

WINDENERGIE REPORT DEUTSCHLAND 2011

Förderer:



Projekträger:



Herausgeber:

Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)
Bereich Energiewirtschaft & Netzbetrieb
Königstor 59
34119 Kassel
E-Mail: mbox@iwes.fraunhofer.de
www.iwes.fraunhofer.de

Förderung:

Teile der in diesem Report veröffentlichten Ergebnisse stammen aus dem durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit geförderten Forschungsprojekt Offshore~Wissenschaftliches Monitoring- und Evaluierungsprogramm (Offshore~WMEP).

Redaktion:

Sebastian Pfaffel, Volker Berkhout, Stefan Faulstich, Paul Kühn, Katrin Linke, Philipp Lyding, Renate Rothkegel

Copyright:

Alle Rechte des Nachdrucks, der Entnahme von Abbildungen, der Wiedergabe auf fotomechanischem oder ähnlichem Wege und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben auch bei nur auszugsweiser Verwertung dem Fraunhofer IWES bzw. dessen Auftraggeber vorbehalten.

Kassel, April 2012

WINDENERGIE REPORT DEUTSCHLAND 2011



WINDENERGIE REPORT DEUTSCHLAND 2011



Foto: Rike, pixelio.de

INHALT

Vorwort	5
Executive Summary	7
Wind im Erneuerbare-Energien-Mix	9
Netzintegration	17
Onshore	25
Offshore	35

Special Reports

Windpotentiale und Windflächen onshore	53
Antriebskonzepte und getriebelose Windenergieanlagen	59
Windmesstechnik	65
ORECCA – Meeresenergie.	71
Offshore Gründungsstrukturen	75

Anhang

Quellen	81
Fraunhofer IWES	84





VORWORT

Die Energieversorgung in Deutschland, Europa und weltweit steht vor ihrer bisher größten Herausforderung: der Umwandlung der heutigen Struktur hin zu einer dekarbonisierten Versorgung. Bei der Transformation zu einer rein auf regenerativen Energieträgern basierten Strombereitstellung wird der Windenergie die Schlüsselrolle zugesprochen. Diese Aufgabe wird jedoch nur bei fortschreitender Entwicklung der Anlagentechnik und bei adäquater Einbindung in die Netz- und Systemregelung sicher zu realisieren sein.

Nach dem Energiekonzept von 2010 hat die Bundesregierung, ausgelöst durch die Ereignisse in Fukushima im Juni 2011, den Ausstieg aus der Kernenergienutzung, die so genannte Energiewende, beschlossen. Damit sind der Ausbau und die Integration der erneuerbaren Energien die wichtigsten Faktoren der künftigen Stromerzeugung. Die Windenergie soll in 2050 hierbei einen Anteil von 50 % leisten [Energiekonzept 2050, BMU, BMWi, 2010-09]. Die installierte Windleistung an Land und auf See soll bis 2020 auf zusammen ca. 45 000 MW und bis 2050 auf 85 000 MW anwachsen.

Das Energiekonzept der Bundesregierung sieht eine deutliche Beschleunigung des Ausbaus der Offshore-Windenergienutzung insofern vor, dass bereits 2030 insgesamt 25 000 MW Windleistung in Nord- und Ostsee installiert sein sollen. Die Onshore-Windenergienutzung stellt sich kurz- bis mittelfristig als wirtschaftlichster Bereich sämtlicher erneuerbarer Energieträger dar und besitzt weiterhin ein erhebliches Ausbaupotenzial. So hat die Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land für den Bundesverband Windenergie ergeben, dass bei der Erschließung von 2 % der bundesdeutschen Landesfläche die Windenergie ca. 65 % des deutschen Bruttostromverbrauchs decken kann.

Die zentralen Themen bei der weiteren Entwicklung der Windenergie sind die systematische Reduzierung der mechanischen Beanspruchungen der Windenergieanlagen, um Gewichts- und Kosteneinsparungen zu ermöglichen, die Erhöhung der Lebensdauer und Verfügbarkeit, die Verbesserung der Logistik für Transport und Errichtung, die Ertragssteigerung durch sehr

große Nabenhöhen, die verlässliche Bewertung der Standortbedingungen sowie die sichere Einbindung in das elektrische Versorgungssystem.

An diesen Themen arbeiten am Fraunhofer IWES Experten, um effizient erzeugter Windenergie den Weg zu weiterem Wachstum zu bereiten. Mit dem regelmäßig veröffentlichten Windenergie Report Deutschland und seinem Vorgänger, der WMEP Jahresauswertung, liefert das Fraunhofer IWES seit 1991 Zahlen und Statistiken zur Entwicklung der Windenergienutzung in Deutschland.

Ein wesentlicher Bestandteil des Reports ist die Fortschreibung des technischen Fortschritts und der ökologischen Entwicklung dieser Technologie. Im Jahr 2009 wurde der Report um die Bewertung der Offshore-Windenergie erweitert und liefert seitdem einen umfassenden Gesamtüberblick über die Nutzung der Windenergie in Deutschland.

Der vorliegende „Windenergie Report Deutschland 2011“ beschreibt die aktuelle Situation der Windenergienutzung weltweit, und bietet zusätzlich detaillierte Einblicke in die bisherige Entwicklung in Deutschland. Weitere Ergebnisse finden Sie im Internetportal www.windmonitor.de.



Prof. Dr. Andreas Reuter,
Institutsleiter Fraunhofer
IWES Bremerhaven



Dr. Kurt Rohrig,
Stellv. Institutsleiter Fraunhofer
IWES Kassel



EXECUTIVE SUMMARY

Mit einem Ertrag von insgesamt **47 TWh** konnte die Windenergie im Jahr **2011 knapp 8 % des deutschen Strombedarfs** decken. Hierzu trug allein der sehr ertragreiche Dezember mit 8 TWh bei. Bezogen auf das Winddargebot lag das Jahr 2011 jedoch unter dem langjährigen Mittel. Im Verlauf des Jahres wurden in Deutschland Windenergieanlagen (WEA) mit einer Nennleistung von insgesamt **2051 MW (on- und offshore) neu errichtet**, womit Ende 2011 insgesamt rund **22 200 WEA mit 28 818 MW in Deutschland** installiert waren. Weltweit belegt Deutschland in Bezug auf die installierte Windleistung hinter China und den USA den dritten Rang.

Onshore. An Land ist der technische Trend zu größeren WEA weiterhin ungebrochen. Der Markt bewegt sich überwiegend in der 2- bis 3-MW-Klasse. Rotordurchmesser und Turmhöhen wachsen weiter, wobei verstärkt eine Spezialisierung der Anlagenkonzepte auf Stark- und Schwachwindstandorte stattfindet. Potential für den weiteren Ausbau der Windenergie an Land besteht besonders in den südlichen Bundesländern sowie durch die Möglichkeit des Repowerings. Nach EEG gelten über 10 000 WEA, die vor 2002 errichtet wurden, als repoweringfähig.

Offshore. Mit Bard 1 und Baltic 1 wurden in der Nord- und Ostsee nach dem Pilotprojekt alpha ventus die ersten kommer-

ziellen Offshore-Windparks ganz oder teilweise in Betrieb genommen. Zum Jahresende waren damit in **Deutschland rund 200 MW Windleistung auf See installiert**. Das zum Jahr 2012 novellierte Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG soll den Ausbau weiter beschleunigen. Dieser nimmt auch weltweit an Dynamik zu. Großbritannien ist mit derzeit 1660 MW installierter Offshore-Windleistung führend. Aber auch in China können starke Zuwächse verzeichnet werden.

Technisch zeigt sich in der Entwicklung neuer Anlagenkonzepte für den Offshore-Einsatz ein Trend zum Einsatz direkt angetriebener WEA. Weitere Innovationen finden auf dem Gebiet der Tragstrukturen statt, wo derzeit verschiedene Konzepte, erprobt werden.

Netzausbau. Der weitere Ausbau stellt die elektrischen Netze vor zunehmend größere Herausforderungen, die steigende Windleistung und die damit steigenden Leistungsschwankungen zu bewältigen. Durch **Einspeisemanagement wurden 2010 bereits etwa 127 GWh Windstrom abgeregelt**, wofür die Netzbetreiber Entschädigungen in Höhe von 10 Mio. € an die Anlagenbetreiber zahlten.



WIND IM ERNEUERBARE-ENERGIEN-MIX

Im Jahr 2011 stammten 20 % der bundesweiten Brutto-Stromerzeugung von 612 TWh aus erneuerbaren Energiequellen. Den größten erneuerbaren Anteil im Strommix hat 2011 nach wie vor der Wind: Insgesamt wurden über das Jahr knapp 47 TWh Windenergie in das Stromnetz eingespeist. Nach einem schwachen Windjahr 2010 stieg der Anteil in 2011 auf 7,7 % (2010: 6,2 %). Es folgten die Biomasse mit 6 % (5,5 %), Wasserkraft mit 3,2 % (3,4 %) und Photovoltaik mit beachtlichen 3,1 % (1,9 %). In Müllkraftwerken wurde wie im Vorjahr 0,8 % (0,8 %) des Stroms erzeugt. Die Erträge im Windjahr 2011 profitierten vor allem von einem sehr starken Dezember.

Seit 1990 ist der Beitrag der Wasserkraft zum Stromerzeugungsmix etwa konstant geblieben, während der Anteil der erneuerbaren Energieträger Photovoltaik, Biomasse und Windenergie signifikant zunahm. 2011 macht die Windenergie mit 38 % den größten Anteil der Erneuerbaren aus. 1990 betrug dieser noch 1 %, vgl. Abbildungen 1 und 2.

Ausbau und Windenergienutzung Deutschland. Abbildung 3 zeigt die Entwicklung der Windenergienutzung anhand der installierten Windleistung in Deutschland von 1990 bis 2011. Im dargestellten Zeitraum stieg die installierte Windleistung onshore von ca. 100 MW auf knapp 28 700 MW an.

Nach dem rasanten Wachstum der Windenergienutzung hat sich der Ausbau der Onshore-Leistung in den vergangenen Jahren etwas verlangsamt. Während die Zuwachsrate bis 2003 bei über 20 % lag, liegt sie seit 2007 unter 10 %. 2011 wurde jedoch mit 1900 MW wieder deutlich mehr Windleistung in Deutschland installiert als im Vorjahr (2010: 1400 MW). Die Zuwachsrate betrug etwa 7 %.

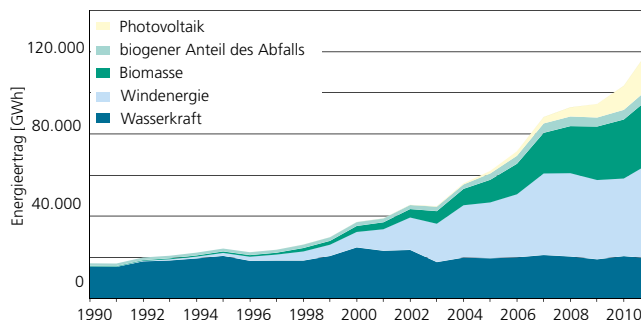


Abbildung 1: Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien seit 1990, Datenquelle: BMU 2012

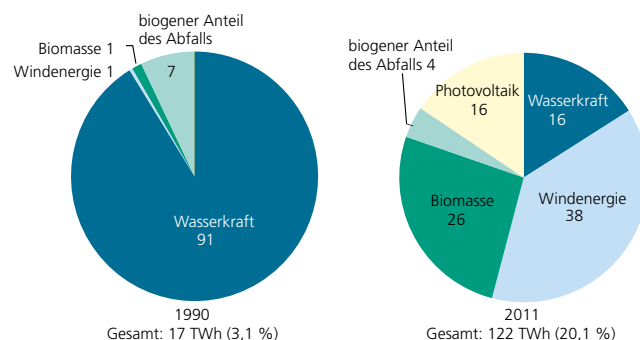


Abbildung 2: Erneuerbare-Energien-Mix 1990 und 2011, Datenquelle: BMU 2012

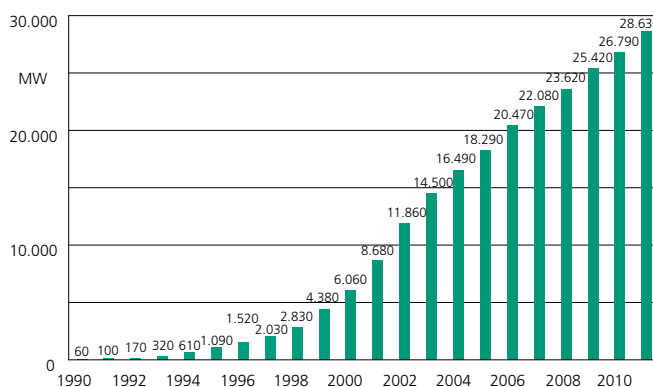


Abbildung 3: Zeitliche Entwicklung der installierten Windleistung onshore in Deutschland, Datenquelle: IWET

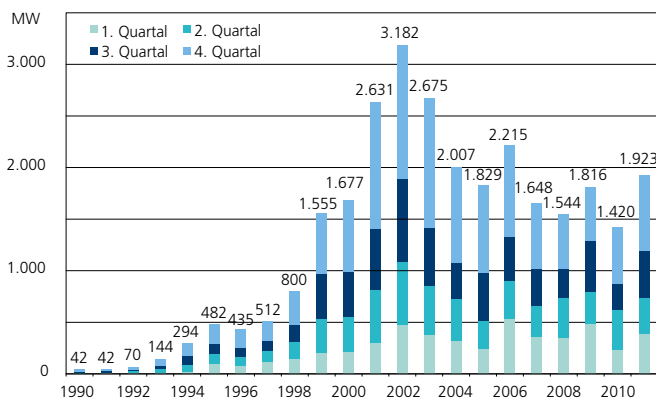


Abbildung 4: Jährlich installierte Windleistung Onshore in Deutschland, Datenquelle: IWET

WINDPOTENTIALE UND WINDFLÄCHEN ONSHORE

Beim Ausbau der Windenergie an Land wird die Frage geeigneter Standorte zunehmend bedeutender. Neuinstallationen verlagern sich von der Küste ins Hinterland und in die Mittelgebirgslagen. Durch Repowering werden an bestehenden Standorten ältere Anlagen durch weniger, dafür aber leistungsstärkere WEA ersetzt.

In dem Special Report „Potenzialstudie Nutzbare Flächen onshore“ stellt Dr. Stefan Bofinger die Ergebnisse einer für den BWE durchgeführten Studie vor und zeigt die Potentiale der Onshore-Windenergie in Deutschland auf. Dazu werden die Flächen der Bundesrepublik Deutschland auf ihre Eignung für die Windenergieerzeugung untersucht. Demnach sind 8 % der Landfläche klassisch für die Windenergie nutzbar. Werden auch Wald- und Schutzgebiete genutzt, so erhöht sich der Wert auf 12,3 % oder sogar 22,4 %. In einem Szenario, in dem lediglich 2 % der Fläche für Windenergie genutzt würde, könnten 198 GW Windleistung installiert werden. Bei jährlich etwa 2000 Volllaststunden könnten so ca. 65 % des deutschen Bruttostromverbrauchs des Jahres 2010 erzeugt werden.

Mehr Informationen finden Sie ab Seite 53

Abbildung 4 zeigt die jährlich neu zugebaute Windleistung onshore. Wurden in Deutschland vor 1990 nur einige 10 MW jährlich neu installiert, so überschreitet die jährlich neu installierte Windleistung onshore seit 1999 deutlich die 1000-MW-Marke. 2002 markierte mit fast 3200 MW den bisherigen Höhepunkt des Leistungszuwachses eines Jahres. Seit 2003 ist eine gewisse Sättigung des deutschen Marktes zu beobachten. 2010 reduzierte sich der Nettozuwachs auf knapp 1400 MW und stieg in 2011 aber wieder auf etwa 1900 MW an.

Die Installation von Windenergieanlagen (WEA) in Deutschland fand bis in die Mitte der 1990er überwiegend in den Küstenregionen statt, da die hier vorherrschenden Windverhältnisse eine wirtschaftliche Nutzung am ehesten ermöglichten. Im Laufe der Jahre wurden immer mehr WEA auch an küstenfernen Standorten im Binnenland sowie in den Mittelgebirgsregionen Deutschlands errichtet. Seit der Inbetriebnahme von alpha ventus im November 2010 hat auch die Nutzung der Offshore-Windenergie begonnen.

Abbildung 5 zeigt, ein deutliches Nord-Süd-Gefälle in der Nutzung der Windenergie. Niedersachsen, Brandenburg und Sachsen-Anhalt haben die meisten WEA und die größten installierten Leistungen. In den Ländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen und auch in Nordrhein-Westfalen besteht ein besonders hohes Potential für Repowering, durch die zahlreichen Anlagen die um die Jahrtausendwende errichtet wurden.

Beim Leistungszubau in 2011 steht Niedersachsen unter den Bundesländern ganz vorne; 426 MW bzw. 178 WEA wurden zugebaut. Es folgt Schleswig-Holstein mit etwa 277 MW und 112 WEA vor Rheinland-Pfalz mit ca. 257 MW und 112 WEA Zubau in 2011.

In den südlichen Bundesländern, besonders in Bayern und Baden-Württemberg ist die Windenergienutzung derzeit noch geringer ausgeprägt. Dort sind nur 9 kW bzw. 14 kW Windleistung je Quadratkilometer Landesfläche installiert, während es in den nördlichen Bundesländern etwa 150 kW bis 205 kW je Quadratkilometer sind.

Wind im Erneuerbare-Energien-Mix

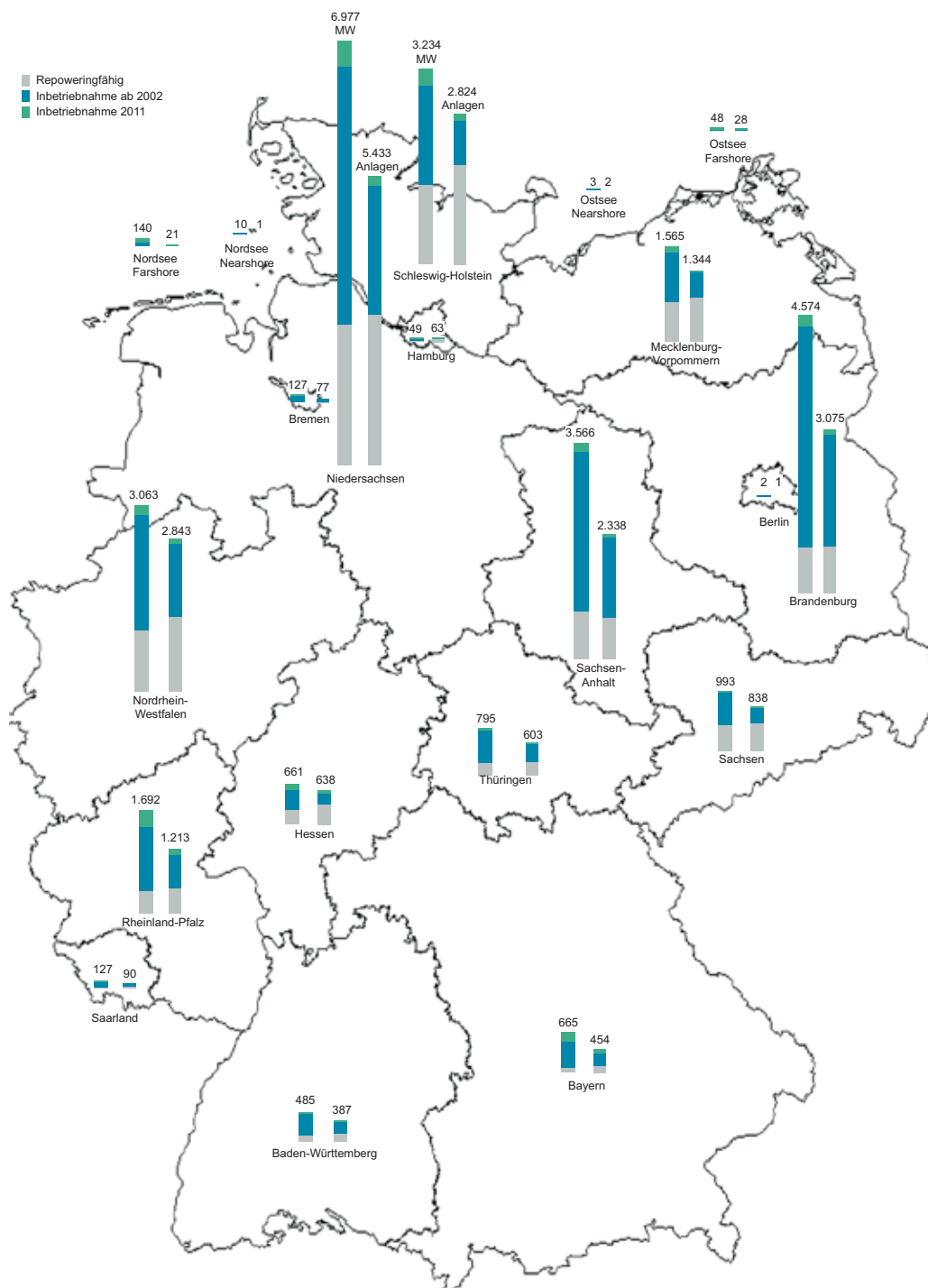


Abbildung 5: Leistung und Anzahl der WEA in den einzelnen Bundesländern sowie in Nord- und Ostsee (far- und nearshore) aufgeteilt nach Zubau und Eignung zum Repowering, Datenquelle: IWET

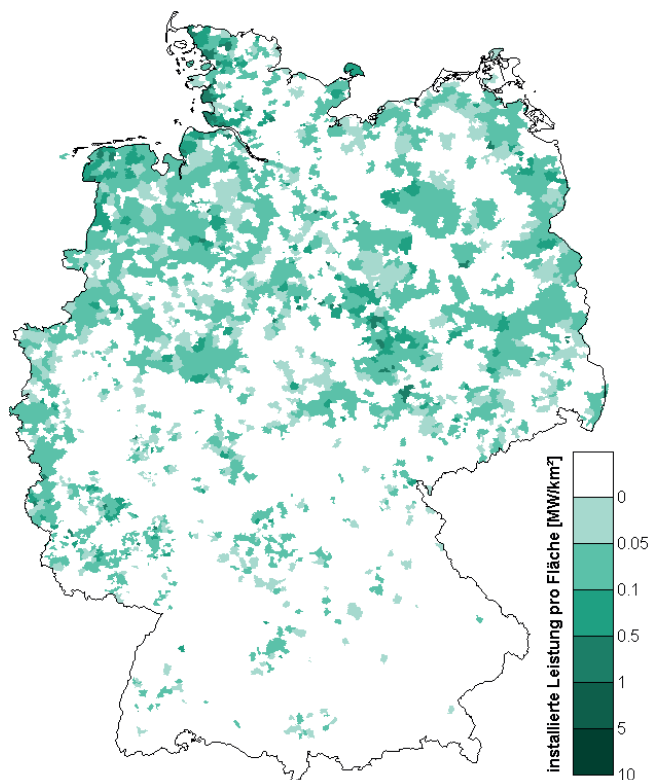


Abbildung 6: Regionale Verteilung der in Deutschland installierten Onshore-Windleistung nach Postleitzahlen-Gebieten für das Jahr 2011, Datenquelle: IWET

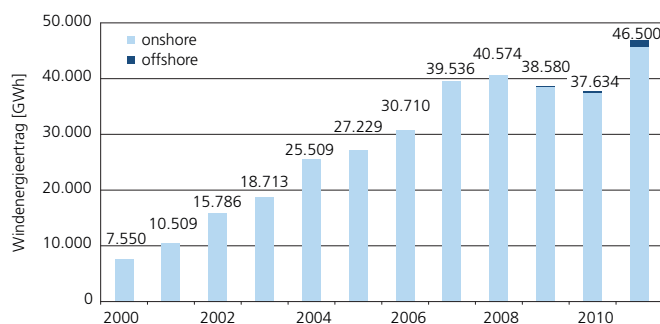


Abbildung 7: Entwicklung der Winderträge in Deutschland, Datenquelle: BDEW, „Erneuerbare Energien und das EEG (2011)“, BMU 2012

Diese Aussage wird auch in Abbildung 6 verdeutlicht. Dort ist die installierte Leistung nach Postleitzahlengebieten dargestellt. Die Karte zeigt, dass die Windenergie besonders an der Küste, im Nordwesten, in Sachsen-Anhalt und im östlichen Brandenburg genutzt wird. Im Süden gibt es eine nennenswerte Windenergienutzung vor allem in Rheinland-Pfalz, in Unterfranken und in Teilen der Schwäbischen Alb. Informationen zu nutzbaren Potenzialen für die Windenergie in den einzelnen Bundesländern liefert der Special Report „Onshore Windenergie – Nutzbare Flächen“.

Windertrag. Der bundesweite jährliche Windstromertrag erreichte im Jahr 2011 einen neuen Rekordwert. Es konnten fast 47 TWh aus Windenergie bereitgestellt werden. Im Vergleich zu den schwachen Windverhältnissen der Vorjahre stieg der Ertrag um etwa ein Viertel. Erstmals trug auch die Offshore-Windenergie mit ca. 0,6 TWh substantiell zum Ertrag bei. Die Windenergie deckte damit etwa 8 % des Strombedarfs in Deutschland. Abbildung 7 zeigt die Entwicklung der jährlichen Stromerträge durch Nutzung der Windenergie von 2000 bis 2011.

Entwicklung Weltweit. In 2011 überschritt die weltweit installierte Nennleistung die 200-GW-Marke und betrug Ende 2011 ca. 215 000 MW. Die wichtigsten Märkte mit einem Anteil von zusammen etwa 73,7 % bleiben, wie in den Vorjahren, China, USA, Deutschland, Spanien und Indien. Mit Italien, Frankreich, Großbritannien und Portugal sind weitere wichtige europäische Staaten unter den Top 10. Ihr Anteil beträgt zusammen 10,6 %.

Das stärkste Wachstum fand mit 11 700 MW Leistung in China statt. Damit überholt China mit insgesamt 50 000 MW installierter Windleistung die USA, wo 3500 MW im vergangenen Jahr hinzukamen und nun insgesamt 43 700 MW installiert sind. Den höchsten Zubau innerhalb Europas gab es mit 1900 MW in Deutschland. In Italien wurden in 2011 knapp 700 MW neu installiert, in Frankreich und Großbritannien jeweils etwa 600 MW, in Spanien und Schweden rund 550 MW.

Wind im Erneuerbare-Energien-Mix

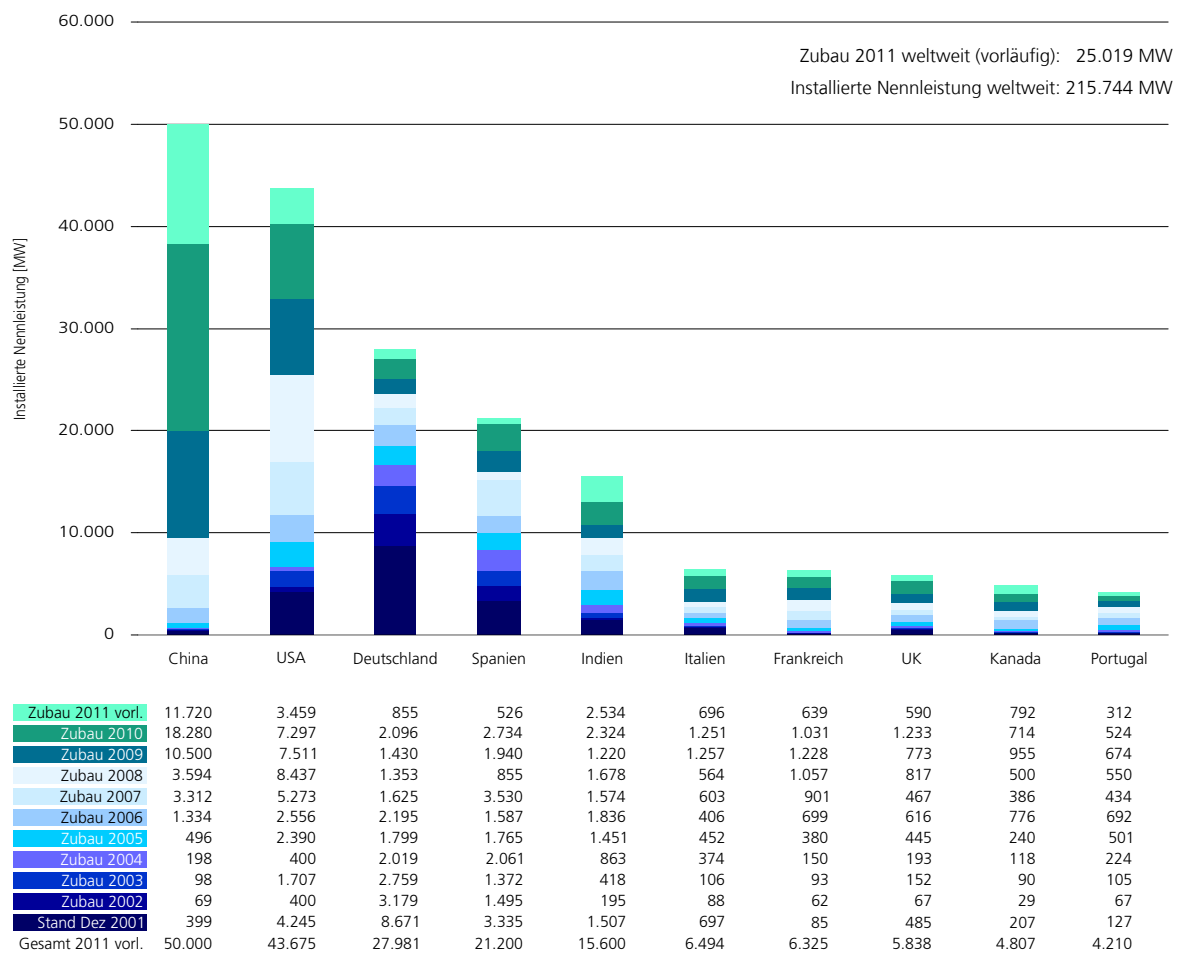


Abbildung 8: Die weltweit erfolgreichsten Länder in der Nutzung der Windenergie, Datenquelle: Wind Power Monthly, 2011. Aufgrund der unterschiedlichen Datenquelle kommt es zu Abweichungen zu anderen in diesem Report dargestellten Zahlen

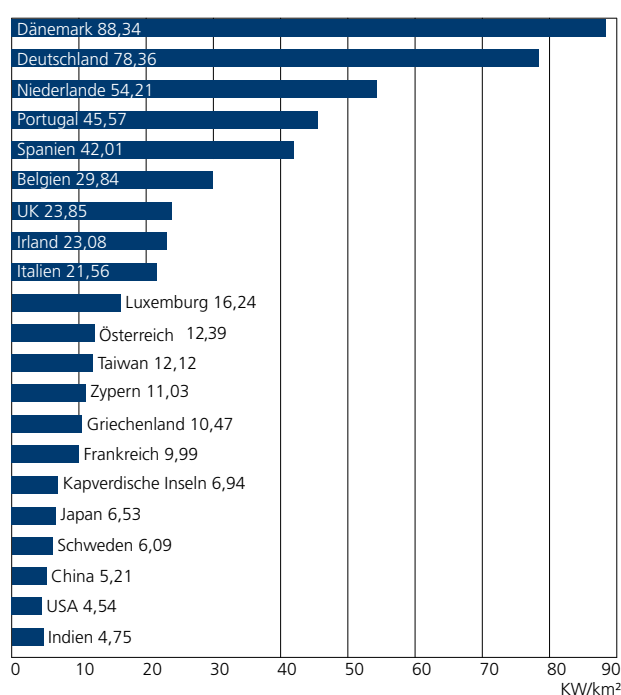


Abbildung 9: Installierte Windleistung nach Landesfläche im internationalen Vergleich. Datenquelle: The Windicator, Windpower Monthly, 2011

Europa	92 060 MW	43 %
Nord Amerika	48 482 MW	22,5 %
Asien / Pazifischer Raum	71 733 MW	33 %
Süd- und Mittelamerika	2 402 MW	1 %
Mittlerer Osten & Afrika	1 067 MW	0,5 %
Weltweit:	215 744 MW	100 %

Tabelle 1: Installierte Nennleistung nach Regionen, Datenquelle: Windpower Monthly, 2011. Die verwendeten Daten stellen nicht den Endstand 2011, sondern einen Zwischenstand aus dem letzten Quartal 2011 dar

In Bezug auf die installierte Windleistung lag Deutschland im internationalen Vergleich viele Jahre an der Spitze. 2008 wurde die Bundesrepublik dann von den USA auf Platz zwei und 2010 von China auf Platz drei verdrängt (vgl. Abbildung 8).

Die größte Zuwachsrate in 2011 verzeichnete Rumänien mit über 74 %. In China, Schweden, der Türkei, Bulgarien, Litauen und der Ukraine betrug das Wachstum zwischen 24 % und 30 %. Beim Vergleich der einzelnen Kontinente wird deutlich, dass Mittel- und Südamerika sowie der Mittlere Osten und Afrika in Bezug auf die installierte Windleistung zurück bleiben. Fast 99 % der installierten Windleistung verteilen sich auf Europa, Asien-Pazifik und Nordamerika, siehe Tabelle 1.

Im internationalen Vergleich liegt Deutschland mit ca. 72 kW/km² in Bezug auf die installierte Windleistung pro Quadratkilometer Landesfläche weiterhin auf Platz zwei hinter Dänemark, siehe Abbildung 9. Diese Statistik zeigt auch, dass es weiterhin sehr große Unterschiede in Bezug auf die Windleistungsdichte der einzelnen Länder gibt. Die vergleichsweise dicht besiedelten europäischen Nationen nehmen die ersten elf Plätze der Auswertung ein. Flächenstaaten wie die USA oder China weisen trotz ihrer führenden Position in der Statistik der absoluten installierten Windleistung deutlich geringere Leistungsdichten aus.

STARKES WACHSTUM IN CHINA

China hat sich in den letzten zwei Jahren zu dem Land mit der größten installierten Windleistung entwickelt. Die WEA werden vor allem im Rahmen von sechs Großwindparkprojekten in den nördlichen Provinzen, der Inneren Mongolei und im südöstlichen Küstenbereich errichtet. Die WEA der Projekte, die mit einer installierten Leistung zwischen 1 GW bis 10 GW geplant sind, stammen zu über 90 % von chinesischen Herstellern.

Mit Goldwind, Sinovel, Guodian United Power und Mingyang kommen vier der weltweit zehn größten Anlagenhersteller aus China. Entsprechend groß sind die Produktionskapazitäten. Neben dem Heimatmarkt sind Indien und die USA die Hauptabsatzmärkte chinesischer Hersteller, die ebenfalls auf den Offshore-Markt drängen. So haben Sinovel und Guodian 6-MW-Anlagen für den Offshore-Einsatz entwickelt. 2010 hat China mit Donghai Bridge östlich von Shanghai den ersten Offshore-Windpark mit 34 WEA mit je 3 MW von Sinovel mit einer installierten Leistung von insgesamt 102 MW in Betrieb genommen. Das Ausbauziel des nationalen

Energiebüros für die Offshore-Windenergie beträgt 5 GW bis 2015.

Mit dem starken Ausbau der Windenergienutzung wird die Netzintegration auch in China zunehmend schwieriger und WEA müssen vermehrt abgeregelt werden. 2011 setzte das chinesische Energiebüro bezüglich der Betriebsüberwachung und der Spannungsqualität neue Standards für den Netzzugang großer Windparks. Der Ausbau in einzelnen Provinzen wurde begrenzt. Zudem sollen alle WEA mit Low-voltage-ride-through (LVRT)-Technologie ausgestattet werden.

Mit etwa 97 % ist China weiterhin das wichtigste Abbaugebiet für seltene Erden. Damit hat China derzeit nahezu eine Monopolstellung auf dem Markt für Neodym und Dysprosium, die bei der Herstellung von Permanentmagneten, welche zunehmende Bedeutung in WEA mit Direktantrieb gewinnen, benötigt werden. Seit 2009 besteht eine Exportquote, die von zunächst 50 000 t auf ca. 30 000 t pro Jahr abgesenkt wurde.



NETZINTEGRATION

Windenergieeinspeisung 2011. Die Energieerzeugung durch WEA fluktuiert naturgemäß mit dem vorhandenen Windenergieangebot und richtet sich im Gegensatz zur konventionellen Energieerzeugung nicht nach dem Lastverlauf. Aufgrund der Vielzahl der dezentral einspeisenden WEA kommt es zu Ausgleichseffekten bezüglich der Windleistungsfluktuation größerer Gebiete.

Abbildung 10 zeigt die deutschlandweite Einspeisung der Onshore-Windenergie über die Kalendermonate hinweg. Es ist zu erkennen, dass die Einspeisung in den Wintermonaten, von einigen Ausreißern abgesehen, höher ausfällt als in den Sommermonaten. Zur in Abbildung 11 dargestellten Einspeisung von in der Nordsee errichteten Offshore-WEA kann keine eindeutige saisonale Abhängigkeit festgestellt werden. Bei der Interpretation der Offshore-Daten ist sowohl der Einfluss eines möglichen Ausfalls von WEA als auch des anhaltenden Ausbaus zu berücksichtigen.

Die Erträge im Windjahr 2011 waren insbesondere durch einen sehr starken Dezember höher als in den Vorjahren (vgl. Abbildung 10 und Abbildung 13). On- und Offshore wurden über das Jahr insgesamt ca. 47 TWh elektrische Energie eingespeist. Im Vergleich zum Vorjahr waren dabei der März und der November deutlich windärmer, Juli und Dezember hingegen wiesen stärkere Winderträge auf.

Tagesgänge 2011. Abbildung 12 zeigt extreme Tagesgänge des eingespeisten Windstroms für Deutschland. Die höchsten Tageserträge wurden Anfang Februar erzielt. Am 5. Februar sorgte das Orkantief Lukas bei einer durchschnittlichen Leistung von 20 336 MW für Winderträge von über 480 GWh. Lukas erreichte an der Küste Windgeschwindigkeiten von 33 m/s auf dem Brocken in Böen sogar bis zu 43 m/s, führte aber nicht

Abbildung 12: Extreme Tagesgänge in der Einspeisung von Windenergie in das deutsche Stromnetz 2011, basierend auf viertelstündlichen Hochrechnungen der Windleistung, Datenquelle: EEG-Daten und Daten der ÜNB

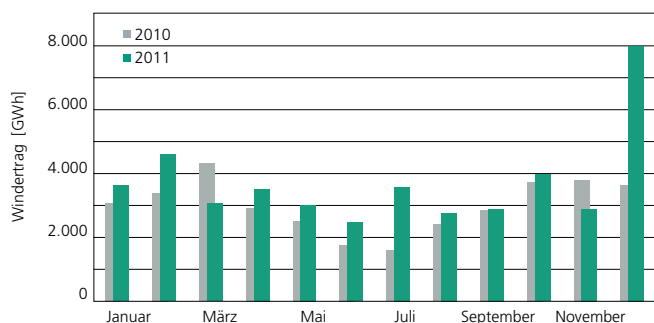


Abbildung 10: Online-Hochrechnung der tatsächlichen Einspeisung von Onshore-Windenergie 2011 im Vergleich zum Vorjahresmonat, exklusive Direktvermarktung, Datenquelle: veröffentlichte EEG Daten von EEG-KWK.de und Webseiten der Übertragungsnetzbetreiber

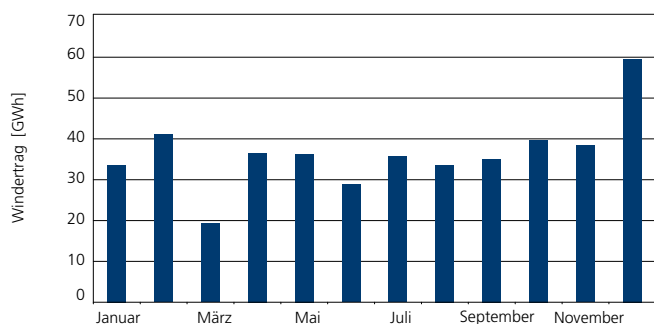
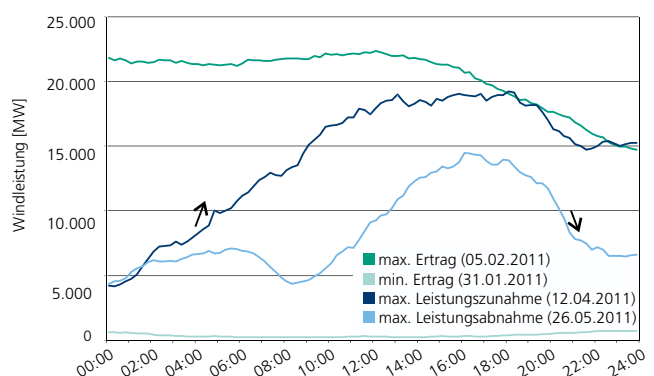


Abbildung 11: Hochrechnung der tatsächlichen Einspeisung von Offshore-Windenergie 2011 aus der Nordsee, exklusive Direktvermarktung, Datenquelle: veröffentlichte EEG Daten des Übertragungsnetzbetreibers Tennet



zu größeren Schäden. Der windärmste Tag des Jahres war der 31. Januar 2011. Die durchschnittliche Leistung dieses Tages lag bei rund 365 MW. An diesem Tag wurden etwas über 8,7 GWh Windstrom ins Netz einspeist.

Ein Leistungsrückgang um 1104 MW innerhalb von 15 Minuten am Abend des 26. Mai stellt den höchsten Leistungseinbruch des Jahres 2011 dar. Dieser Tag zeigt gleichzeitig eine starke Leistungsfluktuation. Die größte Leistungssteigerung um 1138 MW innerhalb von 15 Minuten trat am frühen Morgen des 12. Aprils auf.

Abbildung 13 stellt die durchschnittlichen Tagesgänge der Windstromeinspeisung für die Sommer- und Wintermonate 2011 dar. Wie auch in Abbildung 11 zu erkennen, ist der durchschnittliche Ertrag eines Wintermonats höher als der eines Sommermonats. Im windstärksten Monat Dezember lag die durchschnittliche Windleistung bei rund 10 750 MW. Die Tagesgänge der Sommermonate weisen morgens und abends ein Leistungsminimum und zur Mittagszeit ein Leistungsmaximum auf. Für die Wintermonate ist eine entsprechende Charakteristik nicht zu erkennen.

Für die deutsche Offshore-Windenergie stehen entsprechend auswertbare Daten bisher nur von den in der Nordsee installierten Offshore-Windparks zur Verfügung, siehe Abbildung 14. Aufgrund der noch vergleichsweise geringen Anzahl und Gesamtleistung der dort installierten WEA ist die Aussagekraft der Daten derzeit noch begrenzt und kann schon durch einzelne Anlagenstillstände verfälscht werden. Im windstärksten Monat Dezember lag die im Mittel eingespeiste Offshore-Windleistung bei rund 80 MW und im Maximum bei 110 MW. Während für die Wintermonate keine klare Tendenz im Verlauf der Tagesgänge festzustellen ist, zeigt sich in den Sommermonaten nachts eine

höhere Einspeisung als in den Tagesstunden. Sieht man von dem Tagesgang des Ausnahmemonats Dezember ab, zeigt die Offshore-Windenergie generell weniger starke Schwankungen im Verlauf eines durchschnittlichen Tagesgangs sowie geringere Unterschiede zwischen den einzelnen Monaten, siehe auch Abbildung 11.

Leistungsbereitstellung. Die in Abbildung 15 dargestellte Leistungsdauerlinie zeigt die Anzahl der Jahresstunden, während denen die Einspeisung der WEA oberhalb einer bestimmten Leistung liegt. Der Kurvenverlauf, dessen Integral der Jahresenergielieferung entspricht, ist von der Höhe des Windenergieangebots und insbesondere auch von dessen räumlicher Verteilung über dem Gebiet der installierten WEA abhängig.

So wurde dem deutschen Verbundnetz während der Hälfte der Stunden (4380 h) des Jahres 2011 mindestens eine Leistung von 3750 MW bereitgestellt. Zwei Drittel des gesamten Jahresertrags von rund 46 TWh wurde in den 2900 leistungsstärksten Windstunden erzielt.

Mit 22 860 MW lag die maximal verfügbare Leistung bei ca. 75 % der installierten Nennleistung. Die in den verschiedenen Regionen Deutschlands unterschiedlich schwankenden Windgeschwindigkeiten und Einspeiseleistungen gleichen sich bei diesen räumlich weit verteilten WEA teilweise aus.

Abbildung 16 zeigt eine entsprechende Leistungsdauerlinie für die in der Nordsee installierten Windparks. Insgesamt wurden im Jahr 2011 über 430 GWh in das Übertragungsnetz der TenneT TSO GmbH eingespeist. Die höchste Leistung des Jahres wurde in der Nacht vom 27. auf den 28. Juni erreicht. In diesem Zeitraum waren etwa 129 MW Offshore-Windleistung aus der Nordsee am Netz.

Netzintegration

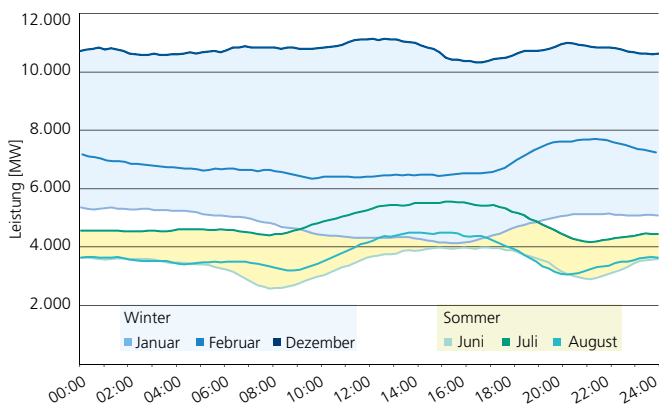


Abbildung 13: Durchschnittliche Tagesgänge der Windstromspeisung in den Sommer- und Wintermonaten in das deutsche Stromnetz, Datenquelle: EEG-Daten und Daten der ÜNB

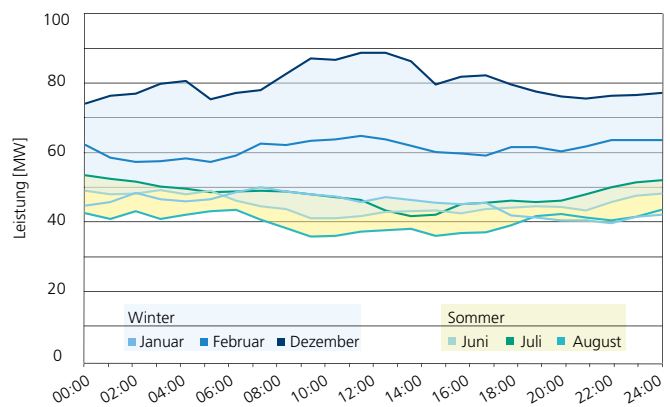


Abbildung 14: Durchschnittliche Tagesgänge der Offshore-Windstromspeisung (Nordsee) in den Sommer- und Wintermonaten in das deutsche Stromnetz, Datenquelle: TenneT TSO GmbH und Daten der ÜNB

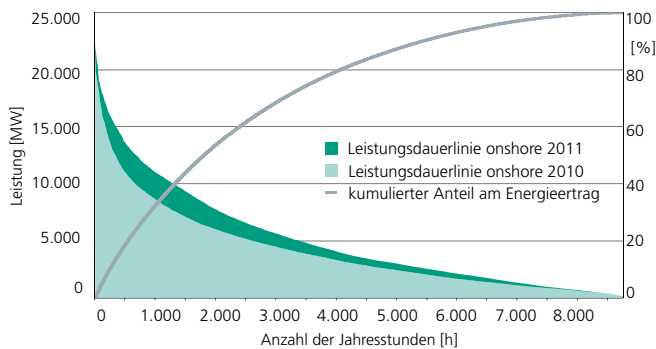


Abbildung 15: Leistungsdauerlinie 2011, Datenquelle: EEG-Daten und Daten der ÜNB

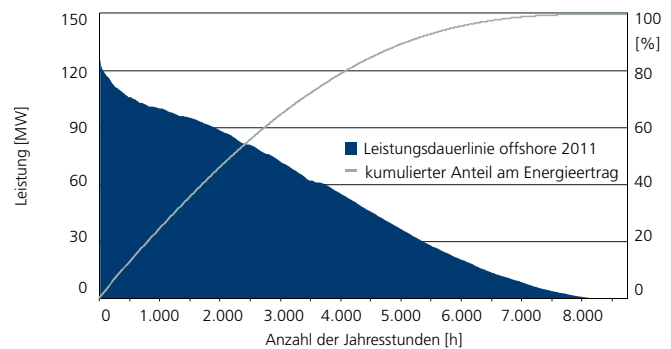


Abbildung 16: Leistungsdauerlinie offshore (Nordsee), Datenquelle: TenneT TSO GmbH

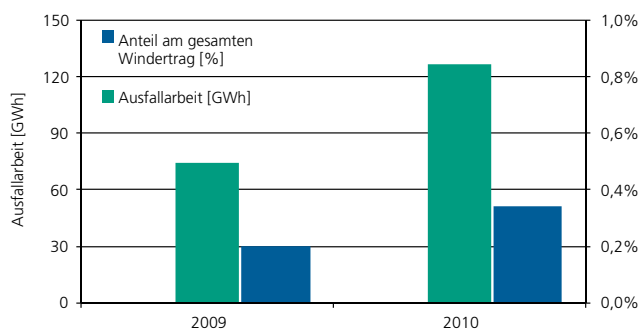


Abbildung 17: Auswirkungen des Einspeisemanagements, Datenquelle: Bundesnetzagentur

Zugleich gab es aber auch immer wieder Zeiträume mit geringer Windleistung. Etwa ein Viertel der Zeit lag die Leistung unter 13 MW (10 %). Der Median der Windleistung lag bei 48 MW, der Mittelwert bei 50 MW. Im oberen Quartil wurde während der leistungstärksten 2200 Stunden insgesamt mit ca. 220 GWh die Hälfte des Windenergieertrags erzielt.

Die Leistungsdauerlinie verläuft im Vergleich zu der entsprechenden Onshore-Darstellung überraschend linear. Ein Grund hierfür sind die für Offshore-Standorte erwarteten höheren und konstanteren Windgeschwindigkeiten. Eine weitere Rolle spielt aber sicherlich auch der starke Ausbau während des vergangenen Jahres. Welche Auswirkungen die stärkeren und stabileren Windverhältnisse an Offshore-Standorten tatsächlich haben, werden die Auswertungen der nächsten Jahre zeigen.

Einspeisemanagement. Trotz räumlicher Ausgleichseffekte und Vorrangregelung für erneuerbare Energien kommt es zu Überlastungen der Netzkapazitäten, welche die Netzbetreiber mit einer temporären Reduzierung der Einspeiseleistung von EEG-Anlagen (nach EEG § 11) und damit auch von WEA begegnen. Bisher wurde ein Einspeisemanagement hauptsächlich in Nord- und Ostdeutschland durchgeführt. Im Süden Deutschlands ist das Thema Einspeisemanagement zurzeit nahezu vernachlässigbar. In Mittel- und Süddeutschland war nur in wenigen Regionen z. B. im Saarland ein Einspeisemanagement

erforderlich. Vor allem die Überlastung von Verteilnetzen, aber auch die von Übertragungsnetzen, waren Ursachen für die Notwendigkeit des Einspeisemanagements.

Abbildung 17 zeigt die Auswirkungen des Einspeisemanagements auf die Windenergienutzung. Im Jahr 2010 betrug die Ausfallarbeit durch Abregelung, welche zu rund 99 % der Windenergie zugeordnet werden kann, 127 GWh (74 GWh in 2009) was einem Anteil an der Windstromproduktion in Deutschland von 0,34 % (0,2 % in 2009) entspricht. Damit hat sich der Anteil der Ausfallarbeit innerhalb eines Jahres um 72 % erhöht. Die Entschädigungszahlungen nach § 12 EEG lagen bei rund 10 Mio. € (6 Mio. € in 2009). Die Tendenz ist damit deutlich steigend. Durch den weiteren Ausbau der Windenergienutzung kann auch für die nahe Zukunft davon ausgegangen werden, dass die Menge an abgeregeltem Windstrom weiter zunehmen wird. Vor allem der Ausbau der Offshore-Windenergie, die in Norddeutschland in das Stromnetz eingespeist wird, wird dieses Problem zukünftig verstärken. Die Netzengpässe können durch die Umsetzung des notwendigen Netzausbaus behoben werden. Der Netzausbau ist bisher allerdings sehr schleppend vorangekommen, auch wenn es politische Initiativen wie das Netzausbaubeschleunigungsgesetz gibt.

Netzbetreiber. Die Einspeisung des Windstroms erfolgt in Deutschland in die vier Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber EnBW Transportnetze AG, TenneT TSO GmbH, Amprion GmbH sowie 50Hertz Transmission GmbH (siehe Abbildung 18). Ebenfalls dargestellt ist die zum Ende 2011 installierte gesamte sowie neu installierte Nennleistung der WEA (on- und offshore). Rund 80 % der Windleistung ist in den Regelzonen der 50Hertz Transmission GmbH und der TenneT TSO GmbH installiert. Der größte Anteil der in 2011 neu zugebauten Windleistung entfällt ebenfalls auf die Regelzone der TenneT TSO GmbH. Entsprechend verhält sich die in Abbildung 19 dargestellte Windstromeinspeisung in den jeweiligen Regelzonen. Während von 2008 bis 2010 eine rückläufige Windstromeinspeisung zu beobachten ist, zeigt die Hochrechnung für das Jahr 2011 wieder eine deutlich höhere Einspeisung.

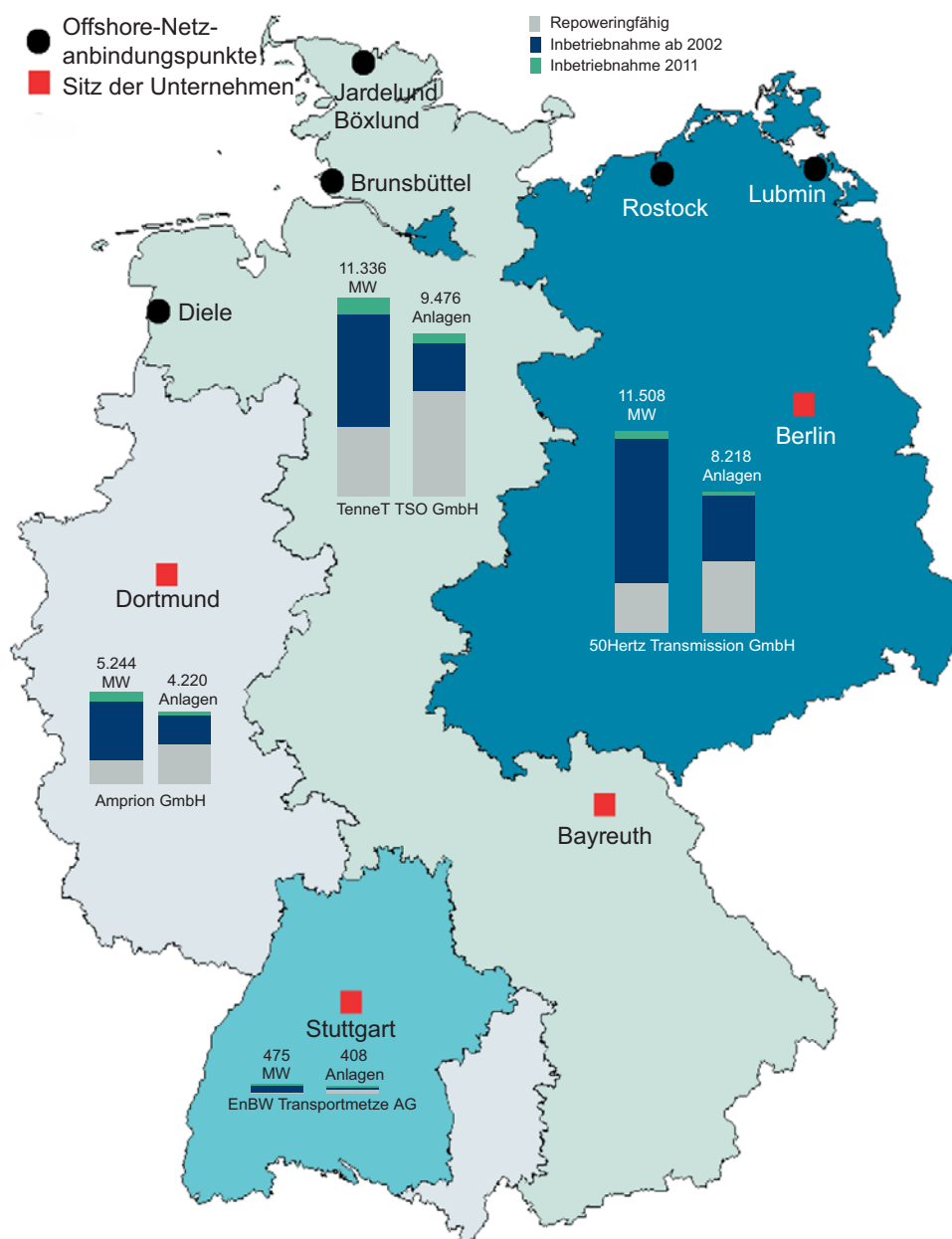


Abbildung 18: Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber und installierte Windleistung je Regelzone, Datenquelle: IWET

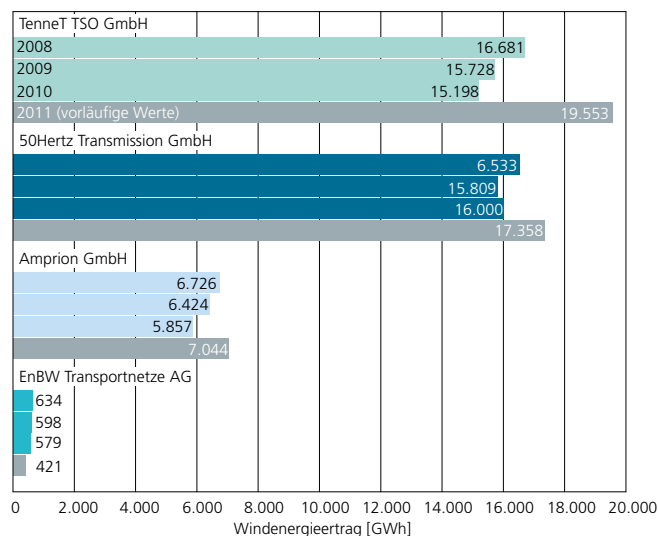


Abbildung 19: Windstromeinspeisung 2008–2011 in den Regelzonen der vier Übertragungsnetzbetreiber, Datenquelle: ÜNB

Abbildung 18 zeigt weiterhin auf, welcher Anteil der in den einzelnen Regelzonen installierten WEA vor Januar 2002 in Betrieb genommen wurde und damit für ein Repowering in Frage kommt. Die TenneT TSO GmbH hat die größte Anzahl repoweringfähiger WEA in ihrer Regelzone.

Netzanbindung von Offshore-Windparks. Eine Einspeisung des Offshore-Windstroms erfolgt in die Netze der TenneT TSO GmbH (Nordsee) und der 50Hertz Transmission GmbH (Ostsee). Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sieht vor, dass die Netzanbindung für bis Ende 2015 im Bau befindliche Offshore-Windparks durch die Netzbetreiber finanziert und umgesetzt wird. Die Netzanbindung wird sowohl über Hochspannungs-Wechselstromkabel (HVAC) als auch über Hochspannungs-Gleichstromkabel (HVDC) realisiert. Mit der offiziellen Inbetriebnahme des Windparks Baltic 1 (Mai 2011) speist nun der erste in der Ostsee gelegene Windpark in das Stromnetz ein. Insgesamt sind derzeit die drei Windparks alpha ventus, Baltic 1 und Bard 1 angeschlossen.

Aufgrund der Vielzahl geplanter und bereits genehmigter kommerzieller Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee wird in der Branche aus ökonomischen und ökologischen Gründen ein Anbindungskonzept in Form von Sammelanbindungen – so genannten Clustern – favorisiert. Die Umsetzung dieses Anbindungskonzepts ist durch ein Positionspapier der Bundesnetzagentur deutlich vereinfacht worden. Dieses sieht eine Stichtagsregelung vor, welche die vom verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber zu tätige Ausschreibung für die Sammelanbindung mehrerer Windparks von unterschiedlichen Planern ermöglicht.

Zur weiteren Konkretisierung wurde das im Herbst 2009 veröffentlichte Positionspapier im Frühjahr 2011 um einen Annex ergänzt, der vor allem die gemeinsame Netzanbindung von Offshore-Windparks behandelt.

Nachdem die TenneT TSO GmbH bereits 2010 die Zuschläge für die Cluster BorWin, HelWin und DolWin erteilt hat, wurde im Januar 2011 die Sammelanbindung des Clusters SylWin beauftragt. Insgesamt sind mit Stand Oktober 2011 13 der insgesamt 20 eingereichten Anträge zur Genehmigung einer Investition für die Netzanbindung von Offshore-Windparks bewilligt, was einem Investitionsvolumen von 5,4 Mrd. € entspricht.

In einem im November 2011 an die Bundesregierung gerichteten Brief wies die TenneT TSO GmbH darauf hin, dass sie die termingerechte Bereitstellung der benötigten Netzanbindungen, aufgrund der hohen Zahl an Anschlussersuchen, unter den derzeitigen Bedingungen gefährdet sieht.

Netzausbau an Land. Die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien und insbesondere der Windenergie macht einen Ausbau der Übertragungsnetze notwendig. Die im Jahr 2005 veröffentlichte Dena-Netzstudie beziffert rund 850 km des Hoch- und Höchstspannungsnetzes, die bis zum Jahr 2015 erneuert werden müssen. Die im November 2010 veröffentlichte Dena-Netzstudie II ermittelte einen noch weitaus höheren zusätzlichen Netzausbaubedarf bis zum Jahr 2020. Dieser beträgt jeweils ohne Speicherung der nichtübertragbaren Leistung im Fall der Verwendung von 380 kV Drehstromleitungen ca. 3600 km und im Fall der Verwendung von Hochtemperaturleiterseilen ca. 1700 km. Im letzteren Fall ist neben dem Bau neuer Trassen der Umbau von ca. 5700 km bereits bestehender Trassen nötig.

Nach EnWG sind die deutschen Übertragungsnetzbetreiber 2012 erstmals verpflichtet einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan vorzulegen. Der Plan muss aufzeigen, welche Ausbaumaßnahmen für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb im Übertragungsnetz im kommenden Jahrzehnt notwendig sind. Grundlage für die Erstellung des Netzentwicklungsplans ist ein Szenariorahmen für die Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland in den nächsten zehn Jahren, der die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklung im Hinblick auf die mittel- bis langfristigen energiepolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung abdeckt.

Zur Beschleunigung des Netzausbaus hat die Bundesregierung im Jahr 2009 das Energieleistungsausbaugesetz (EnLAG) verabschiedet. Das EnLAG umfasst 24 Ausbauprojekte mit einer Trassenlänge von 1807 km, die beschleunigt realisiert werden sollen. Mit Stand Oktober 2011 waren davon 214 km fertiggestellt. Die Hälfte der Projekte liegen derzeit außerhalb des geplanten Zeitrahmens und verzögern sich um ein bis vier Jahre.



ONSHORE

Standorte. Die als Standorte für WEA nutzbaren Flächen Deutschlands onshore lassen sich in die Landschaftskategorien Küste, Norddeutsche Tiefebene und Mittelgebirge unterteilen. Die Kategorie Küste umfasst dabei einen etwa 5 km breiten Streifen entlang der norddeutschen Küstenlinien. 2011 hat der Ausbau der Windkraft, wie schon im Vorjahr, vermehrt in den Mittelgebirgslagen stattgefunden. Mit fast 750 MW wurde dort fast ebenso viel Windleistung installiert wie in der norddeutschen Tiefebene (816 MW). An Küstenstandorten wurden gut 330 MW neu errichtet. Nach dieser Einteilung sind im Jahr 2011 15,5 % der neuinstallierten WEA an Küstenstandorten, 43,5 % in der Tiefebene und 41 % im Mittelgebirge installiert worden, siehe Abbildung 20 oben. Die insgesamt installierte Windleistung in Deutschland verteilt sich aktuell mit etwa 17 % auf die Küstenregionen, mit 55 % auf die Region „Norddeutsche Tiefebene“ und mit 28 % auf Mittelgebirgslagen.

Anlagenkategorien. Der Trend zu größeren WEA ist ungebrochen. Im Jahr 2011 wurden 81 % der neuinstallierten Leistung über Anlagen der 2-bis 3-MW-Klasse errichtet. Die Leistungsklasse von 1 MW bis 2 MW wurde damit weitgehend vom deutschen Markt verdrängt. Anlagen ab 3 MW beginnen verstärkt den Markt zu durchdringen und machten bereits 16,8 % (2010: 6 %) der neu installierten Leistung aus.

Die Modellzyklen werden länger. Während Anlagen mit Nennleistungen bis 500 kW von 1990 bis 1993 drei Jahre den Markt dominierten, konnten sich die Anlagen von 0,5 MW bis 1 MW von 1994 bis 1998 bereits etwa fünf Jahre behaupten, bevor sie von der nachfolgenden Generation verdrängt wurden. Dies dauerte bei der Leistungsklasse 1 MW bis 2 MW knapp sechs Jahre von 1998 bis 2004. Für die jetzt aktuellen Anlagentypen zeichnet sich eine weitere Verlängerung des Produktlebenszyklus ab, siehe Abbildung 20 mittig.

Der Direktantrieb ist weiterhin das meistgenutzte Anlagenkonzept bei WEA in Deutschland, siehe Abbildung 20 unten. Auf dem deutschen Markt stammen Anlagen nach diesem

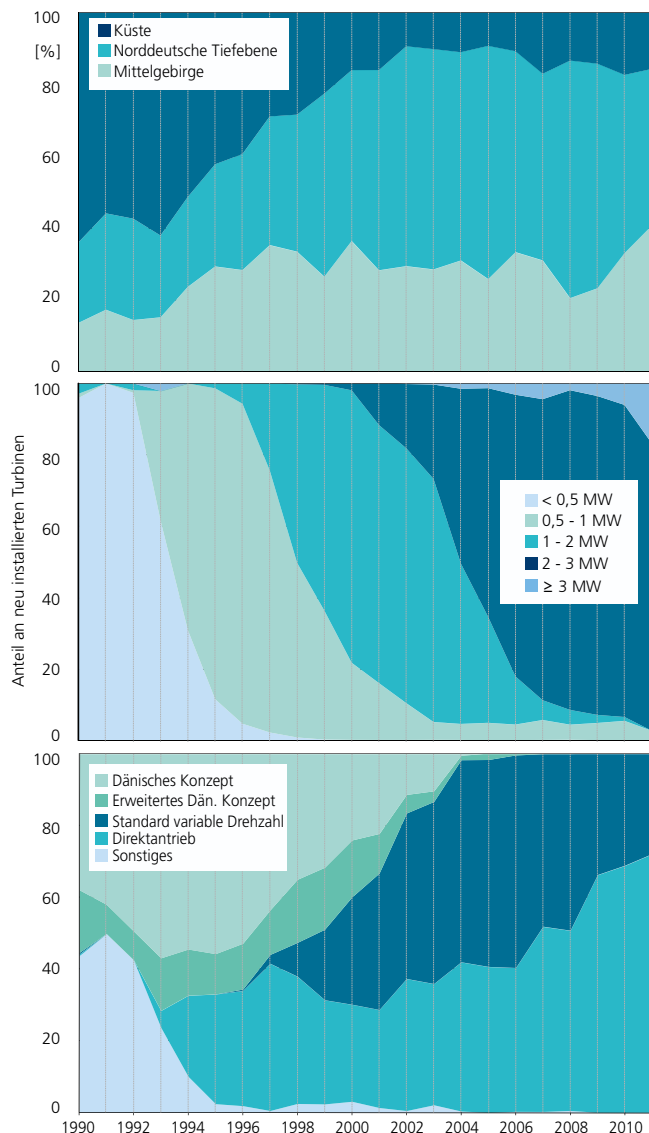


Abbildung 20: Anlagenzubau nach Standortkategorie, Leistungs-kategorie und Anlagenkategorie (1990 bis 2011), Datenquelle: IWET

Konzept fast ausschließlich von dem Unternehmen Enercon, das 2011 einen Marktanteil von 63 % bei den neu installierten Anlagen hatte, vgl. Abbildung 29. Das Unternehmen produziert getriebelose Anlagen seit Mitte der 90er Jahre und kann als Pionier dieses Konzepts angesehen werden. Mittlerweile wird das Konzept des Direktantriebs jedoch auch von weiteren Herstellern aufgegriffen und größtenteils unter Verwendung von permanenterregten Generatoren umgesetzt.

Anlagengröße. Die Leistung einer WEA wird grundsätzlich durch den Rotordurchmesser bestimmt. Dieser legt fest wie groß der Anteil der Windströmung ist, welcher der WEA zur Umwandlung in elektrische Energie zur Verfügung steht. Die Energie der Windströmung wiederum hängt in dritter Potenz von der Windgeschwindigkeit ab. Diese steigt mit der Höhe über dem Grund. Zusätzlich nehmen Verwirbelungen mit der Höhe ab. Durch höhere Türme können die Anlagen deswegen höhere Windgeschwindigkeiten ausnutzen und einen höheren Ertrag erzielen. Abbildung 21 zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen Anlagendimensionen der seit 1990 neu installierten WEA. Die nach der Anlagenzahl gewichtete mittlere

re Turmhöhe bei neu installierten Anlagen liegt inzwischen bei über 105 m. 1990 waren die Türme im Schnitt etwa 30 m hoch. Die durchschnittlichen Rotordurchmesser sind ebenfalls beträchtlich gewachsen- von etwa 23 m im Jahr 1990 auf aktuell über 83 m. Während sich Durchmesser und Nabenhöhe lange Zeit proportional zueinander entwickelten, ist in den letzten fünf Jahren die durchschnittliche Nabenhöhe stärker gestiegen. Die Ursache hierfür liegt in der verstärkten Erschließung von Standorten im Binnenland. Dort werden ausreichende Windverhältnisse erst in großer Höhe erreicht und WEA mit Turmhöhen von typischerweise 130 m und mehr errichtet.

Die überstrichene Rotorfläche einer WEA und damit auch die zur Verfügung stehende Energie des Windes wachsen quadratisch mit dem Rotordurchmesser. Wie in Abbildung 22 erkennbar, spiegelt sich diese Tatsache weitestgehend auch in der Konstruktion der WEA wieder. Bis zu einer Nennleistung von rund 1000 kW zeigt der in Deutschland installierte Anlagenpark nur eine geringe Streuung um die dargestellte Trendlinie. Das Verhältnis der Rotorfläche zur Nennleistung, welche die theoretisch erzielbare Leistung linear beeinflusst, liegt abgesehen

ANTRIEBSKONZEPT UND GETRIEBELOSE WEA

Auf dem Weg vom Wind zum Wechselstrom ist die Umwandlung der Drehbewegung des Rotors in elektrische Energie die Kernaufgabe der WEA. Während auf dem deutschen Markt der Direktantrieb dominiert, setzen die meisten anderen Hersteller weltweit überwiegend Anlagen mit Getrieben ein. Dort wird die Rotordrehzahl auf eine höhere Generatordrehzahl übersetzt, wodurch eine kompakte Bauform von Generator und Turbinenhaus möglich ist.

Direkt angetriebene Anlagen haben konzeptbedingt einen Generator mit großem Durchmesser, daher einen hohen Materialeinsatz und eine höhere Turmkopfmasse. Anlagen mit Permanent-Magnet-Generatoren (PMG) können diesen Nachteil zwar reduzieren, erfordern zu-

dem jedoch den Einsatz von Seltenen Erden (Neodym und Dysprosium). Die bestehenden Abbaukapazitäten für diese Metalle befinden sich überwiegend in China. Die Ausfuhr ist staatlich limitiert.

In dem Special Report „Direct drives and drive-train development trends“ stellt Dr. Jan Wenske die unterschiedlichen Antriebskonzepte, sowie deren Vor- und Nachteile vor. Im Rahmen der Entwicklung von neuen Anlagenkonzepten für den Offshore-Einsatz werden die Anlagenkonzepte vor allem unter den Aspekten der Instandhaltung und Verfügbarkeit neu diskutiert.

Mehr Informationen finden Sie ab Seite 59

von wenigen Ausnahmen zwischen $2 \text{ m}^2/\text{kW}$ und $3 \text{ m}^2/\text{kW}$. In den höheren Leistungsklassen zeigt sich ein Trend zu deutlichen Unterschieden im Rotordurchmesser und damit der Rotorfläche bei identischer Nennleistung. Die beispielhafte Betrachtung der 2-MW-Klasse zeigt eine Spannweite der Rotordurchmesser von 66 m bis zu 92,5 m bzw. ein Verhältnis von Rotorfläche zur Nennleistung zwischen $1,71 \text{ m}^2/\text{kW}$ und $3,36 \text{ m}^2/\text{kW}$. Auch bei den im Jahr 2011 installierten WEA aller Leistungsklassen ist diese auseinanderlaufende Entwicklung mit einem Verhältnis zwischen $1,64 \text{ m}^2/\text{kW}$ und $4,46 \text{ m}^2/\text{kW}$ zu beobachten. Dabei ist zu berücksichtigen, dass sowohl vom Anlagentyp mit dem geringsten Verhältnis (Enercon E 126, 126 m, 7500 kW) als auch mit dem größten Verhältnis (Nordex N 117/2400) jeweils nur eine Anlage errichtet wurde. Unter der Annahme vergleichbarer Leistungsbeiwerte kann eine WEA bei einem hohen Verhältnis der Rotorfläche zur installierten Leistung ihre Nennleistung schon bei niedrigeren Windgeschwindigkeiten abrufen. In den bereits vorgestellten Standortkategorien lassen sich die dort eingesetzten WEA entsprechend ihres Rotorflächen/Nennleistung-Verhältnis charakterisieren. Anlagen an der Küste haben im Schnitt ein Rotorflächen/Nennleistung-Verhältnis von $2,47 \text{ m}^2/\text{kW}$ (Zubau nur 2011: $2,18 \text{ m}^2/\text{kW}$), in der norddeutschen Tiefebene von $2,61 \text{ m}^2/\text{kW}$ (Zubau nur 2011: $2,59 \text{ m}^2/\text{kW}$) und im Mittelgebirge von $2,65 \text{ m}^2/\text{kW}$ (Zubau nur 2011: $2,65 \text{ m}^2/\text{kW}$).

Auch für die Nabenhöhe von WEA ist eine große Spannweite festzustellen. So wurden im Jahr 2011 z. B. WEA der 2-MW-Klasse sowohl mit einer Nabenhöhe von 59 m als auch mit einer auf mehr als doppelter Höhe von 138 m befindlichen

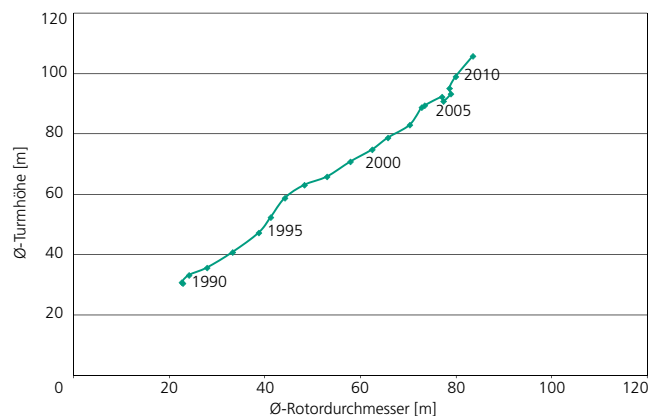


Abbildung 21: Größenentwicklung der Onshore-WEA, Datenquelle: IWET

Nabe errichtet. Neben dem in Abbildung 21 dargestellten Zusammenhang von dem für die Nennleistung entscheidenden Rotordurchmesser und der Nabenhöhe einer WEA ist für die Nabenhöhe einer Anlage insbesondere der Standort entscheidend. Dies wird auch dadurch bestätigt, dass die beiden betrachteten WEA einen identischen Rotordurchmesser von 82 m aufweisen. Bis ca. zum Jahr 2000 lag die Leistung je Meter Turm unabhängig von der Standortkategorie bei etwa 11 kW/m . Seitdem hat sich die spezifische verwendete Turmhöhe sehr stark auseinanderentwickelt. Liegt sie im Schnitt für alle installierten Anlagen mit $17,4 \text{ kW/m}$ an der Küste, $16,6 \text{ kW/m}$ in der norddeutschen Tiefebene und $15,11 \text{ kW/m}$ an Mittelgebirgsstandorten noch nah beieinander, zeigen die in 2011 errichteten Anlagen mit $32,3 \text{ kW/m}$, $20,7 \text{ kW/m}$ und $18,9 \text{ kW/m}$ deutlich größere Differenzen.

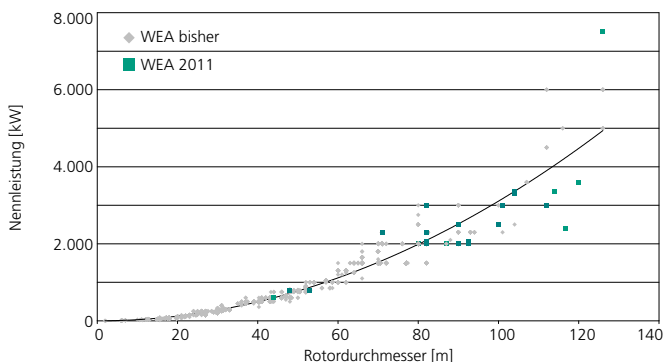


Abbildung 22: Nennleistung nach Rotordurchmesser verschiedener Anlagentypen, Datenquelle: IWET

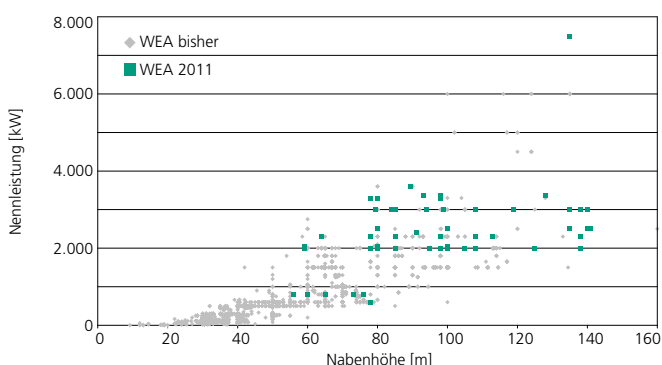


Abbildung 23: Nennleistung nach Nabenhöhe verschiedener Anlagentypen und Konfigurationen, Datenquelle: IWET

Wie Abbildung 22 und Abbildung 23 zeigen, wurden bei den im Jahr 2011 neu installierten Anlagenvarianten erneut neue Größenordnungen erreicht. Die leistungsstärkste installierte Anlage misst nun 126 m im Rotordurchmesser, hat eine Nabenhöhe von 136 m und eine Nennleistung von 7,5 MW. Die Anlage mit der größten Turmhöhe von 160 m wurde bereits 2006 gebaut.

Die zunehmende Erschließung von Standorten im Binnenland ist mit dem Einsatz höherer Türme und größerer Rotordurchmesser einhergegangen. Entsprechende Anlagentypen sind durch eine weitgehend konstante Nennleistung bei weiter wachsenden Nabenhöhen und Rotordurchmessern gekennzeichnet. Rotoren in größeren Höhen können die dort besseren Windströmungen ausnutzen und wirtschaftlich betrieben werden. Abbildung 22 und Abbildung 23 zeigen, dass die Mehrzahl der neu installierten Anlagentypen größere Dimensionen bei Rotor und Nabenhöhe haben, während die Nennleistung weitgehend konstant bleibt oder nur leicht ansteigt. Gleichzeitig diversifiziert sich der Markt für WEA. Je größer die Dimensionen der Anlagen werden, desto weiter spreizt sich das Angebot auf. Es ist sowohl ein Trend zu Binnenland-WEA mit hohen Türmen, großen Rotordurchmessern und Nennleistungen zwischen 2 MW und 3 MW zu verzeichnen, als auch zu weiter wachsenden Nennleistungen, die ebenfalls mit größeren Rotordurchmessern (bis zu 126 m) und Nabenhöhen (100 m bis 120 m) einhergehen.

WINDMESSTECHNIK

Mit der Erschließung der Standorte im Binnenland durch Anlagen mit großen Turmhöhen wird das Wissen um die genauen Windbedingungen zunehmend wichtig. Die Geländesituation ist im Binnenland komplexer, gerade in bewaldeten Gebieten ist die Rauigkeit deutlich höher. Detailliertes Wissen zu den standortspezifischen Windbedingungen ist deshalb ein Schlüssel, um die Auswahl der Standorte und die Auslegung der Anlagen zu optimieren. Um diese Informationen bereit zu stellen, wird die Windmesstechnik weiter entwickelt. Messungen nach dem LiDAR-Verfahren, das den Doppler-Effekt bei der Reflektion optischer Signale nutzt, werden bereits bei einfachen Orographien erfolgreich eingesetzt.

In dem Special Report „New Techniques for Wind Measurement at the Fraunhofer IWES“ stellt Tobias Klaas vor, wie die LiDAR-Technologie anhand von Vergleichswerten eines extra dafür errichteten 200 m hohen Messmastes für neue Anwendungsfelder weiter entwickelt wird. Mehr Informationen finden Sie ab Seite 65

Abbildung 24 zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen Nabenhöhen und Leistungsklassen aller im Zeitraum von 1990 bis 2011 installierten WEA in Deutschland. Die durchschnittlich neu installierte Leistung je Anlage ist von 2010 auf 2011 deutlich von 2,0 auf 2,2 MW gestiegen.

Während 1990 noch etwa sechs Anlagen errichtet werden mussten, um ein Megawatt elektrischer Nennleistung zu installieren, haben WEA die heute installiert werden bereits eine durchschnittliche Nennleistung von über 2,2 MW. Im Jahr des bisher größten Zubaus 2002 (rund 2280 WEA) hatten die Anlagen dagegen im Schnitt eine Nennleistung von rund 1,4 MW. Abbildung 25 zeigt, dass die gesamten in Deutschland installierten Anlagen schon im Jahr 2004 durchschnittlich eine Nennleistung von 1 MW hatten. Während die installierte Nennleistung weiter stark steigt, nimmt die Anzahl der Anlagen deutlich langsamer zu. So liegt die durchschnittliche Leistung aller installierten WEA heute bei rund 1,3 MW.

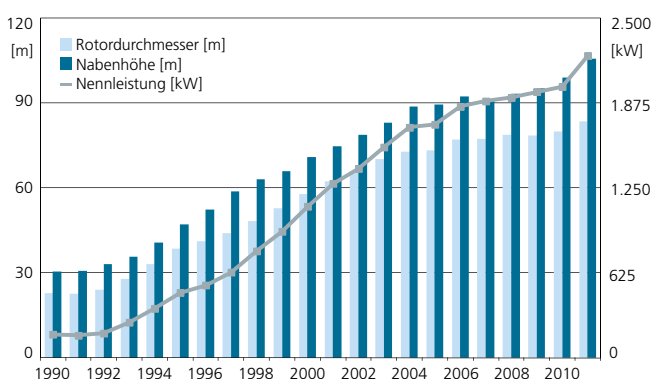


Abbildung 24: Entwicklung der Anlagengrößen (Onshore), Datenquelle: IWET

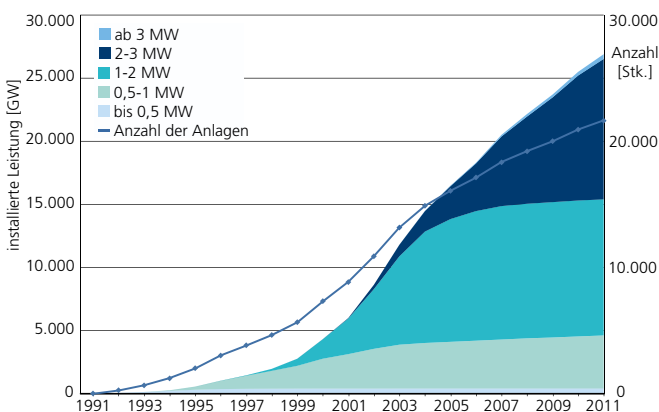


Abbildung 25: Kumulierte Darstellung der installierten Leistung und Anzahl der Onshore-WEA, Datenquelle: IWET

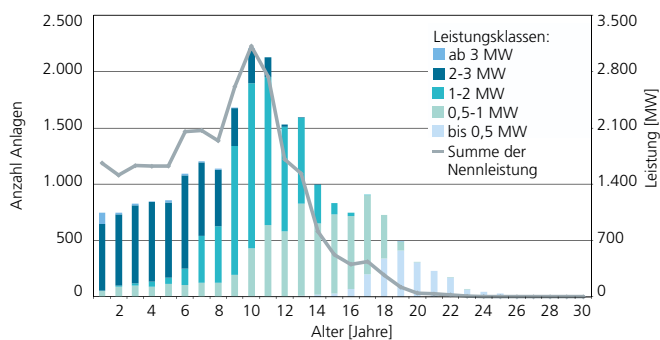


Abbildung 26: Altersstruktur der WEA nach installierter Leistung,
Datenquelle: IWET

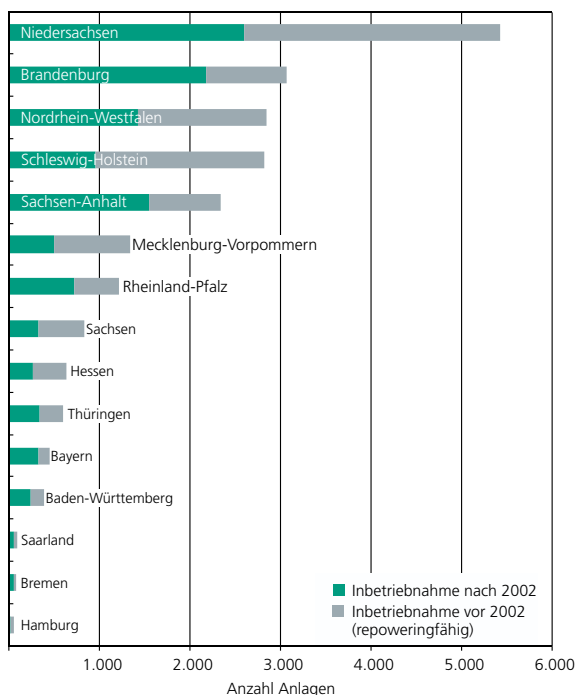


Abbildung 27: Anzahl der nach ihrem Alter für ein Repowering in Frage kommenden Anlagen nach Bundesländern (Inbetriebnahme vor dem 01.01.2002), Datenquelle: IWET

Altersstruktur. Abbildung 26 zeigt die Altersstruktur der in Deutschland installierten WEA. Während bereits 890 Anlagen (etwa 4 % aller WEA) seit 20 oder mehr Jahren in Betrieb sind und damit die allgemein angenommene Lebensdauer überschritten haben, beträgt die summierte Nennleistung dieser Anlagen lediglich 123 MW (etwa 0,4 % der installierten Windleistung). Der in Zukunft zu erwartende Abbau von Altanlagen wird somit kaum Einfluss auf die installierte Windleistung haben und ist schon durch einen Bruchteil der Anzahl an Neuanlagen zu kompensieren. Gleichzeitig werden durch einen Abbau von Altanlagen, die wie im Abschnitt Standort dargestellt zum großen Teil an der Küste stehen, attraktive Standorte für neue Projekte frei.

Auf diese Tatsache zielt auch das im EEG vorgesehene Repowering ab. Nach den gesetzlichen Bestimmungen können alle WEA, die vor dem 1. Januar 2002 in Betrieb genommen wurden durch leistungsstärkere neue Anlagen auf geeigneten Flächen ersetzt werden. In Abbildung 27 ist dargestellt, wie viele Anlagen in den einzelnen Bundesländern das nötige Alter erreicht haben, um im Rahmen von Repowering-Maßnahmen ersetzt zu werden. Niedersachsen und Schleswig-Holstein haben mit 2828 und 1862 Anlagen mit einer entsprechenden Leistung von 2,3 GW bzw. 1,3 GW das größte Repowering-Potential. Insgesamt könnten in Deutschland über 10 000 WEA im Zuge des Repowerings ersetzt werden.

Anlagenhersteller. Die in Deutschland Ende 2011 installierte Windleistung von 28 644 MW teilt sich auf Anlagen einer Vielzahl von Herstellern auf. Abbildung 28 zeigt die Marktanteile nach installierter Leistung und Anzahl der WEA des deutschen Anlagenbestandes Ende 2011. Die beiden Hersteller Enercon (41 % mit 11 600 MW) und Vestas (27 % mit 7800 MW) stellten mit zusammen knapp 20 000 MW installierter Leistung fast zwei Drittel der gesamten installierten Windkraftleistung Deutschlands. Diese Verteilung findet sich nicht nur im Anteil der Leistung, sondern auch in den absoluten Anlagenzahlen wieder.

Bis Oktober 2011 wurden weltweit WEA mit 16 814 MW Nennleistung neu installiert, rund 1923 MW in Deutschland. Die in Deutschland errichteten Anlagen wurden von unterschiedlichen Herstellern geliefert – siehe Abbildung 29 – von denen die Firma Enercon mit knapp 1200 MW (61 % Marktanteil) den größten Anteil verzeichnen konnte, gefolgt von Vestas aus Dänemark mit gut 420 MW (22 % Marktanteil). Damit stammt nur etwas mehr als jedes zehnte Megawatt neuinstallierte Leistung nicht von einem der beiden größten Unternehmen am Markt. Viele der im deutschen Markt nicht mehr oder nur noch geringfügig vertretenen Hersteller haben ihre Vertriebsaktivitäten auf stark wachsende Auslandsmärkte konzentriert.

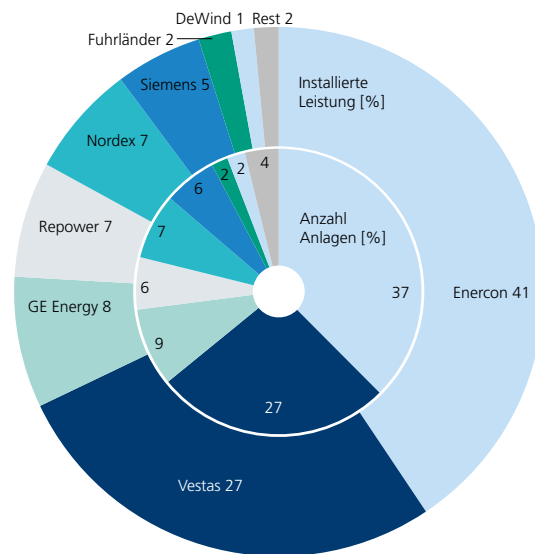


Abbildung 28: Marktanteil der Anlagenhersteller in Deutschland, Basis Anlagen in Betrieb bis 2011, Datenquelle: IWET

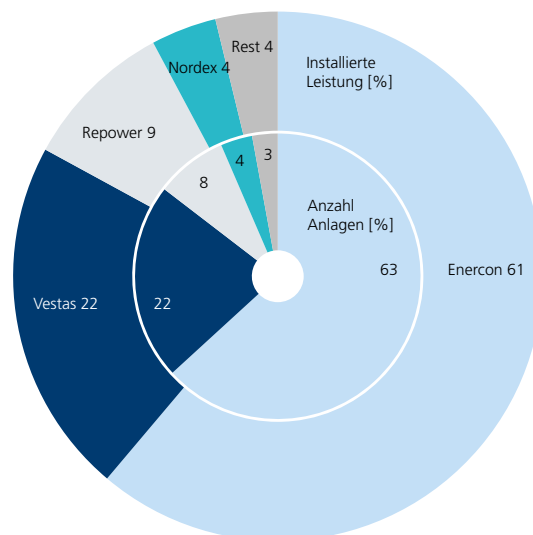


Abbildung 29: Marktanteil der Anlagenhersteller in Deutschland, Zubau in 2011, Datenquelle: IWET

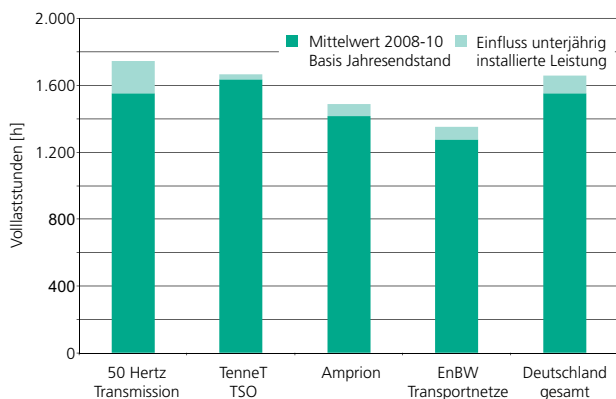


Abbildung 30: Volllaststunden in den vier Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber (2008-2010), Datenquelle: Windertrag auf Basis der EEG-Jahresabrechnung der Übertragungsnetzbetreiber, installierte Windleistung je Netzbereich, IWET

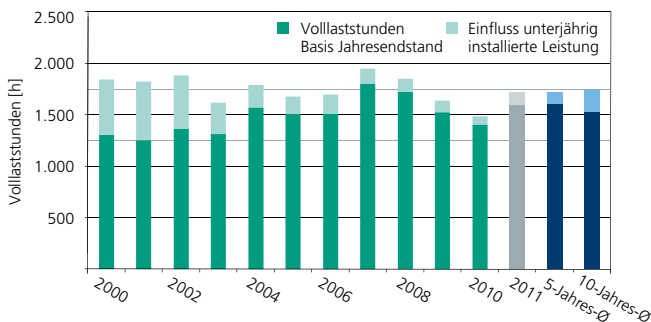


Abbildung 31: Entwicklung der Volllaststunden onshore, Deutschland gesamt, Datenquelle: EEG-Jahresabrechnungen und installierte Leistungen, IWET

Volllaststunden. Für die Bewertung und den Vergleich der Leistungsfähigkeit von WEA wird die Jahresenergielieferung auf die Nennleistung der Anlagen bezogen. Die so berechnete Zahl der sogenannten äquivalenten Volllaststunden hängt neben der Leistungsfähigkeit der WEA vor allem von den Standortbedingungen ab.

Besonders an Küstenstandorten werden hohe Werte erreicht – einige Anlagen erzielten dort in einzelnen Jahren sogar Werte von über 3000 Stunden – die Werte für WEA im Binnenland liegen im Mittel deutlich darunter. Hier ist der Energieertrag sehr stark abhängig vom gewählten Standort und der Auslegung der WEA. Durch den Einsatz von hohen Türmen und großen Rotorflächen können aber auch im Binnenland WEA wirtschaftlich betrieben werden.

Abbildung 30 zeigt die Mittelwerte der Volllaststunden der Jahre 2008 bis 2010 in den vier Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber. Der Mittelwert für Deutschland liegt je nach Zuordnung der jeweils in einem Jahr neu installierten WEA zwischen 1552 Volllaststunden und 1657 Volllaststunden. Die WEA in den küstennahen Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission GmbH und TenneT TSO GmbH weisen im Schnitt höhere Volllaststunden auf, als die WEA in den Regelzonen der Amprion GmbH und der EnBW Transportnetze AG. Die vergleichsweise geringen Volllaststunden im Bereich der EnBW lassen sich darauf zurückführen, dass es sich um weniger windreiche Standorte der Standortkategorie Mittelgebirge handelt.

Wie aus Abbildung 31 hervorgeht, lagen die Volllaststunden und damit auch der Ertrag je WEA in 2010 noch unter den Werten des Jahres 2009 und deutlich unter dem langjährigen Mittel. Die vorläufigen Zahlen für 2011 lassen auf deutlich bessere Erträge schließen, die die langjährigen Mittelwerte wieder erreichen, von den Spitzenwerten der Jahre 2007 und 2008 jedoch noch deutlich entfernt sind. Eine exakte Bestimmung der Volllaststunden ist anhand der vorliegenden Daten nicht möglich. Es sind daher sowohl die Volllaststunden auf Basis der zum Beginn als auch zum Ende des jeweiligen Jahres installierten WEA dargestellt. Aufgrund des sinkenden Verhältnisses von Neuninstallation zu Anlagenbestand hat sich die Spannweite in den letzten Jahren stetig verringert.

Einspeisevergütung. In Deutschland wurde die Einspeisevergütung durch Inkrafttreten des Stromeinspeisungsgesetzes (StrEG) vom 1. Januar 1991 geregelt. Die Höhe der Vergütung betrug seinerzeit mindestens 90 % des Durchschnittserlöses je Kilowattstunde aus der Stromabgabe von Elektrizitätsversorgungsunternehmen an alle Letztverbraucher. Im April 2000 wurde das StrEG durch das „Erneuerbare Energien Gesetz – (EEG)“ abgelöst. Dieses wurde bisher mehrfach novelliert. Die letzte Novellierung wurde im Juni 2011 beschlossen und ist seit Januar 2012 gültig. In Abbildung 32 sind die derzeit gültigen und zukünftigen Vergütungssätze dargestellt.

Grund- und Anfangsvergütung. Im EEG wird die Mindestvergütung durch eine ertragsabhängige Vergütungshöhe geregelt, welche durch einen so genannten „Referenzertrag“ definiert ist. Für WEA, die bis zu einem bestimmten Zeitpunkt in Betrieb gegangen sind, wird zunächst eine Anfangsvergütung für einen Mindestzeitraum von fünf Jahren festgeschrieben. Je nach Standortqualität wird die Einspeisevergütung anschließend auf eine Grundvergütung abgesenkt. An sehr ertragsstarken Standorten erfolgt die Absenkung unmittelbar nach Ablauf des fünften Jahres, an windschwachen Standorten wird die Zahlung des erhöhten Vergütungssatzes um zwei Monate je 0,75 % Minderertrag im Vergleich zu den 150 % des Referenzertrages, verlängert. Der Vergütungssatz für Neuanlagen zur Erzeugung von Strom aus Windenergie hängt zusätzlich vom Jahr der Installation ab. Anlagen die in 2012 installiert werden, erhalten eine Anfangsvergütung von 8,97 € ct/kWh und eine Grundvergütung von 4,87 € ct/kWh. Im Rahmen der Novellierung wurde die Degression der Vergütung von 1 % auf 1,5 % erhöht.

Kleinwindanlagen bis zu einer Nennleistung von 50 kW sind von der Berechnung des Referenzertrags ausgenommen und erhalten über den gesamten Vergütungszeitraum die Anfangsvergütung.

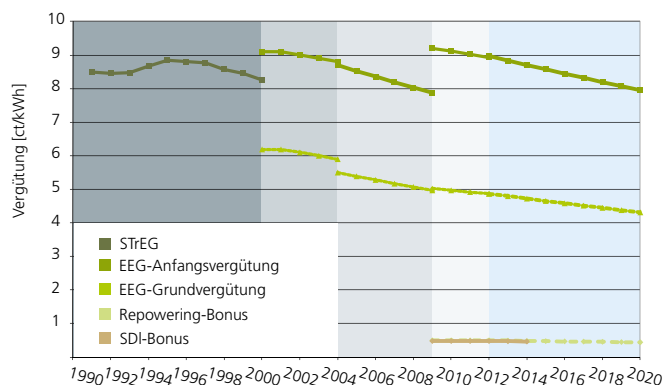


Abbildung 32: Gesetzliche Förderung der Windenergie durch das EEG

Systemdienstleistungsbonus. Für WEA, die vor dem 1. Januar 2015 errichtet werden und von Anfang an die Anforderungen der Systemdienstleistungsverordnung erfüllen, erhöht sich die Anfangsvergütung um 0,48 € ct/kWh. Der Systemdienstleistungsbonus wurde im Rahmen der Novellierung von 0,49 € ct/kWh auf 0,48 € ct/kWh gesenkt, seine Laufzeit (ursprünglich bis 31. Dezember 2013) um ein Jahr verlängert. Wie die Grund- und Anfangsvergütung erfährt auch der Systemdienstleistungsbonus eine jährliche Degression.

Repowering-Bonus. Werden WEA im Rahmen einer Repowering-Maßnahme errichtet erhalten diese einen Bonus von 0,5 € ct/kWh (0,49 € ct/kWh vor der Novellierung) auf die Anfangsvergütung. Repoweringfähig sind alle WEA die vor dem 1. Januar 2002 in Betrieb genommen wurden. Der Repowering-Bonus erfährt eine Degression von 1,5 % pro Jahr. Im Rahmen der Novellierung wurde die Leistungsbegrenzung auf das Fünffache der ersetzten WEA gestrichen und durch eine Begrenzung der Anlagenzahl auf die Anzahl der zuvor installierten WEA ersetzt. Eine Verdopplung der installierten Leistung ist weiterhin Bedingung für die Durchführung eines Repowerings.

WINDENERGIE REPORT DEUTSCHLAND 2011



OFFSHORE

Ausbau und Nutzung auf See. Obwohl der weltweit erste Windpark auf See bei Vindeby in Dänemark bereits 1991 in Betrieb genommen wurde, befindet sich der Ausbau der Offshore-Windenergie erst am Anfang. Die Entwicklung von der Küste bis weit ins Meer verläuft schrittweise. Während die ersten Windparks noch zu Versuchszwecken in relativ geringer Küstenentfernung in eher flachem Wasser gebaut wurden, werden mit zunehmender Erfahrung immer mehr Projekte in größeren Küstenentfernungen und in tieferem Wasser realisiert. Für eine Unterscheidung der Windparks bzgl. dieses Sachverhalts werden im nachfolgenden die Bezeichnungen nearshore und farshore verwendet. Zur Definition eines Farshore-Standorts wurde hierbei das EEG-Kriterium von 3 Seemeilen zugrunde gelegt. Dies entspricht einer Küstenentfernung von über 5,5 km. In den folgenden Darstellungen wird der Nearshore-Anteil durch gepunktete Flächen markiert, die ausgefüllten Flächen repräsentieren den Farshore-Anteil.

Weltweit. Auf See sind derzeit 62 Offshore-Windparks in Betrieb: 34 Farshore-Parks und 28 Nearshore-Parks. Von den 53 europäischen Windparks stehen unter anderem 28 in der Nordsee, 9 im Kattegat, 6 in der irischen See und 4 in der Ostsee. Die 9 chinesischen Parks stehen im ostchinesischen Meer (7) und im Gelben Meer (2). Weltweit war Ende 2011 mit 1579 WEA eine Leistung von knapp 4000 MW installiert. Abbildung 33 zeigt die zeitliche Entwicklung der weltweit installierten Leistung farshore und nearshore sowie eine Aufteilung nach den Regionen Europa und Asien.

2011 wurden auf See ca. 126 Farshore-Anlagen und 129 Nearshore-Anlagen mit einer Gesamtleistung von über 700 MW neu installiert, siehe Abbildung 34. In Europa wurde in den letzten drei Jahren über 99 % der neu zugebauten Leistung farshore realisiert. In China hingegen machen die Nearshore-Parks mit über 80 % den größten Anteil aus, vgl. Abbildung 33 und Abbildung 40.

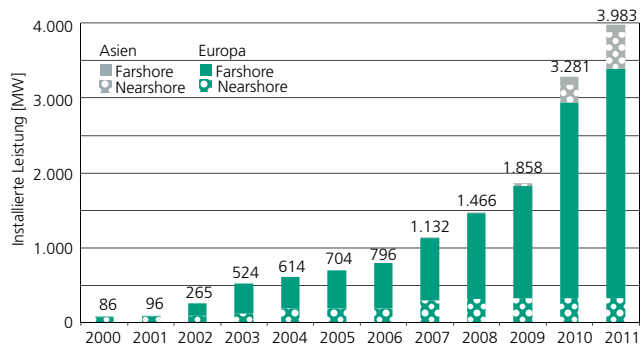


Abbildung 33: Zeitliche Entwicklung der weltweit installierten Offshore-Windleistung nach Regionen

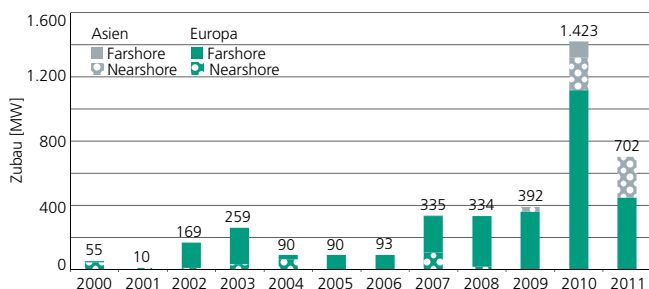


Abbildung 34: Jährlich installierte offshore Windleistung weltweit

2010 und 2011 waren mit insgesamt über 2100 MW neu installierter Leistung die bisher erfolgreichsten Jahre, vgl. Abbildung 34. Nach einer Studie der European Wind Energy Association (EWEA) sollen bis 2020 zwischen 20 000 MW und 40 000 MW Windleistung in Europas Gewässern installiert sein. 2011 betrug die Leistung in Europa rund 3392 MW.

Windparks in deutschen Gewässern. Während andere europäische Länder bereits Erfahrungen auf dem Gebiet der Offshore-Windenergie sammelten, konzentriert sich Deutschland vor allem auf Windparks in weiten Küstenentfernungen.

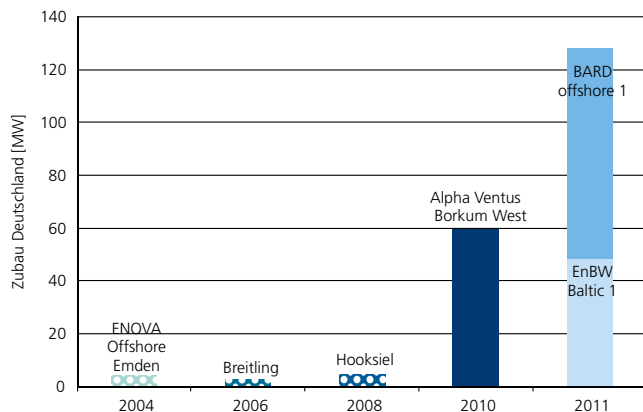


Abbildung 35: Zubau deutscher Parks

Die deutschen Projekte werden überwiegend in über 15 m Wassertiefe und über 10 km Küstenentfernung geplant, um den Nationalpark Wattenmeer nicht zu beeinträchtigen. Die geplanten Standorte für Offshore-Windparks in deutschen Gewässern unterscheiden sich diesbezüglich deutlich von den Standorten der bereits realisierten internationalen Offshore-Projekte.

Erste Erfahrungen in deutschen Gewässern. Die ersten Testanlagen wurden nearshore (Küstenentfernung bis zu 5,5 km) installiert. Das erste deutsche Windenergie-Projekt im Nearshore-Bereich wurde bereits 2004 realisiert. Der Hersteller Enercon errichtete eine der damals weltweit größten WEA des Typs E 112 mit 4,5 MW Nennleistung in der Ems bei Emden. Seit 2006 steht bei Breitling (Rostock) eine WEA des Herstellers Nordex mit einer Nennleistung von 2,5 MW in 500 m Entfernung zur Küste in 2 m Wassertiefe. Im Herbst 2008 folgte dann eine Test- und Demonstrationsanlage der Firma BARD mit einer Nennleistung von 5 MW, vgl. Abbildung 35. Die Anlage steht in der Jade vor Hooksiel, in 400 m Entfernung von der Deichlinie in etwa 2 m Wassertiefe. Dabei wurde erstmals ein „BARD Tripile I“-Fundament verwendet. Die Gründungsstruktur entspricht im Wesentlichen den für den tatsächlichen Offshore-Einsatz konzipierten Konstruktionen.

Entwicklung in Deutschland. 2009 hat Deutschland mit der Errichtung von alpha ventus den Startschuss für die Farshore-

Windenergienutzung gegeben. Die offizielle Eröffnung des Windparks fand im April 2010 statt. Der Windpark bestehend aus 12 WEA mit jeweils 5 MW Nennleistung befindet sich in der Nordsee, ca. 45 km nördlich der Insel Borkum, in einer Wassertiefe von 30 m und hat eine Gesamtleistung von 60 MW, vgl. Abbildung 35.

Im April 2011 hat der Windpark Baltic 1 die ersten Kilowattstunden ins Netz eingespeist. Baltic 1 befindet sich in der Ostsee, ca. 16 km nördlich der Halbinsel Darß-Zingst in einer Wassertiefe von ca. 19 m. Die 21 WEA vom Hersteller Siemens verfügen über eine Gesamtleistung von 48,3 MW, vgl. Abbildung 35.

Seit 2011 speisen auch die ersten WEA von BARD offshore 1 Strom ins Netz ein. Ende 2011 sind 19 der geplanten 80 WEA mit jeweils 5 MW in einer Wassertiefe von ca. 40 m errichtet und 16 bereits ans Netz angeschlossen. Das Gebiet für den Nordsee-Windpark BARD offshore 1 umfasst etwa 60 km² und liegt rund 90 km nordwestlich von Borkum.

In rund 30 m Wassertiefe hat im September 2011 der Fundamentbau für den Windpark Borkum-West II 45 km vor Borkum (Nordsee) begonnen. Im Sommer 2012 wird die Endmontage der ersten 40 WEA beginnen, die im Winter 2012/13 abgeschlossen sein soll. Der zweite Bauabschnitt mit weiteren 40 WEA soll 2014 angegangen werden. Die insgesamt 80 WEA leisten dann bis zu 400 MW.

Weiterer Ausbau in deutschen Gewässern. In der Nordsee ist bereits heute ein großer Teil der Meeresflächen für die Windenergienutzung beantragt, siehe Abbildung 36. Der Ausbau der Offshore-Windenergie wird dort hauptsächlich außerhalb der 12-Seemeilen-Zone stattfinden. Das Flächenpotenzial außerhalb dieser Zone ist in der Nordsee deutlich höher als in der Ostsee, siehe Abbildung 37.

Insgesamt wurden bis Dezember 2011 30 Windparks genehmigt, 25 davon in der Nordsee und 5 in der Ostsee, vgl. Tabelle 2 und Tabelle 3. Die Windparks Nordergründe und RIFFGAT (Nordsee) sowie Baltic I und GEOFRéE (Ostsee) befinden sich innerhalb der

Offshore-Windenergienutzung

12-Seemeilen-Zone, d. h. im Bereich des Küstenmeeres, in dem die jeweiligen Bundesländer für die Genehmigungen zuständig sind. Für die Genehmigungsverfahren in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) ist das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) verantwortlich. Insgesamt sind bislang

auf einer Fläche von fast 1160 km² Offshore-Windparks mit einer maximalen Nennleistung von über 8800 MW genehmigt, vgl. Tabelle 2, Tabelle 3 sowie Abbildung 36 und Abbildung 37. Zahlreiche weitere Offshore-Windparks sind geplant bzw. befinden sich bereits im Genehmigungsverfahren.

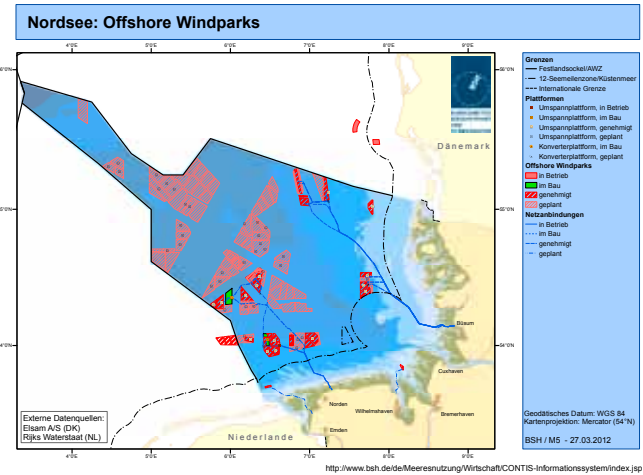


Abbildung 36: Überblick über betriebene, gebaute, genehmigte und geplante Windparks in der deutschen Nordsee © Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) Hamburg und Rostock 2012

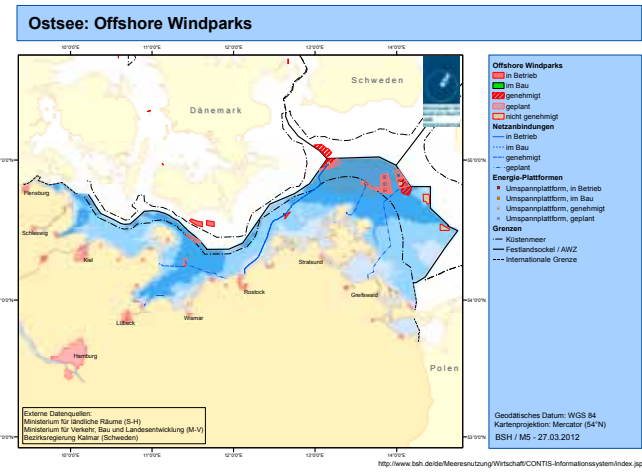


Abbildung 37: Überblick über betriebene, gebaute, genehmigte und geplante Windparks in der deutschen Ostsee © Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) Hamburg und Rostock 2012

Parkname	Geplante max. Nennleistung in MW	Wassertiefe in m	Küstenentfernung in km	Parkfläche in km²	Status
Arkona-Becken Südost	400	21–38	35	38,4	genehmigt
EnBW Baltic I	48,3	15–19	15	6,9	in Betrieb
EnBW Baltic II	320,5	20–35	31	30,1	genehmigt
GEOReE	25	20	20	1,5	genehmigt
Wikinger	400	29–41	35	33,6	genehmigt
Summe	1193,8			110,8	

Tabelle 2: Genehmigte Offshore-Windparks in der deutschen Ostsee (Stand Dez 2011, BSH, IWES)

Parkname	Geplante max. Nennleistung in MW	Wassertiefe in m	Küstenent- fernung in km	Parkfläche in km ²	Status
Albatros	400	40	105	39	genehmigt
alpha ventus	60	28–30	43	6,4	in Betrieb
Amrumbank West	400	20–25	36	31,9	in Bau
BARD offshore I	400	39–41	89	58,7	teilweise in Betrieb
Borkum Riffgrund I	231	23–29	34	35,6	genehmigt
Borkum Riffgrund West	280	29–33	50	29,6	genehmigt
Borkum West II	400	22–30	45	55,5	genehmigt
Butendiek	240	20	37	33,1	genehmigt
DanTysk	400	21–33	70	65,8	genehmigt
Delta Nordsee I	240	26–34	50	16,7	genehmigt
Delta Nordsee II	198	29–33	40	16,7	genehmigt
Deutsche Bucht	250	40	87	22,5	genehmigt
EnBW „He dreht“	400	39	85	43,3	genehmigt
EnBW Hohe See	400	26–39	90	41,7	genehmigt
Global Tech I	400	39–41	93	41,1	genehmigt
Gode Wind	400	26–33	45	136,4	genehmigt
Gode Wind II	60	28–34	45	99,9	genehmigt
Innogy Nordsee Ost	295	22	30	35	genehmigt
Meerwind Süd Ost	288	22–26	23	22,2	genehmigt
MEG Offshore I	400	25–26	45	45,9	genehmigt
Nordergründe	125	2–18	13	3	genehmigt
Nördlicher Grund	261	25	84	54,5	genehmigt
Sandbank 24	576	30	90	59,7	genehmigt
RIFFGAT	108	18–23	14,5	6	genehmigt
Veja Mate	400	39–41	89	50	genehmigt
Summe	7612			1051	

Tabelle 3: Genehmigte Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee (Stand Dez 2011, BSH, IWES)

Europa in der Farshore-Vorreiterrolle. Weltweit werden zurzeit zahlreiche Offshore-Windparks geplant, teilweise sind sie bereits genehmigt oder befinden sich in den ersten Bauphasen. 2010 und 2011 haben vor allem das Vereinigte Königreich (UK) und China den Ausbau auf See vorangetrieben und eine hohe Leistung installiert, siehe Abbildung 38. Dabei stehen über 80 % der installierten Leistung in China in weniger als 5,5 km Entfernung zur Küste im Nearshore-Bereich. Im Vereinigten Königreich (UK) befinden sich aktuell der weltweit größte Offshore-Park Thanet mit einer Gesamtleistung von 300 MW, welcher 2010 in Betrieb gegangen ist. Nach Thanet folgen mit Horns Rev II (209 MW) und Nysted II (207 MW) zwei dänische Offshore-Windparks. Noch in Bau befindlich, aber 2011 schon teilweise an das Stromnetz angeschlossen, wird mit BARD 1 (400 MW) einer der weltgrößten Offshore-Windparks bald in Deutschland zu finden sein. Aktuell auch teilweise in Betrieb, wird mit Sheringham Shoal (317 MW) ein weiterer großer Park im Vereinigten Königreich (UK) errichtet sein. Der größte Park, der 2011 teilweise fertiggestellt wurde, heißt Walney und steht mit knapp 250 MW ebenfalls vor der Küste des Vereinigten Königreichs (UK), vgl. Abbildung 38.

Mit über 320 MW und 89 WEA stellt das Vereinigte Königreich (UK) das Land mit der größten Neuinstallation im Jahr 2011 dar, siehe Abbildung 39. China errichtete nach einem starken Zuwachs in 2010 (306 MW) im Jahr 2011 128 WEA auf See. Insgesamt wurden über 250 MW nearshore installiert. Deutschland hat mit den Offshore-Windparks Baltic 1 und BARD 1 über 125 MW und 37 WEA in einer Küstenentfernung von über 15 km bzw. 100 km installiert. In Portugal wurde die erste WEA auf dem Wasser im Park WindFloat aufgestellt. Dieser Park wird in drei Bauphasen zu einer Gesamtleistung von 60 MW ausgebaut. Weltweit sind somit 2011 250 WEA mit über 700 MW Offshore-Windleistung installiert worden.

Insgesamt erzeugten 2011 elf Nationen, zehn EU-Länder und China, mit Offshore-WEA Strom, siehe Abbildung 40. Viele weitere Nationen sind am Ausbau der Offshore-Windenergienutzung beteiligt. Frankreich und Spanien werden 2012

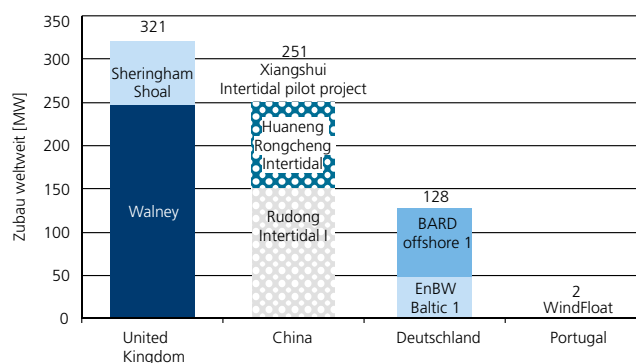


Abbildung 38: 2011 installierte offshore Parks

ORECCA

Zum Gelingen der Energiewende soll nicht nur die Transformation der Energieerzeugung an Land, sondern auch die Nutzung von Energiequellen im Meer beitragen. Dazu werden die Potentiale der Meeresenergie in dem Forschungsprojekt ORECCA im Rahmen des Siebten EU-Rahmenprogramms für Forschung, technologische Entwicklung und Demonstration (RP7) der Europäischen Kommission europaweit erforscht.

Nach den ersten Ergebnissen hat dabei die Windenergienutzung offshore mit über 90 % des Potentials den größten Anteil. Dieses Potential erfordert dabei überwiegend die Nutzung von Flächen mit mehr als 50 m Wassertiefe. Wellen- und Gezeitenkraftwerke können einen weiteren Beitrag leisten. Auch die kombinierte Nutzung von Wellen- und Windenergie an den Atlantikküsten von Irland, Großbritannien und Frankreich wird diskutiert.

Lesen Sie weiter im Special Report „ORECCA – Offshore Renewable Energy Conversion Platforms Coordination Action“ von Jochen Bard ab Seite 71.

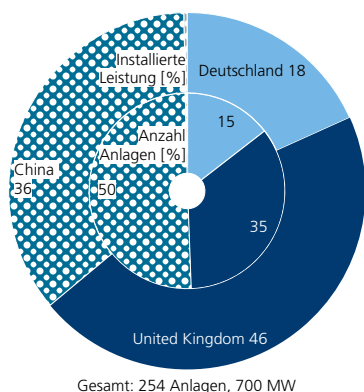


Abbildung 39: Weltweiter Offshore-Zubau 2011

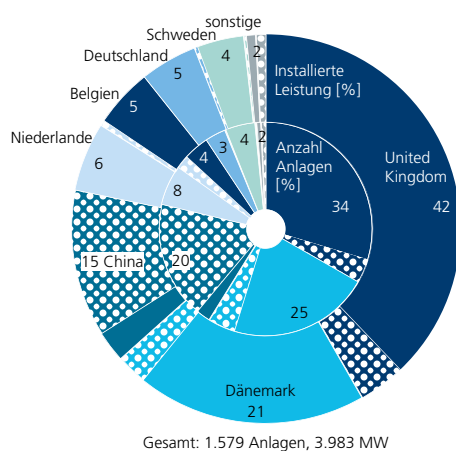


Abbildung 40: Offshore installierte Windleistung und WEA weltweit 2011

voraussichtlich ihren ersten Offshore-Windstrom erzeugen. Besonders hohe Neuninstallationen sind 2012 in Großbritannien (ca. 1050 MW) sowie in Deutschland (ca. 320 MW) zu erwarten.

Europa ist die derzeit führende Region in der Offshore-Windenergienutzung. Außerhalb Europas sind bisher nur in China Offshore-Windparks zu finden. In den USA soll der erste Offshore-Windpark 2013 an das Netz angeschlossen werden, zahlreiche weitere befinden sich in der Planung.

Im Ländervergleich hatte Dänemark lange die Vorreiterrolle inne. Dort wurde auch der erste große kommerzielle Offshore-Windpark gebaut. Heute stehen in Dänemark 404 Offshore-WEA mit einer Gesamtleistung von 860 MW. In Bezug auf die installierte Windleistung liegt Großbritannien seit 2009 an der Spitze und kann Ende 2011 über 1660 MW aufweisen. Aber andere Nationen holen auf. So stehen in China bereits 314 WEA mit 590 MW. Auch Nationen, wie z. B. Norwegen, die USA und Kanada, planen in den nächsten Jahren die Realisierung von Offshore-Projekten.

Abbildung 41 zeigt die Entwicklung der Offshore-Windenergienutzung der sieben wichtigsten Länder auf. Die oberen Säulen kennzeichnen den Zubau der Farshore-Leistung. Klar zu erkennen ist der hohe Farshore-Zubau in den letzten drei Jahren von über 2100 MW. Die unteren Nearshore-Säulen verdeutlichen, dass China in diesem Bereich seit jüngster Zeit mit 388 MW Spitzenreiter ist. Binnen der letzten drei Jahre sind vor Chinas Küsten viele WEA zugebaut worden, so dass China nun Rang drei der erfolgreichsten Offshore-Länder belegt.

Offshore-Windenergienutzung

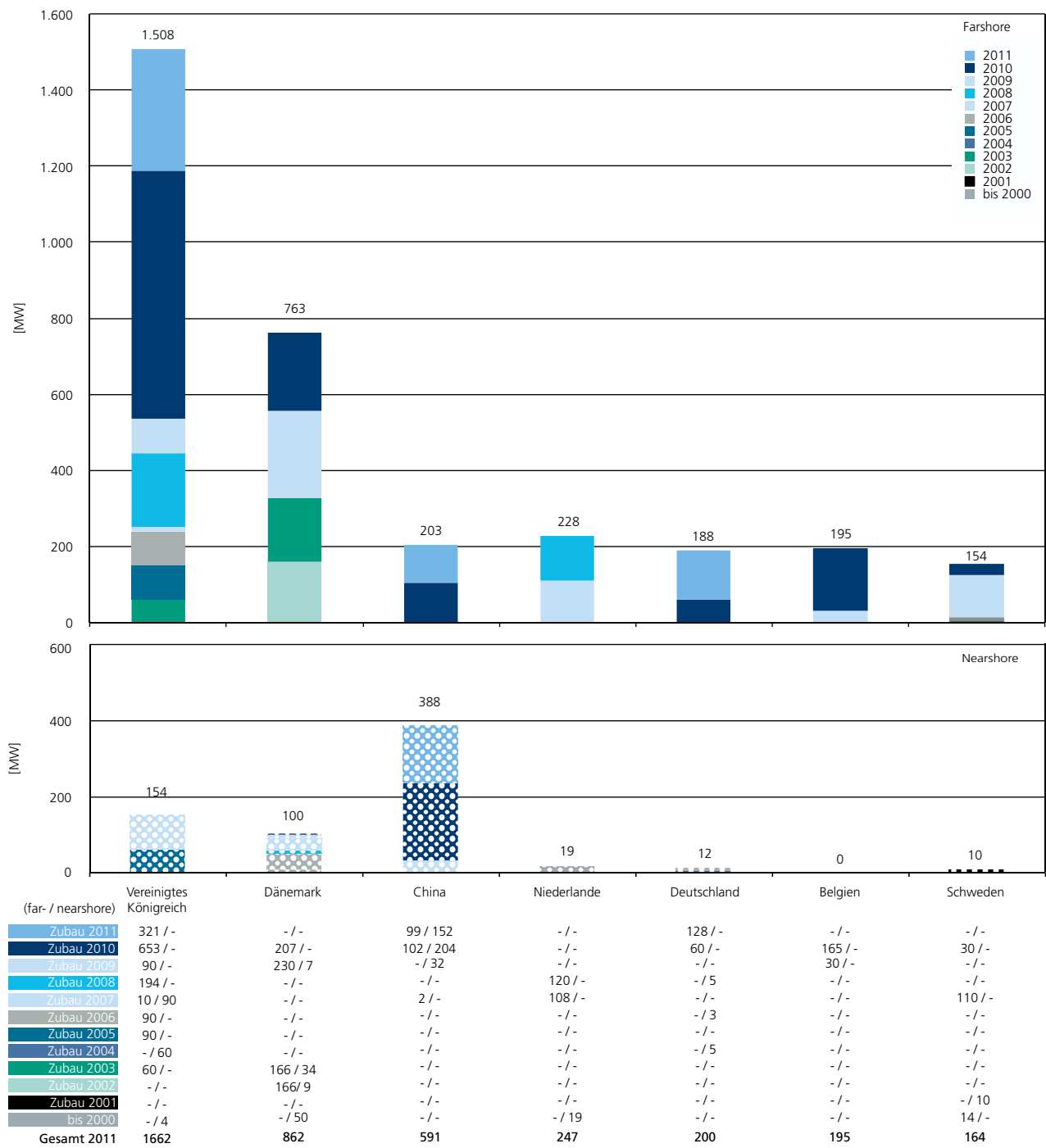


Abbildung 41: Die weltweit erfolgreichsten Offshore-Länder

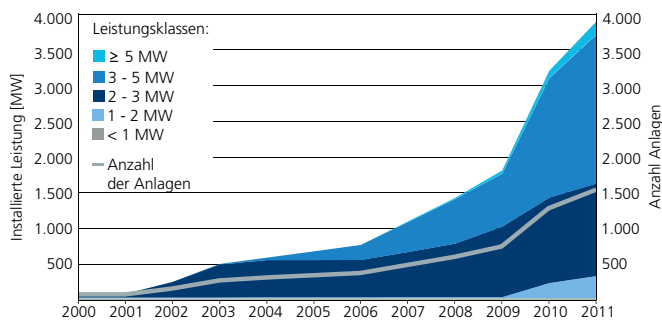


Abbildung 42: Kumulierte Darstellung der Leistung nach Leistungsklassen und Anzahl der weltweiten Offshore-WEA

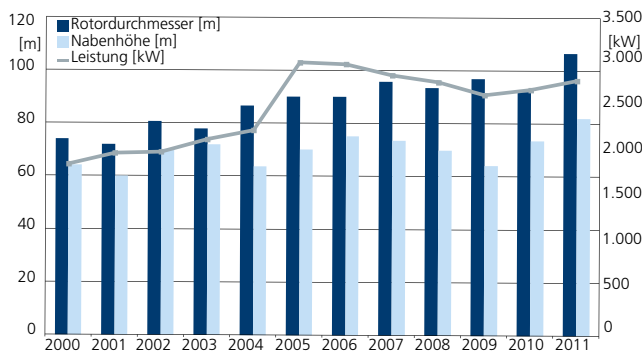


Abbildung 43: Entwicklung der neuinstallierten Anlagengrößen (offshore)

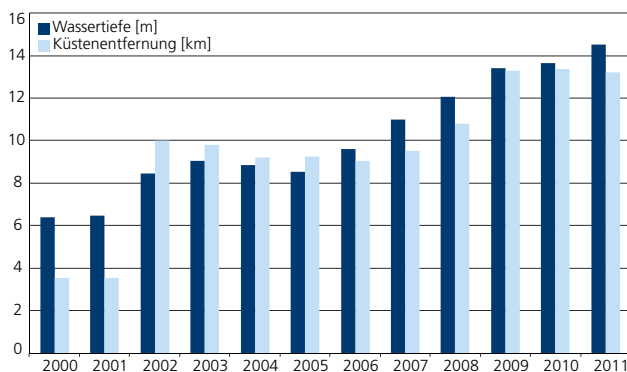


Abbildung 44: Entwicklung der mittleren Küstenentfernung und Wassertiefe von Offshore-WEA

Anlagengröße. Im Jahr 2000 hatten die Offshore-WEA im Durchschnitt eine Nennleistung von 1 MW und weisen heute eine durchschnittliche Nennleistung von über 2,5 MW auf. Während die installierte Nennleistung weiter stark steigt, nimmt die Anzahl der WEA deutlich langsamer zu, vgl. Abbildung 42. Der Trend zu Multimegawattanlagen ist darin klar erkennbar. Mittlerweile stehen bereits 37 WEA mit einer Nennleistung von 5 MW auf den Weltmeeren. Diese befinden sich alle in Europa: in Deutschland (29), Belgien (6) und Großbritannien (2).

Die durchschnittliche Nennleistung der neu installierten Offshore-WEA ist von 1,9 MW in 2000 auf 2,8 MW in 2011 gestiegen. Die Durchschnittsleistung ist gegenüber 2005 und 2006 etwas gesunken, vgl. Abbildung 43. In China werden in den Nearshore-Parks überwiegend WEA mit geringeren Nennleistungen der Leistungsklasse 1,5 MW bis 2,3 MW betrieben. In den letzten drei Jahren wurden alleine 272 solcher Anlagen installiert. Durch die hohen Zubauzahlen dieser Anlagen ergibt sich das leichte Absinken der durchschnittlichen Anlagenleistung im Zubau im Vergleich von 2005 zu 2011.

Die zunehmende Erschließung von Offshore-Standorten ermöglicht eine hohe Leistung bei geringen Nabenhöhen. Die durchschnittlichen Nabenhöhen sind mit durchschnittlich 80 m offshore aufgrund der relativ niedrigen Rauigkeit der Meeresoberfläche deutlich geringer als an Land.

Küstenentfernung und Wassertiefe. Während die erste WEA 1991 in einer Küstenentfernung von 1,8 km und in einer Wassertiefe von 2 m bis 4 m (Ebbe-Flut-Gewässer) gebaut wurde, werden mit zunehmender Erfahrung immer mehr Projekte in größeren Küstenentfernungen und in tieferem Wasser realisiert, vgl. Abbildung 44. Bereits 2002 stand die Durchschnitts-WEA in einer Küstenentfernung von 10 km und in einer Wassertiefe von 8,4 m. Heute stehen Offshore-WEA im Schnitt 13,2 km entfernt zur Küste und in 14,5 m Wassertiefe.

Die deutschen Offshore-Anlagen stehen durchschnittlich in einer Küstenentfernung von 51 km und einer Wassertiefe von ca. 28 m, vgl. Abbildung 45. Damit stehen die deutschen Offshore-WEA im weltweiten Vergleich am weitesten von der Küste entfernt. Der Herausforderung von tiefen Gewässern haben sich insbesondere Norwegen und Italien angenommen. Bereits 2008 wurde eine Pilotanlage 20 km vor der italienischen Küste im Mittelmeer errichtet und in Betrieb genommen. Die Zweiblattanlage mit einer Leistung von 80 kW wurde schwimmend bei einer Wassertiefe von 108 m installiert. Nach kurzem Betrieb wurde die Anlage 2009 wieder vom Netz genommen. In Norwegen wurde 2009 der erste Prototyp einer schwimmenden WEA in einer Wassertiefe von über 200 m errichtet. Hywind befindet sich 10 km vor der Küste von Karmøy im Südwesten Norwegens.

Abbildung 45 zeigt die durchschnittliche Küstenentfernung und Wassertiefe der europäischen Offshore-Anlagen. Aus grafischen Gründen ist die einzige Anlage Norwegens mit über 200 m Wassertiefe nicht in die Abbildung aufgenommen worden. Nach Norwegen folgen Portugal (50 m), Belgien (30 m) und Deutschland (28 m) mit den höchsten durchschnittlichen Wassertiefen. Die größten durchschnittlichen Küstenentfernungen weisen Deutschland (51 km) und Belgien (44 km) auf. Während die geringste durchschnittliche Küstenentfernung (1,8 km) in Finnland zu finden ist, stehen die Anlagen mit der durchschnittlich geringsten Wassertiefe in Irland (ca. 5 m). Der Park mit der größten Küstenentfernung steht mit über 110 km in Deutschland, während die Testinstallation mit der größten Wassertiefe von 220 m in Norwegen anzufinden ist. Eine verlässliche Darstellung der chinesischen Windparks ist wegen unvollständiger Daten zur Wassertiefe und Küstenentfernung im vorliegenden Bericht nicht möglich.

Mit der Erschließung immer weiter entfernter sowie tieferer Anlagenstandorte wurden auch verschiedene Gründungs-

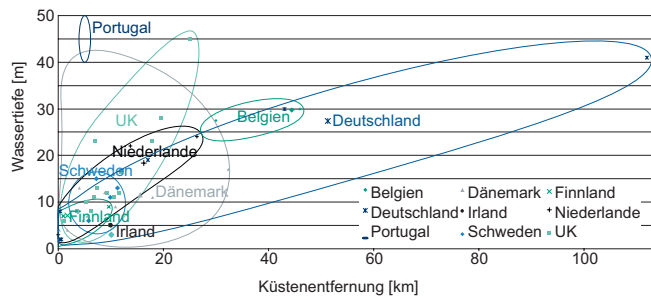


Abbildung 45: Wassertiefe und Küstenentfernung der europäischen Offshore-Windparks nach Ländern

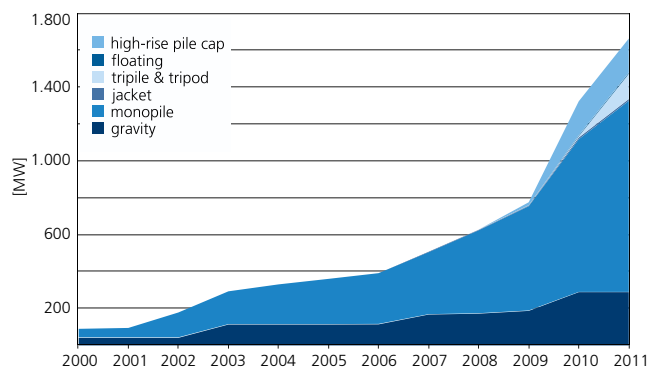


Abbildung 46: Entwicklung der Gründungsstrukturen der Offshore Anlagen

strukturen entwickelt, getestet und verwendet. Während zu Beginn lediglich Schwerkraftfundamente (gravity) und Einzelpfähle (monopile) verwendet wurden, finden heute sieben verschiedene Strukturen ihre Anwendung. Zusätzlich kommen neben den in China eingesetzten high-rise-pile cap, Fachwerk-Tragstrukturen (jacket), dreigliedrige Gründungsfundamente (tripile, tripod) und schwimmende Fundamente (floating) zum Einsatz, siehe Abbildung 46.

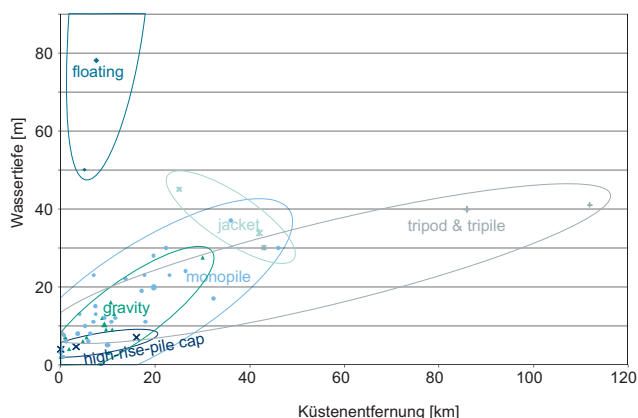


Abbildung 47: Wassertiefe und Küstenentfernung nach Gründungsstruktur

GRÜNDUNGSSTRUKTUREN

Eine sichere, zuverlässige, umweltverträgliche und wirtschaftliche Gründungsstruktur für WEA ist eine der spezifischen Herausforderungen der Windenergienutzung auf See.

Beim Ausbau der Offshore-Windenergie werden Standorte in immer größerer Wassertiefe und Küstenentfernung erschlossen. Die deutschen Offshore-Windparks nehmen mit Wassertiefen von häufig über 20 m dabei im internationalen Vergleich eine Vorreiterrolle ein. Während im küstennahen Bereich überwiegend Schwerkraftfundamente und Monopile-Gründungen eingesetzt werden, sind für größere Wassertiefen komplexere Tragwerkstrukturen wie Tripoden und Tripile-Konstruktionen erforderlich.

Zur Unterstützung der Weiterentwicklung und Erprobung dieser Gründungsstrukturen wird ein Test- und Versuchstand für dynamische Untersuchungen am Fraunhofer IWES in Hannover eingerichtet.

Lesen Sie mehr zu Eigenschaften und Einsatzgebieten der unterschiedlichen Gründungsstrukturen und deren Erprobung im Special Report „Support Structures offshore“ von Dr.-Ing. Rüdiger Ernst ab Seite 75.

Gründungsstrukturen. Während keine direkte Korrelation zwischen Art der eingesetzten Gründungsstrukturen und den jeweiligen Ländern vorliegt, können in Abbildung 47 signifikante Zusammenhänge zwischen Tragstruktur und Wassertiefe sowie Küstenentfernung abgelesen werden. Durch die Entwicklung zu Offshore-Standorten in immer tieferen Gewässern wird die Frage nach der Gründungsstruktur immer wichtiger. Schwerkraftfundamente, Monopile-Gründungen und high-rise-pile caps stehen vorwiegend in küstennahen und flachen Gewässern. Im Schnitt befindet sich die Struktur high-rise-pile cap mit 4,6 m Wassertiefe und 3,3 km Küstenentfernung sowohl im flachsten Wasser als auch in der geringsten Küstenentfernung. Hierbei ist jedoch anzumerken, dass high-rise-pile caps lediglich in China verwendet werden. Die Fundamente tripod und tripile liegen mit durchschnittlich 85 km in größter Entfernung zur Küste. Schwimmende Strukturen (floating) befindet sich aktuell noch in der Testphase und werden in einer durchschnittlichen Wassertiefe von 78 m erprobt. Hier ist allerdings mehr Potenzial gegeben, so dass durch die schwimmende Struktur in den nächsten Jahren deutlich tiefere Gewässer erschlossen werden können. Schon heute wird eine schwimmende Offshore-Testanlage bei einer Wassertiefe von 220 m getestet.

Neben der nach Anlagen gewichteten durchschnittlichen Wassertiefe und Küstenentfernung werden in Abbildung 47 auch alle Offshore-Windparks mit ihrer jeweiligen Gründungsstruktur dargestellt. Somit kann ebenso die Häufigkeit der jeweils verwendeten Struktur nach Anzahl der Parks abgelesen werden. In Abbildung 46 kann die zugehörige installierte Leistung je Struktur abgelesen werden.

Anlagenhersteller weltweit. Bis 2011 wurden weltweit insgesamt 3983 MW Offshore-Leistung und 1589 WEA installiert. Mit 1764 MW und 639 WEA stellen Siemens-WEA den größten Anteil der Offshore-Leistung bereit (44 %). Ebenfalls einen großen Marktanteil hat der dänische Hersteller Vestas inne. Insgesamt stehen mit 531 Vestas-Anlagen 1365 MW Nennleistung (34 %) auf See, vgl. Abbildung 48. Weitere bedeutende Hersteller auf dem Offshore-Weltmarkt sind die Chinesischen Unternehmen Sinovel (5 %) und Dongfang Electric (5 %). Die restlichen WEA mit einer Nennleistung von über 450 MW (12 %) verteilen sich auf 15 weitere Anlagenhersteller.

Anlagenhersteller Deutschland. Bis 2010 stellten die beiden Anlagenhersteller Repower und Multibrid mit dem Park alpha ventus über 80 % der in Deutschland installierten Offshore-Windleistung. Im 2011 ist dieser Anteil auf 30 % gesunken, vgl. Abbildung 49. Heute haben BARD Offshore und Siemens mit insgesamt über 68 % den größten Marktanteil. Der Hersteller Enercon hat eine Testanlage im Nearshore-Bereich (Küstenentfernung unter 5,5 km) aufgestellt, engagiert sich aber darüber hinaus derzeit nicht weiter im Offshore-Bereich.

Externe Bedingungen. Die externen Betriebsbedingungen haben Offshore eine erhebliche Bedeutung. Sie wirken sich einerseits positiv auf die Erträge aus, andererseits wirken sie nachteilig auf die Belastungen der Anlagen. Zusätzlich verschlechtern sie aber auch die Instandhaltbarkeit aufgrund von begrenzter Zugänglichkeit der Anlagen. Offshore-WEA müssen sich daher in vielen technischen Details von den Anlagen an Land unterscheiden. Die hohe Salinität (Salzgehalt) von Luft und Wasser stellt aus mehreren Gründen eine Herausforderung an die technische Konzeption der Offshore-WEA dar: Starke Korrosion der Außenwände von Turm, Gondel und Rotorblättern sind die Folge. Die hohe Luftfeuchtigkeit in Verbindung mit dem hohen Salzgehalt stellt außerdem für die elektrischen Kontakte eine enorme Korrosionsgefährdung dar. Aber auch die mechanischen Komponenten unterliegen hierdurch einem erhöhten Verschleiß. Durch das Zusammenspiel von Wind und Wellen wirken auf Offshore-WEA größere Kräfte als auf Anlagen an Land, sodass diese insgesamt robuster konzipiert werden müssen.

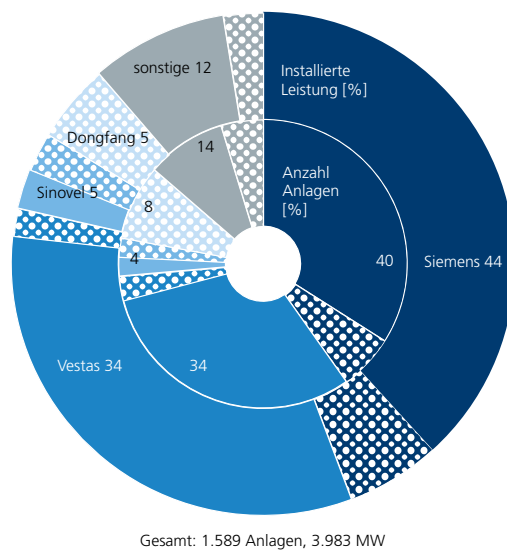


Abbildung 48: Anlagenhersteller und deren Offshore-Marktanteile weltweit

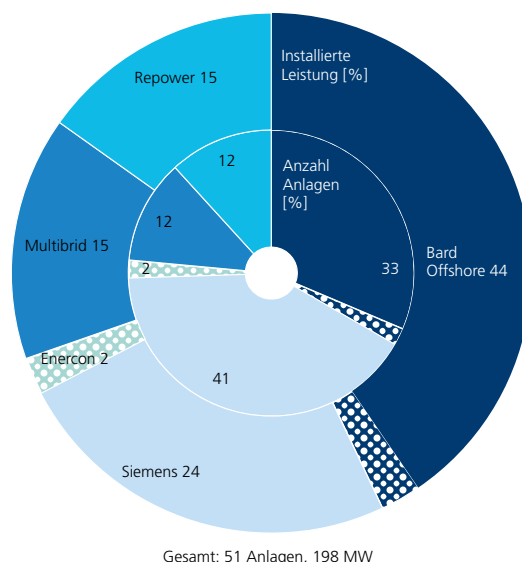


Abbildung 49: Anlagenhersteller und deren Offshore-Marktanteile in Deutschland



Abbildung 50: Standorte der drei FINO-Messstationen © FuE-Zentrum FH Kiel GmbH, Grafik: Bastian Barton

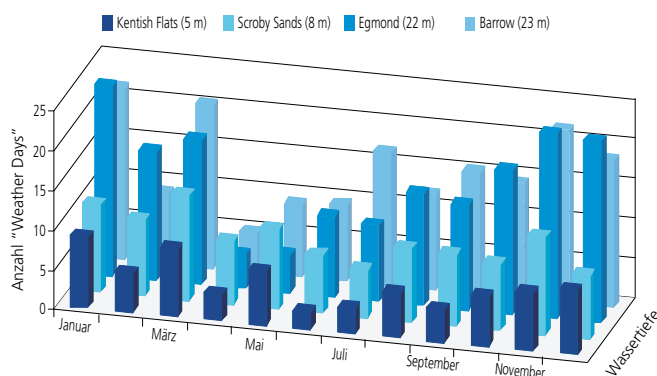


Abbildung 51: Erreichbarkeit von Offshore-Windparks

Windverhältnisse. Die Ergebnisse der von der Bundesregierung geförderten FINO-Messstationen (vgl. Abbildung 50) zeigen, dass offshore auch im Vergleich zu guten Küstenstandorten ein deutlich verbessertes Windangebot besteht. Am Standort von FINO 1 werden mittlere Windgeschwindigkeiten von etwa 10,1 m/s in 100 m Höhe erreicht (Winter: 11,4 m/s, Sommer: 8,3 m/s). Bei FINO 2 wurden in 102,5 m Höhe im Mittel Windgeschwindigkeiten von 9,8 m/s gemessen. Die auftretenden Windgeschwindigkeiten sind in der Ostsee am

Standort von FINO 2 etwas geringer als in der Nordsee am Standort von FINO 1. Dafür sind bei FINO 2 die technischen Herausforderungen durch die externen Bedingungen wie Wellenhöhen, Strömung und Salzgehalt des Wassers geringer. 80 km vor Sylt gelegen, weist FINO 3 die größte Entfernung zum Festland auf.

Die hohen Windgeschwindigkeiten erlauben prinzipiell deutliche höhere Erträge als an Land. Die in der dena-Netzstudie II simulierten Offshore-Windparks erreichen 3000 bis 4500 Volllaststunden je nach Standort und Windjahr. Abbildung 52 zeigt, dass diese hohen Werte von vielen Windparks in der Realität derzeit noch nicht erreicht werden.

Zugänglichkeit. Mit Ausnahme des Zugangs per Hubschrauber, bestimmt im Wesentlichen die Wellenhöhe die Zugänglichkeit eines Offshore-Standorts. In der Regel werden Wettersituationen mit einer Wellenhöhe von mehr als 1,5 m als „Weather Days“ bezeichnet, da die WEA dann nicht mehr gefahrlos erreicht werden kann. Die durchschnittliche Anzahl dieser Tage ist für verschiedene Offshore-Windparks in Abbildung 51 dargestellt.

Aufgrund des Problems der begrenzten Zugänglichkeit müssen die bestehenden Zugangssysteme für einen effizienten Einsatz der Offshore-Windenergie optimiert werden. In diesem Bereich wird noch verstärkt Forschung betrieben, um Systeme zu entwickeln, die für höhere signifikante Wellenhöhen ausgelegt sind und einen sicheren Personaltransfer gewährleisten, um so wiederum die „Weather Days“ zu minimieren.

Volllaststunden. Ein Vergleich verschiedener Standorte bzw. der Leistungsfähigkeit verschiedener WEA an einem Standort erfolgt oft durch Normierung der Jahresenergielieferung auf die Nennleistung der WEA. Damit hängt die Zahl der so berechneten äquivalenten Volllaststunden maßgeblich von der Leistungskennlinie der WEA sowie den Standortbedingungen ab.

In Abbildung 52 werden verschiedene Werte für tatsächlich erreichte Volllaststunden dargestellt. Der Mittelwert für die Onshore-Volllaststunden umfasst den Durchschnitt sämtlicher Onshore-Anlagen in Deutschland von der Küste bis in die Mittelgebirge über die letzten zehn Jahre. Die Daten für die Offshore-Windparks stammen dagegen von wenigen Parks und wurden zum Teil für verschiedene Zeiträume ermittelt. Mit alpha ventus liegen nun erstmals Daten für ein komplettes Betriebsjahr eines deutschen Offshore-Windparks vor. Für das Jahr 2011 konnten die erwarteten Erträge mit rund 4450 Volllaststunden auch wegen einem sehr windstarken Dezember deutlich übertroffen werden.

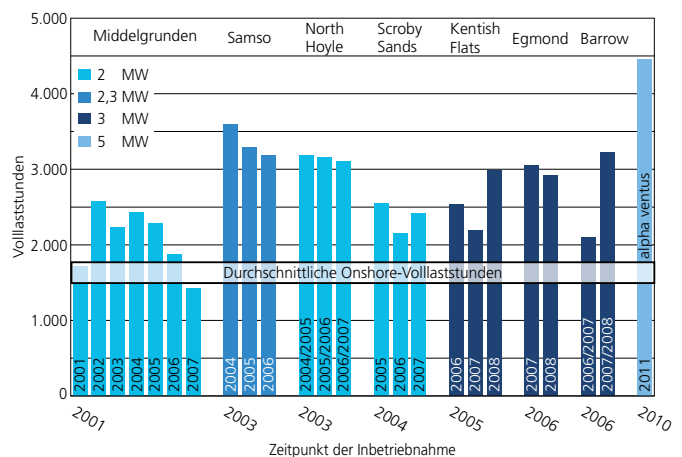


Abbildung 52: Volllaststunden verschiedener Offshore-Windparks

Windenergieertrag in Deutschland. Die Offshore-Erträge sind durch den stetigen Ausbau und Zubau der deutschen Offshore-Parks 2011 deutlich angestiegen, siehe Abbildung 53. Die Zahlen für 2011 sind vorläufig und umfassen lediglich die Einspeisung der Anlagen in der Nordsee im Übertragungsnetz der Tennet TSO GmbH. Der Offshore-Windpark alpha ventus erzeugte 267 GWh und BARD offshore 1 speiste 171 GWh ins Netz ein. Zahlen zu Baltic 1 im Übertragungsnetz der 50Hertz Transmission GmbH liegen bisher noch nicht vor.

Zuverlässigkeit. Belastbare Aussagen über die Zuverlässigkeit von WEA können erst nach vielen Betriebsjahren getroffen werden. Bislang reichen die zur Verfügung stehenden Informationen noch nicht aus, um derartige Kennwerte für den Offshore-Bereich anzugeben. Eine erste exemplarische Darstellung der Ausfallzeiten für den niederländischen Windpark Egmond aan Zee ist Tabelle 4 zu entnehmen.

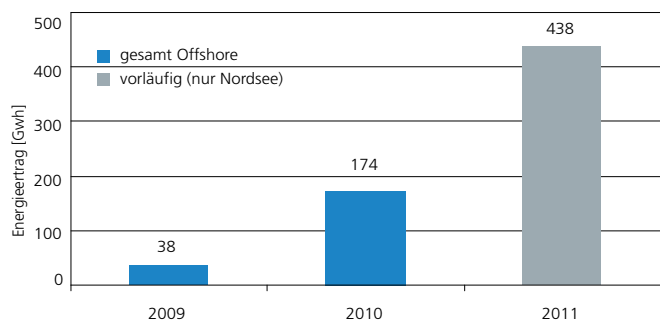


Abbildung 53: Offshore-Windenergieertrag (nur Nordsee) in Deutschland, Datenquelle: EEG-Jahresabrechnung, Tennet

Es kann zwar festgestellt werden, dass vornehmlich Schäden an Getriebe und Generator sowie Defekte am Pitch System und Probleme bei der Regelung die Ausfälle verursachten, allgemein gültige Aussagen können bislang jedoch nicht getroffen werden.

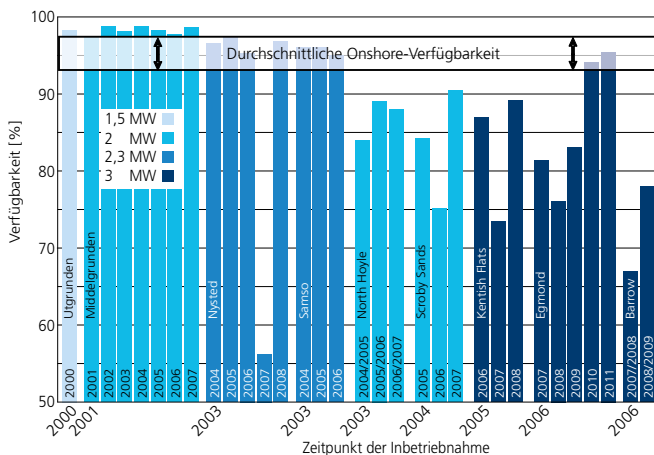


Abbildung 54: Zeitliche Entwicklung der Verfügbarkeit

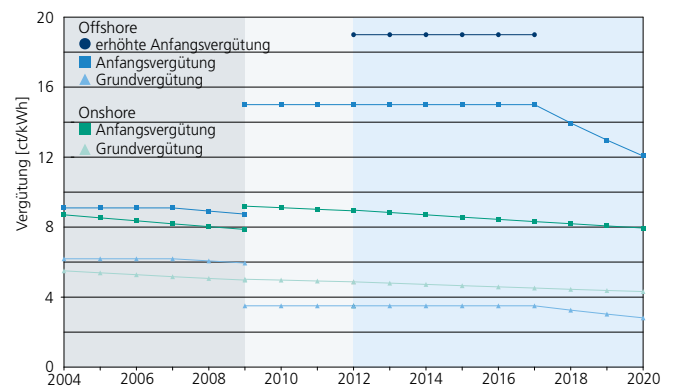


Abbildung 55: Einspeisevergütung für Offshore-Strom

	2007 [%]	2008 [%]	2009 [%]	2010 [%]	2011 [%]
WEA verfügbar	82	76	83	94	95,4
Elektrik	1	0	0	0	0
Stromrichter	1	1	0	0	0
Regelung	2	2	1	1	0,7
Bremssystem	0	0	0	0	0
Getriebe	9	14	10	0	0,3
Generator	1	4	4	3	0,7
Pitch System	2	1	1	0	0,6
Windrichtungsnachführung	0	0	0	0	0,1
Rotorblatt	0	1	0	0	0,8
Tragende Teile	0	0	0	0	0
Elektrisches Netz	0	0	0	1	0,3
Umgebung	0	0	0	0	0,3
Planmäßige Wartung	2	1	1	1	0,8

Tabelle 4: Ausfallzeiten für den niederländischen Offshore-Windpark Egmond aan Zee, Datenquelle: Hoefakker, B.; OWEZ Shell, offshore Windfarm Egmond aan Zee 5 years of Operation, 2012

Verfügbarkeit. Ziel einer jeden Instandhaltung ist das Erreichen einer hohen technischen Verfügbarkeit der WEA bei gleichzeitig möglichst geringen Kosten. Moderne WEA erreichen an Land in der Regel eine Verfügbarkeit von 95 % bis 99 %. Für die Offshore-Windenergienutzung wird aufgrund der besonderen Standortsituation und den damit verbundenen Herausforderungen, z. B. Belastungen, Zugänglichkeit, meistens eine deutlich geringere Verfügbarkeit befürchtet. Diese Befürchtung wird durch die bisher erzielten Ergebnisse von bereits realisierten Offshore-Windparks durchaus bestätigt. Abbildung 54 zeigt die technische Verfügbarkeit von unterschiedlichen Offshore-Windparks, wobei die Windparks hierfür nach dem jeweiligen Zeitpunkt der Inbetriebnahme sortiert sind. Während die älteren Parks, die aus WEA mit verhältnismäßig kleinen Nennleistungen bestehen und sich relativ nah an der Küste befinden, Verfügbarkeiten aufweisen, die sich in der Bandbreite der durchschnittlichen Onshore-Verfügbarkeit bewegen, ist die Verfügbarkeit neuerer Parks deutlich niedriger.

Einspeisevergütung für Offshore-Windstrom. Seit April 2000 wird die Einspeisevergütung durch das EEG geregelt. Damit auch für Offshore-WEA ein wirtschaftlicher Betrieb ermöglicht wird, sind im EEG seit 2004 spezielle Regelungen für WEA auf See vorgesehen. Als Offshore-WEA zählen dabei WEA mit einer Küstenentfernung von über 3 Seemeilen (ca. 5,5 km). Statt dem bisherigen 4-jährigen Rhythmus soll das

Offshore-Windenergienutzung

EEG zukünftig bereits nach drei Jahren novelliert werden. Die letzte Fassung ist seit Januar 2012 gültig. Wesentliche EEG-Novellierungen die eine Offshore-Vergütung betreffen sind in Abbildung 55 dargestellt.

Grund- und Anfangsvergütung. Um den Einstieg in die Offshore-Windenergienutzung in Deutschland zu erleichtern, wurde die Anfangsvergütung für Offshore-WEA von ursprünglich 9,1 € ct/kWh auf ein mit anderen EU-Ländern vergleichbares Niveau von 15 € ct/kWh angehoben. Im Gegenzug wurde die Grundvergütung von 6,19 € ct/kWh auf 3,5 € ct/kWh stark abgesenkt. Ab Inbetriebnahme einer Offshore-WEA wird für diese die Anfangsvergütung für zwölf Jahren festgeschrieben. Anschließend wird die Einspeisevergütung auf die Grundvergütung abgesenkt. Offshore-Anlagen die bis 2017 in Betrieb gehen, werden zwölf Jahre lang mit 15 € ct/kWh und anschließend mit 3,5 € ct/kWh vergütet.

Erhöhte Anfangsvergütung. Alle Offshore-WEA die bis Ende 2017 in Betrieb gehen, können als Alternative zur regulären Anfangsvergütung auf Antrag eine erhöhte Anfangsvergütung von 19 € ct/kWh erhalten. Der garantierte Zeitraum für die Anfangsvergütung reduziert sich in diesem Fall auf acht Jahre. Im Falle einer möglichen Zeitraumverlängerung können WEA nach den ersten acht Jahren der erhöhten Anfangsvergütung über mehrere Jahre eine verlängerte Anfangsvergütung von 15 € ct/kWh und danach die Grundvergütung von 3,5 € ct/kWh erhalten.

Zeitraumverlängerung. Der Zeitraum der Anfangsvergütung verlängert sich für Offshore-WEA, die in einer Entfernung von mindestens zwölf Seemeilen (ca. 22,2 km) oder in einer Wassertiefe von mindestens 20 m errichtet werden. Für jede volle Seemeile, die über zwölf Seemeilen hinausgeht, wird der Zeitraum um einen halben Monat und für jeden zusätzlichen vollen Meter Wassertiefe um 1,7 Monate verlängert. Abbildung 56 zeigt die Staffelung des Zeitraums der Anfangsvergütung in Abhängigkeit von der Entfernung zur Küste und Wassertiefe. Einige der geplanten Windparks können bis zu vier Jahre länger, also insgesamt für 16 Jahre, die hohe Anfangsvergütung erhalten.

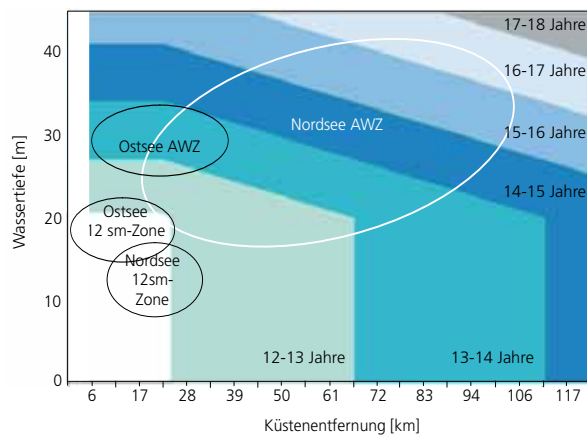


Abbildung 56: Zeitraum der Anfangsvergütung für Offshore-WEA in Deutschland

Förderung. Es besteht vorrangiger Handlungsbedarf, den Ausbau der Offshore-Windenergie deutlich zu beschleunigen. Um die Offshore-Windleistung bis 2030 auf 25 GW auszubauen, müssen insgesamt etwa 75 Milliarden € investiert werden. Da es sich um eine relativ neue Technologie handelt, sind die Investitionsrisiken nur schwer kalkulierbar. Um die technischen Risiken von Offshore-Windenergie besser zu beherrschen und damit die Finanzierung zu erleichtern, soll in Zukunft die Errichtung der ersten zehn Offshore-Windparks gefördert werden. Dazu hat die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) 2011 ein Sonderprogramm „Offshore Windenergie“ mit einem Kreditvolumen von insgesamt 5 Milliarden € zu Marktzinsen herausgebracht. Im August 2011 gab die KfW bekannt, dass der Vertrag zur Finanzierung der Nordsee-Parks Meerwind Ost und Meerwind Süd (288 MW) unterzeichnet worden ist. Darüber hinaus werden weitere flankierende Maßnahmen zum raschen Ausbau der Offshore-Windenergie geprüft, etwa rückzahlbare Ausfallgarantien, die Förderung von Spezialschiffen im Rahmen des KfW-Sonderprogramms „Schiffsfinanzierung“ oder auch Hermes-Bürgschaften in der deutschen Außenwirtschaftszone.

Genehmigung. Um die Genehmigungsverfahren für Windparks zu beschleunigen hat eine Novellierung der Seeanlagenverordnung stattgefunden. Die Novelle trat im Januar 2012 in Kraft. Windparks können nun schneller entstehen, da künftig

ein Planfeststellungsbeschluss genügt, in dem alle Belange berücksichtigt werden. Bisher mussten für denselben Standort bis zur Entscheidung mehrere Verfahren verschiedener Vorhabensträger durchgeführt werden. Künftig wird ein Zeit- und Maßnahmenplan das gesamte Verfahren bis zur Inbetriebnahme der WEA strukturieren. Die Planfeststellungsbehörde BSH erhält die Möglichkeit, das Verfahren durch Fristsetzung zu beschleunigen. Künftig können Ministerien Kriterien für die Reihenfolge der Bearbeitung der Anträge festlegen. Möglichst sollen diejenigen Vorhaben zuerst planfestgestellt werden, welche vermutlich am ehesten Strom in das Netz einspeisen können. Dabei wird insbesondere die Nähe zur Küste und zu Stromleitungen berücksichtigt.

Stromgestehungskosten. Generell sind die technischen Herausforderungen für die Offshore-Windenergienutzung deutlich größer als die an Land. Die WEA müssen im Wasser gegründet, verkabelt, installiert und betrieben werden. Im Betrieb sind die Anlagenlasten deutlich größer als an Land, Wartung und Instandsetzungsarbeiten deutlich aufwendiger.

Eine Bewertung der wirtschaftlichen Situation der Windenergienutzung allgemein und im Besonderen auf See ist aus politischer und volkswirtschaftlicher Sicht erforderlich.

Tabelle 5 gibt eine Übersicht zu den anfallenden Kosten und Energieerträgen ausgewählter Offshore-Windparks in Europa. Um einen Vergleich zwischen den einzelnen Offshore-Windparks zu ermöglichen, wurden die Investitionskosten pro installiertem Kilowatt Nennleistung (1733 €/kW bis 3315 €/kW) und die jährlichen Betriebskosten pro installiertem Kilowatt Nennleistung (34,2 €/kW bis 147,4 €/kW) auf die Leistung der Parks normiert. Die großen Abweichungen zwischen den Windparks resultieren auch aus den teils gravierend unterschiedlichen Rahmenbedingungen. Hier sind zum einen länderspezifische Unterschiede wie z.B. in Deutschland die Übernahme der Netzanbindungskosten durch die Netzbetreiber anzuführen, zum anderen unterscheiden sich Windparks in diversen standortabhängigen Parametern wie z.B. Entfernung zur Küste, Wassertiefe oder Gründungsstruktur. Ein Vergleich der Offshore-Windparks ist daher meist nicht zielführend und

Land	Nr.	Windpark	Inbetriebnahme	Kapazität	Investitionskosten		Betriebskosten	Volllaststunden
				(MW)	(Mio. €)	(€/kW)	(€/kW)	
UK	1	North Hoyle	2003	60	120	1.992	64,7	3.066
	2	Scroby Sand	2004	60	107	1.783	34,2	2.343
	3	Kentish Flats	2005	90	156	1.733	36,4	2.557
	4	Barrow	2006	90	181	2.011	63,5	2.575
Dänemark	5	Middelgrunden	2001	40	49,2	1.230	38,6	2.500
	6	Rødsand	2010	207	390	1.883	91,2	3.800
	7	Generic				2.850	77,5	4.080
Niederlande	8	Prinses Amalia	2007	120	398	3.315	147,4	3.350
	9	Generic				3.000	90,1	3.350
Deutschland	10	Alpha Ventus	2010	60	194	3.230	122,1	3.700

Tabelle 5: Investitions- und Betriebskosten sowie Erträge ausgewählter Offshore-Windparks

allgemeingültige Aussagen zu Kosten können nicht getroffen werden.

Eine der wichtigsten Kenngrößen für die Bewertung der Offshore-Windenergienutzung stellen die Stromgestehungskosten dar. Die spezifischen Stromgestehungskosten, dargestellt in €/kWh, werden als Quotient der jeweiligen Jahreskosten und der im Betrachtungsjahr produzierten Strommenge berechnet. Die jährlichen Gesamtkosten ergeben sich aus der Summierung der einzelnen Kostenpositionen, wobei die Investitionskosten unter Berücksichtigung des geltenden Zinssatzes auf die einzelnen Jahre aufgeteilt werden.

Abbildung 57 zeigt die theoretischen Stromgestehungskosten unter verschiedenen Randbedingungen. Die zwei Ebenen stellen dabei unterschiedlich hohe Betriebskosten

dar. Betriebskosten sind ein entscheidender Kostenfaktor und gerade auf See noch schwer kalkulierbar. Sie setzen sich aus mehreren Positionen wie beispielsweise Kosten für Wartung, Wartungsvertrag, Reparaturen, Versicherungen, Paketverträge sowie für Geschäftsführung, Steuern und Strombezugskosten zusammen. Die berücksichtigten Volllaststunden liegen zwischen 1000 Stunden und 5000 Stunden, die spezifischen Investitionskosten (1000 €/kWh bis 4000 €/kWh) sowie die Betriebskosten (30 €/kWh bis 150 €/kWh) wurden weit aufgefächert, um möglichst alle Szenarien darzustellen. Die zehn in Tabelle 5 vorgestellten Offshore-Windparks sind exemplarisch in die Grafik eingetragen und anhand ihrer Nummerierung zu identifizieren. Die aus diesem theoretischen Ansatz resultierenden Stromgestehungskosten liegen zwischen 2,5 €/ct/kWh und maximal nahezu 50 €/ct/kWh, die allerdings nur bei sehr ungünstigen Bedingungen erreicht würden.

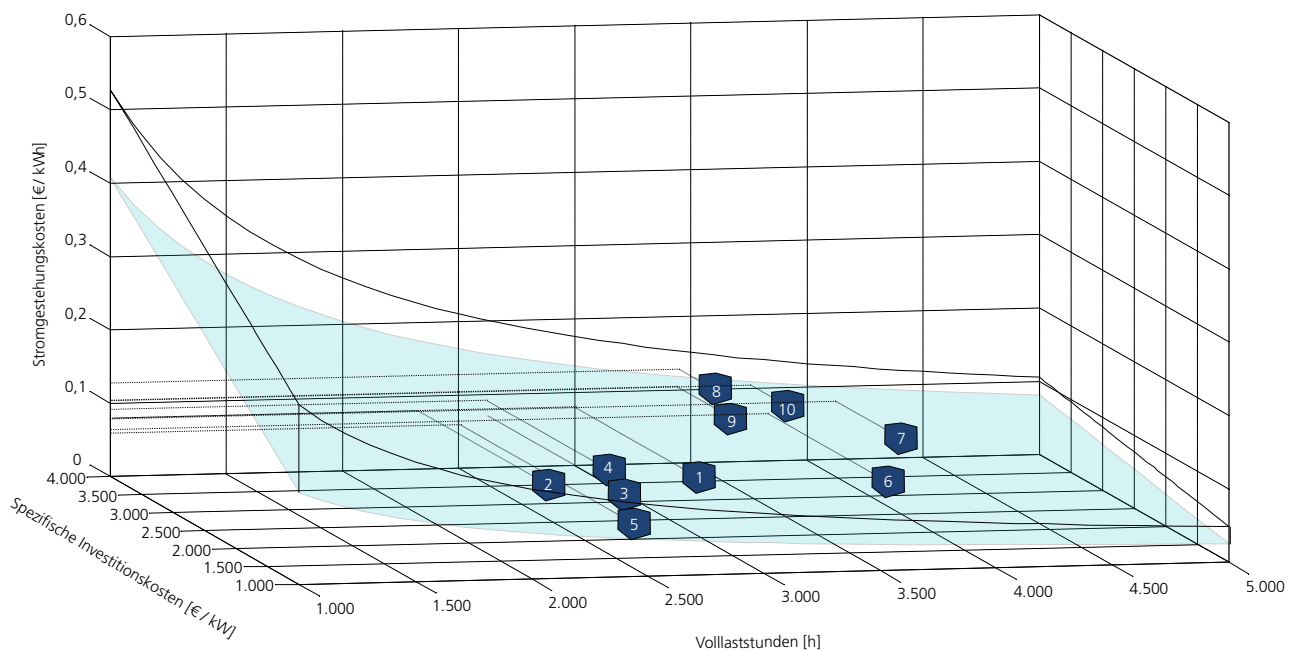


Abbildung 57: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit spezifischer Investitionskosten, Volllaststunden und jährlicher Betriebskosten verglichen mit den Offshore-EEG-Anfangsvergütungen

WINDENERGIE REPORT DEUTSCHLAND 2011



SPECIAL REPORT

Windpotentiale und Windflächen onshore

Written by Dr.-Ing. Stefan Bofinger – stefan.bofinger@iwes.fraunhofer.de

Einleitung

Die erneuerbaren Energien werden in Zukunft eine der Grundsäulen der modernen Energieversorgung darstellen. Vor diesem Hintergrund gewinnt die Fragestellung, wo die notwendigen Erzeugungskapazitäten aufgebaut werden können, immer weiter an Bedeutung.

Nachdem die Offshore-Windenergienutzung mit umfangreicher Begleitforschung in Deutschland ihren Anfang fand, widmet sich diese Studie explizit der Onshore-Windenergienutzung und den noch vorhandenen Potentialen in Deutschland. Die Studie wurde vom Fraunhofer IWES im Auftrag des Bundesverbands WindEnergie e.V. (BWE) durchgeführt.

Ziel der Studie war das Branchenszenario (Nutzung von 2 % der Landesfläche) des BWE mittels Geographischen Informationssystemen (GIS) auf Plausibilität zu überprüfen. Im Gegensatz zu bisherigen Studien wurde ein Potential auf Basis von GIS-Daten ermittelt. Dabei wurden Ausschlussflächen und nutzbare Flächen anhand der Bodenbedeckung sowie anhand von Flächennutzungsarten wie z. B. Siedlungsflächen oder Infrastrukturflächen bestimmt. Um Abstandsregelungen abzubilden wurden die Ausschlussflächen ggf. mit entsprechenden Puffern versehen.

Datengrundlage und Methodik

Übersicht über die Methodik

Die Methodik der Flächenermittlung und Potenzialbestimmung besteht im Wesentlichen aus fünf Schritten (siehe Abbildung 1). Zuerst werden auf Basis der verfügbaren GIS-Daten Flächen definiert, die aufgrund geographischer Gegebenheiten auszuschließen sind (Schritt 1). Anschließend werden unter den verbleibenden Flächen die nutzbaren Flächen entsprechend den Annahmen zu Flächennutzungsarten, Abstandsregelungen usw. bestimmt (Schritt 2). Im nächsten Schritt werden für jeden Standort die Windbedingungen ermittelt (Schritt 3). In Schritt 4 werden auf den nutzbaren Flächen, entsprechend der vorgegebenen Szenarien, Windenergieanlagen (WEA) platziert und im letzten Schritt (5) die möglichen Erträge berechnet.

Datengrundlage

Für die Bewertung der Flächeneignung wurden Oberflächenbedeckungsdaten [Corine] (Auflösung 100 × 100 m) und Infrastruktur- (z. B. Straßen, Schienen, Stromleitungen) und Sonderflächendaten (Naturschutzgebiete) des Bundesamts für Kartographie und Geodäsie verwendet [BKG 2003]. Für die Ertragsberechnungen wurden die Winddaten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) [DWD] verwendet und auf die entsprechende Nabenhöhe extrapoliert.

Bestimmung von nutzbaren Flächen

Heute werden WEA meist auf offenem Feld, außerhalb von Schutzgebieten und Wäldern, errichtet. Es ist aber auch eine Nutzung in Wäldern und eingeschränkt auch in bestimmten Typen von Schutzgebieten denkbar. Deshalb wurden Untersuchungen für folgende drei Kategorien vorgenommen:

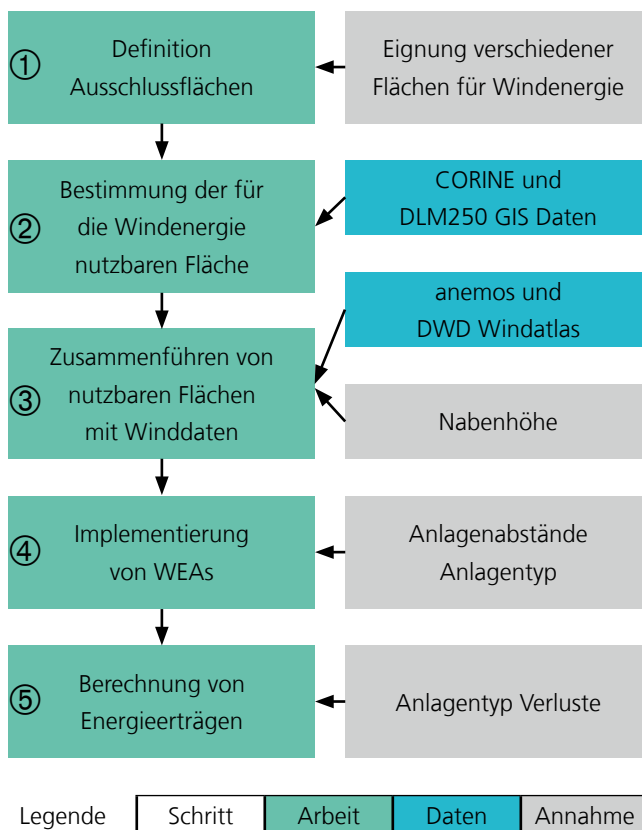


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Vorgehensweise

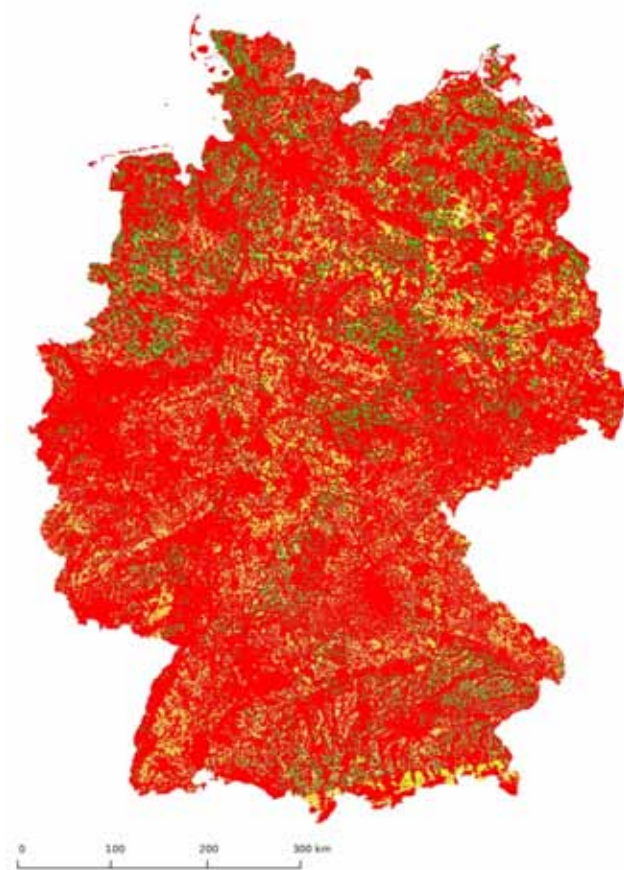
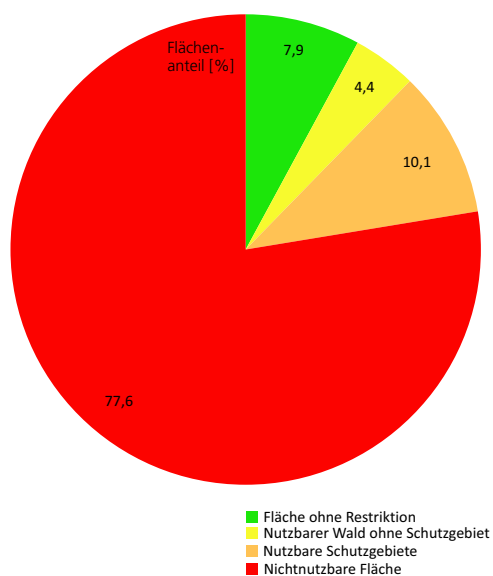


Abbildung 2: Karte der nutzbaren Flächen in Deutschland



1. Flächen ohne Restriktionen, z.B. landwirtschaftlich genutzte Flächen
2. Flächen in Wäldern
3. Flächen in Schutzgebieten, z.B. Naturparks, FFH (Flora-Fauna-Habitat)

Andere Flächen wie Nationalparks, bebaute Flächen oder Gewässer wurden inklusive flächentyp-abhängiger Pufferzonen als nicht nutzbare Flächen betrachtet.

Ertragsberechnung

Für die Ertragssimulation wurde für gute Standorte eine 3 MW-Anlage mit einer Nabenhöhe von 100 m und einem Verhältnis der Rotorfläche zur Generatorenleistung von $2,6 \text{ m}^2/\text{kW}$ (100 m Rotordurchmesser) angesetzt. Falls dies unter 1600 äquivalente Volllaststunden Ertrag ergeben würde, wurde eine Schwachwindanlage mit einer Nabenhöhe von 150 m und einem Rotor zu Generatorverhältnis von $3,5 \text{ m}^2/\text{kW}$ (115 m Rotordurchmesser) angesetzt. Ergab sich für einen Standort auch mit dieser Anlagenvariante eine Volllaststundenzahl unterhalb von 1600, so wurde dieser Standort von der Nutzung ausgeschlossen.

Der Abstand zwischen den Turbinen wurde mit 4 Rotordurchmessern festgelegt. Trotz des Mindestabstands gibt es in Windparks aerodynamische Verluste sowie Verluste aufgrund von technischer Nichtverfügbarkeit. Hierfür wurde ein pauschaler Abschlag angesetzt.

Ergebnisse

Nutzbare Flächen

Die berechneten nutzbaren Flächen wurden entsprechend den Definitionen im vorangegangenen Kapitel in vier Klassen aufgeteilt (siehe Abbildung 2): Flächen ohne Restriktionen (grün), nutzbarer Wald außerhalb von Schutzgebieten (gelb),

Abbildung 3: Anteil der nutzbaren Fläche an der Gesamtfläche in Prozent

nutzbare Flächen innerhalb von Schutzgebieten (orange) und nicht nutzbare Flächen (rot).

Über drei Viertel der Flächen von Deutschland sind entsprechend des Szenarios nicht nutzbar (siehe Abbildung 3). Die übrigen 22 % sind potenziell nutzbar. Etwa ein Viertel davon (8 % der Gesamtfläche) ist ohne Restriktionen (nicht im Wald und nicht in Naturschutzgebieten) nutzbar. Die nutzbaren Waldflächen, die außerhalb von Schutzgebieten liegen, machen 4 % der deutschen Gesamtfläche aus und sind somit für die Windenergienutzung interessant.

Wie zu erwarten liegt der Großteil der potenziell nutzbaren Flächen in den großen Flächenländern. In den südlichen Bundesländern Baden-Württemberg, Bayern, Rheinland-Pfalz und Hessen ist aufgrund der großen Waldflächen (innerhalb und außerhalb von Schutzgebieten) die Fläche ohne Restriktion deutlich reduziert. Insbesondere hier ist also die Nutzung von Waldflächen relevant. Die Flächen in den Stadtstaaten sind im Vergleich zu denen der großen Flächenländer so gering, dass sie in Abbildung 4 kaum sichtbar sind.

Bei der Betrachtung des nutzbaren Flächenanteils (siehe Abbildung 5) liegt Sachsen-Anhalt mit 30 % der Landesfläche vor Niedersachsen (27 %).

Bewertung der berechneten Flächen

Es ist davon auszugehen, dass nicht alle der als theoretisch nutzbaren Flächen markierten Gebiete tatsächlich genutzt werden können. Eine Vielzahl anderer Aspekte spielt hier noch eine Rolle (z. B. Eigentumsfragen oder Bundeswehr radar).

Das Ziel der Studie war jedoch die Plausibilisierung der Annahmen des Auftraggebers. Daher werden im Folgenden die Zahlen bei einer Nutzung von nur 2 % der Fläche dargestellt.

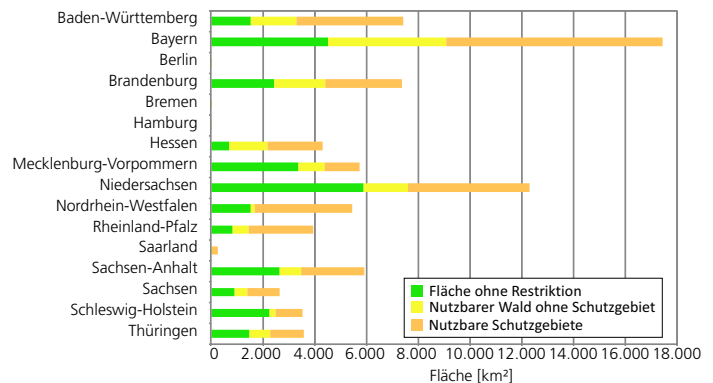


Abbildung 4: Nutzbare Fläche in km² nach Bundesland

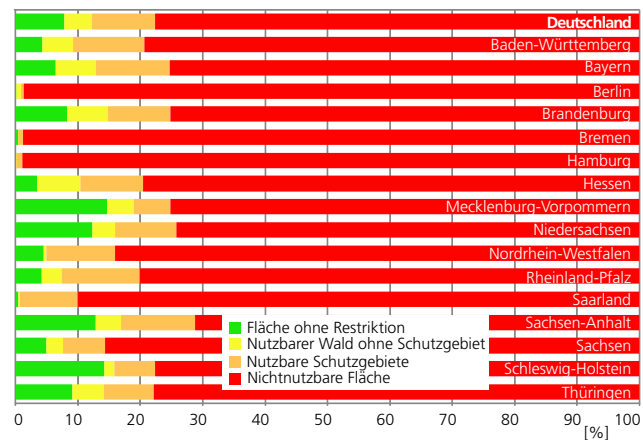


Abbildung 5: Anteil der nutzbaren Fläche an der Landesfläche

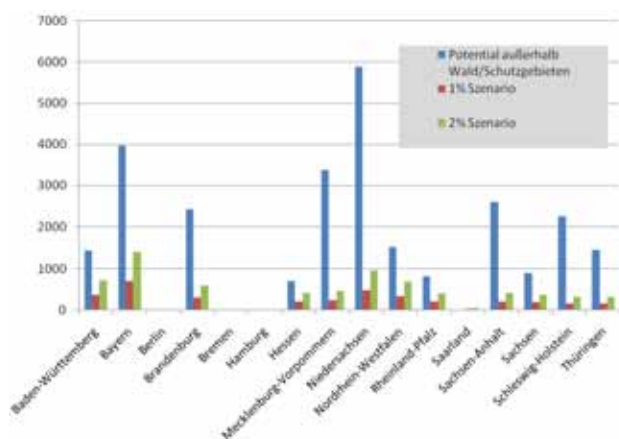


Abbildung 6: Nutzbare Flächen in den Bundesländern für verschiedene Szenarien in km²

Installierte Leistung und Erträge

Die hier dargestellten Ergebnisse stellen eine allgemeine Abschätzung des maximalen Potenzials dar und sollen nicht als ein angestrebtes Szenario verstanden werden. Auf den Flächen ohne Restriktionen (8 % entsprechend 28 116 km²) können, mit den getroffenen Annahmen 240 562 Anlagen mit einer Leistung von etwa 722 GW respektive 1500 GW bei Nutzung aller potenziellen Flächen (22,4 %) installiert werden. Im Vergleich hierzu beträgt die aktuell in Deutschland installierte gesamte Kraftwerkskapazität 156 GW [BDEW 2011].

Mit dem 2 %-Szenario ergibt sich eine installierbare Leistung von 198 GW. Der Ertrag kann mit ca 400 TWh/Jahr abgeschätzt werden. Dies entspricht ca. 65 % des deutschen Bruttostromverbrauchs von 603 TWh im Jahr 2010 [BMWi 2011].

Zusammenfassung

Das Fraunhofer IWES hat anhand von GIS-Daten vorhandene Potentiale für die Nutzung der Windenergie in Deutschland im Rahmen der möglichen Genauigkeit ermittelt.

Die wesentlichen Ergebnisse der Studie sind:

- Insgesamt kann das 2 %-Ziel als realistisch angesehen werden
- In Deutschland stehen auf Basis der Geodaten knapp 8 % der Landfläche außerhalb von Wäldern und Schutzgebieten für die Windenergienutzung zur Verfügung
- Unter Einbeziehung von Wäldern und zusätzlich von Schutzgebieten ergeben sich 12,3 % bzw. 22,4 % nutzbare Fläche
- Bei Nutzung von 2 % der Fläche jedes Bundeslands ergeben sich 198 GW installierbare Leistung
- Das Flächenpotential ist in ganz Deutschland vorhanden und beschränkt sich nicht auf die schon heute überwiegend genutzten nördlichen Bundesländer
- Die Erträge liegen zwischen 1600 Volllaststunden (Flächen mit geringeren Erträgen wurden ausgeschlossen) und 4996, im Mittel bei 2071 Volllaststunden.
- Daraus ergeben sich 390 TWh potenzieller Energieertrag
- Dies entspricht 65 % des deutschen Bruttostromverbrauchs von 603 TWh (2010)

Literaturverzeichnis

[BDEW 2011]

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.,
Webseite, Nettoleistung der Kraftwerke in Deutschland, Stand
September 2010,
URL: http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten

[BKG 2003]

Bundesamt für Kartographie und Geodäsie, Digitales
Landschaftsmodell 1:25000 DLM250, Frankfurt am Main,
19.09.2003

[CORINE]CORINE Daten,

[http://www.umweltbundesamt.at/umwelt/raumordnung/
flaechennutzung/corine/](http://www.umweltbundesamt.at/umwelt/raumordnung/flaechennutzung/corine/), besucht am 22.3.2011

[DWD]

Deutscher Wetterdienst, Wulf-Peter Gerth, Winddaten für
Deutschland – Bezugszeitraum 1981 – 2000, Offenbach

[dena 2005]

Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena), Energiewirtschaft-
liche Planung für die Netzintegration von Windenergie in
Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Köln
24.02.2005

[dena 2010]

Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena), dena-Netzstudie II.
Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromver-
sorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025, Berlin,
11.2010

[Riso 1990]

Europäischer Windatlas, Riso National Laboratory, Roskilde,
Denmark, 1990



SPECIAL REPORT

Direct Drives and drive-train development trends

Written by Dr.-Ing. Jan Wenske – jan.wenske@iwes.fraunhofer.de

Wind energy business is currently in a phase of diversification concerning drive train concepts. Not only the number of manufacturers has increased, but the number of wind turbine drive-train concepts has increased as well.

Apart from Enercon most of the manufacturers used pretty much the same drive train concept in many of their turbines: a distributed drive-train featuring a gearbox with mostly three stages and a fast running induction or doubly-fed induction generator (IG, DFIG).

This situation was changing. Among the top 10 manufacturers 2010 Enercon and Goldwind have been following direct drive concepts for several years and others like Vestas, GE, Siemens, United Power, Gamesa have already produced or announced producing turbines deviating from the classical drive train concept shortly described above. These days appear all kinds of generator types (IG, DFIG, electrical excited synchronous as well as permanent magnet synchronous generators, EESG, PMSG) in nearly all combinations with drive train transmission ratios, from direct drive up to the high step-up solutions. The highest attention is currently paid to modern gearless designs (Direct Drives, DD; refer to figure 1) featuring single bearing and PMSG.

Constraints and driver for future trends

Components Supply Chain

In the beginning and the middle of the past decade there was a shortage in several key components. Accordingly in 2008, compared to 2006, there was already an oversupply in gearboxes, whereas the shortage in cast iron and forged items was nearly non-existent anymore. Bearings were the last key component with a significant shortage in 2008.

The trend to expand production capacities in wind turbine key components continued to date leading to a tremendous overcapacity, local content requirements and the market entry of new turbine manufacturer especially from Asia since the last 3 years intensify this trend. Regarding generators for direct drive should be noted, that so far no real cost-effective volume production is available.

Manufacturer	Country	rotor diameter [m]	rated power [MW]	generator type
Enercon	D	126	6 (7.5)	EESG
		112	4.5	
		101	2/2.3/3	
		82	2/2.3	
		70-71	1.8/2/2.3	
Vensys/Goldwind	CHN/D	70	1.5	PMSG
		100	2.5	
		-	6*	
Siemens	DK	120	6	PMSG
		113	2.3	
		101	3	
Leitwind	I	101	3	PMSG
		70	2	
		80	1.8	
GE	USA	113	4.1	PMSG
Lagerwey	NL	90	2.5	PMSG
EWT	NL	90	2	PMSG
MTorres	SP	-	2.5	EESG
		-	1.65	
Nordex	D	150	6*	PMSG
Alstom	F	150	6*	PMSG
XEMC Darwind	CHN	115	5	PMSG
AVANTIS/Hyundai	KOR	-	2.5	PMSG

* turbine type introduced or announced, but still no prototype

Figure 1: Direct Drive turbines with more than 1.5 MW of rated power

list of abbreviations

IG	induction generator
DFIG	doubly-fed induction generator
EESG	electrical excited synchronous generator
PMSG	permanent magnet synchronous generators
DD	direct drive
PM	permanent magnet
HTS	high-temperature superconductor

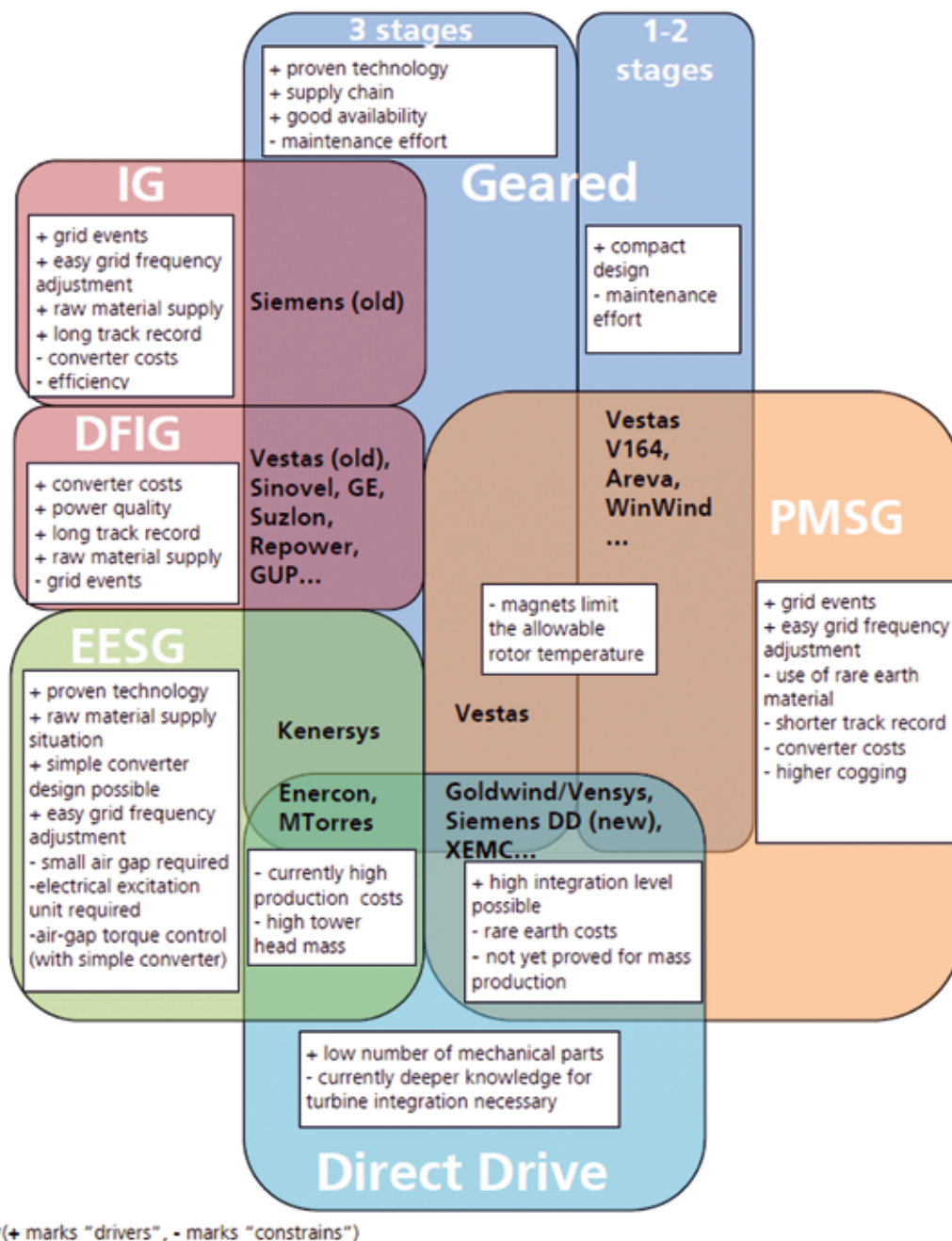


Figure 2: Drive train concepts with a pros and cons overview

Availability of raw materials and costs. Raw material price development has been proven to be highly volatile in the past. Since different raw materials are used in different concepts in various extents the development of the prices of certain raw materials is important for success of certain concepts. The amount of other raw materials varies significantly depending on the drive train design.

All generators need copper, however DD EESG turbines need the largest amount of copper. Consequently the prices of Enercon's and MTorres' turbines do, to a certain extent, depend on the copper price. The copper price has increased by 28 % in the past year. However the copper price in the beginning of 2010 was relatively low and despite massive ups and downs copper prices have not increased significantly compared to the level from five years ago.

Neodymium and Dysprosium are key raw materials of the high performance magnets (NdFeB magnets) used in PMSGs and were subject to intense discussions recently, regarding pricing and environmental effects. In 2011 the price for 1 kg of raw neodymium (/Dysprosium) started with 36 € (/243 €), reached a top level of 195 € (/1,700 €) in July and fell back to 110 € (/975 €) end of this year. The slightly falling price trend continues, albeit at a historically very high level. At the moment 95 % of the neodymium is produced in China.

Reliability. Reliability of wind turbines is an important issue, especially for offshore applications.

The to date newest ReliaWind study identified gearboxes to account for only 5 % of the failures and downtime and stated a roughly three times higher value for downtime and failure rate caused by the main converters. But on the other hand gearbox failures often involve the systemic risk of prolonged downtime especially in offshore applications and gearing concepts require a periodic and relatively frequent maintenance in comparison to gearless drive trains.

Efficiency. Generalized, high speed (98.5 %/97.5 %) and medium speed (97 %/96.5 %) PMSGs/EESGs have a higher efficiency than low speed (95.5 %) PMSGs and (92 %) EESGs, due to design constraints, like material usage, mechanical dimensions, air gap dimensions plus cooling effort which at the end represent overall costs and turbine weight. However the main advantage of the direct drive concept at this point whether using PMSG or EESG is minimizing losses within the mechanical part of the drive train. On the other hand gearing turbines in actual designs, especially in those concepts using DFIG with less installed power for the converter parts (appr. 50–70 % savings compared to a full converter design e.g. for PMSG application) show slightly higher efficiency values for the whole conversion of mechanical into electrical energy (Generator + Converter + Grid connection) in their optimal operating points. Consequently a clear statement concerning the overall efficiency of the different wind turbine drive train concepts cannot be made easily. At last, it should be the annual yield for a given wind distribution at the site instead of the efficiency at the nominal operating point that used as a benchmark. Furthermore, for a comparative study of different concepts all system inherent ancillary units should be taken into account.

Weight and dimensions. Onshore transportation has its constraints. For example motorway bridges in Germany have a height of four meters. Therefore the weight and size of turbines built onshore is an important factor. The weight and size issue connected with various turbine concepts has been discussed a lot in the past. However, it can be stated, that the modern DD turbine developments (e.g. by Siemens) are very close to the latest benchmark geared turbines (e.g. Vestas V90-3.0) in respect to their specific nacelle weight.

Grid Compatibility. One aspect gaining importance with the increasing utilization of wind energy is the "quality" of the power fed into the grid and the wind turbines reaction to grid events.

Turbines using full converters have better capabilities in handling grid events than DFIG turbines intrinsically. However, the power delivered by the geared DFIG solution is of good quality, even more sophisticated control effort and hardware protection systems are necessary to comply with most of the to date grid codes. The biggest limitations with DFIG technology reveal by the lack of a complete decoupling between the mechanical and electrical system performance.

Conclusion (drive train trends 2015)

The conclusion, due to the great differences between on- and offshore business, can't be uniform, but some trends become quite evident.

Onshore. The onshore wind energy business can be regarded as a relatively mature business. Components applied in medium sized onshore wind turbines, i.e. 1 MW–2.5 MW are de facto standardized; the turbine production has turned into mass production with moving production lines already used by several manufacturers. The cost-sensitivity of onshore turbines will grow continuously. For the near future IWES expect, the average size of onshore turbines will be limited to approx. 3 MW.

The dominating concept for onshore wind turbines in the past decade, despite the above mentioned drawbacks, was the gearing DFIG design. But PMSG solutions have some advantages not to be neglected. The main advantages are the inherent slightly greater efficiency of the generator and their better grid compatibility. Obviously, DD turbines have a greater efficiency within the mechanical drive train than gearing concepts. The advantages of gearing PMSG over DD PMSG turbines are the lower demand on permanent magnet material as well as their 2–3 % higher generator efficiency. At the moment the investment costs for PMSG systems, especially for DD concepts, are higher than for DFIG systems. Even though PMSG machines will become cheaper in the future due to increasing production numbers and a higher automation level, these effects will probably not outweigh the cost advantage of DFIG systems.

This leads to the assumption that different turbine concepts might be interesting for different markets due to different countries rely on different incentive mechanisms to foster the use of wind energy.

Offshore. The requirements for offshore application differ from the requirements for onshore turbines due to the different cost structure. Costs for service and maintenance are significantly higher than onshore. Failures can lead to extensive downtimes and thereafter cause high production losses. Consequently high reliability and sophisticated service concepts are inevitable.

Due to this fact DD PMG turbines seem to have at least a psychological advantage, but still holding only a short track record. Gearbox failures seem to be still an issue and unreliable electrical systems could become a massive problem for offshore applications. Most of the recently developed and announced offshore wind turbines, for example from Siemens, XEMC Darwind, Nordex, Alstom, are DD PMSG turbines. Some players like Sinovel, Repower and Bard favor geared concepts with DFIGs.

Other big players like Vestas and Gamesa have developed or are currently developing geared offshore turbines with a medium speed PMSG. Nonetheless a current trend toward DD PMSG for offshore turbines becomes apparent. At least in medium term the market share of gearless turbines will exceed that of those with gearing drive-train concepts.

Finally trial for a technical foresight (>2020) on offshore drive train applications

- For weight limiting of the DD generators despite of turbines power output up to 10 MW, the currently force densities within PM-Generators of approximately 60–70 kN/m² will increased to 90–100 kN/m². This will be solved by better cooling and rotor designs with magnetic flux concentration. In contrast the energy density and remanence field strengths of the used permanent magnetic material will increase only modestly (<10%). Driven by serial production cost reduc-

tion, tooth-coil-winding stator designs will be featured additionally to the classical distributed stator winding.

- Due to the continue of rather high prices for high performance PM-material new 4–6 MW turbines with electrically excited DD generators will enter the offshore market. The design lowers the risk for unexpected production costs and avoids potential bottlenecks for PM-material. The systemic efficiency disadvantage relative to PM generators will be almost leveled by intelligent mechanical designs with a small, stabilized air gap in the range of 3–4 mm. The advantage of the adjustable excitation will be actively used to maximize efficiency at partial load.
- For some turbines featuring medium-speed generators also EESG and DFIG designs beside the PMSG will be used. Additionally first innovative hybrid designs for generators, with electrical and magnetic excitation as well as featuring reluctance effects, will appear within prototypes. These will combine the advantages of high power density and the low-loss control of the excitation field together.
- Transverse flux and HTS – generator designs have no relevance in the market for wind turbines until 2050.
- The drive train designs will evolve towards the highest integration and simplicity. The current trend towards ever larger single bearings will be replaced by a main support design with smaller bearings and a well defined load sharing. The figure 3 exemplary shows the concept of an innovative DD hub generator design with dual bearing support and with the main goal of minimizing manufacturing and maintenance costs as well as the overall nacelle weight. (refer to figure 3 DD offshore hub generator design of the FGWE/ Saarland and IWES)



Figure 3: Ultra high integrated hub-generator DD design



SPECIAL REPORT

New Techniques for Wind Measurement at Fraunhofer IWES

Written by M.Sc. Tobias Klaas – tobias.klaas@iwes.fraunhofer.de

Wind lidar measurements

The Fraunhofer Institute for Wind Energy and Energy System Technology (IWES) runs a manifold measurement infrastructure for the investigation of wind characteristics at onshore and offshore sites in Germany. Lidar systems, as a remote sensing technique, become more important and are a main topic of the current research.

The pulse-doppler lidar systems used at the Fraunhofer IWES, are applied to measure the vertical wind profile in a contactless way (remote sensing) up to great heights and over the whole rotor diameter.

The measurement is based on the optical Doppler effect: The frequency of a radiation respectively its wave length is changed in as a function of the relative movement of source and receiver against each other. This principle is valid for acoustic as well as for electromagnetic waves.

The wind noticeable to us is based on the collective movements of molecules and aerosols in the atmosphere. The basic idea of a lidar wind measurement is to send out laser light waves to these components of the atmosphere. The reflected radiation can be detected and analyzed with respect to a frequency shift.

Ground based remote sensing using lidar technique is a new option to complement or eventually replace mast mounted measurements. Lidar measurements have shown a high accuracy in even, homogeneous terrain i.e. offshore or in flat lands. In contrast, applying these techniques in hilly or mountainous terrain, results in considerable bias. The reason for that is the assumption of homogeneous wind flow on distinct heights due to the principle of the 3D wind vector reconstruction, which is not sufficiently fulfilled in complex terrain.

In a lidar wind measurement the radial wind components in direction of the laser (line-of-sight) are being determined in at least three spatial directions. To calculate the wind vector from these radial components it is usually assumed that the wind field between the different measurement points is (horizontally)

FIELDS OF APPLICATION

Onshore – Wind power onshore has still a huge potential for further growth. To assess this potential, especially in forested and complex terrain, a detailed knowledge about the wind conditions up to higher altitudes is important. With current tower technologies allowing the installation of turbines with hub heights up to 150 m, extrapolation methods for traditional mast based measurements at low heights are becoming increasingly unreliable – particularly under consideration of today's large rotor diameters. tobias.klaas@iwes.fraunhofer.de

Offshore – In the field of offshore wind energy the use of lidar systems on floating platforms under the influence of wave motion is studied. Different kinds of movements, like rotation, heave and surge distort the measurement procedure and influence the obtained wind speeds and directions. Methods for the correction of the falsified data are developed and verified using simulations as well as well defined experiments, where wave motion is simulated and the result compared with a met mast. gerrit.wolken-moehlmann@iwes.fraunhofer.de

homogeneous. Measurements in flow fields that do not meet these assumptions are biased.

The determination of the wind speed with lidar measurement devices equals the calculation of a vectorial mean. Firstly the radial components are being determined at different location, which equals calculating the mean for each vector component. From these components the mean wind speed is being constructed as a vectorial mean.

The measurement of the radial vector components is carried out at different measurement points above the measurement device, depending on measurement height and cone angle. The measurement geometry usually follows the velocity azimuth display principle (VAD). Azimuth and measurement height

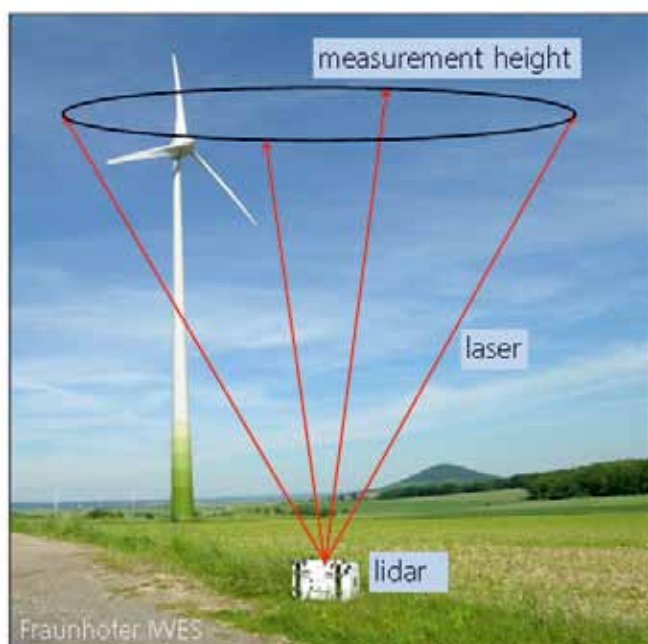


Figure 1: Lidar wind measurement system

can be varied, while the angle of inclination is fixed. With this determination it is not possible to accurately measure the wind speed in inhomogeneous wind fields.

As soon as the z-component of the wind speed is a function of the x- or y-coordinates, measurement bias occurs in comparison to a point measurement by cup anemometers. This bias can be corrected by different methods.

For the correction of lidar wind measurements in complex terrain flow models are more and more used. Depending on the complexity of the terrain a reliable correction is only possible with complex flow models. One main reason for this is that the classic boundary layer theory is no longer applicable in complex terrain. Failures in simple flow simulations (e. g. WAsP) are the consequence.

With a flow simulation of a complex site the lidar wind measurement as well as the common point measurement can be

simulated. Both measurements can be compared to each other and methods for correction can be developed. As an example it is possible to characterize the change of the vertical wind speed between the different measurement points and to correct the lidar measurement in this manner.

Figure 5 illustrates the influence of the change of the vertical wind speed at the accuracy of a lidar wind measurement. The grey points equal the measurement points for the radial wind speed components at 100 m height with a laser inclination angle of 30° .

The wind field has been simulated for the site of the 200 m wind met mast, which is located near the top of a hill range. The hill flow at west wind conditions is clearly shown. The strong deviation in the z-component of wind speed between the southern and the northern measurement point results in a high measurement failure in wind speed.

200 m wind meteorological mast

The use of lidar as a novel and advanced measurement technique puts special emphasis on the new 200 m high quality reference mast that is used to validate and develop those measurements in detail.

Particularly with regard to system immanent failures of lidar measurements in complex and mountainous terrain, the 200 m met mast enables Fraunhofer IWES to develop and evaluate advanced correction algorithms for future onshore applications.

Figure 2 shows a schematic illustration of the wind met mast. The mast is designed as a steel framework with a cross-section area of only one square meter. Along its height of 200 m it is guyed with steel cables in four directions at a total of ten heights.

With this building the Fraunhofer IWES owns a worldwide unique measurement system for the exploration of wind characteristics in forested, complex inland terrain, especially qualified for research topics in the field of wind energy.

The measurement site is located at the ridge of a hill at a potential wind energy site in a low mountain range in northern Hesse. Within the current project research activities in wind characteristics, lidar measurements, load measurements and wind energy potential are planned.

The mast is equipped with cup and 3D ultra sonic anemometers as well as multiple wind vanes. Additionally pressure, temperature, temperature difference, humidity, rainfall and global radiation measurements give access to current weather and atmospheric conditions.

With a vertical distance at the utmost of 20 m wind speed sensors are installed all in all at 13 heights, resulting in a highly detailed wind profile measurement up to great heights. Measured wind profiles can therefore be evaluated and analyzed in a very detailed way. In addition to the 10 minute mean values and the measured 1 Hz data, the installed ultra sonic anemometers are recording 3D wind data at a high frequency of 50 Hz. Based on these data, detailed examinations of the 3D turbulence of the wind can be carried out.

Figure 4 shows first measurement results of a measurement campaign around Christmas 2011. For this campaign one lidar system was set up next to the measurement mast. During the time of the measurement no anemometers above 100 m apart from the top anemometer on 200 m were available. Lidar measurement data has been recorded for heights up to 220 m. The results show that the lidar measurement failure is relatively low for this site during the measurement time. The roughness parameter of the log law fit is slightly higher for the mast. At data points where lidar and mast can be directly compared, the mean values for the profile are slightly higher for the mast. This means the lidar tends to underestimate the wind speed.

For a detailed analysis of the measurement failures more data is needed. Wind speeds during the above shown measurement campaign were mostly quiet high with wind coming only from a narrow direction sector. After a longer measurement campaign more data will be available to compare lidar and mast measured

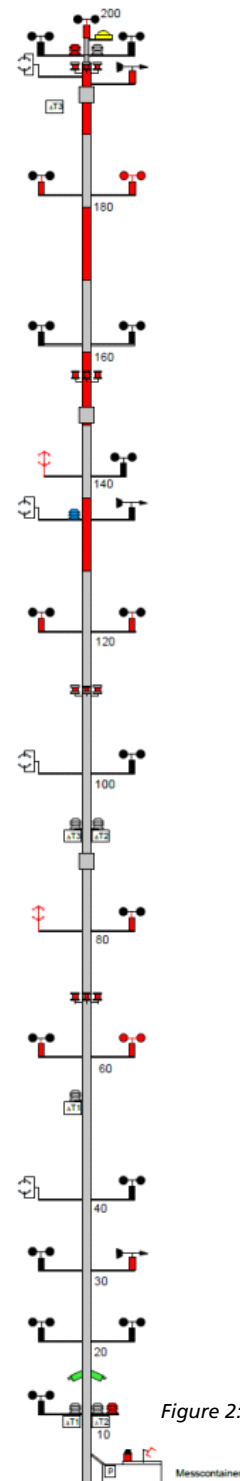


Figure 2: 200 m wind met mast



Figure 3: Construction of the 200 m wind met mast

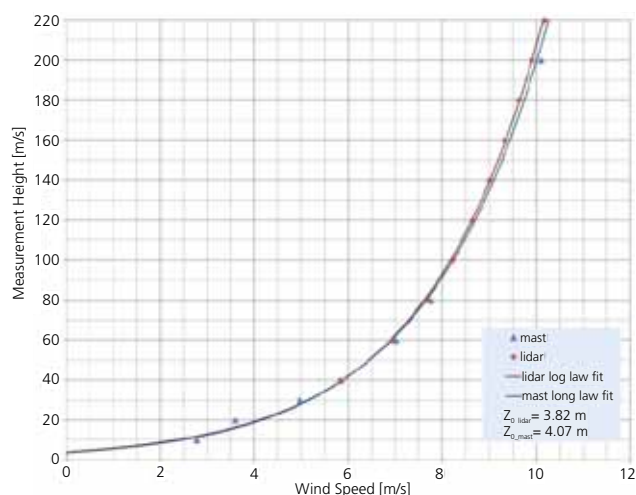


Figure 4: First measurement results lidar and mast. Short measurement campaign around Christmas 2011

wind speeds in dependence of direction, daytime and weather conditions more detailed.

Conclusion

The 200 m wind met mast is a valuable tool for both: The evaluation of flow models for complex and forested terrain as well as the testing and development of state-of-the-art correction algorithms for lidar wind measurements in inhomogeneous wind fields.

A comparison of the wind measurements with the data of the 200 m wind met mast forms a beneficial basis for increasing the accuracy of the measurements in complex terrain and the development of reliable correction algorithms for lidar wind measurements.

As a first approach the actual measurement failures of the lidar are being evaluated in a comparison to the mast based point measurements. The wind profile can be analyzed as a function of wind speed and wind direction. With the parallel measurement of the most important atmospheric parameters a classification of the wind profiles into different atmospheric stabilities is possible. With sufficient measurement time scientific findings can be made about the influence of measurement height, wind speed and atmospheric stability at the measurement. All the effects can therefore be considered during the development of accurate correction algorithms.

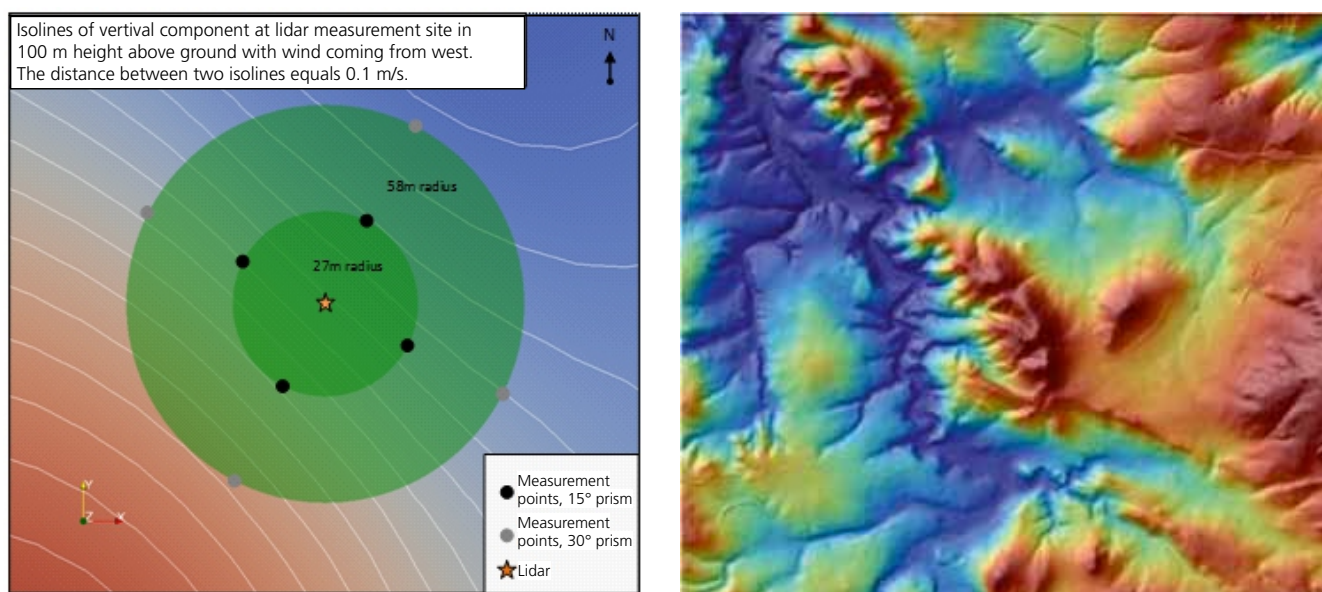


Figure 5: Left: Isolines at vertical wind component at a lidar measurement site (simulation), Right: Shaded relief of the measurement site with hill range in the middle



SPECIAL REPORT

ORECCA – Offshore Renewable Energy Conversion Platforms Coordination Action

Written by Dipl.-Phys. Jochen Bard; M. Sc. Fabian Thalemann – jochen.bard@iwes.fraunhofer.de

Project objectives

ORECCA is a Coordination and Support Activity type project which started in March 2010 funded under the Seventh Framework Programme (FP7) by the European Commission Directorate-General (EC DG) Research. The project stimulates collaboration in research activities leading towards innovative, cost efficient and environmentally friendly offshore renewable energy (ORE) conversion platforms for wind, wave and other ocean energy resources, including their combined use. This is being achieved through the development of a first European road map for the entire marine renewable energy sector. The project therefore focussed on establishing the state of research, technological development and demonstration activities on offshore renewable energy conversion platforms and on the definition of strategic priorities, including socio economics aspects, for the development of offshore renewable energy conversion technologies and markets. Another objective of the project was to overcome the knowledge fragmentation existing in Europe and stimulate the key experts to provide useful inputs to industries, research organizations and policy makers on the necessary next steps to foster the development of the ocean energy sector in a sustainable and environmentally friendly way. This is achieved through the creation of a framework for knowledge sharing (www.ORECCA.eu).

Resources

The three geographical target areas are the North & Baltic Sea, Atlantic and Mediterranean & Black Sea. Potential building plots have been identified based on the amount and type of renewable energy resource available and on the sea characteristics together with consideration of the offshore and onshore infrastructure (Figure 1).

All in all about 70 % of all offshore renewable energy resources can be found in water depths of more than 50 m (Figure 2), the "hot spots" for energy harnessing being identified as the western facing Atlantic coastline (UK, Ireland, Spain and Portugal) and the northern North Sea (Norway, UK).

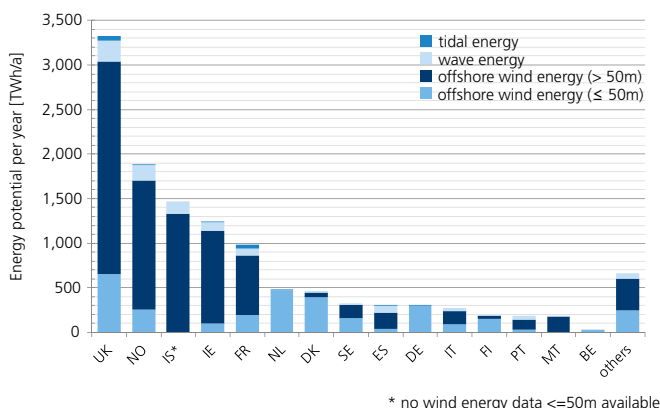


Figure 1: Potential of offshore renewable energy resources of selected European countries

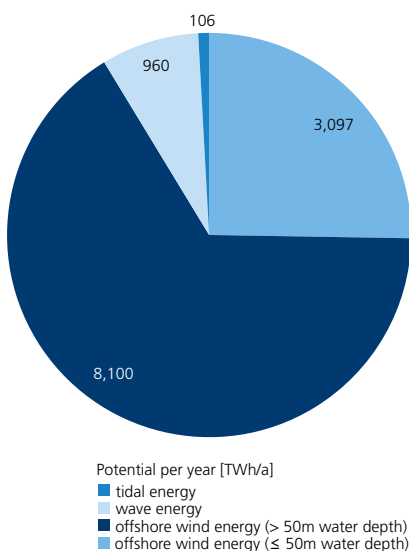


Figure 2: Share of offshore renewable energy resources in European waters

Installation schedule

Offshore wind energy and ocean energy in North-, Baltic- and Mediterranean Sea and the European Atlantic regions together could technically provide all of Europe's future electricity demand. Around 3.8 GW of offshore wind turbines are already installed throughout Europe (end 2011); the water depth and distance to shore of offshore wind farms locations rose from under 20 m and 20 km to 40 m and 40 km (Figure 3). These numbers will increase further in the coming years, considering the huge distances of the projects in the German EEZ and the

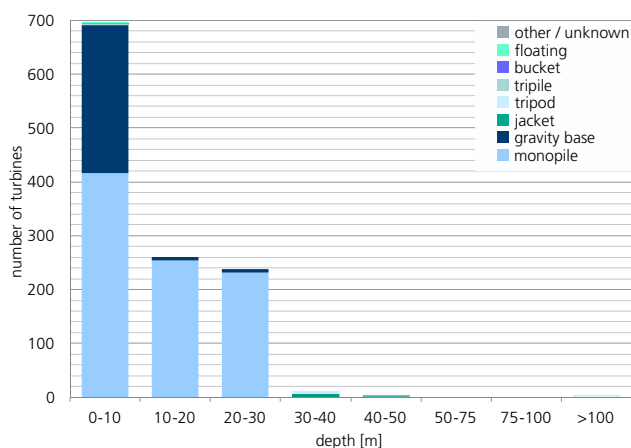


Figure 3: Foundation types of wind turbines in fully functional offshore wind farms in certain water depths [IWES, 4COffshore 2012]

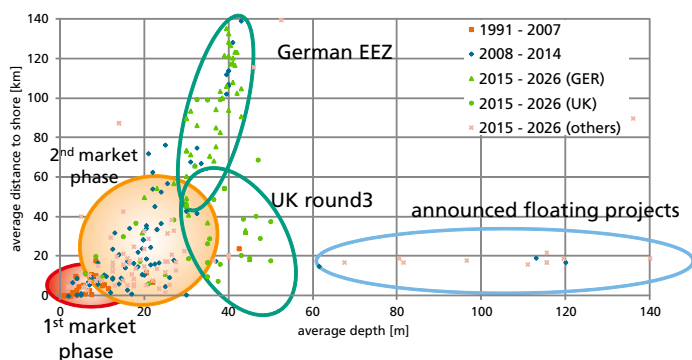


Figure 4: Development of the offshore wind market in terms of water depth and distance to shore up to 2026 [IWES, 4COffshore 2012]

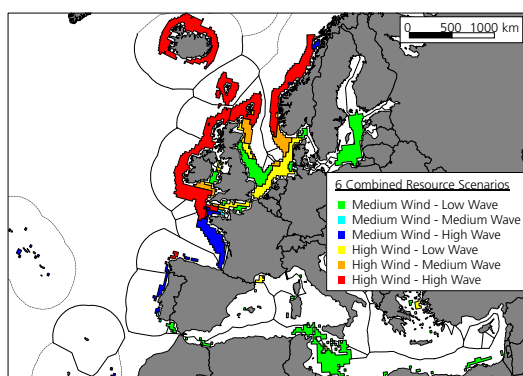


Figure 5: Identified areas of combined wind- and wave resources in Europe [RSE]

water depths of the announced floating wind projects in the North- and Mediterranean Sea (Figure 4).

Investigations during the project lead to the observation that the utilization of ocean energy follows about ten years behind that of offshore wind energy regarding immaturity of technology and realized projects. In addition, the current installation pipeline of offshore wind capacity exceeds current projections by 100 % in 2020 (Figure 6), while the installation pipeline of ocean energies currently falls below the 2020 targets by 50 % (Figure 7).

Combined resources

Considering these numbers, facts and projections the project proposes the colocation of wave- and wind projects in order to benefit from a shared infrastructure (electrical grid, port facilities, installation- and service vessels) as the utilization of combined conversion platforms is immature. A number of adequate areas have been identified and classified with respect to the intensity of present wave- and wind resources (Figure 5).

This map amongst many others (bathymetry, wind speeds, wave energy, wind-, wave- and tidal projects locations...) can be accessed via the webGIS application, integrated into the ORECCA website.

Roadmap

Distilling the results from nine extensive technical reports covering the aspects of investments & grants, environment, resources, site selection, design tools & standards, state of the art platform technologies, synergies, offshore grids and installation infrastructure into one roadmap, the ORECCA project proposes the following steps and measures to boost the development of ORE conversion technologies and markets:

- While offering huge resources ORE are currently not competitive without market incentives. Funding and public support is generally well established and appropriate. But in only 4 out of 12 countries investigated the production based incentives (PBI) are significantly higher for wave and tidal – than for

offshore wind energy. In order to accelerate the use of the untapped ocean energy resources it is proposed to enhance and extend capital support, incentives and funding for ORE.

- Regarding the technology it is required to focus on cross-technological standardization of components and procedures, enhance collaboration as well as knowledge transfer from neighbouring industry sectors and gather more performance data and operating experience in the field.
- The requirements towards installation infrastructure such as ports and vessels have to be further investigated with respect to the needs of the offshore wind- and ocean energy industry, in particular when considering increased water depths and distances to the coast of future projects at the resource hot spots identified. The development should be directed towards the combined respectively shared use of infrastructure. The electrical offshore grid should be extended to a pan-European scale, not neglecting the reinforcement of national grid capacities, especially in Norway, Ireland and the UK.
- On the environmental issues it is proposed to extend research on cumulative effects, EMF effects of subsea cables, flow alteration, sedimentation and habitat change and mitigating actions for piling.
- Furthermore it is proposed to harmonise legislation and regulation on a transnational level, leading to the establishment of streamlined one-stop-shop marine consenting systems, maritime spatial plans and strategic environmental assessment in all relevant countries. Legislation and regulation should evolve together with the growth and development of the offshore energy industry and compliance should be ensured by clearly defining and properly communicating these rules and laws.

The full roadmap and the executive summary together with all reports can be accessed via the ORECCA website. Visit www.ORECCA.eu for further information.

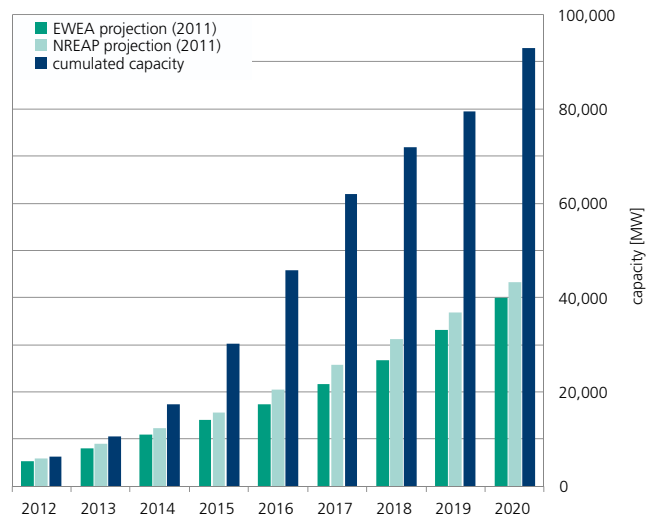


Figure 6: Offshore wind installation projections and schedule of European countries [IWES, 4COffshore, 2012]

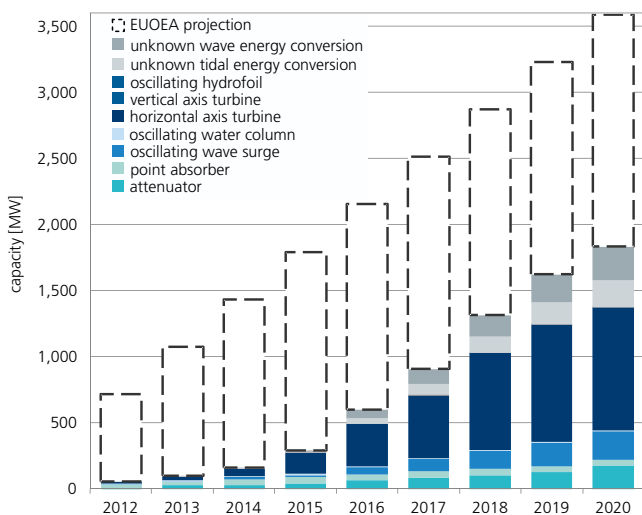


Figure 7: Installation projection and schedule of different wave and tidal conversion technologies in Europe [IWES, 2012]

Bibliography

http://ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/statistics/EWEA_stats_offshore_2011.pdf
<http://www.4coffshore.com/windfarms>
<http://www.orecca.eu/>



SPECIAL REPORT

Support Structures

Written by Dr. rer. nat. Rüdiger Ernst¹; Dr.-Ing. Holger Huhn¹; Dr.-Ing. Martin Kohlmeier¹; Prof. Dr.-Ing. habil. Raimund Rolfes²; Prof. Dr.-Ing. Peter Schaumann² – 1) Fraunhofer IWES; 2) Leibniz Universität Hannover – ruediger.ernst@iwes.fraunhofer.de

Offshore wind energy

In the new energy concept of the German Federal Government an accelerated development of offshore wind energy was pointed out [1]. Together with an economic OWT operation, the technical reliability plays a distinctly major role compared to onshore wind energy converters (WEC). This is true especially for Germany intending to install a very high share of OWT far away from the shore line. Therefore, the further development in offshore wind energy should be planned carefully and step by step.

2011 was another year with a dynamic growth of installed wind energy power [2, 3]. R&D activities are still playing a major role to ensure this positive trend. In the international context further countries like China have enhanced their activities qualitatively and quantitatively. The global economic competition is growing.

Concerning OWT installation under high sea conditions there are still some disadvantages such as high transport, production and maintenance costs. Moreover, during the offshore work job safety and environmental tolerance (acoustic problems) should be further improved. For important environmental reasons, this is especially true for North Sea wind farm projects in the German Bight, which are to be installed far from the mainland in relatively deep sea regions with a water depth of more than 25 m.

The optimization and development of support structures is one of the main issues to improve the technical availability, reliability and economy of OWT. During the design process, the support structures and foundations have to be adapted to the given offshore site conditions, namely to the geotechnical, meteorological and oceanographic data. The planned technical OWT design also has to be regarded.

Support structures and foundations of OWT

In the international context, OWTs were founded using driven piles as monopile or group of piles generally with a great diameter between 2 m and 4.5 m. Moreover, gravity-based foundations have also been used in case of a capable seabed [2].

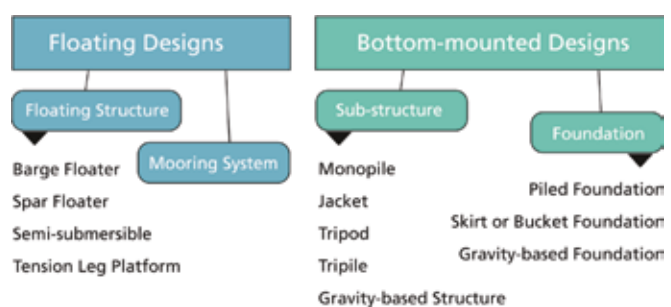


Figure 1: Support structures of Offshore Wind Turbines (OWT)

Figure 1 gives an overview of present OWT design and support structures and respective foundations applied. Bottom-mounted structure designs are clearly ruling, using deep (pile mainly) or shallow foundations.

Floating OWT designs are usually applicable for a great water depth. These constructions are moored in the sea ground. These generally promising support structures are under intensified investigation but up to now floating designs have rarely been used.

Bottom-mounted main support structures for OWT are summarized in Table 1, along with some basic structure characteristics, advantages and disadvantages.

Regarding the situation in Germany, a relative small number of OWTs ($n < 100$, until 2011) was installed mainly on driven piles. Monopile, jacket, tripile and tripod structures have been used up to now. Moreover, land-based tests were performed on a gravity-based foundation structure.

Up to now, suction bucket foundations are rare examples worldwide concerning OWT.

Substructures	Basic characteristics	Advantages / Disadvantages
	Monopile. cylindric hollow pile, made of steel mainly applicable effectively up to diameter 5-6 m up to max. 20-25 m water depth currently with driven, partly with bored piles load application mainly lateral transition piece to connect the tower	easy transport and installation pile driving with strong sound emission (environmental problem) low cost foundation flexible structure relative low wave intensity is allowed main foundation type today scour protection
	Gravity Based Structure (GBS). concrete structure for shallow to medium water depth, pre-fabrication onshore shallow foundation with scour protection needs a stable ground near to surface fabrication in floating docks mainly floating transport or using ships	costs have been reduced now not so depending on steel prices more sensitive to stability and scour, fundament cover often a full base pressure load is needed → weight no pile driving work
	Jacket. Skeleton framework made of steel 4 foots are supported/ anchored by pile foundations mainly applicable to greater depth, 25-50 m low structural weight vertical load application to piles is ruling can be produced onshore	slim structure (steel consumption) easy transport and installation sensitive to clashes has a long application history in Oil & Gas industry a proven construction pile driving with strong sound emission scour protection
	Tripod. Skeleton framework made of steel main pipe with 3 steel feet water depth 20-40 m recommended loading variable, compressive and tensile forces supported/anchored by pile foundations can be produced onshore	estimation of acting wave loads is possible empirically and roughly higher material weight smaller piles diameter are possible compared to monopile pile driving with strong sound emission scour protection
	Tripile. Skeleton framework made of steel 3 foots are supported/ anchored loading variable, compressive and tensile forces can be produced onshore	estimation of acting wave loads is possible empirically and roughly higher material weight smaller piles diameter are possible compared to monopile pile driving with strong sound emission scour protection
	Suction bucket (skirt). open closed steel pipe(s) shallow or deep foundation type under pressure installation of foundation, which is taken sucked up	no pile driving work sometimes tricky installation installation problems are possible, soil (suction) failure observed

Model validation and optimization

Technically safe and economical support structures of offshore wind turbines (OWT) should be obtained using project experiences and an optimized design process with sophisticated, more realistic simulation models and tools. During the structural design process, accompanying experimental tests on scaled support structure models should contribute considerably to the validation of simulation models and tools.

Validation and optimization are among the main goals of research and testing of OWT support and foundation structures. OWT support structures should be constantly better adapted to the specific and demanding offshore site conditions. Among the R&D subjects there is the deformation behavior and capacity of

foundation elements such as monopiles, soil-structure-interaction, fatigue, hybrid construction materials, procedures of geotechnical engineering or material protection against corrosion.

Test Center for Support Structures

By 2014 Fraunhofer IWES will start large-scale cyclic and respective dynamic tests on support structures in a new test centre ("Testzentrum Tragstrukturen"). Various designs of OWT structures and single structure components will be tested, applying variable and multi-axial loads to devices under test.

Currently foundation structures of OWEA are in the focus. The investigations are intended to contribute considerably to reliability.

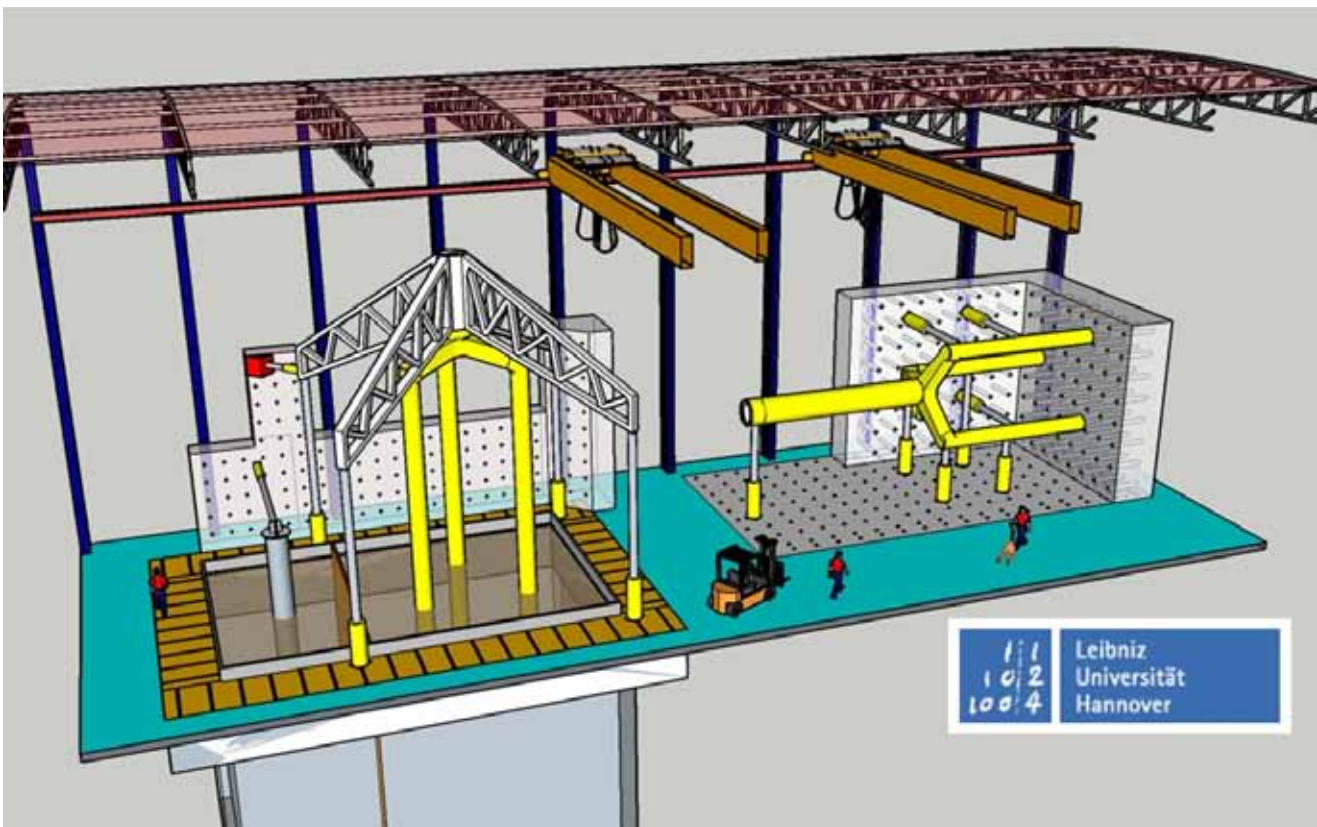


Figure 2: Model of the test hall for support and foundation structures and single structure components with the large-scale test equipment geotechnical test pit and span

Regarding the present level of technical and economical development in the field of wind energy and the main future trends turning energy production from nuclear power to renewables, the construction of a cutting-edge test centre for support structures is a necessary step to use the given offshore wind potential in a safer and more efficient way.

Geotechnical test pit and span

The test center for support structures has been designed as a testing plant for experimental investigations in the field of offshore wind energy turbines on a large scale. Two single large-scale test facilities will be the main pieces of the new test hall – a geotechnical test pit and a span. Using these test facilities, experimental cyclic and respective dynamic tests can be executed, applying multi-axial loads to OWT devices under test. The geotechnical test pit has an outline of rd. 14 m × 9 m and a designed depth of around 10 m. The pit will be filled with sandy material mainly similar to typical sea ground conditions. The sandy filling will be compacted and saturated with water.

Both test facilities have 8 m high reinforced massive concrete abutment walls for introducing horizontal loads.

Test scenario

The objectives of the test centre were developed in collaboration with representatives of the wind energy industry. The main testing objectives can be defined as follows:

- Dynamic tests on large-scale support and foundation structures
- Investigation of structure-soil-interactions on piles and other foundation structures in soils saturated with water, applying lateral and vertical loads to devices under test
- Assessment and optimization of enhanced installation techniques or support structure concepts
- Detailed investigation of structure components (fatigue tests, lifespan prognosis)
- Investigation of hybrid connections and joining techniques.

For example, the load bearing and deformation behavior of a single pile or group of piles of OWT can be tested in the geotechnical test pit, applying variable dynamic loads.

The span can be used for fatigue material tests of structure components, welded joints or hybrid grouted joints; also for construction materials and mechanical joints like large bolts.

Furthermore, tests of the behavior of foundation piles are possible applying a very large number of multi-axial load cycles. Applying lateral and vertical loads, these tests should give detailed information about the long-term behavior of support and respective foundation structure models. The trends of some decisive dynamic soil and material parameters can be investigated and evaluated more precisely.

Using the new, worldwide singular large-scale testing set-up, the experimental investigation possibilities are clearly extended. The test results can be used to answer problems lying beyond the experiences of present OWT operation.

The offshore typical long-term response of structure and sub-structure can be better investigated under cyclic loads, caused mainly by waves and wind.

Altogether, the designed experimental tests on large-scale structure models or single components are focused on a safer assessment and validation of OWT support structures. This is related to the overall system behaviour, support structure and foundation deformations, material fatigue behavior, operational stability, capacity of pile foundations under long-term cyclic loads, system reliability, lifespan and, last but not least, to more cost effectiveness.

Another important aspect of scientific and commercial use of the test centre will be a close cooperation between Fraunhofer IWES and the research network ForWind.

Project group for support structures

Running parallel to the project and design activities of the test center, a new "Project Group for Support Structures" as part of Fraunhofer IWES Bremerhaven is set up in Hannover. The group members are getting permanently more familiar with the subjects of the test centre and the experimental test procedures.

The project group staff are becoming acquainted with aspects of the new test center, hereunder issues of usage and operation, present problems of planning, installation and operation of OWTs, experimental testing and pilot test sets, quality management, measuring methods and data monitoring and numerical calculations with respect to support structure models.

The design of calculation tools for experimental model structures has begun.

References:

- [1] www.offshore-wind.de
- [2] Wind Energy Report Germany 2010, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES, Kassel und Bremerhaven
- [3] www.bwe.de
- [4] Lesny, K.: Gründung von Offshore-Windenergieanlagen – Werkzeuge für Planung und Bemessung – Mitteilungen aus dem Fachgebiet Grundbau und Bodenmechanik 36, Universität Duisburg-Essen, 2008
- [5] Randolph, M.; Gourvenec, S.: Offshore Geotechnical Engineering.- Spon Press, Abington, 2011
- [6] Dean, E. T. R. Offshore geotechnical engineering – Principles and practice – Thomas Telford Ltd., London 2010
- [7] www.gigawind.de

WINDENERGIE REPORT DEUTSCHLAND 2011



QUELLEN

- [1] 10-Jahres Plan von ENTSO-E, <https://www.entsoe.eu/index.php?id=282>
- [2] Andor M., Flinkerbusch K. et al (2010) Negative Strompreise und der Vorrang Erneuerbarer Energien, http://www.wiwi.uni-muenster.de/vwt/organisation/veroeffentlichungen/AFJLW-2010-Negative-Strompreise-und-der-Vorrang-Erneuerbarer-Energien-ZfE_final.pdf
- [3] Angaben von E.ON Netz GmbH gemäß EEG §15; www.eon-netz.com/; Oktober 2008
- [4] Angaben von EnBW Energie Baden-Württemberg AG gemäß EEG §15; www.enbw.com/; Oktober 2008
- [5] Angaben von RWE Transportnetz Strom GmbH gemäß EEG §15; www.rwe-transportnetzstrom.com/; Oktober 2008
- [6] Angaben von Vattenfall Europe Transmission GmbH gemäß EEG §15; www.vattenfall.de/; Oktober 2008
- [7] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., http://www.vdn-berlin.de/bild_grundlagen_11.asp, Nov. 2007
- [8] BERR (Department for Business Enterprise & Regulatory Reform), UK, North Hoyle Offshore Wind Farm 3rd Annual Report July 2006 – June 2007
- [9] BERR (Department for Business Enterprise & Regulatory Reform), UK, Kentish Flats Offshore Wind Farm 3rd Annual Report January 2008 – December 2008
- [10] BERR (Department for Business Enterprise & Regulatory Reform), UK, Barrow Offshore Wind Farm 1st Annual Report, 2006-2007
- [11] BERR (Department for Business Enterprise & Regulatory Reform), UK, Kentish Flats Offshore Wind Farm 2nd Annual Report January 2006 – December 2006
- [12] BERR (Department for Business Enterprise & Regulatory Reform), UK, Kentish Flats Offshore Wind Farm 2nd Annual Report January 2007 – December 2007
- [13] BERR (Department for Business Enterprise & Regulatory Reform), UK, Barrow Offshore Wind Farm 2nd Annual Report, 2007-2008
- [14] BERR (Department for Business Enterprise & Regulatory Reform), UK, Scroby Sands Offshore Wind Farm 3rd Annual Report January 2007 – December 2007
- [15] Bofinger, Dr. Stefan et al., Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land, Kassel, 2011 http://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/studie-zum-potenzial-der-windenergienutzung-land/bwe-potenzialstudie_final.pdf
- [16] Brian Snyder, Mark J. Kaiser, Ecological and economic cost-benefit analysis of offshore wind energy, Renewable Energy 34 (2009) 1567–1578
- [17] BTM Consult ApS, World Market Update 2007 – Forecast 2008 – 2012, Ringköping, DK, 2008
- [18] Bundesnetzagentur genehmigt investitionsbudget in Höhe von 4,3 Mrd €, <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Presse/pressemitteilungen,did=325556.html>
- [19] Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2010, Bonn, 2011
- [20] Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2011, Bonn, 2011
- [21] Case Study: "European Offshore Wind Farms- A Survey for the Analysis of the Experiences and Lessons Learnt by Developers of Offshore Wind Farms", Final Report, Deutsche WindGuard GmbH, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) University of Groningen. Gerhard Gerdes, Albrecht Tiedemann und drs. Sjoerd Zeelenberg, 2005
- [22] Christopher Neil Elkinton, University of Massachusetts Amherst, Offshore Wind Farm Layout Optimization, 2007
- [23] Colin Morgan, GARRAD HASSAN, Offshore wind turbines – Design and availability, 2008
- [24] Contis-Seekarte Offshore-Windparks (Pilotgebiete) in der deutschen AWZ (Nordsee), Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), Hamburg und Rostock, 2010
- [25] Contis-Seekarte Offshore-Windparks (Pilotgebiete) in der deutschen AWZ (Ostsee), Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), Hamburg und Rostock, 2010
- [26] dti, UK, Capital Grant Scheme for the North Hoyle Offshore Wind Farm Annual Report: July 2004 – June 2005 Part 1
- [27] dti, UK, Capital Grant Scheme for the North Hoyle Offshore Wind Farm Annual Report: July 2005 – June 2006
- [28] E.ON UK, Capital Grant Scheme for the Scroby Sands Offshore Wind Farm Annual Report January 2005 – December 2005

- [29] E.ON UK, Capital Grant Scheme for the Scroby Sands Offshore Wind Farm Annual Report January 2006 – December 2006
- [30] Endbericht „Bewertung energiepolitischer Optionen für eine sichere, wirtschaftliche und umweltgerechte Energieentwicklung in Deutschland“ „Analyse der Ursachen für negative Strompreise am 3./4. Oktober 2009 und möglicher Abhilfemaßnahmen“ Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie 3.2.2010 http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user/Gutachten/2010_Negative-strompreise_BMWI.pdf
- [31] Energieleitungsausbaugesetz, <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Presse/pressemitteilungen,did=303394.html>
- [32] European Wind Energy Association, Oceans of Opportunity – Harnessing Europe’s largest domestic energy resource, 2009
- [33] Fraunhofer IWES (Hrsg.); Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben „Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm – Phase V“; Kassel, 2006
- [34] Fraunhofer IWES (Hrsg.); Windenergie Report Deutschland 2008
- [35] 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 Neuordnung des Energiewirtschaftsrechts vom 24. April 1998 (BGBl I S. 730, 734)
- [36] Hoefakker B. ; OWEZ Shell, Offshore Windfarm Egmond aan Zee 4 years of Operation, 2010
- [37] <http://agmetalmminer.com/2012/01/10/the-rare-earth-export-quota-in-2012-and-its-impact-on-metal-buyers-part-one/>
- [38] [http://bdew.de/internet.nsf/id/3564E959A01B9E66C125796B003CFCCE/\\$file/BDEW%20Energie-Info_EE%20und%20das%20EEG%20%282011%29_23012012.pdf](http://bdew.de/internet.nsf/id/3564E959A01B9E66C125796B003CFCCE/$file/BDEW%20Energie-Info_EE%20und%20das%20EEG%20%282011%29_23012012.pdf)
- [39] <http://bundesrecht.juris.de/bundesrecht/ausglmechav/gesamt.pdf>
- [40] <http://bundesrecht.juris.de/bundesrecht/ausglmechv/gesamt.pdf>
- [41] <http://www.a2sea.com/Admin/Public/404.aspx> (A2SEA)
- [42] http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_20111216-PI-Die-Verantwortung-waechst
- [43] <http://www.bard-offshore.de/de/projekte/offshore/bard-offshore-1>
- [44] <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Presse/pressemitteilungen,did=348694.html>
- [45] <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/CONTIS-Informationssystem/index.jsp>
- [46] http://www.bine.info/fileadmin/content/Presse/Projektinfos_2011/Projektinfo_1711/ProjektInfo_1711_internetx.pdf
- [47] <http://www.bundesnetzagentur.de>
- [48] <http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/149950/publicationFile/3937/HintergrundNegativBoersenpreispdf.pdf>
- [49] http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_in_zahlen_2011_bf.pdf
- [50] <http://www.dena.de/themen/thema-esd/projekte/projekt/ag-netzentwicklungsplan/>
- [51] http://www.duessel-wetter.de/index.php?option=com_content&view=article&id=985:rueckblick-sturm-orkan-starkregen-nordwesteuropa-0302-06022011&catid=79:startseite
- [52] <http://www.eeg-aktuell.de>
- [53] http://www.energieportal24.de/pn_91895.htm
- [54] http://www.enbw.com/content/de/der_konzern/_media/pdf/eee-pdfs/referenzflyer_baltic1.pdf
- [55] <http://www.faz.net/s/Rub0E9EEF84AC1E4A389A8DC-6C23161FE44/Doc~E1A6A559028CF41F8AD3F57D0E13E3F4E~ATpl~Ecommon~Scontent.html>
- [56] http://www.forwind.de/forwind/files/forwind_a404_einzelnklein.pdf
- [57] http://www.fino3.de/joomla15/index.php?option=com_content&view=article&id=14&Itemid=278
- [58] <http://www.offshore-wind.de/page/index.php?id=4761>
- [59] <http://www.taz.de/1/zukunft/wirtschaft/artikel/1/kunden-muessen-trotzdem-zahlen/>
- [60] <http://www.transpower.de>
- [61] <http://www.trianel-borkum.de/de/presse-und-service/winkraftwerk-borkum/details/article/erster-hammer-schlag-in-der-nor.html>

Quellen

- [62] <http://www.rechargenews.com/energy/wind/article306897.ece?cmpid=rss>
- [63] Informationen der 4C-Offshore Global Offshore Wind Database unter <http://gis.oceanteam.net/offshorewind/>
- [64] Informationen der Deutschen Energie Agentur DENA unter www.Offshore-wind.de
- [65] Informationen der Fino-Forschungsplattformen unter <http://www.fino-offshore.de/> ; <http://schiw.sf.hs-wismar.de/fino2/> ; www.fino3.de
- [66] Informationen der Internetplattform "Windmonitor" unter www.windmonitor.de
- [67] Informationen der Rave-Forschungsinitiative unter www.rave-offshore.de
- [68] Informationen des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie unter www.bsh.de
- [69] Informationen des Forschungsprojekt „Offshore-WMEP“ unter www.offshore-wmep.de
- [70] Informationen des Instituts für Meteorologie und Klimaforschung Forschungszentrum Karlsruhe GmbH – Forschungsbereich Troposphäre am Karlsruhe Institut of Technology
- [71] Informationen des Internationalen Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR) unter www.iwr.de
- [72] Informationen des Offshore Center Danmark unter <http://www.offshorecenter.dk/offshorewindfarms.asp>
- [73] Informationen des Offshore-Windparks Horns Rev unter http://www.hornsrev.dk/Engelsk/default_ie.htm
- [74] Informationen des Offshore-Windparks Middelgrunden unter <http://www.middelgrund.com/>
- [75] Informationen des Offshore-Windparks Princess Amalia unter <http://www.prinsesamaliawindpark.eu/en/bouwtechniek.asp>
- [76] Informationen des Offshore-Windparks Samsø unter <http://www.samsøhavvind.dk/windfarm/>
- [77] Informationen des Offshore-Windparks Thornton Bank unter http://www.c-power.be/index_en.html
- [78] Informationen des Wind Service Holland unter <http://home.planet.nl/~windsh/offshore.html>
- [79] Informationen von alpha ventus unter www.alpha-ventus.de
- [80] Ingenieurwerkstatt Energietechnik (IWET), Hamburg, 2009
- [81] Jan Svenson, Wind Energy Consultant, Grontmij Carl Bro, 8 years O&M experience from Middelgrunden Offshore Wind Farm, EWEC 2008
- [82] KPMG (Hrsg.); Offshore-Windparks in Europa – Marktstudie; 2007
- [83] Lazaros P. Lazaridis; Royal Institute of Technology Department of Electrical Engineering, Economic Comparison of HVAC and HVDC Solutions for Large Offshore Wind Farms under Special Consideration of Reliability, Stockholm 2005 Middelgrunden
- [84] NoordzeeWind, Operations Report 2007, 2008, www.noordzeewind.nl
- [85] Poul Erik Ter-Borch; Risk management and ENERGI E2's responsibility during installation, commissioning, and operation and maintenance of Nysted Offshore Wind Farm
- [86] Report „Experiences from the Construction and Installation of Lillgrund Wind Farm“ Lillgrund Pilot Project, Arne Flodérus, Vattenfall Vindkraft AB, Mai 29, 2008
- [87] Southern Winds, Summary Project Report 2007 – A study of wind power generation potential off the Georgia coast
- [88] Stromnetze: Daten und Fakten, <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Energietraeger/netze,did=292512.html>
- [89] Süddeutsche Zeitung, Netzbetreiber warnt vor Engpässen bei Windparks im Meer, 2011, <http://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/probleme-mit-offshore-windparks-nordsee-ohne-anschluss-1.1190286>
- [90] THE WORLD'S LARGEST OFF-SHORE WINDFARM, MIDDELGRUNDEN 40 MW, Jens H. Larsen Copenhagen Environment and Energy Office (CEEEO), Austria 2001
- [91] Vattenfall Danmark A/S, Kentish Flats Offshore Wind Farm Annual Report January 2006 – December 2006
- [92] Valov, B. et al. „IWES-Concept 2010“ for Offshore Power Transmission System 2020. DEWI MAGAZIN No. 37, August 2010. TenneT TSO GmbH
- [93] Viehmann J, Sämisch H (2009). Windenergieintegration bei negativen Strompreisen. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 59, 49 – 51.
- [94] WindPower Monthly Nov. 2011, S.12

FRAUNHOFER IWES

Fraunhofer IWES. Die Forschungsgebiete des Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES umfassen das gesamte Spektrum der Windenergie sowie die Integration der erneuerbaren Energien in Versorgungsstrukturen.

Das Fraunhofer IWES wurde zum Jahresbeginn 2009 gegründet und ist aus dem ehemaligen Fraunhofer-Center für Windenergie und Meerestechnik CWMT in Bremerhaven sowie dem Institut für Solare Energieversorgungstechnik ISET e. V. in Kassel hervorgegangen. Am Fraunhofer IWES arbeiten derzeit etwa 376 Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler, Angestellte und Studentinnen und Studenten.

Das Fraunhofer IWES arbeitet sehr intensiv mit den im ForWind-Verbund organisierten Universitäten in Hannover, Oldenburg und Bremen zusammen. Weitere intensive Kooperationen bestehen mit den Universitäten Kassel und Stuttgart.

Forschungsgebiete. Die Forschungsgebiete des neuen Fraunhofer IWES umfassen das gesamte Spektrum der Windenergie von der Materialentwicklung bis hin zur Netzoptimierung sowie die Energiesystemtechnik für die Nutzung aller Formen der erneuerbaren Energien.

Forschungsschwerpunkte:

- Technik und Betriebsführung von Windenergieanlagen und -parks
- Dynamik von Windenergieanlagen und Komponenten
- Komponentenentwicklung Rotor, Antriebsstrang und Gründung
- Test- und Bewertungsverfahren für Anlagen und Komponenten
- Umweltanalytik Wind, See und Boden für die Wind- und Meeresenergienutzung
- Regelung und Systemintegration dezentraler Energiewandler und Speicher
- Energiemanagement und Netzbetrieb
- Energieversorgungsstrukturen und Systemanalyse

Testzentren und Labore. Das Fraunhofer IWES verfügt über umfangreiche Test- und Experimentiereinrichtungen, Labore und Geräteausstattungen. Die Spezialisierung reicht in einigen Bereichen so weit, dass neue Prüfstände und –verfahren entwickelt und umgesetzt wurden. Zusammen mit dem Know-how der Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler kann das Fraunhofer IWES seinen Kunden und Partnern so eine zukunftsorientierte Forschungs- und Entwicklungsinfrastruktur bieten, die weit über die Übliche hinausgeht. Die wichtigsten Einrichtungen sind:

- Kompetenzzentrum Rotorblatt
- Offshore-Auslagerungsstandorte
- Windmessnetz und 200-Meter-Messmast
- Labor für Regelungssysteme großer Windenergieanlagen
- Experimentierzentrum Bioenergie-Systemtechnik
- DeMoTec – Design-Zentrum Modulare Versorgungstechnik
- IWES-SysTec – Testzentrum Intelligente Netze und Elektromobilität
- Akkreditierte Prüflabore für Stromrichter und EMV
- Hessisches Biogas-Forschungszentrum



Hauptgebäude am Standort Kassel

Fraunhofer Institut für
Windenergie und Energiesystemtechnik IWES

Fraunhofer IWES | Kassel

Königstor 59

34119 Kassel / Germany

Tel.: 05 61 72 94-0

Fax: 05 61 72 94-100

Fraunhofer IWES | Bremerhaven

Am Seedeich 45

27572 Bremerhaven / Germany

Tel.: 04 71 90 26 29-0

Fax: 04 71 90 26 29-19

info@ives.fraunhofer.de

www.ives.fraunhofer.de