu einem Anstieg der Eigenkapitalquote führen.

## 7 STROMGESTEHUNGSKOSTEN

Die Stromgestehungskosten bezeichnen die Kosten für die Erzeugung von Strom aus Windenergie, die durchschnittlich über die gesamte Betriebsdauer einer Windenergieanlage anfallen. Es wird hierbei eine Betriebsdauer von 20 Jahren zugrunde gelegt. In der vorliegenden Studie werden auf Basis von Datenerhebungen und -aktualisierungen die vorliegenden Stromgestehungskosten von Windenergieanlagen im Jahr 2012 auf einen aktuellen Stand gebracht. Das heißt, die im Folgenden berechneten Stromgestehungskosten beziehen sich auf Anlagen, die im Installationszeitraum 2016/17 nach EEG 2014 errichtet werden. Die Auswirkungen, die der am 1. Januar 2016 in Kraft tretende § 24 EEG 2014 mit sich bringt, sind aufgrund der Unsicherheiten nicht in die Stromgestehungskosten eingepreist, sondern werden in der Sensitivitätsanalyse in Kapitel 8 untersucht.

Die Kenntnis der Stromgestehungskosten ist insbesondere wichtig im Hinblick auf die Ausgestaltung des ab 2017 geplanten Ausschreibungssystems für die Windenergie. Um die Verwendbarkeit der Ergebnisse auch für diesen Zeitraum zu ermöglichen, werden verschiedene Sensitivitätsanalysen durchgeführt, um Kostenspannen aufzuzeigen. Deren Eintrittswahrscheinlichkeit und Abhängigkeit von bestimmten Rahmenbedingungen wird jeweils bewertet.

### 7.1 METHODIK

Grundlegend basiert die Berechnung von Stromgestehungskosten auf folgender Formel:

$$StGK = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el}}{(1+i)^t}}$$

Dabei ist:

$StGK$	durchschnittliche Stromgestehungskosten über die gesamte Nutzungsdauer [€/MWh]
$I_0$	<i>Gesamtinvestition</i> [€]
$A_t$	<i>Betriebskosten zum Zeitpunkt t</i> [€]
$M_{el}$	<i>jährlicher Energieertrag</i> [MWh]
$i$	<i>kalkulatorischer Zinssatz</i> [%]

$n$	<i>Nutzungsdauer in Jahren</i>
$t$	<i>Jahr der Nutzungsdauer</i>

Zur Umsetzung wird das bereits in der Kostenstudie 2012/13 [DWG 2013] verwendete Modell der Deutschen WindGuard herangezogen, welches im Sinne einer realitätsnäheren Betrachtung weiter optimiert wurde. Modelländerungen betreffen zum Beispiel die Differenzierung zwischen fixen und variablen Betriebskosten und die Berücksichtigung von Anschlussfinanzierungen mit veränderten Zinssätzen. Dessen ungeachtet ist eine Abbildung verschiedener weiterer Detail-Aspekte, wie zum Beispiel die Prüfung der Einhaltung von Anforderungen an Kapitaldienstdeckungsraten oder die Berücksichtigung von steuerlichen Aspekten, im Modell nicht möglich.

Stromgestehungskosten sind definiert als mittlere Kosten über die Betriebszeit eines Windenergieprojektes. Somit haben die tatsächlichen Zahlungsströme, die sich durch die im EEG festgelegte Aufteilung in erhöhte Anfangsvergütung und darauf folgende Grundvergütung ergeben, nur indirekten Einfluss auf die Höhe der Stromgestehungskosten.

Zusätzlich zur Darstellung der Stromgestehungskosten werden im Folgenden auch potenzielle Gebotskurven in einem möglichen Ausschreibungssystem für die Windenergie ermittelt. Hierbei werden die Vorteile frühzeitiger Zahlungen im Rahmen der Anfangsvergütung berücksichtigt.

## 7.2 STANDORTQUALITÄT IN DEUTSCHLAND

---

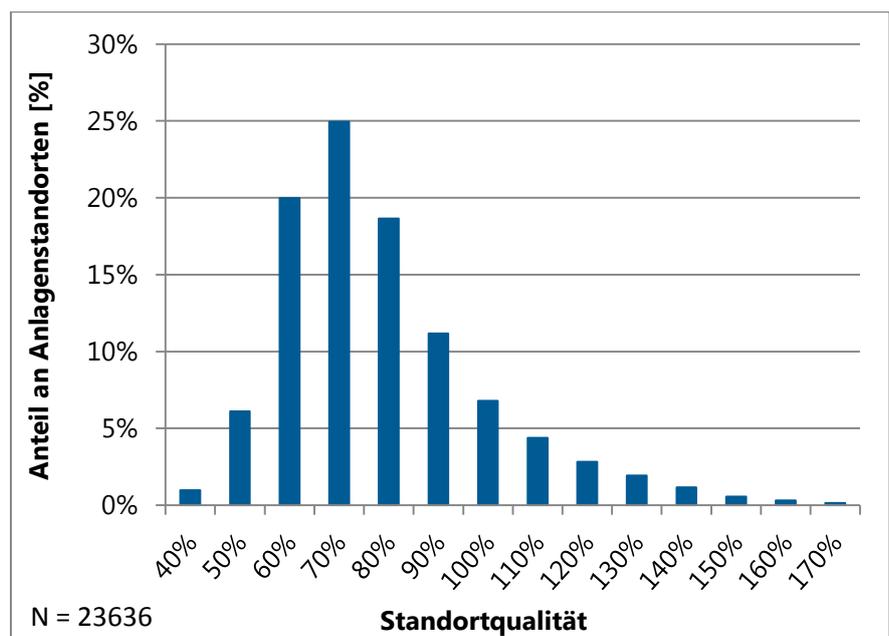
Bei der Berechnung der Stromgestehungskosten wird nach der Standortqualität differenziert, an der eine Windenergieanlage installiert ist. Die Standortqualität sagt aus, welchen prozentualen Energieertrag eine Windenergieanlage gemessen am Ertrag dieser Windenergieanlage am Referenzstandort erbringt. Je höher der Ertrag der Windenergieanlage, desto besser ist die Standortqualität.

Um eine Einschätzung der Standortqualität von in Deutschland errichteten Windenergieanlagen vornehmen zu können, wurde eine Analyse der in der Betreiberdatenbasis (BDB) erfassten

Ertragsdaten<sup>2</sup> von Windenergieanlagen mit mindestens einjähriger Betriebsdauer (Installationsdatum einschließlich 2013) vorgenommen. Um die Standortqualität der Windenergieanlagen zu ermitteln, wurden deren mittlere Jahresenergieerträge auf die jeweiligen Referenzerträge<sup>3</sup> der entsprechenden Windenergieanlagen-Typen bezogen.

In Abbildung 10 ist die Verteilung der Standortqualität von Windenergieanlagen in Deutschland dargestellt. Mit etwa 25 % Anteil sind die meisten Windenergieanlagen an Standorten errichtet, an denen sie rund 70 % des jeweiligen Referenzertrags erreichen. 27 % der Windenergieanlagen weisen eine noch niedrigere Standortqualität auf. 37 % der Windenergieanlagen weisen den Angaben in der BDB zufolge eine Standortqualität von rund 80 % bis rund 100 % auf. Über 100%-Standortqualität erreichen nur besonders gute Windstandorte. 11 % der betrachteten Windenergieanlagen-Standorte sind hier einzuordnen.

Abbildung 10:  
Verteilung der  
Standortqualitäten von  
bis 2013 in Deutsch-  
land installierten  
Windenergieanlagen  
[eigene Berechnung,  
BDB 2015, FGW 2015]



Die Untersuchung der tatsächlich vorhandenen Standortqualitäten macht deutlich, dass bei der Betrachtung von Stromgestehungskosten ein Fokus auf Standortqualitäten zwischen 60 % und 110 % gelegt werden sollte, da dies die Standorte

<sup>2</sup> Berücksichtigung aller Einträge einschließlich solcher mit abgeschätzten Energieerträgen. Es wurden für 39 % der WEA tatsächliche Erträge zur Aufnahme in die Datenbasis übermittelt. Die Jahresenergieerträge der restlichen WEA wurden von der BDB rechnerisch ermittelt.

<sup>3</sup> Für Anlagenkonfigurationen mit nicht eindeutiger Zuordnung zu einem Anlagentyp wurden Mittelwerte gebildet. Einige Ertragsdatensätze können in der Berechnung nicht berücksichtigt werden, da Angaben zur Anlagenkonfiguration fehlen oder keine Referenzerträge vorliegen.

sind, an denen am häufigsten Windenergiezubau erfolgt. Bessere Standortqualitäten sind vorhanden, aber vergleichsweise selten.

## 7.3 EINGANGSPARAMETER UND GRUNDANNAHMEN

---

Um die Stromgestehungskosten zu ermitteln, ist die Definition verschiedener Eingangsparameter notwendig. Wenn vorhanden, erfolgt die Festlegung der Eingangsparameter auf Basis konkreter Datenerhebungen, andernfalls wird auf Annahmen zurückgegriffen. Wesentliche Datensätze und Annahmen wurden bereits in den Kapiteln 3 bis 5 vorgestellt.

Die Berechnung der Stromgestehungskosten erfolgt wie in der Kostenstudie 2012/13 nach Standortqualitäten. Im Folgenden wird dargestellt, welche Standortqualitäten in Deutschland besonders von Bedeutung sind.

### 7.3.1 TECHNOLOGIEAUSWAHL

---

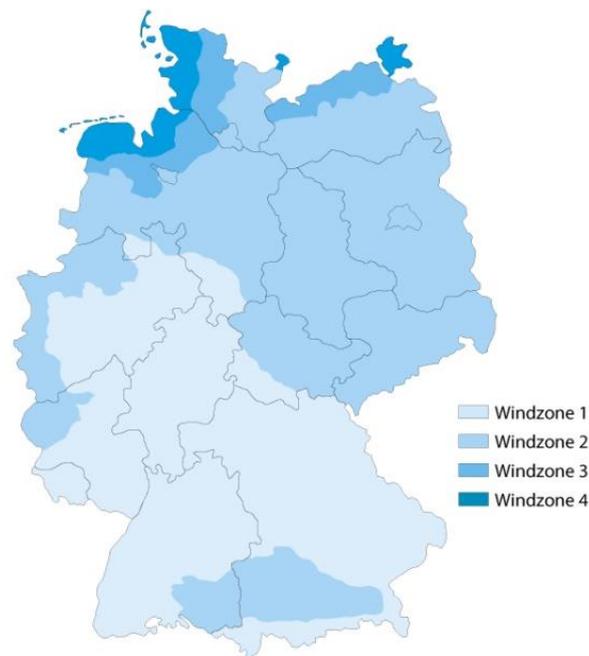
Zunächst ist die eingesetzte Anlagentechnologie in den verschiedenen Standortqualitätsbereichen zu definieren. Direkt geknüpft an die Technologieauswahl sind der für die Berechnung berücksichtigte Energieertrag der Windenergieanlagen an den verschiedenen Standortqualitäten sowie die Hauptinvestitionskosten, die für die jeweilige Technologie anfallen.

Zur Auswahl der Anlagentechnologie, die den aktuellen Stand der Installationen und vor allem zukünftige Trends abbildet, wurden die im Anlagenregister [BNetzA 2015] gemeldeten Inbetriebnahmen (ab August 2014) und Genehmigungen von Windenergieanlagen untersucht. Im Sinne des Analyseziels wurden die Windenergieanlagen dabei geografisch verschiedenen Windzonen zugeordnet. Die Windzonen sind in Abbildung 11 dargestellt.

Zur Klassifizierung im Rahmen der Stromgestehungskostenberechnung wurden Windzone 4 und 3 als windstarke Bereiche (110 - 150 %), Windzone 2 als Bereich mit mittleren Windgeschwindigkeiten (80 - 100 %) und Windzone 1 als Schwachwindbereich (<80 %) definiert. Windzone 3 und 4 werden zusammenhängend für windstarke Bereiche betrachtet, da die Zonen jeweils relativ klein definiert sind. Eine schärfere Abgrenzung in Verbindung mit der gewünschten tendenziellen Verknüpfung mit Standortqualitätsbereichen wäre nicht zielführend, sondern würde eher zu Unschärfen führen. Denn es ist grundsätzlich zu beachten, dass eine solche Klassifizierung

nach Windzonen keine exakte Zuordnung zu Standortqualitäten für alle Standorte erzeugen kann, da die tatsächlichen Standortqualitäten von den spezifischen Rahmenbedingungen eines Projektes abhängen. Es lässt sich aber auf diese Weise eine grundlegende Tendenz hinsichtlich der in den jeweiligen Windzonen verwendeten Anlagentechnologien ermitteln.

Abbildung 11:  
Windzonen in Deutschland  
[nach DIN 2011, eigene  
Darstellung]



Die durchschnittliche Anlagenkonfiguration in den jeweiligen geografischen Zonen wurde berechnet. Zudem wurden, analog zur Auswertung der Hauptinvestitionskosten, Anlagenklassen gebildet, und es wurde die Häufigkeit der Installation bzw. Genehmigung verschiedener Anlagenklassen in den jeweiligen Zonen ermittelt. Die folgende Tabelle 2 gibt eine entsprechende Übersicht der Auswertungsergebnisse.

Tabelle 2:  
Durchschnittliche Anlagenkonfiguration in den verschiedenen Standortqualitätsbereichen  
[BNetzA 2015, Eigene Auswertung]

Standortqualität	Windzone 1	Windzone 2	Windzone 3/4
Durchschnittliche Leistung	2.660 kW	2.650 kW	2.890 kW
Durchschnittliche Nabenhöhe	139 m	125 m	100 m
Durchschnittlicher Rotordurchmesser	110 m	102 m	102 m
Durchschnittliche spezifische Flächenleistung	280 W/m <sup>2</sup>	324 W/m <sup>2</sup>	354 W/m <sup>2</sup>

### 7.3.2 KOSTEN- UND FINANZIERUNGSSTRUKTUREN

Mit der Festlegung der durchschnittlichen Anlagenkonfiguration je Standortbereich wurde eine zentrale Grundannahme zur Berechnung der Stromgestehungskosten in Abhängigkeit

der aus dem Anlagenregister ersichtlichen, konkreten Planungsvorgänge erfolgreich definiert.

In einem nächsten Schritt sind die definierten Anlagentechnologien mit realistischen durchschnittlichen Ertragsannahmen und Hauptinvestitionskosten zu hinterlegen. Da für die Hauptinvestitionskosten konkrete Daten vorliegen (siehe Kapitel 3) und die Verbindung zwischen Kosten und Ertrag gewährleistet sein sollte, werden beide Parameter aus derselben Datenbasis (Herstellerebefragung) abgeleitet. Hierbei werden die identifizierten spezifischen Hauptinvestitionskosten, die in Kapitel 3 nach Leistungsklasse und Nabenhöhe definiert wurden, noch einmal hinsichtlich des entsprechend klassifizierten Anlagenvorkommens in den einzelnen Standortbereichen (siehe Abbildung 11) gewichtet. Auf dieser Basis konnten für jeden Standortbereich durchschnittliche Hauptinvestitionskosten und durchschnittliche Referenzerträge ermittelt werden. Diese gehen im Folgenden in die Berechnung der Stromgestehungskosten ein.

Wie in Kapitel 4 ausgeführt, werden die Investitionsnebenkosten basierend auf der Datenbasis der Kostenstudie von 2013 festgelegt. Anhand einer Einschätzung von Einfluss nehmenden aktuellen Entwicklungen wurde ein Wert von 387 Euro/kW als realistische Annahme definiert.

Die durchschnittlichen Betriebskosten werden, wie in Kapitel 5 näher erläutert, auf einem gleichbleibenden Niveau im Vergleich zum Stand 2012/13 eingeschätzt, es wird aber davon ausgegangen, dass seitdem zumindest die Inflation durch geringfügige Kostensenkungen aufgefangen werden konnte. Zudem wird zur Modelloptimierung eine Differenzierung zwischen fixen und variablen Betriebskosten eingeführt.

In Bezug auf die Finanzierungsstrukturen wird, wie in Kapitel 6 näher erläutert, ein Fremdkapitalzins von 2,5 % für die ersten zehn Jahre und von 5 % im Falle einer darüber hinausgehenden Finanzierungslaufzeit angenommen. Die Finanzierungslaufzeiten orientieren sich an dem sich mit steigender Standortqualität verringernden Zeitraum der erhöhten Anfangsvergütungszahlungen, betragen aber minimal 10 und maximal 17 Jahre. Der durchschnittliche Eigenkapitalanteil wird mit 15 % beziffert, die Eigenkapitalverzinsung mit 8 %.

### 7.3.3 EINGANGSPARAMETER IM ÜBERBLICK

Alle wesentlichen Eingangsparameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten wurden in den vergangenen Kapiteln benannt. Eine Übersicht aller verwendeten Eingangsparameter zur Berechnung der Stromgestehungskosten gibt die folgende Tabelle 3.

<b>Projektbeschreibung</b>										
Standortqualität in % vom Referenzstandort	60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Spezifische Flächenleistung (W/m <sup>2</sup> )	280	280	324	324	324	354	354	354	354	354
Nabenhöhe (m)	139	139	125	125	125	100	100	100	100	100
Rotordurchmesser (m)	110	110	102	102	102	102	102	102	102	102
Spezifischer Energieertrag (kWh/kW/a)	2088	2436	2688	3024	3360	3366	3672	3978	4284	4590
Spezifischer Energieertrag (kWh/qm/a)	584	682	872	981	1090	1190	1299	1407	1515	1623
<b>Finanzierungsparameter</b>										
Eigenkapitalanteil	15%									
Fremdkapitalanteil	85%									
Fremdfinanzierungszins	2,5%									
Anschlussfinanzierungszins	5%									
Fremdfinanzierungsdauer (Jahre)	17	17	17	16	14	12	10	10	10	10
Eigenkapitalverzinsung	8%									
<b>Projektkosten</b>										
Spezifische Gesamtinvestition (€/kW)	1711	1711	1628	1628	1628	1463	1463	1463	1463	1463
Betriebskosten Jahr 1 - 10 (€/MWh)	26	25	24	23	23	22	22	21	21	21
Betriebskosten Jahr 11 - 20 (€/MWh)	29	28	27	26	25	25	24	24	23	23
Vermarktungskosten (€/MWh)	2									

Tabelle 3:  
Eingangsparameter zur  
Berechnung der Strom-  
gestehungskosten im  
Ausgangsfall

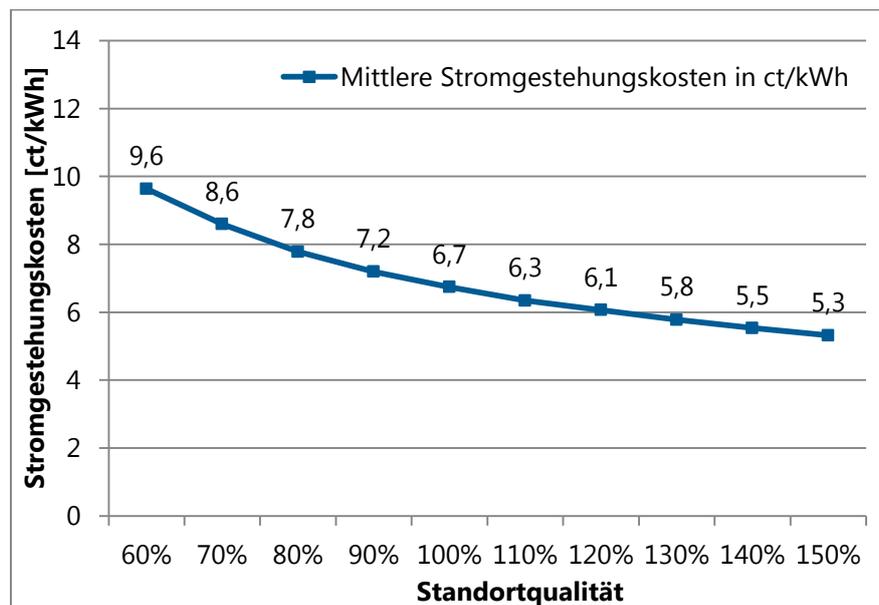
## 7.4 STROMGESTEHUNGSKOSTEN

Auf Basis der oben dargestellten Eingangsparameter wurden mit dem Modell der Deutschen WindGuard aktuelle durchschnittliche Stromgestehungskosten berechnet. Die berechneten Werte zeigen eine Tendenz für die Höhe der Stromgestehungskosten von durchschnittlichen Windenergieprojektstrukturen auf. Natürlich ist in der Realität jedes Projekt deutlich unterschiedlich strukturiert und die individuelle Kostenzusammensetzung führt zu Abweichungen von den im Folgenden aufgezeigten Tendenzwerten. Die gesamte Spannweite an aktuellen Projektstrukturen kann ein Modell nie abbilden,

deshalb wurde bewusst auf eine Darstellung derartiger Spannweiten verzichtet und eine Betrachtung von durchschnittlichen Tendenzwerten vorgezogen, die im Folgenden durch Sensitivitätsanalysen ergänzt wird. Auf diese Weise können die Ergebnisse in zielführender Weise für die politische Diskussion um ein Ausschreibungsdesign für die Onshore-Windenergie verwendet werden.

Die folgende Abbildung 12 zeigt die Ergebnisse hinsichtlich der ermittelten durchschnittlichen mittleren Stromgestehungskosten für die Onshore-Windenergie in ct/kWh.

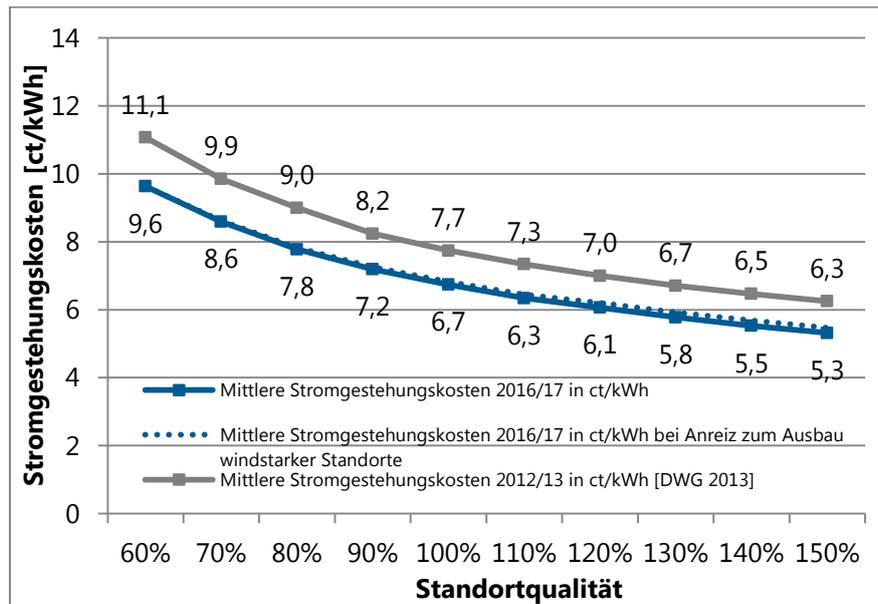
Abbildung 12:  
Durchschnittliche Stromgestehungskosten 2016/17 in ct/kWh von gemäß EEG 2014 errichteten Windenergieanlagen ohne Berücksichtigung des § 24 EEG 2014  
[eigene Berechnung]



In Abbildung 13 sind die Stromgestehungskosten 2016/17 und die Stromgestehungskosten 2016/17 mit Anreiz zum Ausbau windstarker Standorte (Anstieg der Eigenkapitalverzinsung von 8 % am 60%-Standort um jeweils 0,025 Prozentpunkte je Prozentpunkt der Standortqualität) den 2012/13<sup>4</sup> erhobenen Stromgestehungskosten gegenübergestellt.

<sup>4</sup> Es ist darauf hinzuweisen, dass bei der Berechnung der Stromgestehungskosten 2012/13 nicht zwischen fixen und variablen Betriebskosten differenziert wurde.

Abbildung 13:  
Durchschnittliche  
Stromgestehungskos-  
ten in ct/kWh 2012/13  
und 2016/17 mit und  
ohne Anreiz zum Aus-  
bau windstarker  
Standorte  
[DWG 2013, eigene  
Berechnung]



Deutlich wird, dass die Stromgestehungskosten seit 2012/13 gesunken sind. Dies ist neben Kostensenkungen und Steigerung der Volllaststunden der verwendeten Technologie insbesondere auf Veränderungen der Finanzierungsparameter zurückzuführen. Im Durchschnitt sind die mittleren Stromgestehungskosten bei Beibehaltung des Anreizes zum Ausbau windstarker Standorte um 12 % gesunken.

Die Senkung der Stromgestehungskosten,<sup>5</sup> die insbesondere durch optimierte Anlagentechnologien und ein niedriges Zinsniveau gegenüber der Analyse in den Jahren 2012/2013 erreicht wurde, ermöglicht den wirtschaftlichen Betrieb von Windenergie-Projekten auf Basis der im EEG 2014 gegenüber dem EEG 2012 deutlich abgesenkten Vergütungen. Ab 2016 greifen die Degression und § 24 EEG zur Nichtvergütung von erzeugtem Strom bei mehr als sechs Stunden anhaltenden Phasen negativer Strompreise. Der vermehrte Einsatz effizienterer Anlagentechnologien kann im Jahr 2016 die Degression der Vergütung kompensieren. Welche Auswirkungen der § 24 EEG 2014 auf die Stromgestehungskosten hat, kann an dieser Stelle nicht sicher abgeschätzt werden und wird in Kapitel 8.1 in einer Sensitivitätsanalyse betrachtet. In den Jahren 2017 und 2018 können die Vergütungen nach dem EEG 2014 bei hohen quartalsweisen Degressionsraten an vielen Standortqualitäten nur mit weiteren Senkungen der mittleren Stromgestehungskosten kompensiert werden. Der Vorschlag

<sup>5</sup> Ohne Berücksichtigung des § 24 EEG 2014.

des Eckpunktepapiers zur EEG-Novelle vom 25. November 2015 zur Festsetzung der Degression auf 0,4 % pro Quartal ab Inkrafttreten des EEG 2016 würde diese Situation entschärfen. [BMWi 2015c]

## 8 SENSITIVITÄTSANALYSEN

---

Die Stromgestehungskosten sind unterschiedlich stark von den verschiedenen Eingangsparametern bzw. den individuellen Projektstrukturen abhängig. Daraus folgt, dass eine Änderung eines der Eingangsparameter einen mehr oder weniger starken Einfluss auf die Stromgestehungskosten hat.

Die durchgeführten Sensitivitätsanalysen geben hierbei ein Gefühl für die Einflussstärke veränderter Rahmenbedingungen. Dies ist wichtig für die richtige Einordnung der Ergebnisse im Rahmen dieser Studie in Bezug auf die berechneten Stromgestehungskosten, denn es kann gezeigt werden:

- welchen Einfluss individuelle Projektstrukturen auf die Stromgestehungskosten haben können – denn jedes Windenergieprojekt verfügt über unterschiedliche Kostenstrukturen (bspw. in Abhängigkeit der Akteursgröße oder von der lokalen Bedingungen des Projektes), die in der reinen Durchschnittsbetrachtung nicht abgebildet werden können;
- welchen Einfluss allgemein veränderte Rahmenbedingungen auf Windenergieprojekte haben können (bspw. eine allgemeine Steigerung des Zinsniveaus oder des Preisniveaus bei Windenergieanlagen aufgrund von Rohstoffpreisanstiegen);
- welche Veränderungen denkbar wären, wenn sich die Fördersystematik für die Windenergie ändert und damit Änderungen in Bezug auf alle relevanten Rahmenbedingungen bewirkt werden (wenn sich diese auch zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht direkt bemessen lassen).

Im Folgenden wird im Rahmen der Sensitivitätsanalysen zunächst betrachtet, welchen Einfluss auf die Ertragsaussichten von Windenergieprojekten die ab 2016 greifende Regelung des §24 EGG 2014 haben könnte und wie sich die Stromgestehungskosten hierdurch verändern. Daraufhin erfolgen weitere Sensitivitätsanalysen mit Variation der Hauptinvestitionskosten, der Investitionsnebenkosten, der Betriebskosten und der Finanzierungsparameter.

## 8.1 BERÜCKSICHTIGUNG VON §24 EEG 2014

---

Der §24 EEG 2014 besagt, dass der anzulegende Wert, aus dem sich nach Abzug des Strommarktwertes die Förderhöhe für Windenergieprojekte ergibt, auf 0 ct/kWh reduziert wird, sobald der Strommarktwert an mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist. Der anzulegende Wert wird für den gesamten Zeitraum des negativen Strommarktwertes gleich null gesetzt und der Anlagenbetreiber muss die Strommenge melden, die in diesem Zeitraum geliefert wurde. Bei Nichtmeldung wird der anzulegende Wert für den gesamten betreffenden Monat um 5 % reduziert. Die Regelung greift gemäß EEG 2014 für Windenergieanlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1. Januar 2016, die in Windparks errichtet sind, die über eine Leistung von 3 MW und mehr verfügen. [EEG 2014]

Die mittleren Stromgestehungskosten beruhen auf der Annahme einer vollständigen Vermarktbarkeit des produzierten Stroms. Wird die Förderung über das EEG in Negativpreisphasen ausgesetzt, fällt eine Vergütung in diesem Zeitraum weg. Folglich wird eine Reduktion des vermarktbareren Energieertrags angenommen.

Grundlage für die Berechnung der Stromgestehungskosten bei Greifen des § 24 EEG 2014 ist das Treffen einer begründeten Annahme, wie viel der jährlichen Energieproduktion in mindestens sechsstündige Negativpreisphasen fällt. Bisher waren Phasen langer negativer Preise ( $\geq 6$ h) relativ selten, jedoch wird zukünftig ein Anstieg der Häufigkeit negativer Strompreisintervalle erwartet. Verschiedene Studien beschäftigen sich mit den Auswirkungen auf die Situation der Erneuerbaren Energien und prognostizieren teilweise sehr deutliche zukünftige Ertragseinbußen.<sup>6</sup> [Zukunftswerkstatt EE 2015, Energy Brainpool 2014].

Allerdings ist derzeit ein konkreter politischer Wille erkennbar, die negativen Auswirkungen für Erneuerbare Energieprojekte stark einzudämmen. So ist im aktuellen Strommarktge-

---

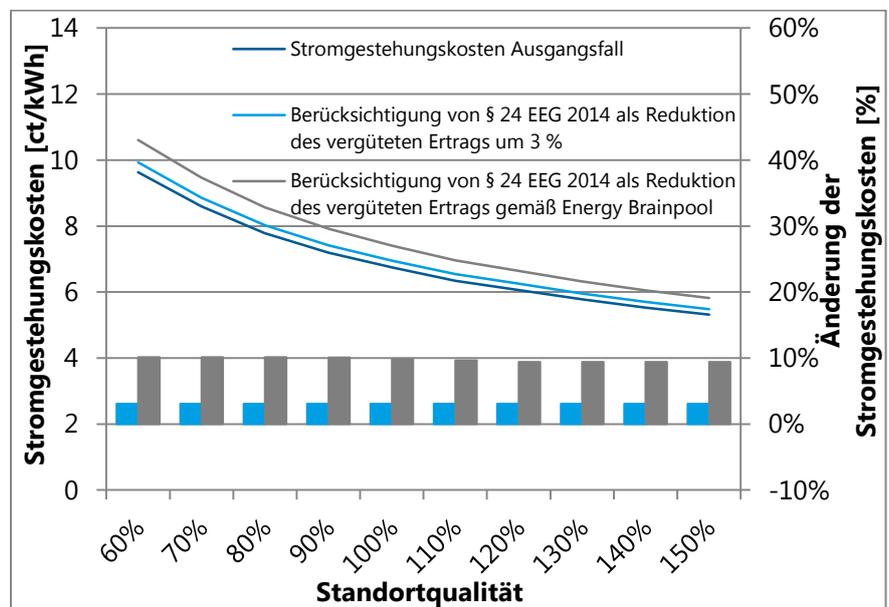
<sup>6</sup> Die Zukunftswerkstatt EE stellt dar, dass der erwartete Ausfall durch die Regelung des § 24 EEG 2014 stark von der Entwicklung der Flexibilität im System abhängt. Erwartet wird nach ersten Ergebnissen ein Vergütungsausfall von 3 % des Jahresenergieertrags im Jahr 2035. Eine Differenzierung nach Erzeugungstechnologien findet dabei nicht statt. [Zukunftswerkstatt EE 2015] Energy Brainpool bewertete die zukünftigen Auswirkungen der Sechs-Stunden-Regelung gemäß § 24 EEG 2014 für den BWE speziell in Bezug auf Windenergie. Es wurde eine starke Korrelation von hoher Windstromproduktion mit negativen Strompreisen festgestellt. Folglich fällt die Erwartung des Vergütungsausfalls aufgrund der Regelung des § 24 EEG 2014 nach Energy Brainpool deutlich höher aus. Es wird von einem Anteil nicht vergüteten Windstroms von bis zu 40 % im Jahr 2040 ausgegangen. Eine Betrachtung des Intraday-Marktes erfolgt in der Studie nicht. [Energy Brainpool 2014]

setz vorgesehen, dass sich die Regelung zukünftig auch auf den Intraday-Markt bezieht. So wird nach Annahmen verschiedener Branchenakteure das Auftreten von Phasen mit negativen Preisen verringert, da auch wenn am Day-ahead-Markt noch mit negativeren Preisen gerechnet wurde, der Intraday-Markt-Preise positiv sein können, und somit die Negativpreisphase unterbrochen wird. Weiterhin ist im Gesetzesentwurf vorgesehen, zu prüfen, ob weitere Maßnahmen ergriffen werden müssen, um etwaige negative Auswirkungen des § 24 EEG 2014 auf die Investitionssicherheit und die Förderkosten für den Ausbau Erneuerbarer Energien zu begrenzen. [BMWi 2015b]

Unter Berücksichtigung dieser bereits sehr konkreten Tendenzen zu einer Abschwächung der Regelungen des § 24 EEG 2014 ist zu erwarten, dass die Ertragseinbußen geringer ausfallen, als in bisherigen Analysen prognostiziert.

In der ersten Sensitivitätsanalyse wird zum einen das deutlich moderatere Szenario mit nicht vergütetem Windstrom in Höhe von 3 % des jährlichen Energieertrags berechnet. In Abbildung 14<sup>7</sup> wird weiterhin dargestellt, wie stark die Kosten je vergüteter Kilowattstunde ansteigen, wenn die Annahmen zum nicht vergüteten Energieertrag von Energy Brainpool angesetzt werden.

Abbildung 14:  
Auswirkung von potenziellen Ertragseinbußen aufgrund von § 24 EEG 2014 auf die Stromgestehungskosten (ct/kWh) und prozentuale Veränderung  
[eigene Berechnung]



Die Reduktion des vergüteten Energieertrags um 3 % über den gesamten Betriebszeitraum bzw. gemäß Energy Brainpool gestaffelt um 0 - 37 % ansteigend über die Betriebsjahre bewirkt

<sup>7</sup> Die verschiedenen Sensitivitätsfälle sind im Anhang in Zahlen dargestellt.

einen Anstieg der Stromgestehungskosten von 3 bzw. 9 - 10 %.

Die Annahme der Zukunftswerkstatt EE scheint bei hoher Korrelation zwischen Windstromerzeugung und negativen Energiepreisen optimistisch. Die Annahmen von Brainpool Energy hingegen berücksichtigen Änderungen des Strommarktgesetzes nicht. Daher ist anzunehmen, dass diese Werte zu hoch angesetzt sind. Eine bessere Abschätzung der möglichen Effekte des § 24 des EEG 2014 unter Berücksichtigung von Day-ahead- und Intraday-Markt ist erst möglich, wenn entsprechende aktualisierte Untersuchungen durchgeführt wurden. Auch steht die Forderung nach Streichung des Paragraphen aus dem EEG weiter im Raum. Dies ist bei der Interpretation der Ergebnisse mit zu bedenken.

Neben der direkten Auswirkung des § 24 EEG ist anzunehmen, dass die Regelung des § 24 EEG – auch in der im Strommarktgesetz definierten Anpassung – zu einer Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit der Windenergieprojekte und somit zu einem Anstieg des Eigenkapitalanteils führen. [BLB 2015] Die Auswirkung des Anstiegs des Eigenkapitalanteils ist in Kapitel 8.5 dargestellt.

## 8.2 VARIATION DER HAUPTINVESTITIONSKOSTEN

---

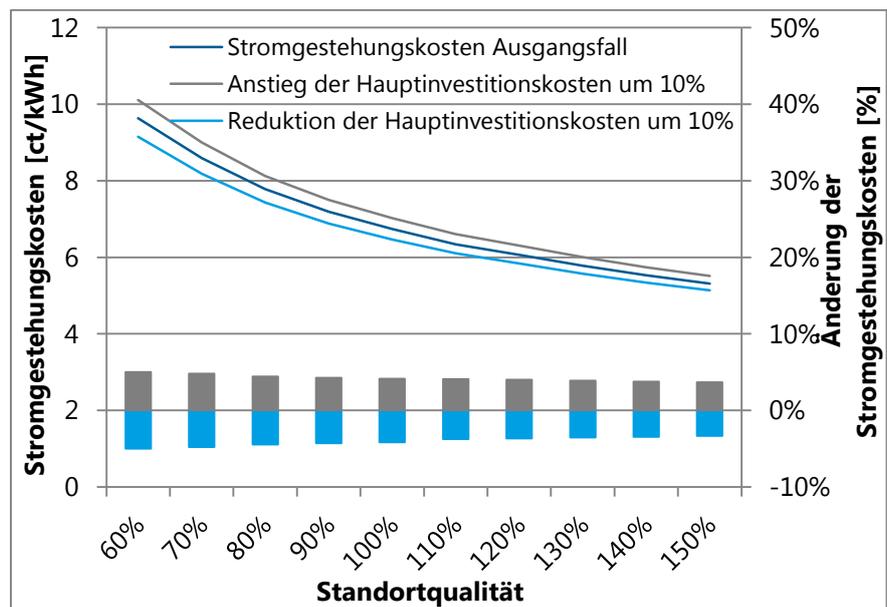
Die Hauptinvestitionskosten von Windenergieanlagen sind abhängig von den Rohstoffkosten (insbesondere Stahl und Kupfer), der Entwicklung der Personalkosten sowie der Marktbeschaffenheit (Käufer- vs. Verkäufermarkt). Projektspezifisch variieren die Investitionskosten für Windenergieanlagen zudem in Abhängigkeit von der Projektgröße bzw. der regelmäßigen Bestellmenge.

In den letzten Jahren war ein deutliches Kostensenkungsstreben in der Branche spürbar. Kostensenkungen wurden hierbei vor allem in Bezug auf die spezifischen Kosten von Windenergieanlagen je m<sup>2</sup> Rotorfläche erreicht (vgl. Kapitel 3.3). In den letzten zwei Jahren war die Nachfrage nach Windenergieanlagen auf dem deutschen Markt sehr groß, da die politischen Rahmenbedingungen zu Vorzieheffekten und lokal stark steigenden Ausbautzahlen (bspw. große Flächenausweisungen in Schleswig-Holstein) führten. Damit waren die Hersteller in einer eher starken Verhandlungsposition, dennoch konnten die genannten Preissenkungen festgestellt werden. Für die nächsten Jahre ist davon auszugehen, dass das Zubauniveau eher wieder etwas zurückgehen wird, so dass sich

der Markt wieder mehr in Richtung eines Käufermarktes bewegen kann.

Aufgrund der oben benannten großen Abhängigkeit der Kosten von der allgemeinen Preisentwicklung bei Material- und Personalkosten sowie den politischen Rahmenbedingungen für die Windenergie wird im Rahmen der folgenden Sensitivitätsanalyse eine Variation der Hauptinvestitionskosten von 10 % nach oben und nach unten vorgenommen. So können die Auswirkungen der beiden möglichen Effekte eingeschätzt werden. Die Ergebnisse werden in Abbildung 15<sup>8</sup> dargestellt.

Abbildung 15:  
Auswirkung einer Veränderung der Hauptinvestitionskosten auf die Stromgestehungskosten (ct/kWh) und prozentuale Veränderung  
[eigene Berechnung]



Die Variation der Hauptinvestitionskosten im Sinne eines Anstiegs oder einer Reduktion um 10 % bewirkt Veränderungen bei den Stromgestehungskosten zwischen 4 - 5 % nach oben bzw. 3 - 5 % unten, die windschwächeren Standorte sind im Vergleich am stärksten betroffen.

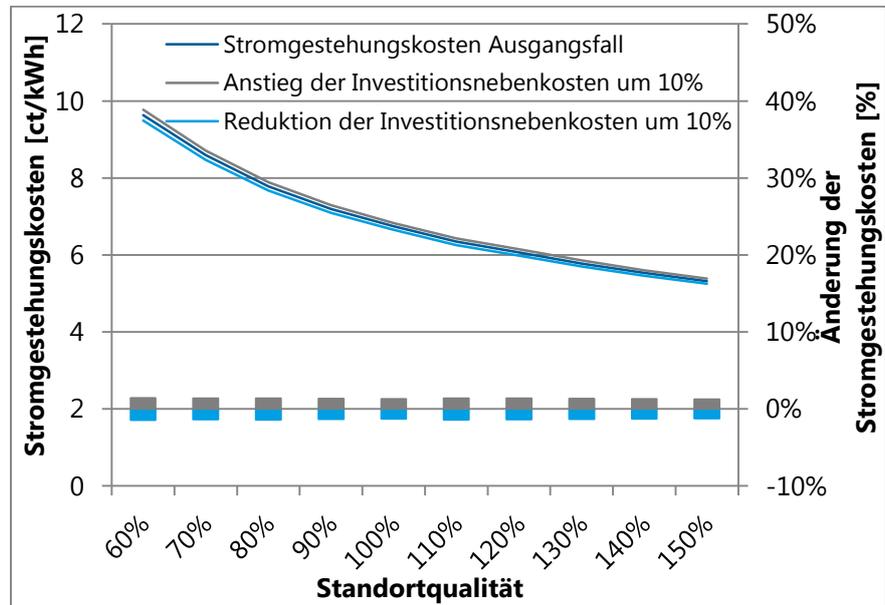
### 8.3 VARIATION DER INVESTITIONSNEBENKOSTEN

Im Hinblick auf die Investitionsnebenkosten waren in den letzten Jahren eher Kostensteigerungen zu beobachten. Aufgrund der immer größeren Komplexität bei der Planung von Windenergieprojekten und des Voranschreitens des Ausbaus vor allem auch in komplexerem Gelände ist eher von einer Fortsetzung dieses Verlaufs auszugehen.

<sup>8</sup> Die verschiedenen Sensitivitätsfälle sind im Anhang in Zahlen dargestellt.

Um dennoch sowohl den Effekt von möglichen Kostensteigerungen als auch -senkungen abzubilden, wurde in der nachfolgenden Sensitivitätsanalyse analog zum Vorgehen bei den Hauptinvestitionskosten eine Variation der Investitionsnebenkosten von 10 % nach oben bzw. unten vorgenommen. Die Ergebnisse zeigt Abbildung 16.<sup>9</sup>

Abbildung 16:  
Auswirkung einer Veränderung der Investitionsnebenkosten auf die Stromgestehungskosten (ct/kWh) und prozentuale Veränderung  
[eigene Berechnung]



Die Variation der Investitionsnebenkosten um 10 % hat weniger starke Auswirkungen auf die Entwicklung der Stromgestehungskosten insgesamt. Es werden Kostensteigerungen bzw. Kostensenkungen von etwa 1 % bewirkt.

## 8.4 VARIATION DER BETRIEBSKOSTEN

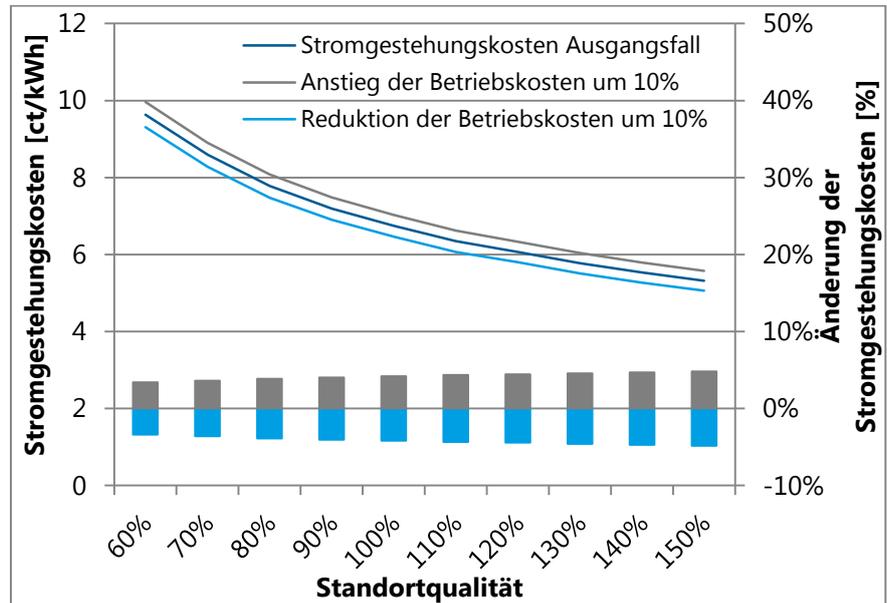
Die Betriebskosten für Windenergieprojekte sind insbesondere abhängig von den Personalkostenentwicklungen, der Verhandlungsposition von Betreibern beim Abschluss von Vollwartungsverträgen sowie der Flächenkonkurrenz und damit zusammenhängend dem Pachtniveau (Wartungs- und Reparaturkosten sowie Pachten stellen die größten Kostenanteile der Betriebskosten – siehe Kapitel 5).

Um einen Eindruck der Auswirkungen geänderter Betriebskosten zu vermitteln, wird auch für diesen Kostenbereich eine Variation der Kosten um 10 % nach oben bzw. unten vorgenom-

<sup>9</sup> Die verschiedenen Sensitivitätsfälle sind im Anhang in Zahlen dargestellt.

men und werden die Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten berechnet. Die Ergebnisse zeigt Abbildung 17.<sup>10</sup>

Abbildung 17:  
Auswirkung einer Veränderung der variablen und fixen Betriebskosten auf die Stromgestehungskosten (ct/kWh) und prozentuale Veränderung.  
[eigene Berechnung]



Ein Anstieg bzw. eine Reduktion der Betriebskosten um 10 % bewirkt eine Erhöhung bzw. Senkung der Stromgestehungskosten um 3 - 5 %.

## 8.5 VARIATION DER FINANZIERUNGSPARAMETER

Die Finanzierungsparameter nehmen in Summe einen relativ großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeitssituation von Windenergieprojekten. Eine Variation verschiedener Finanzierungsparameter ist möglich, im Folgenden wird eine Veränderung der Fremdkapitalzinsen, der Eigenkapitalverzinsung sowie der Eigenkapitalanteile betrachtet.

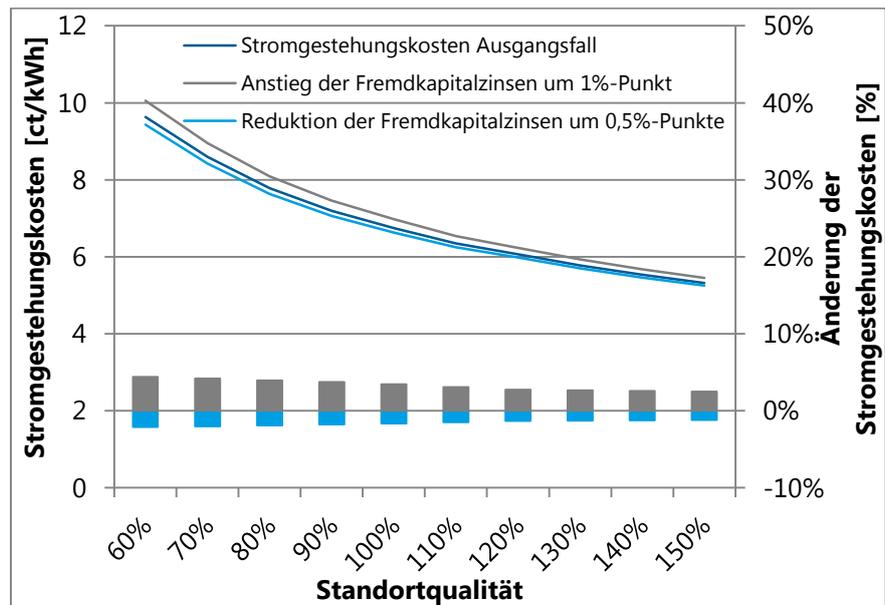
### Variation der Fremdkapitalzinsen

Grundsätzlich ist die Höhe der Fremdkapitalzinsen von Rahmenbedingungen auf dem Kapitalmarkt sowie von der Projektbewertung durch die Banken abhängig. Die Rahmenbedingungen auf dem Finanzmarkt können nicht durch die Projektentwickler beeinflusst werden. Die Bewertung der Banken hängt dabei jeweils von den spezifischen Projekteigenschaften ab, je besser die Bewertung ausfällt, desto günstiger die Konditionen, die zum Beispiel bei KfW-Krediten erlangt werden können.

<sup>10</sup> Die verschiedenen Sensitivitätsfälle sind im Anhang in Zahlen dargestellt.

In der vorliegenden Sensitivitätsanalyse wurde der Fremdkapitalzins um 0,5 Prozentpunkte gesenkt. Sehr niedrige Zinssätze waren im Sommer 2015 zu beobachten. Ein langfristig noch stärkeres Absinken ist nicht zu erwarten. Nach oben wurde der Fremdkapitalzins um 1 Prozentpunkt verändert. Tendenziell ist eher mit einem steigenden Fremdkapitalzins zu rechnen. Die Ergebnisse zeigt Abbildung 18.<sup>11</sup>

Abbildung 18:  
Auswirkung einer Veränderung der Fremdkapitalzinsen auf die Stromgestehungskosten (ct/kWh) und prozentuale Veränderung.  
[eigene Berechnung]



Es ergibt sich das folgende Fazit aus der Betrachtung: Ein Anstieg bzw. eine Reduktion der Fremdkapitalzinsen um 1%-Punkt bzw. 0,5%-Punkte bewirkt eine Erhöhung bzw. Senkung der Stromgestehungskosten um 2 - 4 % bzw. 1 - 2 %.

### Variation der Eigenkapitalverzinsung

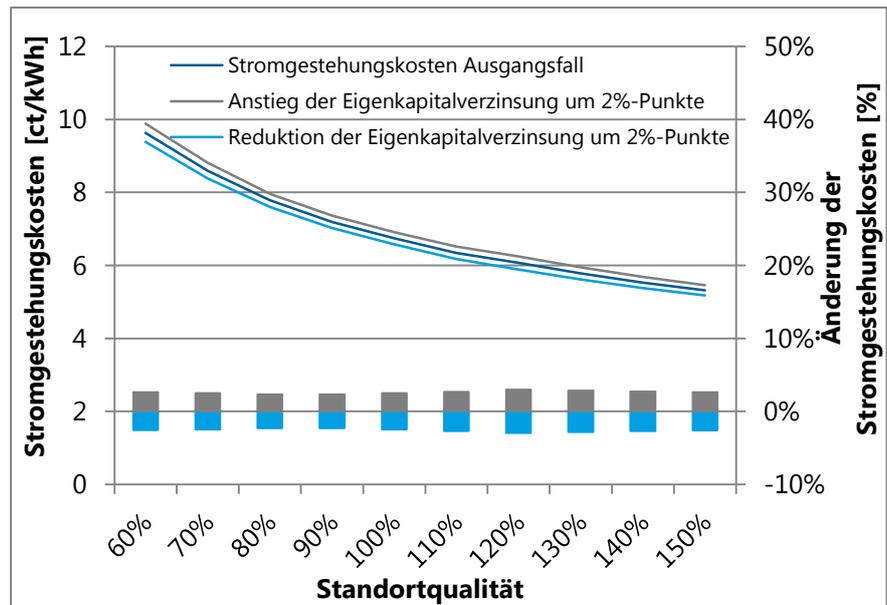
Die erwartete Eigenkapitalverzinsung hängt vom Fremdkapitalzinsniveau und der Risikobewertung durch die Entwickler ab. In der Vergangenheit wurde durch sichere Rahmenbedingungen (geschaffen durch die Regelungen im EEG) ein sehr geringes Risiko hinsichtlich der Vermarktung von Windstrom erreicht. Das relevante Risiko bestand darin, die prognostizierten Energieerträge nicht zu erreichen (gefährdet z. B. durch unterdurchschnittliche Windbedingungen oder durch schlechte technische Verfügbarkeit). Durch den Übergang in ein Ausschreibungssystem kommen neue Unsicherheiten und Risiken auf die Projektentwickler zu, die die Erwartungen an die Eigenkapitalverzinsung beeinflussen können. Die Einführung eines Ausschreibungssystems und eine dadurch hervorgerufene

<sup>11</sup> Die verschiedenen Sensitivitätsfälle sind im Anhang in Zahlen dargestellt.

Wettbewerbssituation könnte einen verstärkten Preisdruck mit sich bringen, der die Erwartungen an die Eigenkapitalverzinsung zugunsten der Durchführbarkeit der Projekte senkt.

In der Sensitivitätsuntersuchung wurde die erforderliche Eigenkapitalverzinsung um 2 Prozentpunkte nach oben und unten variiert. Die sich ergebenden Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten zeigt Abbildung 19.<sup>12</sup>

Abbildung 19:  
Auswirkung einer Veränderung der Eigenkapitalzinsen auf die Stromgestehungskosten (ct/kWh) und prozentuale Veränderung.  
[eigene Berechnung]



Es ergibt sich das folgende Fazit aus der Betrachtung: Ein Anstieg bzw. eine Reduktion der Eigenkapitalzinsen um 2%-Punkte bewirkt eine Erhöhung bzw. Senkung der Stromgestehungskosten um 2 - 3 %.

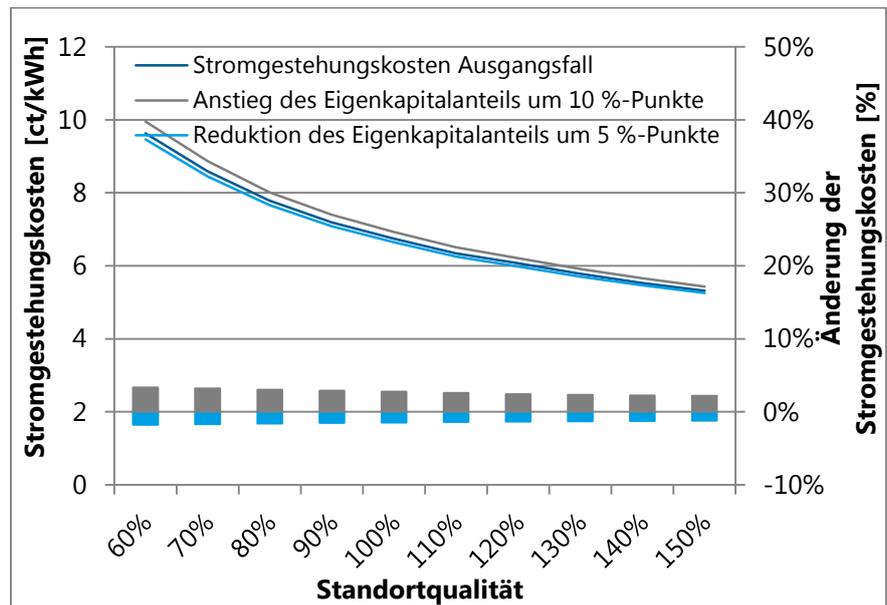
### Variation des Eigenkapitalanteils

Durch sehr gute wirtschaftliche Bedingungen für Windenergieprojekte, insbesondere an Standorten mit guten Windverhältnissen, sind zurzeit nur sehr geringe Eigenkapitalanteile nötig, um Windenergieprojekte zu finanzieren. Abhängig davon, wie das Projekt bewertet wird, ist eine niedrigere oder höhere Eigenkapitalquote zur Umsetzung der Projektfinanzierung nötig. In der Vergangenheit lag der durchschnittliche Wert für den Eigenkapitalanteil über mehrere Jahre bei etwa 20 %. Projektspezifisch kann der Eigenkapitalanteil variieren. Mit der Umstellung des Fördermodells auf ein Ausschreibungssystem kann aufgrund von gestiegenen Unsicherheiten wieder ein Anstieg der notwendigen Eigenkapitalanteile erfolgen. Der Effekt eines um 10 Prozentpunkte gestiegenen bzw.

<sup>12</sup> Die verschiedenen Sensitivitätsfälle sind im Anhang in Zahlen dargestellt.

um 5 Prozentpunkte gesunkenen Eigenkapitalanteils zeigt Abbildung 20.<sup>13</sup>

Abbildung 20:  
Auswirkung einer Veränderung des Eigenkapitalanteils auf die Stromgestehungskosten (ct/kWh) und prozentuale Veränderung.  
[eigene Berechnung]



Es ergibt sich das folgende Fazit aus der Betrachtung: Ein Anstieg um 10 Prozentpunkte bzw. eine Reduktion des Eigenkapitalanteils um 5 Prozentpunkte bewirkt eine Erhöhung bzw. Senkung der Stromgestehungskosten um 2 - 3 % bzw. um 1 - 2 %.

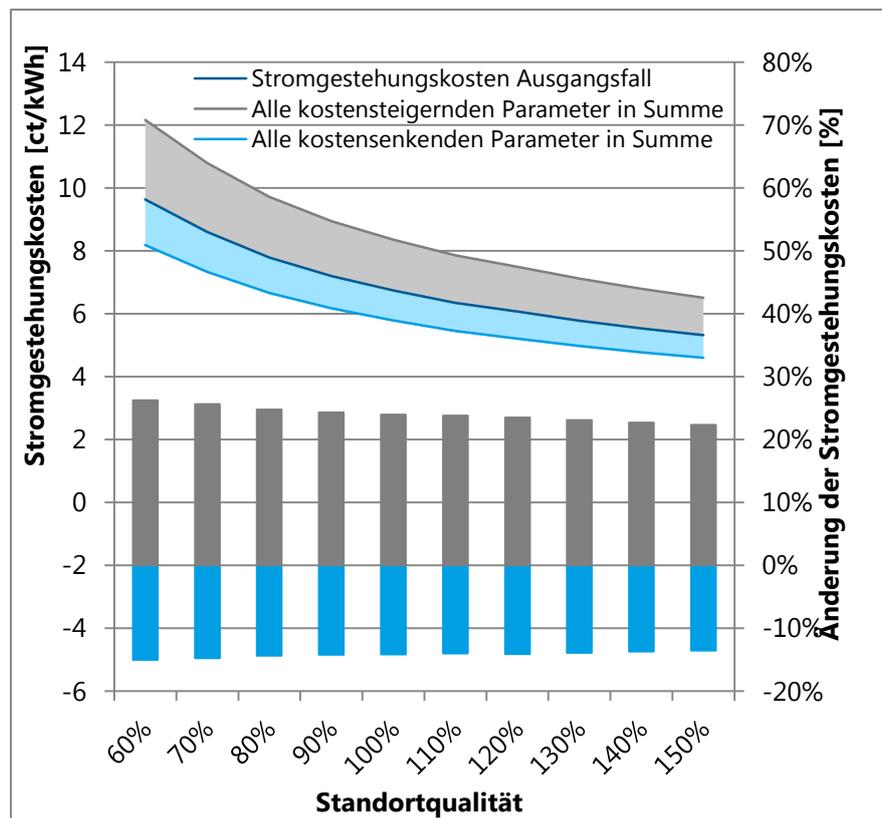
## 8.6 ZUSAMMENWIRKEN UNTERSCHIEDLICHER EINFLUSSFAKTOREN

Die Sensitivitätsanalysen zeigen auf, welche Auswirkung die Veränderung einzelner Parameter auf die Stromgestehungskosten hat und welche Veränderungen und Bandbreiten denkbar sind. Grundsätzlich ist es wahrscheinlich, dass Effekte nicht gesondert, sondern in Kombination miteinander auftreten werden. Teils gibt es direkte Zusammenhänge (bspw. im Hinblick auf die Finanzierungsparameter), teils können veränderte Rahmenbedingungen, die verschiedene Parameter betreffen, gleichzeitig eintreten. Dabei können sich verschiedene Effekte aufheben (z. B. Senkung der Hauptinvestitionskosten und Anstieg der Investitionsnebenkosten), aufsummieren (gesunkene Betriebskosten und gestiegener Fremdkapitalzins) oder multiplizieren (gestiegener Eigenkapitalanteil und gestiegener Eigenkapitalzins).

<sup>13</sup> Die verschiedenen Sensitivitätsfälle sind im Anhang in Zahlen dargestellt.

Um zu verdeutlichen, dass sich bei gleichzeitigem Eintreten verschiedener Effekte eine große Bandbreite möglicher Kosten ergibt, wird in Abbildung 21 eine Übersicht gegeben, wie sich die Auswirkung aller im Rahmen der Analyse betrachteten Parameter in Summe darstellen würde. Die Ergebnisse zeigen die Bandbreite vom Eintreten aller kostensenkenden Effekte bis zum Eintreten aller betrachteten kostensteigernden Effekte.<sup>14</sup>

Abbildung 21:  
Bandbreite möglicher Auswirkungen der Veränderung aller Parameter (kostensenkend bzw. kostensteigernd) auf die Stromgestehungskosten (ct/kWh) und prozentuale Veränderung.  
[eigene Berechnung]



Ein Eintreten aller betrachteten kostensteigernden bzw. kostensenkenden Effekte führt zu einer Erhöhung bzw. Senkung der Stromgestehungskosten um 22 - 26 % bzw. um 14 - 15 %. Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass die Auswirkung der kostensteigernden Faktoren eine größere Auswirkung auf die Stromgestehungskosten hat. Ohne ein Aussetzen des § 24 EEG ist in diesem Bereich eine Kostensteigerung zu erwarten. Die genaue Höhe der Kostensteigerung ist von der Häufigkeit der langen Phasen mit negativen Strompreisen abhängig und kann, wie in Kapitel 8.1 dargestellt, noch nicht abgeschätzt werden. Es ist jedoch unwahrscheinlich, dass sich ausschließlich kostensteigernde oder -senkende Effekte ergeben werden.

<sup>14</sup> Berücksichtigung des § 24 EEG mit 3%-iger Senkung des vergüteten Energieertrags in Betrachtung der kostensteigernden Faktoren, keine Berücksichtigung bei kostensenkenden Faktoren.

## 9 AUSBLICK – EINORDNUNG IN DIE AKTUELLE POLITISCHE DISKUSSION

---

Mit dem im August 2014 in Kraft getretenen EEG 2014 wurde die Einführung von Ausschreibungen für die Windenergie ab 2017 angekündigt. Seitdem beschäftigen sich die Windenergiebranche und die Politik unter anderem mit der Fragestellung, wie ein Ausschreibungsdesign für die Windenergie an Land aussehen könnte und welchen Einfluss unterschiedliche Designoptionen auf die Marktstruktur und auf die weitere Ausbauentwicklung haben könnten.

Im Juli 2015 hat das BMWi Eckpunkte für die mögliche Ausgestaltung der Ausschreibungen für die Förderung von Strom aus EEG-Anlagen veröffentlicht und das Konsultationsverfahren eröffnet. In dem Eckpunkte-Papier wird für die Onshore-Windenergie u. a. die grundsätzliche Beibehaltung des Referenzertragsmodells und eines zweistufigen Vergütungssystems angedacht. Allerdings wird die dem Referenzertragsmodell zugrundeliegende Kurve zur Standortdifferenzierung maßgeblich verändert.

Im Rahmen des Konsultationsverfahrens hat die Windenergiebranche die Vorschläge im Eckpunktepapier kommentiert und eigene Vorschläge zum Ausschreibungsdesign für die Windenergie gemacht. Sowohl BWE als auch VDMA lehnen den Vorschlag zur Anpassung des Referenzertragsmodells im BMWi-Eckpunktepapier vom 31. Juli 2015 ab. [BWE 2015, VDMA 2015] Der BWE schlägt weiterhin ein einstufiges Vergütungsmodell vor, das auf dem bisherigen Referenzertragsmodell aufbaut, aber keine zweistufigen Vergütungsstrukturen mehr vorsieht, so dass sich alle Gebote auf einen Zeitraum von 20 Jahren beziehen. [BWE 2015]

Im Folgenden sollen auf Basis des jetzigen Kenntnisstandes und der konkreten zur Diskussion stehenden Modelloptionen Einschätzungen zu möglichen Effekten auf die Stromgestehungskosten getroffen werden. Es ist grundsätzlich zu beachten, dass die Einführung eines Ausschreibungssystems eine vollständig neue Fördersystematik impliziert, deren Effekte auf den Windenergieausbau und die Struktur der Branche nicht vollumfänglich abgeschätzt werden können. Im Rahmen der vorliegenden Analyse können zu einigen Eingangsparametern für die Berechnung der Stromgestehungskosten Einschätzungen für deren wahrscheinliche Entwicklung in einem Aus-

schreibungssystem aufgezeigt werden. Auf dieser Basis kann eine tendenzielle Entwicklung in Bezug auf Stromgestehungskosten und sich ergebende Gebotskurven abgeschätzt werden, um ein Gefühl für die zu erwartenden Veränderungen zu bekommen. Diese Einschätzungen sind mit Unsicherheiten behaftet und stellen daher keine umfängliche Prognose dar.

## 9.1 POTENZIELLE EFFEKTE DES AUSSCHREIBUNGSSYSTEMS AUF DIE KOSTENSITUATION

Im Folgenden wird der zu erwartende Einfluss der Einführung eines Ausschreibungssystems auf die Kostenstrukturen von Windenergieprojekten abgeschätzt. Hierzu werden die einzelnen Eingangsparameter zur Berechnung der Stromgestehungskosten auf zu erwartende Veränderungen hin geprüft und wo möglich entsprechende Annahmen getroffen. Teils sind keine konkreten Annahmen möglich, weil mehrere und unterschiedlich starke Effekte denkbar wären. In diesen Fällen werden die Annahmen nicht verändert, es wird aber darauf hingewiesen, dass mit Veränderungen gerechnet werden muss.

- **Hauptinvestitionskosten:**

Es lassen sich noch keine eindeutigen Abschätzungen machen, wie die Höhe der Hauptinvestitionskosten durch die Systemänderung beeinflusst werden wird. Im Falle eines funktionierenden Wettbewerbs und eines damit einhergehenden erhöhten Kostendrucks könnten sich leichte Kostensenkungen ergeben. Im Extremfall sind in diesem Zusammenhang auch Veränderungen in der bevorzugten Technologieauswahl denkbar.

- **Investitionsnebenkosten:**

Veränderungen, die sich allein aus der Einführung eines Ausschreibungssystems ergeben, lassen sich aus heutiger Sicht schwer bemessen. Die Möglichkeiten für Kostenreduktionen erscheinen auch im Falle eines erhöhten Kostendrucks stark begrenzt. Möglicherweise steigt der Planungsaufwand von Windenergieprojekten, weil der Aufwand für nicht bezuschlagte Projekte auf andere Projekte umgelegt werden muss bzw. sich längere Planungsdauern aufgrund der möglicherweise nötigen mehrfachen Ausschreibungsteilnahme ergeben können. Entstehen nach Erhalt eines Zuschlags Verzögerungen im Projektverlauf, sollen zudem gemäß des Eckpunkte-Entwurfs des BMWi je nach Dauer der Verzögerung An-

teile des Bid-Bonds als Pönale einbehalten werden. [BMWi 2015a] Die Kosten könnten folglich ebenfalls die Investitionsnebenkosten erhöhen.

- **Betriebskosten:**

Die Effekte, die die Einführung eines Ausschreibungssystems auf die Betriebskosten haben wird, sind nicht fundiert absehbar. Möglicherweise ergibt sich ein stärkerer Kostensenkungsdruck auf die Pacht- und Wartungskosten. Gleichzeitig sind die Möglichkeiten der Beeinflussung der Kosten für Entwickler in beiden Kostenbereichen aber begrenzt: Bei anhaltender Flächenkonkurrenz bleibt die Verhandlungsposition gegenüber Landeigentümern schwach. Die Alternative zu Vollwartungsverträgen mit dem jeweiligen Hersteller (unabhängige Wartungsunternehmen) hat laut Einschätzung von Finanzierern keinen deutlich positiven Effekt auf die Finanzierung und wird erst für spätere Zeitpunkte der Betriebszeit in Erwägung gezogen. Im zweistufigen Modell sind zudem große Kostenanteile in Abhängigkeit von den Einnahmen und somit als variable Kosten festgelegt. Durch eine Veränderung des Referenzertragsmodells zu einem einstufigen Modell, in dem die Höhe der Einnahmen über alle Standortqualitäten angeglichen wird, sind solche Kosten als Fixkosten zu bewerten.

- **Fremdkapitalzinsen:**

Ein entscheidender Parameter in Bezug auf die Finanzierungssituation von Windenergieprojekten ist die Entwicklung der Fremdkapitalzinsen. Diese ist abhängig von den übergeordneten Entwicklungen auf dem Kapitalmarkt und aus heutiger Sicht schwer absehbar. Allerdings ist derzeit die Tendenz zu leichten Zinserhöhungen erkennbar, und zudem können sich durch die Einführung von Ausschreibungen Risikoaufschläge von Banken in Bezug auf die veranschlagten Zinsen ergeben.

- **Eigenkapitalverzinsung:**

Im Falle gestiegener Fremdkapitalzinsen ist anzunehmen, dass in Verbindung mit den durch die Einführung eines Ausschreibungssystems verbundenen zusätzlichen Risiken auch die Erwartungen an die Eigenkapitalverzinsung steigen werden. Im Falle eines sehr großen Wettbewerbsdrucks wären im Sinne einer minima-

len Erwartungshaltung bei der Gebotskalkulation aber auch verringerte Werte denkbar.

- **Eigenkapitalanteil:**  
Tendenziell muss im Ausschreibungssystem mit wieder steigenden Anforderungen seitens der Banken an die Eigenkapitalhöhe gerechnet werden. Laut im Windenergiebereich tätigen Banken kann hierfür mit einem erhöhten notwendigen Eigenkapitalanteil gerechnet werden [BLB 2015].

In Abhängigkeit der oben dargestellten zu erwartenden Tendenzen bzgl. der Eingangsparameter für die Kostenentwicklung können diese für die Berechnung der Stromgestehungskosten zumindest teilweise<sup>15</sup> so angepasst werden, dass sich eine verbesserte Einschätzung der Situation ab 2017 gewinnen lässt. Eine vollständige Abbildung der Kostensituation im Ausschreibungsmodell lässt sich nicht herleiten, da eine Vielzahl möglicher Effekte in Bedeutung und Ausmaß noch unsicher sind.

## 9.2 POTENZIELLE GEBOTSKURVEN FÜR DIE WINDENERGIE IM AUSSCHREIBUNGSSYSTEM

Zur Untersuchung der potenziellen Gebotskurven im Ausschreibungssystem werden die Kosten den möglichen Vergütungen gegenübergestellt. Bei fest definierter Anfangsvergütungslaufzeit und Grundvergütungshöhe lässt sich die notwendige Gebotshöhe zur Deckung der angenommenen mittleren Kosten bestimmen. Der Vorteil, der durch die Zahlung einer erhöhten Anfangsvergütung zu Beginn der Betriebszeit entsteht, wird dabei berücksichtigt. Welche Gebote im Ausschreibungssystem einen Zuschlag erhalten werden, hängt auch damit zusammen, wie sich die Verteilung der potenziellen Standorte über die Standortqualität entwickelt. Der Einfluss der Flächenverfügbarkeit nimmt somit zu.

### Zweistufiges Referenzertragsmodell

Laut dem Eckpunktepapier zu Ausschreibungen für die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen ist der Zweck des Referenzertragsmodells im Ausschreibungssystem, den Zubau an Windenergiestandorten bundesweit zu ermöglichen und gleichzeitig einen Anreiz zur Bebauung von Standorten mit gu-

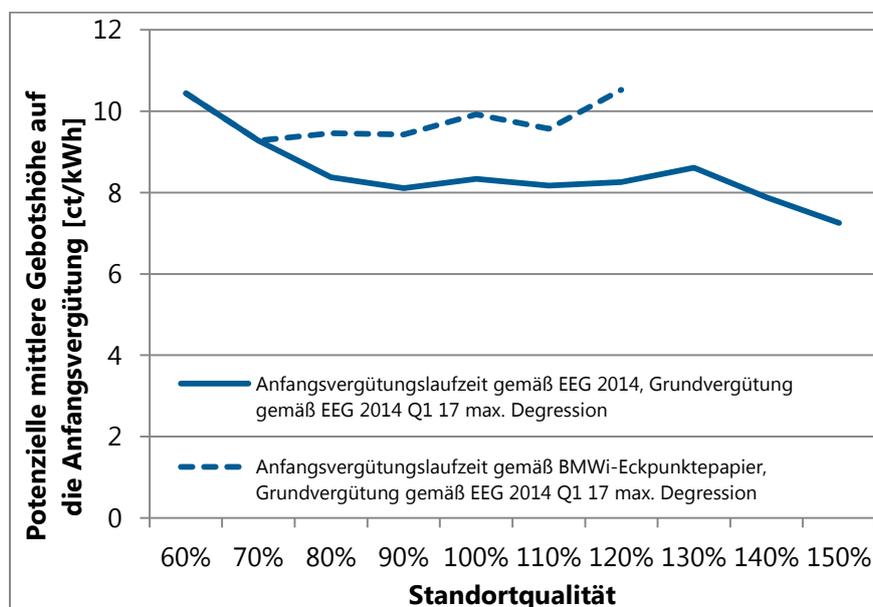
<sup>15</sup> Anpassung von Investitionsnebenkosten, Eigenkapitalanteil und Fremdkapitalzins.

ten und sehr guten Windverhältnissen zu erhalten. [BMWi 2015] Um dies zu erreichen, sollte eine möglichst flache Gebotskurve mit einem leichten Gefälle zu höheren Standortqualitäten erzielt werden.

In Abbildung 22 sind potenzielle mittlere Gebotskurven bei einer Anfangsvergütungslaufzeit gemäß EEG 2014 sowie gemäß dem Vorschlag<sup>16</sup> aus dem Eckpunktepapier des BMWi vom 31. Juli 2015 dargestellt. [BMWi 2015a] Als Grundvergütung wird für beide Varianten die Vergütung zugrunde gelegt, die sich nach EEG 2014 im ersten Quartal 2017 einstellen würde, wenn ab dem 1. Januar 2016 die maximale Degression angesetzt werden muss.<sup>17</sup> Die angesetzte Grundvergütung liegt somit bei 4,65 ct/kWh. Eine höhere oder niedrigere Grundvergütung hat eine Änderung im Verlauf der Gebotskurven zur Folge.

Abbildung 22:  
Potenzielle Gebotskurve im Ausschreibungssystem bei Gebot auf die Anfangsvergütung mit fixer Grundvergütungshöhe von 4,65 ct/kWh ( $\cong$  Grundvergütung gemäß EEG 2014 im ersten Quartal 2017 bei maximaler Degression). Die Anfangsvergütungslaufzeiten werden gemäß EEG 2014 bzw. BMWi-Eckpunktepapier festgelegt.

[EEG 2014, BMWi 2015, eigene Berechnung]



Das sich ergebende potenzielle Gebot auf die Anfangsvergütung von Strom aus Windenergie liegt bei der Berücksichtigung der Anfangsvergütungslaufzeit aus dem Eckpunktepapier deutlich über den Werten, die sich bei Berücksichtigung der jeweiligen Anfangsvergütungslaufzeit gemäß EEG 2014 ergeben. Dies liegt daran, dass die Anfangsvergütungslaufzeit gemäß des Eckpunktepapiers vom 31.07.2015 für Standortqualitäten über 70 % deutlich gekürzt wurde, um Standorte von

<sup>16</sup> Der Vorschlag ist durch das Eckpunktepapier des BMWi zur EEG-Novelle 2016 vom 25. November 2015, in dem ein einstufiges Referenzertragsmodell angekündigt wird, überholt.

<sup>17</sup> Die maximale Degression wird erreicht, wenn kontinuierlich ein Zubau von mehr als 3,2 GW jährlich erfolgt. Die Degression wird vierteljährlich berechnet und reduziert den Grundvergütungssatz von 4,95 ct/kW im Jahr 2015 um jeweils maximal 1,2 %.

70 - 80 % ebenfalls in die Standortdifferenzierung einzuschließen. Es werden folglich an allen Standorten höhere Anfangsvergütungen benötigt, die über die Laufzeit der Anfangsvergütung die EEG-Differenzkosten erhöhen. Die Darstellung der Gebote gemäß des Eckpunktepapiers vom 31.07.2015 wurde nur bis zu einer Standortqualität von 120 % vorgenommen. Windenergieanlagen mit einer Standortqualität über 120 % erhalten die Anfangsvergütung für weniger als fünf Jahre. Es kann davon ausgegangen werden, dass bei dieser geringen Anfangsvergütungslaufzeit die geringe Grundvergütung nicht durch die kurzzeitig erhöhte Anfangsvergütung ausgeglichen werden kann. Die Projekte müssten anders kalkuliert werden und würden wahrscheinlich nur umgesetzt werden, wenn die Kosten durch die Grundvergütung gedeckt werden können.

### **Einstufiges Referenzertragsmodell**

Durch das Eckpunktepapier des BMWi zur EEG-Novelle 2016 vom 25. November 2015 wird angekündigt, dass im Ausschreibungssystem auf den anzulegenden Wert in einem einstufigen Referenzertragsmodell geboten werden soll. Die genaue Ausgestaltung des einstufigen Referenzertragsmodells wurde noch nicht definiert. [BMWi 2015b]

Der BWE hat in seiner Stellungnahme zum BMWi-Eckpunktepapier vom 31. Juli 2015 ebenfalls für ein einstufiges Referenzertragsmodell plädiert. [BWE 2015] Daher wird im Folgenden dargestellt, wie sich der Gebotskurvenverlauf im einstufigen Modell darstellt, wenn Auf- und Abschläge entsprechend des Verhältnisses der mittleren Vergütung an verschiedenen Standorten zum 100%-Standort gemäß EEG 2014 definiert werden.

Das Gebot im hier berechneten einstufigen Modell wird, unabhängig von der tatsächlichen Standortqualität des Projekts, auf die Vergütung an einem Standort mit 100%-Standortqualität abgegeben. Den Zuschlag erhalten die Projekte mit dem niedrigsten Gebot.<sup>18</sup> Abhängig davon, welchen Energieertrag ein Projekt tatsächlich erwirtschaftet (dargestellt als Standortqualität), ergibt sich die Vergütung für das Projekt aus dem Gebot

---

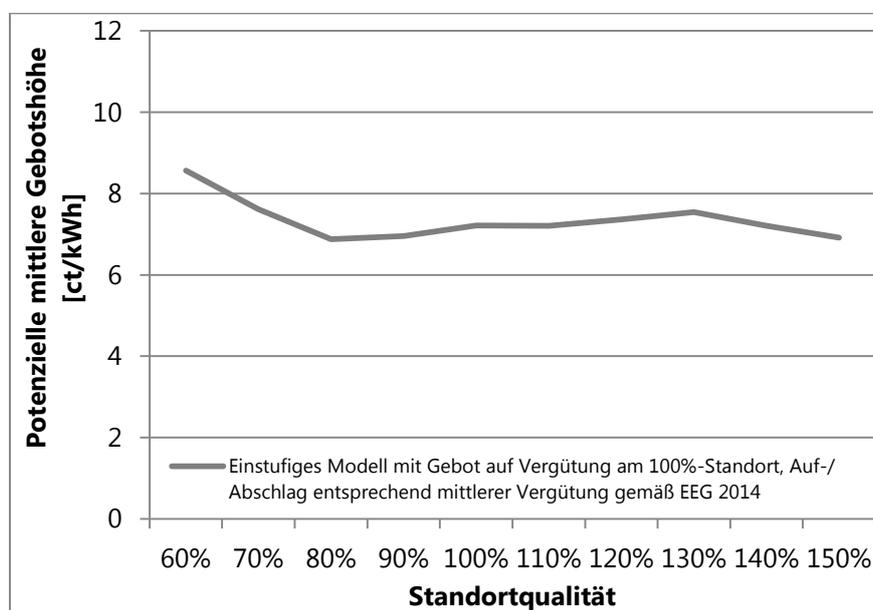
<sup>18</sup> Das Gebot muss von jedem Projekt so kalkuliert werden, dass die anfallenden Kosten gedeckt werden können. Anders als im zweistufigen Modell fällt der Vorteil einer erhöhten Anfangsvergütung, den insbesondere windstarke Standorte haben, weg. Dadurch kann keine verkürzte Fremdfinanzierungsdauer für hohe Standortqualitäten angenommen werden.

und einem für die jeweilige Standortqualität definierten Verhältnisfaktor.

Über den Verhältnisfaktor erfolgt somit die Standortdifferenzierung. Verschiedene Akteure diskutieren zurzeit Vorschläge für den Verlauf der Verhältnisfaktoren. Da noch kein Vorschlag vom BMWi unterstützt wird, wird im hier berechneten Beispiel angenommen, dass der Verhältnisfaktor für jede Standortqualität dem Verhältnis der mittleren Vergütung für diese Standortqualität nach EEG 2014 zur mittleren Vergütung am 100%-Standort nach EEG 2014 entspricht.

Die potenzielle mittlere Gebotskurve, die sich im einstufigen Modell bei Gebot auf den anzulegenden Wert am 100%-Standort einstellen könnte, ist in Abbildung 23 dargestellt.

Abbildung 23:  
Potenzielle Gebotskurve im einstufigen Ausschreibungssystem bei Gebot auf den anzulegenden Wert am 100%-Standort.  
Die der Gebotskurve hinterlegten Verhältnisfaktoren für die unterschiedlichen Standortqualitäten entsprechen dem Verhältnis der mittleren Vergütung gemäß EEG 2014.  
[BWE 2015, EEG 2014, eigene Berechnung]



Der Verlauf zeigt, dass eine Überarbeitung der Verhältnisfaktoren notwendig ist, um die Situation an den verschiedenen Standortqualitäten so zu gestalten, dass alle Projekte eine Chance haben, am Ausschreibungssystem teilzunehmen, und Projekte mit guten Windbedingungen einen leichten Vorteil haben. Unabhängig davon, wie das Ausschreibungsdesign final definiert wird, sollte weiterhin ein Monitoring der Kostenentwicklung erfolgen, um Effekte, die die Einführung von Ausschreibungen auf die Kosten haben, zu erfassen und auch langfristig die Verhältnisfaktoren festlegen zu können.

## LITERATURVERZEICHNIS

---

- [BDB 2015] Betreiber-Datenbasis: Standortdaten und mittlerer Jahresertrag 1990 – 2013. Status 18.08.2015.
- [BLB 2015] Bremer Landesbank, Interview mit Hartmut Kluge am 14. Juli 2015.
- [BLB 2015b] Hartmut Kluge (Bremer Landesbank): KfW-Refinanzierungszinsen 2012 – 2015 im Programm 270 EE, E-Mail vom 09. November 2015.
- [BMWi 2015a] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Ausschreibungen für die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen – Eckpunktepapier, 31. Juli 2015, Berlin.
- [BMWi 2015b] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Referententwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie – Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz), Bearbeitungsstand: 14. September 2015, Berlin.
- [BMWi 2015c] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: EEG-Novelle 2016 (Eckpunktepapier), 25. November 2015.
- [BNetzA 2015] Bundesnetzagentur (BNetzA): Anlagenregister Windenergie. Status Juli 2015.
- [BWE 2015] Bundesverband WindEnergie e.V.: Stellungnahme des Bundesverbandes WindEnergie e.V. zum Eckpunktepapier des BMWi zu Ausschreibungen für die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen. Berlin, 1. Oktober 2015.
- [DIN 2011] DIN e.V.: DIN 1055-4: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 4: Windlasten, Januar 2011.
- [DWG 2008] Rehfeldt, Knud; Wallasch, A: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2007 gemäß § 20 EEG – Kapitel 6: Stromerzeugung aus Windenergie (2008).
- [DWG 2011] Rehfeldt, K.; Wallasch, A.; Wallasch, J.: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG – Vorhaben Ite Windenergie (2011).
- [DWG 2013] Wallasch, A.-K.; Lüers, S.; Rehfeldt, Dr.-Ing. K. et al. (Deutsch WindGuard): Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland. Beauftragt durch BWE und VDMA Power Systems. Varel, November 2013.
- [DWG 2015a] Lüers, S.; Wallasch, A.-K.: Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland – Erstes Halbjahr 2015. Im Auftrag von BWE und VDMA Power Systems, Juli 2015.

- [DWG 2015b] Lüers, S.; Wallasch, A.-K.: Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland – Jahr 2014. Im Auftrag von BWE und VDMA Power Systems, Januar 2015.
- [Energy Brainpool 2014] Götz, P.; Heddrich, M.-L.; Henkel, Dr. J.; Kurth, T.; Lenck, T. (Energy Brainpool GmbH & Co. KG): Zukünftige Auswirkungen der Sechs-Stunden-Regelung gemäß § 24 EEG 2014. Kurzstudie im Auftrag des Bundesverbands WindEnergie e.V., Berlin, 26. November 2014.
- [FGW 2015] FGW e.V. – Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien: Veröffentlichung der Referenzerträge; Stand: April 2015. [http://www.wind-fgw.de/eeg\\_referenzertrag.htm](http://www.wind-fgw.de/eeg_referenzertrag.htm), zuletzt abgerufen am 20. August 2015.
- [Finanzen.net 2015] finanzen.net GmbH: Leitzinsen – Historische Kurse. <http://www.finanzen.net/leitzins/>, zuletzt abgerufen am 21. August 2015.
- [KfW 2015] KfW: Konditionenübersicht für Endkreditnehmer in den Förderprogrammen der KfW Bankengruppe (Stand: 01.10.2015).
- [VDMA 2015] Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V. – Fachverband Power Systems: Innovations- und Produktionsstandort auch bei Ausschreibungen sichern! Stellungnahme von VDMA Power Systems zum Eckpunktepapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie „Ausschreibungen für die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen“, Berlin, 30. September 2015.
- [Zukunftswerkstatt EE 2015] Dr. Holger Höfling, Dr. Marian Klobasa, Michael Haendel, Prof. Dr. Mario Ragwitz (Fraunhofer ISI); Dr. Christoph Maurer, Dr. Bernd Tersteegen, Dr. Alexander Ladermann (Consentec); Dr. Dominik Greinacher, Dr. Reinald Günther, Dr. Jule Martin (Scholtka & Partner Rechtsanwälte); Dr. Frank Musiol, Henning Jachmann (ZSW): ZUKUNFTSWERKSTATT EE – NEGATIVE PREISE – ERSTE ERGEBNISSE, Präsentation im Rahmen der AG3 Plattform Strommarkt – Berlin, 30.06.2015.

## ANHANG

Tabelle 4:

Wertetabelle zu Abbildung 14 bis Abbildung 21, Auswirkung einer Veränderung verschiedener Eingangsparameter auf die Stromgestehungskosten (ct/kWh)

Stromgestehungskosten in ct/kWh	Standortqualität									
	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %	110 %	120 %	130 %	140 %	150 %
Stromgestehungskosten Ausgangsfall	9,6	8,6	7,8	7,2	6,7	6,3	6,1	5,8	5,5	5,3
Berücksichtigung von § 24 EEG 2014 als Reduktion des vergüteten Ertrags um 3 %	9,9	8,9	8,0	7,4	7,0	6,5	6,3	6,0	5,7	5,5
Berücksichtigung von § 24 EEG 2014 als Reduktion des vergüteten Ertrags gemäß Energy Brainpool	10,6	9,5	8,6	7,9	7,4	7,0	6,6	6,3	6,1	5,8
Anstieg der Hauptinvestitionskosten um 10%	10,1	9,0	8,1	7,5	7,0	6,6	6,3	6,0	5,7	5,5
Reduktion der Hauptinvestitionskosten um 10%	9,2	8,2	7,4	6,9	6,5	6,1	5,8	5,6	5,3	5,1
Anstieg der Investitionsnebenkosten um 10%	9,8	8,7	7,9	7,3	6,8	6,4	6,1	5,9	5,6	5,4
Reduktion der Investitionsnebenkosten um 10%	9,5	8,5	7,7	7,1	6,7	6,3	6,0	5,7	5,5	5,3
Anstieg der Betriebskosten um 10%	10,0	8,9	8,1	7,5	7,0	6,6	6,3	6,0	5,8	5,6
Reduktion der Betriebskosten um 10%	9,3	8,3	7,5	6,9	6,5	6,1	5,8	5,5	5,3	5,1
Anstieg der Fremdkapitalzinsen um 1%-Punkt	10,1	9,0	8,1	7,5	7,0	6,5	6,2	5,9	5,7	5,4
Reduktion der Fremdkapitalzinsen um 0,5%-Punkte	9,4	8,4	7,6	7,1	6,6	6,2	6,0	5,7	5,5	5,3
Anstieg der Eigenkapitalverzinsung um 2%-Punkte	9,9	8,8	8,0	7,4	6,9	6,5	6,2	5,9	5,7	5,5
Reduktion der Eigenkapitalverzinsung um 2%-Punkte	9,4	8,4	7,6	7,0	6,6	6,2	5,9	5,6	5,4	5,2
Anstieg des Eigenkapitalanteils um 10%-Punkte	10,0	8,9	8,0	7,4	6,9	6,5	6,2	5,9	5,7	5,4
Reduktion des Eigenkapitalanteils um 5%-Punkte	9,5	8,4	7,7	7,1	6,6	6,3	6,0	5,7	5,5	5,3
Alle kostensteigernden Parameter in Summe <sup>19</sup>	12,2	10,8	9,7	8,9	8,4	7,9	7,5	7,1	6,8	6,5
Alle kostensenkenden Parameter in Summe	8,2	7,3	6,7	6,2	5,8	5,5	5,2	5,0	4,8	4,6

<sup>19</sup> Berücksichtigung des § 24 EEG mit 3%-iger Senkung des vergüteten Energieertrags in Betrachtung der kostensteigernden Faktoren, keine Berücksichtigung bei kostensenkenden Faktoren.