

# Windenergie – von der Garagen-Werkstatt zum Weltmarkt 25 Jahre wissenschaftliche Begleitung

## 25 Jahre Windenergieentwicklung

Ende der 80er Jahre des letzten Jahrhunderts standen Politik, Energiewirtschaft und Forschung vor der Frage, welchen Beitrag Windenergie zur Deckung des Stromverbrauchs zukünftig leisten könnte. Mehrere nationale und internationale Entwicklungsprojekte für große Megawatt-Anlagen waren mit eher offenem Ausgang abgeschlossen, während kleine und mittelständische Unternehmen begannen, kleine Anlagen in größeren Serien zu fertigen.

1989 legte die Bundesregierung das Förderprogramm „250 MW Wind“ mit dem begleitenden „Wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramm“ (WMEP) auf. Die Fragestellung war: „Kann die Windenergie einen im energiewirtschaftlichen Maßstab wesentlichen Beitrag zur Stromversorgung leisten?“ Die Anlagenhersteller entwickelten ihre Anlagentechnologie von da an in rasantem Tempo und eine Vielzahl öffentlich geförderter Projekte unterstützte die Weiterentwicklung der Technik.

## Rasanten Größenwachstum

Alle in der Vergangenheit vorhergesagten Wachstumsgrenzen wurden überschritten, wobei die Konstrukteure immer neue Lösungen für anstehende technische Hürden fanden.

- Bei gleichbleibenden Proportionen wächst das Gewicht des Rotors eigentlich mit der dritten Potenz seines Durchmessers, während die dem Wind zu entziehende Leistung nur quadratisch mit dem Rotordurchmesser wächst (Square-Cube-Law). Dieses Square-Cube-Law konnte in der Vergangenheit erheblich unterboten werden; die Masse wuchs in der Realität mit einer Potenz von etwa 2,3 zum Rotordurchmesser.
- Der mittlere Durchmesser der im jeweiligen Jahr neu hinzu gebauten Anlagen hat sich in den letzten 23 Jahren von etwas über 22 m auf über 115 m etwa verfünffacht. In der gleichen Zeit wuchs die durchschnittliche Nennleistung um den Faktor 15 von rund 160 kW auf über 2500 kW (*Abbildung 1*). Eine großangelegte europäische Studie zeigt sogar Möglichkeiten für eine Anlage mit 20 MW Nennleistung und 250 m Durchmesser auf [Fichaux2011].



Fraunhofer IWES  
Berthold Hahn  
berthold.hahn@iwes.fraunhofer.de

Dr. Cornelia Stübig  
cornelia.stuebig@iwes.fraunhofer.de

Fraunhofer IWES/  
Uni Hannover  
Prof. Dr. Bernd Ponick  
ponick@ial.uni-hannover.de

DLR  
Dr. Sarina Keller  
sarina.keller@dlr.de

ZSW  
Dr. Martin Felder  
martin.felder@zsw-bw.de

Henning Jachmann  
henning.jachmann@zsw-bw.de

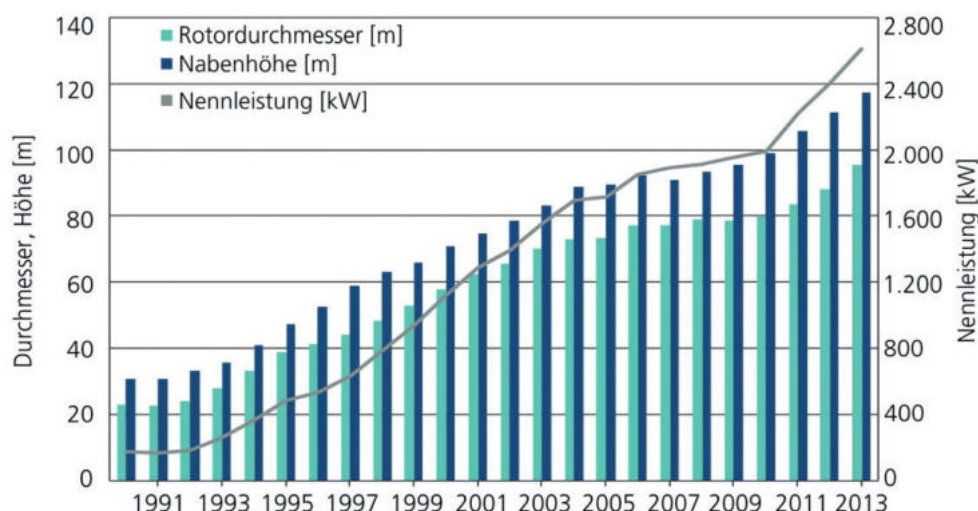


Abbildung 1  
**Windenergie-Anlagen-Größen**  
Entwicklung in  
Deutschland seit 1991  
[IWES 2014]

## Kostenentwicklung

Nachdem in den 90er Jahren, zu Zeiten des Strom-einspeisungsgesetzes (StrEG), deutliche Kostenreduktionen bei Windenergieanlagen (WEA) erreicht werden konnten, sanken die Kosten nach Einführung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) zwar stetig, aber langsamer weiter. Insbesondere die Netzanschlusskosten an Land sind durch das EEG deutlich zurückgegangen. Bei der Installation an Land ist immer noch die Turbine der größte Kostentreiber mit ca. 75 % der Investitionskosten. Offshore nehmen dagegen die Kosten für Fundament und elektrische Installation, welche an Land deutlich gesunken sind, mit 30–50 % signifikante Werte an.

Die spezifischen Investitionskosten für WEA liegen an Land bei durchschnittlich 1.150 €/kW, während die Offshore-Anlagen noch gut das Dreifache kosten [Rehfeldt2013, ISE2013]. Insgesamt hat die Windenergie an Land eine starke Lernkurve durchlaufen, aber in einigen Bereichen immer noch Kostensenkungspotenzial. Offshore-Anlagen stehen noch deutlich früher in der Lernkurve. Die Stromgestehungskosten von WEA an Land, die bei durchschnittlich 75 €/MWh liegen, können jedoch inzwischen an guten Standorten Werte wie konventionelle Kraftwerke erreichen. Dazu trägt auch die starke Verbreitung von Schwachwindanlagen bei, die bei gleichbleibender Generatorleistung größere Rotoren haben.

## Ertragsteigerung

Eine Beurteilung der Leistungsfähigkeit von WEA und ein Vergleich unterschiedlicher Standortbedingungen erfolgt typischerweise durch die Normierung der Jahresenergielieferung auf die Nennleistung der WEA. So

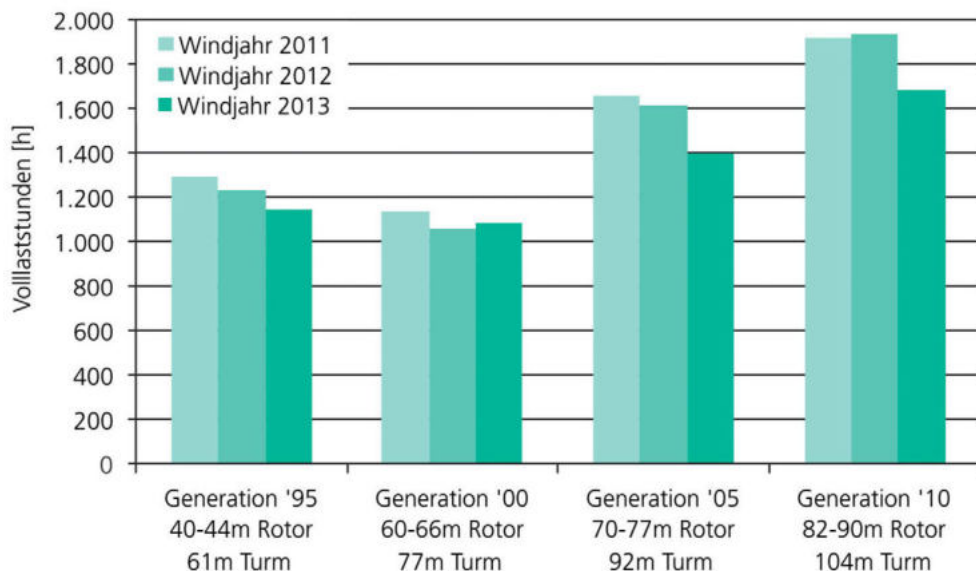
ergibt sich die Zahl der Volllaststunden, die angibt, wie lange eine Anlage konstant bei Nennleistung hätte betrieben werden müssen, um die tatsächlich erzielte Energielieferung zu erreichen. In den letzten 13 Jahren erzielten die WEA in Deutschland (ohne Offshore) im Mittel etwa 1640 Volllaststunden.

Ein Vergleich unterschiedlich alter Anlagen an ähnlichen Standorten im Binnenland zeigt aber, dass die neueren Anlagen deutlich bessere Volllaststunden erreichen, was eindeutig den größeren Nabenhöhen zugeschrieben werden kann. Neuere Anlagen mit Baujahr um 2010 erreichen schon fast 2000 Volllaststunden (Abbildung 2). Da die Nabenhöhe der ab 2011 installierten Anlagen weiterhin wächst kann zukünftig bei Anlagen an Land grundsätzlich mit mindestens 2000 Volllaststunden jährlich gerechnet werden.

## Mechanische Konzepte

Viele konstruktive Ansätze wurden in den vergangenen Jahren wieder verworfen. Bei der heutigen WEA wird der 3-blättrige Rotor mit horizontaler Achse durch eine aktive Windrichtungsnachführung im Luv des Turms gehalten. Die Rotorblätter sind in ihrer Längsachse drehbar gelagert und die Rotordrehzahl kann der Windgeschwindigkeit entsprechend variabel eingestellt werden. Dennoch ist die Entwicklung bei Weitem noch nicht abgeschlossen. Um den heterogenen und turbulenten Windfeldern bei immer größeren Rotor-Durchmessern flexibel und lastschonend begegnen zu können, werden u. a. sogenannte intelligente Rotorblätter erforscht, die mit aktiven oder passiven Mechanismen darauf reagieren können.

Abbildung 2  
**Volllaststunden an Land der verschiedenen Anlagen-Generationen, Erträge von 2180 Anlagen**  
 (Datenquelle: Betreiberdatenbasis)



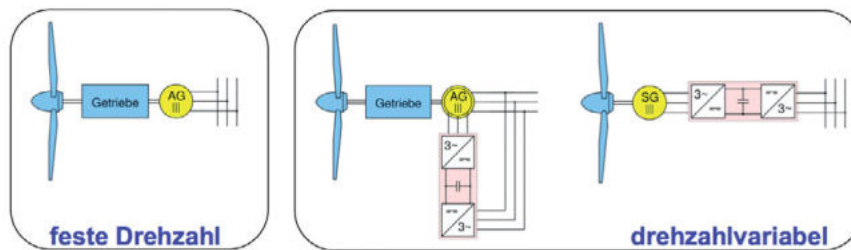


Abbildung 3

**Prinzipdarstellung  
der drei verbreiteten  
elektrischen Konzepte  
(IWES)**

Die Größenentwicklung führt zu Rotorblattlängen, bei denen die Grenzen der Materialeigenschaften erreicht werden. Außerdem sind die Rotorblätter an Land nur noch mit erheblichem Aufwand zu den Standorten zu transportieren. Mit hochwertigen Materialien und Kombinationen aus Glas- und Kohlenstofffasern, oder herausfordernden Konstruktionen, wie in ihrer Länge teilbare Blätter, wird versucht, die Herausforderungen zu meistern. Es ist aktuell nicht abzusehen, ob die genannten Limitierungen zumindest für WEA an Land zu einer Größenbeschränkung führen werden.

Wie bei den Rotorblättern sind bei den Türmen begrenzte Materialeigenschaften und Transportschwierigkeiten Anlass für ständig neue Entwicklungen. Konstruktionen aus Beton-Fertigteilen, vollständig aus Stahl gefertigte Schweißkonstruktionen, Hybridtürme aus Beton und Stahl sowie Gitterkonstruktionen existieren nebeneinander. Die Entwicklung eines Turms aus Holz wird ebenfalls seit Jahren ernsthaft verfolgt und hat durchaus Aussicht auf Realisierung.

## Elektrische Konzepte

Wie die mechanischen haben sich auch die elektrischen Konzepte erheblich weiterentwickelt. Mit zunehmendem Anteil an der Stromerzeugung erlangte der Einfluss der WEA auf das elektrische Versorgungssystem eine größere Bedeutung. Der nicht regelbare Blindleistungsbedarf der früher fast durchweg eingesetzten einfachen Asynchrongeneratoren und die zuvor genannte Erfordernis der Lastreduktion machten neue elektrische Konzepte erforderlich.

Im Laufe der Jahre wurden deshalb drehzahlvariable Konzepte entwickelt, bei denen die schwankende Frequenz von Strom und Spannung mit Stromrichtern der Netzfrequenz angepasst wird (*Abbildung 3*). Einen wesentlichen Beitrag zur Erschließung dieser Generatorkonzepte leistete die rasante Entwicklung leistungselektronischer Bauteile in den 80er und 90er Jahren.

Ein wichtiger Vorteil bei der Verwendung von Stromrichtern liegt – neben der Möglichkeit der variierenden Rotordrehzahl – darin, dass der Leistungsfaktor der Erzeugungsanlage unabhängig vom Leistungsfaktor der elektrischen Maschine eingestellt werden kann. Auf diese Weise können Anforderungen der Netzbetreiber an Blindleistungseinspeisung bzw. Bereitstellung von Regelleistung befriedigt werden.

Die heutigen und zukünftigen Anforderungen an die dezentral einspeisenden Stromerzeuger bezüglich der so genannten Netz-Systemdienstleistung machen die Einspeisung über Stromrichter geradezu unumgänglich. Es hat sich allerdings bisher kein drehzahlvariables Konzept als „technisch eindeutig überlegen“ herausgestellt [Polinder2013]. Im Wirkungsgrad unterscheiden sich die drehzahlvariablen Systeme sogar nur wenig (~2 Prozentpunkte) vom drehzahlstarreren System der 80er Jahre [Gasch2007].

## Zuverlässigkeit

Die Leistungsfähigkeit der WEA hat sich sowohl aus technischer als auch aus ökonomischer Sicht erheblich verbessert. Analysen früherer Forschungsvorhaben [Faulstich2009-1] zeigen aber, dass diesem Erfolg eine abnehmende Zuverlässigkeit moderner WEA und ihrer Bauteile gegenüber steht.

Dass moderne WEA an Land in der Regel dennoch eine Verfügbarkeit von 95% bis 99% [Faulstich2009-2] erreichen, ist mit zahlreichen Serviceeinsätzen und entsprechenden Kosten verbunden. Hier muss, gerade für die zukünftige Windenergienutzung auf See, deutlich nachgebessert werden.

Ein Vergleich auf hohem Aggregationslevel zeigt, dass eine WEA im Durchschnitt ca. 1–2 ungeplante Störungen pro Jahr erfährt und dass in mehreren Auswertungen dieselben Komponenten durch hohe Ausfallhäufigkeiten bzw. lange Stillstandzeiten auffallen. Die Datensammlung des WMEP ermöglichte die Ermittlung der Ausfallhäufigkeit unterschiedlicher Baugruppen für die drei wesentlichen technischen Konzepte (*Abbildung 4*). Insgesamt kann für die neueren und komplexeren Konzepte ein deutlicher Trend in Richtung höherer Ausfallraten beobachtet werden.

Abbildung 4  
**Ausfallraten**  
 von Anlagenkomponenten bei unterschiedlichen Anlagenkonzepten [Faulstich2009-3],  
 (Grafik: Fraunhofer IWES)

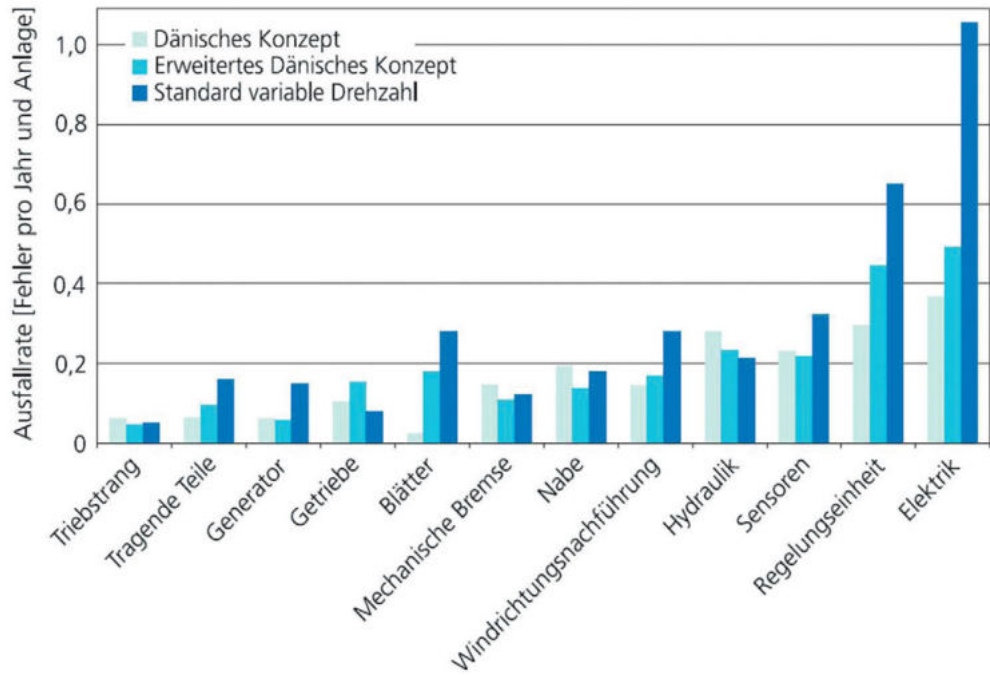


Abbildung 5  
**Verfeinerte MCP-Algorithmen für Kurzzeit-Windmessungen (ZSW)**

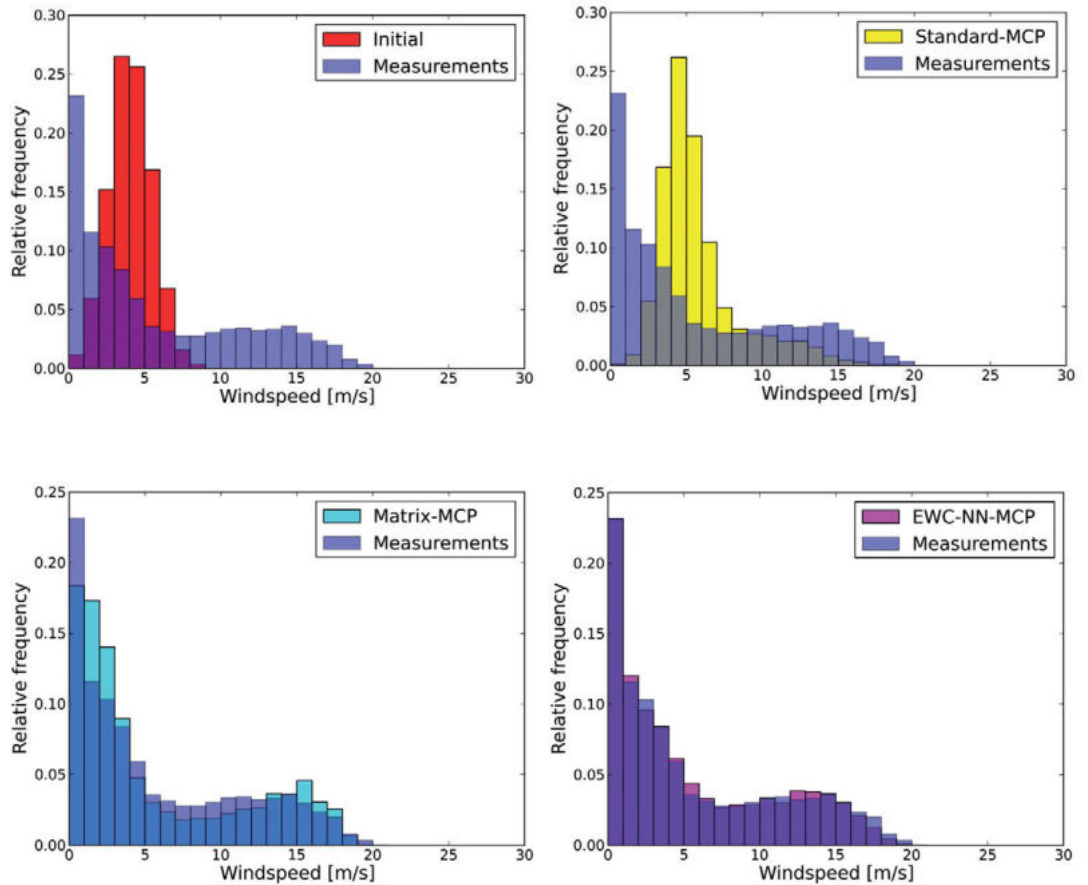






Abbildung 6  
**LiDAR-Gerät**  
 zur Windmessung mit  
 Lasertechnologie (IWES)

## Moderne Potenzialbestimmung

Für eine konkrete Bewertung der Windhöflichkeit an geplanten Standorten werden nach Möglichkeit für mindestens ein Jahr Windgeschwindigkeit und -richtung gemessen. Mehrere Umstände wirken sich dabei problematisch aus. Oft wird in niedrigeren Höhen als der späteren Nabenhöhe gemessen und es kommt trotz der großen Rotordurchmesser nur ein Anemometer zum Einsatz. Zusätzlich wird in aller Regel nur an einem Standort im Bereich des späteren Windparks gemessen. Dies alles führt dazu, dass die Messergebnisse mit mathematischen Modellen von der Messhöhe auf die spätere Nabenhöhe, von einem Messpunkt auf die gesamte Rotorfläche und von einem Standort im Windpark auf die anderen Standorte im Windpark umgerechnet werden müssen und dass diese Modelle stetig weiterentwickelt wurden. Hinzu kommt, dass von einem einjährigen Messzeitraum auf die zukünftige 20jährige Betriebszeit geschlossen werden muss.

Die im Laufe der Zeit verfeinerten MCP-Algorithmen (= Measure-Correlate-Predict) berechnen die gemessene Verteilung immer genauer aus den Reanalyse-daten und verbessern so den Langzeitbezug der Standortmessungen erheblich (*Abbildung 5*).

Vor diesem Hintergrund wurden in der Vergangenheit Schalenkreuzanemometer in ihrer Messgenauigkeit erheblich verbessert und neue Technologien für die Windmessung entwickelt. Neuerdings wird

vermehrt Laser-Technologie für die Windmessung eingesetzt, die mehrere der genannten Herausforderungen meistern bzw. umgehen kann. Mit den so genannten LiDAR-Geräten (= Light detection and ranging) kann vom Boden aus in vielen Messhöhen bis in mehrere 100 m Höhe gemessen werden (*Abbildung 6*).

Aktuell werden spezielle LiDAR-Scanner entwickelt, mit denen sogar an mehreren Standorten des geplanten Windparks quasi gleichzeitig gemessen werden kann. Allerdings ist die LiDAR-Technologie zum einen noch teuer, zum anderen ist sie noch nicht für alle beschriebenen Möglichkeiten ausreichend weit entwickelt.

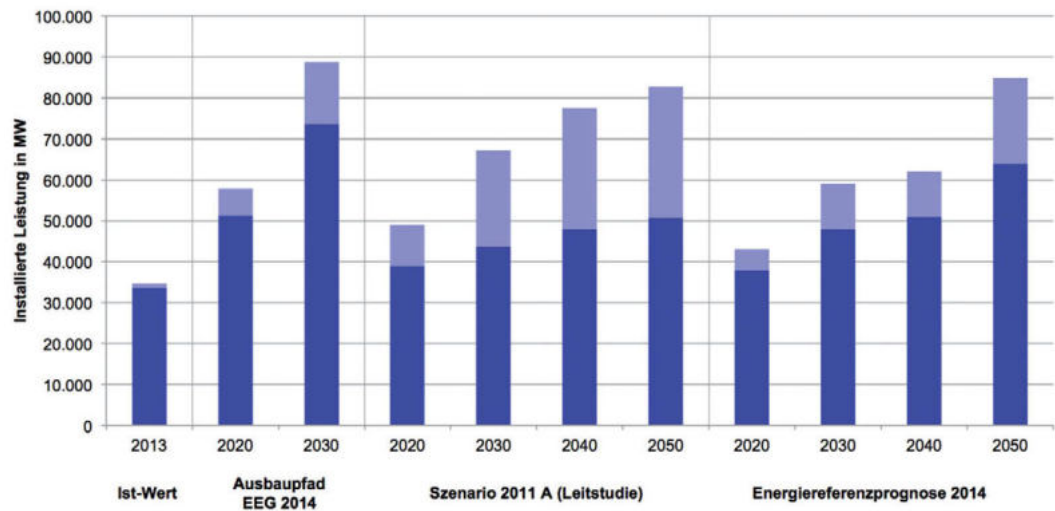
## Zukunftsperspektiven

Mit Blick auf die langfristigen Ziele der Bundesregierung für das Jahr 2050 ist ein weiterer Ausbau der Windenergie erforderlich. Dem Szenario 2011 A der Leitstudie (*Abbildung 7*) folgend müssten bis dahin WEA mit einer Gesamtleistung in der Größenordnung von 83 GW installiert sein, davon 51 GW an Land und 32 GW auf See [Nitsch]. Die Bruttostromerzeugung aus Windenergie belief sich in diesem Szenario auf 260 TWh, dem Fünffachen des heutigen Beitrags.

Das zur Zielerreichung notwendige Flächenpotenzial ist grundsätzlich gegeben (UBA 2013). In welchem Umfang sich die vorhandenen Potenziale ausschöp-

Abbildung 7  
**Szenarienvergleich  
für Windkraftausbau  
(ZSW)**

■ Onshore  
■ Offshore



fen lassen, hängt jedoch von zahlreichen Einflussfaktoren ab. Allen voran ist hier die Menge der für die Windenergienutzung planungsrechtlich abgesicherten Flächen zu nennen. Aber auch die Akzeptanz in der Bevölkerung und die Wirtschaftlichkeit des Betriebs sind zentrale Hebel.

Deutschland hat sich zum Ziel gesetzt, den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch von derzeit rund 25 % auf mindestens 80 % bis zum Jahr 2050 zu steigern. Der Windenergie an Land und auf See kommt hierbei eine tragende Rolle zu. Mit einer Bruttostromerzeugung von etwas über 50 TWh und einem Anteil am Bruttostromverbrauch von mehr als 8 % ist sie bereits heute die stärkste Kraft unter den erneuerbaren Energien [BMWi 2014].

Der weitere Ausbau der Windenergienutzung wird wesentlich durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) beeinflusst. So sind im Rahmen der jüngsten Reform erstmals technologiespezifische Ausbaupfade verankert worden. Demnach soll die installierte Leistung der WEA an Land in den kommenden Jahren um jeweils 2.500 MW (netto) steigen. Für Anlagen auf See sieht das Gesetz eine installierte Leistung in Höhe von 6.500 MW im Jahr 2020 und 15.000 MW im Jahr 2030 vor.

### Fazit

Die Anlagentechnologie für die Windenergienutzung an Land ist so ausgereift, dass die WEA als „normale“ Kraftwerke am Netz betrieben werden können. Selbstverständlich bestehen weiterhin Entwicklungs-

potenziale, z. B. hinsichtlich verbesserter Zuverlässigkeit oder bezüglich der noch jungen Offshore-Nutzung, immer mit einem Augenmerk auf die gleichzeitige Kostenreduktion. Auch wenn von den ehemaligen Garagen-Werkstätten wenig übrig geblieben ist, sind die Produktionstechniken ein weiteres wesentliches Thema bezüglich Qualität und Kosten.

Die Kosteneffizienz der Stromerzeugung aus Windenergie ist unter Berücksichtigung externer Kosten heute schon konkurrenzfähig zur konventionellen Stromerzeugung. Zur Begrenzung der Kosten der Energiewende wird aber von der Windenergie wie von den anderen Technologien weiterhin eine Kostenreduktion erwartet.

Diverse Studien zeigen, dass das Windenergieangebot in der Bilanz mehrfach ausreicht, um den erwarteten Beitrag zur Versorgung leisten zu können, womit die Frage von vor 25 Jahren eindeutig beantwortet ist. Daher wird Windenergie auch weltweit als Schlüssel für die zukünftige Stromversorgung gesehen und fast alle Länder schreiten bei der Umsetzung zügig voran.

Allerdings sind noch einige Herausforderungen bei der Umsetzung zu meistern. Die Volatilität der Einspeisung stellt eine dieser Herausforderungen dar, denn sie macht das Ausbalancieren von Einspeisung und Verbrauch im zukünftigen Stromversorgungssystem deutlich komplexer. Der Fokus von Forschung und Entwicklung wird sich daher insbesondere auch auf das Zusammenspiel der WEA mit den anderen Komponenten des zukünftigen Strom- bzw. Energieversorgungssystems richten.

## Literatur

[Fichaux2011] Nicolas Fichaux et al: "UpWind: Design limits and solutions for very large wind turbines, a 20 MW turbine is feasible", EWEA Conference, Mar. 2011

[Faulstich2009-1] Faulstich, S.; Hahn, B.: „Schadensdatenbanken – Fehlerhäufigkeitsanalyse und Prognose von technischen Problemen“, BWE-Fachtagung, Hamburg, Sep. 2009

[Faulstich2009-2] Faulstich, S.; Hahn, B.; Tavner, P.: "Wind turbine downtime and its importance for offshore deployment", Wind Energy, John Wiley & Sons, Jul. 2010

[Faulstich2009-3] S. Faulstich et al: "Reliability of offshore turbines – identifying risks by onshore experience", EWEA Offshore Conference, Stockholm, Sep. 2009

[BMWi2014] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: „Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)“, Stand: Aug. 2014.

[UBA2013] Lütkehus, I. et al: „Potenziale der Windenergie an Land – Studie zur Ermittlung des bundesweiten Flächen- und Leistungspotenzials der Windenergienutzung an Land“, Dessau, Jun. 2013

[Nitsch2012] Nitsch, J. et al: „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“, Schlussbericht BMU – FKZ 03MAP146, Mar. 2012

[Gasch2007] Gasch, R.; Twele, J.: „Windkraftanlagen – Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb“, Vieweg+Teubner Verlag, 5. Auflage, Jul. 2007

[Polinder2013] Polinder, H. et al: „Trends in Wind Turbine Generator Systems“, IEEE Journal of emerging and selected topics in power electronics, vol. 1, No. 3, Sep. 2013

[Rehfeldt2013] Rehfeldt, K.; Wallasch, A.-K.; Lüers, S.: „Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland – Zusammenfassung, WindGuard, Varel, Nov. 2013

[ISE2013] Kost, Chr. et al: „Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien“, Studie, Fraunhofer ISE, Nov. 2013

[IWES2014] Hrsg. Rohrig, K.: „Windenergie Report Deutschland 2013“, Fraunhofer IWES, Kassel, 2014

[Brombach2013] Brombach, J. et al: "A novel MCP method based on Deep Neural Networks for long-term correction in wind resource assessments", EWC Technical Report, 2013