



Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland

Zusammenfassung

Im Auftrag von:



Power Systems



Bearbeitung:

Dr.-Ing. Knud Rehfeldt

Anna-Kathrin Wallasch

Silke Lüers

Berichtsnummer: SP13008A0 (aus SP13007A1)

Deutsche WindGuard GmbH

Oldenburger Straße 65

26316 Varel

Varel, November 2013

Zusammenfassung

Die Diskussion um eine grundlegende Novelle des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) führte dazu, dass verschiedene Modelle und Ideen von unterschiedlichen Akteuren vorgestellt werden. Um in der Diskussion um eine angemessene Vergütungshöhe für die Windenergie an Land eine fundierte Diskussionsgrundlage zu schaffen, haben der Bundesverband Windenergie e.V. (BWE) und der Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V. (VDMA) die vorliegende Studie zur „Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland“ in Auftrag gegeben. Strom aus Windenergie an Land gehört bereits heute zu den kostengünstigsten Erneuerbaren Energien. Aufgrund technischer Anlagenoptimierung aber auch aufgrund des derzeit historisch niedrigen Zinsniveaus sind die Kosten in den letzten Jahren nochmals deutlich gesunken. Mit passenden Rahmenbedingungen können diese Kostenoptimierungen auch zukünftig weiter greifen.

In der Studie „Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland“ sind auf Basis der Befragung von Herstellern von Windenergieanlagen (WEA) und Planern von Windparks die durchschnittlichen Kosten der Windenergie ermittelt und die entsprechenden Stromgestehungskosten berechnet worden. Sieben Hersteller mit einem Marktanteil von zusammen über 95 % an den 2012 in Deutschland installierten WEA stellten Daten zu Anlagenpreisen und Wartungsverträgen aus dem Jahr 2013 zur Verfügung. 25 Planer übermittelten Daten zu Investitionsnebenkosten und Betriebskosten von 71 Windparks mit insgesamt 317 Windenergieanlagen und 663 MW installierter Leistung, die zwischen 2009 und 2013 errichtet wurden. Auf Grundlage dieser Datenbasis wurden die Kosten der Windenergie, unterteilt in Hauptinvestitionskosten, Investitionsnebenkosten und Betriebskosten, ermittelt. Die durchschnittlichen Kosten der Fremdfinanzierung wurden zusätzlich auf Basis von Gesprächen mit Banken verifiziert.

Hauptinvestitionskosten

Die Hauptinvestitionskosten beinhalten die Kosten für die Windenergieanlage, für den Transport zum Aufstellungsort sowie für die Installation der Anlage. Für verschiedene Leistungsklassen von unter 2 MW bis 3,5 MW und Nabenhöhen von 100 m bis über 120 m ergeben sich sehr stark Standort abhängige Kosten für die WEA zwischen 1.010 €/kW und 1.340 €/kW (vergl. Tabelle 1).

Tabelle 1: Mittlere Hauptinvestitionskosten

Leistungsklasse	Nabenhöhe		
	unter 100 m	100 m bis 120 m	über 120 m
unter 2 MW	1.090 €/kW	1.200 €/kW	-
2 MW bis 3,5 MW	1.010 €/kW	1.150 €/kW	1.340 €/kW

Die Hauptinvestitionskosten haben so einen Anteil zwischen 73 % und 78 % der Gesamtinvestitionskosten und liegen damit leicht unter den Werten früherer Analysen. Betrachtet man die spezifischen Kosten der WEA bezogen auf die Rotorkreisfläche in €/m² wird deutlich, dass seit 2008 die spezifischen Kosten in €/m² in der Anlagenklasse zwischen 2 und 3 MW um bis zu 15 % reduziert werden konnten (vgl. Kapitel 5.3). Der Grund hierfür liegt in der Entwicklung sogenannter Schwachwindanlagen, die bezogen auf die installierte Leistung einen großen Rotordurchmesser aufweisen und darüber hinaus mit großen Nabenhöhen angeboten werden. Gerade diese technische Entwicklung hat zu einer erheblichen Reduktion der Stromgestehungskosten an windschwächeren Standorten geführt. Bisher sind besonders effiziente WEA mit hohen Türmen und großen Rotordurchmessern aufgrund administrativer Hemmnisse wie Höhenbegrenzung und Baurichtlinien an windstarken Standorten kaum realisierbar. Mit geeigneten Rahmenbedingungen könnten auch diese Kostensenkungspotenziale in Zukunft gehoben werden.

Investitionsnebenkosten

Als Investitionsnebenkosten sind alle weiteren Kosten zusammengefasst, die einmalig vor der Inbetriebnahme von Windenergieanlagen anfallen. Wesentliche Investitionsnebenkosten sind Kosten für die Planung mit 95 €/kW, für die Netzanbindung mit 73 €/kW und für das Fundament mit 67 €/kW. Die sonstigen Investitionsnebenkosten sind windparkspezifisch sehr unterschiedlich und betragen im Mittel 97 €/kW (Tabelle 2).

Tabelle 2: Mittlere Investitionsnebenkosten

	Kosten	Anteil
Fundament	67 €/kW	18 %
Netzanbindung	73 €/kW	20 %
Erschließung	41 €/kW	11 %
Planung	95 €/kW	25 %
Sonstiges	97 €/kW	26 %
Gesamt	374 €/kW	100 %

Ein Vergleich der spezifischen Investitionsnebenkosten mit früheren Analysen weist seit 2010 eine leichte Kostensenkung auf, die ggf. auf die Entwicklung

immer größerer WEA zurückzuführen ist (vgl. Kapitel 6.3). Planungskosten und Sonstige Kosten weisen als größte Kostenblöcke unter den Betriebskosten eine große Bandbreite auf, zeigen aber keine klare Tendenz in Bezug auf Kostensenkungen. Eher stagnierende oder auch leicht steigende absolute Kosten insbesondere bei den konventionellen Technologien wie Fundament, Erschließung und Netzanbindung führen bei immer größeren, leistungsstärkeren WEA zu einem leichten Sinken der spezifischen Investitionsnebenkosten in €/kW. Bei den Investitionsnebenkosten handelt es sich um eine stark standortabhängige Kostengruppe. Dies wird insbesondere aufgrund der großen Standardabweichung der erhobenen Daten von 39,6 % deutlich. Aufgrund des Anteils der Investitionsnebenkosten von lediglich 22 % bis 27 % bezogen an den Gesamtinvestitionskosten hat diese Kostengruppe nur begrenzte Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten (vgl. Kapitel 9.2).

Betriebskosten

Die Betriebskosten beinhalten Kosten für Wartung und Reparatur, Pacht, kaufmännische und technische Betriebsführung, Versicherung, sowie Rücklagen und sonstige Kosten. In Tabelle 3 sind die Kosten für die verschiedenen Kostengruppen sowie der jeweilige Anteil an den mittleren Betriebskosten für die Jahre 1 - 10 und die Jahre 11 – 20 aufgeführt.

Tabelle 3: Mittlere Betriebskosten

	Jahr 1 - 10		Jahr 11 - 20	
	Kosten	Anteil	Kosten	Anteil
Wartung & Reparatur	1,05 ct/kWh	44 %	1,47 ct/kWh	55 %
Pachtzahlungen	0,53 ct/kWh	22 %	0,51 ct/kWh	19 %
Kaufmännische und technische Betriebsführung	0,41 ct/kWh	17 %	0,36 ct/kWh	13 %
Versicherungskosten	0,12 ct/kWh	5 %	0,07 ct/kWh	3 %
Rücklagen	0,10 ct/kWh	4 %	0,14 ct/kWh	5 %
Sonstige Betriebskosten	0,20 ct/kWh	8 %	0,13 ct/kWh	5 %
gesamt	2,41 ct/kWh	100 %	2,68 ct/kWh	100 %

Wesentliche Betriebskosten fallen für Wartung und Reparatur sowie Pachtzahlungen, aber auch technische und kaufmännische Betriebsführung an. Erfahrungsgemäß steigen die Kosten für Wartung und Reparatur in der zweiten Dekade der Anlagenlebensdauer von etwas über 1 ct/kWh auf 1,47 ct/kWh und machen damit den mit Abstand größten Betriebskostenanteil aus. Pachten weisen mit 0,51 ct/kWh den zweitgrößten Kostenfaktor unter den

Betriebskosten auf. Auch bei den Betriebskosten handelt es sich um eine stark standortabhängige Kostengruppe. Die Standardabweichung der erhobenen Daten beträgt in der ersten Dekade 24,9 %. In der zweiten Dekade unterliegen die erhobenen Daten einer erhöhten Unsicherheit. Die Standardabweichung in der zweiten Dekade beträgt daher 34,0 %. Vergleicht man die Betriebskosten mit den Ergebnissen der Stromgestehungskosten aus dieser Studie, so liegt ihr Anteil je nach Standortqualität zwischen 24 % und 38,5 %.

Stromgestehungskosten

In Abbildung 1 sind die mittleren Stromgestehungskosten über der Standortqualität dargestellt. Die mittleren Stromgestehungskosten an sehr windschwachen Standorten mit einer Qualität von nur 60 % des Referenzertrages (vgl. Kapitel 2) weisen Werte von 110,7 €/MWh auf. Mit steigender Standortqualität sinken die mittleren Kosten je MWh erzeugten Stroms. An einem 80 %-Standort betragen die mittleren Stromgestehungskosten demnach 90,0 €/MWh, an einem 100 %-Standort 77,4 €/MWh. In sehr windhöffigen Regionen sinken die mittleren Stromgestehungskosten auf 70,0 €/MWh an einem 120 %-Standort und auf 62,5 €/MWh an einem 150 %-Standort.

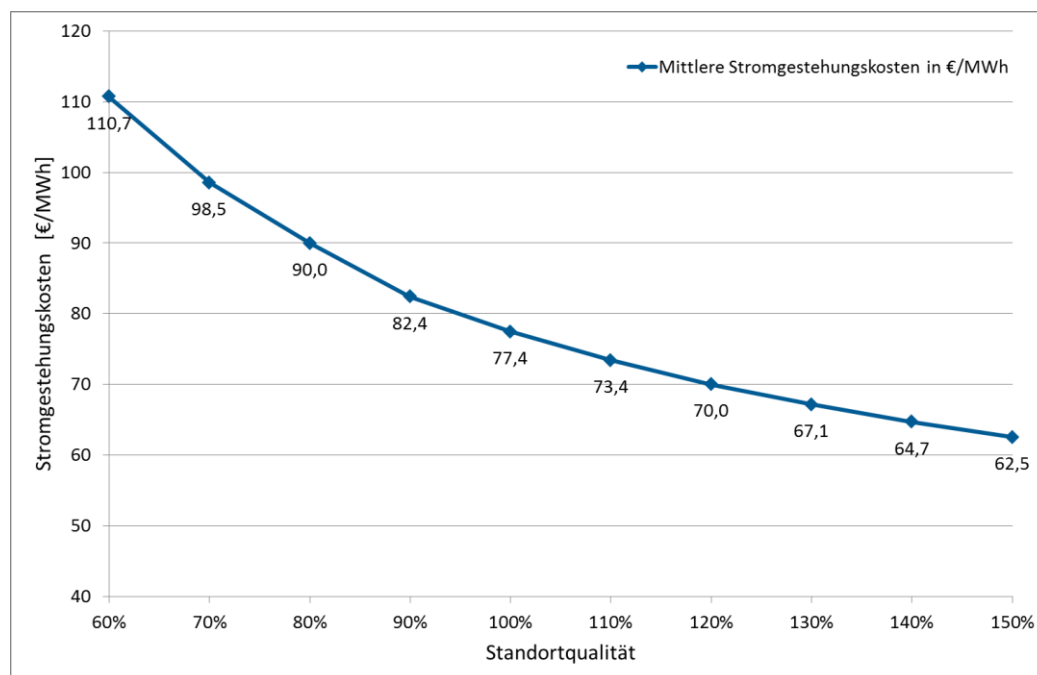


Abbildung 1: Mittlere Stromgestehungskosten der Windenergienutzung an Land

Aufgrund der unterschiedlichen Standardabweichungen in den verschiedenen Kostengruppen: Hauptinvestitionskosten, Investitionsnebenkosten und Betriebskosten, wurde die Standardunsicherheit der StrGK ermittelt. Sie liegt

zwischen 12 % an den Schwachwindstandorten und 15 % an windhöffigen Standorten.

Die Ergebnisse der mittleren Stromgestehungskosten verdeutlichen, dass insbesondere an 60 %-Standorten ein wirtschaftlicher Betrieb selbst unter Berücksichtigung von SDL- und Repowering-Bonus heute nur sehr begrenzt möglich ist. Dies zeigt, dass bei entsprechender Standortqualität entweder die angenommenen Renditeerwartung an Schwachwindstandorten von 8,75 % deutlich niedriger ist, oder verschiedene Kostengruppen bei den realisierten Projekten niedrigere Werte aufweisen als die ermittelten mittleren Werte. Weiterhin kann es möglich sein, dass im Planungsprozess deutlich höhere Energieerträge prognostiziert wurden, so dass zu Projektbeginn nicht von derart schwachen Standortqualitäten ausgegangen wird, mit entsprechenden wirtschaftlichen Folgen für die Windenergieprojekte.

Basis der Berechnung der Stromgestehungskosten ist die Kapitalwertmethode. Als Eingangsparameter wurden die Ergebnisse der Befragung genutzt. Die Anlagentechnologie, die der Berechnung zu Grunde liegt, wurde hinsichtlich Rotordurchmesser und Nabenhöhe aus den im Jahr 2012 tatsächlich errichteten WEA bestimmt. Hierbei wurde die Anlagenkonfiguration für drei Standortqualitätsbereiche unterschiedlich ausgelegt, so dass die zunehmend standortspezifische Auslegung von WEA bei der Berechnung der Stromgestehungskosten berücksichtigt werden konnte. Die Finanzierungsstruktur definiert sich durch einen mittleren Fremdkapitalanteil von 78 % mit einem Fremdkapitalzins von 3,8 %. Die Tilgung des Fremdkapitals findet in den ersten 15 Jahren der Anlagenlaufzeit statt. Der mittlere Eigenkapitalanteil beträgt 22 %. Die Eigenkapitalrentabilität ist dabei von der Standortqualität abhängig, damit ein Anreiz zur Bebauung windhöffiger Standorte existiert und wächst in 10 %-Schritten der Standortqualität um jeweils 0,25 %. Somit bewegt sich die Eigenkapitalrentabilität zwischen 8,75 % für 60 %-Standorte und 11 % für 150 %-Standorte. Die Berechnung der mittleren Stromgestehungskosten erfolgt über eine Betriebszeit von 20 Jahren (Lebensdauer der WEA). Die dieser Berechnung zu Grunde liegenden Annahmen wurden auf Basis langjähriger Erfahrungen und intensiver Diskussionen mit Herstellern, Betreibern aber vor allem Banken entsprechend dem Durchschnitt realer Zahlen aus bestehenden und geplanten Projekten festgelegt.

Sensitivitätsanalyse

Bei den in Abbildung 1 dargestellten Ergebnissen handelt es sich um mittlere Stromgestehungskosten auf Basis der vorgenommenen Datenerhebung, von

denen im Einzelfall durchaus Abweichungen vorkommen können. Um die Auswirkungen der Änderung einzelner Eingangsparameter beurteilen zu können, wurde im Rahmen dieser Untersuchung eine Sensitivitätsanalyse vorgenommen. Hierbei wurden die Hauptinvestitionskosten, die Investitionsnebenkosten sowie die Betriebskosten um jeweils $\pm 10\%$ variiert. Der Fremdkapitalzinssatz wurde zum einen auf $3,0\%$ abgesenkt und zum anderen auf $5,0\%$ angehoben. Die geplante Eigenkapitalrentabilität wurde wiederum um $\pm 10\%$ variiert. Darüber hinaus wurde die geplante Eigenkapitalrentabilität über alle Standortqualitäten auf $8,75\%$ konstant gehalten. Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse sind in Tabelle 1-4 zusammengefasst.

Tabelle 4: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse

Variante	Änderung		Mittlere Auswirkung auf StGK über alle Standortqualitäten	
	-10%	+10%	-4,8%	+4,8%
Hauptinvestitionskosten	-10%	+10%	-4,8%	+4,8%
Nebeninvestitionskosten	-10%	+10%	-1,4%	+1,4%
Betriebskosten	-10%	+10%	-3,9%	+3,9%
Fremdkapitalzinssatz	3%*	5%*	-2,6%	+4,1%
Eigenkapitalrentabilität	-10%	+10%	-1,6%	+1,6%
Eigenkapitalrentabilität (Anreiz zur Bebauung windhöflicher Standorte)	Aufhebung des Anreizes 8,75% EKR an allen Standorten		-1,7%	
*Änderung des FKZ auf 3% bzw. 5% (Ausgangswert 3,8%)				

Die Variation der Hauptinvestitionskosten, der Betriebskosten sowie des Fremdkapitalzinssatzes haben demnach die größten Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten.

Eine Erhöhung bzw. Senkung der Hauptinvestitionskosten um 10% führt zu einer durchschnittlichen Erhöhung bzw. Senkung der Stromgestehungskosten um $4,8\%$. Die Variation der Investitionsnebenkosten ebenfalls um $\pm 10\%$ führt hingegen zu einer durchschnittlichen Erhöhung bzw. Reduzierung der Stromgestehungskosten um lediglich $1,4\%$. Die Änderung der Betriebskosten um 10% hat wiederum relativ große Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten von im Mittel etwa $3,9\%$.

Eine Steigerung des Fremdkapitalzinses auf $5,0\%$ führt zu einer durchschnittlichen Erhöhung der Stromgestehungskosten um $4,1\%$. Eine Variation der Eigenkapitalrentabilität von $\pm 10\%$ hat hingegen eine deutlich geringere Auswirkung auf die Stromgestehungskosten von lediglich $1,6\%$. Verzichtet man auf den Anreiz zur Bebauung windhöflicher Standorte und hält die Eigenkapitalrentabilität für alle Standortqualitäten mit $8,75\%$ konstant, so

würde dies zu einer Senkung der Stromgestehungskosten von im Mittel 1,7 % führen.

Bei den Auswirkungen der dargestellten Variationen auf die Stromgestehungskosten handelt es sich um mittlere Werte über alle betrachteten Standortqualitäten. Es hat sich aber gezeigt, dass sich zum Teil unterschiedlich starke Auswirkungen auf windschwache bzw. windstarke Standorte ergeben (vgl. Kapitel 9). Insbesondere die Variation der Hauptinvestitionskosten, der Betriebskosten sowie des Fremdkapitalzinses weisen eine starke Abhängigkeit der Stromerzeugungskosten zur Standortqualität auf. Eine Variation der Hauptinvestitionskosten um 10 % führt an windschwachen Standorten (60 %-Standort) zu einer Änderung der Stromgestehungskosten um ca. 6 %, bei sehr windhöffigen Standorten (150 %-Standort) zu einer Änderung um lediglich 4 % (vgl. Kapitel 9.1). Eine ähnliche Abhängigkeit weist die Änderung des Fremdkapitalzinses auf 5,0 % auf. Diese führt an windschwachen Standorten (60 %-Standort) zu einer Erhöhung der Stromgestehungskosten um 5,0 %, an windhöffigen Standorten (150 %-Standort) lediglich zu einer Erhöhung um 3,4 % (vgl. Kapitel 9.4). Der Einfluss einer Variation der Betriebskosten um 10 % hat hingegen einen umgekehrten Effekt: Während bei windschwachen Standorten diese Variation zu einer Änderung der Stromgestehungskosten um nur 2,9% (60 %-Standort) führt, sind die Auswirkungen an windstarken Standorten (150 %-Standort) mit 4,7 % deutlich größer (vgl. Kapitel 9.3).

Aus der Sensitivitätsanalyse wird deutlich, dass etwa aufgrund standortspezifisch geringen Investitionsnebenkosten etwa bei Fundamenten und Netzanbindung kombiniert mit geringen Betriebskosten sowie sehr geringen Anforderungen an die Eigenkapitalverzinsung auch an Standorten mit niedrigem Windpotenzial WEA wirtschaftlich betrieben werden können.

Vergleich der mittleren Stromgestehungskosten

Bei einem Vergleich der mittleren Stromgestehungskosten der vorliegenden Untersuchung mit den mittleren Stromgestehungskosten einer Untersuchung aus dem Jahr 2010 [Rehfeldt et al. 2011] wird deutlich, dass bei inflationsbereinigter Betrachtung an windschwächeren Standorten mit Standortqualitäten zwischen 60 % und 90 % eine durchschnittliche Kostenreduktion von 11 % erreicht werden konnte. Der Grund hierfür liegt neben den derzeit historisch niedrigen Fremdkapitalzinsen in der Entwicklung sogenannter Schwachwindanlagen, die eine relativ große Rotorkreisfläche bezogen auf die Anlagenleistung aufweisen und über große Nabenhöhen verfügen.

Auch an sehr windhöffigen Standorten konnte bei inflationsbereinigter Betrachtung eine Reduktion der mittleren Stromgestehungskosten um ca. 5,2 % gegenüber der Situation im Jahr 2010 festgestellt werden. Der wesentliche Grund der Kostendegression an diesen Standorten liegt in den historisch niedrigen Fremdkapitalzinssätzen. Seit der letzten Untersuchung der Kostensituation der Windenergienutzung an Land im Jahr 2010 sind insbesondere die Kapitalkosten aufgrund des historisch niedrigen Leitzinses gesunken, die zu einer Reduktion der Stromgestehungskosten von durchschnittlich 4 % geführt haben. Dass die Fremdkapitalzinssätze hierbei starken Schwankungen unterliegen, wird in Kapitel 8.4.3 dargestellt. Der Zinssatz der für Windenergieprojekte genutzten Programme der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) mit 10 jähriger Laufzeit lag beispielsweise 2009 bei 5,8 %, während Ende 2012 ein Tiefstand von 2,0 % erreicht wurde. Derzeit steigt dieser Zinssatz wieder an und liegt mittlerweile bei über 3,0 %¹.

Schwankungen und insbesondere Steigerungen bei den Fremdkapitalkosten müssen zukünftig durch Kostensenkungspotenziale in anderen Bereichen kompensiert werden. Dies wird sowohl im Bereich der weiteren Optimierung der WEA als auch insbesondere bei den spezifischen Betriebskosten und Investitionsnebenkosten erfolgen müssen. Ein großes Kostensenkungspotenzial ist im Bereich der standortspezifischen Anlagenauslegung an windstärkeren Standorten zu erkennen. Die zuvor erwähnte standortspezifische Auslegung von WEA an windschwachen Standorten findet an windhöffigeren Standorten hingegen bisher keine Anwendung, da die Typenzertifizierung eine Errichtung der sogenannten Schwachwindanlagen an sehr windstarken Standorten bisher ausgeschlossen hat. Darüber hinaus stehen dieser standortspezifischen Auslegung auch viele administrative Hemmnisse entgegen. So ist die Bereitschaft der Behörden WEA mit großen Gesamthöhen zu genehmigen insbesondere in den nördlichen Bundesländern sehr begrenzt. Lagen die durchschnittlichen Gesamthöhen der im ersten Halbjahr 2013 errichteten WEA in den südlichen Bundesländern Rheinland-Pfalz, Hessen und Bayern zwischen 180 m und 200 m, so weisen die durchschnittlichen Gesamthöhen in den Bundesländern Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Nordrhein-Westfalen nur Werte zwischen 120 m und 160 m auf (vgl. Kapitel 10). Wenn es zukünftig gelingen würde auch an windhöffigeren Standorten entsprechende Anlagenauslegungen umzusetzen, könnten auch in diesen Regionen weitere Kostensenkungspotenziale entstehen.

¹ Stand September 2013

Abkürzungsverzeichnis

BWE	Bundesverband Windenergie e.V.
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EKR	Eigenkapitalrentabilität
FKZ	Fremdkapitalzinssatz
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
StGK	Stromgestehungskosten
VDMA	Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V.
WEA	Windenergieanlagen

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Mittlere Stromgestehungskosten der Windenergienutzung an Land.....	4
--------------	--	---

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Mittlere Hauptinvestitionskosten.....	2
Tabelle 2:	Mittlere Investitionsnebenkosten	2
Tabelle 3:	Mittlere Betriebskosten.....	3

Literaturverzeichnis

[Rehfeldt et al. 2011]	Rehfeldt, K.; Wallasch, A.; Wallasch, J.: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG – Vorhaben I/II Windenergie (2011)
------------------------	---



Bearbeitung:

Dr.-Ing. Knud Rehfeldt

Anna-Kathrin Wallasch

Silke Lüers

Berichtsnummer: SP13008A0 (aus SP13007A1)

Deutsche WindGuard GmbH

Oldenburger Straße 65

26316 Varel

Varel, November 2013