
Wie wird sich die Windenergietechnik in Deutschland weiterentwickeln?

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

IMPULSE

Agora
Energiewende



Wie wird sich die Windenergietechnik in Deutschland weiterentwickeln?

IMPRESSUM

Impulse

Wie wird sich die Windenergietechnik in Deutschland weiterentwickeln?
Dokumentation der Diskussion zur Kurzstudie „Entwicklung der Windenergie in Deutschland“ am 5. Juli 2013

im Auftrag von

Agora Energiewende
Rosenstraße 2 | 10178 Berlin
Projektleitung: Daniel Fürstenwerth
daniel.fuerstenwerth@agora-energiewende.de
Redaktion: Christoph Podewils

Autor

Dr. Carsten Pape
Fraunhofer IWES
Königstor 59
34119 Kassel

021/06-I-2013/DE

Titelbild: Eigene Darstellung

Veröffentlichung: September 2013

Inhalt

1.	Ergebnisse der Diskussion	5
1.1	Aktuelle Trends der Auslegung von Windenergieanlagen	5
1.1.1	Gründe für regionale Unterschiede in der Nabenhöhe und Anlagenauslegung	5
1.1.2	Aktuelle Trends der rotorspezifischen Nennleistung	5
1.2	Bezeichnung der unterschiedlichen Anlagentypen	6
1.3	Was bedeutet systemorientiert?	7
1.4	Ausblick zur zukünftigen Anlagenentwicklung	7
1.4.1	Generelles Feedback zu den Annahmen	7
1.4.2	Zukünftige Entwicklung der Nabenhöhe	8
1.4.3	Zukünftige Entwicklung der Nennleistung	9
1.4.4	Zukünftige Entwicklung des Rotordurchmessers	9
1.4.5	Entwicklung der rotorspezifischen Nennleistung	9
1.5	Bedeutung der Bemessungsgröße „Volllaststunden“	10
1.6	Welche Volllaststunden sind bei zukünftigen Windenergieanlagen zu erwarten?	10
1.7	Kosten bei systemoptimierter Auslegung	11
1.8	Ausgleichseffekte durch eine gleichmäßigere Verteilung der Anlagen	12
1.9	Politische Rahmenbedingungen zur systemoptimierten Auslegung	12
1.10	Akzeptanz und planungs- bzw. genehmigungsrechtliche Hemmnisse	13
1.11	Ausbaugeschwindigkeit der Windenergie	14
2.	Executive Summary (in English)	15

Vorwort

Die Erzeugung von Strom aus Windenergieanlagen wird in den nächsten Jahrzehnten das Stromsystem in Deutschland prägen. Um die sich daraus ergebenden Herausforderungen besser einschätzen zu können gilt es, aktuelle Trends zu erkennen, Auswirkungen unterschiedlicher Auslegungen von Windenergieanlagen zu verstehen und mögliche zukünftige Entwicklungen abzuschätzen. Die Agora Energiewende hat daher das Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES) beauftragt, aktuelle Erkenntnisse zusammenzufassen und Prognosen über die mögliche zukünftige technische Entwicklung von Windanlagen bis 2023 und 2033 zu erstellen. Die Ergebnisse wurden im Juni 2013 als Kurzstudie veröffentlicht und am 05. Juli 2013 in einem Fachgespräch mit etwa 60 Experten in Berlin diskutiert.

In diesem Dokument sollen Reaktionen und Diskussionen zusammengefasst werden, um Transparenz zu schaffen über Bereiche, in denen weitgehender Konsens herrscht, sowie solche in denen Einschätzungen von Experten sich unterscheiden. Berücksichtigt wurden dafür die Diskussionen im Rahmen des Fachgesprächs sowie weitere Reaktionen und Kommentare von Experten.

1. Ergebnisse der Diskussion

1.1 Aktuelle Trends der Auslegung von Windenergieanlagen

Der in der Kurzstudie beschriebene historische Trend hin zu größeren Nennleistungen, Rotordurchmessern und Nabenhöhen wurde in den Diskussionen bestätigt. Eine Analyse der Deutschen WindGuard kommt zu weitgehend identischen durchschnittlichen Werten im Jahr 2012: die mittlere Nennleistung betrug 2,42 MW, der Rotordurchmesser 88,4 m und die durchschnittliche Nabenhöhe 109,8 m¹. In den Kommentaren wurde betont, dass sich insbesondere die Nabenhöhen je nach Bundesland stark unterscheiden. So sei die durchschnittliche Nabenhöhe der in den Bundesländern Rheinland Pfalz, Bayern und Baden-Württemberg errichteten Anlagen 131 m, der durchschnittliche Rotordurchmesser 103 m. In Schleswig-Holstein hingegen sei die durchschnittliche Nabenhöhe lediglich 81,7 m.

1.1.1 Gründe für regionale Unterschiede in der Nabenhöhe und Anlagenauslegung

Die Gründe für diese starke geographische Differenzierung wurden unterschiedlich bewertet: Zum einen wurde auf technisch/ökonomische Ursachen verwiesen: Weil im Norden die Rauigkeit der Oberfläche geringer ist, seien dort die Mehrkosten für höhere Türme nicht gerechtfertigt, da der Mehrertrag bei einem höheren Turm nur gering sei. Andere Diskutanten sehen die starke Differenzierung der Nabenhöhen in den Bundesländern überwiegend durch planungsrechtliche Beschränkungen bedingt: Während es zum Beispiel in Rheinland-Pfalz die Regelungen und die Akzeptanz der Bevölkerung ermöglicht haben, Anlagen mit

bis zu 140 m Nabenhöhe zu bauen, führten frühere andere Regelungen bzw. ein noch regional/ lokal vorhandener Konsens zum Beispiel in Schleswig Holstein zu weit geringeren durchschnittlichen Nabenhöhen – entsprechend seien ohne diese Regelungen auch in Schleswig Holstein höhere Anlagen zu erwarten.

1.1.2 Aktuelle Trends der rotorspezifischen Nennleistung

Weitgehender Konsens bestand dahingehend, dass Anlagen mit geringer rotorspezifischer Nennleistung bereits heute „Stand der Technik“ sind.

Kein klarer Konsens hat sich jedoch gezeigt bezüglich der Frage, wie stark sich bereits ein Trend zum Bau von Windenergieanlagen mit einer geringeren rotorspezifischen Nennleistung in Deutschland abzeichnet.

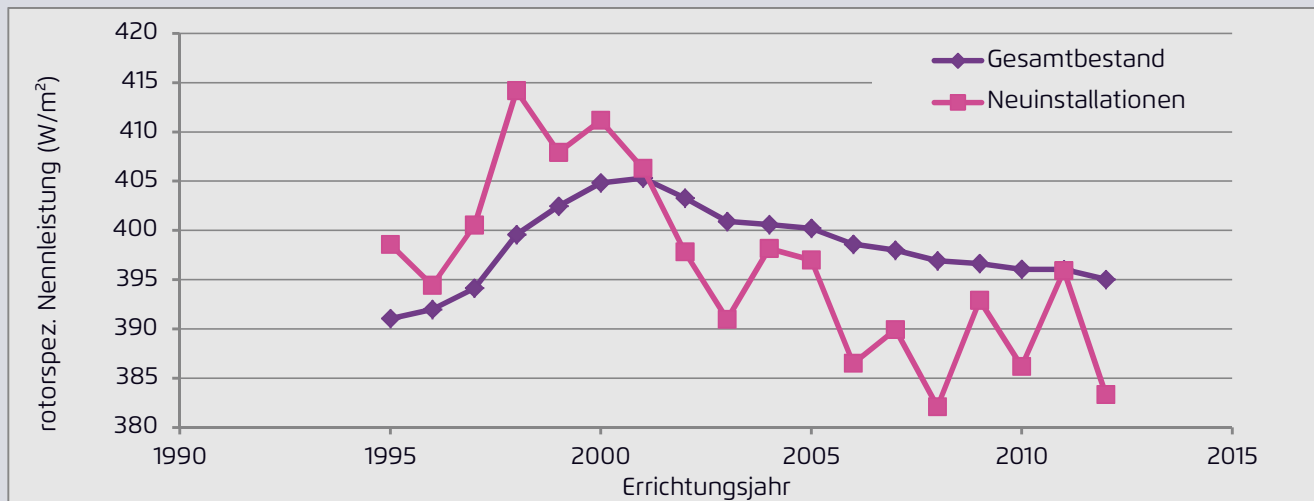
Einerseits wurde argumentiert, dass die rotorspezifische Nennleistung bei Betrachtung des Durchschnitts aller zu gebauten Anlagen in den letzten 20 Jahren weitgehend konstant geblieben ist, hier also bislang kein klarer Trend festzustellen ist. Die Betreiber-Datenbasis² umfasst die Kenndaten fast aller der ca. 23.300 in Deutschland aktuell betriebenen Windenergieanlagen. Eine Auswertung dieser Daten in Bezug auf die rotorspezifische Nennleistung ist in **Abbildung 1** dargestellt (darin enthalten sind lediglich bereits errichtete Windkraftanlagen, nicht aber Anlagen, die in der letzten Zeit verkauft aber noch nicht in Betrieb genommen wurden). Dieser gleichbleibende Wert wurde mit der Sichtweise der Investoren begründet, für die eine geringere rotorspezifische Nennleistung zu einem geringeren Ertrag führen würde und welche für jede produzierte Kilowattstunde die gleiche Vergütung erhalten – ohne für die höheren Netzausbaukosten aufkommen zu müssen, die durch hohe rotorspezifische

1 A.-K. Wallasch, M. Ekkert, K. Rehfeldt (2013): Status des Windenergieausbaus in Deutschland – Zusätzliche Daten und Auswertungen für das Jahr 2012. http://www.windguard.de/fileadmin/media/pdfs/UEber_Uns/Statistik_Ausbau_Windenergie/Gesamtjahr_2012/Windenergieausbau_in_Deutschland_2012-12-31_Zusaetzliche_Daten.pdf

2 Betreiberdatenbasis: <http://www.btrdb.de>

Entwicklung der rotorspezifischen Nennleistung 1995-2012

Abbildung 1



Quelle: FhG IWES; Datengrundlage: Betreiber-Datenbasis

Nennleistungen verursacht würden. Darüber hinaus wurde auf den großen Anteil in Norddeutschland errichteter Leistung (Zubau und Repowering) verwiesen, der die Durchschnittsbetrachtung auch der letzten Jahre dominiert.

Andererseits wurde argumentiert, dass ein Trend hin zu einer geringeren rotorspezifischen Nennleistung sich bereits heute abzeichnet. Dies wurde argumentiert anhand einer Analyse der Auslegungen von kürzlich an den Markt gebrachten Anlagen. Bei diesen Anlagen sei in den letzten Jahren ein ausgeprägter Trend hin zu geringeren rotorspezifischen Nennleistungen zu erkennen, der sich v.a. bei Anlagen in windschwächeren Gebieten bemerkbar macht. Eine recht deutliche Nord-Süd-Differenzierung sei bisher zu registrieren. Erst seit kurzem lasse sich auch in windstärkeren Gebieten im Norden Deutschlands ein beginnender Trend in Richtung einer geringeren rotorspezifischen Nennleistung feststellen. Nach Aussagen von Projektierern sei dies in konkreten Fällen der Tatsache geschuldet, dass Betreiber wegen dem verzögerten Netzausbau auf Verteilnetzebene zusätzliche eigene Investitionen in den Netzanschluss

(Transformator; Netzanschluss nächsthöhere Netzebene) tätigen und somit eine Systemsicht in die Anlageninvestition einbezogen wird.

1.2 Bezeichnung der unterschiedlichen Anlagentypen

In der Kurzstudie wurde vereinfachend unterschieden zwischen „Schwachwindanlagen“ (Windenergieanlagen mit großer Rotorfläche in Relation zur Nennleistung und hoher Nabenhöhe) und „Starkwindanlagen“ (mit eher geringer Nabenhöhe und großer rotorspezifischer Nennleistung). Es wurde angemerkt, dass diese Unterscheidung zu stark vereinfachend sei, da die Begriffe sich ausschließlich auf die Windklasse der Anlagen beziehen. Es wurde vorgeschlagen, eher die Begriffe „systemorientierte Auslegung“ und „herkömmliche Auslegung“ zu verwenden, um die unterschiedlichen Typen in Bezug auf die rotorspezifische Nennleistung sowie die Nabenhöhe zu klassifizieren. Zwar gäbe es aktuell dahingehend einen Zusammenhang der Auslegung der Anlagen und der Windklasse, dass die systemorientiert

ausgelegten Anlagen eher für eine geringere Windklasse zertifiziert sind. Es gäbe jedoch auch heute bereits Beispiele für Anlagen mit systemorientierter Auslegung, die für sehr windstarke Standorte mit IEC-Windklasse IIB bis 8,5 m/s mittlere Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe ausgelegt sind. Generell sind systemorientiert ausgelegte Anlagen auch für höhere Windklassen möglich.

1.3 Was bedeutet systemorientiert?

Die Bezeichnung „systemorientiert“ wurde in der Diskussion vorgeschlagen um auszudrücken, dass eine auf eine hohe Auslastung der Anlagen orientierte Auslegung zahlreiche Vorteile für das Gesamtsystem bietet. Diese Vorteile wurden in einer Vielzahl von Beiträgen herausgestellt und in **Abbildung 2** durch einen Kommentator besonders deutlich veranschaulicht. In einem Stromversorgungssystem mit hohen Anteilen Erneuerbarer Energien und insbesondere bei hohen Anteilen Windenergie kämen diese Vorteile besonders zum Tragen.

Die Leistungsspitzen, die bei einer konventionell ausgelegten Anlage auftreten, fallen, bezogen auf die erzeugte Energiemenge, deutlich geringer aus. Gleichzeitig stellt sich die Nennleistung über einen längeren Zeitraum ein, was sich durch ein Plateau bei Nennleistung in der Jahresdauerlinie widerspiegelt. Die bei einer konventionellen Anlage auftretenden Leistungsspitzen würden in einem Energieversorgungssystem mit sehr hoher installierter Windleistung häufig zu Abregelungen führen oder es müssten zusätzliche Flexibilität, z.B. in Form von Speichern oder Lastsenken, im System geschaffen werden, um diese Leistungen aufzunehmen. Hierfür müssten zudem die Verteiler- und Übertragungsnetze ausgebaut werden, die jedoch nur einer geringen Auslastung betrieben würden. Durch eine systemorientierte Auslegung nehmen die Spitzen deutlich ab, wodurch in Starkwindsituationen weniger Volatilität im System ist.

Durch die Rückwirkungen der Windeinspeisung auf den Börsenstrompreis seien zu Starkwindzeiten tendenziell niedrigere Preise zu beobachten. Die durchschnittliche Wertigkeit des erzeugten Stroms wäre daher bei einer system-

orientierten Windenergieanlage höher, da ein geringerer Anteil der jährlichen Stromerzeugung zu Starkwindzeiten erfolgt. Durch den steileren Anstieg der Leistungskennlinie zwischen Anlaufgeschwindigkeit und Erreichen der Nennleistung, erfolgt ein größerer Anteil der Windstrom-einspeisung zu Zeiten in denen das Windangebot gering bis moderat ist. Durch die höheren Nabenhöhen wird ebenfalls die Einspeisung vergleichmäßigt, da die durchschnittliche Windgeschwindigkeit in größeren Höhen meist zunimmt.

1.4 Ausblick zur zukünftigen Anlagenentwicklung

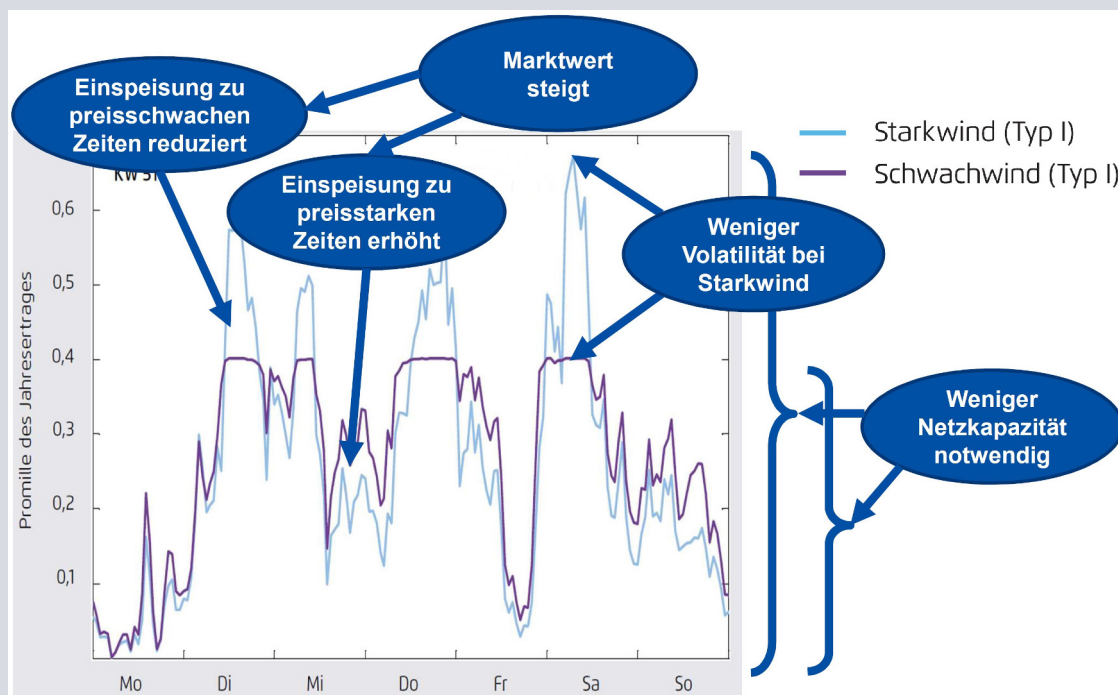
1.4.1 Generelles Feedback zu den Annahmen

Die in der Studie angenommenen Entwicklungen in Bezug auf Anlagenleistung, Nabenhöhe und rotorspezifische Generatorleistung wurden in der Diskussion von der Tendenz her bestätigt, jedoch oftmals als eher zu konservativ eingeschätzt. Mehrere Diskutanten nehmen an, dass die Entwicklung schneller erfolgen wird, als in der Studie angenommen wurde.

Konsens besteht darin, dass es keine rein technischen Restriktionen gibt, die gegen die Entwicklung und den Bau der prognostizierten Anlagen sprechen: Anlagen in ähnlicher Konfiguration sind heute bereits verfügbar und die erforderlichen Weiterentwicklungen sind technisch möglich und absehbar. Betont wurde jedoch eine Vielzahl von weiteren Einflussfaktoren, die bestimmen, welche Anlagentypen in Zukunft errichtet werden. Besonders hervorgehoben wurden dabei die Aspekte Akzeptanz (z.B. wegen der nächtlichen Befeuerung von Windkraftanlagen ab einer bestimmten Anlagenhöhe), planungs- oder genehmigungsrechtliche Beschränkungen oder restriktive Empfehlungen (wie z.B. in Windkraft-Erlassen der einzelnen Bundesländer), regulatorische Rahmenbedingungen und die Kosten. Auf diese wird im Folgenden ebenfalls eingegangen.

Systemeffekte bei unterschiedlicher Auslegung von Windenergieanlagen

Abbildung 2



Quelle: FhG IWES ergänzt durch R. Bischof, RWE Innogy

1.4.2 Zukünftige Entwicklung der Nabenhöhe

Die Annahmen über die zukünftige durchschnittliche Nabenhöhe wurden intensiv diskutiert. Die generelle Prognose hin zu zukünftig weiter steigenden Nabenhöhen wurde bestätigt. Die in der Kurzstudie getroffenen Annahmen von 110 m (Starkwindanlage) bis 140 m (Schwachwindanlage) in 2023 (bzw. 120 m und 150 m in 2033) wurden von einigen Experten als weit zu konservativ eingeschätzt, von anderen als nur schwer erreichbar bewertet.

Konsens gab es hierbei, dass es technisch eine Reihe von Möglichkeiten gibt, derart hohe Nabenhöhen umzusetzen. Aufgrund des segmentierten Aufbaus der Türme ist die Transportproblematik weniger herausfordernd als bei den Rotorblättern. Konkret wurde über heutige Projekte zur Entwicklung von Türmen mit Höhen von 160 bis 180 m berich-

tet, die in 2 Jahren errichtet werden sollen. In einem Beitrag wurde zudem eine Vielzahl von aktuell in Planung befindlichen Projekten die in 2014 in Betrieb gehen werden erwähnt, die im Durchschnitt bereits die in der Kurzstudie für 2023 angenommene Nabenhöhe (und einen ähnlichen Rotor Durchmesser) haben.

Auf der anderen Seite wurde vor allem die Bedeutung von Höhenbeschränkungen und Abstandsregelungen (z.B. früher durch restriktive Windkraft-Erlasse einzelner Bundesländer) betont. Diese führen schon heute in unterschiedlichen Bundesländern zu sehr unterschiedlichen Nabenhöhen bei zugebauten Anlagen und tragen wesentlich dazu bei, dass zum Beispiel in Rheinland-Pfalz sehr hohe Anlagen gebaut werden, während zum Beispiel in Schleswig-Holstein vorwiegend Anlagen mit relativ geringer Nabenhöhe gebaut werden. Einige Diskussionsbeiträge brachten die Erwartung

zum Ausdruck, dass auch in Zukunft eher restriktive Höhenbeschränkungen zu erwarten seien, insbesondere aus Gründen der lokalen Akzeptanz in der Bevölkerung. In anderen Beiträgen wurde die Erwartung geäußert, dass durch geeignete Maßnahmen (z.B. bei der Befeuern von WKA) die Herausforderungen der Akzeptanz in Zukunft gelöst werden können und dadurch bedingte Begrenzungen nicht überall zutreffend sein werden. Als weitere Beschränkungen für die zukünftige Entwicklung der Nabenhöhe wurden ortspezifische Einschränkungen für Anlagen in der Nähe zu Flughäfen, Radarsystemen etc. genannt – bei derartigen Infrastrukturen bestehen zusätzlich noch Forderungen nach größeren Mindestabständen.

Darüber hinaus stellt das unterschiedliche Höhenprofil des Windes einen weiteren Grund dar, warum in Norddeutschland Windenergieanlagen mit geringerer Nabenhöhe errichtet werden.

1.4.3 Zukünftige Entwicklung der Nennleistung

In der Kurzstudie wurden für das Jahr 2033 mittlere Nennleistungen der in diesem Jahr errichteten Onshore-Windenergieanlagen von 4,5 MW für Starkwindanlagen und 4 MW für Schwachwindanlagen angenommen. Im Jahr 2012 betrug die mittlere Nennleistung der in Deutschland errichteten WEA an Land ca. 2,4 MW. In der Diskussion wurde der angenommene Trend zu höheren Nennleistungen allgemein bestätigt. Es wurde betont, dass eine Abschätzung von zukünftiger maximaler Nennleistung von Windenergieanlagen sehr schwer ist und in der Vergangenheit diesbezüglich die Prognosen häufig korrigiert werden mussten. Es wurde zudem auf die besonderen Herausforderungen verwiesen, die sich aus sehr großen Nennleistungen für Onshore-Anlagen bei systemoptimierter Auslegung ergeben, vorwiegend durch die dadurch erforderliche Dimensionierung von Rotordurchmesser und Nabenhöhe. Im Offshore-Bereich treffen diese Beschränkungen hingegen nicht zu.

1.4.4 Zukünftige Entwicklung des Rotordurchmessers

Die Annahmen zur zukünftigen Entwicklung der Rotordurchmesser wurden vorwiegend im Zuge der rotorspezifischen Nennleistung diskutiert (s.u.). Bezüglich des absoluten zu erwartenden Rotordurchmessers wurde ein Trend zu größeren Maßen bestätigt.

Im Detail wurde einerseits auf eine Vielzahl von Projekten verwiesen, die in den nächsten Jahren in Betrieb gehen werden und bereits Rotordurchmesser von 115 m haben (entsprechend den Annahmen der Kurzstudie für den Durchschnitt von Schwachwindanlagen in 2023). Experten aus dem Bereich der Projektentwicklung haben Schätzungen zu der nächsten Generation von Windanlagen mit 140 m Rotordurchmesser (bei einer Nennleistung von 2,75 MW) quantifiziert.

Auf der anderen Seite wurde auf technische Herausforderungen mit sehr langen Rotorblättern verwiesen. Insbesondere der Transport der Rotorblätter mit Längen von 70 m und mehr könnte zu erheblichen Mehrkosten eines Projekts führen und speziell in bewaldetem Gebiet mit engen Zufahrtswegen ist der Transport heute nur schwer umsetzbar. Zwar seien teilbare Rotorblätter prinzipiell möglich und teilweise auch bereits am Markt verfügbar, jedoch kann auch dies zu Mehrkosten führen und potenzielle Schwachstellen einbringen. In einem Diskussionsbeitrag wurde auf dieses Argument erwidert, dass die Geschichte der bisherigen Entwicklung der Windkraft gezeigt habe, dass für die meisten bisherigen „Größenprobleme“ jeweils Lösungen gefunden und entwickelt wurden.

1.4.5 Entwicklung der rotorspezifischen Nennleistung

In der Diskussion wurde eine zukünftige Entwicklung zu geringeren rotorspezifischen Nennleistungen als sehr wahrscheinlich bewertet. Die in der Kurzstudie genannten Werte für das Jahr 2033 betragen 367 W/m^2 bei Starkwindanlagen und 260 W/m^2 bei Schwachwindanlagen. Einerseits wurden die Entwicklungen von den Teilnehmern der Diskussion ausgeprägter gesehen als in der Studie angenommen.

Für Binnenlandstandorte werden bereits in wenigen Jahren Anlagen gesehen, die eine noch geringere rotorspezifische Nennleistung aufweisen als die Annahmen der Kurzstudie für 2033. Es wurden Erwartungen geäußert, dass sich zukünftige Anlagen, die bereits in wenigen Jahren gebaut werden, durch eine rotorspezifische Nennleistung von $< 180 \text{ W/m}^2$ auszeichnen. Auf der anderen Seite wurde auch bemerkt, dass solche Entwicklungen mit Mehrkosten verbunden seien. Zum Beispiel müssten bei gleichbleibender Nennleistung nicht nur ein größerer Rotor hinzugefügt werden, sondern auch die übrigen Komponenten wie der Turm und das Fundament auf größere Belastungen ausgelegt werden.

Entscheidend für die tatsächliche Entwicklung wird schließlich die Wirtschaftlichkeit unter den zukünftigen rechtlichen Rahmenbedingungen sein. Wie sich diese entwickeln und welche Anreize sich für eine besonders systemorientierte Auslegung hieraus ergeben ist schwierig abzusehen.

Mehrfach wurde die Verwunderung von Experten darüber zum Ausdruck gebracht, dass die systemischen Vorteile von systemoptimierten Windanlagen mit niedrigeren rotorspezifischen Nennleistungen in der Diskussion um die Weiterentwicklung von Vergütungssystemen oder des energiewirtschaftlichen Rechtsrahmens bislang nicht stärker aufgenommen wurden. Die grundlegenden Zusammenhänge seien bereits seit vielen Jahren in Expertenkreisen bekannt.

1.5 Bedeutung der Bemessungsgröße „Volllaststunden“

Es wurde betont, dass die Diskussion um die Höhe von Volllaststunden zwar häufig intensiv geführt werde, letztendlich aber nicht die wesentliche Diskussion ist. Entscheidend seien vielmehr die Stromgestehungskosten bzw. besser noch die Systemkosten (unter Einbeziehung der Kosten für die Integration des EE-Stroms ins Stromversorgungssystem). Eine zu starke Reduktion der Diskussion auf Volllaststunden sei daher wenig zielführend.

Volllaststunden (synonym Vollbenutzungsstunden) bezeichnen die Zeit in Stunden, in der eine Erzeugungseinheit bei Nennleistung die gleiche elektrische Arbeit wie die tatsächliche Jahresenergieproduktion erbringen würde. Sie errechnet sich aus dem Quotient von Jahresenergieproduktion und der Nennleistung. Angaben zu den Volllaststunden geben dadurch einen Hinweis auf die Stetigkeit der Strom einspeisung. Je mehr sich die Volllaststunden den maximal möglichen 8760 Stunden annähern, desto näher liegt die durchschnittliche Leistungsabgabe an der Nennleistung der Anlage.

Hieraus resultieren entsprechend auch höhere Auslastungen der Anschlussleitungen bzw. der Stromnetze. Hohe Volllaststunden stellen jedoch keinen Wert an sich dar, da sich nicht zwangsweise ein ökonomischer Mehrwert hieraus ableiten lässt. Beispielsweise können die Volllaststunden einer Anlage durch eine Reduktion der Generatorleistung bei gleichbleibendem Rotordurchmesser und Nabenhöhe fast beliebig erhöht werden. Da dadurch jedoch der gesamte Ertrag der einzelnen Windanlage reduziert würde, wäre der ökonomische Mehrwert fraglich, bzw. im Einzelfall zu betrachten.

1.6 Welche Volllaststunden sind bei zukünftigen Windenergieanlagen zu erwarten?

In der Diskussion wurde betont, dass die zukünftigen Volllaststunden sich direkt aus den Annahmen zu den zukünftigen Anlagenauslegungen ergeben. Entsprechend herrschte Konsens zu dem Trend zu weit höheren Volllaststunden als bei heutigen Anlagen. Die konkreten in der Studie errechneten Werte wurden ähnlich wie die Nabenhöhen von einigen Experten als weit zu gering eingeschätzt, von anderen als zu hoch bewertet.

Mit Verweis auf eine Vielzahl aktuell in Planung befindlicher Anlagen wurde argumentiert, dass sich die in der Kurzstudie für 2023 prognostizierten Volllaststundenwerte bereits in den nächsten zwei Jahren als Standard bei neu gebauten Anlagen etablieren würden. Als konkrete Erwartungswerte für neue Windenergieanlagen in NRW wurde in einem Diskus-

sionsbeitrag 3.500 Volllaststunden und für Süddeutschland bis zu 3.000 Volllaststunden genannt. Hierzu wurde angemerkt, dass die Qualität von Ertragsprognosen zu berücksichtigen sei – je nach Standort können reale Ertragswerte von den prognostizierten Werten deutlich abweichen.

Auf der anderen Seite wurden die errechneten Volllaststundenwerte hinterfragt mit Verweis auf die zukünftige Anlagenhöhe. Es wurde betont, dass insbesondere in Süddeutschland die erwarteten Volllaststunden nur erreicht werden können, wenn dort entsprechend hohe Anlagen erlaubt seien und langfristig akzeptiert werden.

Bezug nehmend auf historische Einspeisedaten wurde zudem ein genereller Trend zu höheren Volllaststundenwerten infrage gestellt. Es wurde beschrieben, dass die Vollbenutzungsstunden des gesamten Windenergieanlagenbestands in Deutschland in den vergangenen neun Jahren relativ konstant mit Werten zwischen 1.393 und 1.785 Stunden geblieben seien, wobei sich neben interannuellen Unterschieden des Winddargebots kein klarer Trend widerspiegeln. Hierzu wurde angemerkt, dass der Einfluss der neuen Anlagen mit höheren Volllaststunden bislang durch ihre geringe Zahl gegenüber der großen Zahl an Bestandsanlagen der letzten 20 Jahre nur einen sehr geringen Einfluss hat. Weiterhin zeigt die Analyse der rotorspezifischen Nennleistung bis zum Jahr 2012 im Bundesdurchschnitt ebenfalls noch keinerlei Trend hin zu einer eher systemorientierten Auslegung (vgl. Abbildung 1). Zwar wurden in den vergangenen Jahren insbesondere im Binnenland zahlreiche Windparks mit einer eher großen Rotorfläche in Relation zur Generatornennleistung errichtet, die auch entsprechend hohe Vollbenutzungsstunden erzielen. Deren Auswirkungen auf den Bundesdurchschnitt sind jedoch aufgrund des großen Anlagenbestands sehr gering, zumal andernorts Anlagen mit hoher rotorspezifischer Nennleistung errichtet wurden.

Als eine weitere Einflussgröße wurde erwähnt, dass das Winddargebot in den vergangenen Jahren eher gering war. Weiterhin wurde angeführt, dass in den vergangenen Jahren auch vermehrt Anlagen im Binnenland an weniger günstigen Standorten errichtet wurden. Hierzu hat laut einem

Kommentar auch beigetragen, dass der Windindex im Jahr 2011 um 6 % bis 15 % nach unten korrigiert wurde. Auf Basis des vorherigen Index wurde die Windressource oftmals überschätzt und daher Anlagen an vergleichsweise schlechten Standorten errichtet.

Einzig die Entwicklung der letzten Jahre zu immer höheren Nabenhöhen ließe somit eine höhere Auslastung erwarten, während anhand der genannten Einflussgrößen Winddargebot, Entwicklung rotorspezifischer Nennleistung und Erschließung schlechterer Standorte keine Entwicklung zu höheren Volllaststunden zu erwarten sei. Da jedoch der Anlagenbestand im Verlauf von ca. 20 Jahren vollständig durch Neuanlagen ersetzt würde, sei mittelfristig unter der Annahme eines verstärkten Zubaus systemorientierter Anlagen mit einer deutlichen Zunahme der mittleren Volllaststunden zu rechnen.

1.7 Kosten bei systemoptimierter Auslegung

Während eine systemorientierte Auslegung der Windenergieanlagen aus Sicht des Gesamtsystems von allen Diskussionssteilnehmern klar als erstrebenswert identifiziert wurde, herrschte über die Mehrkosten, die eine solche Auslegung bedingen würde, recht große Unsicherheit und es wurden keine konkreten Aussagen gemacht. Hierbei sei klar zu unterscheiden, ob die Kosten bezogen auf die installierte Nennleistung, die erzeugte Energiemenge oder unter Einbeziehung der Integrationskosten, also aus Sicht des Gesamtsystems betrachtet werden. Bezogen auf die Nennleistung steigen die Anlagenkosten, da beispielsweise auf eine bestehende Plattform mit gleichbleibender Nennleistung ein größerer Rotor montiert wird. Aufgrund der höheren Kräfte, die an der Blattwurzel auftreten, müssen weiterhin robustere Lager verbaut werden und es steigen der Flächenbedarf sowie ggf. die Anforderungen an Turm und Fundament. Da durch die Installation des größeren Rotors und somit der Verringerung der rotorspezifischen Nennleistung die Auslastung des Systems steigt, nimmt die erzeugte Strommenge in Relation zur Nennleistung zu. Bei Betrachtung der Stromgestehungskosten ist zu erwarten, dass sich bei einer bestimmten, von der Qualität der Windstandorts abhängigen,

rotorspezifischen Nennleistung ein Kostenminimum einstellt. Eine systemorientiertere Auslegung bedingt somit nicht zwangsweise höhere Stromgestehungskosten. Es wurde angemerkt, dass es für den Anlagenbetreiber bei einer fixen Einspeisevergütung bereits heute ein Anreiz besteht, Anlagen so zu dimensionieren, dass dieses Kostenminimum der spezifischen Stromgestehungskosten (ct/kWh) erreicht wird. Nach Meinung einiger Experten wird sich daher ein Trend zu „systemoptimierten Auslegung“ auch nach heutiger Vergütungslogik bereits soweit von alleine ergeben, bis dass ein Kostenminimum in den Stromgestehungskosten erreicht ist. Dies sei in den neueren Produktentwicklungen der Hersteller bereits deutlich zu sehen. Auf diese Sichtweise wurde erwidert, dass bei den aktuellen Vergütungszahlungen der Fokus für den Investor jedoch weit weniger auf der Minimierung der Systemkosten, sondern auf der Maximierung der Erlöse.

Vielfach wurde betont, dass es bei Einbeziehung der Kosten für die Integration in das Stromversorgungssystem absehbar sei, dass sich das Kostenminimum im Vergleich zu einer reinen Betrachtung der Stromgestehungskosten noch mehr in Richtung hohe Nabenhöhen und geringe rotorspezifische Nennleistung verlagern wird. Dadurch steigen die Volllaststunden der Anlagen und damit die Auslastung der zur Integration erforderlichen Stromnetze, insbesondere die Netze die den Strom von den Windanlagen zu dem „allgemeinen“ Übertragungsnetz in Deutschland transportieren. Entsprechend können diese Stromnetze kleiner dimensioniert werden um die gleiche Energiemenge zu integrieren. Zudem sinken durch die höhere Stetigkeit der Einspeisung die Kosten für Speicher- und Flexibilitäten. Im Verlauf der Diskussion wurde wiederholt betont, dass die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten die entscheidende Bezugsgröße der Anlagenauslegung und somit eine Einbeziehung der Integrationskosten eigentlich erforderlich sei. Eine Optimierung der Auslegung der Anlagen hin zu der Minimierung dieser entscheidenden Gesamtkosten werde jedoch durch das aktuelle Vergütungssystem nicht angereizt.

Im Diskussionsverlauf wurde auch auf die bereits in der Kurzstudie zitierten Publikationen von Herrn Molly/ DE-

WI³⁴ verwiesen, in denen sich der Frage nach der kostenoptimalen Auslegung von Windenergieanlagen angenähert wird.

1.8 Ausgleichseffekte durch eine gleichmäßigere Verteilung der Anlagen

Die Ausgleichseffekte, die sich aus einer gleichmäßigeren Verteilung der Windenergieanlagen ergeben, wurden von den Kommentatoren und während der Diskussion allgemein bestätigt. Es wurde erwähnt, dass eine größere geographische Verteilung neben dem Bau von höheren Anlagen der effektivste Weg sei, die Erzeugung von Windstrom an den Verlauf der Nachfrage nach Strom anzupassen. Zwar könne auf die naturgegeben Windverhältnisse so kein direkter Einfluss genommen werden, durch die zeitliche Verstetigung der gesamten Windstromerzeugung jedoch der zeitlich relativ konstanten Nachfrage nach Strom stärker entsprochen werden als bei einem stark lokal fokussierten Ausbau. Es wurde aber auch bestätigt, dass die Beobachtungen in der Studie, dass durch eine gleichmäßigere Verteilung der Anlagen die Phasen mit sehr geringer Einspeisung, wie sie regelmäßig bei Hochdruckwetterlagen im Winter auftreten, nicht vermieden werden. Für solche Situationen müsse die Versorgungssicherheit durch andere technische Lösungen gewährleistet werden. Weiterhin sollte Deutschland natürlich nicht als Insel betrachtet werden, sondern eingebunden in das europäische Verbundnetz.

1.9 Politische Rahmenbedingungen zur systemoptimierten Auslegung

Es wurde darüber diskutiert, inwiefern das Fördersystem bereits heute einen Anreiz für Errichtung und Betrieb von

-
- 3 J.P. Molly (2011): Rated Power of Wind Turbines: What is the Best? Leistungsinstallation bei Windturbinen: Was ist richtig? DEWI Magazin No. 38, Wilhelmshaven. <http://www.dewi.de/dewi/fileadmin/pdf/publications/Magazin\38/07.pdf>
 - 4 J.P. Molly (2012): Design of Wind Turbines and Storage: A Question of System Optimisation. DEWI Magazin No. 40, Wilhelmshaven. <http://www.dewi.de/dewi/fileadmin/pdf/publications/Magazin\40/04.pdf>

systemorientierten Anlagen setzt.

Vielfach wurde die Meinung geäußert, dass selbst bei einer Optimierung auf Stromgestehungskosten zu erwarten sei, dass die kostengünstigste Auslegung bei einer geringeren rotorspezifischen Nennleistung und höheren Nabenhöhen liegt, als in den vergangenen Jahren durchschnittlich errichtet wurde. Da das Minimum der Stromgestehungskosten an weniger windhöffigen Standorten eher bei hohen Nabenhöhen und geringer rotorspezifischer Nennleistung erwartet wird, sei der Anreiz zu einer systemorientierteren Auslegung der Windenergieanlagen im Binnenland stärker ausgeprägt. In Norddeutschland verhindern z.T. Restriktionen in Bezug auf die Anlagenhöhe zusätzlich eine Entwicklung zu einer systemorientierteren Auslegung. Dort zeigt die Praxis einen weit weniger starken Trend hin zu systemoptimierten Anlagen. Hierzu wurde beschrieben, dass die Minimierung der Stromgestehungskosten nur ein Aspekt in den Überlegungen von Anlagenbetreibern sei – aufgrund der Knappheit von Flächen und einer fixen Vergütung je Kilowattstunde würden Windparks in der Praxis so ausgelegt, dass auf einer gegebenen Fläche eine möglichst große Menge Windstrom produziert würde, um bei den heutigen Vergütungssätzen einen möglichst großen Gewinn zu erwirtschaften. Gleichzeitig lässt sich erst seit kurzem auch in windstärkeren Gebieten (ergo im Norden Deutschlands) ein beginnender Trend in Richtung einer geringeren rotorspezifischen Nennleistung feststellen. Dies ist wohl – nach Aussagen von Projektierern – der Tatsache geschuldet, dass die Betreiber wegen dem verzögerten Netzausbau auf Verteilnetzebene zusätzliche eigene Investitionen in den Netzanschluss (Transformator; Netzanschluss nächsthöhere Netzebene) tätigen und somit eine Systemsicht in die Anlageninvestition einbezogen wird.

Unterschiedliche Einschätzungen gab es bezüglich der Frage, ob das sog. Marktprämienmodell wesentliche Anreize zu dem Bau von stärker systemoptimierten Anlagen gibt. Einerseits wurde betont, dass bereits heute die Möglichkeit besteht, den erzeugten Windstrom im Rahmen der Direktvermarktung (z.B. nach Marktprämienmodell) stärker mit dem Börsenpreis zu verknüpfen und so eine systemorien-

tierte Auslegung der Anlagen gefördert würde. Die Strommengen die in Zeiten von viel Wind produziert würden, würden dann mit sehr geringen Preisen vergütet, die Strommengen in Zeiten von weniger Wind mit höheren Preisen. Es sei daher zu erwarten, dass in der Zukunft eine systemorientierte Auslegung der WEA in der Direktvermarktung Vorteile bietet, da gegenüber einer nicht systemoptimiert ausgelegten Anlage ein größerer Teil der erzeugten Strommenge in Zeiten von wenig Wind eingespeist wird, ein kleinerer Teil in Zeiten von viel Wind. Demgegenüber wurde argumentiert, dass eine Quantifizierung dieses Effekts noch ausstehe, dieser Effekt eher gering eingeschätzt wird und daher weitere Regelungen bzw. Anreize erforderlich sein werden. Schließlich wären nicht einmal im Strompreis alle Systemaspekte (wie z.B. Netzengpässe) integriert, so dass die evtl. Mehrkosten einer systemoptimierten Auslegung (gerade in windstärkeren Regionen) absehbar nicht durch die Differenz zwischen niedrigen und hohen Marktwerten ausgeglichen werden. Die Erwartungen an einen Anreiz aus der Marktprämie für einen geographisch verteilten Zubau von Windanlagen wurden anhand von Beispielen aus der Praxis als sehr gering eingeschätzt. So konnten Anlagen an Standorten mit einer atypischen Einspeisecharakteristik zwar einen wirtschaftlichen Vorteil erzielen, die Höhe von diesem betrug aber maximal wenige Prozent der Vermarktungserlöse. Dieser räumliche Effekt ist daher aktuell weit geringer als der Effekt der unterschiedlichen Windhöffigkeit an unterschiedlichen Standorten. Konsens herrschte bezüglich der Einschätzung, dass hier weiterer Forschungsbedarf bestehe und dass ein stärkerer Fokus auf eine optimierte Auslegung der Windenergieanlagen auf das Gesamtsystem (unter Einbeziehung der Integrationskosten) erstrebenswert sei.

1.10 Akzeptanz und planungs- bzw. genehmigungsrechtliche Hemmnisse

Die Frage der Akzeptanz von Windkraftanlagen war ein sehr häufig angesprochenes Thema. Dabei wurden deutlich unterschiedliche Positionen während des Fachgesprächs diskutiert, ohne dass sich diesbezüglich ein Konsens abzeichnete.

Auf der einen Seite wurde betont, dass sich etwa 95 % der Projekte relativ reibungslos umsetzen ließen, insbesondere wenn bei der Projektentwicklung die Kommunikation (inkl. auf lokaler Ebene) frühzeitig gesucht wird und wenn es politische Unterstützung auf allen Ebenen gibt. Es wurde angeführt, dass bereits mit der gleichen Anzahl Windenergieanlagen ein erheblicher Beitrag zur Deckung des Strombedarfs möglich sei, sofern moderne Anlagen mit einer hohen Auslastung gebaut würden. So könnten beispielsweise mit der bereits vorhandenen Anzahl an Anlagen bei einer Nennleistung von 2,5 MW und einem jährlichen Energieertrag von 10 Millionen Kilowattstunden (= 4.000 VLS) bereits 230 TWh Strom jährlich bereitgestellt werden.

Auf der anderen Seite wurde darauf verwiesen, dass der Widerstand von Anwohnern sich teilweise erst mit der Zeit ausbilden würde, nachdem diese über längere Zeit Erfahrungen mit den verschiedenen Auswirkungen wie Schattenschwurf, Lärm etc. gemacht haben. Auf dieser Basis wurde argumentiert, dass sich die Akzeptanzproblematik zukünftig noch eher verschärfen dürfte. Dieses Argument wurde erwidert mit dem Verweis auf die historische Entwicklung in Schleswig-Holstein und Niedersachsen, welche dieser Auffassung entgegenstünden.

Im Zusammenhang mit der Akzeptanz wurde auch auf planungsrechtliche Hemmnisse verwiesen. Diese meist auf Landes- oder kommunaler Ebene festgelegten Vorgaben regulieren zum Beispiel Abstandsregeln zu Wohnbebauung und Höhenbeschränkungen für Windenergieanlagen. Häufig wurde betont, dass derartige Regelungen einen sehr wesentlichen Einfluss auf die Auslegung der Anlagen haben, da sie neben den Vergütungssystem den Rahmen vorgeben, innerhalb dessen der jeweilige Windpark von einem Investor ausgelegt wird. Es wurde die Vermutung geäußert, dass hier wesentliche Kompetenzen und Entscheidungsbefugnisse auch in Zukunft auf dezentraler Ebene liegen werden und sich diese auch in Zukunft in Abhängigkeit von der lokalen Akzeptanz entwickeln werden.

1.1 Ausbaugeschwindigkeit der Windenergie

Im Rahmen des Fachgesprächs wurde betont, dass sich der Ausbau der Windenergie an Land in Deutschland im Gegensatz zu vielen anderen Ländern durch ein hohes Maß an Kontinuität auszeichnet. Die jährlich zugebaute Leistung lag beispielsweise in den Jahren 2000 bis 2012 zwischen 1,5 und 3,2 GW⁵.⁶ Während es auf der Ebene der Bundesländer zwar erhebliche und teilweise schnelle Änderungen gegeben habe, sei der Ausbau in Summe sehr konstant verlaufen. Dieses gewährleistete sowohl der Industrie als auch der Politik ein hohes Maß an Planungssicherheit.

Im Hinblick auf ehrgeizige Länderziele zum Ausbau der Windenergie wurde auf eine Studie verwiesen, die in Frage stelle ob diese überhaupt realistisch seien, da die Fertigungskapazitäten für Windenergieanlagen nicht ausreichen würden, um diese Ziele zu erreichen. Die Diskussion mit Beiträgen von Anlagenherstellern zeigte, dass solche Analysen ausschließlich für Deutschland nicht sinnvoll seien, da der Markt für Windenergieanlagen in Deutschland nur einen sehr kleinen Teil des Weltmarktes ausmache. Die Knappheit von Fertigungskapazitäten sei kein relevanter Engpass, da eine Ausweitung ohne weiteres möglich sei. Voraussetzung hierfür seien jedoch hinreichend sichere Erwartungen an die Märkte, dass ein Ausbau mit hohen Zubauzahlen langfristig verfolgt werden wird. Vor dem Hintergrund der aktuell stattfindenden Kostendiskussion des EE-Ausbaus werden diese Signale von der Politik zurzeit jedoch nicht gesehen.

5 Bundesverband Windenergie: <http://www.wind-energie.de/infocenter/statistiken/deutschland/installierte-windenergieleistung-deutschland>

6 Erneuerbaren Energien in Zahlen – Internet-Update ausgewählter Daten. Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien – Statistik (AGEE-Stat). http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten/_EE/Dokumente/_PDFs/_/20130114/_BMU_EEiZ_Herbst12.pdf

2. Executive Summary (in English)

This document summarizes the feedback that was given in the wake of the publication of the brief study "Development of Wind Energy in Germany" and furthermore reflects the discussions that had taken place during the experts meeting on 5th July in Berlin.

The feedback in general confirmed the major assumptions that were made within the study. Especially the development towards increasing nameplate power and hub heights was common consent. However, the assumptions were judged by some participants as somewhat too conservative while other commentators were skeptical about such a significant increase in wind turbine size because of increasing challenges and related costs for the transportation of rotor blades > 80 meters.

The study also assumed a development towards lower specific power installations. While a clear trend yet cannot be observed, such a development is expected to become more obvious in the near future as turbines with lower specific power installations are currently entering the market.

Wind turbines with higher towers and lower specific power installations are subsumed under the term "system-oriented configuration" because of their more steady power feed-in with higher full load hours. A more constant wind power feed-in is in general expected to be more easily integrated into a power system with a high share of fluctuating renewable energies as power lines can be dimensioned to lower capacities and be operated with a higher load factor to integrate the same amount of energy. Furthermore, the flexibility requirements such as storage, demand side management or even curtailment of renewable power feed-in are usually reduced by a more steady power feed-in.

There was uncertainty about the cost implications of such system-oriented configurations. With respect to the nameplate capacity the mounting of a larger rotor is always accompanied with additional costs. However, it was stated that the related electricity production costs do, to a certain

level, not necessarily increase with a more system-oriented configuration of the wind turbines. It was postulated that the minimal electricity production costs will presumably be somewhat more towards a system-oriented configuration than the average wind turbine built today. There was also general agreement that the cost optimal configuration will be even more towards a system-oriented configuration when taking into account the costs for integrating the renewable power feed-in.

Despite the commonly agreed advantages of more system-oriented wind turbines, the political framework nowadays does not sufficiently support such configurations. While there are some basic approaches with the direct marketing of electricity from renewable energies (e.g. the market premium), the steering effect is yet rather weak. Sometimes local restrictions even impede such developments (e.g. height restrictions in northern Germany).

Finally, there was general agreement on the smoothing effects resulting from a wider distribution of wind turbines throughout Germany. Inland installations of wind turbines can often provide significant feed-in during short periods of low wind power generation from the northern regions (on-shore and offshore). However, during the large scale high pressure weather situations in winter with low wind power feed-in over periods of one or two weeks also the inland turbines cannot contribute significant renewable power feed-in.

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

[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

[Kostentoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland](#)

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

[Kritische Würdigung des Netzentwicklungsplanes 2012](#)

Kurzstudie des Büros für Energiewirtschaft und technische Planung (BET)

[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

[Zusammenhang von Strombörsen und Endkundenpreisen](#)

Studie von Energy Brainpool

AUF ENGLISCH

[12 Insights on Germany's Energiewende](#)

A Discussion Paper Exploring Key Challenges for the Power Sector

[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

Wie gelingt uns die Energiewende?

Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will den Boden 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 | Germany

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

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

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de

