

---

# Vergütung von Windenergie- anlagen an Land über das Referenzertragsmodell

---

Vorschlag für eine Weiterentwicklung des Referenzertrags-  
modells und eine Anpassung der Vergütungshöhe

---

**STUDIE**

---

**Agora**  
Energiewende



---

# Vergütung von Windenergieanlagen an Land über das Referenzertragsmodell

---

## IMPRESSUM

---

### STUDIE

Vergütung von Windenergieanlagen an Land über das Referenzertragsmodell  
Ergebnisse einer Studie von Agora Energiewende mit der Deutschen WindGuard GmbH

### ERSTELLT IM AUFTRAG VON

Agora Energiewende  
Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

Projektleitung: Daniel Fürstenwerth  
daniel.fuerstenwerth@agora-energiewende.de

Redaktion: Nikola Bock

### DURCHFÜHRUNG DER STUDIE

Deutsche WindGuard GmbH  
Oldenburger Straße 65 | 26316 Varel

Knud Rehfeldt  
Leif Rehfeldt

### 034/03-S-2014/DE

Veröffentlichung: März 2014  
Korrigierte Version

### BEGLEITKREIS

Wir danken den Mitgliedern des Begleitkreises für ihren Beitrag. Die Verantwortung für die Ergebnisse liegt ausschließlich bei Agora Energiewende.

Im Begleitkreis waren vertreten:

- Bremer Landesbank
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
- Bundesverband WindEnergie e.V.
- EnBW Energie Baden-Württemberg AG
- GE Renewables
- Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V.
- Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg
- Umweltbundesamt
- Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V.
- WestfalenWind GmbH

Satz: Tozman Satz & Grafik, Berlin  
Korrektorat: infotext GmbH, Berlin  
Druck: Oktoberdruck AG, Berlin  
Circle Silk Premium White  
100% Altpapier, FSC Recycled Credit  
Titelbild: Simone Schuldis/Fotolia

---

# Vorwort

---

Liebe Leserin, lieber Leser,

die Energiewende erfordert einen stetigen Ausbau von Windenergieanlagen an Land, da dies unter den Erneuerbaren Energien die kostengünstigste Technologie ist. Seit im Jahr 2000 das Referenzertragsmodell eingeführt wurde, findet ein über (fast) ganz Deutschland verteilter Ausbau der Windkraft statt. Denn das Grundprinzip des Referenzertragsmodells ist es, dass die Höhe der EEG-Vergütung je nach Standort und Anlagenart differiert.

Die heute aufgebauten Windenergieanlagen entsprechen jedoch in ihrer Technik und den Dimensionen nicht mehr den Windenergieanlagen von vor 15 Jahren. Daher schien es uns angemessen, eine Überprüfung der technischen Parameter des Referenzertragsmodells zu beauftragen. Gemeinsam mit der Deutschen WindGuard GmbH haben wir diese technischen Fragestellungen erarbeitet und mit ausgewiesenen Experten der Windbranche in einem Begleitkreis diskutiert.

Zudem haben sich in den letzten Jahren die Anzeichen dafür vermehrt, dass die derzeitige Summe aus Vergütungen und Boni für Windenergieanlagen an Land, insbesondere an sehr windstarken Standorten, höher ist als erforderlich. Neben technischen Fortschritten in den letzten Jahren trägt dazu auch das aktuelle sehr niedrige Zinsniveau bei. Aus diesem Grund schlagen wir im Folgenden eine Reduktion der Vergütungen für Windenergieanlagen an Land vor.

Wir möchten mit diesem Vorschlag einen Beitrag dazu leisten, den weiteren kontinuierlichen Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland kosteneffizient fortzusetzen – und freuen uns auf Ihre Rückmeldungen.

Ihr  
Dr. Patrick Graichen  
Direktor Agora Energiewende

1.

**Die Vergütung für Windenergie kann um 10 bis 20 Prozent an den besten Standorten gesenkt werden.** Die Vergütung für Windenergieanlagen sollte ab 2015 zwischen 8,9 ct/kWh an guten Binnenlandstandorten (80 Prozent) und 5,2 ct/kWh an sehr guten Küstenstandorten (150 Prozent) liegen und dazwischen linear verlaufen.

2.

**Anpassung der Höhe und Windgeschwindigkeit des Referenzstandortes: 120 m und 6,84 m/s.** Diese Anpassung der technischen Parameter spiegelt den heutigen Durchschnitt des Zubaus von Windenergieanlagen an Land wider. Dadurch werden Unschärfen der Standortbestimmung reduziert und die Benachteiligung von Anlagen mit hohem Rotor-Generator-Verhältnis wird reduziert.

3.

**Korrektur der Standortbewertung: Minderertrag durch Abregelungen und Parkwirkungsgrad berücksichtigen.** Durch kleine Korrekturen im Verfahren zur Standortbewertung kann einer möglichen Fehleinstufung zum Beispiel durch verzögerten Netzausbau vorgebeugt sowie ein Anreiz zum Bau von übermäßig dichten Windparks mit Parkwirkungsgraden unter 90 Prozent vermieden werden.

4.

**Absicherung gegen mögliche Gefahr von Manipulation.** Ein relevanter Anreiz zu einer Manipulation der Standortbewertung besteht nur in wenigen Fällen an sehr guten Standorten. Geeignete Maßnahmen mit wenig Zusatzaufwand sind daher zu ergreifen, wie zum Beispiel die Möglichkeit einer fallspezifischen zusätzlichen Kontrolle.



---

# Inhalt

---

---

<b>Zusammenfassung von Agora Energiewende</b>	7
<b>Vergütungsvorschlag von Agora Energiewende</b>	9
<b>Vorschlag Neugestaltung des Referenzertragsmodells EEG (Deutsche WindGuard)</b>	13
<b>I. Aktuelle Situation</b>	15
Hintergrund	15
Status quo – Vergütung im EEG 2012	17
Status quo – Technische Parameter des Referenzstandortes	18
<b>II. Anpassung der Standortqualitätsermittlung</b>	23
Einspeisemanagement (EinsMan)	23
Parkwirkungsgrad	24
Alternative Methode der Standortqualitätsermittlung	25
<b>III. Anpassung des Referenzstandortes</b>	27
Motivation für eine Anpassung der Windgeschwindigkeit	27
Effekt der Anpassung der Windgeschwindigkeit auf die Standortbewertung	28
Motivation zur Anpassung der Höhe des Referenzstandortes auf 120 Meter	34
Umsetzung der Anpassung des Referenzstandortes auf 6,84 m/s in 120 Meter Höhe im EEG	36
<b>IV. Überprüfung der Standortqualität</b>	37
Analysen zum Manipulationsanreiz	38
Bewertung der Analysen zum Manipulationsanreiz	41
Maßnahmen zur Vermeidung von Manipulation	42
<b>V. Qualitativer Vergleich der Vergütungsmodelle</b>	43
Überblick über die Vergütungsmodelle: zweistufig, 1,5-stufig, einstufig	43
Qualitative Bewertung der unterschiedlichen Vergütungsmodelle aus Sicht verschiedener Akteure	45
Zusammenfassung der qualitativen Bewertungen	46
<b>Verzeichnisse</b>	49
Literaturverzeichnis	49
Abkürzungsverzeichnis	50

---



# Zusammenfassung von Agora Energiewende

## Reduktion der durchschnittlichen Vergütung

Vor dem Hintergrund vorhandener Kostenstudien und grundsätzlich vorhandener Effizienzpotenziale schlägt Agora Energiewende vor, die Vergütungen für das Jahr 2015 je nach Standortqualität um 10 bis 20 Prozent unter das Niveau von 2013 zu reduzieren. Dieser Vorschlag basiert auf der Forderung nach zusätzlichen Anstrengungen zur Kostenreduktion bei allen Akteuren der Windenergieindustrie.

Die maximale Vergütungshöhe inklusive der Vermarktungskosten und bei Wegfall aller Boni soll demnach ab dem 1. Januar 2015 8,9 ct/kWh betragen. An Standorten mit über 80 Prozent des heutigen Referenzertrages soll die durchschnittliche Vergütung auf lediglich 5,2 ct/kWh bei einem 150-Prozent-Standort sinken. Im Vergleich zu 2013 werden die durchschnittlichen Vergütungen so um 10 bis 20 Prozent reduziert. Die stärkste Reduktion erfolgt an den besten Standorten an der Küste. An Standorten im Binnenland beträgt die Reduktion etwa 10 Prozent.

## Anpassung der Höhe und Windgeschwindigkeit des Referenzstandortes: 120 m und 6,84 m/s

Der derzeit im EEG formulierte Referenzstandort wurde im Jahr 2000 festgelegt. Eine Anpassung der technischen Parameter an den heutigen Durchschnitt des Zubaus von Windenergieanlagen an Land ist insofern geboten. Durch die Anpassung der Höhe des Referenzstandortes von aktuell 30 Meter auf 120 Meter wird die Unschärfe der Standortbestimmung reduziert. Diese Unschärfe ist durch die heute meist sehr große Differenz zwischen real gebauten Windenergieanlagen und der Höhe des Referenzstandortes bedingt (mit zunehmender Differenz steigt der Einfluss der Oberflächenrauigkeit auf die Berechnungen). Die vorgeschlagene Höhe des Referenzstandortes spiegelt den Durchschnitt der aktuell zugebauten Anlagen wider und minimiert die Ungenauigkeit.

Ein ähnlicher Effekt tritt durch die Differenz der Windgeschwindigkeiten (Standortqualitäten) zwischen den aktuell erschlossenen Standorten und dem Referenzstandort auf. Mit zunehmender Differenz steigen die Unterschiede in der Standortbewertung in Abhängigkeit von der Auslegung der aufgebauten Windenergieanlage. Zudem werden im Status quo an einem durchschnittlichen Standort Windenergieanlagen, die besonders stetig einspeisen (einen verhältnismäßig kleinen Generator bei großem Rotordurchmesser haben), benachteiligt. Der Vorschlag zur Anpassung sieht vor, die Windgeschwindigkeit des Referenzstandortes auf einen heute im Durchschnitt zugebauten Standort anzupassen. Dadurch werden Unterschiede in der Standortbewertung bei verschiedenen Anlagenauslegungen minimiert und kontinuierlicher einspeisenden Windenergieanlagen weniger benachteiligt.

## Korrektur der Standortbewertung: Minderertrag durch Abregelungen und Parkwirkungsgrad berücksichtigen

Die fehlende Berücksichtigung von Einspeisemanagement bei der Standortbewertung kann aktuell zu einer übermäßigen Entschädigung für den Fall von Abregelungen führen. Im Extremfall könnte dadurch im Status quo eine Windenergieanlage an einem äußerst guten Standort an der Küste die gleiche durchschnittliche Vergütungshöhe wie eine Anlage an einem Standort im Binnenland erhalten – zum Beispiel falls ein verzögerter Ausbau auf Verteilnetzebene zu erheblichen Abregelungen in den ersten fünf Jahren führt. Durch die hier dargestellten einfachen Anpassungen werden solche übermäßigen Entschädigungen korrigiert. Eine weitere implizite Entschädigung findet in dem Fall statt, dass verschiedene Windenergieanlagen sich gegenseitig „den Wind wegnehmen“. Im Falle einer solchen zu dichten Bebauung eines Windparks sinkt die Standortbewertung, die durchschnittliche Vergütungshöhe steigt. Der hier dargestellte Vorschlag sieht vor, dass keine zusätzliche Entschädigung für Parkwirkungsgrade unter 90 Prozent erfolgt.

## Absicherung gegen mögliche Gefahr von Manipulation

Im Status quo gibt es die theoretische Möglichkeit, durch eine Manipulation der Betriebsführung einer Windenergieanlage („Fahren mit Handbremse“) in den ersten 5 Jahren in Summe über 20 Jahre einen höheren Erlös zu erzielen. In einem extremen Fall könnten über zehn Prozent zusätzliche Erlöse erzielt werden. Dieser Extremfall wäre eine Windenergieanlage an einem sehr guten Standort in Küstennähe, die durch extrem manipulierte Betriebsführung in den ersten fünf Jahren so wenig Windstrom erzeugt wie eine Anlage an einem mittelmäßigen Standort in Süddeutschland. Dadurch würde diese Anlage eine sehr schlechte Standortbewertung erhalten und in den folgenden 15 Jahren weiterhin den erhöhten Vergütungssatz bekommen. Im Hinblick insbesondere auf Zahlungsverpflichtungen gegenüber Banken und anderen Fremdkapitalgebern erscheint solch eine extreme Manipulation äußerst unwahrscheinlich. Dennoch ist es erstrebenswert, auch diese theoretische Möglichkeit der Manipulation zu verhindern. Ein pragmatischer Vorschlag ist die Einrichtung einer fallspezifischen Kontrollmöglichkeit. Hierdurch würde ein erhöhter Verwaltungsaufwand, der alle neuen Windenergieanlagen und alle Verteilnetzbetreiber betrifft, vermieden.

## Beibehaltung des zweistufigen Modells statt Übergang auf ein einstufiges Modell

Die Vergütung der Windenergieanlagen an Land erfolgt heute über das zweistufige Modell. Dabei erhält ein Anla-

genbetreiber für eine gewisse Zeit eine (relativ hohe) Anfangsvergütung und danach eine (relativ niedrige) Grundvergütung. Die Höhe dieser Vergütungen ist für alle Standorte identisch. Die Differenzierung der durchschnittlichen Vergütung je Standort wird durch eine unterschiedlich lange Auszahlung der erhöhten Anfangsvergütung erreicht.

Dieses zweistufige Modell hat zwei Auswirkungen: Zum einen hilft es den Investoren, Kredite frühzeitig zurückzahlen, und senkt dadurch die gesamten Finanzierungskosten. Zum anderen fallen die EEG-Differenzkosten – und damit der Effekt auf die EEG-Umlage – in den ersten Jahren höher aus als im Durchschnitt über die gesamte Vergütungszeit.

Zwei Alternativen wurden hier betrachtet: das einstufige Modell, bei dem über den gesamten Zeitraum eine gleichbleibende Vergütung bezahlt würde, und das 1,5-stufige Modell, bei dem alle Anlagen in den ersten fünf Jahren die gleiche Vergütung erhielten, ab dem sechsten Jahr dann eine nach Standort differenzierte Grundvergütung.

Unser Vorschlag sieht vor, das bestehende zweistufige Modell beizubehalten. Denn der Effekt eines Wechsels hin zu einem ein- oder 1,5-stufigen – Modell auf die EEG-Umlage in den Jahren nach 2015 wäre minimal. Demgegenüber stünden jedoch ein erhöhter Verwaltungsaufwand (die EEG-Vergütung müsste auf Basis von Windgutachten festgelegt werden) sowie die Notwendigkeit einer kontinuierlichen Überprüfung, um Missbrauch zu vermeiden.

# Vergütungsvorschlag von Agora Energiewende

## Aktuelle Kosten und Vergütung der Windenergie an Land

Die Kosten der Windenergienutzung an Land in Deutschland wurden zuletzt im Rahmen einer Studie der Deutschen WindGuard im Auftrag des Bundesverbands Windenergie e. V. (BWE) und des Verbands Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e. V. (VDMA) analysiert.<sup>1</sup> Grundlage der Untersuchung war eine Befragung der Hersteller von Windenergieanlagen sowie Planungsunternehmen von Windparks hinsichtlich der einzelnen Kostenbereiche eines Windenergieprojektes. Insgesamt wurden die Daten von sieben Herstellern (95 Prozent des Marktanteils im Jahr 2012) zu Anlagenpreisen und Wartungsverträgen für das Jahr 2013 sowie Daten zu Kosten von

1 Vgl. Rehfeldt, Wallasch, Lüers (2013).

71 Windparks mit 663 Megawatt installierter Leistung, die zwischen 2009 und 2013 errichtet wurden, ausgewertet.

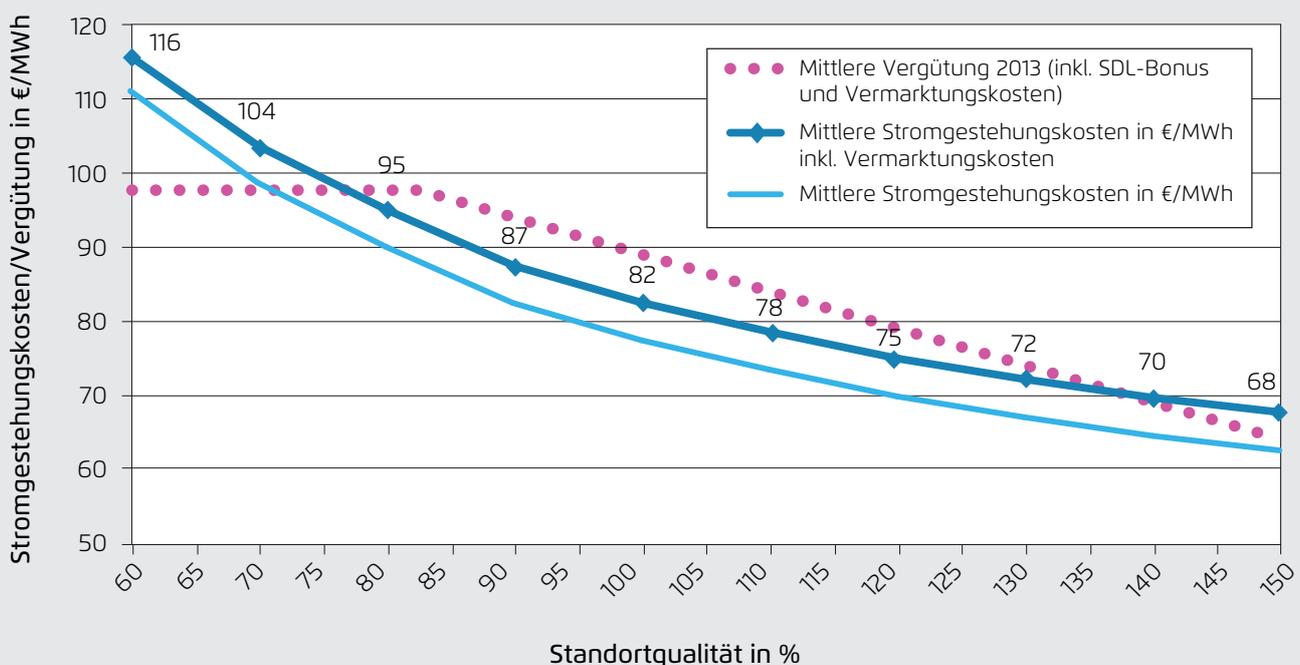
Auf Grundlage dieser Datenbasis wurden die Kosten der Windenergienutzung in Deutschland, unterteilt in Hauptinvestitionskosten, Nebeninvestitionskosten und Betriebskosten, ermittelt. Kosten der Fremdfinanzierung wurden auf Basis von Interviews mit den finanzierenden Banken verifiziert.

Das Ergebnis der Untersuchung sind mittlere Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der Standortqualität. Die ermittelten Kosten stellen eine Momentaufnahme dar, ohne eine Prognose zukünftiger Kosten vorzunehmen.

In der Untersuchung wurden zudem die aktuellen Ergebnisse der einzelnen Kostengruppen mit den Ergebnissen

Stromgestehungskosten und aktuelle Vergütung (2013)

Abbildung Z1



Eigene Darstellung auf Basis von Rehfeldt, Wallasch, Lüers (2013)

seit der ersten Studie im Jahr 1998 verglichen. Insbesondere im Bereich der Kapitalkosten spiegelt die aktuelle Studie – im Vergleich zu früheren Studien – das historisch niedrige Zinsniveau wider.

In Abbildung Z1 sind die Ergebnisse der Untersuchung von WindGuard im Auftrag von BWE und VDMA dargestellt. Die blaue Linie stellt die mittleren Stromgestehungskosten über der Standortqualität dar und zwar beginnend mit einer Standortqualität von 60 Prozent bezogen auf den Referenzstandort bis hin zu einer Standortqualität von 150 Prozent. In ihr sind hier (im Unterschied zur tatsächlichen Studie) 5 Euro/MWh Vermarktungskosten enthalten, da diese im Rahmen der Direktvermarktung als zusätzliche Kosten anfallen.

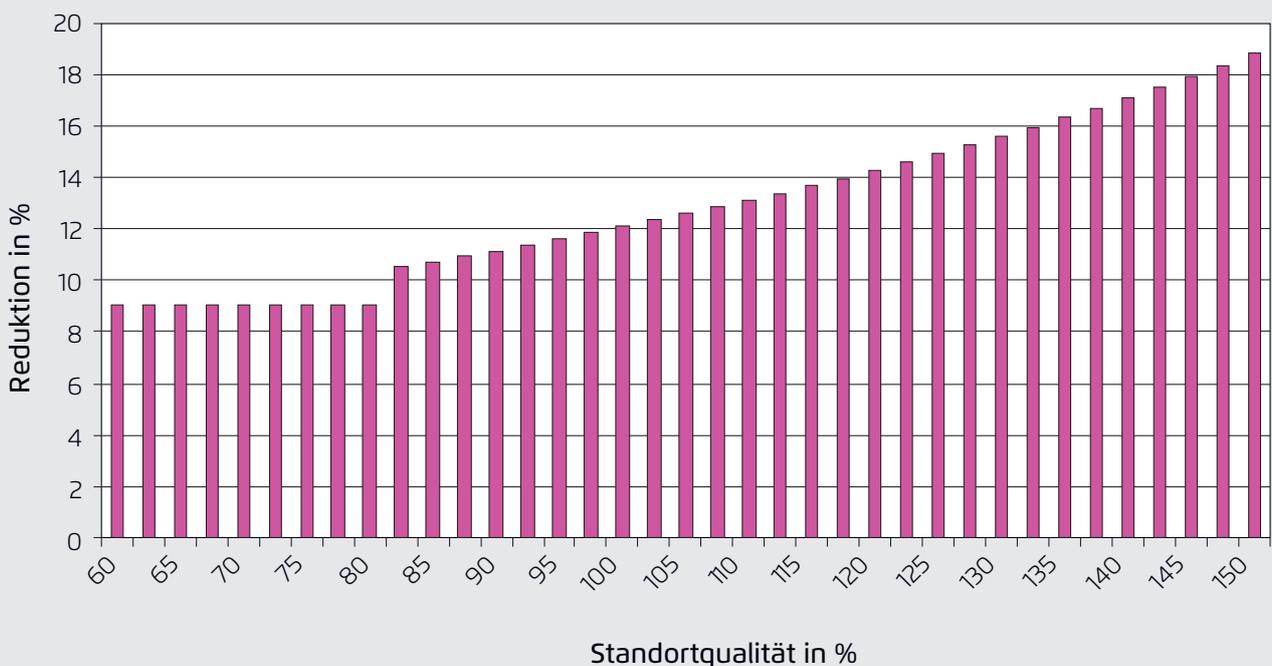
Diese Kurve kann mit der aktuellen EEG-Vergütungskurve verglichen werden. Da alle EEG-Neuanlagen im Jahr 2013 den SDL-Bonus sowie die Managementprämie für fernsteuerbare Anlagen erhalten, sind diese in der Kurve inbegriffen.

Für die Vergütung für Vermarktung wurde entsprechend dem geltenden Gesetz 0,5 ct/kWh ab 2015 unterstellt. Die Kurve der durchschnittlichen Vergütungen für das Jahr 2013 einschließlich prognostizierter Einnahmen aus der Direktvermarktung liegt bei Standortqualitäten zwischen 80 Prozent und 130 Prozent über den mittleren Stromgestehungskosten.

Der Vergleich zeigt, dass die aktuell im Jahr 2013 gezahlten Vergütungen über den im Rahmen der BWE/VDMA-Studie ermittelten Kosten liegen. Da innerhalb der einzelnen Kostengruppen zudem noch Einsparpotenzial existieren dürfte (zum Beispiel im Bereich der Pachten für die Standorte, aber auch bei den Investitionskosten, den Investitionsnebenkosten und den Betriebskosten), kann davon ausgegangen werden, dass die Vergütungen ab dem 1. Januar 2015 deutlich niedriger sein können als aktuell, ohne den weiteren Windenergieausbau zu gefährden.

Reduktion der Vergütungssätze je Standort im Vergleich von 2015 zu 2013 nach Vorschlag von Agora

Abbildung Z2



Eigene Darstellung

## Anstrengungen zur Effizienz von der Industrie fordern – aber nicht überfordern

Vor diesem Hintergrund schlägt Agora Energiewende vor, die Vergütungen für das Jahr 2015 je nach Standortqualität um 10 bis 20 Prozent unter das Niveau von 2013 zu reduzieren. Dieser Vorschlag basiert auf der Forderung nach zusätzlichen Anstrengungen zur Kostenreduktion bei allen Akteuren der Windenergieindustrie. Ausgehend von der heutigen Realität der Industrie, die durch die bestehenden Vergütungshöhen geprägt wird, setzt er ambitionierte Ziele.

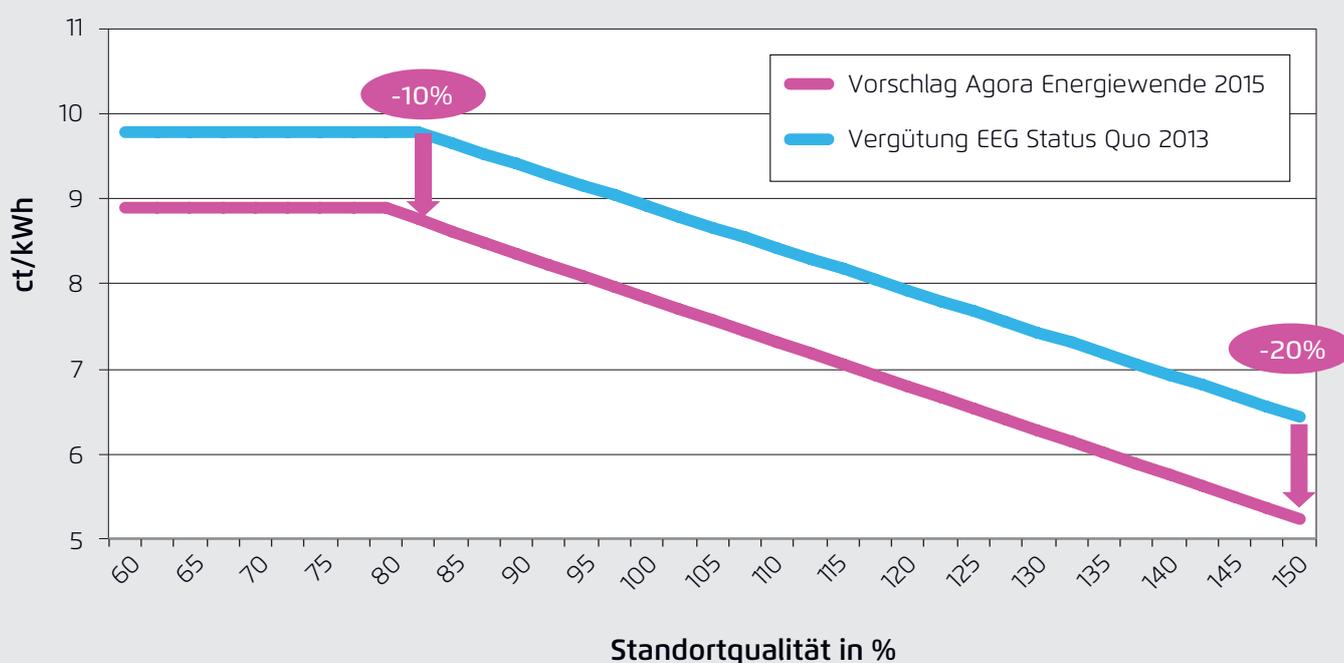
Die stärkste Reduktion erfolgt dabei an den besten Standorten an der Küste. Für solche windstarken Standorte ist die Technologie für Windenergieanlagen sehr weit entwickelt und regionale Wertschöpfungsketten sind in den betreffenden Regionen etabliert.

An guten Standorten im Binnenland in dem Bereich von etwa 80 Prozent des Referenzertrages, die den Durchschnitt des Zubaus der letzten Jahre dominieren, beträgt die Reduktion der Vergütungssätze etwa zehn Prozent. Diese Reduktion fordert von der Industrie eine Anstrengung zu effizienterem unternehmerischen Handeln. Eine Reduktion um zehn Prozent erscheint in diesem Bereich eine realistische Herausforderung, die durch gesteigerte Effizienz in Herstellungs-, Planungs-, Installations- und Wartungsarbeiten erreicht werden kann.

Für Standortqualitäten unter 80 Prozent ist – wie bisher – keine weitere Steigerung der Vergütungshöhen vorgesehen. Hintergrund ist hier, dass es aus volkswirtschaftlichen Erwägungen nicht sinnvoll ist, die Erschließung windschwacher Standorte zusätzlich zu fördern, solange noch gute und sehr gute Standorte zur Verfügung stehen.

Vorschlag von Agora Energiewende zur Vergütung von Windenergie an Land ab dem 1. Januar 2015

Abbildung Z3



Eigene Darstellung

Teilweise wird auch eine noch stärkere Absenkung der Vergütungen gefordert. Eine zu starke Absenkung der Vergütung birgt jedoch das Risiko einer starken Reduktion der Ausbaumengen von Windenergieanlagen an Land - in dem Fall, dass die Industrie die erforderlichen Effizienzpotenziale nicht erbringen kann. Der erzielbare Effekt auf die Kosten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) ist dabei sehr gering: Eine zusätzliche Absenkung der Vergütungssätze von neuen Windenergieanlagen an Land um fünf Prozent führt zu einer Reduktion der EEG-Umlage in Höhe von circa 0,006 ct/kWh pro Jahr (circa 25 Millionen Euro Reduktion der EEG-Differenzkosten).

Um einen kontinuierlichen Ausbau der Windkraft an Land zu gewährleisten, ist es daher sinnvoller, die Vergütung 2015 um 10 bis 20 Prozent zu reduzieren und in den Folgejahren dynamisch an den Ausbau anzupassen. Im Fall eines starken Ausbaus sollte die Degression dann stärker ausfallen, im Fall eines schwachen Ausbaus (zum Beispiel aufgrund eines stark steigenden Zinsniveaus und entsprechend höherer Kapitalkosten) sollte die Degression geringer sein. Durch dieses Vorgehen wird das Risiko einer *Stop-and-go*-Entwicklung im Ausbau der Windenergieanlagen an Land minimiert.

## Der Vergütungsvorschlag von Agora Energiewende

Der Vorschlag zu der durchschnittlichen Vergütungshöhe in Abhängigkeit der Standortqualität ist in Abbildung Z3 dargestellt. Die maximale Vergütung für den Strom aus Windenergieanlagen an Land ab dem 1. Januar 2015 soll 8,9 ct/kWh betragen. An Standorten mit über 80 Prozent des heutigen Referenzertrages soll die durchschnittliche Vergütung linear gesenkt werden bis auf 5,2 ct/kWh bei einem 150-Prozent-Standort. Dieser Vorschlag zur Vergütung beinhaltet alle Kosten für die Erzeugung und Vermarktung von Strom im Rahmen der Direktvermarktung.

Diese durchschnittliche Vergütungshöhe kann durch folgende Ausgestaltung des bewährten zweistufigen Vergütungsmodells erreicht werden:

- erhöhte Anfangsvergütung von 8,9 ct/kWh
- reduzierte Endvergütung von 4 ct/kWh
- Auszahlung der Anfangsvergütung bei 150-Prozent-Standorten für fünf Jahre, danach Endvergütung für 15 Jahre
- Je 0,39 Prozentpunkte Differenz in der Standortqualität im Vergleich zum 150-Prozent-Standort wird die Auszahlung der Anfangsvergütung um einen Monat verlängert.<sup>2</sup>
- maximale Auszahlung der Anfangsvergütung über 20 Jahre bei allen Standorten unter 80 Prozent

<sup>2</sup> In einer früheren Version der Veröffentlichung war die Zahl 0,39 irrtümlicherweise auf die Monate bezogen, wir bitten den Fehler zu entschuldigen.

---

# Vorschlag Neugestaltung des Referenzertragsmodells EEG (Deutsche WindGuard)

---



# I. Aktuelle Situation

## Hintergrund

Das zum 1. Januar 1991 in Kraft getretene Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) ermöglichte erstmals die kommerzielle Nutzung der Windenergie in Deutschland. Die damaligen Vergütungssätze betragen mindestens 90 Prozent des zwei Jahre zuvor erzielten durchschnittlichen Erlöses pro Kilowattstunde (kWh) aus der Stromabgabe an den Endverbraucher.

Im Jahre 2000 wurde das Stromeinspeisungsgesetz durch das „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ – das sogenannte Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) – abgelöst. Das EEG regelt die vorrangige Abnahme, Einspeisung, Durchleitung und Vergütung von Strom aus Erneuerbaren Energien (EE). Mit Einführung des EEG wurden zudem weitere wichtige Neuerungen umgesetzt. Zum einen wurde eine feste Einspeisevergütung für Strom aus EE-Anlagen im Gesetzestext festgelegt. Darüber hinaus wurde für die Windenergie die standortdifferenzierte Vergütung, das sogenannte Referenzertragsmodell, eingeführt. Die Vergütung erfolgt über ein zweistufiges Modell mit einer erhöhten Anfangsvergütung und einer Grundvergütung bei einer Gesamtförderdauer von 20 Jahren. Für die ersten fünf Betriebsjahre erhalten alle Anlagen die erhöhte Anfangsvergütung. Die Dauer der Zahlung der erhöhten Anfangsvergütung über die ersten fünf Jahre hinaus richtet sich nach der Standortqualität des bebauten Standortes. Diese wird im Vergleich zu einem Referenzstandort ermittelt, der eine Standortqualität von 100 Prozent repräsentiert.

Mit diesem Ansatz erhalten Anlagen an weniger windhöffigen Standorten die erhöhte Anfangsvergütung über einen längeren Zeitraum und somit eine höhere durchschnittliche Vergütung bezogen auf die 20-jährige Förderdauer.

Die Laufzeit der erhöhten Anfangsvergütung über die ersten fünf Jahre hinaus errechnet sich anhand einer in §29 (2) des aktuellen EEG 2012 beschriebenen Formel. Diese Berechnungssystematik wurde im EEG 2000 festgelegt und seitdem beibehalten. Nach der Formel zur Berechnung der

**Definition des Referenzstandortes  
(100 Prozent Standortqualität):**

**Windgeschwindigkeit in 30 Meter Höhe über Grund:  
5,5 m/s**

**Rauhigkeitslänge am Referenzstandort: 0,1 Meter**

**Windverteilung entsprechend einer Rayleigh-  
Verteilung**

verlängerten Anfangsvergütung erhalten somit alle Standorte mit einer Standortqualität von 82,5 Prozent die erhöhte Anfangsvergütung für die kompletten 20 Jahre der Förderdauer. Bei Standortqualitäten > 82,5 Prozent sinkt die Laufzeit der erhöhten Anfangsvergütung linear ab.

An einem konkreten Beispiel für einen 90-Prozent-Standort demonstriert würde sich die Dauer der erhöhten Vergütung über die ersten fünf Betriebsjahre hinaus folgendermaßen berechnen (siehe untenstehender Kasten):

In der Summe führten die Neuerungen im EEG 2000 zu einem kontinuierlichen Ausbau der Windenergie in Deutschland und einer verstärkten Windenergienutzung im Binnenland.<sup>3</sup> In den Jahren 2004, 2009 und 2012 kam es zu einer Novellierung und Anpassung des EEG.

Anhand von Kostenanalysen wurden im Rahmen der Novellen die Vergütungssätze und die Degression angepasst. Durch die Degression nehmen die festgelegten Vergütungen und Boni jedes Jahr um einen bestimmten Prozentsatz ab. Im EEG 2012 beträgt dieser Degressionsatz nach §20 (2) 1,5 Prozent für die Windenergie an Land. Diese Degression bezieht sich auf den nominalen Wert der Vergütung, ein Ausgleich für den realen Wertverlust in Höhe der Inflation findet nicht statt.

<sup>3</sup> Rehfeldt et al. (2014)

Eine Neuerung im Rahmen der Novellierung im Jahre 2004 war die Einführung eines finanziellen Anreizes für das *Repowering* von Windenergieanlagen. Ziel dieser Regelung war es, einen Anreiz für den Ersatz alter Windenergieanlagen durch neuere, leistungsstärkere und systemkonformere zu schaffen.<sup>4</sup> Die anfängliche Regelung, die den Anreiz über eine Verlängerung der erhöhten Anfangsvergütung schaffen sollte, wurde in der Fassung des EEG von 2009 durch den sogenannten *Repowering*-Bonus abgelöst, der eine Erhöhung der Anfangsvergütung um 0,5 ct/kWh für *Repowering*-Anlagen vorsieht. Ebenfalls mit der Novelle des EEG im Jahre 2009 wurde der SDL-Bonus eingeführt.<sup>5</sup> Dieser Bonus wird ebenfalls als Aufschlag auf die erhöhte Anfangsvergütung gezahlt und betrug im Jahre 2013 0,47 ct/kWh. Für die Inanspruchnahme des SDL-Bonus müssen Windenergieanlagen die Anforderungen aus der Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (SDLWindV) erfüllen. Diese beinhaltet unter anderem Anforderungen an die Spannungshaltung, die Abgabe von Wirk- und Blindleistung sowie Abschaltungen beziehungsweise Netzunterstützung, falls diese benötigt werden.<sup>6</sup>

Seit 1991 wurden somit unterschiedliche Vergütungsansätze und Bonussysteme umgesetzt. Die Entwicklung der durchschnittlichen Vergütungssätze seit Einführung des Strom-einspeisungsgesetzes 1991 bis zum Jahr 2015 ist in Abbildung 1 dargestellt. Die mittlere Vergütung enthält die jeweils verfügbaren Boni (gemittelt über die Vergütungslaufzeit von 20 Jahren). Die Vergütungshöhe bezieht sich dabei auf den Referenzstandort (100-Prozent-Standortqualität).

**Beispiel für die Berechnung der erhöhten Vergütungsdauer**

zugrunde liegende Formel:

$$\frac{(150\% - \text{Standortqualität der Anlage in \%})}{0,75} \times 2 \text{ (Monate)} =$$

Laufzeit der erhöhten Anfangsvergütung über die ersten fünf Jahre hinaus in Monaten

Standortqualität der errichteten Anlage: 90 %

Verlängerung der erhöhten Anfangsvergütung in Monaten:

$$(150 - 90) / 0,75 * 2 = 160 \text{ Monate}$$

Dauer der erhöhten Anfangsvergütung insgesamt

$$160/12 = 13,33 \text{ Jahre} + 5 \text{ Jahre} = 18,33 \text{ Jahre}$$

Dauer der Grundvergütung

$$20 - 18,33 = 1,67 \text{ Jahre}$$

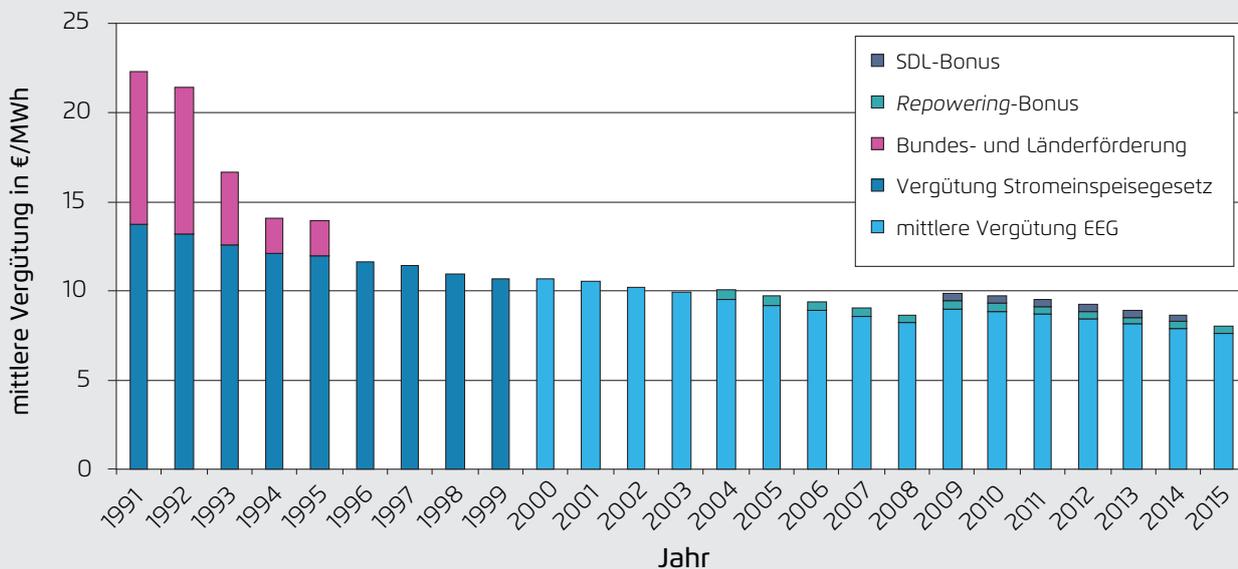
4 EEG (2004)

5 EEG (2008)

6 Systemdienstleistungsverordnung (2009)

Inflationsbereinigte mittlere EEG-Vergütung am Referenzstandort (100-Prozent-Standortqualität in Euro von 2013)

Abbildung 1



Eigene Darstellung

## Status quo – Vergütung im EEG 2012

Zum heutigen Zeitpunkt ist das EEG 2012 das zentrale Gesetz für Erneuerbare Energien und somit auch für die Förderung der Windenergie. In Bezug auf die Vergütung von Windenergie wurde im EEG 2012 die zweistufige Vergütungsstruktur beibehalten. In den ersten fünf Betriebsjahren erhalten somit alle Anlagen die erhöhte Anfangsvergütung. Diese lag für das Jahr 2013 bei 8,80 ct/kWh. Für Anlagen die Systemdienstleistungen (SDL) erbringen, erhöht sich die Anfangsvergütung um den SDL-Bonus. Dieser betrug im Jahre 2013 0,47 ct/kWh. Nach Ablauf der erhöhten Anfangsvergütung erhalten Windenergieanlagen nach dem zweistufigen EEG-Modell die Grundvergütung. Diese betrug im Jahr 2013 4,80 ct/kWh.<sup>7</sup> Die rote Linie in Abbildung 2 stellt die durchschnittliche Vergütung über die unterschiedlichen Standortqualitäten für einen Zeitraum von 20 Jahren dar. Die Werte beziehen sich auf das EEG 2012 für das Jahr 2013 inklusive des SDL-Bonus.

<sup>7</sup> EEG (2012)

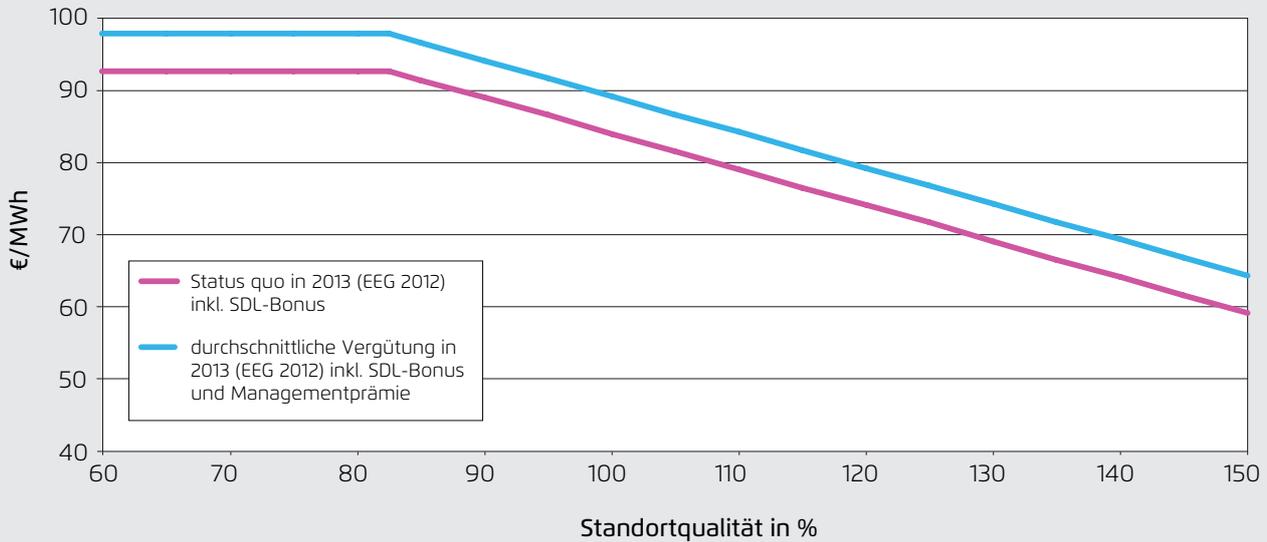
Mit der Novellierung des EEG 2012 wurde eine neue Vermarktungsform parallel zur EEG-Vergütung eingeführt: die Direktvermarktung. Betreiber von Windenergieanlagen, die ihren Strom direkt vermarkten, erhalten in Form einer Marktprämie die Differenz zwischen dem monatlichen Mittelwert des Strompreises an der Strombörse in Leipzig und der EEG-Vergütung ausgezahlt.<sup>8</sup> Um den entstandenen Mehraufwand bezüglich Administration und Einspeiseprognosen auszugleichen und einen Anreiz für die Direktvermarktung zu schaffen, wurde zudem eine sogenannte Managementprämie eingeführt. Diese wird zusätzlich zur Marktprämie ausgezahlt und betrug im Jahre 2013 für fernsteuerbare Anlagen laut Managementprämienverordnung (MaPrV) 0,75 ct/kWh (0,65 ct/kWh für nicht fernsteuerbare Anlagen).<sup>9</sup> Ziel der Direktvermarktung ist eine verbesserte Systemintegration der Erneuerbaren Energien. Die blaue Linie in Abbildung 2 stellt den Verlauf der durchschnittlichen Vergütung nach dem EEG 2012 im Jahre 2013 unter

<sup>8</sup> EEG Anlage 4 (2012)

<sup>9</sup> Managementprämienverordnung (2012)

Durchschnittliche Vergütung nach Standortqualität gemäß EEG 2012 für 2013 inklusive SDL-Bonus mit und ohne Managementprämie

Abbildung 2



Eigene Darstellung

Berücksichtigung von SDL-Bonus und der Managementprämie dar. Für die Höhe der Managementprämie wurde ein Durchschnitt angenommen, wobei die Managementprämie ab 2015 für die restliche Betriebszeit angenommen wurde.

### Status quo – Technische Parameter des Referenzstandortes

Der Referenzstandort bildet nach dem EEG 2012 einen 100-Prozent-Standort ab und wird mit folgenden Parametern, die in der Anlage 3 EEG 2012 definiert sind, berechnet. Es wird eine Rayleigh-Verteilung mit einer mittleren Jahresgeschwindigkeit von 5,5 m/s in einer Höhe von 30 Metern über Grund und einer Rauigkeitslänge von 0,1 Metern zugrunde gelegt. Berechnungen der Windgeschwindigkeit in größeren Höhen erfolgen über das logarithmische Windprofil. Anhand dieser Parameter wird der Referenzertrag für jeden Anlagentyp berechnet.<sup>10</sup> Aus diesem Referenzertrag ergibt sich dann im Verhältnis zum Energieertrag der be-

trachteten Anlage nach fünf Jahren die Standortqualität, die wiederum zur Berechnung der Dauer der Fortzahlung der erhöhten Anfangsvergütung herangezogen wird. Somit sind der Referenzstandort und der damit verbundene Referenzertrag sehr wichtige Parameter des EEG, da je nach Standortqualität die Laufzeit der erhöhten Anfangsvergütung und somit die durchschnittliche Vergütung über 20 Jahre variiert. Die Annahmen zum Referenzstandort wurden bei der Einführung des EEG im Jahre 2000 definiert und seitdem nicht angepasst oder aktualisiert.

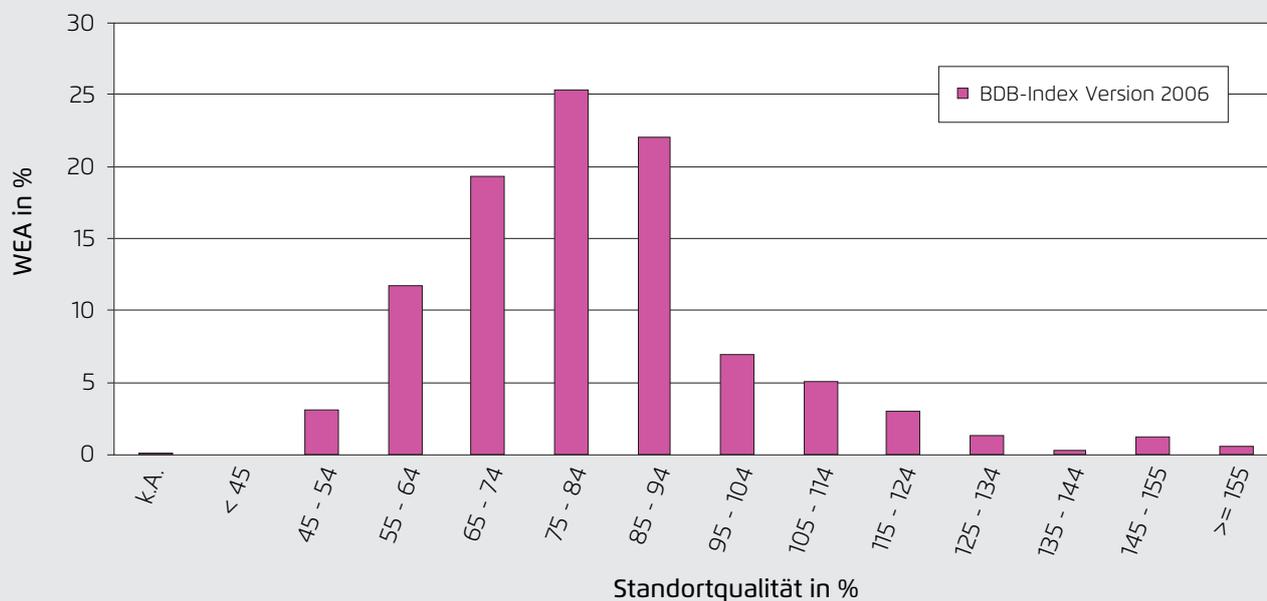
### Vergleich des Referenzstandortes mit aktueller Häufigkeitsverteilung der Standortqualität

In der Abbildung 3 ist dargestellt, in welchem Standortqualitätsbereich aktuell eine Häufung des Zubaus stattfindet. Diese Analyse beruht auf Daten der Betreiberdatenbasis und bezieht sich auf Windenergieanlagen, die zwischen 2009 und 2011 in Betrieb genommen wurden. Der Datensatz umfasst 2.491 Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 5.132 Megawatt. Es wird deutlich, dass sich ein Großteil

<sup>10</sup> EEG Anlage 3 (2012) und FGW (2003)

Verteilung der Standortqualitäten nach BDB-Index Version 2006

Abbildung 3



Eigene Darstellung (Daten: BDB (2009 bis 2011))

des Zubaus (circa 65 Prozent) im Bereich von 75 bis 84 Prozent Standortqualität konzentriert. In dem Bereich um 100 Prozent Standortqualität (95 bis 104 Prozent) beläuft sich der Zubau auf circa sieben Prozent. Somit findet ein Großteil des Zubaus der letzten Jahre in einem Bereich statt, der nicht durch den aktuellen Referenzstandort (100 Prozent) abgebildet wird.

### Vergleich der Definition der Höhe über Grund mit aktueller WEA-Entwicklung

Ein zu betrachtender Parameter ist die definierte Höhe über Grund. In Tabelle 1 wird die durchschnittliche Nabenhöhe der im Jahr 2013 errichteten Windenergieanlagen ausgewiesen.<sup>11</sup> Ergänzend enthält die Tabelle auch die durchschnittlichen Nabenhöhen in einem Flächenland für die minimale und maximale Ausprägung der im Jahre 2013 in Deutschland errichteten Windenergieanlagen.

Durchschnittliche Nabenhöhen im Jahr 2013 in Deutschland

Tabelle 1

Region	Durchschnittliche Nabenhöhe im Jahr 2013
Deutschland	117 m
Schleswig-Holstein (minimaler Wert der Bundesländer)	85 m
Baden-Württemberg (maximaler Wert in einem Flächenbundesland)	138 m

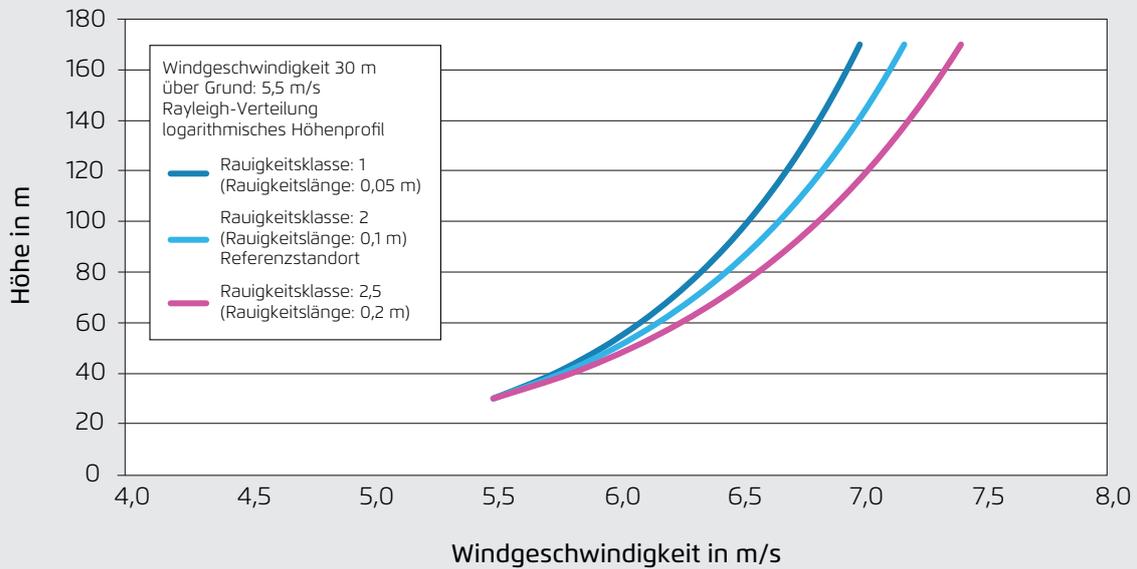
Rehfeldt et. al. (2014)

Hieraus wird deutlich, dass die heute in Deutschland errichteten Windenergieanlagen mit durchschnittlich 117 Meter Nabenhöhe ein Vielfaches der im Jahre 2000 angesetzten Höhe des Referenzstandortes erreicht haben. Sogar in Schleswig-Holstein, dem Bundesland mit der gerings-

<sup>11</sup> Rehfeldt et al. (2014)

Windgeschwindigkeit über der Höhe für verschiedene Rauigkeitsklassen

Abbildung 4



Eigene Darstellung

ten durchschnittlichen Nabenhöhe, entspricht der erreichte Wert von 85 Metern fast dem Dreifachen des damals gewählten Wertes. In Baden-Württemberg, dem Flächenbundesland mit der höchsten durchschnittlichen Nabenhöhe, wird der im EEG angesetzte Wert um mehr als das Vierfache übertroffen.

**Einfluss der Rauigkeitslänge auf das logarithmische Windprofil**

Abschließend wird als dritter Parameter des Referenzstandortes neben der Windgeschwindigkeit und der Höhe über Grund die Rauigkeit betrachtet. Zum besseren Verständnis stellt Abbildung 4 die Auswirkungen unterschiedlicher Rauigkeiten der Oberfläche auf die Windgeschwindigkeit in zunehmender Höhe dar. Der Ausgangspunkt der Betrachtung liegt hier bei 30 Metern Höhe über Grund. Die mittlere hellblaue Linie mit der Rauigkeitslänge von 0,1 Meter entspricht dabei der Rauigkeit des aktuellen Referenzstandortes. Es wird deutlich, dass sich je nach Beschaffenheit des Standortes die Windgeschwindigkeit über der Höhe unter-

schiedlich entwickelt. An Standorten mit einer höheren Rauigkeit nimmt die Windgeschwindigkeit stärker zu. Bei einer geringeren Rauigkeit würde genau der gegenteilige Effekt eintreten. Die in Abbildung 4 dargestellte Grafik berechnet sich aus der dem Referenzstandort zugrunde gelegten Windgeschwindigkeit von 5,5 m/s in 30 Meter Höhe über Grund, der Rayleigh-Verteilung und dem logarithmischen Windprofil.

**Weitere zu berücksichtigende Faktoren bei der Ermittlung der Standortqualität**

In Bezug auf die Ermittlung der Standortqualität sind noch zwei weitere Faktoren zu berücksichtigen, die den Energieertrag beeinflussen. Hierbei handelt es sich um das sogenannte Einspeisemanagement und den Parkwirkungsgrad.

**Einspeisemanagement (EinsMan)**

Nach §11 bis §12 EEG 2012 darf der Netzbetreiber Erneuerbare-Energien-Anlagen unter bestimmten Vorausset-

zungen abregeln. Der entstandene Ertragsausfall muss nach § 12 EEG 2012 vom Netzbetreiber ausgeglichen werden. Der entschädigte Energieertragsausfall wird heute bei der Ermittlung der Standortqualität jedoch nicht berücksichtigt. Durch die Abregelung der Windenergieanlagen auf Basis des Einspeisemanagements fällt der Energieertrag nach fünf Jahren, der die Basis für die Ermittlung der Standortqualität bildet, geringer aus, wodurch den betroffenen Anlagen eine schlechtere Standortqualität zugewiesen wird. Hieraus ergibt sich eine längere Laufzeit der erhöhten Anfangsvergütung und somit eine erhöhte durchschnittliche Vergütung über 20 Jahre. Somit erfolgt eine überproportionale Entschädigung für den entgangenen Energieertrag.

### **Parkwirkungsgrad**

Der Parkwirkungsgrad eines Windparks hat ebenfalls einen Einfluss auf den Energieertrag, der zur Bestimmung der Standortqualität herangezogen wird. Der Wert des Parkwirkungsgrads gibt an, wie viel Energieertrag eine im Park stehende Anlage im Vergleich zu einer frei angeströmten Anlage des gleichen Typs produziert. Durch geringere Abstände zwischen den einzelnen Windenergieanlagen in einem Park reduziert sich der Parkwirkungsgrad aufgrund von Abschattungseffekten. Hierdurch wird der Energieertrag der einzelnen Windenergieanlage verringert und sie erhält somit eine schlechtere Bewertung der Standortqualität, was wiederum zu einer höheren durchschnittlichen Vergütung über 20 Jahre führt.

Grundsätzlich sind Abschattungsverluste bei der Errichtung von Windenergieanlagen in Windparks nicht zu verhindern. Der Parkwirkungsgrad sinkt, wenn der Abstand der einzelnen Windenergieanlagen zueinander kleiner wird. Somit stellt sich die Frage, welche Parkwirkungsgrade im Rahmen der Ermittlung der Standortqualität zu akzeptieren sind.



## II. Anpassung der Standortqualitätsermittlung

Im folgenden Abschnitt werden die im einführenden Kapitel genannten Bereiche Einspeisemanagement und Parkwirkungsgrad noch einmal im Detail aufgegriffen. Es werden Vorschläge entwickelt, inwieweit eine Anpassung an die aktuelle Situation beziehungsweise eine Verbesserung der bestehenden Regelungen möglich ist.

### Einspeisemanagement (EinsMan)

Beim Einspeisemanagement besteht die Problematik darin, dass sowohl die Abregelung vom Netzbetreiber vergütet wird als auch die daraus resultierende schlechtere Einordnung in Bezug auf die Standortqualität über die Gewährung einer längeren erhöhten Anfangsvergütung.

Grundlage für die Abregelung durch den Netzbetreiber ist §11 EEG 2012. Sollte der Netzbetreiber nach den in §11 genannten Gründen Erneuerbare-Energien-Anlagen abregeln, erfolgt eine Kompensation der entgangenen Vergütung nach §12 EEG 2012 (Härtefallregelung). In dem Teil des Gesetztextes, der sich auf das Einspeisemanagement beziehungsweise auf die Entschädigung im Falle der Abregelung bezieht, wird kein Hinweis darauf gegeben, inwieweit die Entschädigungszahlungen, die sich aus der Abregelung ergeben, bei der Bewertung der Standortqualität über den Referenzertrag zu berücksichtigen sind.

In der Anlage 3 des EEG 2012 wird unter Punkt 8 auf die Abregelung nach §11 EEG 2012 eingegangen. Hier heißt es:

„Temporäre Leistungsreduzierungen insbesondere auf Grund einer Regelung der Anlage nach § 11 (Einspeisemanagement Anm. d. Verf.) sind nicht zu berücksichtigen.“

Die Formulierung und die Bezugnahme dieses Abschnitts sind nicht eindeutig.

In der Technischen Richtlinie 5 der Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien e. V. (FGW) ist das Prozedere zur Bestimmung des Standortertrages

einer jeden Windenergieanlage definiert. Hier ist auch die Formel zur Berechnung der erhöhten Anfangsvergütung hinterlegt. Der Standortertrag ist in diesem Zusammenhang wie folgt definiert:

„Standortertrag ist der gesamte Stromertrag abzüglich des für den WEA-Betrieb (inklusive Übergabernetz) notwendigen Eigenbedarfs.“<sup>12</sup>

Aufgrund dieser Definition erfolgt keine Berücksichtigung vom EinsMan bei der Berechnung des Standortertrages. Es wurde somit versäumt, die im Rahmen vom EinsMan geleisteten Entschädigungszahlungen bei der Bestimmung des Energieertrages einer Windenergieanlage nach fünf Jahren zu berücksichtigen. Dieser Effekt sollte jedoch bei der Berechnung der Standortqualität nach den ersten fünf Betriebsjahren Beachtung finden, um eine überproportionale Entschädigung zu vermeiden.

### Maßnahmen zur Berücksichtigung der Entschädigungszahlungen des Einspeisemanagements bei der Standortbewertung

Um den oben beschriebenen Effekt zu reduzieren, wäre folgende Regelung denkbar: Der den Entschädigungszahlungen entsprechende Energieertrag müsste zu dem Energieertrag nach fünf Jahren hinzuaddiert werden. Somit würde bei der Bewertung der Standortqualität die durch das Einspeisemanagement entschädigten Energieerträge Berücksichtigung finden. Die Ertragsverluste durch EinsMan würden bei diesem Vorgehen durch die Härtefallregelung (§12 EEG 2012) entschädigt und nicht noch zusätzlich durch eine verlängerte Laufzeit der erhöhten Anfangsvergütung. Diese Anpassung müsste an den folgenden Stellen geändert werden: Zum einen müsste die Anlage 3 des EEG unter 8. eindeutig klarstellen, dass temporäre Leistungsreduzierungen aufgrund von §11 zu berücksichtigen sind. Als Folge aus dieser Anpassung des Gesetztextes müsste auch eine Anpassung

<sup>12</sup> FGW (2003)

in der Technischen Richtlinie 5 der FGW vorgenommen werden.

## Parkwirkungsgrad

Die Grundproblematik beim Parkwirkungsgrad besteht darin, dass durch geringere Abstände zwischen den einzelnen Windenergieanlagen in einem Windpark der Energieertrag der einzelnen Anlage durch Abschattungseffekte sinkt. Somit erfolgt eine schlechtere Einstufung der Standortqualität, was zu einer verlängerten Laufzeit der erhöhten Anfangsvergütung führt. Bei geringeren Abständen zwischen den Anlagen kann auf der gleichen Fläche eine größere Anzahl an Windenergieanlagen errichtet werden. Als Folge sinkt zwar der Energieertrag der einzelnen Windenergieanlagen, der absolute Energieertrag des Windparks fällt jedoch höher aus. Somit kann es zu einer Kombination aus höherer Vergütung und höherem Energieertrag und damit zu wirtschaftlichen Vorteilen aufgrund einer engeren Bebauung kommen.

Der Einfluss des Parkwirkungsgrades auf die Bestimmung der Standortqualität sollte durch die Einführung einer Untergrenze für den Parkwirkungsgrad begrenzt werden. Eine sinnvolle Untergrenze des zu berücksichtigenden Parkwirkungsgrades eines Windparks sollte in der Größenordnung von 90 Prozent liegen.

### Nachweis

Der Nachweis, dass die festgelegte Untergrenze des Parkwirkungsgrades erreicht wurde, könnte im Rahmen der Erstellung des Windgutachtens erfolgen. Hier ist es jedoch unumgänglich, dass ein genormtes Verfahren zur Berechnung des Parkwirkungsgrades eingeführt wird. Nur so wäre es möglich, dass alle Windparks einheitlich bewertet werden und es keine Vor- oder Nachteile durch unterschiedliche Berechnungsmethoden gibt.

Ein Nachweis des Parkwirkungsgrades im laufenden Betrieb wird an dieser Stelle als problematisch bewertet, da üblicherweise die Windgeschwindigkeit bei freier Anströmung nicht zur Verfügung steht. In diesem Fall könnte die Berechnung des Parkwirkungsgrades nur relativ über

die Erträge der einzelnen Anlage erfolgen, wobei eine Vielzahl unterschiedlicher Einflussfaktoren beachtet werden müsste.

### Zusätzlich zu berücksichtigende Entwicklungen

In Bezug auf den Parkwirkungsgrad sollten auch die beiden folgenden möglichen Szenarien berücksichtigt werden: Im Falle einer Windparkerweiterung wird es unter Umständen zu einer Verringerung des Parkwirkungsgrades kommen. In diesem Fall muss definiert werden, wie der durch die Windparkerweiterung gesunkene Parkwirkungsgrad des bestehenden Windparks berücksichtigt wird. Ein ähnlicher Effekt – nur in die entgegengesetzte Richtung – würde sich bei einer Windparkverkleinerung durch Abbau von Windenergieanlagen ergeben. In diesem Fall würde der Parkwirkungsgrad wahrscheinlich steigen. Auch für diesen Fall sollte eine Regelung festgelegt werden.

### Maßnahmen bei Unterschreitung des Parkwirkungsgrades von 90 Prozent

Sollte ein Windpark die festgelegte Grenze des Parkwirkungsgrades von zum Beispiel 90 Prozent unterschreiten, wäre die folgende Regelung für die Ermittlung der Standortqualität denkbar: Das zu erstellende Gutachten muss zwei Energieerträge ausweisen. Zum einen den Energieertrag bei einem Parkwirkungsgrad von 90 Prozent. Zum anderen den Energieertrag beim berechneten Parkwirkungsgrad. Sollte der Energieertrag des berechneten Parkwirkungsgrades kleiner als 90 Prozent sein, so ist für die Bewertung der Standortqualität der Energieertrag bei einem Parkwirkungsgrad von 90 Prozent anzusetzen. Somit würde bei der Berechnung der Standortqualität der Energieertrag eines Parkwirkungsgrads von mindestens 90 Prozent berücksichtigt.

### Alternative Methode der Standortqualitätsermittlung

Alternativ zu dem bestehenden Referenzertragsmodell könnte die Ermittlung der Standortqualität ex ante durch eine umfassende Windkarte der Bundesrepublik Deutschland erfolgen, in der das Windpotenzial eines Standortes

dargestellt wird. Um diese Methode für die Beurteilung der Standortqualität einzusetzen ist es jedoch notwendig, dass eine entsprechende Windkarte sehr hoch auflösend zur Verfügung steht und detailliert für jeden möglichen Standort die Standortqualität ausweisen kann. Nach aktuellem Stand der Technik sind die momentan verfügbaren Modelle jedoch mit einer zu großen Unsicherheit behaftet, als dass hierdurch eine passgenaue Bewertung eines Standortes möglich wäre. Aktuell liegt der Fehler einer Windpotenzialkarte zwischen 15 und 30 Prozent. Im Vergleich dazu kommen Windgutachten auf geringere Fehlergrößen von 10 bis 20 Prozent. Der Hauptgrund für die höhere Unsicherheit der Windpotenzialkarten besteht darin, dass die Berechnung auf Gitterzellen beruht, innerhalb derer es nicht möglich ist, weitere Differenzierungen des Windpotenzials auszuweisen. Durch diese beschriebenen Unsicherheiten kann ein Windatlas kurzfristig gesehen keine Ertragsgutachten ersetzen.<sup>13</sup>

## Ausblick

In Zukunft scheint es durchaus möglich, die Qualität von Windpotenzialkarten zu verbessern. Verbesserungen wären zum einen eine höhere Differenzierung und räumliche Auflösung, womit jedoch ein Anstieg der benötigten Rechenkapazität einhergehen würde. Zum anderen ist ein wichtiger Punkt für die zukünftige Optimierung die notwendige Kalibrierung der Analysedaten mit realen Messdaten. Solche kalibrierten Daten liegen zum heutigen Zeitpunkt für die südlichen Bundesländer nur vereinzelt vor. Der benötigte Entwicklungszeitraum, um die angesprochenen Verbesserungen umzusetzen, würde nach Expertenansicht mindestens zwei Jahre betragen.<sup>14</sup> Bei einer solchen Umstellung von einer Ex-post- auf eine Ex-ante-Bewertung würde das finanzielle Risiko, welches durch den Prognosefehler (circa 10 bis 20 Prozent) bedingt wird, nicht mehr durch eine Ex-post-Einschätzung reduziert, sondern müsste voll vom Investor getragen werden. Bei einer mittel- bis langfristigen Umstellung auf solch ein System der Ex-ante-Einordnung von Standortqualitäten wären geeignete Mittel und Wege zu

finden, um zu vermeiden, dass Änderungen in der Risikostruktur zu in Summe weit höheren Kosten führen.

Aus heutiger Sicht ist die Nutzung von Windkarten zur Bestimmung der Vergütungshöhe aufgrund der hohen Prognosefehler nicht geeignet.

<sup>13</sup> Vortrag Dr. Mengelkamp (2013)

<sup>14</sup> Vortrag Dr. Mengelkamp (2013)



## III. Anpassung des Referenzstandortes

In Kapitel I wurde auf die Relevanz des Referenzstandortes für das Referenzertragsmodell hingewiesen und es wurden die Parameter des aktuellen Standortes aus dem Jahre 2000 aufgeführt. Im folgenden Kapitel werden die Motivation für eine Anpassung des Referenzstandortes und die daraus resultierenden Effekte dargestellt.

### Motivation für eine Anpassung der Windgeschwindigkeit

Der Großteil der zwischen 2009 und 2011 errichteten Anlagen liegt in einem Bereich der Standortqualität, die 80 Prozent des Referenzstandortes entspricht (Abbildung 3). An Standortqualitäten entsprechend dem Referenzstandort (100 Prozent) findet nur noch ein geringer Teil des aktuellen Zubaus statt. Aus diesem Grund wird im Folgenden untersucht und dargestellt, wie sich eine Änderung des Referenzstandortes auf eine Standortqualität von 80 Prozent auswirken würde.

Neben der Veränderung der durchschnittlichen Standortqualitäten, hat es seit Einführung des Referenzertragsmodells im Jahr 2000 auch eine deutliche Entwicklung in der Anlagentechnologie gegeben. Die durchschnittliche Nabenhöhe der im Jahr 2013 errichteten Windenergieanlagen betrug 117 Meter.<sup>15</sup> Auch diese Entwicklung wird im Rahmen der nachfolgenden Betrachtung des Referenzstandortes berücksichtigt.

### Parameter eines neuen Referenzstandortes

Basierend auf der deutlichen Häufung des Zubaus im Bereich der Standortqualität um 80 Prozent wurden die Auswirkungen einer Änderung des Referenzstandortes auf eine Standortqualität von 80 Prozent untersucht. Durch den großen Unterschied in den Standortqualitäten zwischen dem aktuellen Referenzstandort und dem Bereich des aktuellen Ausbaus erfolgt keine technologieneutrale

Standortbewertung. Für den veränderten Referenzstandort wurde eine Windgeschwindigkeit von 5,0 m/s in 30 Metern Höhe über Grund angenommen. Die Rauigkeitslänge von 0,1 Metern wurde im Rahmen dieser Analyse beibehalten. Um die unterschiedlichen Auswirkungen beider Referenzstandorte zu untersuchen, wurde für drei unterschiedliche Anlagentypen die Standortqualität an drei unterschiedlich windhöffigen Standorten berechnet. Dabei wurden drei Anlagenauslegungen mit jeweils unterschiedlichem Generator-Rotor-Verhältnis betrachtet:

- 445 W/m<sup>2</sup>
- 305 W/m<sup>2</sup>
- 223 W/m<sup>2</sup>

Bei den betrachteten Auslegungen der Windenergieanlagen handelt es sich um Anlagentypen, die aktuell in Deutschland errichtet werden. Ein geringes Generator-Rotor-Verhältnis charakterisiert dabei Windenergieanlagen mit einem großen Rotor und einem vergleichsweise kleinen Generator, die insbesondere an windschwächeren Standorten zum Einsatz kommen.

Bei der Anlagenkonfiguration mit einem hohen Generator-Rotor-Verhältnis handelt es sich um Anlagen mit einem großen Generator und einer vergleichsweise kleineren Rotorkreisfläche. Diese Anlagen eignen sich für windhöffigere Standorte. Der Einsatz der drei verschiedenen Anlagenauslegungen wurde an den nachfolgenden drei Standorten mit unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten in 30 Metern Höhe über Grund analysiert:

- Standort 1: 4,75 m/s (Standortsqualitätsbereich 70 – 80 Prozent)
- Standort 2: 5,25 m/s (Standortsqualitätsbereich 85 – 95 Prozent)
- Standort 3: 5,75 m/s (Standortsqualitätsbereich 105 – 115 Prozent)

Den Windgeschwindigkeiten sind keine genauen Standortqualitäten zuzuordnen, da diese von der betrachteten Anlagentechnologie abhängt. Ziel ist es, diese Abhängig-

<sup>15</sup> Rehfeldt et al. (2014)

keit im Bereich des aktuellen Ausbaus der Windenergie in Deutschland zu reduzieren. In der nun folgenden Untersuchung wird der Einfluss eines auf 80 Prozent veränderten Referenzstandortes auf die Bestimmung der Standortqualitäten bei Verwendung unterschiedlicher Auslegungen von Windenergieanlagen analysiert und mit den Ergebnissen der aktuellen Vorgehensweise verglichen. Bei Einführung der standortdifferenzierten Vergütung durch das EEG im Jahre 2000 war das Ziel, eine technologieneutrale Standortbewertung zu erreichen. Nachfolgend wird gezeigt, dass aufgrund der heute sehr unterschiedlichen Anlagenauslegung dieses Ziel nur noch sehr begrenzt erreicht werden kann. Somit stellt sich die Frage, ob durch eine Anpassung des Referenzstandortes unter Berücksichtigung der heute am Markt angebotenen Anlagentechnologie dieses Ziel wieder besser erreicht werden könnte.

## Effekt der Anpassung der Windgeschwindigkeit auf die Standortbewertung

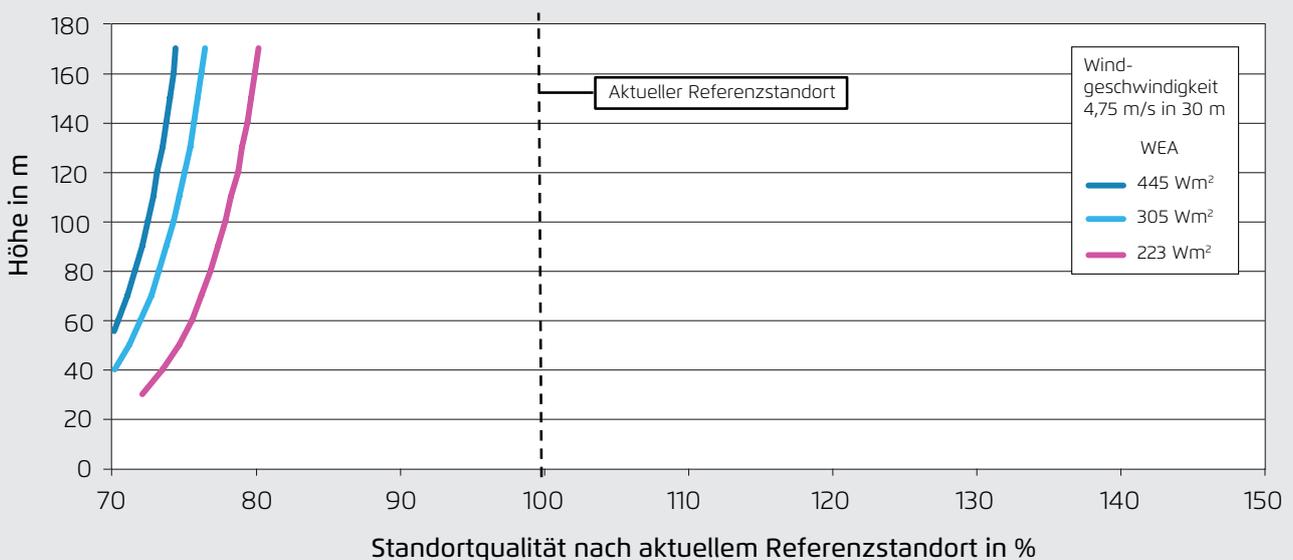
### Standort 1: 4,75 m/s in 30 Metern Höhe über Grund

#### Standortbewertung bei Benutzung des aktuellen Referenzstandortes

Abbildung 5 zeigt die Standortbewertung der unterschiedlichen Anlagenkonfigurationen unter Bezugnahme auf den aktuellen Referenzstandort. Die Anlage mit dem geringsten Generator-Rotor-Verhältnis wird bei 120 Meter Nabenhöhe mit einer Standortqualität von 79 Prozent eingestuft. Dem steht die Windenergieanlage mit dem höchsten Generator-Rotor-Verhältnis gegenüber, für welche am gleichen Standort eine Standortqualität von 73 Prozent bezogen auf 120 Meter Höhe über Grund ausgewiesen wird. Hier wird deutlich, dass die Anlage mit dem geringsten Generator-Rotor-Verhältnis eine deutlich bessere Bewertung der Standortqualität erhält als die Anlage mit dem höchsten

Bestimmung der Standortqualität an Standort 1 unter Verwendung unterschiedlicher Anlagentechnologien bei Referenzstandort *Status quo* (5,5 m/s in 30 m bei 0,1 m Rauiglängslänge)

Abbildung 5



Eigene Darstellung; korrigierte Version

Generator-Rotor-Verhältnis. Das würde nach dem aktuellen Referenzertragsmodell bedeuten, dass die Laufzeit der erhöhten Anfangsvergütung für die Anlagentechnologie, die mit einer Standortqualität von 79 Prozent eingestuft wird, kürzer ausfällt als für die Windenergieanlage mit einem hohen Generator-Rotor-Verhältnis. Eine Anlage mit einem niedrigen Generator-Rotor-Verhältnis wird also im heutigen System im Vergleich zu anderen Anlagen benachteiligt. Bei der gegenwärtigen Ausgestaltung des EEG ist der Unterschied in diesem Standortqualitätsbereich jedoch nicht ausschlaggebend, da alle Anlagen mit einer Bewertung der Standortqualität 82,5 Prozent die erhöhte Anfangsvergütung über 20 Jahre erhalten.

Die unterschiedliche Einordnung in Bezug auf die Standortqualität am gleichen Standort wird jedoch bei zwei unterschiedlichen Szenarien relevant:

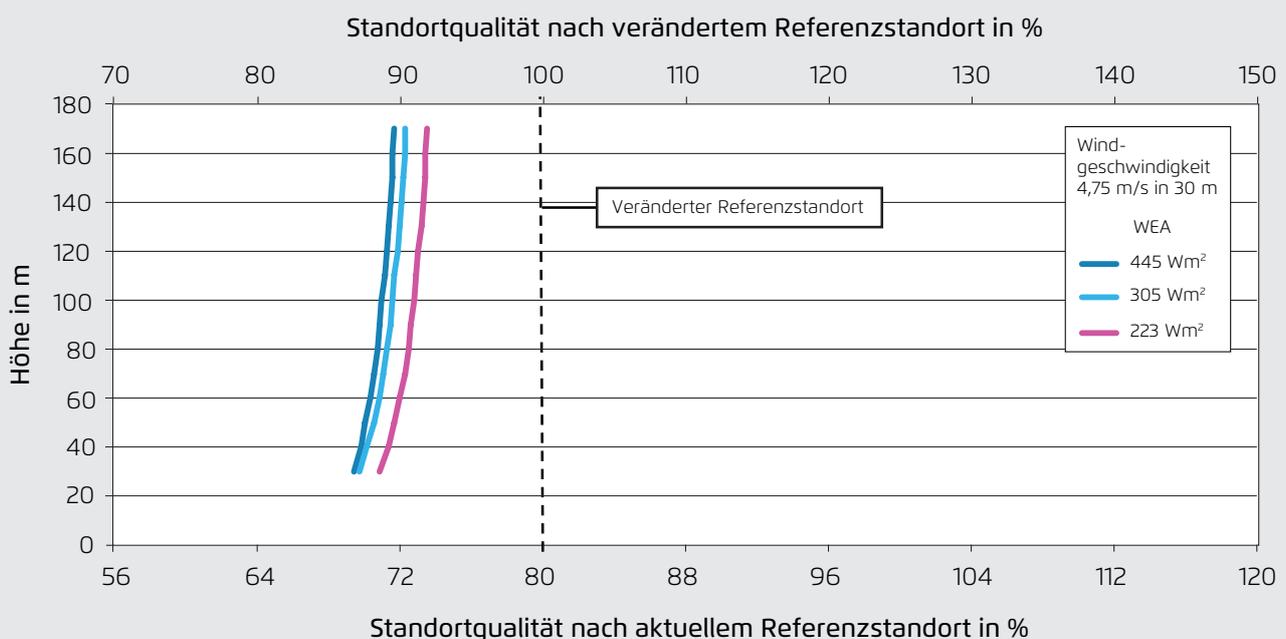
- (1) Würde die Grenze, ab der es zu einer Verkürzung der Laufzeit der erhöhten Anfangsvergütung kommt, verschoben werden, wird der Unterschied zwischen einem

79-Prozent- und einem 73-Prozent-Standort plötzlich relevant. Sollte zum Beispiel die Grenze statt bei 82,5 Prozent beispielsweise bei 75 Prozent liegen, würde im Beispiel aus Abbildung 5 die Anlage mit einem Generator-Rotor-Verhältnis von  $445 \text{ W/m}^2$  die erhöhte Anfangsvergütung über 20 Jahre erhalten. Bei der Anlagentechnologie mit dem Generator-Rotor-Verhältnis von  $223 \text{ W/m}^2$  ergäbe sich demnach eine verkürzte Laufzeit der erhöhten Anfangsvergütung.

- (2) Ein weiteres Szenario, in dem eine unterschiedliche Bewertung des gleichen Standorts aufgrund unterschiedlicher Anlagentechnologie direkte finanzielle Auswirkungen hätte, läge im Fall eines einstufigen Vergütungsmodells vor. Bei einem einstufigen Vergütungsmodell führt die Bewertung der Standortqualität ab Inbetriebnahme direkt zu unterschiedlichen Vergütungssätzen. Dies würde dazu führen, dass in dem betrachteten Beispiel in Abbildung 5 drei unterschiedliche Vergütungssätze festgelegt würden, obwohl alle drei Anlagen am gleichen Standort errichtet wurden.

Bestimmung der Standortqualität an Standort 1 unter Verwendung unterschiedlicher Anlagentechnologien bei Referenzstandort 80 Prozent (5,0 m/s in 30 m bei 0,1 m Rauiglängle)

Abbildung 6



Eigene Darstellung; korrigierte Version

Diese Betrachtung macht deutlich, dass eine technologie-neutrale Standortbewertung aufgrund der heute verfügbaren unterschiedlichen Anlagentechnologien unter Verwendung des aktuellen Referenzstandortes nur sehr begrenzt erfolgen kann. Hierbei ist festzuhalten, dass sich dieser Effekt verstärkt, je größer der Abstand des betrachteten Standortes vom Referenzstandort ist.

### Standortbewertung bei Benutzung des veränderten Referenzstandortes

Im Vergleich zum oben genannten Szenario zeigt Abbildung 6 die berechneten Standortqualitäten der drei betrachteten Anlagenkonfigurationen beim veränderten Referenzstandort. Die Grafik zeigt deutlich, dass die Standortqualitäten der drei unterschiedlichen Anlagentechnologien nach der Anpassung deutlich dichter zusammenliegen. Die Anlage mit dem höchsten Generator-Rotor-Verhältnis wird nach dem veränderten Referenzstandort in 120 Me-

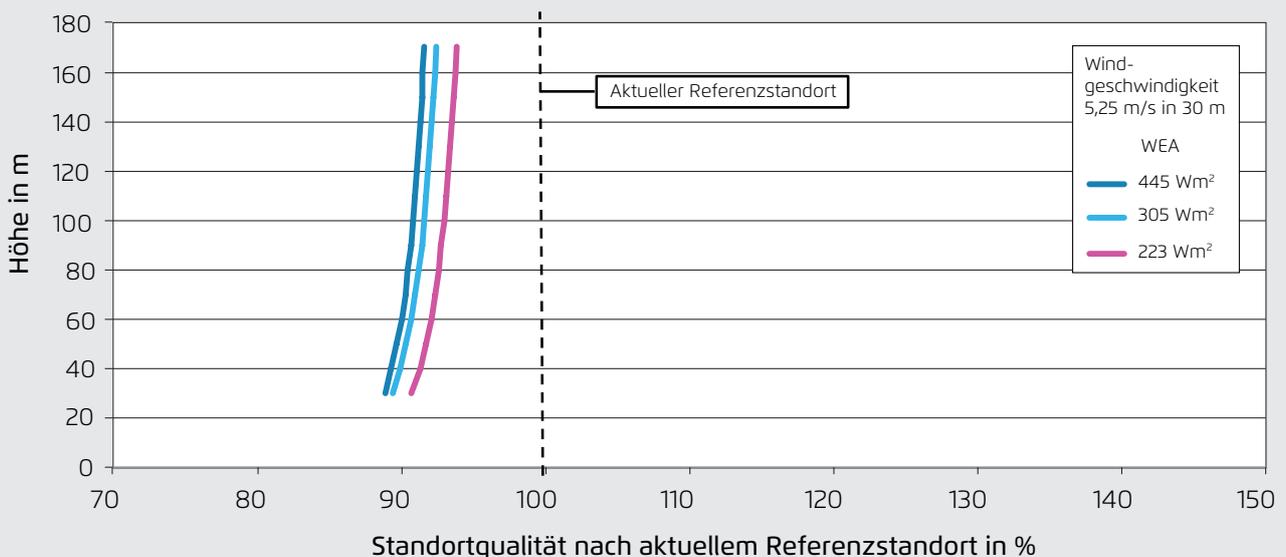
tern Höhe über Grund mit 71 Prozent bewertet. Die Anlage mit dem kleinsten Generator-Rotor-Verhältnis wird mit 73 Prozent bewertet. Somit wurde der Unterschied in der Standortqualität, der durch die unterschiedlichen Anlagentechnologien verursacht wird, deutlich reduziert. Dies führt dazu, dass auch bei einer Verschiebung der Grenze, ab der die erhöhte Anfangsvergütung abgesenkt wird, oder bei Anwendung eines einstufigen Vergütungsmodells, eine annähernd technologie neutrale Standortbewertung erfolgt. Dies ist bei Standorten mit Windgeschwindigkeiten im Bereich von 4,75 m/s in 30 Metern über Grund besonders relevant, da in diesem Bereich der Standortqualität aktuell ein Großteil des Anlagenzubaues stattfindet.

### Standort 2: 5,25 m/s in 30 Metern Höhe über Grund

Die oben durchgeführten Betrachtungen werden nachfolgend am Standort 2 mit 5,25 m/s in 30 Metern Höhe über Grund wiederholt. Ein Vergleich der Untersuchungen in Ab-

Bestimmung der Standortqualität an Standort 2 unter Verwendung unterschiedlicher Anlagentechnologien bei Referenzstandort *Status quo* (5,5 m/s in 30 m bei 0,1 m Rauiglängslänge)

Abbildung 7



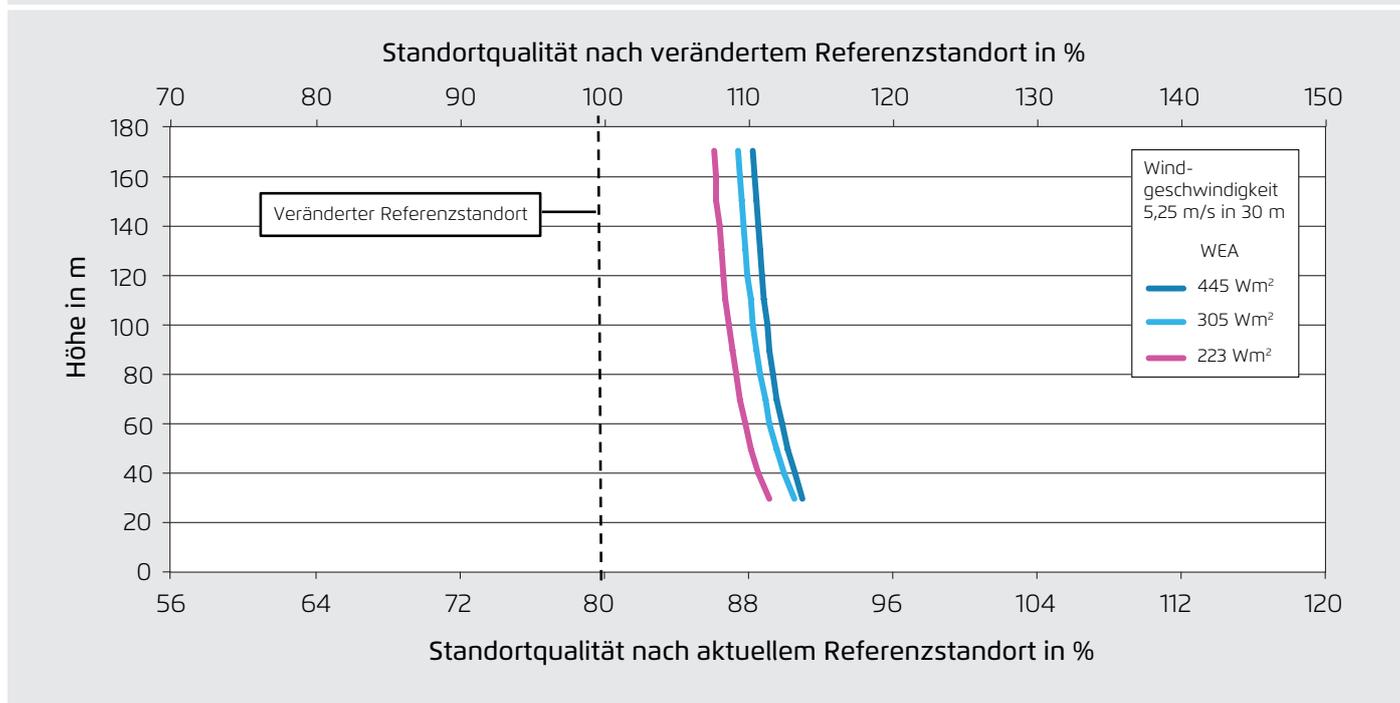
Eigene Darstellung; korrigierte Version

bildung 7 und Abbildung 8 weist einen deutlich geringeren Unterschied in der Standortbewertung zwischen aktuellem und verändertem Referenzstandort auf als bei Standort 1. Unter Verwendung des aktuellen Referenzstandortes ergibt sich ein maximaler Unterschied in der Standortbewertung von 2 Prozent (91 Prozent zu 93 Prozent Standortqualität in 120 Metern über Grund). Beim veränderten Referenzstandort liegt der maximale Unterschied bei circa 3 Prozent (86 Prozent zu 89 Prozent Standortqualität in 120 Metern über Grund). Die Technologieneutralität wäre somit sowohl beim aktuellen als auch beim veränderten Referenzstandort weitestgehend gegeben. Allerdings ist in Abbildung 8 eine relevante Veränderung zu erkennen: Im Vergleich zu Abbildung 7 wird der Standort der Anlagentechnologie mit dem geringsten Generator-Rotor-Verhältnis hier nicht mehr am besten, sondern am schlechtesten bewertet.

Es gilt daher generell: Befindet sich der zu bewertende Standort unterhalb des Referenzstandortes – also auf den hier verwendeten Abbildungen links des jeweiligen Referenzstandortes (Abbildung 7) –, so führt der Einsatz von Anlagentechnologien mit einem geringen Generator-Rotor-Verhältnis zu einer besseren Bewertung der Standortqualität und damit zur Benachteiligung solcher Anlagen. Befindet sich der zu bewertende Standort hingegen rechts vom jeweiligen Referenzstandort (Abbildung 8), so führt der Einsatz von Anlagentechnologien mit geringem Generator-Rotor-Verhältnis zu einer schlechteren Bewertung der Standortqualität und damit zu einer Bevorteilung von solchen Anlagen.

Bestimmung der Standortqualität an Standort 2 unter Verwendung unterschiedlicher Anlagentechnologien bei Referenzstandort 80 Prozent (5,0 m/s in 30 m bei 0,1 m Rauiglängle)

Abbildung 8



Eigene Darstellung; korrigierte Version

### Standort 3: 5,75 m/s in 30 Metern Höhe über Grund

Abschließend wird der Standort 3 betrachtet. Hier wurde auf 30 Meter Höhe über Grund eine Windgeschwindigkeit von 5,75 m/s angenommen.

#### Standortbewertung bei Benutzung des aktuellen Referenzstandortes

Nimmt man den aktuellen Referenzstandort als Ausgangspunkt für die Bewertung der Standortqualität, so zeigt sich in Abbildung 9 eine geringere Differenz zwischen den unterschiedlichen Anlagentechnologien als beim Bezug auf den veränderten Referenzstandort (Abbildung 10). Die maximale Spannweite der Standortqualität liegt hier zwischen 109 Prozent Standortqualität in 120 Metern über Grund für die Anlage mit einem Generator-Rotor-Verhältnis von 445 W/m<sup>2</sup> und 106 Prozent für die Anlage mit einem Generator-Rotor-Verhältnis von 223 W/m<sup>2</sup>. Allerdings sind an die-

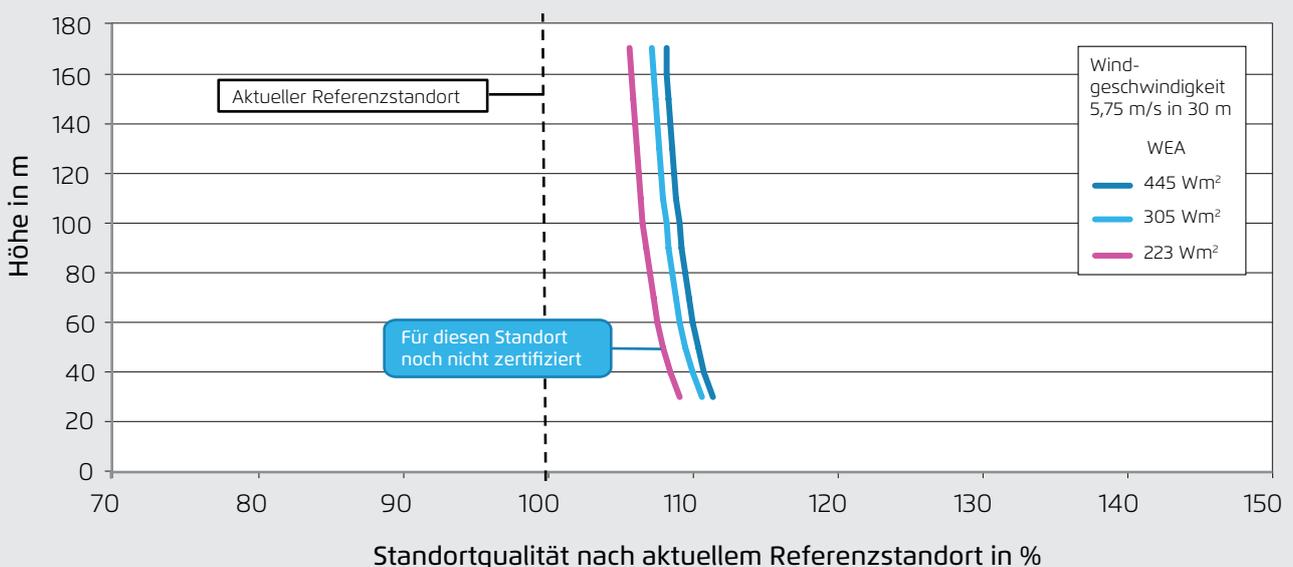
sem Starkwindstandort Anlagen mit einem Generator-Rotor-Verhältnis im Bereich von 223 W/m<sup>2</sup> bisher nicht nach IEC 61400-1 zertifizierbar. Das bedeutet, dass diese Anlagenauslegungen aktuell nicht an Standorten mit solch hoher Windhöffigkeit eingesetzt werden können. Berücksichtigt man bei der Betrachtung der Bandbreite zwischen den Anlagentypen nur die an diesem Standort zertifizierbaren Anlagen (Generator-Rotor-Verhältnis von 445 W/m<sup>2</sup> und 305 W/m<sup>2</sup>), so ergibt sich eine Differenz von 1 Prozent (108 Prozent zu 109 Prozent) bei der Standortqualität in einer Höhe von 120 Metern über Grund.

#### Standortbewertung bei Benutzung des veränderten Referenzstandortes

In Abbildung 10 wird der Standort 3 nach dem veränderten Referenzstandort bewertet. Die Spanne in der Bewertung der unterschiedlichen Anlagentechnologien ist hier größer als in Abbildung 9. Betrachtet man allerdings nur die Band-

Bestimmung der Standortqualität an Standort 3 unter Verwendung unterschiedlicher Anlagentechnologien bei Referenzstandort *Status quo* (5,5 m/s in 30 m bei 0,1 m Rauiglängslänge)

Abbildung 9



Eigene Darstellung; korrigierte Version

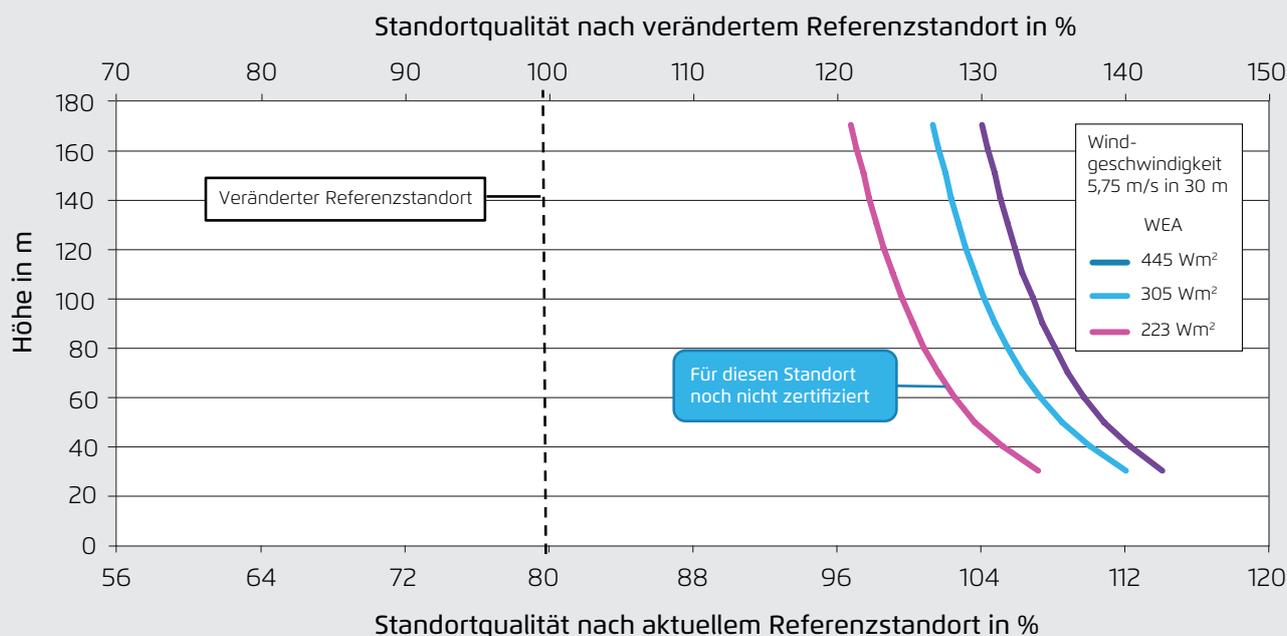
breite zwischen den für diesen Starkwindstandort zulässigen Anlagen, beträgt der Unterschied circa 3 Prozent (103 Prozent zu 106 Prozent Standortqualität in 120 Meter über Grund). Allerdings findet in diesem Bereich der Standortqualitäten nach Abbildung 3 nur ein geringer Teil des aktuellen Zubaus an Windenergieanlagen statt.

Der bereits beschriebene Effekt der Verschiebung der Bewertung in Bezug auf die Standortqualität tritt hingegen

auch an diesem Standort sowohl beim aktuellen Referenzstandort (Abbildung 9) als auch beim veränderten Referenzstandort (Abbildung 10) auf. Durch die Verschlechterung der Standortbewertung für Anlagentechnologie mit einem geringen Generator-Rotor-Verhältnis wird jedoch prinzipiell ein Anreiz für systemkonformere Anlagen gesetzt. Solche systemkonformeren Anlagen weisen aufgrund des großen Rotordurchmessers bezogen auf die installierte Leistung eine deutlich bessere Netzauslastung auf.

Bestimmung der Standortqualität an Standort 3 unter Verwendung unterschiedlicher Anlagentechnologien bei Referenzstandort 80 Prozent (5,0 m/s in 30 m bei 0,1 m Rauiglängelänge)

Abbildung 10



Eigene Darstellung

### Motivation zur Anpassung der Höhe des Referenzstandortes auf 120 Meter

Die Entwicklung der Windenergieanlagen-Technologie hat in den vergangenen Jahren auch zu einer deutlichen Erhöhung der Nabenhöhen geführt. Die durchschnittliche Nabenhöhe der im Jahr 2013 in Deutschland errichteten Windenergieanlagen betrug 117 Meter.<sup>16</sup> Vor diesem Hintergrund wird als weiterer Parameter eines veränderten Referenzstandortes die Höhe über Grund, bei der die Windgeschwindigkeit definiert wird, auf 120 Meter gesetzt und die Auswirkung auf die Ermittlung der Standortqualitätsbewertung analysiert.

In Abbildung 11 ist die aktuelle Situation unter Berücksichtigung verschiedener Windgeschwindigkeiten und Rauig-

keitslängen dargestellt. Folgende Windgeschwindigkeiten in 30 Metern Höhe über Grund wurden betrachtet:

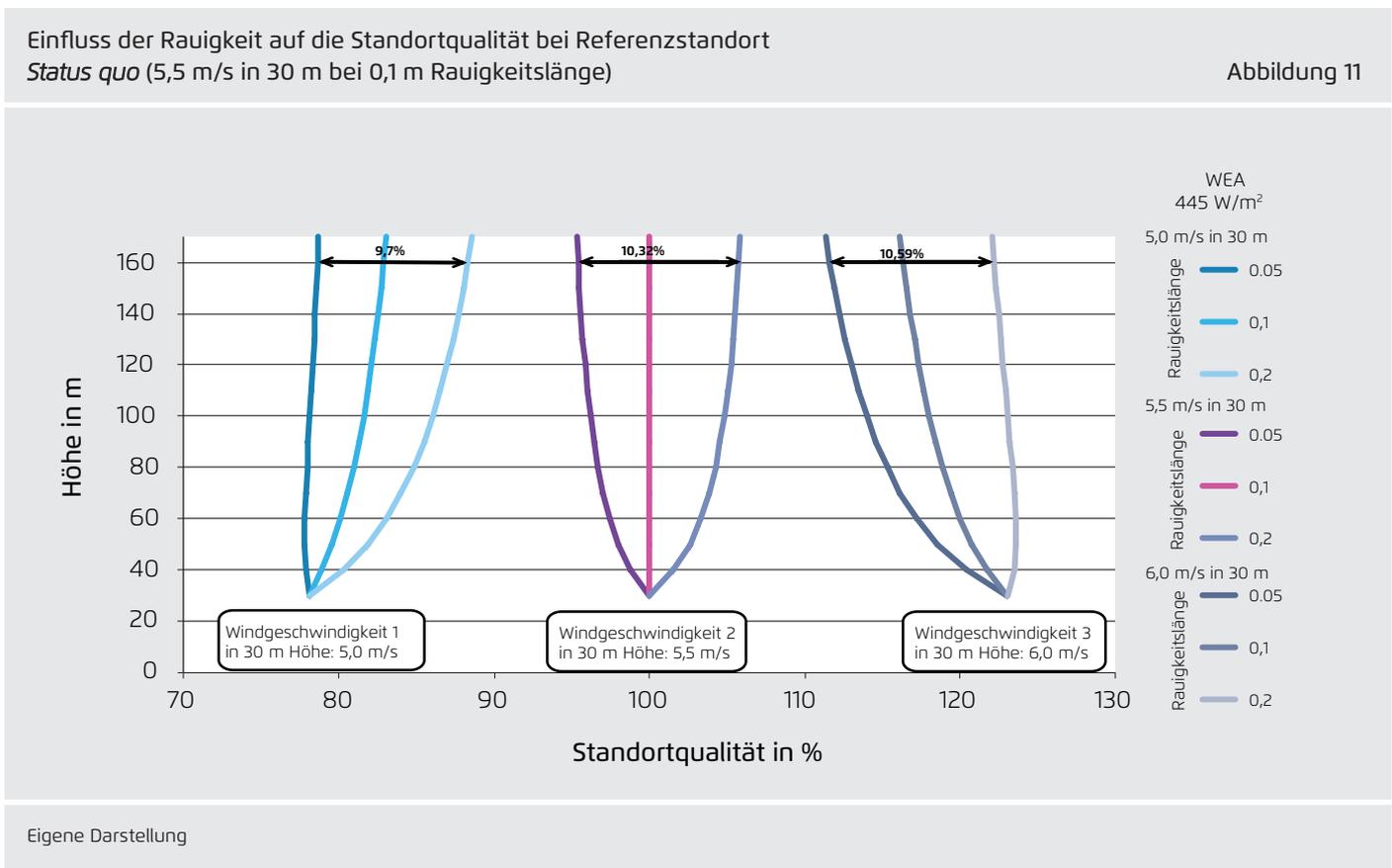
- Windgeschwindigkeit 1: 5,0 m/s
- Windgeschwindigkeit 2: 5,5 m/s
- Windgeschwindigkeit 3: 6,0 m/s

Diese Windgeschwindigkeiten entsprechen bei der betrachteten Anlagenauslegung von 445 W/m<sup>2</sup> 78-Prozent-, 100-Prozent- und 123-Prozent-Standorten.

Ergänzend wurden folgende Rauigkeitslängen betrachtet, mit denen unter Anwendung eines logarithmischen Windprofils die Steigerung der Windgeschwindigkeit über der Höhe festgelegt wird:

- 0,05 Meter Rauigkeitslänge
- 0,1 Meter Rauigkeitslänge
- 0,2 Meter Rauigkeitslänge

16 Rehfeldt et al. (2014)



### Effekt der Anpassung der Höhe auf die Standortbewertung

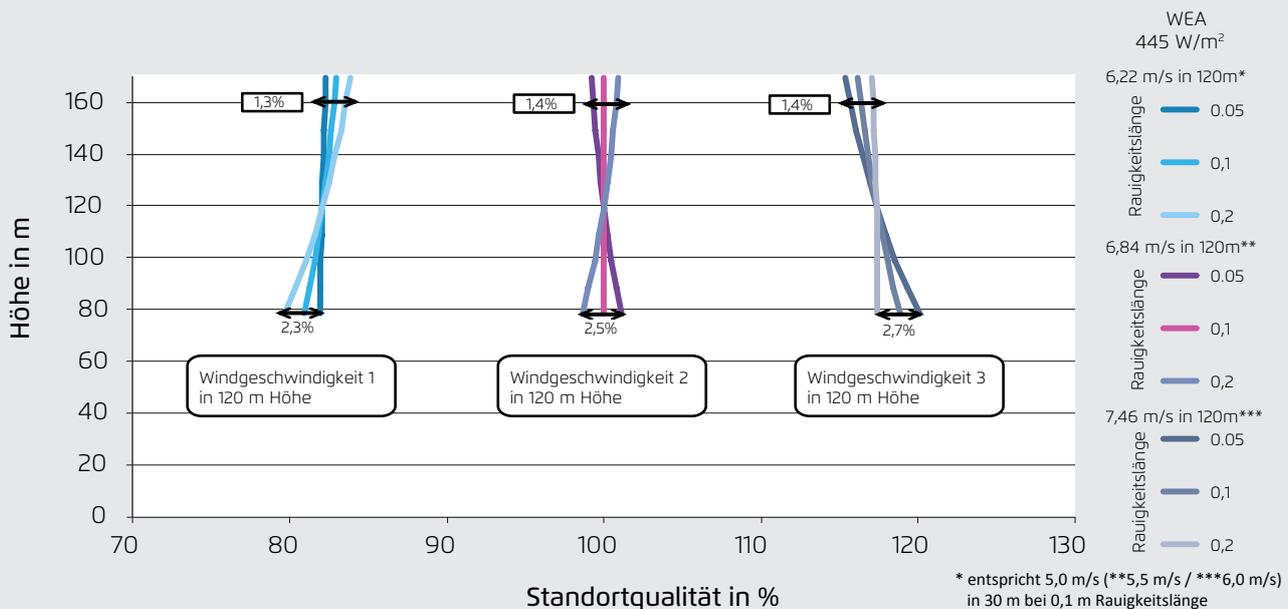
In Abbildung 11 ist dargestellt, wie sich die Standortbewertungen unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten und Rauigkeitslängen entwickeln.

Dabei wurde die Windenergieanlagen-Technologie mit einem Generator-Rotor-Verhältnis von  $445 \text{ W/m}^2$  als Grundlage benutzt. Die Berechnungen erfolgen hier (wie auch beim Referenzstandort) nach dem logarithmischen Windprofil, wobei die Werte der Windgeschwindigkeit ausgehend von 30 Metern Höhe über Grund hochgerechnet werden. Generell lässt sich feststellen, dass der Effekt der Rauigkeit für Standortqualitäten  $< 100$  Prozent zu einer höheren Standortbewertung mit zunehmender Höhe über Grund führt. Für Standortqualitäten  $> 100$  Prozent führen die unterschiedlichen Rauigkeitsprofile zu einer geringeren Standortbewertung über der Höhe.

Zum Vergleich wird in Abbildung 12 betrachtet, wie sich die Hochrechnungen nach dem logarithmischen Windprofil gestaltet, würde man den Referenzstandort auf 120 Meter Höhe über Grund definieren. Nach dem Windprofil am aktuellen Referenzstandort würde die Windgeschwindigkeit von  $5,5 \text{ m/s}$  in 30 Metern Höhe einer Windgeschwindigkeit von  $6,84 \text{ m/s}$  in 120 Metern Höhe entsprechen. Durch die Veränderung der Höhendefinition am Referenzstandort fällt die Extrapolation zwischen der definierten Höhe am Referenzstandort und den heute üblichen Nabenhöhen der Windenergieanlagen deutlich geringer aus. Für eine Windenergieanlage mit einer Nabenhöhe von beispielsweise 160 Metern wäre lediglich eine Extrapolation von 40 Metern notwendig statt aktuell 130 Metern. Hierdurch reduziert sich der Berechnungsfehler aufgrund unterschiedlicher Rauigkeiten, die in der Realität vorkommen können, erheblich. Bei einer Hochrechnung von 30 Meter auf 160 Meter (vgl. Abbildung 11) unterscheiden sich die Standortbewertungen bei den hier betrachteten Rauigkeitslängen

Einfluss der Rauigkeit auf die Standortqualität bei Referenzstandort *Status quo* in 120 Meter Höhe über Grund ( $6,84 \text{ m/s}$  bei  $0,1 \text{ m}$  Rauigkeitslänge)

Abbildung 12



Eigene Darstellung

von 0,2 Meter und 0,05 Metern um 9,7 Prozent (88,3 Prozent zu 78,6 Prozent Standortqualität in 160 Metern über Grund). Dieser Unterschied könnte bei einer Veränderung der Höhe des Referenzstandortes auf 120 Meter Höhe über Grund auf 1,3 Prozent reduziert werden (vgl. Abbildung 12).

### Umsetzung der Anpassung des Referenzstandortes auf 6,84 m/s in 120 Meter Höhe im EEG

Die Anpassung der Windgeschwindigkeit und der Höhe des Referenzstandortes hat keinen Einfluss auf die durchschnittliche Vergütungshöhe. Das logarithmische Windprofil bildet weiterhin die Grundlage für die Berechnung der Windgeschwindigkeit über der Höhe. Durch die Definition der Windgeschwindigkeit in 120 Metern wird der Fehler der Extrapolation auf die heute üblichen Nabenhöhen verkleinert. Die für die Festlegung der Vergütungshöhe relevante Definition des 100-Prozent-Standortes würde davon nicht betroffen. Der heutige 100-Prozent-Standort würde auch in Zukunft das gleiche logarithmische Windprofil abbilden. Entsprechend wäre der §29 des EEG 2012 nicht von solch einer Änderung betroffen. Anpassungen wären lediglich in der Anlage 3 „Referenzertrag“ des EEG 2012 sowie in der technischen Richtlinie 5 der FGW erforderlich. An diesen Stellen müssten die Windgeschwindigkeit und die Höhe über Grund für die Berechnung der Standortqualität geändert werden.

## IV. Überprüfung der Standortqualität

In Kapitel 4 wird auf die Notwendigkeit der Überprüfung der Standortqualität eingegangen und es werden Maßnahmen zur Vermeidung einer möglichen Manipulation vorgestellt. Als Grundlage wurde eine Untersuchung durchgeführt, ob es Anreize zur Manipulation in den unterschiedlichen Modellausgestaltungen gibt. Konkret werden hier der Status quo (EEG 2012 mit den entsprechenden Vergütungssätzen für 2013 inklusive SDL-Bonus), der Vorschlag der Agora Energiewende und ein beispielhaftes einstufiges Modell betrachtet. Im Rahmen der Untersuchungen zu einer möglichen Manipulation werden zwei Standortqualitäten näher untersucht: Standorte mit einer Qualität von 130 Prozent und von 100 Prozent. Für Standorte unterhalb von 82,5 Prozent im Status quo beziehungsweise 80 Prozent im Agora-Vorschlag ist eine Untersuchung nicht erforderlich: Da hier keine Erhöhung der durchschnittlichen Vergütung erzielt werden kann, ist ein Anreiz zur Manipulation ausgeschlossen.

### Vorgehen

Es wird unterstellt, dass in den ersten fünf Betriebsjahren die Leistung einer fiktiven Anlage so geregelt wird, dass eine erwünschte Standortqualität erreicht wird und somit die Standortbewertung bewusst manipuliert wird. Praktisch würde eine aktive Drosselung der Anlagenleistung erfolgen, um in eine schlechtere Standortqualität eingestuft zu werden und somit – im Fall einer zweistufigen Vergütung – die Laufzeit der erhöhten Anfangsvergütung zu verlängern. Solch eine Manipulation würde sowohl die heutige Regelung (Status quo) als auch den Agora-Vorschlag betreffen, da beiden Regelungen ein zweistufiges Modell zugrunde liegt, bei dem nach fünf Betriebsjahren die Laufzeit der erhöhten Anfangsvergütung bestimmt wird. Vor diesem Hintergrund müsste, wenn man von einer mutwilligen Manipulation ausgeht, in den ersten fünf Betriebsjahren der Ertrag reduziert werden, um eine geringere Standortqualität und damit eine längere Laufzeit der erhöhten Anfangsvergütung zu erreichen.

Bei einem einstufigen Modell ist das Vorgehen ähnlich, allerdings aus anderen Gründen. Hier wird die Vergütung ab der Inbetriebnahme nach der Standortqualität bestimmt, die im Rahmen eines vorab erstellten Gutachtens ermittelt wurde. Die Einstufung des Gutachters soll anschließend nach ebenfalls fünf Betriebsjahren Laufzeit überprüft und dann gegebenenfalls angepasst werden. Somit müsste man im Fall einer mutwilligen Manipulation bei einem einstufigen Vergütungsmodell ebenfalls in den ersten fünf Betriebsjahren die Anlagenleistung reduzieren und entsprechend des Gutachtens fahren. In diesem Fall müsste bei einer mutwilligen Manipulation zusätzlich das Gutachten zur Standortqualität von der tatsächlichen Prognose nach unten abweichen. Bei einer Überprüfung nach fünf Betriebsjahren würde bei einem gedrosselten Anlagenbetrieb dann die Einschätzung des Gutachtens bestätigt werden.

Die eigentliche Manipulation erfolgt in den betrachteten Fällen in den ersten fünf Betriebsjahren. Nachdem die Dauer der erhöhten Anfangsvergütung festgelegt beziehungsweise das Gutachten bestätigt wurde, würde das Potenzial des Standortes und der Anlage voll ausgenutzt werden können. Somit würde sich im Vergleich zu den ersten fünf Betriebsjahren ein deutlich gesteigerter Energieertrag ergeben. Dieser höhere Energieertrag würde ab dem fünften Betriebsjahr mit dem durch die Manipulation erreichten höheren Vergütungssatz vergütet.

In den nachfolgenden Betrachtungen wurde mit einem Abzinsungssatz von 5,2 Prozent gerechnet. Dieser Wert basiert auf dem kalkulatorischen Zins von Fremdkapital und Eigenkapital aus der Studie Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland, die im Auftrag von BWE und VDMA erstellt wurde.<sup>17</sup>

Als Grundlage für die Manipulationsberechnungen wurde beispielhaft eine Anlage mit 2,3 Megawatt Leistung herangezogen.

<sup>17</sup> Rehfeldt, Wallasch, Lüers (2013)

Die Untersuchung auf den folgenden Seiten betrachtet die Einnahmen, die durch eine mutwillige Manipulation in der Summe möglich wären. Die daraus resultierenden Mindereinnahmen in den ersten fünf Jahren werden nicht näher betrachtet. Es soll jedoch darauf hingewiesen werden, dass geringere Einnahmen zu Beginn der Vergütungsdauer besonders aus Bankensicht kritisch betrachtet werden.

### Analysen zum Manipulationsanreiz

#### Analyse des Manipulationsanreizes im Status quo (EEG 2012 für 2013 inklusive SDL-Bonus)

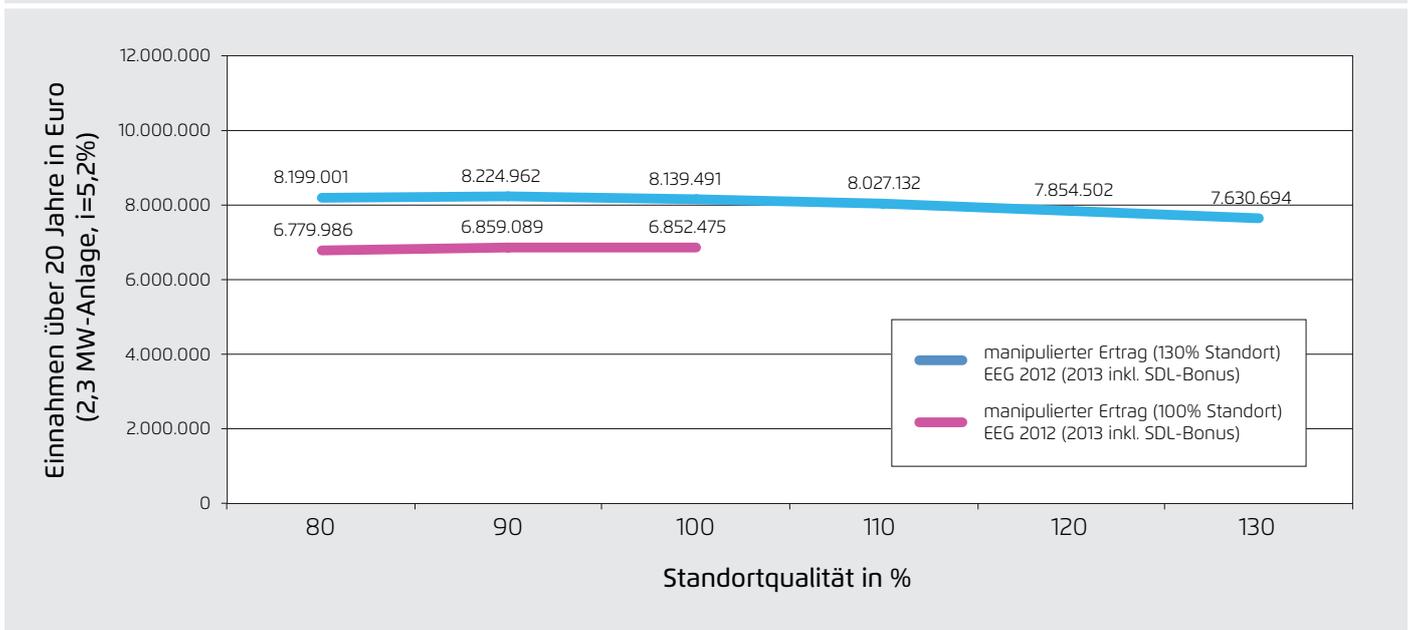
Wie sich eine mögliche Manipulation auf die heutige Regelung (Status quo – EEG 2012 für 2013 inklusive SDL-Bonus) auswirkt, ist in Abbildung 13 unter Betrachtung der Standortqualitäten 130 Prozent und 100 Prozent dargestellt.

#### Standortqualität 130 Prozent

In Abbildung 13 sind die Einnahmen über 20 Jahre in Euro über der Standortqualität aufgetragen. Die blaue Linie stellt die gesamten, abgezinsten Einnahmen der Windenergieanlage an einem 130-Prozent-Standort dar. Der Wert am rechten Ende der Linie, am Punkt der Standortqualität von 130 Prozent, entspricht den Einnahmen über 20 Jahre in dem Fall, dass die Standortqualität korrekt mit 130 Prozent bewertet wurde, also keine Manipulation vorliegt. Der Verlauf der blauen Linie von dort ausgehend nach links bezieht die gesamten Einnahmen in dem Fall einer Manipulation, die zu geringeren Standortbewertungen führt. Der Verlauf der Linie zeigt, dass ein finanzieller Vorteil durch eine Manipulation erreicht werden kann. Dieser beträgt in seiner größten Ausprägung acht Prozent der gesamten Einnahmen (hier circa 600.000 Euro), wenn man einen Standort mit 130 Prozent Standortqualität in den ersten fünf Jahren auf 90 Prozent Standortqualität drosseln würde. Bei einer weniger extremen Manipulation, zum Beispiel auf eine Standortbewertung von 120 Prozent, würde die Summe

Manipulationsuntersuchungen ausgehend von 130 Prozent und 100 Prozent Standortqualität – EEG 2012 (2013 inklusive SDL-Bonus)

Abbildung 13



Eigene Darstellung

der Einnahmen über die gesamte Betriebszeit etwa drei Prozent betragen.

### Standortqualität 100 Prozent

Nach der gleichen Systematik wird in einer zweiten Variante eine Standortqualität von 100 Prozent betrachtet. Der annähernd gerade Verlauf des roten Graphen macht deutlich, dass die möglichen Mehreinnahmen durch Manipulation nur marginal ausfallen (knapp 7.000 Euro maximale Mehreinnahmen über 20 Jahre). Eine Drosselung auf unter 90 Prozent Standortqualität würde sogar zu Mindereinnahmen führen.

Generell wäre eine Manipulation im Verhältnis zum damit verbundenen Aufwand und Risiko beim Status quo wirtschaftlich nicht sinnvoll.

### Analyse des Manipulationsanreizes im Agora-Vorschlag

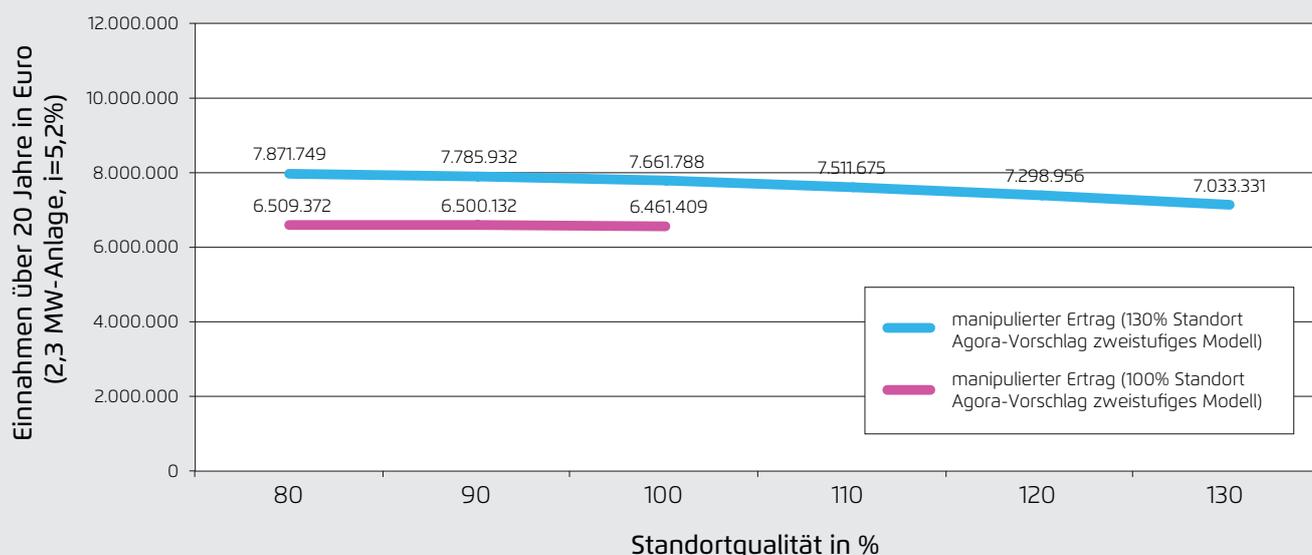
Als zweites Modell wird der Agora-Vorschlag untersucht. Hierbei handelt es sich, wie auch beim Status quo, um ein zweistufiges Modell. Für die durchgeführten Untersuchungen wurde von einer erhöhten Anfangsvergütung von 8,9 ct/kWh und einer Grundvergütung von 4,0 ct/kWh ausgegangen. Der Start der Absenkung der erhöhten Anfangsvergütung erfolgt bei 80 Prozent Standortqualität. Ab einer Standortqualität von 150 Prozent beträgt die Dauer der erhöhten Anfangsvergütung fünf Jahre. Darüber hinaus wird für 0,39 Prozent, die die Standortqualität 150 Prozent unterschreitet, die erhöhte Anfangsvergütung für einen Monat länger gewährt.

### Standortqualität 130 Prozent

Die Entwicklung der Einnahmen bei der Manipulation eines 130-Prozent-Standortes auf unterschiedliche Standortqualitäten verdeutlicht die blaue Linie in Abbildung 14.

Manipulationsuntersuchungen ausgehend von 130 Prozent und 100 Prozent Standortqualität – Agora-Vorschlag

Abbildung 14



Eigene Darstellung

Tendenziell ist der Verlauf dem Graphen aus Abbildung 13 ähnlich, allerdings auf einem niedrigeren Niveau, da sowohl die Anfangsvergütung als auch die Grundvergütung im Vergleich zur heutigen Regelung geringer ausfallen. Jedoch ist die Steigung in Abbildung 14 beim blauen Graphen im Vergleich zur heutigen Regelung steiler, der Anreiz zur Manipulation im Agora-Vorschlag also größer als im Status quo. Die Mehreinnahmen bei einer maximal möglichen Manipulation (Drosselung von 130 Prozent Standortqualität auf 80 Prozent in den ersten fünf Betriebsjahren) betragen etwa zwölf Prozent (hier etwa 840.000 Euro). Eine leichte Manipulation auf 120 Prozent Standortqualität würde zu etwa vier Prozent Mehreinnahmen führen.

Generell wird deutlich, dass ausgehend von 130 Prozent Standortqualität eine Manipulation zu Mehreinnahmen führen würde.

### Standortqualität 100 Prozent

Bei einem 100-Prozent-Standort fällt der Effekt einer Manipulation im Vergleich zu 130 Prozent Standortqualität weit geringer aus. Bei maximaler Ausbeute (Drosselung auf 80 Prozent Standortqualität in den ersten fünf Betriebsjahren) betragen die Mehreinnahmen über 20 Jahre circa ein Prozent (circa 50.000 Euro).

### Analyse des Manipulationsanreizes im einstufigen Modell

Abschließend wird die Manipulationsmöglichkeit eines einstufigen Modells betrachtet. Hier erfolgt ab Inbetriebnahme eine standortdifferenzierte Vergütung. In dem betrachteten Modell gilt bis 80 Prozent Standortqualität eine Vergütung von 8,9 ct/kWh, an einem Standort mit 100 Prozent Standortqualität beträgt die Vergütung 7,5 ct/kWh und bei 130 Prozent Standortqualität 6,3 ct/kWh. Die Differenzierung der Vergütung endet bei 150 Prozent Standortqualität mit einer Vergütung von 5,7 ct/kWh.

### Standortqualität 130 Prozent

Auch bei der Untersuchung des einstufigen Modells wird zuerst die Möglichkeit einer Manipulation ausgehend von 130 Prozent Standortqualität betrachtet. Die Einnahmen über 20 Jahre, unter Berücksichtigung der Abzinsung (5,2 Prozent) auf den Investitionszeitpunkt, werden durch die blaue Linie in Abbildung 15 dargestellt. Es wird deutlich, dass die blaue Linie im Vergleich zu den beiden bereits betrachteten Modellen (Status quo und Agora-Vorschlag) eine stärkere Steigung aufweist. Beim einstufigen Modell erfolgt ab Inbetriebnahme eine standortdifferenzierte Vergütung auf Basis eines Gutachtens. Nach der Überprüfung im fünften Betriebsjahr könnte sofort die höhere, durch Manipulation erreichte Vergütung genutzt werden. Die maximalen Mehreinnahmen beim einstufigen Modell betragen rund 22 Prozent (circa 1.400.000 Euro) über 20 Jahre, wenn eine Standortqualität von 130 Prozent durch ein Windgutachten als 80 Prozent Standortqualität eingestuft und dieser Wert nach fünf Betriebsjahren bestätigt werden würde. Bei einer leichten Manipulation auf einen 120-Prozent-Standort steigen die Einnahmen um etwa zwei Prozent (circa 124.000 Euro).

### Standortqualität 100 Prozent

Im einstufigen Modell ist auch ausgehend von 100 Prozent Standortqualität (vgl. rote Linie in Abbildung 15) ein Manipulationsanreiz festzustellen. Dieser resultiert aus der oben beschriebenen unterschiedlichen Modellausgestaltung. Somit besteht in dieser Betrachtung ein wirtschaftlicher Anreiz zur Manipulation von maximal etwa zehn Prozent (maximal circa 600.000 Euro).

### Vorteile durch nicht mutwillige Manipulation

Die hier angestellten Untersuchungen fokussieren sich zwar auf den Fall einer mutwilligen Manipulation der Betriebsführung von Windenergieanlagen. In der Realität kann es jedoch aufgrund der oben beschriebenen Problemstellung bezüglich Einspeisemanagement auch zu in Summe erhöhten Einnahmen durch nicht mutwillig verursachte Effekte kommen. Dies würde zum Beispiel zutreffen im Fall einer Windenergieanlage, die an einem 130-Prozent-Standort

gebaut und aufgrund von Verzögerungen im Netzausbau in den ersten Jahren in erheblichen Mengen abgeregelt wird. Bei der Standortbewertung nach fünf Jahren könnte so der eigentlich sehr gute Standort als zum Beispiel 90-Prozent-Standort eingestuft werden. Sollte es in den Jahren nach dem fünften Jahr dann zu einer Behebung der Netzengpässe kommen und kein Einspeisemanagement erforderlich sein, würde dies zu einem ähnlichen Effekt wie bei einer mutwilligen Manipulation führen: Aufgrund der geringen Standortbewertung wird die erhöhte Vergütung länger ausbezahlt, gleichzeitig steigt die vergütete Einspeisung gegenüber den ersten Jahren stark an. In Summe käme es dann zu den gleichen Mehreinnahmen über 20 Jahre.

Diese Problemstellung lässt sich durch die im Kapitel II beschriebenen Vorschläge lösen und wird daher im Folgenden nicht weiter betrachtet.

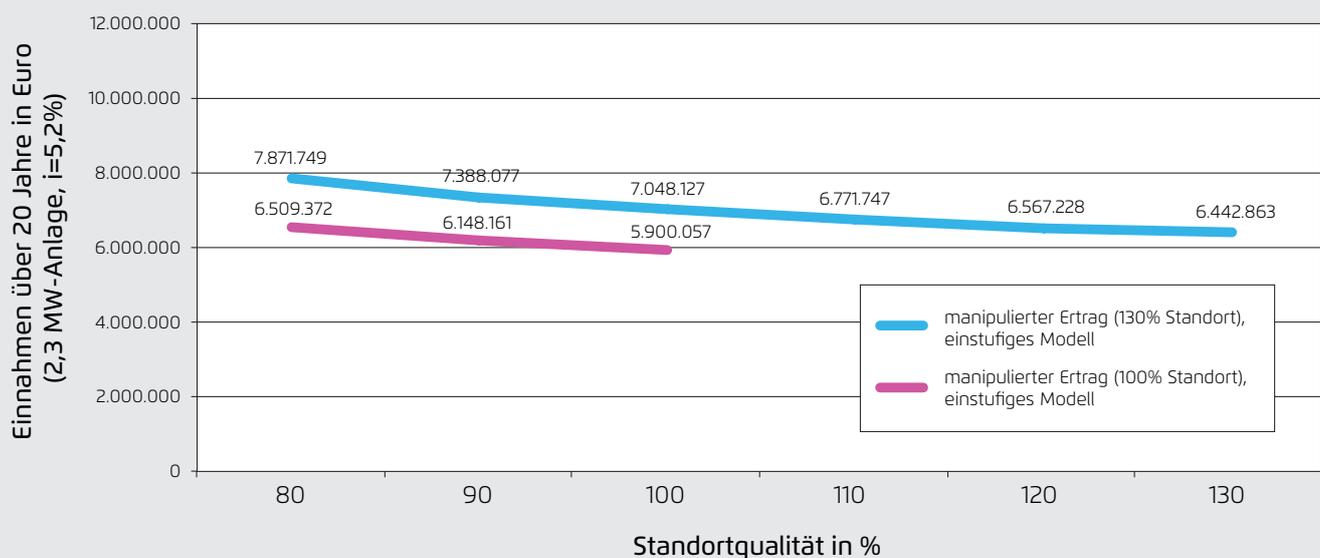
## Bewertung der Analysen zum Manipulationsanreiz

Die Analysen haben gezeigt, dass in beiden betrachteten zweistufigen Vergütungsmodellen und bei Annahme eines Gesamtzinssatzes von 5,2 Prozent in bestimmten Fällen ein Anreiz zur mutwilligen Manipulation der Standortbewertung besteht, der in Summe aber nur in bestimmten Fällen relevant ist:

- Bei einem 100-Prozent-Standort, also einem im Vergleich zum heutigen Durchschnitt sehr guten Standort, ist der Anreiz zur Manipulation mit 0,1 bis 1,0 Prozent Mehreinnahmen eher gering.
- Für Standorte mit geringerer Qualität als 100 Prozent lässt sich daraus folgern, dass so gut wie kein Anreiz zur Manipulation vorliegt.
- Bei einem 130-Prozent-Standort, also einem hervorragenden Küstenstandort, ist grundsätzlich ein Anreiz zur Manipulation gegeben. Eine geringe Manipulation hin zu einer 120-Prozent-Standortbewertung führt hier zu Mehreinnahmen von etwa drei bis vier Prozent. Eine ex-

Manipulationsuntersuchungen ausgehend von 130 Prozent und 100 Prozent Standortqualität – einstufiges Modell

Abbildung 15



Eigene Darstellung

Extreme Manipulation auf eine Standortbewertung von 80 bis 90 Prozent kann sogar zu Mehreinnahmen von etwa acht bis zwölf Prozent führen. Dabei kommt es jeweils zu erheblichen Mindereinnahmen in den ersten fünf Jahren.

Für eine Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells ist daher eine pragmatische Lösung gefordert, die extreme mutwillige Manipulationen an äußerst guten Standorten verhindert und gleichzeitig nur geringen zusätzlichen Aufwand verursacht.

Bei dem hier betrachteten einstufigen Modell bestehen größere finanzielle Anreize für eine Manipulation. Bei einem Wechsel hin zu einem einstufigen Vergütungsmodell, sollten die Manipulationsanreize durch geeignete Gegenmaßnahmen verhindert werden.

## Maßnahmen zur Vermeidung von Manipulation

Im Folgenden werden Maßnahmen dargestellt, die eine Manipulation verhindern beziehungsweise reduzieren können.

### Überprüfung nach zehn Jahren

Eine Möglichkeit der Manipulationsreduzierung ist eine erneute Überprüfung der Standortqualität nach zehn Jahren. Das würde für das zweistufige Modell bedeuten, dass – nach der Bestimmung der Dauer der erhöhten Anfangsvergütung nach fünf Jahren – eine erneute Überprüfung der festgestellten Standortqualität nach zehn Jahren erfolgt. Somit wäre es im Falle einer Manipulation nicht möglich, direkt nach der Feststellung der Dauer der erhöhten Anfangsvergütung nach fünf Jahren das volle Leistungspotenzial der Anlage und des Standortes zu nutzen. Stattdessen müsste die Anlage weitere fünf Jahre mit dem reduzierten Energieertrag gefahren werden. Die Kombination aus erhöhter Vergütung und höherem Energieertrag würde mit diesem Vorgehen erst nach zehn Jahren genutzt werden können, der wirtschaftliche Gewinn einer Manipulation würde erheblich reduziert. Dieses Vorgehen könnte sowohl bei einem zweistufigen als auch bei einem einstufigen Modell angewandt werden. Eine zusätzliche Prüfung nach 15 Jahren wäre ebenfalls möglich.

Diese Möglichkeit wäre mit einem relativ hohen Aufwand verbunden, da die nach fünf Jahren durchgeführte Überprüfung noch einmal nach zehn Jahren und wenn gewünscht ein weiteres Mal nach 15 Jahren erfolgen würde.

### Mögliche fallspezifische Überprüfung

Eine zweite Alternative wäre die Einrichtung einer Möglichkeit zur fallspezifischen Prüfung nach 10 oder 15 Jahren im Gesetz. Damit würde geregelt, dass nicht jede Anlage überprüft werden muss, aber jeder Betreiber davon ausgehen müsste, dass der Energieertrag seiner Windenergieanlage überprüft werden könnte. Dieses Vorgehen ist auf das zweistufige sowie das einstufige Modell anwendbar. Der Aufwand für diese Methode wäre voraussichtlich sehr gering, da nicht jede Anlage überprüft werden würde.

In den beiden ersten hier dargestellten Möglichkeiten – der Überprüfung nach zehn Jahren sowie der fallspezifischen Prüfung – wären geeignete Kriterien und Verfahren zu konkretisieren, um festzulegen, welche Abweichungen der Erträge als Manipulation eingestuft werden. Eine mögliche Institution, in der eine solche Richtlinie ausgestaltet werden könnte, steht mit der Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien e. V. (FGW) bereits zur Verfügung. Um die Wirkung der Kontrollen zu erhöhen, müsste in dem Fall, dass eine Manipulation aufgedeckt wird, mit empfindlichen Strafzahlungen und der Rückzahlung der unrechtmäßig beanspruchten Vergütung zu rechnen sein.

### Mengenbegrenzung

Eine alternative Regelung zu einer Überprüfung nach zehn Jahren oder einer fallspezifischen Prüfung wäre eine generelle Mengenbegrenzung. Dafür würde der Energieertrag der ersten 5 Jahre für die nächsten 15 Jahre mit drei multipliziert werden. Der so errechnete Energieertrag, zuzüglich zu einem prozentualen Aufschlag für gute Windjahre, wäre der Energieertrag der maximal entsprechend der dem Standort zugeordneten Vergütungshöhe vergütet wird. Der Energieertrag, der den festgelegten Wert übersteigt, würde keine feste Einspeisevergütung nach dem EEG erhalten. Die Anwendung wäre für das einstufige und zweistufige Modell in gleicher Weise anwendbar.

## V. Qualitativer Vergleich der Vergütungsmodelle

Nachdem in den vorangegangenen Kapiteln bereits auf die Charakteristika unterschiedlicher Vergütungsmodelle eingegangen wurde, führt das vorliegende Kapitel einen vertiefenden qualitativen Vergleich zwischen dem einstufigen und dem zweistufigen Modell durch.

### Überblick über die Vergütungsmodelle: zweistufig, 1,5-stufig, einstufig

#### Zweistufiges Modell

Beim zweistufigen Vergütungsmodell handelt es sich um das Modell, das aktuell im EEG zur Anwendung kommt. Die Standortdifferenzierung erfolgt hier über unterschiedlich lange Anfangsvergütungszeiträume. Nach Ablauf des Zeitraums der erhöhten Anfangsvergütung wird der produzierte Energieertrag bis zum Ende der Förderdauer mit einem Grundbetrag vergütet. Da dieses Vergütungsmodell seit dem EEG 2000 angewendet wird, kann es als bekannt und bewährt bezeichnet werden. Die Standortqualität wird anhand des Energieertrags nach fünf Jahren basierend auf dem sogenannten Referenzertragsmodell ermittelt. Mit diesem Verfahren wird die Standortqualität ermittelt, aus der sich die Dauer der erhöhten Anfangsvergütung ableitet. Aus diesem Grund beträgt die Mindestlaufzeit der erhöhten Anfangsvergütung für alle Standortqualitäten fünf Jahre. Nach diesen fünf Jahren wird die darüberhinausgehende Laufzeit der erhöhten Anfangsvergütung anhand einer festgelegten Formel berechnet. Je nachdem wie man diese Formel ausgestaltet, kann ein linearer oder nicht linearer Verlauf der durchschnittlichen Vergütungskurve ab dem Zeitpunkt, an dem eine Absenkung der Laufzeit der erhöhten Anfangsvergütung erfolgt, erreicht werden. Ein Vorteil des zweistufigen Modells ist die gute Eignung für die Projektfinanzierung aufgrund des hohen Vergütungssatzes am Anfang der Finanzierungszeit.

Im Gegensatz zum einstufigen Modell erfolgt die Reduktion der EEG-Differenzkosten bei sehr guten Standorten erst nach mindestens fünf Jahren, da die erhöhte Anfangsvergütung in den ersten fünf Jahre für alle Standorte gezahlt wird.

#### 1,5-stufiges Modell

Das 1,5-stufige Vergütungsmodell wurde bis jetzt noch nicht im Rahmen des EEG genutzt. Die Ausgestaltung umfasst zwei wichtige Eckpunkte. In den ersten fünf Jahren wird für alle Standortqualitäten eine einheitliche Anfangsvergütung gezahlt, ähnlich wie im zweistufigen Modell. Nach den ersten fünf Jahren erfolgt eine Einstufung der Standortqualität basierend auf dem Referenzertragsmodell. Je nach ermittelter Standortqualität erfolgt ab dem fünften Jahr eine standortdifferenzierte Vergütung. Dabei wird jeder Standortqualität ein anderer Vergütungssatz zugeordnet. Der Verlauf der durchschnittlichen Vergütungskurve nach den ersten fünf Jahren kann, je nach Ausgestaltung der standortdifferenzierten Vergütungssätze, sowohl nicht linear als auch linear erfolgen. Beim 1,5-stufigen Modell erfolgt eine Reduzierung der EEG-Differenzkosten durch die standortdifferenzierte Vergütung unmittelbar nach Ablauf der erhöhten Anfangsvergütung.

#### Einstufiges Modell

Beim einstufigen Vergütungsmodell handelt es sich um ein Modell, das ebenfalls bisher im Rahmen des EEG noch keine Anwendung gefunden hat. Die Höhe der Vergütung bestimmt sich über eine Standortdifferenzierung direkt ab Inbetriebnahme. Eine der vorrangigen Intentionen beim einstufigen Modell ist, dass die EEG-Differenzkosten direkt ab Inbetriebnahme gesenkt werden könnten. Dies würde über die standortdifferenzierte Vergütung direkt nach Inbetriebnahme der Anlage erfolgen. Die Standortqualität und somit die Vergütungshöhe würde durch ein Windgutachten festgelegt, das vor der Inbetriebnahme erstellt werden müsste. Dabei erfolgt die Bestimmung der Standortqualität wiederum nach dem aus dem EEG bekannten Referenzertragsmodell. Nach fünf Jahren würde eine Überprüfung der Standortqualität durchgeführt. Weichen die nach fünf Jahren ermittelten Werte von der ursprünglichen Einordnung der Standortqualität ab, erfolgt eine Nachkalkulation. Diese kann in Form

eines monetären Ausgleichs oder durch eine Verrechnung mit der Vergütung der Folgejahre umgesetzt werden. Im einstufigen Modell ist es möglich, den Verlauf der durchschnittlichen Vergütungskurve über eine entsprechende Festlegung der Vergütungssätze nicht linear oder linear auszugestalten.

### Flexibilität zur Abbildung verschiedener Verläufe der durchschnittlichen Vergütung

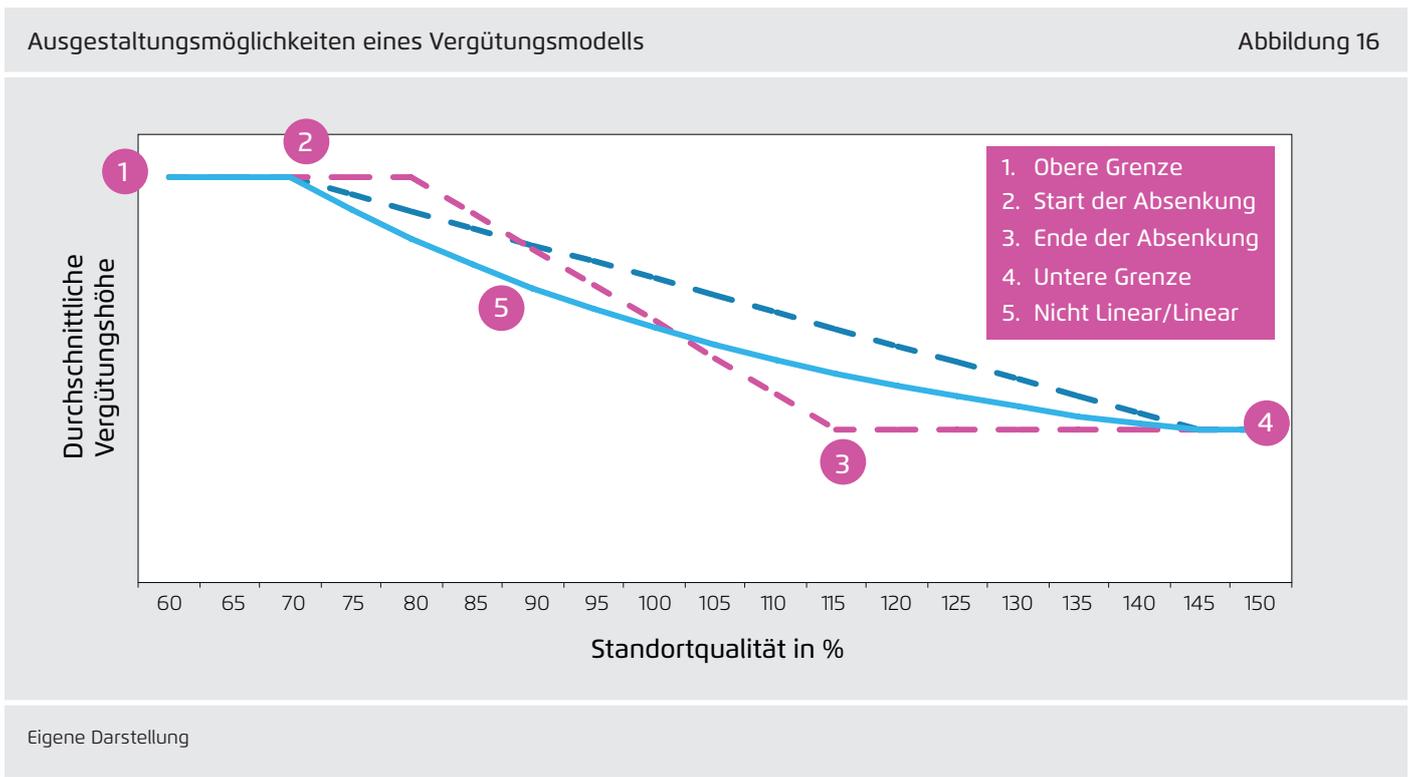
In Abbildung 16 werden exemplarisch die wichtigen Eckpunkte bei der Parametrisierung eines Vergütungsmodells basierend auf dem Referenzertragsmodell und die möglichen Verläufe der durchschnittlichen Vergütungskurve je Standortqualität dargestellt.

- Punkt 1: Ist die maximale Vergütung bei weniger guten Standorten.
- Punkt 2: Ist die Standortqualität, ab der die durchschnittliche Vergütung reduziert wird. Im einstufigen Modell beginnt eine Differenzierung der Vergütungssätze ab dem ersten Jahr, im 1,5-stufigen Modell erfolgt ab Punkt 2 die standortdifferen-

zierte Vergütung. Im zweistufigen Modell beginnt ab Punkt 2 die Absenkung der Laufzeit der erhöhten Anfangsvergütung.

- Punkt 3: Ist die Standortqualität, ab der im einstufigen und 1,5-stufigen Modell keine weitere Absenkung der Vergütung erfolgt. Im zweistufigen Modell bezeichnet Punkt 3 den Bereich, ab dem nur die Mindestlaufzeit der erhöhten Anfangsvergütung (fünf Jahre) gewährt wird.
- Punkt 4: Untere Grenze der durchschnittlichen Vergütung der drei Modelle.
- Punkt 5: Bezeichnet den Verlauf der Kurve der durchschnittlichen Vergütung über die Standortqualitäten. Im zweistufigen Modell ergibt sich die Kurve durch die Dauer der Auszahlung der Anfangsvergütung, welche beliebig gestaltet werden kann. Im einstufigen oder 1,5-stufigen Modell kann der Verlauf als Tabelle oder durch eine Formel beschrieben werden

Alle drei Modelle können sowohl mit einem linearen als auch einem nicht linearen Verlauf der durchschnittlichen Vergütung ausgestaltet werden. In Abbildung 16 sind drei



beispielhafte Verläufe der durchschnittlichen Vergütungen dargestellt. Die blauen und roten gestrichelten Linien stellen den Verlauf der durchschnittlichen Vergütung bei linearen Absenkungen mit unterschiedlichem Anfangs- und Endpunkten dar. Die durchgezogene hellblaue Linie verdeutlicht den Verlauf einer nicht linearen Ausgestaltung.

Da es durch alle drei Vergütungsmodelle möglich ist, den Verlauf der durchschnittlichen Vergütung beliebig zu gestalten, sind bezüglich der Flexibilität zur Abbildung der durchschnittlichen Vergütungshöhen je Standort keine Vor- oder Nachteile der einzelnen Modelle festzustellen.

## Qualitative Bewertung der unterschiedlichen Vergütungsmodelle aus Sicht verschiedener Akteure

Die Bewertung des einstufigen und 1,5-stufigen Modells gegenüber dem zweistufigen Modell wird aus der Perspektive folgender Akteure erfolgen: Investor/Finanzierer, Projektierer, Verteilnetzbetreiber, Vermarkter, Betreiber und Stromendkunde (In diesem Zusammenhang werden die EEG-Differenzkosten berücksichtigt).

### Investor/Finanzierer

Im einstufigen Modell erfolgt im Vergleich zum zweistufigen Modell keine erhöhte Mittelrückführung in den ersten Jahren, da ab der Inbetriebnahme eine standortdifferenzierte Vergütung erfolgt. Dies kann zu einem höheren Risiko der Bank führen, da sich der Rückzahlungszeitraum verlängert. Als Folge wäre eine Erhöhung der Zinsen als Ausgleich wahrscheinlich. Alternativ zu einer Zinserhöhung wäre es auch denkbar, dass der Anteil des Fremdkapitals, das die Bank zur Verfügung stellt, reduziert wird. Mit diesem Vorgehen würde ohne eine Zinserhöhung die von den Banken stets berücksichtigte Kapitaldienstfähigkeit konstant gehalten werden. Ein weiterer Risikofaktor beim einstufigen Modell besteht darin, dass die Finanzierung auf Basis von Gutachten erfolgt. Diese können einen Standort nicht mit der gleichen Sicherheit beurteilen, wie es beim zweistufigen Modell über die Auswertung des Energieertrags nach fünf Jahren möglich ist.

Beim 1,5-stufigen Modell wird der Zeitraum der erhöhten Mittelrückführung auf fünf Jahre für alle Standorte verkürzt. Somit gilt auch hier, dass aus Sicht des Investors/Finanzierers ein höheres Risiko besteht. Dieses würde sich – wie auch schon beim einstufigen Modell – in einer Anpassung des Zinssatzes oder einer Reduzierung des Fremdkapitals auswirken. Generell wird jedoch das Risiko für den Finanzierer beim 1,5-stufigen Modell geringer eingeschätzt als beim einstufigen Modell, da hier in den ersten fünf Jahren unter Umständen eine höhere Mittelrückführung an die finanzierende Institution möglich ist.

### Projektierer

Auf den Projektierer haben die oben beschriebenen Effekte der Zinsanpassung beziehungsweise Fremdkapitalreduzierung sowohl im einstufigen als auch im 1,5-stufigen Modell einen direkten Effekt. Durch einen gestiegenen Kapitaldienst beziehungsweise einen höheren benötigten Eigenkapitalanteil verringert sich der Preis, zu dem der Projektierer das Projekt verkaufen kann. Durch das höhere Risiko im einstufigen Modell und die dadurch stärkeren Zinsanpassungen beziehungsweise Fremdkapitalreduzierungen wird hier der Verkaufspreis etwas stärker negativ beeinflusst als beim 1,5-stufigen Modell. Die Preisreduzierung kommt dadurch zustande, dass nach dem Verkauf des Windparks durch den Projektierer der Käufer den Kapitaldienst bestreiten muss. Durch einen erhöhten Kapitaldienst beziehungsweise höheren Eigenkapitalbedarf verliert ein Projekt für den Käufer an Rentabilität, sodass der Preis des Projektes sinkt.

### Verteilnetzbetreiber

Die Verteilnetzbetreiber müssen die eingespeiste Strommenge nach den festgelegten Vergütungssätzen abnehmen. Beim einstufigen Modell würde sich die Anzahl verschiedener Vergütungssätze deutlich erhöhen, da für jede Standortqualität ein Vergütungssatz festgelegt wird. Dadurch würde die Komplexität bei der Berechnung und Verarbeitung der unterschiedlichen Vergütungssätze im Vergleich zum aktuellen zweistufigen Modell, in dem es nur zwei Vergütungssätze gibt, deutlich ansteigen.

Im 1,5-stufigen Modell würde auch eine Steigerung der Komplexität zu beobachten sein, da nach den ersten fünf Jahren eine Differenzierung der Vergütung entsprechend der Standortqualität erfolgt.

### **Vermarkter**

Bei den Vermarktern des Windstroms kommt es durch die deutliche Steigerung der Vergütungssätze beim einstufigen Modell zu einem erhöhten Aufwand, da hier für jede Anlage entsprechend des Vergütungssatzes die Marktprämie berechnet werden muss.

Im 1,5-stufigen Modell würde sich der gleiche Effekt wie beim einstufigen Modell einstellen, da auch hier eine Differenzierung der Vergütung nach Standortqualität erfolgt, für die die Marktprämie berechnet werden müsste – allerdings erst nach fünf Jahren.

### **Betreiber**

Beim einstufigen Modell sind aus Sicht des Betreibers zwei Effekte zu berücksichtigen. Zum einen erfolgt eine standortabhängige Vergütung ab Beginn der Inbetriebnahme, sodass eine erhöhte Mittelrückführung in den ersten Betriebsjahren erschwert wird. Des Weiteren wird die finanzierende Bank versuchen, das damit verbundene höhere Risiko durch höhere Kreditzinsen oder die Forderung nach Bereitstellung eines höheren Eigenkapitalanteils zu kompensieren. Im Endeffekt führen beide Effekte zu einer Reduzierung des Gewinns.

Auch im 1,5-stufigen Modell muss der Betreiber die Folgen der erhöhten Risikoeinschätzung (siehe oben.) berücksichtigen. Allerdings wird der Effekt hier ein wenig geringer als beim einstufigen Modell eingeschätzt.

### **Stromendkunde/EEG-Differenzkosten**

Die EEG-Differenzkosten bilden den Unterschied zwischen dem durchschnittlichen Preis, der aus dem Verkauf des Stroms aus Erneuerbaren Energien an der Börse erzielt wurde, und dem Preis, der an die Erzeuger von Strom aus

Erneuerbaren Energien gezahlt wurde, ab. Wenn hier ein Unterschied besteht, wird dieser in Form der EEG-Umlage, die pro Kilowattstunde zum Endkundenstrompreis hinzugeaddiert wird, über die Endverbraucher finanziert. Somit hätte eine Einsparung im Bereich der EEG-Differenzkosten eine direkte Auswirkung auf den Preis, den der einzelne Stromkunde zahlen muss.

Kurzfristig bietet das einstufige, in geringeren Maßen auch das 1,5-stufige Modell Vorteile für den Stromendkunden. Durch das einstufige Modell wäre eine Senkung der EEG-Differenzkosten sofort ab Inbetriebnahme der Windenergieanlage möglich. Dadurch, dass in den ersten fünf Jahren keine erhöhte Anfangsvergütung für alle Standorte gezahlt würde, läge die durchschnittliche Vergütung im einstufigen Modell im Vergleich zum zweistufigen Modell entweder auf dem gleichen oder aber auf einem niedrigeren Niveau. Durch die durchschnittlich niedrigeren Vergütungssätze reduziert sich auch die Differenz zwischen dem Preis, der aus dem Verkauf des Stroms erzielt werden kann, und dem Preis, der den Erzeugern von Erneuerbaren Energien gezahlt werden muss. Als Folge sinken die EEG-Differenzkosten und somit die EEG-Umlage. Eine geringere EEG-Umlage entlastet wiederum die Stromkunden. Im 1,5-stufigen Modell gibt es den beim einstufigen Modell beschriebenen Effekt nicht in den ersten fünf Jahren, ab dem sechsten Jahr gibt es gegenüber dem zweistufigen Modell eine Reduktion.

Unter der Annahme, dass die Vergütungssummen in den verschiedenen Modellen die Finanzierungskosten angemessen berücksichtigen, bietet langfristig das zweistufige Modell für den Stromendkunden die größten Vorteile. Die zusätzlichen Risiken und die später erfolgende Rückzahlung der Investitionen führen zu in Summe höheren Finanzierungskosten in dem einstufigen- und 1,5-stufigen Modell.

## **Zusammenfassung der qualitativen Bewertungen**

Die Bewertung des einstufigen und 1,5-stufigen Modells gegenüber dem zweistufigen Modell unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Akteure wird in Tabelle 2 noch einmal zusammengefasst.

Bewertung des einstufigen und 1,5-stufigen Modells gegenüber dem zweistufigen Modell in Bezug auf die Auszahlung

Tabelle 2

Akteure	einstufiges Modell	1,5-Stufiges Modell
Investor/ Finanzierer	<ul style="list-style-type: none"> <li>→ Keine erhöhte Mittelrückführung in den ersten Jahren =&gt; höheres Risiko =&gt; höhere Zinsen/ geringeres Fremdkapital (FK)</li> <li>→ Finanzierung auf Basis von Gutachten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>→ Verkürzung der erhöhten Mittelrückführung auf fünf Jahre für alle Standorte =&gt; höheres Risiko =&gt; höhere Zinsen/ geringeres Fremdkapital (FK)</li> <li>→ Risiko wird geringer eingeschätzt als beim einstufigen Modell</li> </ul>
Projektierer	→ Durch höhere Zinsen/ geringeres FK Reduzierung des Verkaufspreises	→ Durch höhere Zinsen/ geringeres FK Reduzierung des Verkaufspreises
Verteilnetzbetreiber	→ Anzahl verschiedener Vergütungssätze/ Komplexität steigt deutlich	→ Anzahl verschiedener Vergütungssätze/ Komplexität steigt
Vermarkter	→ Durch Anstieg der Anzahl der Vergütungssätze deutlich höherer Aufwand bei der Berechnung der Marktprämie	→ Durch Anstieg der Anzahl der Vergütungssätze deutlich höherer Aufwand bei der Berechnung der Marktprämie
Betreiber	<ul style="list-style-type: none"> <li>→ Standortabhängige Vergütung von Beginn an</li> <li>→ Erhöhte Zinszahlungen</li> </ul>	→ Erhöhte Zinszahlung, jedoch geringer als beim einstufigen Modell
Stromkunde (EEG-Differenzkosten)	<ul style="list-style-type: none"> <li>→ Kurzfristig geringere EEG-Differenzkosten</li> <li>→ Langfristig höhere EEG-Differenzkosten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>→ Kurzfristig leicht geringere EEG-Differenzkosten</li> <li>→ Langfristig leicht höhere EEG-Differenzkosten</li> </ul>

Eigene Darstellung



---

# Verzeichnisse

---

## Literaturverzeichnis

EEG (2000)	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien vom 29. März 2000 (BGBl. I 2000, S. 305) a. F.
EEG (2004)	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien vom 22. Dezember 2003 (BGBl. I 2003, Seite 3074) a. F.
EEG (2009)	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I 2008 S. 2074) a. F.
EEG (2012)	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I 2008 S. 2074), zuletzt geändert durch das Dritte Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften (BGBl. I S. 2730, 2743 f.)
FGW (2003)	Technische Richtlinie für Windenergieanlagen, Teil 5: Bestimmung und Anwendung des Referenzertrages von Windenergieanlagen gemäß Erneuerbare Energien Gesetz, Revision 1, Stand 01.12.2003, Fördergesellschaft Windenergie e. V., Kiel
Managementprämienverordnung (2012)	Managementprämienverordnung vom 2. November 2012 (BGBl. I S. 2278)
Rehfeldt et al. (2014)	Rehfeldt, Dr. Knud; Lüers, Silke; Rehfeldt, Leif: Status des Windenergieausbaus in Deutschland an Land, 2013
Rehfeldt, Wallasch, Lüers (2013)	Rehfeldt, Dr. Knud; Wallasch, Anna-Kathrin; Lüers, Silke (2013): Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland im Auftrag von BWE und VDMA, erstellt durch die Deutsche WindGuard, Varel
StrEG	Gesetz über die Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz (Stromeinspeisungsgesetz) vom 7. Dezember 1990 (BGBl. I S. 2633) (BGBl. III 754-9), zuletzt geändert durch Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 24. April 1998 (BGBl. I S. 730, 734) a. F.
Systemdienstleistungsverordnung (2009)	Systemdienstleistungsverordnung vom 3. Juli 2009 (BGBl. I S. 1734), geändert zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1634)
Vortrag Dr. Heinz-Theo Mengelkamp (2013)	Vortrag von Dr. Heinz-Theo Mengelkamp zum Thema „Möglichkeiten der Einführung eines bundesweiten Windatlas als Bewertungsgrundlage der Standortqualität“, im Rahmen des Fachgesprächs „Standortdifferenzierte Vergütung bei der Windenergie an Land“ am 4. November 2013 im Umweltbundesamt, Berlin
Wallasch, Rehfeldt, Engelbrecht (2013)	Wallasch, Anna-Kathrin; Rehfeldt, Dr. Knud; Engelbrecht, Bilke: Standortdifferenziertes Vergütungsmodell für die Windenergie – Vergleich aktuell diskutierter Optionen, 2013

---

# Verzeichnisse

---

## Abkürzungsverzeichnis

BWE	Bundesverband Windenergie e. V.
ct	Cent
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EinsMan	Einspeisemanagement
EK	Eigenkapital
FGW	Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien
FK	Fremdkapital
kWh	Kilowattstunde
m	Meter
PWG	Parkwirkungsgrad
SDL	Systemdienstleistungen
SDLWindV	Systemdienstleistungsverordnung
StrEG	Stromeinspeisungsgesetz
WEA	Windenergieanlage







---

# Publikationen von Agora Energiewende

---

## AUF DEUTSCH

### 12 Thesen zur Energiewende

Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt (Lang- und Kurzfassung)

### Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt?

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten der Diskussionsveranstaltung am 24. August 2012 in Berlin

### Die Zukunft des EEG – Evolution oder Systemwechsel?

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten der Diskussionsveranstaltung am 13. Februar 2013 in Berlin

### Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess

Konzept für ein zweistufiges Verfahren 2014-2017

### Ein robustes Stromnetz für die Zukunft

Methodenvorschlag zur Planung – Kurzfassung einer Studie von BET Aachen

### Entwicklung der Windenergie in Deutschland

Eine Beschreibung von aktuellen und zukünftigen Trends und Charakteristika der Einspeisung von Windenergieanlagen

### Erneuerbare Energien und Stromnachfrage im Jahr 2022

Illustration der anstehenden Herausforderungen der Energiewende in Deutschland. Analyse auf Basis von Berechnungen von Fraunhofer IWES

### Kapazitätsmarkt oder Strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?

Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland

### Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland

Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033

### Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland

Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

### Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor

Endbericht einer Studie von der Prognos AG und dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW)

### Kritische Würdigung des Netzentwicklungsplanes 2012

Kurzstudie des Büros für Energiewirtschaft und technische Planung (BET)

### Reform des Konzessionsabgabenrechts

Gutachten vorgelegt von Raue LLP

---

# Publikationen von Agora Energiewende

---

## Steigende EEG-Umlage: Unerwünschte Verteilungseffekte können vermindert werden

Analyse des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW)

## Strommarktdesign im Vergleich: Ausgestaltungsoptionen eines Kapazitätsmarkts

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten für die Diskussionsveranstaltung am 10. Juni 2013 in Berlin

## Stromverteilnetze für die Energiewende

Empfehlungen des Stakeholder-Dialogs Verteilnetze für die Bundesrepublik – Schlussbericht

## Vergütung von Windenergieanlagen an Land über das Referenzertragsmodell

Vorschlag für eine Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells und eine Anpassung der Vergütungshöhe

## Vorschlag für eine Reform der Umlage-Mechanismen im Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)

Studie des Öko-Instituts im Auftrag von Agora Energiewende

## Wie wird sich die Windenergie in Deutschland weiterentwickeln?

Dokumentation der Diskussion zur Kurzstudie Entwicklung der Windenergie in Deutschland am 5. Juli 2013

## Zusammenhang von Strombörsen und Endkundenpreisen

Studie von Energy Brainpool

## AUF ENGLISCH

### 12 Insights on Germany's Energiewende

An Discussion Paper Exploring Key Challenges for the Power Sector

### A radically simplified EEG 2.0 in 2014

Concept for a two-step process 2014-2017

### Cost Optimal Expansion of Renewables in Germany

A comparison of strategies for expanding wind and solar power in Germany

### Load Management as a Way of Covering Peak Demand in Southern Germany

Summary of intermediate findings from a study conducted by Fraunhofer ISI and

Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

### Report on the Polish power system

Version 1.0

## Wie gelingt uns die Energiewende?

Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will helfen, den Boden zu bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.

---



### **Agora Energiewende**

Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

T +49. (0)30. 284 49 01-00

F +49. (0)30. 284 49 01-29

[www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)

[info@agora-energiewende.de](mailto:info@agora-energiewende.de)

