

WINDENERGIE REPORT DEUTSCHLAND 2016



Herausgeber:

Prof. Dr. Kurt Rohrig
Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)
Bereich Energiewirtschaft und Netzbetrieb
Königstor 59
34119 Kassel
E-Mail: windmonitor@iwes.fraunhofer.de
www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de

**Redaktion:**

Michael Durstewitz, Volker Berkhout, Robert Cernusko,
Stefan Faulstich, Berthold Hahn, Johanna Hirsch,
Sebastian Kulla, Sebastian Pfaffel, Prof. Dr. Kurt Rohrig,
Kolja Rubel, Susann Priestersbach

Foto Titelseite: © www.siemens.com/presse

Satz: EDV + Grafik; Christina Eiling; Kaufungen
Druck: Konrad Triltsch GmbH, Ochsenfurt-Hohstadt

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der
Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im
Internet über <http://dnb.de> abrufbar.
ISBN 978-3-8396-1195-1

© by FRAUNHOFER VERLAG, 2017
Fraunhofer-Informationszentrum Raum und Bau IRB
Postfach 800469, 70504 Stuttgart
Nobelstraße 12, 70569 Stuttgart
Telefon 0711 970-2500
Telefax 0711 970-2508
E-Mail verlag@fraunhofer.de
URL <http://verlag.fraunhofer.de>

Alle Rechte vorbehalten

Dieses Werk ist einschließlich aller seiner Teile urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung, die über die engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes hinausgeht, ist ohne schriftliche Zustimmung des Verlages unzulässig und strafbar. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen sowie die Speicherung in elektronischen Systemen.
Die Wiedergabe von Warenbezeichnungen und Handelsnamen in diesem Buch berechtigt nicht zu der Annahme, dass solche Bezeichnungen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutz-Gesetzgebung als frei zu betrachten wären und deshalb von jedermann benutzt werden dürften. Soweit in diesem Werk direkt oder indirekt auf Gesetze, Vorschriften oder Richtlinien (z. B. DIN, VDI) Bezug genommen oder aus ihnen zitiert worden ist, kann der Verlag keine Gewähr für Richtigkeit, Vollständigkeit oder Aktualität übernehmen.

Fraunhofer-Institut
für Windenergie und Energiesystemtechnik

WINDENERGIE REPORT DEUTSCHLAND 2016

Fraunhofer Verlag



INHALT

Vorwort	4
Die Bedeutung der Windenergie in der Phase II der Energiewende	5
Executive Summary	6
Wind im Erneuerbare-Energien-Mix	8
Entwicklung in Deutschland	9
Entwicklung weltweit	18
Netzintegration und Netzausbau	22
Einspeisung und Erträge	23
Netzbetrieb und Netzausbau	27
Onshore	34
Technische Entwicklung	35
Windressourcen	43
Betriebsergebnisse	45
Rechtliche und finanzielle Rahmenbedingungen ...	49
Offshore	52
Ausbau der Offshore-Windenergie	53
Technische Entwicklung	58
Wind- und Wellenbedingungen	62
Betriebsergebnisse	65
Rechtliche und finanzielle Rahmenbedingungen ...	68
Special Reports	
Fliegende Messsysteme	72
Schwimmende Unterstruktur aus Stahl-Beton- Verbundbauteilen für Offshore-WEA	78
Analyse, Optimierung und Vergleich von Logistikkonzepten in der Inbetriebnahme von Offshore Windparks	84
Künftige Kostenentwicklung der Windenergie	92
Beitrag der Sektorkopplung zur Erreichbarkeit von Klimazielen	98
Anhang	
Quellen und Autoren	107
Fraunhofer IWES	114

VORWORT



DIE BEDEUTUNG DER WIND-ENERGIE IN DER PHASE II DER ENERGIEWENDE

Die erneuerbaren Energien, allen voraus die Windenergie, sind zu einem wesentlichen Bestandteil der Energieversorgung geworden. Im vergangenen Jahr wurde ein neuer Meilenstein der Transformation des Energieversorgungssystems erreicht: Mit mehr als 30 Prozent des Bruttostromverbrauchs lieferten die erneuerbaren Energien mehr Energie als die konventionellen Atom- und Braunkohlekraftwerke. Die Windenergie trug mit mehr als 80 TWh zu 12,4 Prozent der deutschen Bruttostromerzeugung bei. Die Besonderheit der letzten beiden Jahre ist jedoch die Tatsache, dass es mehrere Tage gegeben hat, bei der die eingespeiste Leistung aus Wind und Sonne die konventionelle Leistung bei weitem übertraf und Situationen mit weniger als 20 GW konventioneller Leistung am Netz keine Seltenheit mehr bedeuten. Auf der anderen Seite führten diese Situationen regelmäßig zu negativen Strompreisen – bedingt durch die mangelnde Flexibilität des Systems. Diese Entwicklung stellt neue Herausforderungen an das gesamte Energieversorgungssystem, die Rolle der Erneuerbaren Energien und besonders der Windenergie bzgl. Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit.

Die zentrale Aufgabe der jetzigen Phase bei der Transformation des Energiesystems ist die Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Sie schafft nicht nur mehr Flexibilität im Stromsektor, sondern sorgt für eine nachhaltige CO₂-Reduktion bei der Wärme und der Mobilität. Auf der anderen Seite bedeutet die Sektorkopplung eine drastische Erhöhung der benötigten elektrischen Energie. Die Windenergie – on- und offshore – nimmt hier eine Schlüsselrolle ein, da durch die Charakteristik der Einspeisung und die hohe Verfügbarkeit ein Großteil des benötigten Stroms von ihr gedeckt werden kann.

Dem entgegen stehen die geplanten jährlichen Zubauraten für Wind- und Sonnenenergie im Rahmen des EEG 2017. Der Ausbaupfad für Windenergie an Land sieht einen jährlichen Brutto-Zubau von 2800 MW in den Jahren 2017 bis 2019 sowie jeweils 2900 MW pro Jahr ab 2020 vor. Der Brutto-Zubau erfasst alle Neuanlagen, auch wenn diese ausgediente

Altanlagen ersetzen. Für die Offshore-Windenergie ist das Ziel bis 2030 eine installierte Leistung von 15 GW zu erreichen und die Photovoltaik ist mit 600 MW pro Jahr ebenfalls gedeckelt. Diese Zubauraten sind bei weitem nicht geeignet, die Sektorkopplung klimafreundlich zu gestalten.

Um die erfolgreich begonnene Transformation des Energiesystems nicht in eine Sackgasse zu steuern, sind weitere Anstrengungen beim Ausbau der Windenergie onshore und offshore zu unternehmen. Die Technologieentwicklung ist so voranzutreiben, dass Windenergieanlagen bezüglich Stromgestehungskosten und Systemsicherheit eine Stütze des Energiesystems darstellen. Hier sind Forschung und Entwicklung weiterhin gefragt um Deutschland als Vorreiter der Technologieentwicklung für eine saubere, nachhaltige Energieversorgung zu stärken.

Der Windenergie Report Deutschland spiegelt einmal jährlich den aktuellen Stand mit einer Vielzahl von Zahlen und Fakten wieder. Weitere, kurzfristiger aktualisierte Informationen sind darüber hinaus auf der Webseite www.windmonitor.de zu finden. Der Windenergie Report erscheint im Rahmen des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderten Vorhabens »Windenergie-Informations-Daten-Pool – WinD-Pool«.



Prof. Dr. Clemens Hoffmann
Institutsleiter Fraunhofer IWES
Kassel



Prof. Dr. Kurt Rohrig
Stellv. Institutsleiter
Fraunhofer IWES Kassel



EXECUTIVE SUMMARY

Hoher Zubau, schwacher Wind. In Deutschland wurde mit 4,4 GW onshore und 0,8 GW offshore wieder ein sehr starker Ausbau der Windenergie erreicht. Damit liegt die Gesamtleistung der Windanlagen jetzt bei 50 GW.

Strommix. Der Anteil der Windenergie an der Stromerzeugung von 12 Prozent konnte wegen eines schwächeren Windjahrs gegenüber dem Vorjahr nicht gesteigert werden. Die Mindererträge durch schlechtere Windbedingungen wurden durch die voll jahreswirksame Einspeisung der 2015 installierten Offshore-Windparks kompensiert. Die erneuerbaren Energien haben mit 188 TWh einen Anteil von 29 Prozent an der Bruttostromerzeugung.

Die Stichtagsregelung des EEG 2017 hat dazu geführt, dass zahlreiche Genehmigungsverfahren für Windprojekte noch 2016 zum Abschluss gebracht wurden. Zum Jahresende sind Projekte mit insgesamt 7,5 GW für eine geplante Inbetriebnahme in 2017/18 genehmigt.

Netzintegration. Die Versorgungsqualität blieb auch in 2015 auf dem konstant hohen Niveau der Vorjahre. Der Anteil der abgeregelten Windenergie an der gesamten Windstromproduktion lag im Jahr 2015 bei 5,2 Prozent und hat sich damit im Vergleich zu 2014 mehr als verdoppelt. Die hierfür entstandenen Entschädigungsansprüche werden auf 487 Mio € geschätzt. Der Börsenpreis sank am 8. Mai 2016 um 12.00 Uhr auf das Jahresminimum von -13 ct/kWh. An diesem sonnig-windigen Rekord-Tag wurden um 13.00 Uhr etwa 86 Prozent des Strombedarfs durch erneuerbare Energien gedeckt.

Beim Netzausbau wurden der Netzentwicklungsplan

(NEP 2030) und der Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP 2025) von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegt. Die SuedLink-HGÜ-Verbindungen sollen vollständig als Erdkabel ausgeführt werden. Für die Nordsee sind vier Netzanbindungen mit insgesamt 2048 MW sowie drei Netzanbindungen mit 735 MW in der Ostsee geplant.

Onshore. An Land wurden in 2016 insgesamt 1550 WEA mit einer Leistung von 4394 MW installiert. Gleichzeitig erfolgte ein Rückbau von 242 WEA bzw. 262 MW Nennleistung. Fast zwei Drittel der neu installierten WEA hatten eine Leistung von 3 MW oder mehr. Die durchschnittliche Leistung lag bei 2,83 MW, der Rotordurchmesser bei 109 m und die Nabenhöhe bei 127 m.

Gegenüber dem langjährigen Mittel und insbesondere im Vergleich zu 2015 waren die Windbedingungen und Erträge in 2016 unterdurchschnittlich. Der Windpark Deutschland erreichte durchschnittlich 1553 Volllaststunden. Für die in 2016 neu errichteten WEA werden im langjährigen Mittel dagegen 2721 Volllaststunden erwartet.

Offshore. In deutschen Gewässern gingen 156 Offshore-Windenergieanlagen mit 818 MW Leistung in 2016 ganz oder teilweise in Betrieb. Dies betrifft die Projekte Gode Wind I+II sowie Sandbank. Somit befinden sich zum Jahresende insgesamt 4089 MW Offshore-Windleistung in Nord- und Ostsee in Betrieb. Die Einspeisung dieser Anlagen lag in 2016 bei 11,9 TWh.

Weltweit waren Ende 2016 rund 14 100 MW in Betrieb, davon etwa 12 400 MW in Europa. Mit der Inbetriebnahme des 30 MW-Windpark »Block Island« vor der Ostküste der USA begann dort die Nutzung der Offshore-Windenergie in energie-wirtschaftlicher Größenordnung.

		Onshore		Offshore		Summe	
		2015	2016	2015	2016	2015	2016
Installierte Leistung kumuliert	MW	41 755	45 886	3271	4089	45 026	49 975
Neu installierte Leistung (brutto)	MW	3798	4394	2277	818	6075	5212
Zuwachsrate (brutto)	%	10	10,5	218	25	15,4	11,6
Anzahl Anlagen kumuliert		26 489	27 797	791	947	27 280	28 744
Zubau Anlagen (brutto)		1395	1550	544	156	1939	1706
Stromeinspeisung (* Hochrechnung)	TWh	70,9	68,2*	8,2	11,9*	79,1	80,1*
Anteil an der Bruttostromerzeugung	%	11	10,5	1,3	1,8	12,2	12,4



WIND IM ERNEUERBARE-ENERGIEN-MIX

Entwicklung in Deutschland

Die erneuerbaren Energien spielen in Deutschland eine zunehmend tragende Rolle bei der Erzeugung von Strom. Allerdings ist der Stromsektor weder der einzige noch der größte Sektor. Der Bedarf an Endenergie ist in den Sektoren Wärme und Verkehr noch größer (vgl. Abbildung 3.1). Deshalb ist es sinnvoll, mit dem Ausbau und der Weiterentwicklung der erneuerbaren Energien den gesamten Endenergiebedarf zu betrachten. Bei dieser Sektorkopplung werden Anwendungen aus dem Wärme- und Verkehrsbereich von fossilen Brennstoffen auf die Nutzung von Strom umgestellt, der möglichst weitgehend erneuerbar erzeugt werden kann. Wesentliche Anwendungsbereiche der Sektorkopplung sind die Elektromobilität und Power-to-Heat-Nutzungen. Die Integration der verschiedenen Sektoren spielt eine wichtige Rolle, wenn die Klimaziele der Europäischen Union und Deutschlands erreicht werden sollen.

Endenergie und Sektorkopplung. In Abbildung 3.2 ist der Endenergiebedarf der drei Sektoren Wärme, Strom und Verkehr gegenüber dem Bruttoinlandsprodukt aufgetragen. Unter Endenergie versteht man die Menge an Energie, die nach allen Energieumwandlungsschritten aus der Primärenergie gewonnen und tatsächlich vom Nutzer verwendet werden kann. Dabei ist deutlich zu erkennen, dass es gelungen ist den Endenergieverbrauch trotz des Wirtschaftswachstums durch Effizienzsteigerungen nahezu konstant zu halten.

Stromsektor. Die Entwicklung der erneuerbaren Energien im Stromsektor macht weiterhin große Fortschritte. Der Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung lag 2016 auf Vorjahresniveau bei 188 TWh und einem Anteil von 29 Prozent. Dabei spielen vor allem die Windenergie mit 80,1 TWh, Biomasse mit 45,6 TWh und Photovoltaik mit 38,2 TWh die größten Rollen. Braun- und Steinkohle haben einen Anteil von 23 Prozent bzw. 17 Prozent, Kernenergie und Erdgas von jeweils 13 Prozent an der Stromerzeugung.

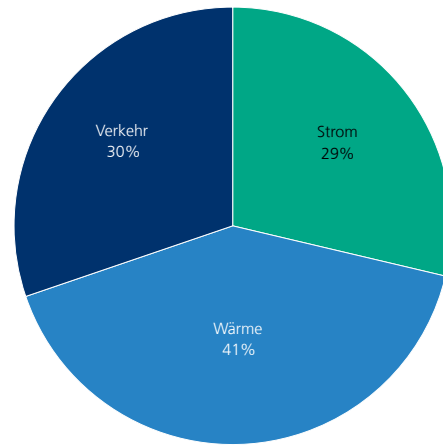


Abbildung 3.1: Endenergiebedarf nach Sektoren. Datenquelle: [1]

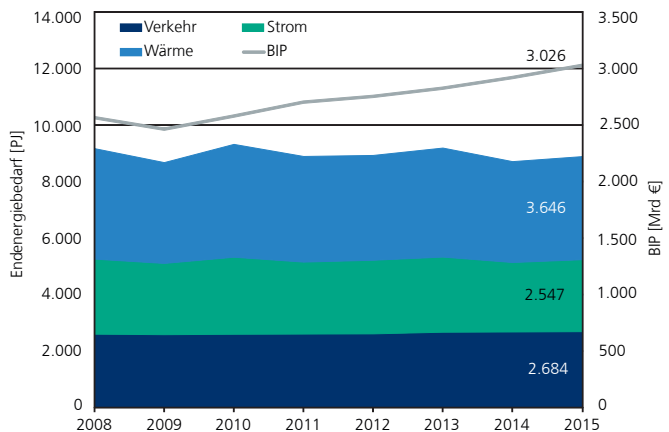


Abbildung 3.2: Entwicklung Endenergiebedarf. Datenquellen: [1, 2]

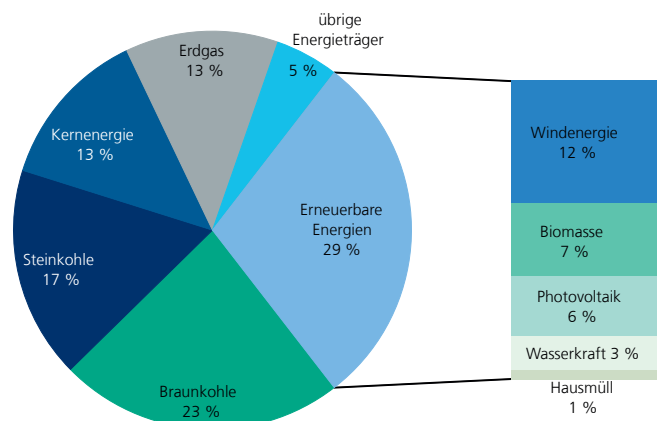


Abbildung 3.3: Bruttostromerzeugung 2016. Datenquelle: [3]

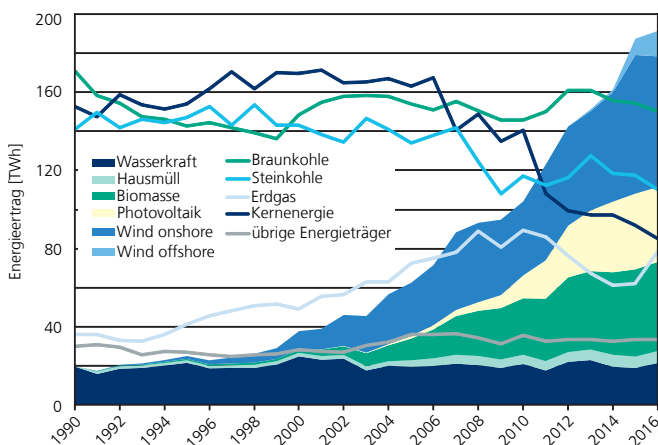


Abbildung 3.4: Entwicklung der Stromerzeugung aus EE seit 1990.

Datenquelle: [3]

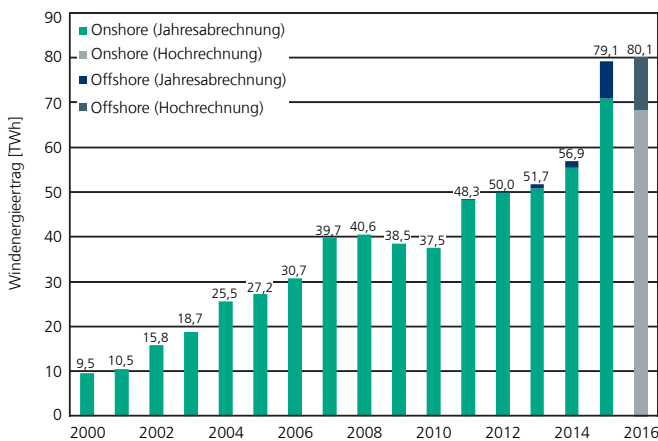


Abbildung 3.5: Entwicklung der Windstromerträge in Deutschland.

Datenquellen: [6, 7]

Erneuerbare im Gesamtmix. In Abbildung 3.4 ist zu erkennen, dass der Anteil erneuerbarer Energieträger mittlerweile den Anteil jedes einzelnen konventionellen Energieträgers übertrifft. Die Erzeugung aus Kernenergie hat sich seit 2006 gegenüber der Jahrtausendwende halbiert. Die Nutzung von Erdgas zur Stromerzeugung stieg nach einer rückläufigen Nutzung seit 2011 im Jahr 2016 erstmals wieder an. Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung und die Inbetriebnahme neuer Gaskraftwerke waren hier die Ursache. Die Entwicklung der Photovoltaik (PV) und der Biomasse stagniert seit 2013, obwohl bei beiden zuvor über mehrere Jahre hinweg zweistellige Wachstumsraten, bei PV zwischen 2002–2011 sogar über 50 Prozent, zu verzeichnen waren. Der Ausbau der beiden Energieträger verläuft seit der Novellierung des EEG 2014 deutlich gebremst. Die Stromerzeugung aus Windenergie hängt von den Windverhältnissen in den jeweiligen Jahren ab und hat sich seit 2006 mehr als verdoppelt. Offshore-Windenergie spielt seit 2013 eine wachsende Rolle und erreicht 2016 einen Anteil von etwa 6 Prozent der Erzeugung aus erneuerbaren Energien [4]. Der Beitrag der Wasserkraft bleibt, wie bereits in den letzten Jahren, konstant bei ca. 3,3 Prozent der Bruttostromerzeugung.

Der Bruttozubau der Windenergie onshore liegt für 2016 mit 4,4 GW in der Größenordnung des Rekordjahres 2014 und zugleich weit über den Ausbauzielen des EEG. Im Gegensatz dazu liegt der Zubau bei Photovoltaik mit ca. 1 GW unter dem Ausbaukorridor von 2,5 GW pro Jahr.

Windenergie und erneuerbare Energieträger. In Abbildung 3.6. ist die zeitliche Entwicklung der installierten on- und offshore Windleistung und die Anzahl der Anlagen zu sehen. Darin ist zu erkennen, dass sich die Leistung der einzelnen Anlagen, über die Jahre deutlich erhöht hat. Mit nur 8 Prozent der installierten Leistung haben offshore Windenergieanlagen ca. 16 Prozent des gesamten Windenergieertrages beigesteuert.

Der Energieertrag verdeutlicht die charakteristischen Merkmale der verschiedenen Energieträger. PV-Anlagen machen 39 Prozent der installierten Leistung aus. Aufgrund jährlich lediglich 937 Vollaststunden beträgt ihr Anteil an der regenerativen

Stromerzeugung gleichzeitig nur 20 Prozent. Im Gegensatz dazu steht die Biomasse: Bei knapp 7 Prozent der installierten Leistung erzeugen diese Anlagen über 24 Prozent des Stroms aus erneuerbaren Energien.

Windstromertrag in Deutschland. Nach den Hochrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) erreichte der bundesweite Windstromertrag im Jahr 2016 etwa 80 TWh. Nachdem die Erträge in der Vergangenheit in den Hochrechnungen eher unterschätzt wurden, passten die ÜNB in 2015 das Berechnungsverfahren an [5]. Der Anteil des Offshore-Windstroms am Gesamtwindstromertrag betrug demnach 11 843 GWh bzw. 14,7 Prozent. Windstrom deckte 2016 damit einen Anteil von 12,4 Prozent an der Bruttostromerzeugung in Deutschland. Gegenüber dem Windjahr 2015 (79 086 GWh) gab es trotz des weiteren Zubaus in 2016 eine nur geringfügige Steigerung, die den Erträgen der Offshore-Windenergie zu verdanken ist, siehe Abbildung 3.5.

Ausbau und Windenergienutzung Deutschland. Abbildung 3.6 zeigt, wie sich die installierte Windleistung entwickelt hat: Im Jahr 2016 stieg durch den Zubau von 1550 WEA die Gesamtleistung an Land auf 45 886 MW. In deutschen Gewässern sind 156 WEA mit 818 MW an das Netz gegangen. Damit speisen offshore insgesamt 947 WEA mit 4089 MW in das deutsche Stromnetz ein. 2016 wurden 5212 MW Windleistung neu installiert. Auf die Offshore-Windenergie entfielen davon 818 MW, nach einem Rekordzubau von 2277 MW im Vorjahr. Insgesamt umfasst der deutsche Windparkbestand nun nahezu 50 GW, aufgeteilt auf 45,9 GW onshore und 4,1 GW offshore.

Seit dem ersten Januar 2017 gilt die neue EEG-Novelle 2017. Darin wird festgelegt, dass die Vergütung für alle regenerativen Energieerzeugungen durch Ausschreibungsverfahren zu ermitteln sind. Für jedes Jahr gibt es ein Ausbaukontingent, das dem EEG-Ausbaupfad in Abbildung 3.7 entspricht. Des Weiteren werden die Ausbauziele, die im Klimaschutzplan der Bundesregierung 2016 verwendet wurden, dargestellt sowie die Ziele des Szenario B des Netzentwicklungsplans.

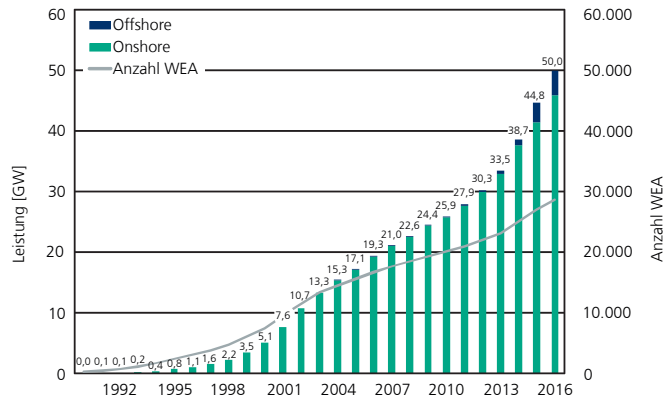


Abbildung 3.6: Zeitliche Entwicklung der installierten on- und offshore Windleistung. Datenquellen: [8], [9]

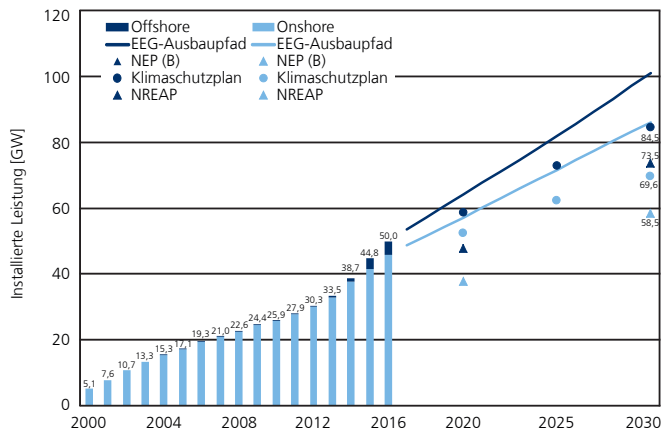


Abbildung 3.7: Bisherige Entwicklung und Ausbauszenarien für die Windenergie on- und offshore. Datenquellen: [10, 11]

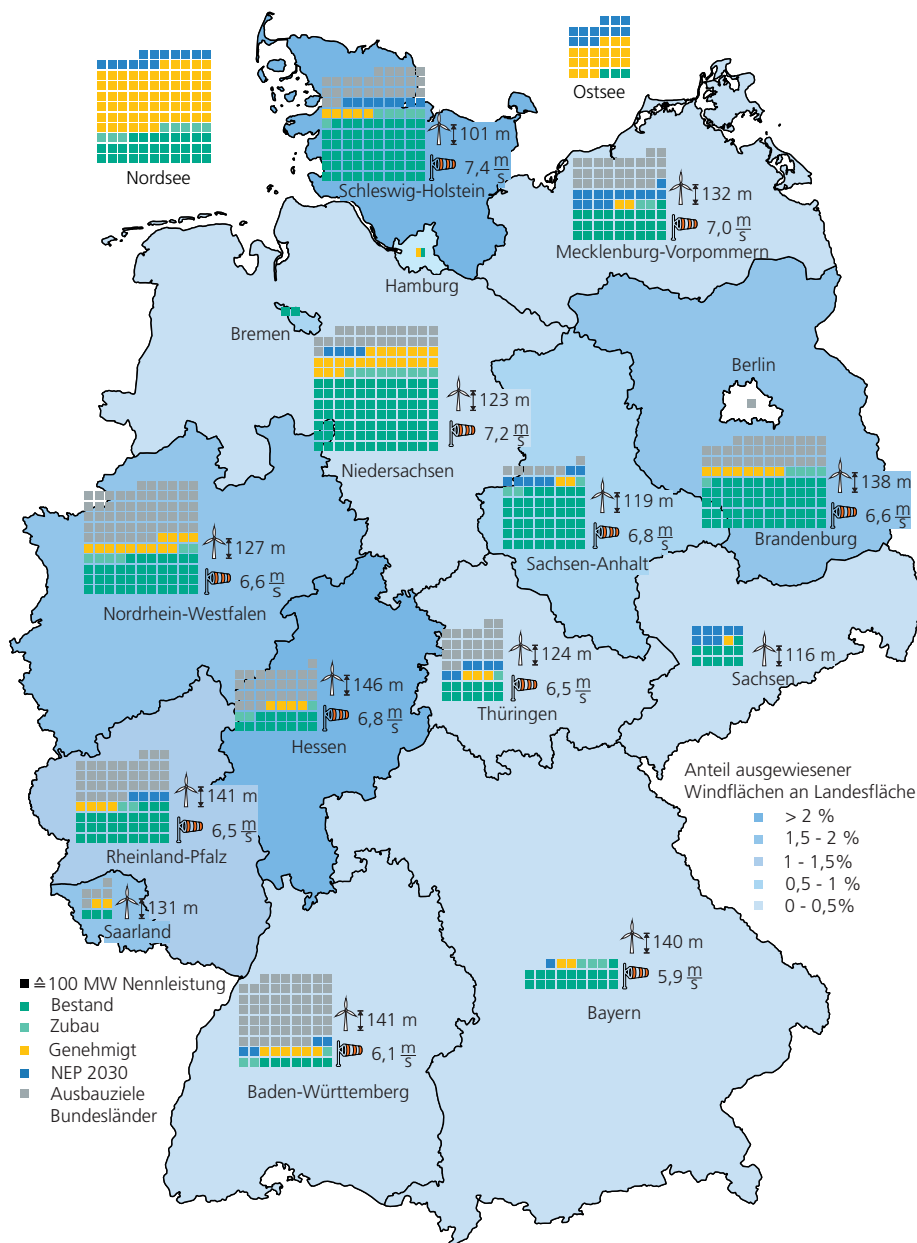


Abbildung 3.8: Ausbaustand, Zubau im Jahr 2016, genehmigte Windleistung mit geplanter Inbetriebnahme in 2017 oder 2018, sowie Ausbauszenario B und gemeldete Erwartungen zur Szenarienbildung im Netzentwicklungsplan 2030 in den einzelnen Bundesländern sowie für Nord- und Ostsee. Zusätzlich wird die mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe und die mittlere Nabenhöhe für Projekte mit Angaben zur Windhöflichkeit im Anlagenregister dargestellt. Windgeschwindigkeiten werden ab 10 Datensätzen je Bundesland dargestellt. Datenquellen: [8], [9, 13], [14–16]

Die Ziele des Windenergieausbaus im Nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energien, gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Erreichung eines Anteils von 20 Prozent erneuerbarer Energien in der EU bis 2020, werden ebenfalls dargestellt. Diese Ausbauziele konnten mit den hohen Zubauzahlen der vergangenen Jahre inzwischen realisiert werden, der angestrebte Anteil erneuerbarer Energien am Stromsektor von 38,6 Prozent wurde bisher jedoch noch nicht erreicht [12].

Der Ausbau der Windenergie startete mit dem Stromerzeugungsgesetz vom 7. Dezember 1990, das Energieversorgungsunternehmen zur Abnahme erneuerbar erzeugten Stroms verpflichtete und Mindestvergütungen zusicherte.

Ausbau im Ländervergleich. Der Ausbau der Windenergie wird von den Bundesländern überwiegend politisch unterstützt und raumordnerisch gesteuert. Die nördlichen Bundesländer Schleswig-Holstein und Niedersachsen sind aufgrund ihrer windhöffigen Standortbedingungen traditionell führend beim Ausbau im Ländervergleich. Im Jahr 2016 wurde in Niedersachsen mit 894 MW erstmals die größte Windleistung bundesweit installiert. Dahinter folgt Schleswig-Holstein mit 631 MW, Nordrhein-Westfalen mit 588 MW und Brandenburg mit 477 MW. Die höchste Windleistungsdichte bezogen auf die Landesfläche weist mit durchschnittlich 415 kW/km² das Land Schleswig-Holstein auf, gefolgt von Sachsen-Anhalt mit 236 kW/km². Die südlichen Flächenländer Bayern und Baden-Württemberg kommen im Vergleich dazu auf 30 kW/km² und 29 kW/km².

Starke Zuwächse im Vorjahresvergleich gab es in Baden-Württemberg, wo sich der Zubau auf fast 335 MW mehr als verdoppelte. Zusätzlich wurden weitere 195 WEA mit 612 MW genehmigt. Auch Hessen und Thüringen hatten hohe Zuwachsraten.

Für den weiteren Ausbau sind die bis Ende 2016 erteilten Genehmigungen für weitere Anlagen maßgeblich. Diese erhalten eine Vergütung entsprechend dem EEG 2014. Unter dieser Regelung wurden bis zum 31. Dezember 2016 insgesamt 2469

MEHR STROM IM WÄRME UND VERKEHRSEKTOR

Die Europäische Union und die Bundesregierung haben in der Klimapolitik das Ziel formuliert, die Emissionen im Vergleich zum Jahr 1990 um 80 Prozent bis 95 Prozent im Jahr 2050 zu reduzieren.

Auf dem Pfad zur Ablösung der fossilen Brennstoffe müssen neben dem Strommarkt auch der Verkehrs-, der Industrie- und der Wärmesektor betrachtet werden.

Im Special Report ab Seite 98 zeigen Norman Gerhardt und Philipp Härtel vom Fraunhofer IWES, wie die Kopplung der Sektoren und der Einsatz von Strom bei Wärme und Verkehr zum Erreichen der Klimaschutzziele beitragen kann.

Dabei können e-Mobilität und Wärmepumpen als neue effiziente Stromverbraucher auch bei der Nutzung des aktuellen Graustrommixes sofort zur Emissionsreduktion beitragen. Elektrodenkessel und Power-to-Gas-Anwendungen entfalten ihren Klimanutzen hingegen erst später, wenn für längere Zeiträume mit 100 Prozent erneuerbar erzeugtem Strom zusätzliche Flexibilitätsoptionen erforderlich sind.

Elektrische PKW, Oberleitungs-LKW und Wärmepumpen in verschiedenen Anwendungen sind zentrale neue Anwendungsgebiete, die zusammen mit Elektrodenkesseln und Power-to-Gas den herkömmlichen Strombedarf bis zum Jahr 2050 verdoppeln oder bei besonders ambitionierten Klimazielen sogar fast verdreifachen können. So ließen sich große Mengen fossiler Brennstoffe im Wärme- und Verkehrssektor durch erneuerbar erzeugten Strom ersetzen.

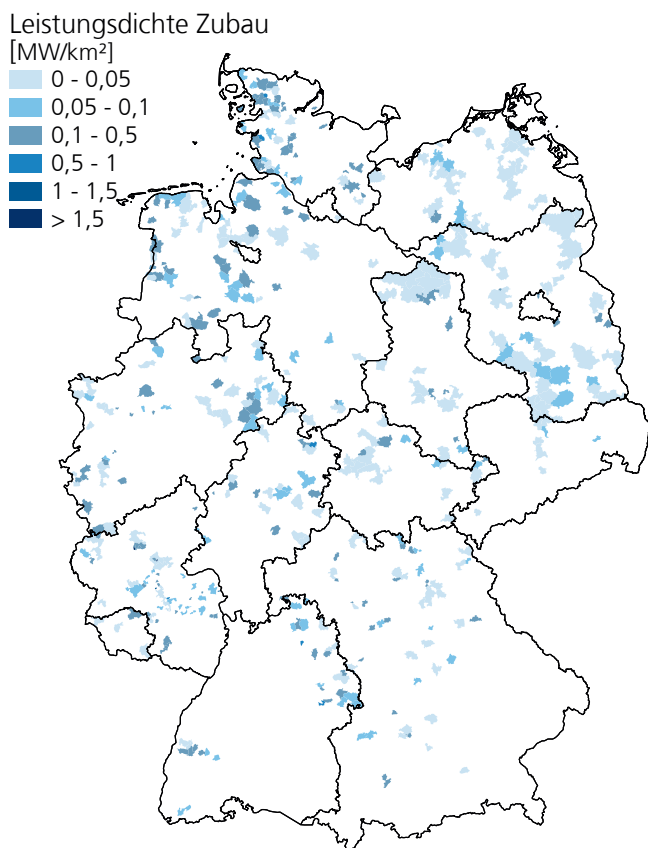


Abbildung 3.9: Postleistungsgenaue Verteilung der in Deutschland neu installierten Onshore-Windleistung 2016. Datenquelle: [9]

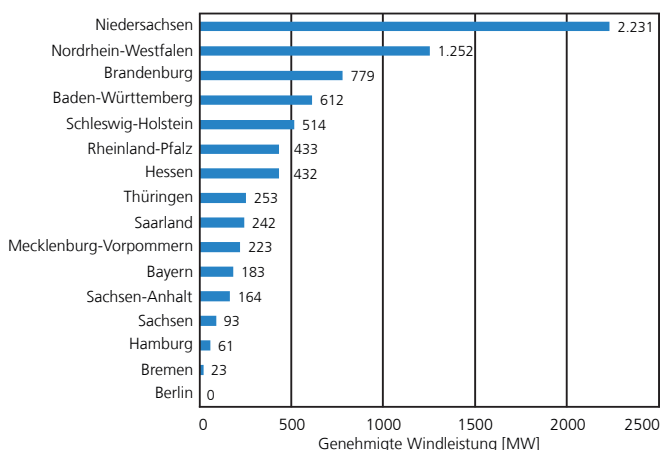


Abbildung 3.10: Windprojekte mit BImSchG-Genehmigung nach Bundesländern, Stand 31.12.2016. Datenquelle: [9]

Anlagen mit einer Gesamtleistung von 7,5 GW genehmigt, die ab 2017 installiert und in Betrieb genommen werden sollen.

Auch hier wurden mit mehr als 2200 MW, die meisten Anlagen in Niedersachsen genehmigt, in Nordrhein-Westfalen sind es 1250 MW. Genehmigungen für mehr als 500 MW sprachen außerdem die Länder Baden-Württemberg, Schleswig-Holstein und Brandenburg aus. Weitere 1500 MW teilen sich auf die Binnenländer Bayern, Rheinland-Pfalz, Hessen, Thüringen und Sachsen-Anhalt auf.

Die weitere Entwicklung wird durch das Ausschreibungsverfahren des EEG 2017 bestimmt. In diesem Rahmen wird erstmals im Mai 2017 eine Auktion für Onshore-Windenergieprojekte gestartet. Die Ausschreibungsmengen orientieren sich an dem im EEG festgelegten Ausbaupfad, mit einem Brutto-Zubau von 2800 MW bis 2019 und 2900 MW ab 2020 [17].

Zusätzlich wurde für die Küstenländer Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern und das nördliche Niedersachsen der Zubau auf einen Maximalwert von 58 Prozent der von 2013 bis 2015 durchschnittlich installierten Leistung beschlossen. Damit können bis zum Jahr 2020 in diesem Gebiet maximal 902 MW pro Jahr zugebaut werden. Diese Beschränkung soll den Zubau in Gebieten begrenzen, in denen es bereits zu Netzengpässen kommt [18].

Die meisten Länder haben eigene Ziele zur Klima- und Energiepolitik formuliert. Diese Ausbauziele übersteigen in Summe den auf Bundesebene erstmals im EEG 2014 beschlossenen Ausbaupfad für die Windenergie in Deutschland erheblich und werden nicht in den anschließenden Netzplanungen verwendet. Der von der Bundesnetzagentur genehmigte Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne (NEP) Strom 2017–2030 [19] liegt mit einer erwarteten installierten Leistung von 58,5 GW onshore im Jahr 2030 um ein Drittel unter den Erwartungen von 90,9 GW, welche die Bundesländer im Szenariorahmen für den NEP 2030 gemeldet hatten.

Abbildung 3.8 stellt die bisher installierte Leistung, den Zubau des Jahres 2016 und die Nennleistung der Anlagen dar, die bereits genehmigt wurden. Als Zielgrößen werden die im Szenario B 2030 angenommenen Leistungen und die von den Landesregierungen gemeldeten Erwartungen für das Jahr 2030 dargestellt. Für die Länder Bayern, Brandenburg, Hessen und Nordrhein-Westfalen werden die Erwartungen des NEP 2030 bereits erfüllt oder übertroffen sein, wenn die bisher genehmigten Anlagen realisiert werden.

Raumordnung. In mehreren Bundesländern war die Windenergie im Jahr 2016 Thema der Landes- und Regionalplanung. In Schleswig-Holstein erklärte das Oberverwaltungsgericht Schleswig die Regionalpläne im Wesentlichen wegen Mängeln in der Formulierung der harten und weichen Tabukriterien für unwirksam [20]. In der Folge wurde ein Genehmigungsstopp für neue Anlagen bis zum 5. Juni 2017 verhängt, um weiterhin eine Steuerungsmöglichkeit für neue Anlagen über Ausnahmegenehmigungen zu behalten [21]. Außerdem wurden der Landesentwicklungsplan und die Regionalpläne überarbeitet und als Entwurf im Dezember 2016 veröffentlicht. Damit wurde die Fläche der Eignungsgebiete von 0,8 Prozent auf 1,7 Prozent der Landesfläche mehr als verdoppelt [22].

Beschlossen und in Kraft getreten sind ebenfalls Regionalpläne in den Brandenburger Regionen Lausitz-Spreewald [24] und Uckermark-Barnim [25]. Damit wurden insgesamt 22,8 ha Fläche für die Windenergie bereitgestellt. Das Ziel der Landesregierung beträgt zwei Prozent der Landesfläche.

Auch Hessen verfolgt das 2 Prozent-Ziel. Im Jahr 2016 wurde das erste von drei laufenden Regionalplanverfahren zur Festlegung von Windvorranggebieten abgeschlossen. Der Regionalplan für Nordhessen weist insgesamt 16 600 ha für Windenergie aus [26].

Das Land Niedersachsen verfügte Anfang des Jahres 2016 einen Windenergieerlass, um den weiteren Ausbau der Windenergienutzung umwelt-, sozialverträglich und wirtschaftlich zu gestalten, das Konfliktpotenzial zu minimieren und den Rechtsrahmen aufzuzeigen [27]. Landesziel sind 20 GW Leis-

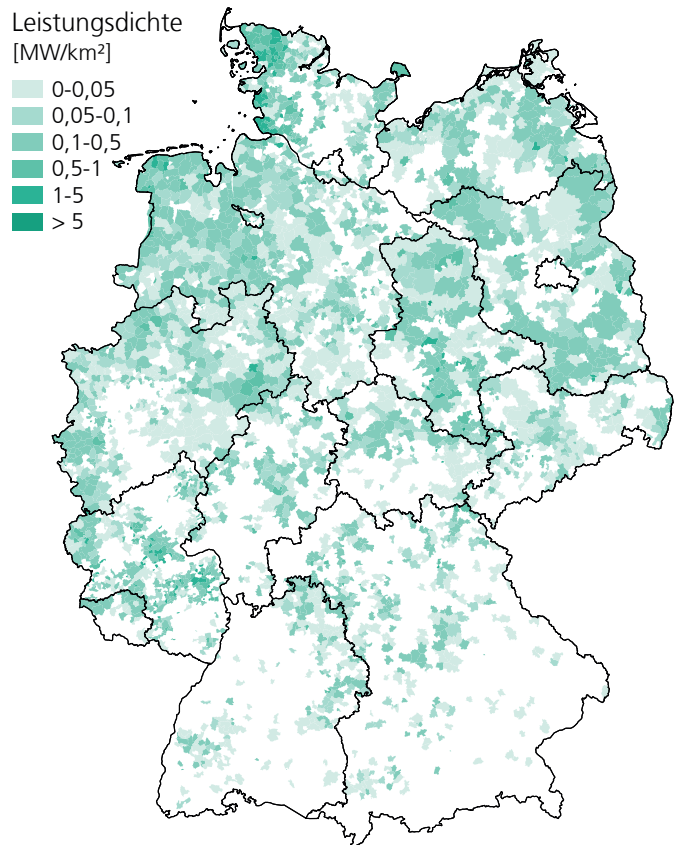


Abbildung 3.11: Postleitzahlgenaue Verteilung der in Deutschland installierten Onshore-Windleistung 2016. Datenquellen: [8], [9]

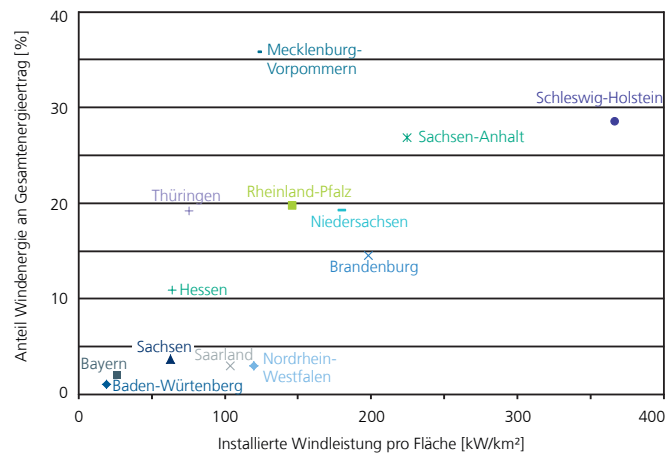


Abbildung 3.12: Windleistungsdichte 2016 und Anteil an Stromerzeugung der Bundesländer 2014. Datenquellen: [8], [9], [23]

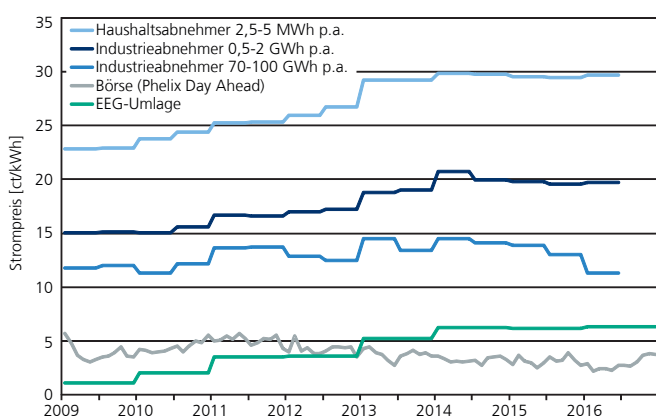


Abbildung 3.13: Strompreisentwicklung. Datenquellen: [29], [30]

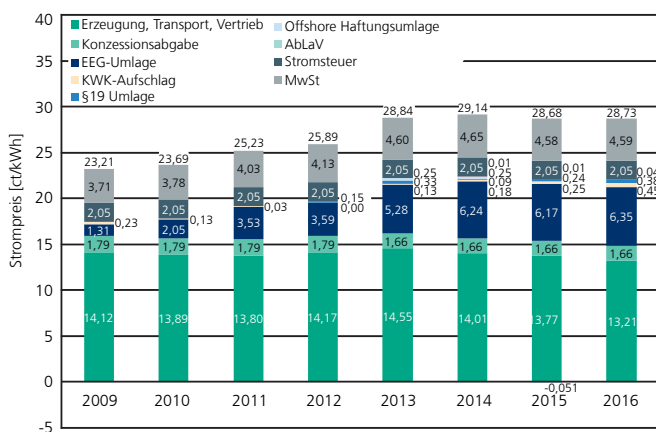


Abbildung 3.14: Zusammensetzung des Strompreises für Haushalte mit einem Verbrauch von 3500 kWh im Jahr. Datenquelle: [31]

tung im Jahr 2050. Dafür wird ein Flächenbedarf von 67 000 ha oder 1,4 Prozent der Landesfläche für 4000 bis 5000 Anlagen erwartet.

In Bayern konnte ein Nettozubau von 290 MW realisiert werden. Trotz der Einführung der 10H-Regel wurden Genehmigungen im Umfang von 180 MW für zukünftige Windenergieprojekte erteilt. Insgesamt bleibt die Nutzung der Windenergie in Bayern jedoch deutlich hinter den anderen Ländern zurück.

Zur Steigerung der gesellschaftlichen Akzeptanz der Windenergie hat Mecklenburg-Vorpommern als erstes deutsches Bundesland einen gesetzlichen Anspruch auf eine finanzielle Beteiligung an Windparks in einem Umkreis von 5 km beschlossen. Investoren müssen Anwohnern und Kommunen 20 Prozent der Gesellschafteranteile zum Kauf anbieten. Als Alternative können die Unternehmen auch Entschädigungen anbieten, etwa günstige Stromtarife oder besondere Spareinlagen. [28] Eine ähnliche Regelung existiert in Dänemark seit mehreren Jahren.

Strompreis. Der durchschnittliche Preis, den ein Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 2500–5000 kWh zahlt, beträgt 28,8 ct/kWh in 2016 (vgl. Abbildung 3.13). Der Preis für die Endverbraucher ist somit binnen 5 Jahren um 17,5 Prozent und für Industriekunden um 18,3 Prozent gestiegen, für große Industriekunden ist der Preis dagegen um 17 Prozent gefallen. [29]

Der Strompreis, den Industrie- und Privatkunden zahlen, enthält neben den Kosten der Energieerzeugung und des Vertriebs auch verschiedene Preisaufläge. Der Kostenblock Erzeugung, Transport und Vertrieb, der 2016 46 Prozent des Strompreises ausmachte, ist in den letzten fünf Jahren nahezu konstant geblieben (vgl. Abbildung 3.14). Daneben setzt sich der Strompreis aus acht staatlich festgesetzten Abgaben und Umlagen zusammen [31]:

- Erzeugung, Transport und Vertrieb mit 13,27 ct/kWh.
- Konzessionsabgabe für die Einräumung von Wegerechten in den Kommunen (§ 48 EnWG) mit gemeindegrößenabhängigen Beträgen, wobei der Durchschnittswert bei ca. 1,66 ct/kWh lag [31].

- Die EEG-Umlage zum Ausgleich der Differenz zwischen Einspeisevergütung und tatsächlichen Verkaufserlösen wird jeden Oktober von den ÜNB für das Folgejahr neu berechnet (6,35 ct/kWh) [32].
- Die KWK-Umlage dient der Förderung der Stromerzeugung aus Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (0,445 ct/kWh) (§ 7 KWKG).
- Die § 19-Umlage (§ 19 StromNEV) gleicht die Netzentgeltbefreiung stromintensiver Unternehmen aus. Sie beträgt 0,378 ct/kWh in 2016 und 0,388 ct/kWh in 2017 [33].
- Die Offshore-Haftungsumlage (§ 17f EnWG) zur Deckung von Schadensersatzkosten durch verspäteten Anschluss von Offshore-Windparks lag bei 0,04 ct/kWh für 2016 und sinkt 2017 auf -0,028 ct/kWh [34].
- Die Stromsteuer beträgt seit 2003 2,05 ct/kWh (§ 3 StromStG).
- Auf die Summe aller Posten werden 19 Prozent Mehrwertsteuer aufgeschlagen (4,6 ct/kWh).

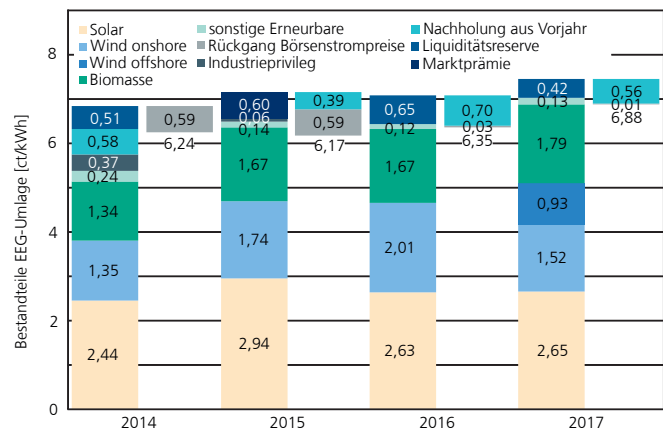


Abbildung 3.15: Zusammensetzung der EEG-Umlage. Datenquelle: [32]

Die EEG-Umlage steigt 2016 von 6,17 ct/kWh auf 6,35 ct/kWh (+2,9 Prozent) und wird sich 2017 auf 6,88 ct/kWh erneut um 8,3 Prozent erhöhen. Für den Anstieg der EEG-Umlage sind neben den größeren Einspeisemengen von Offshore-Strom mit hohen Einspeisevergütungen auch die Ausweitung des Industrieprivilegs und der Rückgang des Börsenstrompreises mitverantwortlich (siehe Abbildung 3.15).

Bei der Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen (§§ 40 ff. EEG) zahlen die begünstigten Unternehmen je nach Stromverbrauch und -intensität eine geringere EEG-Umlage oder werden komplett befreit. Im Jahr 2016 profitierten 2835 Abnahmestellen mit einer privilegierten Strommenge von 107 233 GWh, während es 2015 noch 2941 Abnahmestellen mit einer Strommenge von 108 127 GWh waren [35]. Nach Berechnungen des Bundesverbands Erneuerbarer Energien (BEE) aus dem Jahr 2014 erhöht das Industrieprivileg die EEG-Umlage in einer Größenordnung von 1,26 ct/kWh. Den Effekt sinkender Börsenstrompreise beziffert dieselbe Studie auf 1,47 ct/kWh [36].

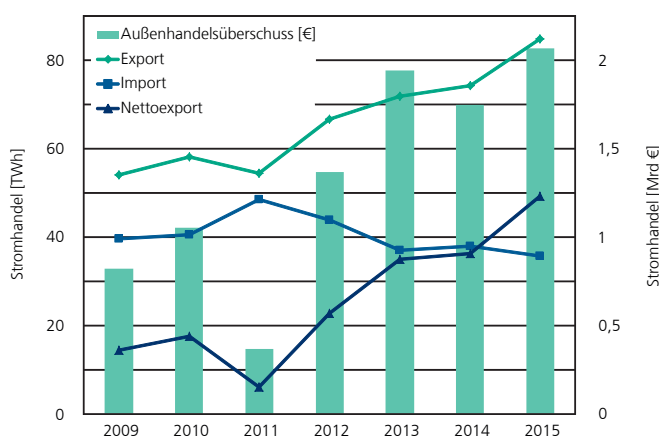


Abbildung 3.16: Außenhandel Strom. Datenquelle: [38]

Die ÜNB berechnen jedes Jahr im Oktober die EEG-Umlage, die im folgenden Jahr fällig wird. Für die Berechnung der Umlage wird der September-Kontostand verwendet. Aufgrund von Abweichungen zwischen Prognose und realer Entwicklung lag der Kontostand im September 2016 (Berechnungsbasis für die Umlage im Folgejahr) bei 1,9 Mrd € [32]. Die positive Deckung des Kontos wirkt sich in der EEG-Umlage mit fast 0,6 ct/kWh aus (vgl. Abbildung 3.15). Um Unsicherheiten in der Berechnung der ÜNB aufzufangen, wurden 0,424 ct/kWh als Liquiditätsreserve vorgesehen.

Das Börsenhandelsvolumen für Deutschland und Österreich (Phelix) am EPEX-Spotmarkt hat sich von 135 TWh in 2009 auf über 264 TWh im Jahr 2015 verdoppelt. Dazu trägt auch die seit 2010 eingeführte Pflicht zur Vermarktung des EEG-Stroms über die Börse bei [37]. Der Börsenpreis sank Anfang des Jahres 2016 weiter auf ein Rekordtief. Die Monate Februar bis Mai verliefen auf sehr niedrigem Niveau. Im Herbst stiegen die Preise wieder und überstiegen ab November das Vorjahresniveau. Dazu trug auch eine starke Nachfrage aus dem Ausland bei, nachdem in Frankreich mehrere Atomkraftwerke wegen Sicherheitsüberprüfungen vom Netz genommen werden mussten.

Bereits 2015 gab es einen Rekord beim Stromexport. Der Exportüberschuss lag bei 49 120 GWh, eine Steigerung um 35 Prozent gegenüber dem Vorjahr (vgl. Abbildung 3.16). Damit erzielte Deutschland in 2015 einen Außenhandelsüberschuss von 2,06 Mrd €. Dabei wurden 35 718 GWh Strom für durchschnittlich 4,22 ct/kWh importiert und 84 838 GWh mit durchschnittlich 4,21 ct/kWh exportiert [38].

Entwicklung weltweit

Im Jahr 2016 setzte sich das Wachstum der Windenergie auch international fort. Weltweit wurden 54,6 GW Windleistung neu installiert. Die Gesamtleistung stieg damit um 12,6 Prozent an und erreicht nun 487 GW.

Wie in den Vorjahren fand auch in 2016 der stärkste Zubau in China statt (vgl. Abbildung 3.17). Mit einem Zubau von 23,3 GW und einem Vorjahreszubau von 30 GW erreicht die

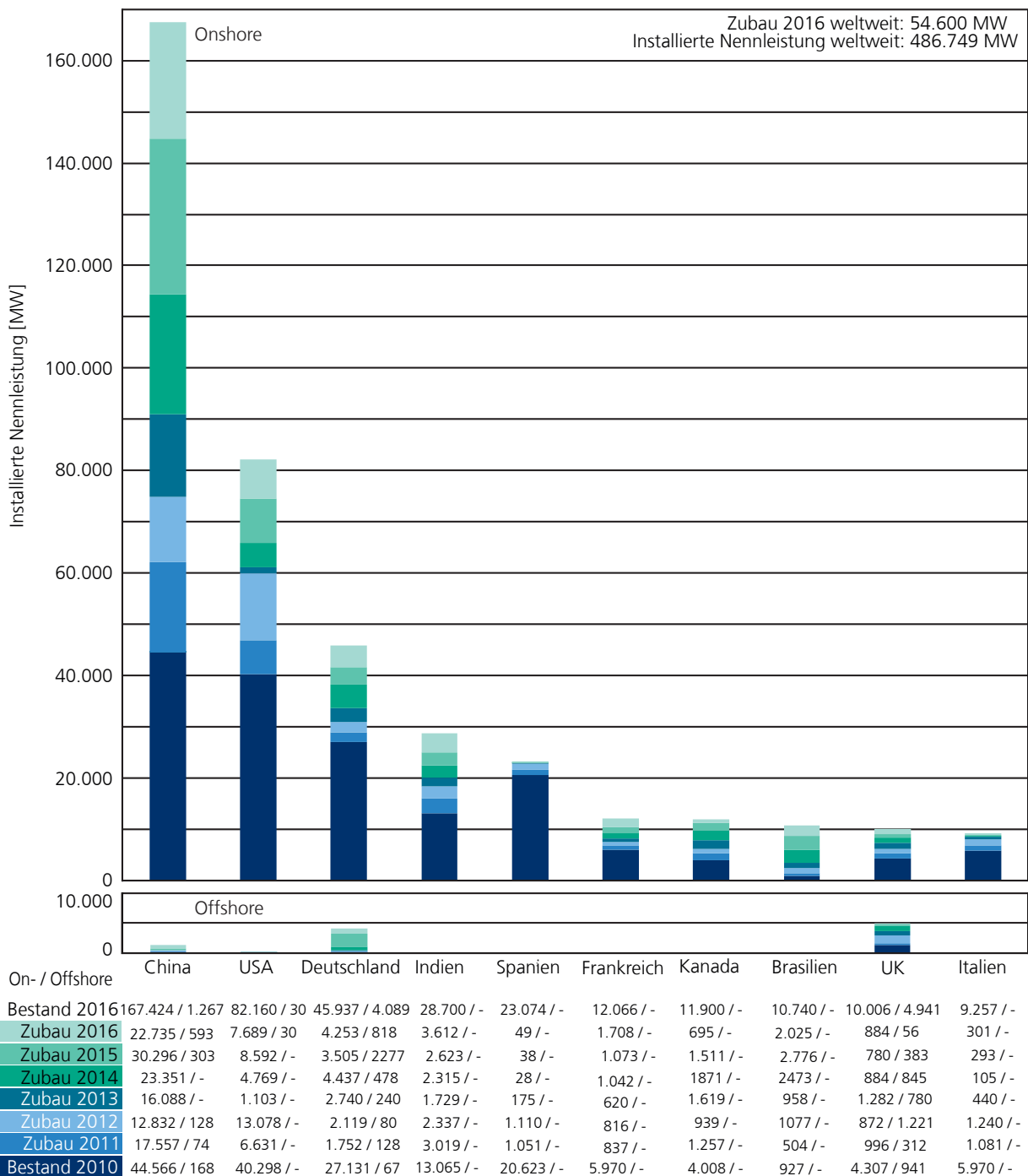


Abbildung 3.17: Die weltweit bedeutendsten Länder in Bezug auf die Windenergienutzung onshore und offshore. Aufgrund unterschiedlicher Datenquellen kommt es zu Abweichungen zu anderen in diesem Report dargestellten Zahlen. Datenquelle: [39].

Kontinent	Gesamtleistung	Anteil	Zuwachs
Asien	203.649 MW	41,8 %	15,8 %
Europa	161.330 MW	33,1 %	9,2 %
Nordamerika	97.611 MW	20,1 %	10,0 %
Lateinamerika	15.296 MW	3,1 %	25,2 %
Australien & Ozeanien	4.963 MW	1,0 %	2,9 %
Mittlerer Osten & Afrika	3.906 MW	0,8 %	12 %
Summe	486.755 MW	100 %	12 %

Tabelle 3.1: Weltweit installierte Nennleistung 2016 nach Regionen.

Datenquelle: [39].

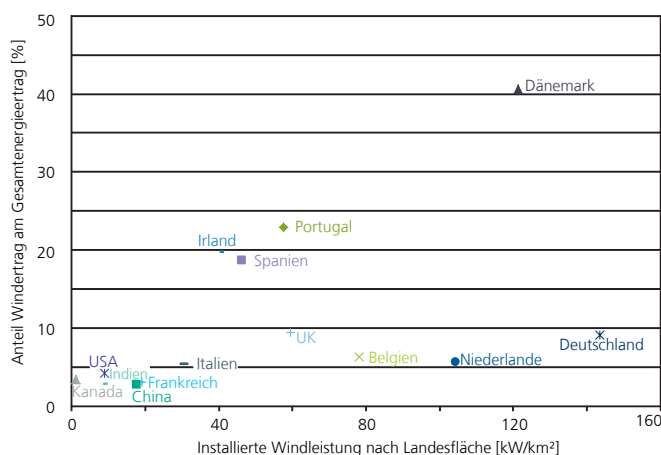


Abbildung 3.18: Relative Bedeutung der Windenergie im internationalen Vergleich, Stand: 2014. Datenquellen: [39], [40], [41]

installierte Leistung in China nun 168,7 GW. Den zweitgrößten Zubau erzielten die Vereinigten Staaten mit 8,2 GW, dahinter folgen Deutschland mit 5,4 GW, Indien (3,6 GW) und Brasilien (2,0 GW). Damit festigt Indien seine Rolle als viertgrößter Windmarkt weltweit. Ebenfalls einen starken Zubau erreichten Frankreich und die Türkei mit jeweils etwa 1,5 GW.

Die wichtigsten Windmärkte mit einem Anteil von insgesamt 87 Prozent am Zubau bleiben weiterhin China, USA, Deutschland und Indien. Der Ausbau der Windenergie in Spanien ist praktisch zum Erliegen gekommen. Mit dem Vereinigten Königreich, Frankreich, Spanien und Italien sind weitere europäische Staaten unter den Top 10 beim Windleistungsbestand. [39]

Tabelle 3.1 zeigt den Ausbaustand der einzelnen Kontinente im Vergleich. 2016 stand erstmals Asien an der Spitze, gefolgt von Europa. Inzwischen macht der Anteil Asiens 42 Prozent an der installierten Windleistung weltweit aus. Zudem besteht eine klare Nord-Süd-Trennung. Nur 5 Prozent der Nutzung der Windenergie geschieht auf der südlichen Erdhalbkugel.

In Abbildung 3.18 werden die wichtigsten Windmärkte und ausgewählte europäische Staaten in Punkto Flächennutzung und Anteil am Gesamtenergieertrag betrachtet. Um einen einheitlichen Datenbestand zu nutzen, werden Daten zum Stromertrag aus Windenergie des Jahres 2014 verwendet. Deutschland ist inzwischen das Land mit der höchsten Leistungsdichte von 143 kW/km², gefolgt von Dänemark (121 kW/km²) und den Niederlanden (104 kW/km²). Beim Anteil des Windenergieertrags am Gesamtenergieertrag führt Dänemark die Statistik mit über 40 Prozent an, gefolgt von Portugal (23 Prozent), Spanien (19 Prozent) und Deutschland (9 Prozent). Die vergleichsweise dicht besiedelten europäischen Nationen liegen in dieser Statistik vorne, Flächenstaaten wie die USA (9 kW/km²; 4 Prozent) oder China (18 kW/km²; 3 Prozent) weisen trotz ihrer führenden Position in der Gesamtinstallation deutlich geringere Werte auf.

Das Marktstammdatenregister

Ein Beitrag von Peter Stratmann, Bundesnetzagentur

Wie viele Windenergieanlagen gibt es eigentlich in Deutschland und wo stehen sie genau? Diese Frage kann bisher keiner wirklich beantworten. Die Datenbasis ist unvollständig und alle heutigen Register sind auf einen bestimmten Zweck hin gestaltet und geführt – in keinem der Register ist Vollständigkeit auch nur angestrebt worden. Eine einheitliche Datenhaltung gibt es nicht und so verzeichnen manche Register Windparks und andere die einzelnen Anlagen. Auch das Anlagenregister der BNetzA ist keineswegs vollständig: Es enthält nur Anlagen, die jünger sind als das Register.

Damit soll nach dem Willen des Gesetzgebers bald aufgeräumt werden: Das Marktstammdatenregister, das derzeit von der Bundesnetzagentur aufgebaut wird, soll künftig sämtliche Anlagen enthalten. Darüber hinaus wird es auch die Marktakteure, die Netzbetreiber und die Behörden enthalten und damit einen vollständigen Datenbestand des Strom- und Gasmarktes enthalten. Für alle Anlagen und Akteure wurden von der Bundesnetzagentur in einem aufwändigen Konsultationsprozess die einzutragenden Daten ermittelt und konkretisiert. Derzeit läuft die Vorbereitung der Software, damit das Register ab Mitte des Jahres 2017 in Betrieb gehen kann.

Alle Betreiber von erneuerbaren und konventionellen Stromerzeugungsanlagen werden dann verpflichtet sein, das Register in Internet aufzurufen und ihre Anlagen ins Register einzutragen. Die Anschlussnetzbetreiber werden die eingetragenen Daten jeweils bei Inbetriebnahme der Anlage gegenprüfen. So wird

sichergestellt, dass sich keine (oder möglichst wenige) Fehler einschleichen. Wer an den Windausschreibungen teilnehmen will, wird auch seine Genehmigungen in das Marktstammdatenregister eintragen können.

Wichtig zu wissen ist, dass auch Betreiber von Bestandsanlagen verpflichtet sind, ihre Anlage ins Marktstammdatenregister einzutragen. Die Bundesnetzagentur bereitet die Daten der Bestandsanlagen derzeit auf und wird das Register vorbefüllen – aber es wird viele technische Daten geben, die vom Betreiber zu ergänzen sind.

Das neue Register hat den Zweck, die Registerführung an vielen Stellen deutlich zu vereinfachen, weil es als eine zentrale Referenz fungieren kann. Die Daten müssen nur an einer Stelle aktualisiert und gepflegt werden und alle Marktakteure beziehen ihre aktuellen Daten aus diesem Register. Jede Benutzung des Registers stellt implizit eine Kontrolle der Daten dar, so dass sich die Datenqualität sehr schnell weiter optimieren wird. Indem man die Daten an einer Stelle zentral eingegeben hat, spart man sich an vielen anderen Stellen viel Zeit und Aufwand. So wird das Register – nach einer Übergangszeit – zu einem Instrument des Bürokratieabbaus.

Bereits das Anlagenregister hat im Bereich von Forschung, Statistik und Prognose zu deutlichen Fortschritten geführt. Dies wird mit dem Marktstammdatenregister noch einmal deutlich verbessert werden, weil es als online-gestütztes Tool über deutlich bessere Darstellungs- und Auswerte-Möglichkeiten verfügen wird. Weitere Informationen: www.bundesnetzagentur.de



NETZINTEGRATION UND NETZAUSBAU

Einspeisung und Erträge

Windstrom einspeisung 2016. Die Energieerzeugung durch WEA fluktuiert naturgemäß mit dem vorhandenen Windenergieangebot und richtet sich im Gegensatz zur konventionellen Energieerzeugung nicht nach dem Lastverlauf. Die vier deutschen ÜNB verwenden ein spezielles System zur Hochrechnung, das mit einer verhältnismäßig kleinen Anzahl Referenzmessstellen die aktuelle Windstrom einspeisung näherungsweise kalkuliert. Diese Messstellen sind ausgewählte Windparks oder Umspannwerke mit einem hohen Anteil an Windenergie. Endgültige Ertragszahlen sind erst mit den im Sommer des Folgejahres erscheinenden EEG-Jahresabrechnungen verfügbar.

Abbildung 4.1 zeigt die monatliche Onshore-Windstrom einspeisung und verdeutlicht die saisonale Abhängigkeit, wie auch den Zubau von WEA. In 2016 wurden onshore über 68 TWh [42] Windstrom in das deutsche Stromnetz eingespeist. Im Vergleich zum Vorjahr entspricht das, trotz weiteren Zubaus, knapp 4 Prozent weniger Einspeisung [43]. Der windstromstärkste Monat in 2016 war mit 9,3 TWh der Februar, in 2015 mit 11,1 TWh der Dezember. Damit wurden 2015 die bisherigen Rekordwerte der vorhergehenden Jahre in den Monaten November und Dezember überschritten und überdurchschnittlich hohe Erträge erzielt. Abbildung 4.2 veranschaulicht die Windstrom einspeisung laut Hochrechnungsdaten aus Nord- und Ostsee in 2016, verglichen mit den Vorjahresmonaten. In 2016 wurde ein Energieertrag von 11,9 TWh eingespeist, was einem Anstieg von 50 Prozent zu 2015 entspricht. Der deutliche Anstieg zwischen 2015 und 2016 ist u. a. auf die Inbetriebnahme von weiteren Offshore-Windparks (OWP) zurückzuführen. Im Dezember 2015 wurden mit knapp 1,5 TWh über 19 Prozent der Jahreseinspeisung erzielt. 2016 war der Januar mit 1,3 TWh der ertragreichste Monat mit einem Anteil von 11,6 Prozent der Jahreseinspeisung. Deutlich zu erkennen ist offshore ebenso wie onshore der saisonale Unterschied. Von April bis September wurde wesentlich weniger Windstrom eingespeist als in den übrigen Monaten.

Tagesgänge. Abbildung 4.3 zeigt den zeitlichen Verlauf im Viertelstundenbereich der eingespeisten Windleistung an extre-

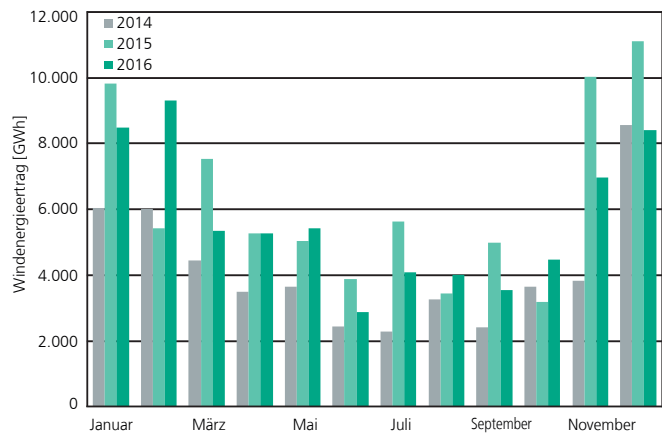


Abbildung 4.1: Hochrechnung der Windstrom einspeisung 2016 an Land im Vergleich zu den Vorjahresmonaten. Datenquellen: [6, 7]

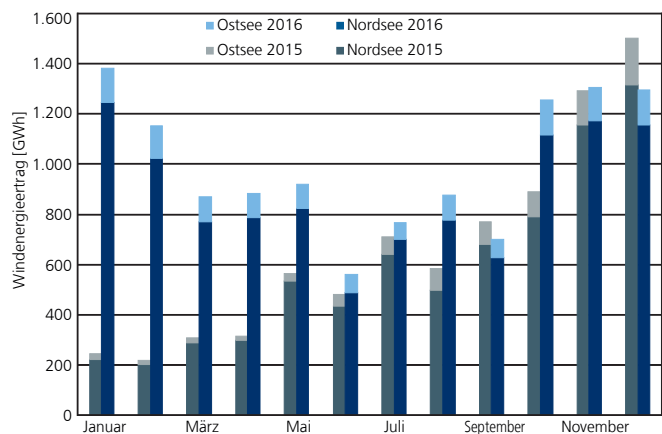


Abbildung 4.2: Hochrechnung der Windstrom einspeisung 2016 aus der Nord- und Ostsee im Vergleich zum Vorjahresmonat. Datenquellen: [44, 45]

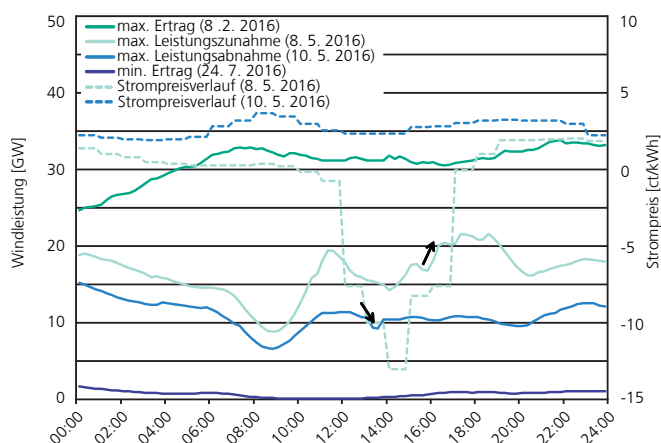


Abbildung 4.3: Extreme Tagesgänge der Einspeisung von Windstrom in das deutsche Stromnetz 2016, basierend auf viertelstündigen Hochrechnungen der Windleistung und des Strompreisverlauf dieser Extremtage am EPEX Spot Auktionsmarkt. Datenquellen: [44, 47–50]

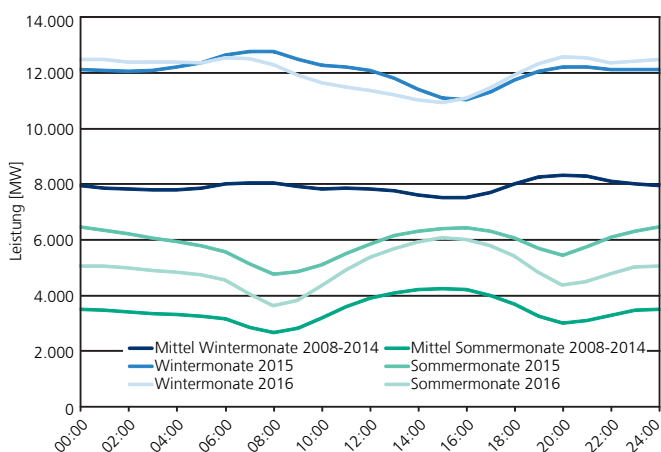


Abbildung 4.4: Durchschnittliche Tagesgänge der onshore Windleistung in den Sommer- und Wintermonaten im Vergleich. Datenquellen: [44, 47–49]

men Tagen in 2016. Der absolute Höchstwert der Windleistung in dem Jahr und über alle Jahre hinweg wurde am 8. Februar 2016 mit 33 834 MW zwischen 21.45 Uhr und 22.00 Uhr erreicht. Begünstigt durch das Sturmtief »Ruzica« mit Windgeschwindigkeiten bis zu 150 km/h waren zu diesem Zeitpunkt 75 Prozent der in Deutschland installierten WEA-Nennleistung bereitgestellt. Dies war auch der Tag mit der höchsten mittleren Windleistung (30 991 MW) über 24 Stunden. Alleine an diesem Tag wurden 744 GWh eingespeist, was 7,6 Prozent des Ertrags im Februar entspricht.

Der Tag mit den niedrigsten Winderträgen war der 24. Juli 2016. Mit einer durchschnittlichen Leistung von 741 MW wurden an diesem Tag nur 18 GWh Windstrom eingespeist. Die maximale absolute Leistungs Zunahme in einem Viertelstundenintervall wurde am 8. Mai 2016 gemessen. Von 16.15 Uhr bis 16.30 Uhr stieg die Windleistung um 2058 MW auf ca. 20 100 MW an, was einem Leistungsanstieg von rund 11 Prozent innerhalb dieser 15 Minuten entspricht. Die maximale absolute Leistungsabnahme war zwei Tage später am 10. Mai 2016 zu verzeichnen. Hier sank die Windleistung von 13.15 Uhr bis 13.30 Uhr um 1289 MW.

Der Einfluss des Windertrages spiegelt sich teilweise in den zeitlichen Verläufen der Börsenstrompreise wider. Die eingespeiste Windleistung am Sonntag, den 8. Mai 2016, erhöhte sich innerhalb von 2,5 Stunden ab 9.15 Uhr um fast 10 GW. Zu dieser relativ hohen Windleistung kam eine erhöhte PV-Einspeisung während der Bedarf am Sonntag deutlich unter dem Niveau von Werktagen liegt, so dass der Börsenpreis ab 12.00 Uhr auf das Jahresminimum von -13 ct/kWh absank. An diesem sonnig-windigen Rekord-Tag wurden um 13.00 Uhr ca. 86 Prozent des Strombedarfs durch erneuerbare Energien gedeckt. [46] Für die maximale Leistungsabnahme am 10. Mai 2016 ist kaum ein Einfluss auf den Börsenstrompreis zu erkennen.

Tagesgänge onshore. Abbildung 4.4 zeigt den Tagesverlauf der durchschnittlichen Onshore-Windleistung über die Wintermonate und Sommermonate. Die Werte der Jahre 2015 und 2016 werden jeweils mit dem 7-Jahres-Mittel von 2008–2014

verglichen. Das Leistungsniveau der Sommermonate 2016 ist im Mittel mit 4966 MW um 58 Prozent niedriger als das der drei Wintermonate 2016 mit 12 022 MW. Das Leistungsniveau des Sommers 2015 liegt mit 43 Prozent und 2016 mit 69 Prozent über dem Niveau des 7-Jahres-Mittels. Mit jeweils 52 Prozent lagen die Wintermonate 2015 und 2016 sehr deutlich über dem 7-Jahres-Mittel. Dies ist für 2015 mit dem guten Windjahr und für beide Jahre auch mit dem erfolgten Zubau zu erklären.

In den Sommermonaten lässt sich eine tageszeitliche Abhängigkeit des Leistungsniveaus beobachten. Von 0.00 Uhr bis 8.00 Uhr ist das Leistungsniveau leicht sinkend. Vom durchschnittlichen Tiefpunkt um 8.00 Uhr steigt das Leistungsniveau bis 14.00 Uhr für 2015 um etwa 35 Prozent, für 2016 sogar um 65 Prozent an, um zwischen 15.00 und 16.00 Uhr sein Maximum von etwa 6087 MW (2016) zu erreichen. Gegen Abend erreicht die Windleistung wieder das Niveau des Morgens. Diese tageszeitlichen Abhängigkeiten spielen in den Wintermonaten nur eine untergeordnete Rolle. Dieser Effekt entsteht durch die erhöhte Kopplung der bodennahen Luftschichten in Folge der Sonneneinstrahlung und der damit einhergehenden Thermik in den Sommermonaten. Durch die stärkere thermische Turbulenz wird der Wind aus höheren Schichten der Atmosphäre in bodennahe Schichten transportiert und es kommt zu einem Maximum der Windleistungsdichte in den Nachmittagsstunden [51].

Tagesgänge offshore. Abbildung 4.5 zeigt die Tagesgänge der Offshore-Windleistung in den Winter- und Sommermonaten für die deutsche Nord- und Ostsee. Im Vergleich mit den Vorjahresdaten lässt sich wie onshore das höhere Leistungsniveau in 2016 mit der Inbetriebnahme von mehr als 3 GW Anlagenleistung seit 2014 erklären. Im Gegensatz zum Tagesgang onshore (Abbildung 4.4) ist hier aber keine eindeutige tageszeitliche Abhängigkeit der Windleistung erkennbar, da die thermische Konvektion auf offener See einen geringeren Einfluss besitzt. Mit durchschnittlich 1690 MW liegt das Leistungsniveau der Wintermonate 2016 aufgrund der günstigeren Windbedingungen bei weitem über der durchschnittlichen Leistung der Wintermonate 2014 und 2015.

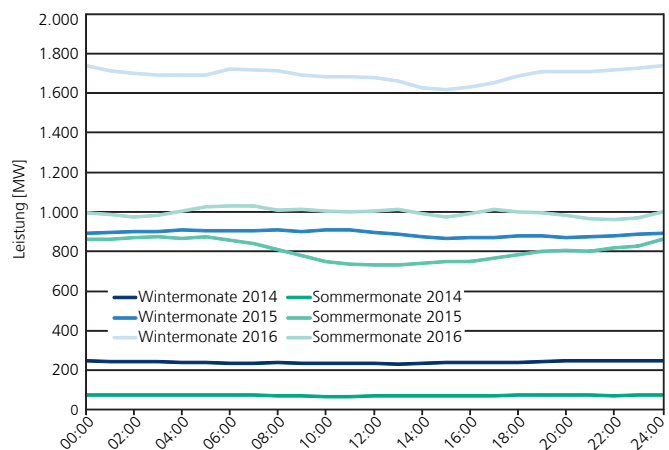


Abbildung 4.5: Durchschnittliche Tagesgänge der offshore Windleistung in der Nord- und Ostsee in den Sommer- und Wintermonaten im Vergleich. Datenquellen: [44, 52]

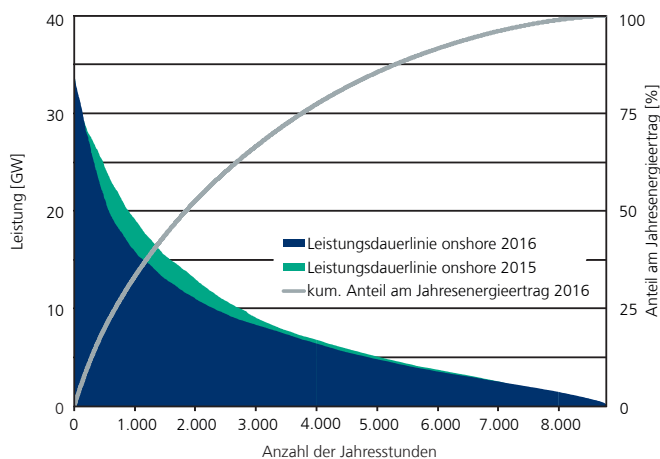


Abbildung 4.6: Leistungsdauerlinie onshore 2015 und 2016. Datenquellen: [6]

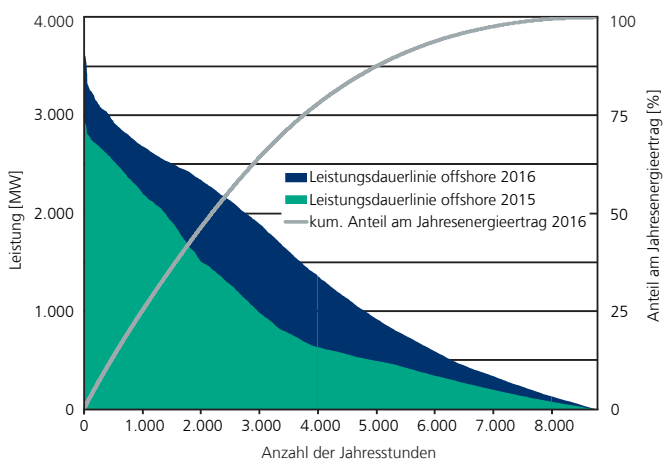


Abbildung 4.7: Leistungsdauerlinie offshore 2015 und 2016. Datenquelle: [7]

Leistungsdauerlinien onshore. Die in Abbildung 4.6 dargestellte Leistungsdauerlinie zeigt die Anzahl der Jahresstunden, in denen die Einspeisung der WEA oberhalb einer bestimmten Leistung liegt. Der Kurvenverlauf ist von der Höhe des Winddargebots und insbesondere auch von der räumlichen Verteilung der installierten WEA abhängig. Das Integral der Kurve entspricht dem Jahresenergieertrag. Bei der Betrachtung der Leistungsdauerlinie ist zu berücksichtigen, dass es sich um eine Darstellung des »Windpark Deutschland« handelt, was zu Ausgleichseffekten und damit deutlichen Unterschieden zur klassischen Leistungsdauerlinie von einzelnen WEA bzw. Windparks führt. Sehr hohe und sehr niedrige Leistungen werden daher wesentlich seltener erreicht.

Obwohl es auch in 2016 zu einem starken Anlagenzubau gekommen ist, wurden in 2015 durch ein gutes Windjahr höhere Leistungen bereitgestellt. Die Hälfte des Onshore-Windertrages 2016 konzentriert sich auf die 1846 windreichsten Stunden des Jahres. In 2016 waren während der Hälfte des Jahres die WEA mit einer Gesamtleistung von über 5717 MW am Netz, in 2015 lag dieser Wert sogar bei 6094 MW.

Leistungsdauerlinie offshore. Gleichmäßige Windbedingungen und die insgesamt hohen Offshore-Windgeschwindigkeiten führen dazu, dass offshore häufig hohe Leistungen bereitgestellt werden können. Der unterschiedliche Verlauf der Leistungsdauerlinien Abbildung 4.6 resultiert aus dem enormen Leistungszuwachs im Laufe der letzten beiden Jahre. Zu berücksichtigen ist außerdem, dass ein großer Teil der installierten WEA zu unterschiedlichen Zeitpunkten des Jahres ans Netz gegangen sind, was zu einer Verzerrung der Leistungsdauerlinie führt. Onshore ist dieser Effekt nicht so stark bemerkbar und fällt weniger ins Gewicht. Zu Vergleichszwecken wurde offshore trotzdem aufgeführt.

Während onshore in 2016 die WEA durchgängig Leistung bereitgestellt hatten, wurde offshore während 88 Stunden keine Leistung aus Offshore-WEA eingespeist. Die Hälfte des in 2016 von Offshore-WEA eingespeisten Stroms wurde in den 2187 windreichsten Stunden erzielt.

Netzbetrieb und Netzausbau

Die vier Regelzonen. Die Einspeisung des Windstroms erfolgt in Deutschland in den vier Regelzonen der ÜNB TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH, Amprion GmbH sowie 50Hertz Transmission GmbH. In Abbildung 4.8 sind die zum Ende 2016 installierte Nennleistung und Anzahl der WEA sowie deren Windstromeinspeisung je ÜNB dargestellt. Rund 80 Prozent der Erzeugungskapazität ist in den Regelzonen von 50Hertz und TenneT installiert. Ein ebenso großer Anteil der Onshore-Windstromerträge wurde in diesen beiden Regelzonen mit 25 TWh bzw 30 TWh eingespeist. Der größte Leistungszubau entfällt 2016 erneut auf die Regelzone von TenneT.

Einspeisemanagement. Unter bestimmten Voraussetzungen können die verantwortlichen Netzbetreiber die Einspeisung aus WEA vorübergehend abregeln, um eine Überlastung des Stromnetzes zu verhindern. Die dabei nicht produzierte Energie wird als Ausfallenergie bezeichnet. Vorher müssen jedoch alle Maßnahmen gegenüber konventionellen Energieerzeugern ausgeschöpft werden. Eine Veröffentlichung der Daten zum Einspeisemanagement erfolgt durch die BNetzA im Herbst des Folgejahres, weshalb in diesem Abschnitt die Daten bis Ende 2015 betrachtet werden.

Wie in Abbildung 4.9 erkennbar, stieg die Ausfallarbeit in 2015 im Vergleich zum Vorjahr um das Dreifache auf 4722 GWh. Die Abregelung von erneuerbaren Energieerzeugern betraf 2015 zu 87,3 Prozent WEA, in 2014 hingegen nur zu 77,3 Prozent. Der Schwerpunkt lag dabei mit 97 Prozent in den nördlichen Bundesländern. Der Anteil des abgeregelten Windstroms an der Gesamtwindstromproduktion lag im Jahr 2015 bei 5,21 Prozent und hat sich damit, ggü. 2014, mehr als verdoppelt [37]. Die hierfür entstandenen Entschädigungsansprüche, zu denen die Netzbetreiber nach § 14 EEG verpflichtet sind, stiegen auf 487 Mio € Davon betreffen 93,2 Mio € Nachzahlungen für Abregelungen aus den Vorjahren. Die Netzbetreiber haben bereits eine Entschädigungssumme von 314,8 Mio € ausgezahlt. Entschädigungsansprüche können bis zu drei Jahre nach dem Zeitpunkt der Maßnahme geltend gemacht werden [37].

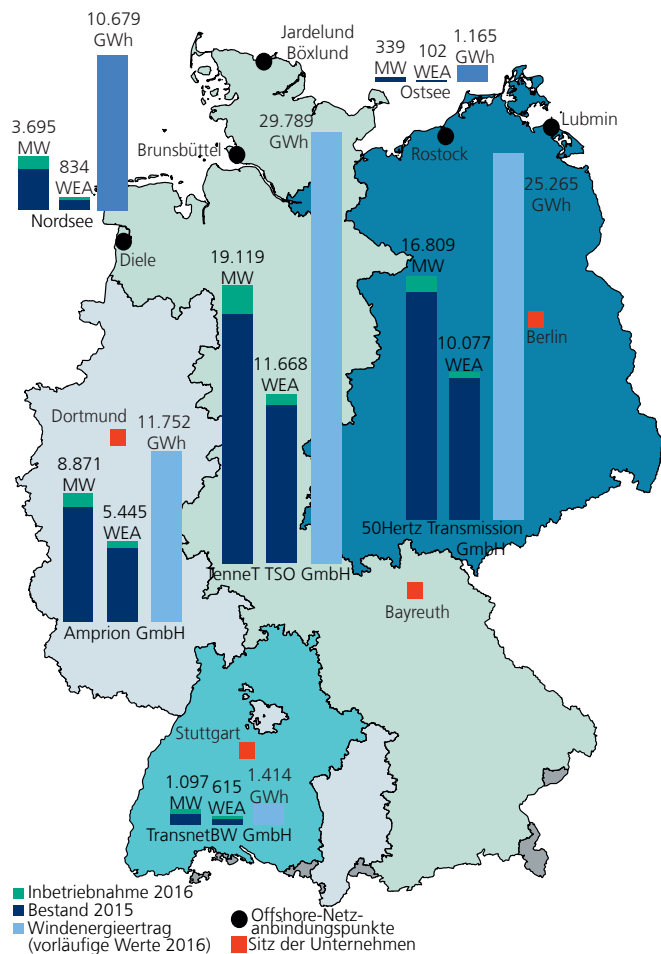


Abbildung 4.8: Regelzonen der ÜNB mit installierter Windleistung, Anlagenanzahl und Windenergieeinspeisung 2016 je Regelzone.
 Datenquellen: [9], [8], [6, 7]

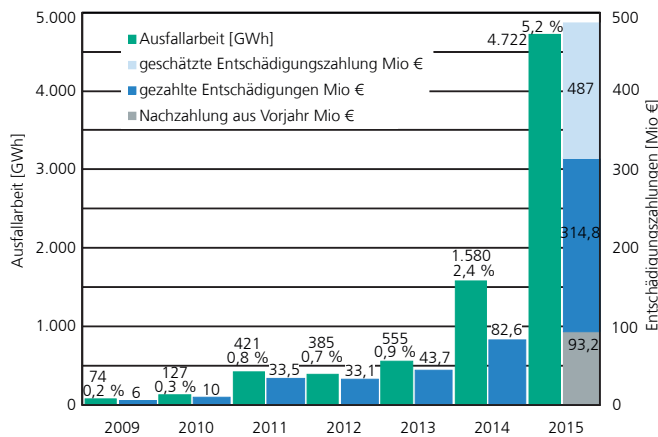


Abbildung 4.9: Ausfallenergie sowie der Anteil abgeregelter Windenergie am gesamten Windenergieertrag und Entschädigungssumme. Datenquelle: [37]

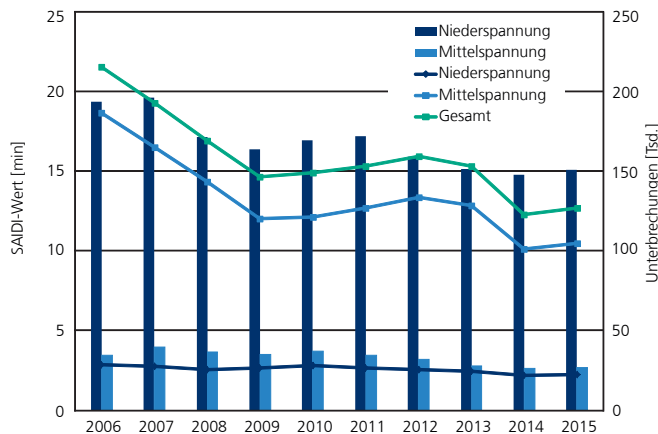


Abbildung 4.10: Entwicklung des System Average Interruption Duration Index (SAIDI)-Wertes in der Nieder- und Mittelspannungsebene von 2006 bis 2015. Datenquelle: [37]

Versorgungsqualität. Energieversorgungsnetzbetreiber sind gesetzlich verpflichtet der BNetzA über alle in ihrem Netz im letzten Kalenderjahr aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen einen Bericht vorzulegen. Der Bericht enthält Zeitpunkt, Dauer, Ausmaß und Ursache jeder Versorgungsunterbrechung, die länger als drei Minuten dauerte. Für das Berichtsjahr 2015 haben 850 Netzbetreiber 177 751 Versorgungsunterbrechungen für 860 Netze zur Berechnung der mittleren Nichtverfügbarkeit (System Average Interruption Duration Index (SAIDI)) für Letztverbraucher übermittelt. Die Anzahl der Versorgungsunterbrechungen entspricht einem leichten Anstieg um 2,26 Prozent. Dies wird auf einen Anstieg des Störungsanlasses »Atmosphärische Einwirkungen« zurückgeführt, die im Vergleich zum Vorjahr zugenommen haben. 2015 wies einige auffällige Wettersituationen auf. Neben verschiedenen Stürmen waren dies vor allem die Hitzewellen im Sommer. Die hohen Temperaturen lösten dabei z. B. Kurzschlüsse oder Überschläge in Trafostationen aus. Der für die Nieder- und Mittelspannung ermittelte Wert von 12,7 Minuten liegt unter dem Mittelwert der vergangenen zehn Jahre (Mittelwert 2006–2015: 15,87 Minuten) [37].

Die Versorgungsqualität bleibt damit in 2015 auf dem konstant hohem Niveau der Vorjahre, vgl. Abbildung 4.10. Das sicherste Stromnetz mit 11,25 Minuten wies Dänemark und die Schweiz (15 Minuten) bei einem Vergleich in 2013 auf [53]. Ein maßgeblicher negativer Einfluss der Energiewende und der damit einhergehenden steigenden dezentralen Erzeugungsleistung auf die Versorgungsqualität ist derzeit nicht zu erkennen [37].

Netzausbau onshore. Der am 30. Juni 2016 von der BNetzA genehmigte Szenariorahmen ist der Ausgangspunkt für die Erstellung des Netzentwicklungsplans (NEP) sowie des Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP) 2030. Der erste Entwurf der ÜNB zum NEP 2030 wurde am 31. Januar 2017 von den ÜNB veröffentlicht.

Wie bereits in den vorherigen Netzentwicklungsplänen, wird zur Bestimmung der notwendigen Maßnahmen das **NOVA**-Prinzip (Priorisierung von **Netzo**ptimierungs- und **-verstärkungs**maßnahmen gegenüber reinen **Ausbauma**ßnahmen) angewandt. Abbildung 4.11 zeigt die im NEP angegebenen Anfangs- und Endpunkte der neuen Trassen, jedoch keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt. [15]

Laut den Ergebnissen der Netzanalysen der ÜNB steigt der Umfang des Netzentwicklungsbedarfs im NEP 2030 gegenüber dem NEP 2025 an. Zurückzuführen ist dies mitunter auf den fünf Jahre weiter in die Zukunft reichenden Zielhorizont. Bis 2030 wird mit einem weiteren Zuwachs der Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie und Photovoltaik gerechnet. Die Entwicklung in der Onshore-Windenergie gilt durch das EEG 2017 als gedämpft und wird bis 2030 in etwa den Annahmen des NEP 2025 entsprechen. Auf dieser Grundlage entsteht ein anwachsender, großräumiger Übertragungsbedarf zwischen den Regionen mit Erzeugungsüberschüssen in Nord- und Ost-

deutschland sowie den Regionen mit Erzeugungsdefiziten in Süddeutschland. [15]

Nach dem ersten Entwurf des NEP 2030 beträgt das Volumen der Netzverstärkungen auf Bestandstrassen im Leitszenario B2030 rund 8300 Trassenkilometer. Der Ausbaubedarf neuer Leitungstrassen wird in den Szenarien jeweils gleichermaßen mit rund 3800 km beziffert, davon sind ca. 2600 km Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) und rund 1200 km Wechselstrom-Verbindungen (AC). In diesem Ausbaubedarf ist auch der deutsche Anteil der Gleichstrom-Interkonnektoren nach Belgien, Dänemark, Norwegen und Schweden mit einer Länge von rund 330 km enthalten. Die Übertragungskapazität der HGÜ-Verbindungen wird in den Szenarien jeweils in Summe zu 8 GW ermittelt. [15]

Die Investitionskosten für die Zubaunetz-Maßnahmen werden im NEP 2030 überwiegend auf Basis von Standardkosten ermittelt und haben einen vorläufigen Charakter. Das Gesamtvolumen der Investitionen liegt in den Szenarien (Zieljahr 2030)

Redispatch und Einspeisemanagement

Netzbetreiber sind gesetzlich verpflichtet, die Sicherheit und Zuverlässigkeit des elektrischen Versorgungssystems sicherzustellen. Redispatch und das Einspeisemanagement sind Werkzeuge der Netzbetreiber, um eine hohe Versorgungsqualität in Deutschland zu ermöglichen. Beim Redispatch wird der Fahrplan konventioneller Energieerzeugungskraftwerke vor dem Netzengpass reduziert und um den gleichen Betrag hinter dem Netzengpass wieder hochgefahren, so dass die Summe der Einspeiseleistung gleich bleibt. Beim Einspeisemanagement besteht die Möglichkeit, erneuerbare Energien abzuregeln, um so Netzengpässe (netzkritischen Situationen) zu reduzieren. Durch den zuletzt verstärkten Netz- und Windenergieausbau, sowie durch die Abschaltung des AKW Grafen-

rheinfeld, konnten in 2015 Netzengpässe weitestgehend vermieden werden. Hierzu nahmen die Netzbetreiber an 331 Tagen des Jahres 2015 Redispatcheingriffe vor (15 811 Stunden); ein deutlicher Anstieg um 87 Prozent zu 2014. Mit einem Anstieg um mehr als das Dreifache, von 2014 (5197 GWh) auf 2015 (16 000 GWh), haben sich auch die entstandenen Kosten von 185,4 Mio € auf 411,9 Mio € erhöht. Diese Kosten werden als Systemdienstleistung auf das Netzentgelt umgeschlagen. In ähnlichem Umfang verhält es sich beim Einspeisemanagement, (Abbildung 4.9). Insgesamt wurden durch Engpässe im Übertragungsnetz rund 89 Prozent der beim Einspeisemanagement abgeregelten Energie (Ausfallarbeit) verursacht [37].



Abbildung 4.11: Darstellung der DC-Projekte in Szenario B 2035 nach dem ersten Entwurf der ÜNB. Datenquelle: [15]

in einer Bandbreite von 34 bis 36 Mrd €. Hierbei wurden die Vorgaben des Bundesrats von Ende 2015 berücksichtigt, nachdem die HGÜ-Verbindungen DC1 sowie DC3-5 (Sued-Link) vollständig als Erdkabel ausgeführt werden sollen. Bei einer Ausführung mit Erdkabeln von nur 75 Prozent liegen die Schätzkosten rund 2 Mrd € niedriger. [15]

Netzausbau offshore. Die ÜNB erstellen neben dem NEP für den Landbereich auch für die Nord- und Ostsee den O-NEP. Dieser ermittelt den Bedarf an Anbindungsleitungen für den Anschluss von Offshore-Windparks und legt die zeitliche Reihenfolge fest, in der die Anbindungsleitungen errichtet werden sollen. In Abbildung 4.12 und Abbildung 4.13 sind alle Anbindungssysteme des Start- und Zubaunetzes entsprechend der Bestätigung des O-NEP 2025 sowie die Cluster in Nord- und Ostsee dargestellt. Zu sogenannten Clustern werden Windparks, die in einem räumlichen Zusammenhang stehen, zusammengefasst und über eine gemeinsame Sammelanbindung angebunden. Die BNetzA prüft die vorgeschlagenen Maßnahmen im O-NEP in Abstimmung mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) hinsichtlich ihrer energiewirtschaftlichen Notwendigkeit.

In der Nordsee wurden 13 unterschiedliche Cluster identifiziert, in der Ostsee weitere 5. Standard für solche Sammelanbindungen sind 900 MW Gleichstromsysteme mit einer Spannung von 320 kV [54]. Mit den bisher fertiggestellten Netzanbindungssystemen werden in der Nordsee die Cluster 2 (alpha ventus, DolWin1 & 3), Cluster 3 (DolWin2), Cluster 4 (HelWin1 & 2), Cluster 5 (SylWin1), Cluster 6 (BorWin1 & 2) und Cluster 8 (BorWin3) sowie das Cluster 3 (Baltic1 & 2) in der Ostsee erreicht.

Ab 2026 werden Ausschreibungen auf Flächen in Nord- und Ostsee stattfinden, die staatlich voruntersucht werden. Für den Zeitraum zwischen 2021 und 2025 findet zunächst ein Übergangsmodell Anwendung. Der Ausbau infolge dieser Ausschreibungen wird mit 500 MW in 2021 in der Ostsee, 500 MW in 2022 in Nord- oder Ostsee, jeweils 700 MW in den Jahren 2023 bis 2025 in Nord- oder Ostsee verteilt. Der O-NEP

2025 soll die Erreichung dieser Vorgaben ermöglichen. Zudem regelt dieser einen »clusterübergreifenden Netzanchluss« (ausnahmsweise Zulässigkeit des Anschlusses eines Windparks über einen anderen Cluster als denjenigen, in welchem sich der betroffene Windpark befindet). [55]

Am 28. November 2016 wurde der bestätigte O-NEP 2025 von der BNetzA veröffentlicht. Er umfasst vier Netzanbindungen mit einem Ausbaubedarf von 2048 MW für Offshore-Windenergie in der Nordsee und drei Netzanbindungen mit einem Ausbaubedarf von 735 MW in der Ostsee. Die Anbindungen NOR-1-1, NOR-3-3 und NOR-7-1 sollen mit einer Übertragungskapazität von 900 MW realisiert werden, die Anbindungssysteme OST-2-1, OST-2-2 und OST-2-3 mit einer Übertragungskapazität von je 250 MW. Das Anbindungssystem NOR-5-2 wird mit einer Anbindungskapazität realisiert, die der gegebenenfalls in einer der beiden Gebotstermine nach § 26 Abs. 1 WindSeeG bezuschlagten Gebotsmenge entspricht, jedoch 900 MW nicht überschreitet [56]. An das Anbindungssystem NOR-7-1 können ausnahmsweise auch Windparkprojekte aus Cluster 6 und an die Anbindungssysteme OST-2-1, OST-2-2 und OST-2-3 auch Windparkprojekte aus Cluster 1 und 4, entsprechend des Bundesfachplans Offshore, angeschlossen werden. [55]

Mit dem am 31. Januar 2017 veröffentlichten ersten Entwurf zum O-NEP 2030 stellen die ÜNBs den vierten und letzten O-NEP zur öffentlichen Konsultation. Dieser wird anschließend durch einen Flächenentwicklungsplan entsprechend § 6 Wind-SeeG abgelöst. Das BSH legt hierin im Einvernehmen mit der BNetzA die Flächen fest, auf denen künftig Windparks errichtet werden sollen. Zugleich wird festgelegt, wie und wann diese Flächen angebunden werden. Der Flächenentwicklungsplan wird damit das zentrale Planungsinstrument für die Nutzung der Windenergie auf See. [16, 57]

Die Gesamtlänge des Zubau-Offshorenetzes in den Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 beläuft sich jeweils auf rund 2277 km, wobei 1527 km auf DC-Netzanbindungssysteme in der Nordsee und 540 km auf AC-Netzanbindungssysteme in

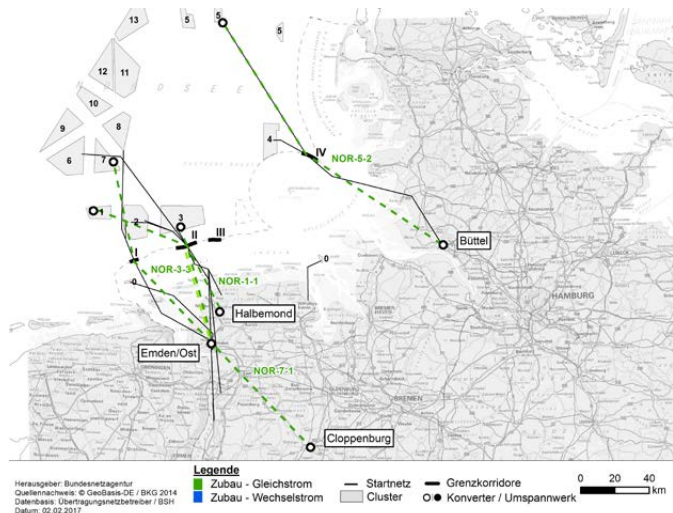


Abbildung 4.12: Darstellung der bestätigten Anbindungssysteme in der Nordsee im O-NEP 2025 veröffentlicht am 25. November 2016. Datenquelle: [55]

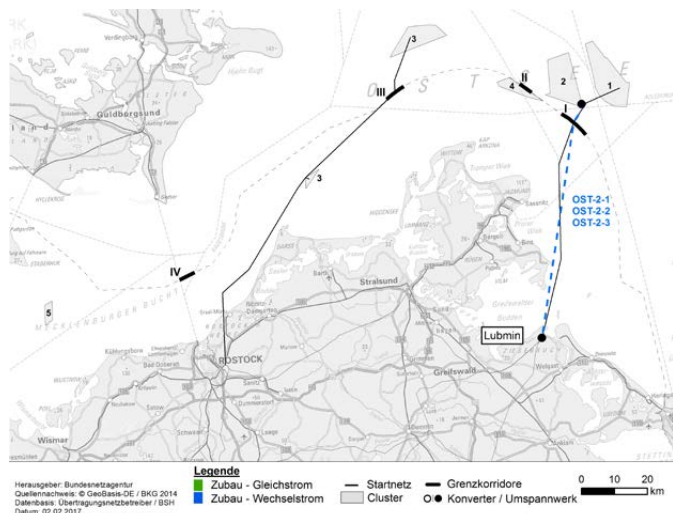


Abbildung 4.13: Darstellung der bestätigten Anbindungssysteme in der Ostsee im O-NEP 2025 veröffentlicht am 25. November 2016. Datenquelle: [55]

DolWin2 nach Mängelbehebung wieder am Netz

Während der Testphase des Offshore Netzanschlusses DolWin2 war eine Kabelkomponente mehrfach ausgefallen. Im Juni 2016 hatte der ÜNB TenneT erstmals beschlossen, dass System vorübergehend vom Netz zu nehmen und hat den für dieses Projekt beauftragten Generalunternehmer zur Mängelbehebung aufgefordert. Am 7. November 2016 musste die Offshore-Netzanbindung DolWin2 erneut vom Netz genommen werden. Die voraussichtliche Reparaturzeit wurde mit knapp fünf Monaten angenommen und eine Wiederinbetriebnahme für den 27. März 2017 geplant. Die Mängelbehebung erfolgte schneller als geplant, so dass DolWin2 und damit auch die angeschlossenen Offshore-Windparks Gode Wind 1 und 2 bereits elf Wochen früher, am 8. Januar 2017, wieder ans Netz zugeschaltet werden konnten.

Die rund 135 Kilometer lange Netzanbindung, darunter 45 Kilometer Seekabel (HGÜ), wird von TenneT im Projekt DolWin2 realisiert. Mit der Kapazität von 916 MW werden die Windparks Nordsee One, Gode Wind 1 und Gode Wind 2 an das Übertragungsnetz angeschlossen. Die eigentliche Fertigstellung und Abnahme war ursprünglich für 2016 erwartet. [58]

der Ostsee entfallen. Im Szenario B 2035 wird aufgrund des deutlich höheren Transportbedarfs in 2035 von 3702 Kilometer ausgegangen. Die Gesamt-Übertragungskapazität des Zubau-Offshorenetzes beträgt 7,4 GW für das Zieljahr 2030, wobei 5 GW auf die Nordsee und 2,4 GW auf die Ostsee entfallen. Für das Zieljahr 2035 werden 11,4 GW ermittelt. Das geschätzte Investitionsvolumen für das deutsche Offshorenetz wird bis 2030 mit rund 16 Mrd € und im Szenario B 2035 mit rund 22 Mrd € angenommen. [16]

Im September 2016 begann der Bau der 623 km langen Stromtrasse von Deutschland nach Norwegen. Das HGÜ-Seekabel »NordLink«, mit einer Kapazität von 1400 MW, soll ab 2019 im Probebetrieb die norwegischen Pumpspeicherkraftwerke mit dem deutschen Stromnetz verbinden, um den Austausch erneuerbarer Energie zu vereinfachen. Die Fertigstellung ist für 2020 geplant. [59]

Netzanschluss	Projekt	Kapazität [MW]	Status	(geplante) Inbetriebnahme
alpha ventus	NOR-2-1	62	in Betrieb	2010
BorWin1	NOR-6-1	400	in Betrieb	2010
Baltic 1	OST-3-1	51	in Betrieb	2011
Baltic 2	OST-3-2	339	in Betrieb	2014
HelWin1	NOR-4-1	576	in Betrieb	2014
Riffgat	NOR-0-1	113	in Betrieb	2014
DolWin 1	NOR-2-2	800	in Betrieb	2015
HelWin2	NOR-4-2	690	in Betrieb	2015
SylWin1	NOR-5-1	864	in Betrieb	2015
BorWin2	NOR-6-2	800	in Betrieb	2015
Nordergründe	NOR-0-2	111	Probebetrieb	2016
DolWin 2	NOR-3-1	916	Probebetrieb	2016
DolWin 3	NOR-2-3	900	Bauvorbereitung/Bau	2018
Cluster 1	OST-1-1	250	Bauvorbereitung/Bau	2018
Cluster 1	OST-1-2	250	Bauvorbereitung/Bau	2019
Cluster 1	OST-1-3	250	Bauvorbereitung/Bau	2019
BorWin3	NOR-8-1	900	Bauvorbereitung/Bau	2019
	OST-B-1	250	Vorbereitung Genehmigung	2023
	OST-2-1	250	bestätigt	2021
	OST-2-2	250	bestätigt	2021
	OST-2-3	250	bestätigt	2022
	NOR-3-3	900	bestätigt	2023
	NOR-1-1	900	bestätigt	2024
	NOR-7-1	900	bestätigt	2025
	NOR-5-2	900	bestätigt	2025
	OST-1-4	250	vorerst nicht bestätigt	2020
	OST-4-1	250	vorerst nicht bestätigt	2019
	OST-4-2	250	vorerst nicht bestätigt	2020
	NOR-3-2	900	vorerst nicht bestätigt	2023
	NOR-7-2	900	vorerst nicht bestätigt	2025
BorWin4	NOR-6-3	900	soll entfallen	2019

Tabelle 4.1: Bestehende und geplante Netzanschlüsse in der deutschen Nord- und Ostsee. Datenquelle: [56]



ONSHORE

Technische Entwicklung

Zubau. Im Jahr 2016 wurden in Deutschland an Land insgesamt 1550 Anlagen mit einer Nennleistung von 4394 MW errichtet. Nach dem Rekordjahr 2014, in dem mit 1770 WEA eine Leistung von 4747 MW installiert wurde, liegt das Jahr 2016, gemessen an der an Land neu installierten Leistung, nur knapp an zweiter Stelle. Gleichzeitig erfolgte in 2016 der Rückbau von 242 WEA bzw. einer Gesamtleistung von 262 MW. Der Vergleich zeigt: Während die zurückgebauten WEA im Schnitt eine Leistung von 1,08 MW hatten, waren die neu errichteten WEA mit im Schnitt 2,83 MW deutlich leistungsstärker.

Standorte. Das Deutsche Institut für Bautechnik (DIBt) unterteilt Deutschland, entsprechend der jeweiligen Windverhältnisse, in vier Windzonen. Es wird unterschieden nach Windzone I (Schwachwindstandorte), Windzone II (typische Binnenlandsstandorte), Windzone III (Küstennahe Standorte) und Windzone IV (Küstenlinie), vgl. Abbildung 5.2 [60]. In den ersten Jahren der Windenergienutzung konzentrierte sich der Zubau vornehmlich auf die Windstarken Windzonen III und IV. Wie Abbildung 5.1a zeigt, werden mittlerweile die meisten WEA in den Windzonen I und II errichtet. In der Windzone II fand im Jahr 2016 mit rund 50 Prozent (765 WEA) der stärkste Zubau statt. Im Vergleich zu den Jahren 2014 und 2015 ist der Anteil neuer WEA in den Windzonen III und IV weiter zurückgegangen. Nach Abbildung 5.3 ist der Großteil des Anlagenbestandes (Stand 2014) auf landwirtschaftlich genutzten Flächen installiert. Zwar werden die meisten WEA auch weiterhin auf Agrarflächen errichtet, mit 25 Prozent der installierten WEA haben Waldflächen jedoch in 2016 eine hohe Relevanz, welche gegenüber 2015 (20 Prozent) um 5 Prozentpunkte gestiegen ist. Der Rückbau von WEA erfolgte in 2016 vornehmlich auf Agrarflächen (94 Prozent) bzw. in DIBt Windzone IV (39 Prozent).

Anlagenkategorien. Zur Beobachtung der Weiterentwicklung der Anlagentechnologie wurden die WEA-Typen in die Kategorien DD (Direktantrieb), DD-PMSG (Direktantrieb mit Permanentmagnet-Generator), EESG (Getriebeanlage mit fremderregtem Synchrongenerator), PMSG (Getriebeanlage mit permanenterregtem Generator), DFIG (Getriebeanlage mit

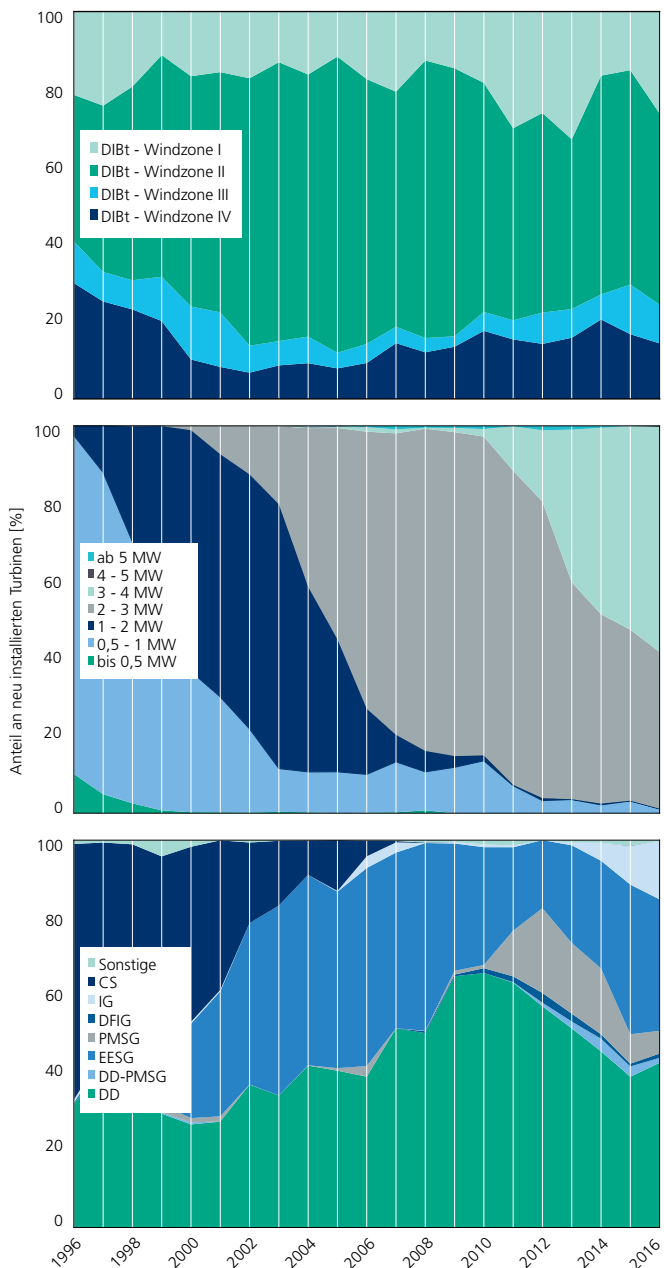


Abbildung 5.1: Anlagenzubau nach Standortkategorie, Leistungs-kategorie und Anlagenkonzept (1995–2014). Datenquellen: [8], [60], [9]

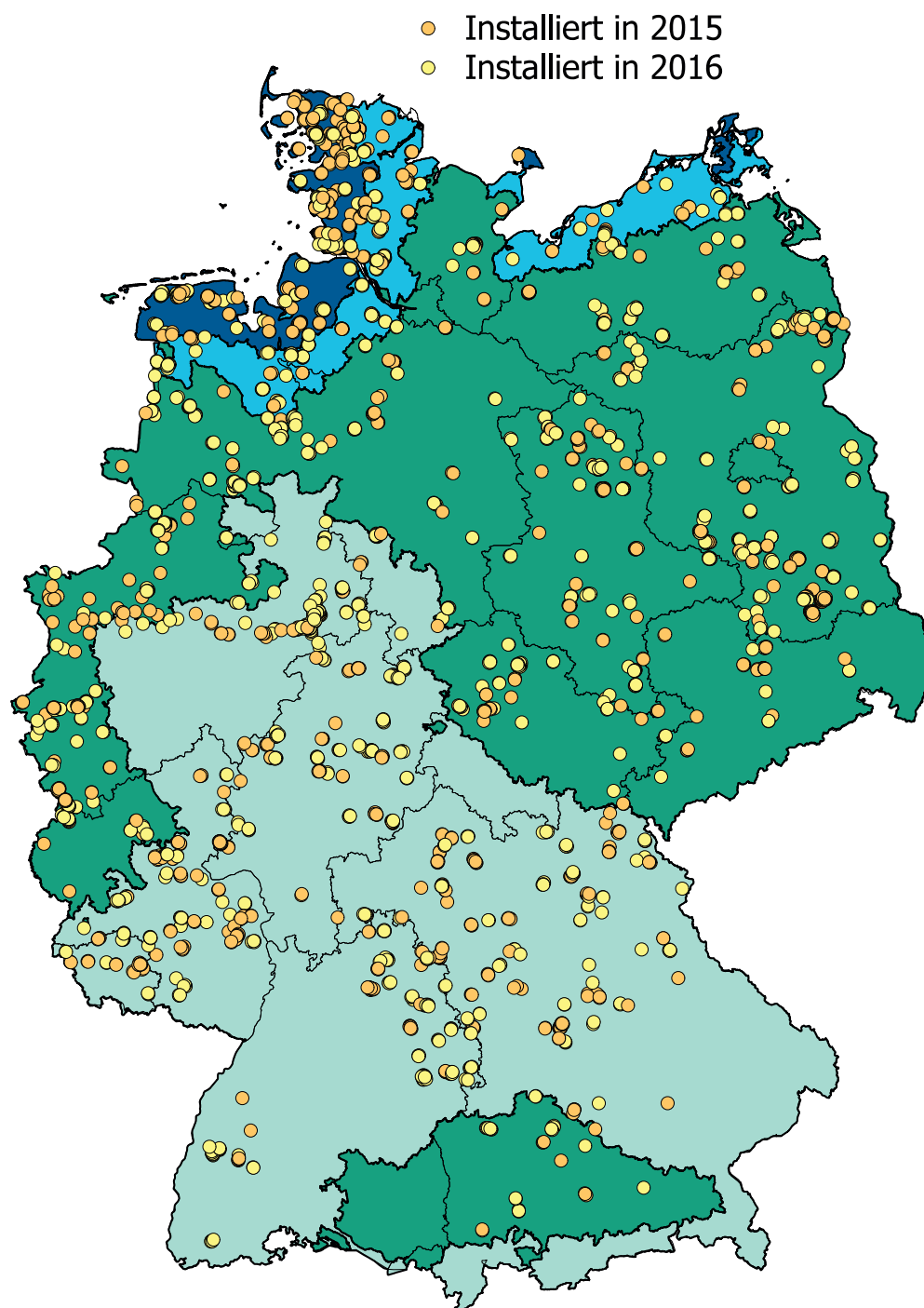


Abbildung 5.2: Installation von WEA in den verschiedenen DIBt-Windzonen. Datenquellen: [60], [9]

doppeltgespeistem Asynchrongenerator), IG (Getriebeanlage mit Asynchrongenerator), CS (Drehzahlstarre WEA) und Sonstige (Anlagentypen mit anderen Konzepten oder unzureichenden Details) unterteilt. Die Bezeichnung der Kategorie stützt sich auf das jeweils prägnanteste Merkmal des Konzeptes. Mit einem Anteil von rund 43 Prozent dominieren die direkt angetriebenen WEA des Marktführers Enercon (vgl. Abbildung 5.17). Ebenfalls stark vertreten sind Getriebeanlagen mit doppeltgespeistem Asynchrongenerator (34 Prozent) oder einem Asynchrongenerator in Kombination mit Vollumrichtern (15 Prozent). Nach einem kurzen Hoch sinkt der Anteil von WEA mit permanenterregtem Generator in 2016 weiter ab, auf nun rund 6 Prozent. Zurückgebaut wurden primär drehzahlstarre WEA (44 Prozent), sowie mit einem Anteil von jeweils rund 20 Prozent WEA mit Direktantrieb oder doppeltgespeistem Asynchrongenerator.

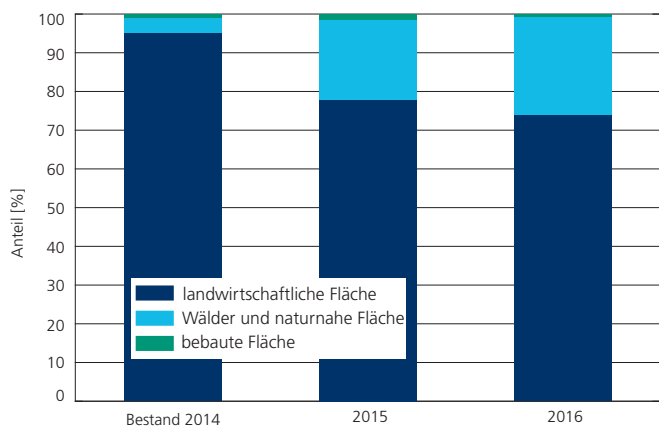


Abbildung 5.3: Verteilung des Bestandes und Zubaus von WEA auf die verschiedenen Bodenbedeckungsarten in Deutschland. Datenquellen: [61], [9], [62]

Windenergie im Wald: Bedeutung des Brandschutzes und der Brandbekämpfung

Kommt es zu einem Brand einer Windenergieanlage ist das kontrollierte Abbrennen der WEA im Regelfall die einzige Handlungsoption. Durch die Feuerwehr ist keine Brandbekämpfung im Bereich der Gondel oder des Rotors möglich, die Maßnahmen der Feuerwehr beschränken sich daher auf die Verhinderung einer Ausbreitung des Brandes auf angrenzende Bereiche. [63]

Auf landwirtschaftlich genutzten Flächen ist diese Vorgehensweise unproblematisch. In Wäldern ist die Gefahr einer Ausbreitung des Brandes (Waldbrand) jedoch grundsätzlich höher, wodurch das Brandschutzkonzept und die aktive Brandbekämpfung in den Fokus rücken. An erster Stelle steht die Vermeidung von Bränden, der Einbau eines Blitzschutzsystems ist beispielsweise Pflicht. Ebenfalls Teil des Brandschutzes kann eine sog.

Brandschutzbepflanzung zur Verringerung des Ausbreitungsrisikos sein. [64]

Doch auch eine aktive Brandbekämpfung kann als erforderlich erachtet werden. [64] Für den Fall, dass Instandhaltungspersonal vor Ort ist, sind Feuerlöscher bereitzustellen. Im Regelfall ist die WEA jedoch unbemannt. Daher empfehlen sich selbstständige, stationäre Feuerlöschanlagen. Hierbei kommen Gaslöschanlagen (CO₂ oder Inertgase) oder Wasserlöschanlagen (z.B. Feinsprühlöschtechnik) in Frage. In Verbindung mit einer frühzeitigen Branderkennung kann ein Brand so früh erkannt, bekämpft und das Abbrennen der WEA verhindert werden. [65] Neben der Umwelt wird damit auch das Investitionsobjekt WEA geschützt.

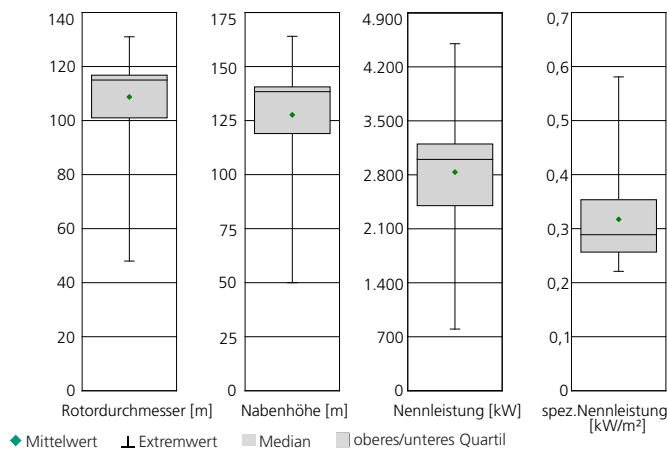


Abbildung 5.4: Boxplots von Rotordurchmesser, Nabenhöhe, Nennleistung und spezifischer Nennleistung der im Jahr 2016 installierten WEA. Datenquelle: [9]



Abbildung 5.5: Nennleistung nach Rotordurchmesser verschiedener Anlagentypen. Datenquellen: [8], [9]

Leistungsklassen. Nachdem im Jahr 2015 WEA der 3–4 MW-Leistungsklasse erstmals einen Anteil von mehr als 50 Prozent erreichten, hat sich der Trend zu leistungsstärkeren WEA weiter fortgesetzt und der Anteil dieser Klasse ist auf 58 Prozent gestiegen, siehe Abbildung 5.1b. In der Klasse der WEA ab 5 MW Leistung, welche sich auf den Anlagentyp E-126 des Herstellers Enercon beschränkt, wurden seit dem Jahr 2014 keine neuen WEA mehr errichtet. In 2016 lag die maximale Leistung bei 4500 kW, welche kurz vor Jahresende mit drei WEA des neuen Anlagentyps Gamesa G128/4500 in Niedersachsen realisiert wurde. Die mittlere Nennleistung der in 2016 installierten WEA lag bei 2,83 MW, dabei hatten 50 Prozent der WEA eine Leistung von 2,4–3,2 MW. Die gesamte Spannweite der installierten Nennleistung lag zwischen 0,8 und 4,5 MW (vgl. Abbildung 5.4).

Anlagengröße. 2016 wurden in Deutschland insgesamt 146 verschiedene Anlagentypen und Konfigurationen mit unterschiedlichen Leistungen, Rotordurchmessern und Nabenhöhen errichtet. Sowohl in Bezug auf die Leistung als auch hinsichtlich des Rotordurchmessers und der Nabenhöhe, findet eine Anpassung der verwendeten Anlagentypen an standortspezifische Bedingungen statt. Abbildung 5.4 zeigt, dass die Rotordurchmesser der 2016 zugebauten Anlagen im Bereich von 48–131 m mit einem Mittelwert von 109 m liegen. Wie der Boxplot zeigt, wurden trotz dieser großen Spannweite 50 Prozent der WEA mit einem Rotordurchmesser im engen Band von 101 m bis 115 m errichtet. Den größten Rotordurchmesser der für den Onshore-Markt konzipierten Anlagen halten, wie schon im Jahr 2015, Anlagen vom Typ Nordex N131. Der mittlere Rotordurchmesser der in 2016 zurückgebauten WEA lag im Vergleich bei 55 m.

Die in Abbildung 5.4 dargestellten technischen Eigenschaften kamen 2016 in der Praxis in vielfältigen Kombinationen zum Einsatz, siehe auch Abbildung 5.5. Als Beispiele der in 2016 installierten Anlagentypen lassen sich an dieser Stelle die Anlagentypen Enercon E-70 und GE 2.5-120 heranziehen. Während sich beide Anlagentypen mit 2,3 MW bzw. 2,5 MW in der Leistung ähnlich sind, ist der Rotordurchmesser der Anlage von GE rund 1,7 mal größer. Die vom Wind überstrichene Fläche des Rotorblattes ist sogar rund dreimal so groß.

Mit steigender Höhe nimmt die Windgeschwindigkeit je nach Standort erheblich zu. Da die im Wind enthaltene Leistung proportional zur dritten Potenz der Windgeschwindigkeit ist, hat die Nabenhöhe maßgeblichen Einfluss auf den Ertrag der WEA. 2016 lag die Nabenhöhe der errichteten WEA zwischen 50 und 164 m (siehe Abbildung 5.4). Die höchste in 2016 errichtete WEA war eine Anlage vom Typ Nordex N131 mit einer Nabenhöhe von 164 m. Damit wurde in 2016 auch der noch aus dem Jahr 2006 stammende Höhenrekord von 160 m eingestellt, siehe Abbildung 5.6. Auch die maximale Gesamthöhe einer WEA bis zur Flügelspitze hat sich somit auf rund 230 m erhöht. Im Mittel hatten die neu errichteten WEA eine Nabenhöhe von 127 m, dabei lagen 50 Prozent der WEA zwischen 119 und 141 m. Gleichzeitig resultieren die an bestimmten Standorten existierenden Höhenbeschränkungen in den teilweise niedrigen Nabenhöhen neu errichteter WEA.

Wird die Nabenhöhe in Bezug zur jeweiligen DIBt-Windzone des Standorts gesetzt (siehe Abbildung 5.7), zeigt sich, dass sich der Zubau von WEA mit kleiner Nabenhöhe weitgehend auf die Windzonen II,III und IV beschränkt. In den Windzonen I und II sind hauptsächlich große Nabenhöhen zu finden. Da an der Küste schon in geringeren Höhen starke Windgeschwindigkeiten vorherrschen, können die Anlagen dort bereits mit niedrigeren Nabenhöhen einen hohen Ertrag erzielen. Durch eine höhere Oberflächenrauigkeit werden im Mittelgebirge gute Windgeschwindigkeiten erst in besonders großen Höhen erreicht.

Einhergehend mit dem Trend zu Anlagen mit größeren Dimensionen, steigt auch die durchschnittliche Anlagenleistung weiter kontinuierlich an. Mit rund 2,83 MW wuchs die durchschnittliche Leistung der 2016 errichteten WEA ggü. 2015 um 4,1 Prozent. Die 2016 errichteten Anlagen haben im Mittel einen Rotordurchmesser von rund 109 m (+4,3 Prozent ggü. 2015) und eine Nabenhöhe von rund 128 m (4,8 Prozent ggü. 2015). Das kurze Einknicken der mittleren Nabenhöhe im Jahr 2014 bleibt damit eine Ausnahme.

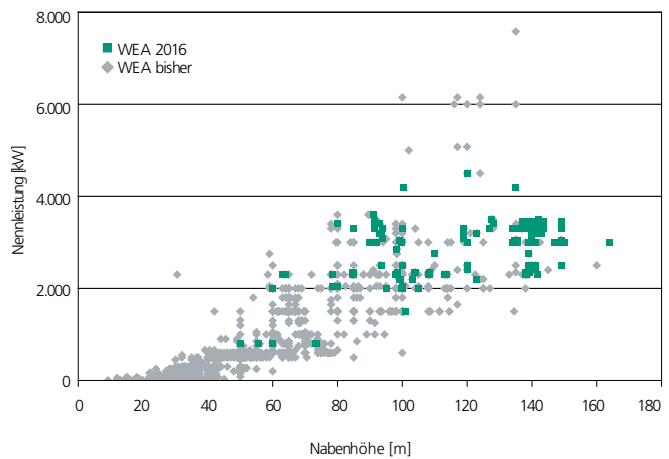


Abbildung 5.6: Nennleistung nach Nabenhöhe verschiedener Anlagentypen und Konfigurationen. Datenquellen: [8], [9]

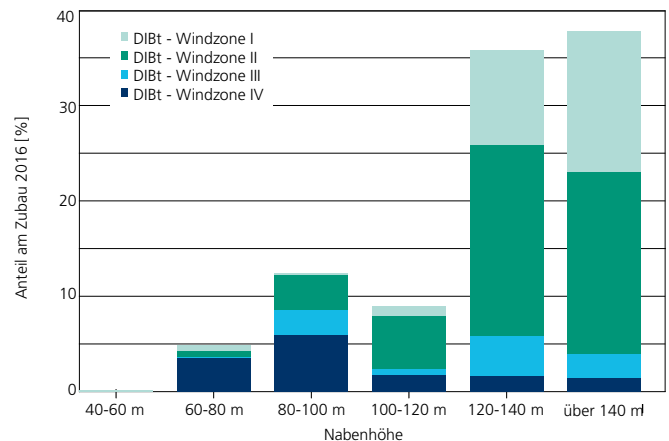


Abbildung 5.7: Anteile der verschiedenen Nabenhöhen am Zubau und den DIBt-Windzonen. Datenquellen: [9], [60]

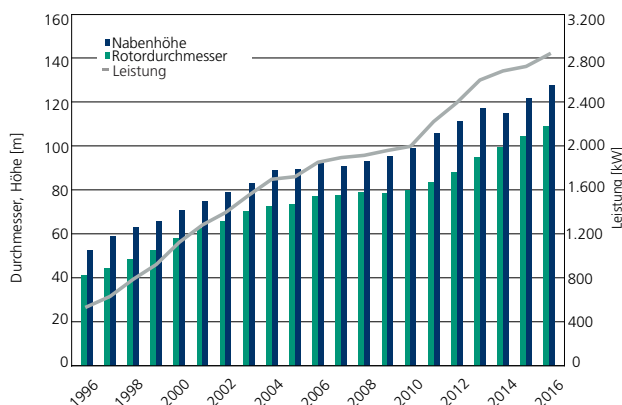


Abbildung 5.8: Zeitliche Entwicklung der Anlagendimensionen.

Datenquellen: [8], [9]

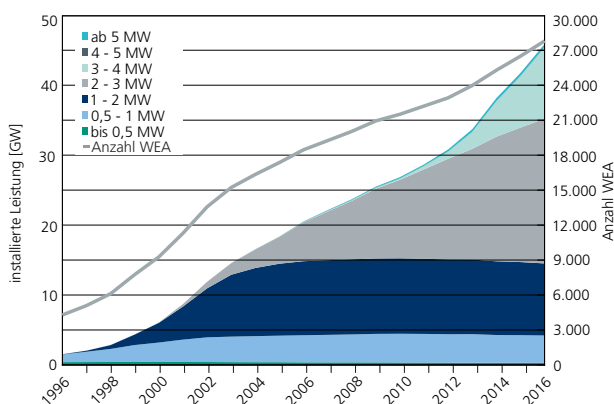


Abbildung 5.9: Kumulierte Darstellung der installierten Leistung und Anzahl der Onshore-WEA. Datenquellen: [8], [9]

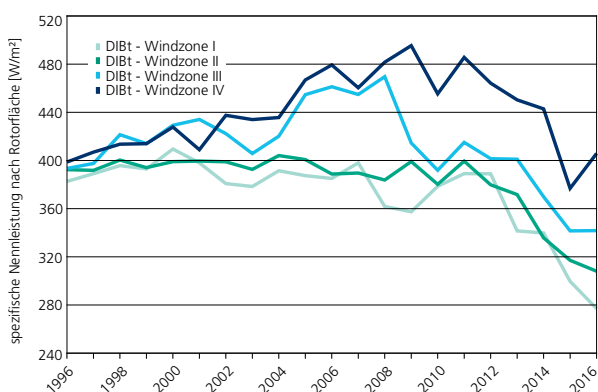


Abbildung 5.10: Zeitliche Entwicklung der spezifischen Nennleistung innerhalb der unterschiedlichen DIBt-Windzonen.

Datenquellen: [8], [9], [60]

Mit einer durchschnittlichen Nennleistung von 1,65 MW wuchs die mittlere Leistung des deutschen Anlagenbestandes um rund 5 Prozent ggü. 2015 an (vgl. Abbildung 5.9). Nach einer langen konstanten Phase geht der Leistungsbestand von Anlagen mit Leistungen unterhalb von 2 MW mittlerweile kontinuierlich zurück. Weiterhin gewachsen sind in 2016 die Bestände in der 2–3 MW-Klasse und insbesondere in der 3–4 MW-Klasse. Mit einem Leistungsbestand von 10 221 MW wuchs diese Klasse innerhalb des Jahres 2016 um rund 38 Prozent. Die insgesamt leistungsstärkste Kategorie ist mit 20 689 MW nach wie vor die der Anlagen mit 2–3 MW. In der Klasse der leistungsstärksten Anlagen (5 MW und mehr) gab es seit dem Jahr 2014 keinen Zubau mehr.

Stark- und Schwachwindanlagen. Die Differenzierung in Anlagen für Standorte mit besseren Windbedingungen (Starkwindanlagen) und Standorte mit weniger vorteilhaften Bedingungen (Schwachwindanlagen), wie sie auch in Abbildung 5.5 und Abbildung 5.6 erkennbar ist, lässt sich in der durchschnittlichen spezifischen Leistung pro Quadratmeter Rotorfläche für die jeweiligen Windzonen wiederfinden sowie anhand der unterschiedlichen Entwicklung der Turmhöhen erkennen. Abbildung 5.10 zeigt die zeitliche Entwicklung des Mittelwerts dieser Kenngröße in den vier unterschiedlichen DIBt-Windzonen. In der Planung werden die Anlagentypen entsprechend des verfügbaren Winddargebots ausgewählt. In Windzone I haben die WEA im Schnitt mit 277 W/m² die niedrigste spezifische Nennleistung, in Windzone IV mit 406 W/m² die höchste. Die Windzonen II und III liegen dazwischen mit 308 W/m² bzw. 341 W/m². Während die spezifische Nennleistung der Anlagen in den Windzonen I und II weiterhin sinkt, sind die spezifischen Nennleistungen in den Windzonen III und IV zuletzt wieder gestiegen.

Eine entsprechende Entwicklung zeigt sich auch bei der Nabenhöhe. Ins Verhältnis zur Nennleistung der jeweiligen WEA gesetzt, kann ebenfalls eine spezifische Nennleistung [kW/m] bestimmt werden. Erwartungsgemäß fällt diese in der Windzone IV mit 30,5 kW/m deutlich höher aus als in Windzone I mit 19,9 kW/m. Die Windzonen II und III liegen mit 21,9 kW/m bzw. 24,6 kW/m nur knapp neben den Randwerten. Trotz der

zunehmenden Nabenhöhen ist an dieser Stelle, aufgrund der zusätzlichen Abhängigkeit von der Nennleistung, derzeit kein klarer Trend bei der Entwicklung auszumachen, siehe auch Abbildung 5.11.

Projektgröße. Bei Betrachtung immer neuer Rekordmeldungen zu den Projektgrößen in Nord- und Südamerika, Asien oder Osteuropa, mit teils weit über 100 WEA pro Projekt, erscheinen die in Deutschland realisierten Projekte relativ klein. Zwar existieren auch in Deutschland Windparks bzw. Windfelder mit hohen zweistelligen Anlagenzahlen, diese setzen sich jedoch aus mehreren, teils mit großen zeitlichen Abständen, realisierten Projekten zusammen. Wie Abbildung 5.12 zeigt, bestehen die meisten der 2016 realisierten Projekte aus nur 1–2 WEA, große Projekte mit mehr als 8 WEA machen dagegen weniger als 10 Prozent der Projekte aus. Die meisten WEA werden trotzdem in Projekten mit einer Größe von mehr als 8 WEA installiert. Als Gründe für die relativ kleinen Projekte sind primär die dichte Besiedlung Deutschlands sowie die insbesondere im Binnenland komplexe Orographie anzuführen. Die Entwicklung immer größerer Anlagendimensionen führt außerdem tendenziell zu zahlenmäßig kleineren Projekten.

Altersstruktur. Zum Ende 2016 haben 3146 der in Deutschland installierten WEA die angenommene Lebensdauer von 20 Jahre überschritten. Dies entspricht etwa 11,3 Prozent des Anlagenbestandes, allerdings nur 2,5 Prozent der Nennleistung (durchschnittlich 360 kW), vgl. Abbildung 5.13. Da bis zum August 2014 jedoch keine vollständigen Angaben über den Rückbau von WEA vorliegen, sind die genannten Zahlen tendenziell zu hoch. Der zu erwartende Abbau dieser Anlagen hat somit nur einen sehr geringen Einfluss auf die installierte Windleistung. Vielmehr könnten die Standorte dieser Anlagen durch Repoweringmaßnahmen genutzt werden, um neuere und leistungsstärkere Anlagen zu errichten, sofern die aktuellen Planungsvorgaben dies an den Standorten zulassen.

Rückbau und Repowering. Mit der Alterung des Anlagenbestandes unweigerlich verknüpft ist der kontinuierliche Rückbau bzw. Ersatz bestehender WEA. Während es in der Vergangenheit

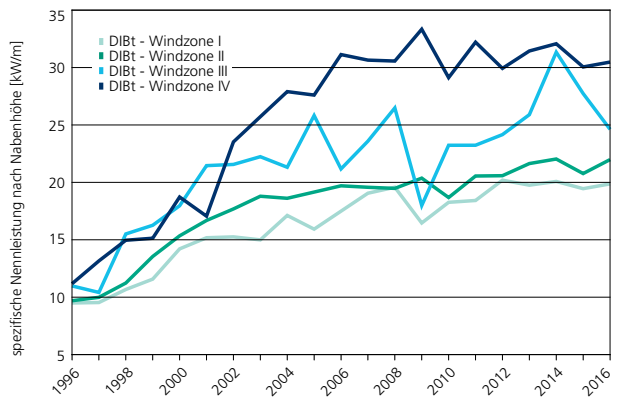


Abbildung 5.11: Zeitliche Entwicklung der Nennleistung in Bezug zur Nabenhöhe innerhalb der unterschiedlichen DIBt-Windzonen.

Datenquellen: [8], [9], [60]

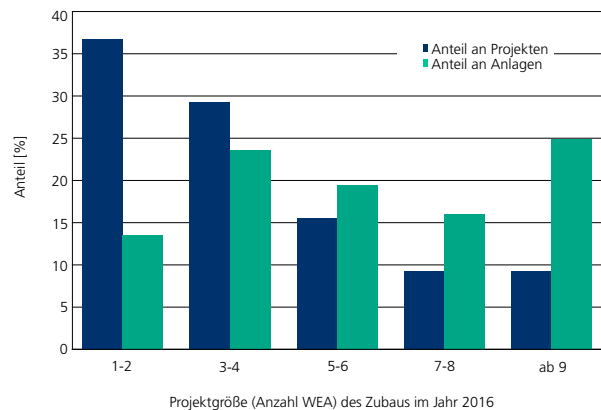


Abbildung 5.12: Projektgröße zu den im Jahr 2016 realisierten WEA.

Datenquelle: [9]

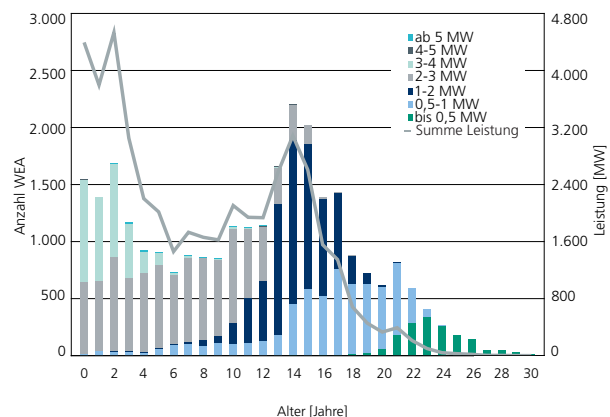


Abbildung 5.13: Altersstruktur der WEA nach installierter Leistung.

Datenquellen: [8], [9]

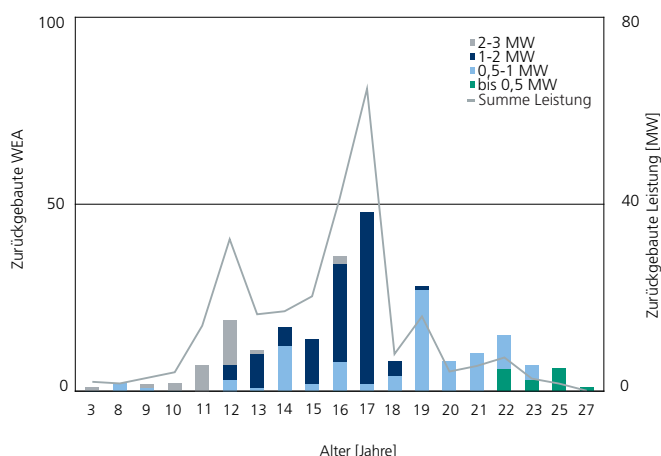


Abbildung 5.14: Altersstruktur der im Jahr 2016 zurückgebauten WEA. Datenquelle: [9]

eine Förderung des Repowerings durch das EEG gab, erfolgt seit August 2014 der Rückbau von WEA nur noch Aufgrund des Anlagenzustandes oder weil der Standort mit einer modernen WEA lohnenswerter genutzt werden kann [66].

Im Jahr 2016 wurden insgesamt 242 WEA mit einer Gesamtleistung von 262 MW zurückgebaut bzw. stillgelegt, siehe Abbildung 5.14. Trotz des entfallenen Repoweringbonus haben die meisten (rund 81 Prozent) der stillgelegten WEA das 20. Betriebsjahr nicht vollendet. Vor diesem Hintergrund ist der hohe Anteil von WEA der 1–2 MW-Klasse an den stillgelegten WEA nicht verwunderlich. Entsprechend der hohen Bandbreite des Alters der außer Betrieb genommenen WEA zeigen auch die Boxplots der technischen Eigenschaften in Abbildung 5.15 insbesondere bei Rotordurchmesser und Nennleistung eine große Spannweite.

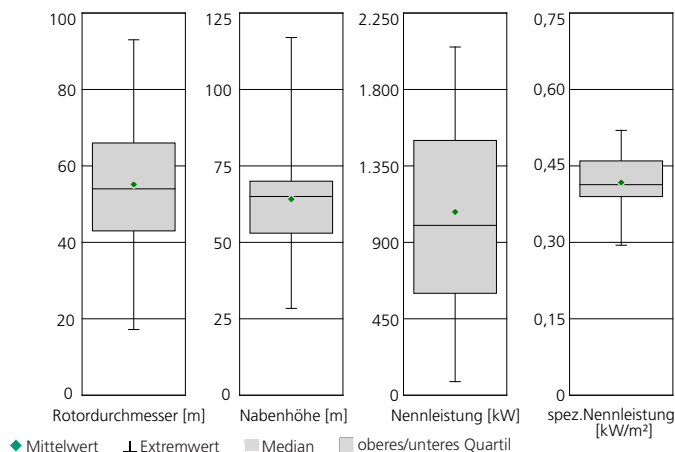


Abbildung 5.15: Technische Eigenschaften der im Jahr 2016 zurückgebauten WEA. Datenquelle: [9]

Insgesamt 219 der in 2016 errichteten WEA mit einer Gesamtleistung von 614 MW wurden als Ersatz für zurückgebaute WEA ausgewiesen. Da die Stilllegungen der hierbei ersetzen Anlagen zum Teil auch bereits in 2015 erfolgt sein können, ist ein direkter Vergleich der Zahlen zum Rückbau und Repowering nur von begrenzter Aussagekraft.

Anlagenhersteller. Der deutsche Anlagenbestand (vgl. Abbildung 5.16) setzt sich aus einer Vielzahl verschiedener Hersteller zusammen. 24 dieser Hersteller weisen einen Bestand von mindestens 10 WEA auf. Rund 95 Prozent des Anlagenbestandes stammt jedoch von sieben Herstellern. Eine besondere Stellung nehmen die Hersteller Enercon und Vestas ein (18 086 Anlagen, 65 Prozent).

Die Marktanteile beim Anlagenzubau 2016 konzentrieren sich im Wesentlichen auf fünf Anlagenhersteller, siehe Abbildung 5.17. Mit 659 Anlagen wurden in 2016 43 Prozent der installierten WEA von Enercon geliefert, gefolgt von Vestas mit 326 Anlagen (21 Prozent). Die Plätze 1 und 2 sind damit

weiterhin fest in den Händen von Enercon und Vestas. Während die Hersteller Nordex und GE Energy ihre Position festigen konnten und sich um je einen Platz in der Rangliste verbesserten, ist der Marktanteil von Senvion gegenüber 2015 deutlich zurückgegangen. Erstmals seit dem Jahr 2011 waren in 2016 wieder WEA der Firma FWT energy (ehemals Fuhrländer) am deutschen Markt relevant.

Windressourcen

Ertragsindex. Die bedeutendste externe Einflussgröße für WEA an Land ist die Windgeschwindigkeit. Sie variiert ständig und ist damit eine der zentralen technischen und wirtschaftlichen Unsicherheiten bei der Windenergienutzung. Abgesehen von kurzzeitigen Fluktuationen kommt es auch zu deutlichen Abweichungen der Jahreswerte von den langjährigen Mittelwerten. Geografisch und topografisch bedingte regionale Unterschiede kommen hinzu. Eine Einordnung eines spezifischen Jahres in den längerfristigen Verlauf der Windbedingungen wird damit unumgänglich. Hierzu eignet sich besonders ein Ertragsindex, bei dem die Windbedingungen mit den technischen Daten einer WEA verknüpft werden und die Unterschiede zwischen den Windjahren greifbar werden. Abbildung 5.18 zeigt den Ertragsindex 2016 für Europa im Verhältnis zum 20-jährigen Mittelwert auf Basis der Ertragsberechnung für eine exemplarische WEA vom Typ Vestas V90 mit 100 m Nabenhöhe und 2 MW Nennleistung. Die Berechnung des Ertragsindex erfolgt durch eine Verfeinerung von Reanalysedaten mit Hilfe eines 3-dimensionalen atmosphärischen Strömungsmodells sowie der Verifikation der Ergebnisse anhand von Wind- und Ertragsdaten. Der Ertragsindex 2016 zeigt für Nordeuropa sowie weite Teile Südeuropas stark unterdurchschnittliche Windbedingungen. Besonders betroffen sind Deutschland, Österreich, Tschechien sowie Teile Polens und Frankreichs. Auch die Standorte der deutschen Offshore-Windparks in Nord- und Ostsee haben in 2016 unterdurchschnittliche Windbedingungen gesehen.

Abbildung 5.18 (rechts): Ertragsindex 2016 (20x20 km Auflösung) für Europa im Verhältnis zum 20-jährigen Mittel auf Basis von MERRA-2-Daten. Quelle: [67]

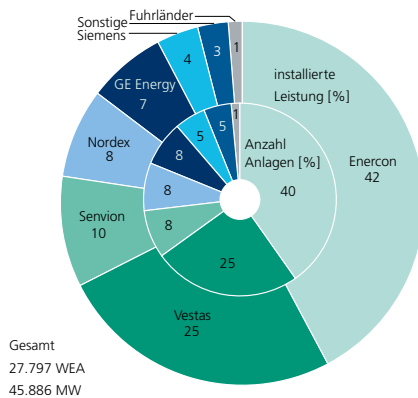


Abbildung 5.16: Marktanteil der Anlagenhersteller in Deutschland, Basis Anlagen in Betrieb bis Ende 2016. Datenquellen: [8], [9]

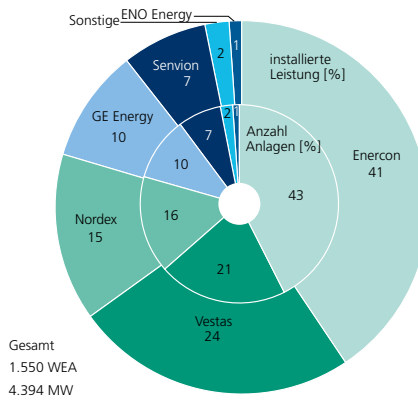
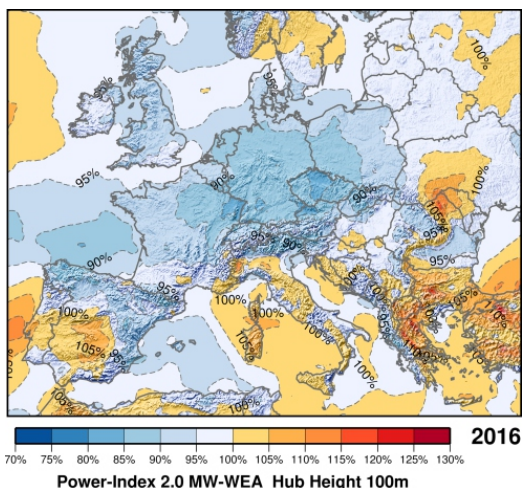


Abbildung 5.17: Marktanteil der Anlagenhersteller in Deutschland, Zubau 2016. Datenquelle: [9]



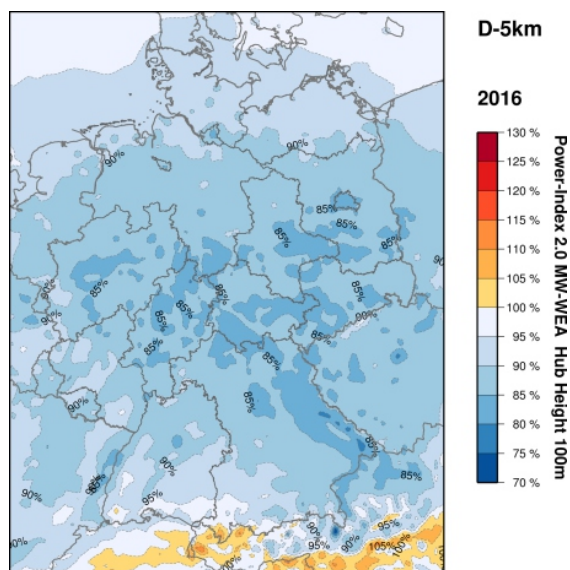


Abbildung 5.19: Ertragsindex 2016 (5x5 km Auflösung) für Deutschland im Verhältnis zum 20-jährigen Mittel auf Basis von NCEP/NCAR-Daten. Quelle: [67]

Einen für Deutschland höher aufgelösten Ertragsindex zeigt Abbildung 5.19. Im flächenmäßig größten Teil Deutschlands lag der Ertragsindex im Jahr 2016 zwischen 85 Prozent und 90 Prozent des langjährigen Mittels, in weiten Teilen jedoch auch zwischen 80 Prozent und 85 Prozent. Insbesondere im komplexen Gelände der Mittelgebirgslagen zeigen sich tendenziell für 2016 niedrigere Erträge als im langjährigen Mittel. Nach dem ertragsstarken Jahr 2015 ist das Jahr 2016, wie auch das Jahr 2014, insgesamt als windschwaches Jahr einzuordnen.

Erwartete lokale Windbedingungen. Entscheidend für den Ertrag und die Wirtschaftlichkeit der einzelnen WEA sind die spezifischen Windbedingungen am jeweiligen Standort. In der Planungsphase werden daher sogenannte Windgutachten erstellt, auf deren Basis die weitere Planung und Kalkulation der Projekte erfolgt. Grundlage der Windgutachten sind in der Regel Windmessungen oder historische Daten benachbarter Anlagen. Durch den Abgleich mit langfristigen Daten, beispielsweise einem Wind- oder Ertragsindex, wie in Abbildung 5.18 dargestellt, erfolgt eine Abschätzung der langfristigen Windbedingungen am Standort.

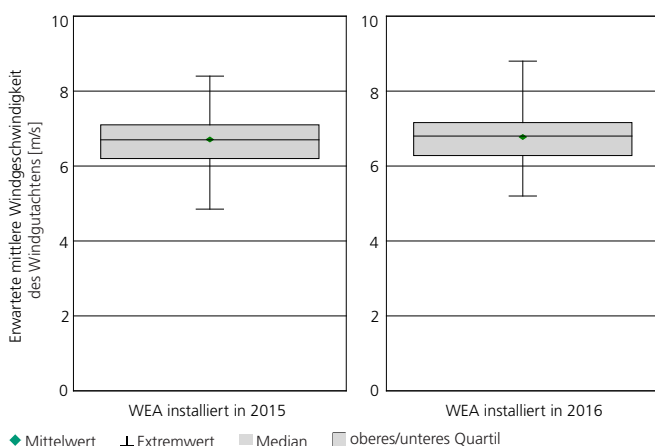


Abbildung 5.20: Erwartete Windbedingungen der Windgutachten an den Standorten neu installierter WEA. Datenquelle: [9]

Der Boxplot in Abbildung 5.20 zeigt die erwartete mittlere Windgeschwindigkeit aus den Windgutachten der in den Jahren 2015 und 2016 errichteten WEA. In beiden Jahren wurden 50 Prozent der Projekte bei erwarteten mittleren Windgeschwindigkeiten zwischen 6,2 und 7,1 m/s realisiert. Der Mittelwert der mittleren Windgeschwindigkeiten ist für die in 2016 installierten WEA mit 6,77 m/s gegenüber 6,71 m/s in 2015 leicht gestiegen. Die Gründe für Änderungen zwischen den verschiedenen Jahren sind vielfältig. Neben der Qualität der verfügbaren Standorte und der gewählten Nabhöhen können auch Änderungen am Wind-/Ertragsindex oder der Prognosemodelle zu abweichenden Ergebnissen führen.

WINDMESSUNG MITTELS FLUGDROHNEN

Beim Ausbau der Windenergie an Land werden komplexe Standorte in Mittelgebirgsregionen und Wäldern immer häufiger. Eine genaue Kenntnis der Windbedingungen an diesen Standorten ist daher besonders wichtig.

Zur Windmessung kommen heute meist Messmasten und LiDAR-Geräte zum Einsatz. Mit einem Messmast lässt sich die Windgeschwindigkeit sehr genau bestimmen, der Einsatz ist jedoch auf einen ausgewählten Standort begrenzt. LiDAR-Geräte lassen sich deutlich einfacher versetzen, durch eine Kombination mehrerer Geräte wurden in Forschungsvorhaben außerdem bereits Windfelder vermessen. Im komplexen Gelände bedarf es zur

Korrektur der LiDAR-Messung jedoch einer ergänzenden CFD-Simulation.

Zur Messung des tatsächlichen Windfeldes bzw. der Strömungsbedingungen an einem komplexen Standort lassen sich auch unbemannte Flugdrohnen einsetzen, welche beliebige Positionen eines Standorts vermessen können. Die so gewonnenen Daten können auch zur Validierung der Rechenmodelle eingesetzt werden.

Im Special Report »Fliegende Messsysteme« werden ab Seite 72 die entsprechenden Forschungsarbeiten und Erkenntnisse der Universitäten Stuttgart und Tübingen vorgestellt.

Betriebsergebnisse

Volllaststunden. Wird der Jahresertrag einer WEA durch ihre Nennleistung dividiert, erhält man die Anzahl der Stunden die ebene WEA theoretisch bei voller Leistung betrieben werden muss um den Jahresenergieertrag bilanziell zu erreichen. Diese sog. Volllaststunden ermöglichen durch die Normierung auf die Leistung den Vergleich zwischen verschiedenen Standorten, Anlagen oder Jahren. Deutsche Onshore-WEA erreichten in 2016 nach vorläufigen Daten etwa 1553 Volllaststunden (vgl. Abbildung 5.21) und liegen damit wieder deutlich niedriger als im sehr ertragsstarken Jahr 2015. Die vorläufigen Volllaststundenzahlen für 2016 basieren auf den Hochrechnungsdaten der ÜNB. In der Vergangenheit wurden die tatsächlichen Erträge durch die Hochrechnungsdaten sowohl deutlich unter- als auch überschätzt. Gleichzeitig liegt die Volllaststundenzahl auch unter dem 5-Jahres-Mittel (1625 Volllaststunden) sowie dem 10-Jahres-Mittel (1651 Volllaststunden). Der Einfluss der unterjährig installierten Leistung führt in 2016 zu einer Unsicherheit von rund 11 Prozent. Insgesamt wird das durch den Ertragsindex in Abbildung 5.19 zu erwartende schwache Windjahr durch die vorläufigen Volllaststunden des deutschen Anlagenparks bestätigt.

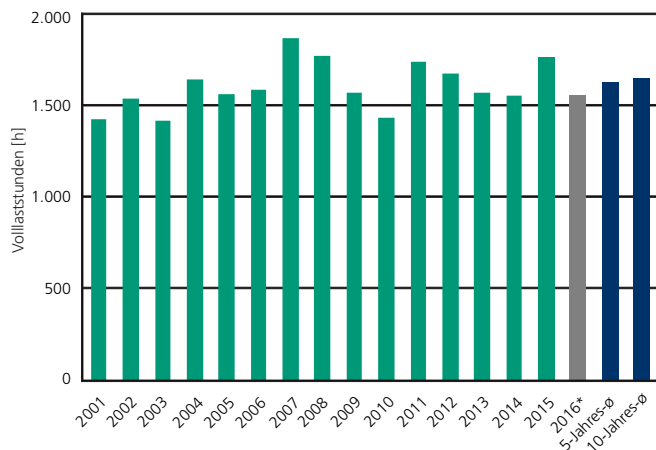


Abbildung 5.21: Entwicklung der Onshore-Volllaststunden für Gesamtdeutschland. Datenquellen: [8], [9], [68], [44, 47–49]

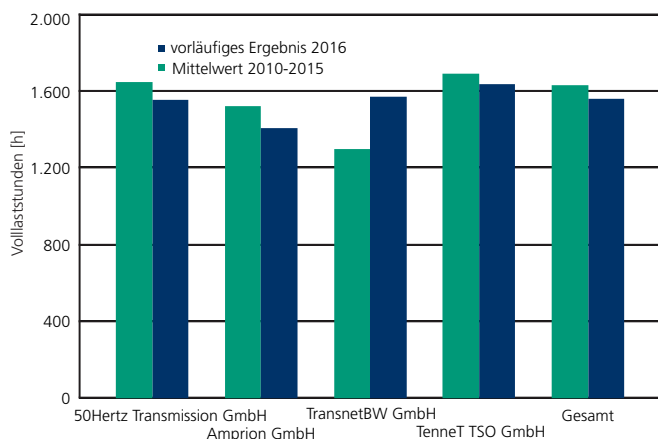


Abbildung 5.22: Volllaststunden in den vier Regelzonen der ÜNB (2010–2015). Datenquellen: [8], [9], [68], [44, 47–49]

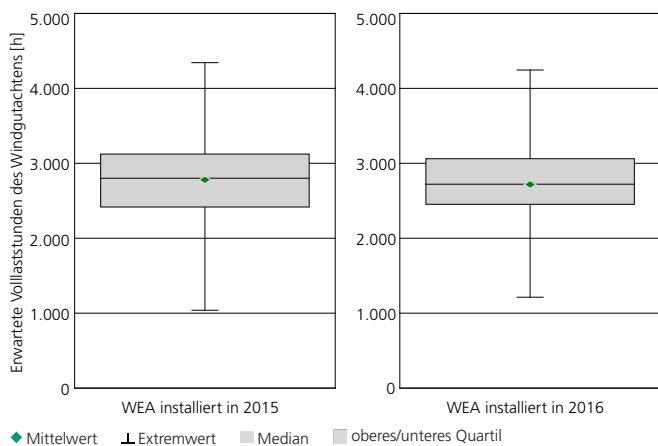


Abbildung 5.23: Erwartete Volllaststunden der installierten WEA. Datenquelle: [9]

Abbildung 5.22 zeigt die mittleren historischen Volllaststunden in den Regelzonen der ÜNB im Vergleich zu den vorläufigen Volllaststunden des Jahres 2016. WEA, die in der Regelzone des ÜNB TenneT errichtet wurden, erreichten im Durchschnitt über die Jahre 2010–2015 mit 1689 Volllaststunden die höchsten Werte. Mit durchschnittlichen 1648 Volllaststunden erreichten Anlagen in der Regelzone von 50Hertz die zweithöchsten Volllaststunden. Der Grund für die Unterschiede zwischen den verschiedenen Netzbetreibern liegt primär in der unterschiedlichen Standortqualität in den vier Regelzonen. So handelt es sich beispielsweise bei der Regelzone von TransnetBW ausschließlich um Binnenlandstandorte. Eine große Unsicherheit in der Angabe der Volllaststundenzahl für die Regelzone von TransnetBW resultiert aus der Steigerung der Windenergieleistung in dieser Zone um fast 44 Prozent im Jahr 2016. Der starke Zubau von Schwachwindanlagen in dieser Regelzone erklärt auch die Steigerung der Volllaststunden gegenüber dem langjährigen Mittelwert.

Einen deutlichen Kontrast zu den in 2016 vom deutschen Anlagenbestand erreichten Volllaststunden bilden die erwarteten mittleren Volllaststunden der in 2016 neu errichteten WEA. Mit 2721 h liegen die erwarteten Volllaststunden der neuen WEA um den Faktor 1,7 höher als das 10-Jahres-Mittel des Anlagenbestandes. Der Boxplot in Abbildung 5.23 zeigt, dass 50 Prozent der in 2016 errichteten WEA im langjährigen Mittel Volllaststunden zwischen 2450 und 3060 h erreichen sollen. Beim Vergleich mit den erwarteten mittleren Windgeschwindigkeiten der Windgutachten (Abbildung 5.20) ist auffällig, dass die erwarteten Volllaststunden der in 2016 installierten WEA gegenüber den in 2015 installierten WEA sinken, während die erwarteten mittleren Windgeschwindigkeiten leicht steigen.

Investitionskosten. Die Kosten zur Errichtung von WEA werden sich in Haupt- (Gondel, Turm, Rotorblätter, Transport und Installation der Anlage) und Nebeninvestitionskosten unterteilt. Die nachfolgenden Zahlen (siehe Abbildung 5.24) zu Investitionskosten stammen aus einer in 2015 aktualisierten Studie der Deutschen WindGuard. Es werden die Ergebnisse zu den in Deutschland am häufigsten aufgestellten Anlagentypen vorge-

stellt, welche sich in den Leistungsklassen von 3 MW bis 4 MW befinden und eine Nabenhöhe zwischen 120 m und 140 m aufweisen. Die mittleren Hauptinvestitionskosten belaufen sich auf rund 1180 €/kW, was einem Anteil von 75 Prozent der Gesamtinvestitionskosten entspricht. Mit Nebeninvestitionskosten i. H. v. 387 €/kW ergeben sich Gesamtinvestitionskosten von etwa 1567 €/kW. Abhängig vom jeweiligen Projekt und Standort sind deutliche Abweichungen möglich.[69]

Betriebskosten. Im Betrieb von Windenergieanlagen entstehen klassische Fixkosten, etwa für die Pacht des Grundstückes, für Versicherungsbeiträge, Geschäfts- und Betriebsführung und sonstige Verwaltungskosten. Die Kosten für Wartung und Reparaturmaßnahmen verhalten sich zu einem Teil fix, zum anderen Teil nutzungs- und belastungsabhängig. Je nach Art des Servicevertrags werden die Instandhaltungskosten durch regelmäßige Zahlungen getragen. Dem Betreiber wird dafür eine Mindest-Verfügbarkeit garantiert. Die Höhe der Zahlungen hängt auch davon ab, ob große Reparaturen oder der Tausch von Großkomponenten im Vertrag mit eingeschlossen sind.

Höhe und Zusammensetzung der Betriebskosten veranschaulicht Abbildung 5.25. Die Auswertung basiert auf der Sammlung von 1410 Jahresabschlüssen aus den Jahren 2000 bis 2013 von 219 Windenergiebeteiligungsgesellschaften des Steuerberaters Werner Daldorf. Dabei liegt der Schwerpunkt der Daten auf Parks, die in den Jahren 1998 bis 2006 in Betrieb genommen wurden. Die nominalen Kosten aus den jeweiligen Jahren wurden mit dem Verbraucherpreisindex auf den Kostenstand 2016 verteuert.

Die Betriebskosten steigen nach dem Ablauf der Garantie in den ersten Jahren deutlich an. Etwa ab dem 7. Betriebsjahr machen die Wartungs- und Reparaturkosten mehr als die Hälfte der Betriebskosten aus. Bezogen auf die Nennleistung liegen die Betriebskosten in den ersten Jahren bei 30 €/kW und erreichen etwa ab dem 6. Jahr ein Niveau von 50 €/kW (vgl. Abbildung 5.25). Für eine Abschätzung der Kostenentwicklung in den letzten Betriebsjahren ist die Datengrundlage bisher noch nicht ausreichend.

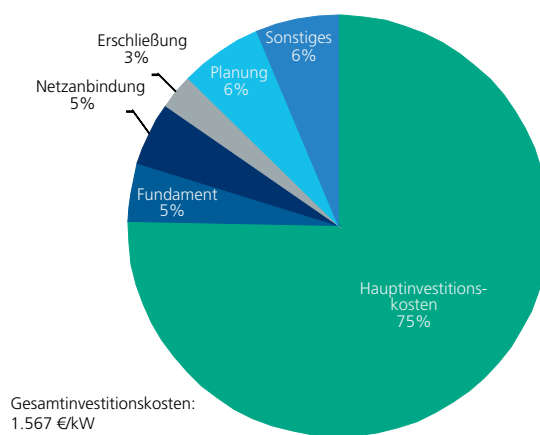


Abbildung 5.24: Verteilung der mittleren Gesamtinvestitionskosten (Anlage 3–4 MW, 120 m – 140 m Nabenhöhe). Datenquelle: [69]

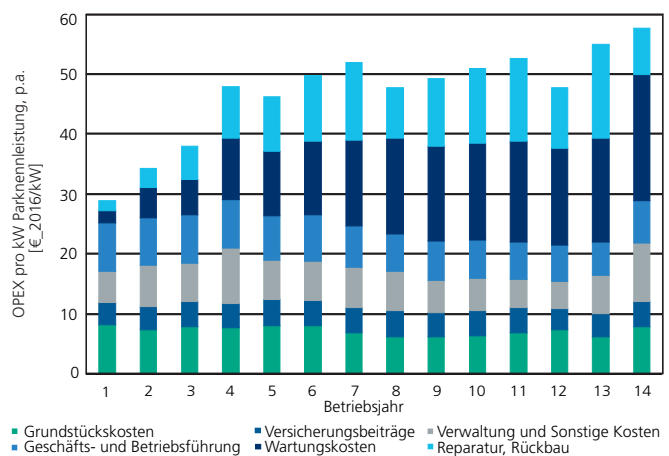


Abbildung 5.25: Betriebskosten bezogen auf die Nennleistung, Kostenstand 2016 angepasst. Datenquelle: [70]

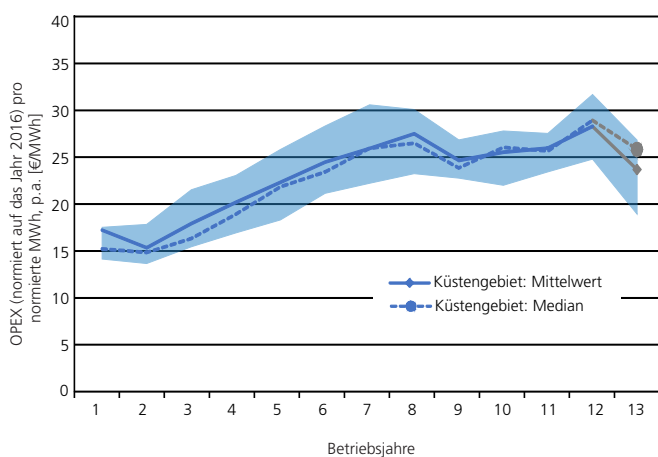


Abbildung 5.26: Betriebskosten an Küstenstandorten. Datenquelle: [70]

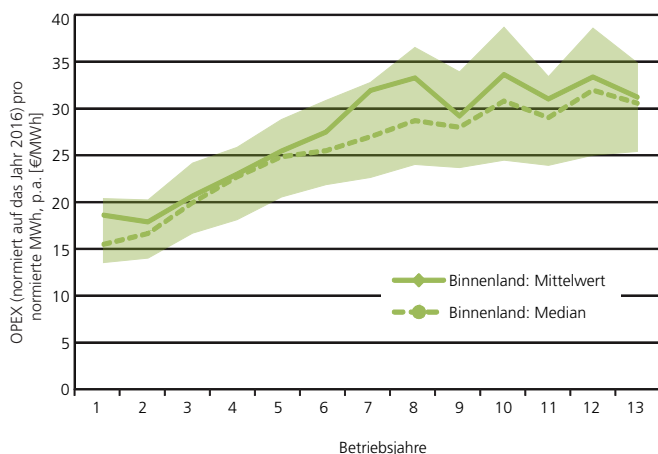


Abbildung 5.27: Betriebskosten an Binnenlandstandorten. Datenquelle: [70]

Abbildung 5.26 und Abbildung 5.27 zeigen anhand derselben Datengrundlage die Betriebskosten bezogen auf den erzeugten Windstrom für Standorte in Küstengebieten bzw. im Binnenland. Durch die farbigen Bänder um Median und Mittelwert sind die Quartile dargestellt, das heißt, die Betriebskosten der Hälfte der Anlagen liegen innerhalb der dargestellten Bandbreite.

Die Betriebskosten beginnen für beide Standortkategorien bei etwa 15 €/MWh, steigen in den kommenden Betriebsjahren und erreichen etwa ab dem achten Jahr ein stabiles Niveau. Dieses liegt für Küstenstandorte bei 25 €/MWh, während die Streuung an Binnenlandstandorten breiter ist und Werte zwischen 25 €/MWh und 35 €/MWh erreicht werden. Der Grund für die niedrigeren Betriebskosten in den windhöffigeren Küstengebieten ist insbesondere eine Fixkostendegression über die höheren Winderträge.

Stromgestehungskosten. Die Stromgestehungskosten berücksichtigen die Investitions-, Betriebs- und Finanzierungskosten sowie den erzeugten Windstrom über den gesamten Projektzeitraum. Damit bilden sie Aufwand und Erträge des gesamten Lebenszyklus ab. Die Erträge hängen wesentlich von den Windbedingungen am Standort ab. Die Deutsche Wind Guard gibt für Projekte, die in 2016/17 realisiert wurden, eine Kostenspanne von 9,6 ct/kWh für schwache Standorte und bis hin zu 5,3 ct/kWh bei einer Standortqualität von 150 Prozent an. Die Zahlen liegen jeweils etwa 1 ct/kWh unter den in einer früheren Studie für 2012/13 ermittelten Werten. Treiber der fallenden Stromgestehungskosten waren ein Rückgang der Investitionskosten, höhere Erträge durch optimierte Anlagentechnik [69], eine Absenkung der spezifischen Leistung (vgl. Abbildung 5.10) sowie niedrige Finanzierungskosten durch niedrige Zinsen und geringe Eigenkapitalanforderungen.

Rechtliche und finanzielle Rahmenbedingungen

Erneuerbare-Energien-Gesetz. In Deutschland wurde die Einspeisevergütung zunächst durch das Anfang 1991 in Kraft getretene Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) geregelt. Die Höhe der Vergütung betrug seinerzeit mindestens 90 Prozent des Durchschnittserlöses je Kilowattstunde aus der Stromabgabe von Elektrizitätsversorgungsunternehmen an alle Letztverbraucher. Im April 2000 wurde das StrEG durch das EEG abgelöst. Dieses wurde mittlerweile vielfach novelliert und im Jahr 2016 mehrfach geändert, zuletzt am 22. Dezember 2016. Die maßgeblichen Änderungen erfolgten in 2016 mit dem am 8. Juli 2016 durch den Bundestag beschlossenen »Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien«, welches am 1. Januar 2017 in Kraft getreten ist und nun als EEG 2017 bezeichnet wird. [17]

Ausschreibungsverfahren. Kern der nach langen Diskussionen verabschiedeten Änderung des EEG ist der Umstieg auf ein Ausschreibungsverfahren zur Festlegung der Vergütungssätze und Steuerung des Zubaus von Windenergieanlagen. Während bei Photovoltaikanlagen bereits in den Jahren 2015 und 2016 erste Erfahrungen mit dem Ausschreibungsverfahren gesammelt wurden, steht für die Onshore-Windenergie der erste Ausschreibungstermin am 1. Mai 2017 mit einem Volumen von 800 MW noch bevor. Insgesamt sollen in den Jahren 2017–2019 jeweils 2800 MW Windleistung an Land und ab 2020 pro Jahr 2900 MW ausgeschrieben werden. Bis zu 5 Prozent der ausgeschrieben Leistung kann unter bestimmten Bedingungen erstmals auch an Projekte im EU-Ausland vergeben werden. Nicht vergebenes Ausschreibungsvolumen wird in das folgende Jahr übertragen. Eine Berücksichtigung des Rückbaus erfolgt nicht, es handelt sich daher bei den genannten Zahlen um den Brutto-Zubau. [17, 71]

EXPERTENUMFRAGE ZUR KÜNFTIGEN KOSTEN- ENTWICKLUNG DER WINDENERGIE

Werden die Kosten der Windenergie weiter sinken? Und wenn ja, wie schnell und um wie viel? Welche Faktoren haben dabei den größten Einfluss und welche Maßnahmen können Industrie, Politik und Forschung treffen, um diese Kostensenkungen möglichst schnell zu realisieren?

Diese Fragen richteten die Teilnehmer des IEA wind Task 26 »Cost of Wind Energy« in der bisher größten Umfrage im Windenergiebereich an weltweit über 160 Experten. In der Studie wurden die Technologien onshore, offshore fixed-bottom und floating untersucht. In allen Bereichen sehen die Experten erhebliches Kostensenkungspotential. Onshore werden vor allem wachsende Erträge erwartet, während offshore die Kosten vor allem durch weiteres Upscaling der Anlagen sinken werden.

Dr. Ryan Wiser von den Lawrence Berkeley National Laboratories in Kalifornien stellt die detaillierten Ergebnisse der Umfrage im Special Report »Künftige Kostenentwicklung der Windenergie« ab Seite 92 vor.

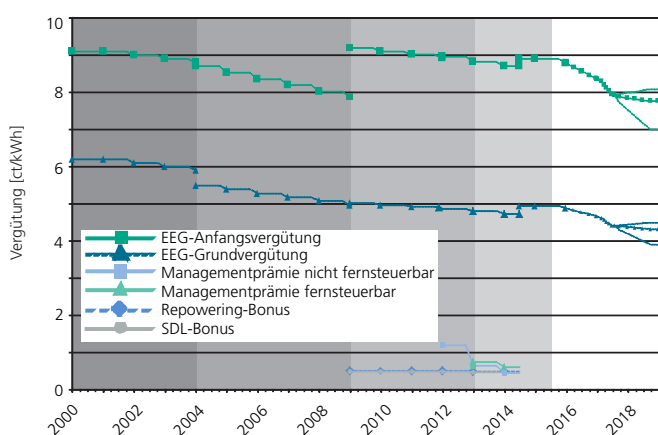


Abbildung 5.28: Entwicklung der EEG-Förderung und mögliche Szenarien basierend auf den verschiedenen Revisionen des EEG mit letztem Stand EEG 2017. Datenquelle: [17]

In der Übergangszeit sind WEA, die vor dem 1. Januar 2017 eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) erhalten haben und vor dem 1. Januar 2019 in Betrieb genommen werden, vom Ausschreibungsverfahren ausgenommen und können weiterhin eine feste Vergütung erhalten. Dauerhaft ausgenommen sind außerdem WEA mit einer Leistung von maximal 750 kW sowie Prototypanlagen. [17]

Mit dem Ziel, die Akteursvielfalt zu erhalten, werden Bürgerenergiegenossenschaften gegenüber anderen Teilnehmern beim Ausschreibungsverfahren bessergestellt. So besteht für Bürgerenergiegenossenschaften die Möglichkeit zur früheren Abgabe eines Gebotes, bei dem die Genehmigung nach BImSchG erst nach dem Zuschlag erbracht werden muss. Die Planungskosten und das damit einhergehende Verlustrisiko vor der Teilnahme am Ausschreibungsverfahren werden so reduziert. [17, 72]

Geographische Steuerung des Ausbaus. Um trotz der Anwendung des Ausschreibungsmodells weniger windstarke Standorte (z.B. Binnenland) nicht auszuschließen und einen gleichmäßigen Ausbau der Windenergie in Deutschland zu erreichen, werden die Angebote der Ausschreibung für die spätere Vergütung abhängig von der Standortqualität mit einem Korrekturfaktor belegt. Hierzu wird das ebenfalls mit dem EEG 2017 überarbeitete Referenzertragsmodell angewandt. Der Referenzertrag ist die Strommenge, welche der jeweilige Anlagentyp einschließlich der jeweiligen Nabenhöhe an einem fiktiven Referenzstandort mit festgesetzten Bedingungen erzielt. Standorte mit einer geringen Güte erhalten das bis zu 1,29-Fache des Zuschlagswertes, Standorte mit sehr hoher Güte werden mit einem Korrekturfaktor von bis zu 0,79 belegt. [17]

Zur Begrenzung des Ausbaus in Gebieten mit besonders überlasteten Übertragungsnetzen (Netzausbaugebiete) ermöglicht das EEG 2017 erstmals eine Beschränkung der Zuschlagsleistung auf bis zu 58 Prozent der in den Jahren 2013–2015 durchschnittlich installierten Leistung. [17]

Vergütung bei negativen Preisen. Eine Reduzierung der Marktprämie auf null in Zeiten negativer Preise wurde bereits im EEG 2014 für WEA mit einer Inbetriebnahme ab dem 1. Januar 2016 und einer Leistung von mindestens 3 MW eingeführt. Konkret handelt es sich um Zeiträume in denen die Day-Ahead-Preise von mindestens 6 aufeinanderfolgenden Stundenkontrakten negativ sind. Betrachtet wird hierbei die Preiszone für Deutschland an der EPEX SPOT in Paris. [17, 72]

Grund- und Anfangsvergütung. Für neue WEA, die nicht am Ausschreibungsverfahren teilnehmen, gilt bis zum Jahr 2019 weiterhin das bisherige zweistufige Modell aus Grund- und Anfangsvergütung. Abhängig vom Verhältnis des Ertrags einer spezifischen WEA zum Referenzertrag (Referenzertragsmodell des EEG 2014) des jeweiligen Anlagentyps erhalten Betreiber für mindestens fünf Jahre eine erhöhte Anfangsvergütung und danach bis zum 20. Betriebsjahr eine Grundvergütung. [17]

Abbildung 5.28 zeigt die Entwicklung der Vergütungshöhen in den vergangenen Jahren sowie die Extremszenarien für die Entwicklung bis zum Jahr 2019. Aufgrund des starken Zubaus von WEA in den Jahren 2014–2016 wurde die Vergütung zu Beginn der vier Quartale des Jahres 2016 jeweils um die maximal möglichen 1,2 Prozent reduziert. Das EEG 2017 legt die Anfangsvergütung ab dem 1. Januar 2017 mit 8,38 ct/kWh und die Grundvergütung mit 4,66 ct/kWh fest. Zu Beginn der Monate März bis August 2017 ist eine weitere Absenkung der Vergütung um jeweils 1,05 Prozent vorgesehen. Ab Oktober 2017 werden die Vergütungssätze wieder Quartalsweise angepasst und können bei starkem Zubau um maximal 2,4 Prozent pro Quartal sinken oder bei geringem Zubau um bis zu 0,4 Prozent steigen. [17]

Ab 2019 erfolgt die Festlegung der dann einstufigen Vergütungssätze für von der Ausschreibung ausgenommenen WEA auf Basis der Zuschläge aus den Ausschreibungen. Eine Unterscheidung nach Anfangs- und Grundvergütung erfolgt ab diesem Zeitpunkt nicht mehr. Zur Anpassung der Vergütungssätze an die Standortbedingungen wird ab diesem Zeitpunkt das Referenzertragsmodell des EEG 2017 verwendet.

Dauer und Kosten der Planungs- und Genehmigungsphasen für WEA an Land

Zur Teilnahme eines Windenergieprojektes am Ausschreibungsverfahren muss die immissionsschutzrechtliche Genehmigung (BImSchG) vorliegen. Erfolgt kein Zuschlag, waren der erbrachte Aufwand bzw. die einhergehenden Kosten im Zweifel vergebens. Vor diesem Hintergrund hat die Fachagentur Windenergie an Land in einer Studie die Dauer und Kosten des Planungs- und Genehmigungsprozesse detailliert untersucht. [73]

Im Ergebnis dauert es rund 3 Jahre (Vorprüfung und Planungsphase) bis ein Antrag zur Genehmigung gestellt wird. Bis zur Erteilung der Genehmigung vergeht im Schnitt ein weiteres Jahr, so dass insgesamt ein Vorlauf von durchschnittlich 4 Jahren bis zur Teilnahme an einer Ausschreibung notwendig ist. Die hieraus resultierenden Kosten liegen im Schnitt bei 70 €/kW, was bei einer WEA mit 3 MW Leistung rund 210 000 € entspricht. [73]

Die praktische Realisierung der Projekte erfolgt im Anschluss vergleichsweise schnell. Es dauert im Mittel 13 Monate von der Genehmigung einer WEA bis zur Inbetriebnahme. Der Median einer 10-monatigen Realisierungsphase zeigt, dass sich bei einem Teil der Projekte die Umsetzung verzögert und diese den Schnitt hochziehen. [73]

Insgesamt kann davon ausgegangen werden, dass WEA nach Erteilung eines Zuschlags im Ausschreibungsverfahren innerhalb eines Jahres ans Netz gehen können. Dies gilt jedoch nicht für WEA von Bürgerenergiegenossenschaften, deren Genehmigung nach BImSchG auch im Nachgang zur Ausschreibung erfolgen kann.



OFFSHORE

Ausbau der Offshore-Windenergie

Rückblick. Die Nutzung der Offshore-Windenergie in relevanter Größenordnung kann für Deutschland auf das Jahr 2010 festgelegt werden. In diesem Jahr erfolgte nach langer Planungs- und Bauphase die offizielle Einweihung des Offshore Testfeldes alpha ventus. Bis dieser Meilenstein erreicht wurde waren viele rechtliche, technische, finanzielle und politische Fragen und Hemmnisse zu klären und zu lösen. Der lange Weg bis zur ersten Kilowattstunde von einem Windpark weit draußen in der Nordsee begann bereits in 1999 mit den ersten Planungen für das Projekt »Offshore Windpark Borkum West« [74].

Als wichtige Zwischenschritte zählen einige Nearshore-Anlagen. Diese stehen nur wenige bis einige Hundert Meter vom Ufer entfernt. Die Ziele dieser Projekte waren im Wesentlichen, Aufbau, Betrieb und Wartung der neuen Technik unter neuen Standortbedingungen, nämlich im Wasser, durchzuführen und zu erproben, bevor man sich mit einer neuen und wenig erprobten Technik aufs ungeschützte Meer wagte. Die hier als »nearshore« bezeichneten Projekte werden nach deutschem Recht (EEG) nicht als Offshore-Anlagen bezeichnet. Die Differenzierung in Nearshore und Farshore wurde entsprechend der Festlegung im Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2017) §3 (49) [17] in Verbindung mit §3 (7) des »Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie aufSee (Windenergie-auf-See-Gesetz – Wind-SeeG)« übernommen [75]. Das Prädikat Offshore-Windanlage gilt entsprechend der Begriffsbestimmungen im EEG für »... jede Anlage zur Erzeugung von Strom aus Windenergie, die auf See in einer Entfernung von mindestens drei Seemeilen gemessen von der Küstenlinie aus seewärts errichtet worden ist ...«. Drei Seemeilen entsprechen einer Entfernung von 5,6 km. Diese Festlegung wird ungeachtet möglicher anderslautender Definitionen in anderen Ländern einheitlich in diesem Werk übernommen. Tabelle 6.1 gibt einen Überblick über die in deutschen Gewässern errichteten Nearshore-Anlagen.

Projekt	Standort	Wassertiefe / m	Küstenentfernung / km	WEA-Typ
Enova	Emden	3	0,01	Enercon E112-4,5
Breitling	Bei Rostock	2	0,5	Nordex N90/2500
BARD	Hooksiel	5	0,5	BARD5

Tabelle 6.1: Übersicht der in Deutschland errichteten Nearshore-Anlagen

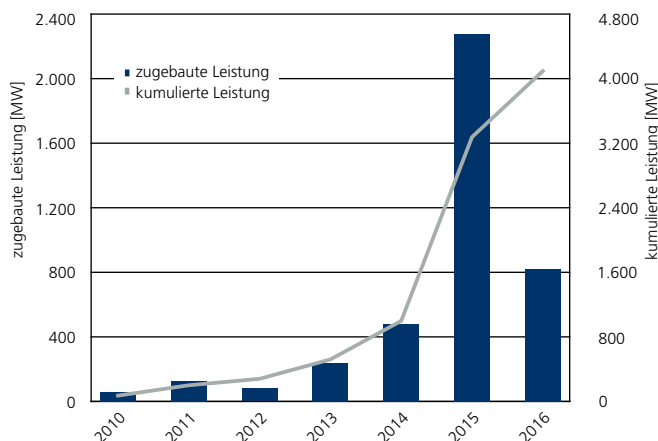


Abbildung 6.1: Offshore-Zubau in Deutschland nach Jahren und kumuliert.

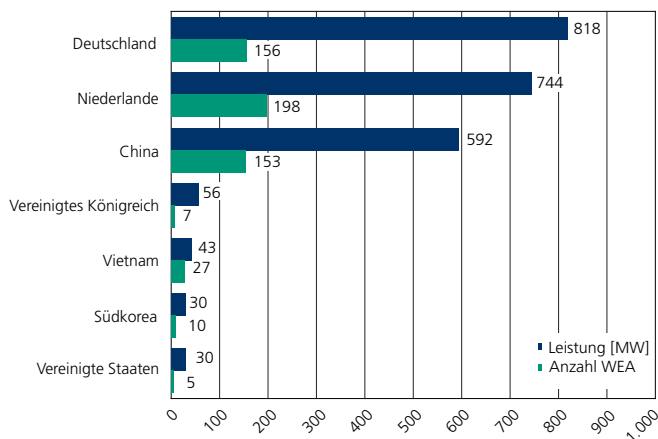


Abbildung 6.2: In 2016 weltweit neu installierte Offshore-Windenergieanlagen.

Weitere wichtige Meilensteine bei der Nutzung der Offshore-Windenergie stellen die drei Forschungsplattformen in Nord- und Ostsee, kurz Fino 1, Fino 2 und Fino 3, dar. An diesen Messstationen werden Daten zu den Umgebungsbedingungen auf See, wie Wind, Wellen, Strömung, usw. erhoben, aus denen wertvolle Erkenntnisse für die Anwendung und weitere Erforschung der Windenergie auf See gewonnen werden. Weitere Informationen zu den Forschungsplattformen Fino 1, Fino 2 und Fino 3 erfolgen im Abschnitt Wind- und Wellenbedingungen, weiter hinten in diesem Kapitel.

Entwicklung in Deutschland. Etwa zeitgleich mit der Inbetriebnahme von alpha ventus erfolgte auch die Installation von weiteren Offshore-Windparks in Nord- und Ostsee. In 2011 und 2012 wurden jährlich Anlagen mit einer Gesamtnennleistung von etwa 100 MW ans Netz angeschlossen. In den beiden Folgejahren 2013 (240 MW) und 2014 (478 MW) verdoppelte sich etwa jeweils die neu angeschlossene Kapazität der Offshore-Windenergieanlagen. In 2015 gingen sogar fast 2300 MW Offshore-Windleistung neu in Betrieb. Dieser außerordentlich hohe Wert ist in einem Fertigstellungsüberhang begründet, da viele dieser Anlagen bereits betriebsbereit auf See installiert waren, jedoch die erforderlichen Netzanschlüsse noch fehlten. In 2016 kamen Anlagen mit 818 MW Gesamtnennleistung neu zum Erzeugungsportfolio hinzu. Abzüglich des Rückbaus einer Nearshore-Anlage bei Hooksiel [76] ergibt sich somit ein Nettozubau von 813 MW. Die zeitliche Entwicklung des Offshore-Ausbaus in Deutschland zeigt Abbildung 6.1. Ende 2016 waren somit insgesamt 4089 MW Offshore-Windleistung in deutschen Gewässern in Betrieb.

Entwicklung weltweit. Die Erprobung und Nutzung der Offshore-Windenergie weltweit begann bereits in 1991 in der Nähe von Vindeby in Dänemark. Dieser erste Offshore-Windpark mit 11 Windturbinen des Typs Bonus 450 hatte mit insgesamt 4950 kW weniger Nennleistung als die durchschnittliche Anlagenleistung (5244 kW) der in deutschen Gewässern neu errichteten Offshore-Windenergieanlagen. Vindeby, der Keimzelle zur Nutzung der Offshore-Windenergie, folgten zunächst weitere Projekte in den relativ geschützten Gewässern

der Ostsee. Horns Rev 1, der erste Offshore-Windpark in der Nordsee, ging in 2002 vor der Küste Dänemarks in Betrieb. Dies war der Startschuss für einen kontinuierlichen Ausbau der Offshore-Windenergienutzung in europäischen Gewässern, der zunächst insbesondere in Dänemark und Großbritannien stattgefunden hat.

Weltweit kamen 2321 MW Offshore-Windleistung in 2016 neu ans Netz, verteilt auf: Deutschland 818 MW, Niederlande 744 MW, China 593 MW, Großbritannien 56 MW, Vietnam 43 MW und 30 MW in Südkorea. »Block Island«, ein amerikanisches Pilotprojekt an der Ostküste der USA mit 30 MW Nennleistung ging in 2016 in Betrieb, Abbildung 6.2. Insgesamt erreichte die Offshorenutzung bis Ende 2016 somit 4089 MW in Deutschland, 12.400 MW in Europa und 13.900 MW weltweit, Abbildung 6.3.

Die kumulierte weltweite Verteilung nach Ländern differenziert zeigt Abbildung 6.4. Bislang sind in den Gewässern um das Vereinigte Königreich Großbritannien die meisten Anlagen in Betrieb (4940 MW), gefolgt von Deutschland (4089 MW) und Dänemark (1271 MW).

Rückbau von Offshore-Windenergieanlagen. Als »de-commissioned«, also zurückgebaut, sind in 2016 drei Projekte registriert worden: jeweils ein Projekt in Deutschland mit 5 MW (Hooksiel) und in den Niederlanden (Lely) mit 2 MW Nennleistung. Beide Projekte waren in relativ seichten Binnengewässern errichtet. Weiterhin wurde vor der Küste Portugals das Projekt »WindFloat Phase 1« beendet. Diese schwimmende Windkraftanlage vom Typ Vestas V80 mit 2 MW Nennleistung wurde 2011 in Betrieb genommen und 2016 zurückgebaut.

Demnächst soll auch vor Mecklenburg-Vorpommern in den relativ flachen Gewässern der Ostsee der Prototyp einer schwimmenden Offshore-Windenergie-Anlage erprobt werden. Das Fundament eines Funktionsmusters für eine Turbine mit 2–3 MW Nennleistung wird zurzeit in einer Werft in Stralsund gebaut. In einem Special Report ab Seite 78 stellen Projektentwickler dieses Projekt vor.

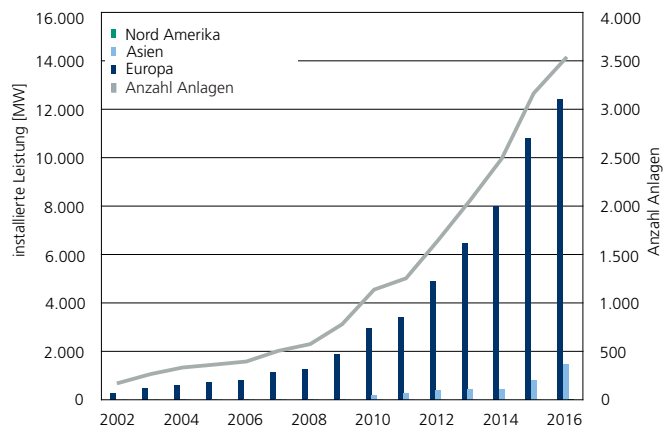


Abbildung 6.3: Entwicklung der weltweit kumulierten Offshore-Windleistung und Anlagenanzahl.

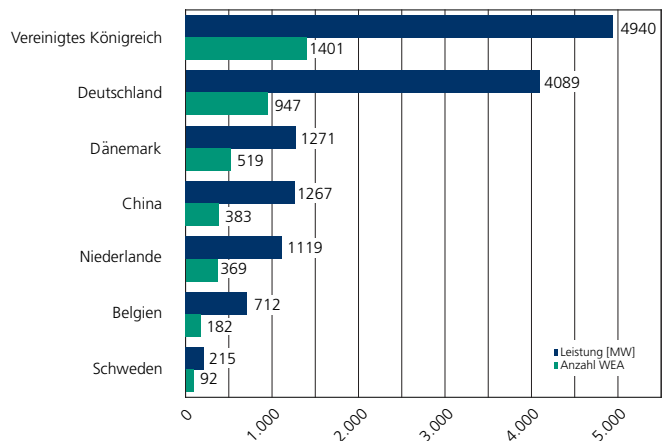


Abbildung 6.4: Weltweit installierte Offshore-Windleistung und Windenergieanlagen nach Ländern.

Name des Parks	Nennleistung [MW]	Wassertiefe [m]	Küstenentfernung [km]	Parkfläche [km ²]	Status	Frist Baubeginn
Albatros	316	39–41	57–113	39	genehmigt	1. 6. 2015
Alpha Ventus	60	30	43	8	in Betrieb	
Amrumbank West	288	19,5–24	36–55	32	in Betrieb	
BARD Offshore 1	400	39–41	89–111	58,9	in Betrieb	
Borkum Riffgrund 1	312	23–29	54	35,7	in Betrieb	
Borkum Riffgrund 2	349	25–30	40	43	genehmigt	1. 7. 2018
Borkum Riffgrund West	400	29–33	67–76	30	genehmigt	31. 7. 2016
Butendiek	288	17–22	32	34	in Betrieb	
DanTysk	288	21–32	70–74	70	in Betrieb	
Deutsche Bucht	210	39–41	98–117	22,6	genehmigt	30. 9. 2018
EnBW HeDreht (1)	400	39	97–104	62,49	genehmigt	30. 6. 2017
EnBW HeDreht (2)	195	39	97–104	19	genehmigt	30. 6. 2017
EnBW Hohe See	492	39–40	90–104	40,4	genehmigt	1. 6. 2018
Global Tech I	400	38–41	109,4–115	41	in Betrieb	
Gode Wind 01	330	26–35	40–42,1	37	in Betrieb	30. 6. 2015
Gode Wind 02	252	26–35	33–34	29	in Betrieb	31. 12. 2015
Gode Wind 03	112	28–34	36	5	geplant	
Gode Wind 04	252	30–34	33	29	genehmigt	31. 12. 2018
Nordsee 2	295,2	26–34	47,3–48	36,45	genehmigt	1. 7. 2018
Nordsee 3)	360	26–34	47,3–49	29	genehmigt	1. 7. 2019
Kaikas	581	39–41	110–125	65	genehmigt	31. 12. 2019
Kaskasi II						
Meerwind Süd / Ost	288	23–26	52,4–53	40	in Betrieb	
Merkur Offshore	396	27–33	60	40	genehmigt	1. 6. 2016
Nordsee 1	332,1	26–35	44–47,3	34	in Bau	1. 7. 2016
Nordsee Ost	295,2	22–25	51,4–57	24	in Betrieb	
Nördlicher Grund	320	25–38	84–88	55	genehmigt	31. 12. 2016
OWP Delta Nordsee 1	235	29–35	50–51,4	28	genehmigt	30. 6. 2020
OWP Delta Nordsee 2	192	29–33	39–42	9,59	genehmigt	30. 6. 2020

Name des Parks	Nennleistung [MW]	Wassertiefe [m]	Küstenentfernung [km]	Parkfläche [km ²]	Status	Frist Baubeginn
OWP West	210	29–32	67–80	14,28	genehmigt	30. 12. 2020
Sandbank	288	25–37	83–96	59	teilweise in Betrieb	31. 12. 2016
Trianel Windpark Borkum Phase 1	200	28 -33	65,6–66,3	56	in Betrieb	
Trianel Windpark Borkum Phase 2	200	28–33	65,6–66,3	56	genehmigt	1. 1. 2017
Veja Mate	400	39 -41	114	50	in Bau	1. 8. 2016
ENOVA Offshore Ems-Emden	4,5	0–2	0–0,6	0,2	in Betrieb	
Nordergründe	110	4 -14	16–17,6	6	in Bau	
Riffgat	108	18–23	30–42	13,2	in Betrieb	

Tabelle 6.2: In Betrieb, in Bau und genehmigte Windparks in der deutschen Nordsee (Stand Dez 2016). Datenquellen: [77], [78]

Name des Parks	Nennleistung [MW]	Wassertiefe [m]	Küstenentfernung [km]	Parkfläche [km ²]	Status	Frist Baubeginn
Breitling	2,5	2	0–0,3	1	in Betrieb	
EnBW Baltic 1	48,3	16–19	16–17,1	7	in Betrieb	
EnBW Baltic 2	288	23–44	32–35,4	27	in Betrieb	
Wikinger	350	36–40	35–39	35	in Bau	
Arkona-Becken Südost	385	21–27	35–37	40	genehmigt	1. 10. 2016

Tabelle 6.3: In Betrieb, in Bau und genehmigte Windparks in der deutschen Ostsee (Stand Dez 2016). Datenquellen: [79], [78]

SCHWIMMENDE OFFSHORE WINDENERGIEANLAGEN

Die überwiegende Anzahl der bislang gebauten Offshore-Windenergieanlagen erhält ihre Standfestigkeit durch Pfahlgründungen, die tief in den Meeresboden eingebracht werden müssen. Je nach Wassertiefe und Bodenbeschaffenheit kommen unterschiedliche Fundamenttypen zum Einsatz, zum Beispiel »Monopile«, »Tripod«- oder »Jacket«-Gründungen. Diese Gründungsvarianten können aber nur in relativ seichten Regionen der Meere bis zu einer bestimmten Wassertiefe technisch und wirtschaftlich eingesetzt werden.

In vielen Regionen der Erde fällt der Meeresboden relativ schnell und steil ab, so dass diese Tragstrukturen nicht mehr eingesetzt werden können. Für diese Regionen kommen schwimmende Fundamente für Offshore-Windenergieanlagen in Betracht. Bei diesen Gründungsarten wird die Windkraftanlage auf einem Auftriebskörper montiert und z.B. mit Ankerketten am Meeresgrund fixiert. Ein Konzept ist das Tension-Leg-Prinzip, bei dem der Schwimmkörper über vorgespannte Trossen an Gründungselementen auf dem Meeresboden in Position gehalten wird. Eine derartige Testanlage soll in nächster Zeit im Meer vor Mecklenburg in der relativ flachen Ostsee erprobt werden.

Dr. Ing. Frank Adam und Kollegen stellen dieses Projekt in dem Special Report ab Seite 78 vor.

Technische Entwicklung

Anlagengröße. Die durchschnittliche Nennleistung aller installierten Offshore-WEA lag Ende 2016 weltweit bei 3,5 MW, in deutschen Projekten bei 4,3 MW. Wie onshore besteht auch offshore der Trend zu immer größeren, leistungsstärkeren Anlagen. Anlagen von 5 bis 6 MW sind zurzeit Stand der Technik, Anlagen mit Nennleistungen bis 8 MW befinden sich in der Erprobung. Die 10-MW-Offshore-Windenergieanlage ist keine Utopie mehr. Wann der erste Hersteller dieses Modell als Prototyp vorstellen wird, wird mit Spannung in der Branche erwartet. In 2016 hatten rund 80 Prozent der neu installierten Anlagen Nennleistungen von über 3 MW. Etwa 16 Prozent der neu installierten Anlagen zählen zur +5-MW-Klasse, siehe Abbildung 6.5.

Im Rückblick von 2002 bis 2016 zeigt sich die fortlaufende Tendenz zu höheren Nennleistungen – von durchschnittlich etwa 2 MW auf 4,3 MW. Diese Entwicklung spiegelt sich im Rotordurchmesser wider. Hier hat fast eine Verdreifachung der Rotorfläche von 5027 m² bzw. 80 m Durchmesser (2002) auf 135 m Durchmesser bzw. 14.314 m² Rotorfläche stattgefunden. Dahingegen verhält sich der Anstieg der mittleren Nabenhöhe von ca. 70 m auf 93 m eher moderat. Dieser Wert ist in den vergangenen 3–5 Jahren in etwa konstant geblieben. Ursachen hierfür sind einerseits die Windverhältnisse offshore als auch die Verfügbarkeit von geeigneten Installationsschiffen mit den entsprechenden Zulassungen und Bordmitteln wie Hebezeugen usw., siehe Abbildung 6.6.

Küstenentfernung und Wassertiefe. Bei der Offshore-Windenergie werden inzwischen alle Offshore-Standkategorien von küstennahen Standorten bis zu Lokationen auf hoher See konkret bebaut bzw. geplant. Wurden die ersten Windparks noch zu Versuchszwecken in relativ geringer Küstenentfernung und eher flachem Wasser gebaut, steht die durchschnittliche Offshore-WEA heute im Schnitt in 31 km Küstenentfernung und in 19 m Wassertiefe. Abbildung 6.6 und Abbildung 6.7 veranschaulichen, dass immer mehr Projekte in größeren Küstenentfernungen und in tieferem Wasser realisiert wurden. Im Jahr 2016 wurden WEA in einer mittleren Küstenentfernung

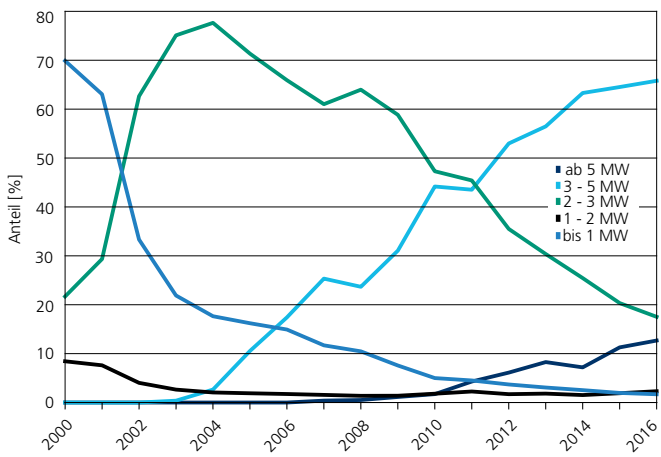


Abbildung 6.5: Jährlicher Anlagenzubau nach Leistungsklassen.

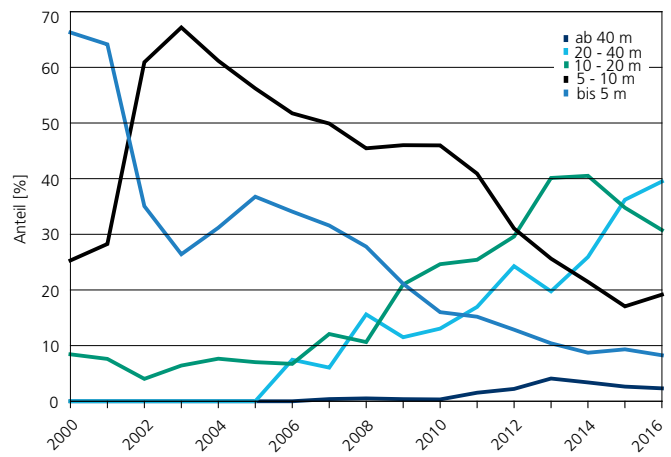


Abbildung 6.6: Jährlicher Anlagenzubau nach Wassertiefen.

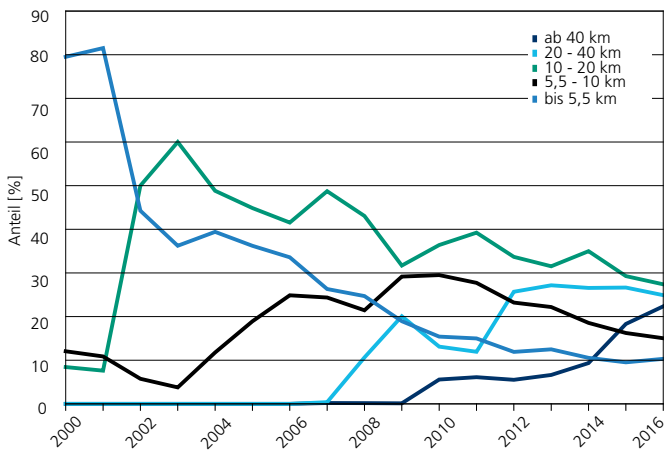


Abbildung 6.7: Jährlicher Anlagenzubau nach Küstenentfernung.

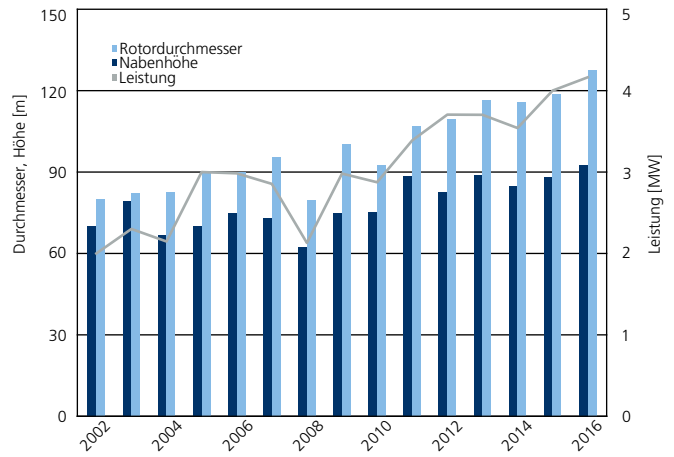


Abbildung 6.8: Entwicklung der neuinstallierten Anlagengrößen (offshore).

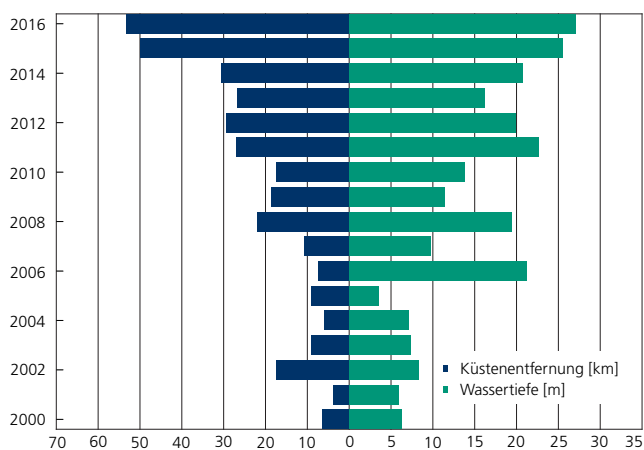


Abbildung 6.9: Entwicklung der mittleren Küstenentfernung und Wassertiefe der neuinstallierten Offshore-WEA.

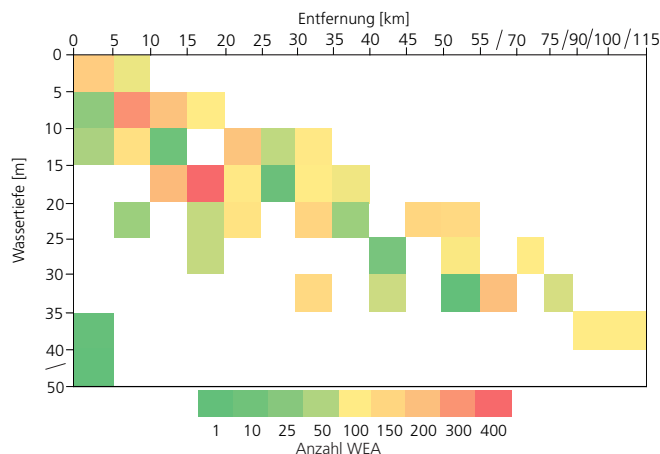


Abbildung 6.10: Installierte Offshore-WEA-Standorte nach Wassertiefe und Küstenentfernung als Heatmap.

von 53 km und in durchschnittlich 27 m Wassertiefe errichtet, Abbildung 6.9.

Die absolute Verteilung der Offshore-Windenergieanlagen nach Wassertiefen und Küstenentfernungen zeigt die Matrixdarstellung (Heatmap) in Abbildung 6.10. Als Hotspots mit jeweils über 300 errichteten WEA können Standorte in Wassertiefen von 5 m bis 10 m und Küstenentfernungen von 5 km bis 10 km (orange Markierung) sowie bei 15 m bis 20 m Wassertiefe und 15 km bis 20 km Küstenentfernung identifiziert werden. Diese Flächen sind in der Darstellung orange bzw. rot eingefärbt. Die deutschen Offshore-Projekte stehen durchschnittlich in 60 km Entfernung von der Küstenlinie, die mittlere Wassertiefe beträgt 28 m.

Abbildung 6.11 zeigt die durchschnittliche Küstenentfernung und Wassertiefe der europäischen Offshore-WEA, jedoch ohne schwimmende Testanlagen. Offshore-WEA in der deutschen »Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ)« stehen mit 28 m in der größten durchschnittlichen Wassertiefe. Die Anlagen in Finnland (6 m) und Schweden (9 m) sind in den geringsten Wassertiefen errichtet. Die größten durchschnittlichen Küstenentfernungen betragen in Deutschland (60 km) und in Belgien (37 km). Der OWP mit der größten Küstenentfernung ist derzeit Global Tech 1 mit 112 km Entfernung zur deutschen Küste. In geringster durchschnittlicher Entfernung zur Küste stehen die Anlagen in Finnland (4 km).

Gründungsstrukturen. Es besteht weiterhin die Tendenz möglichst größere Offshore-Windenergieanlagen mit höheren Leistungen für neue Projekte zu verwenden. Diese Projekte werden in immer größeren Küstenentfernungen und somit häufig auch in größeren Wassertiefen geplant. Für jeden Standort muss ein geeigneter Fundamenttyp ausgewählt werden. Ziele hierbei sind sowohl die Standfestigkeit des Bauwerks über die Lebensdauer sicherzustellen, als auch kostenoptimierte Gründungen einzusetzen. Denn: die Kosten der Fundamente tragen zu einem großen Teil der Gesamtinvestitionskosten von Offshore-WEA bei. Weitere Anforderungen an Offshore-Fundamente sind »einfache« und schnelle Produktionsabläufe,

einfache Handhabbarkeit während des Installationsprozesses und generelle Tauglichkeit zu schallarmen Installationsarbeiten.

Während zu Beginn lediglich Schwerkraftfundamente (Gravity) und Einzelpfähle (Monopile) zum Einsatz kamen, finden heute sieben verschiedene Strukturen Anwendung. Neben den in Asien eingesetzten »High-Rise Pile Caps« kommen Fachwerk-Tragstrukturen (Jacket), dreigliedrige Gründungsfundamente (Tripile, Tripod) und schwimmende Fundamente (Floating) zum Einsatz.

Aus oben genannten Gründen hat sich im Laufe der vergangenen Jahre das Gründungskonzept »Monopile« als die am meisten verwendete Gründungsvariante entwickelt, die eingesetzt wird wenn es die Bodenverhältnisse und der einzusetzende Anlagentyp es zulassen. In 2016 wurden rund 76 Prozent der neu errichteten Offshore-WEA auf Monopiles erbaut. Etwa 9 Prozent der Neuinstallationen wurden auf Schwerkraftfundamenten gegründet. Die verbleibenden 15 Prozent verteilen sich auf: Jacket (6 Prozent), Tripod (3 Prozent), High-Rise Pile Cap (3 Prozent), Tripile (2 Prozent), Rest (1 Prozent).

Die einzelnen Konstruktionen eignen sich für unterschiedliche Standortbedingungen. Schwerkraftfundamente, Monopiles und High-Rise Pile Caps stehen vorwiegend in küstennahen und flachen Gewässern. Von den häufig verwendeten Gründungsstrukturen befinden sich die lediglich in Asien verwendete High-Rise Pile Caps im Schnitt mit 3,7 m Wassertiefe und 2,5 km Küstenentfernung sowohl im flachsten Wasser als auch in der geringsten Küstenentfernung. Die Gründungsfundamente tripod und tripile liegen mit durchschnittlich 96 km in größter Entfernung zur Küste. Schwimmende Strukturen befinden sich mit durchschnittlich 67 m Wassertiefe noch in der Testphase. Abbildung 6.13 zeigt, in welchen Küstenentfernungen und Wassertiefen die unterschiedlichen Gründungsstrukturen eingesetzt werden.

Anlagenhersteller weltweit. Unter den Herstellern von Offshore-Anlagen dominiert Siemens den weltweiten Markt. Von insgesamt 13.900 MW Offshore-Leistung stellen Siemens-Anlagen mit insgesamt 9184 MW 66 Prozent der Offshore-Leistung bereit (Abbildung 6.15). Die Position des Marktführers

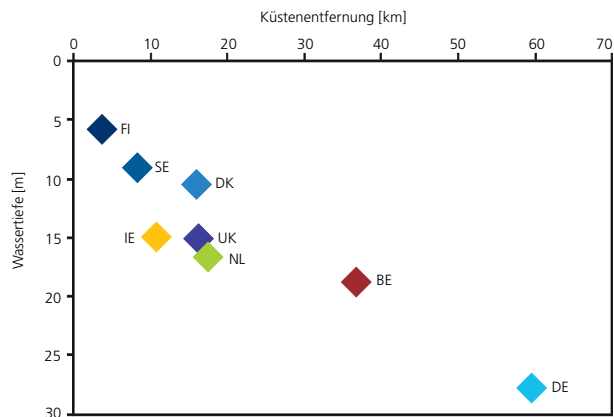


Abbildung 6.11: Wassertiefe und Küstenentfernung der europäischen Offshore-Windparks nach Ländern (ohne schwimmende Testanlagen in Norwegen).

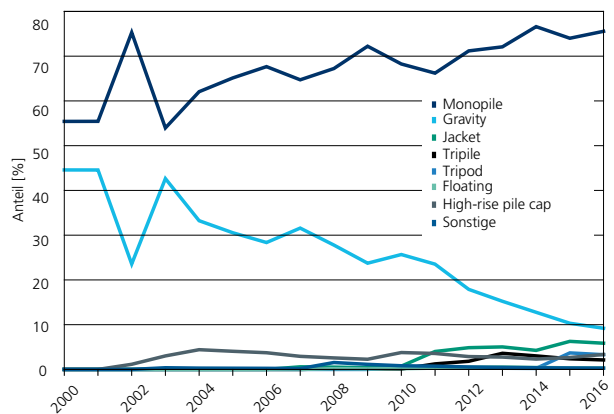


Abbildung 6.12: Entwicklung der Gründungsstrukturen der Offshore-Anlagen.

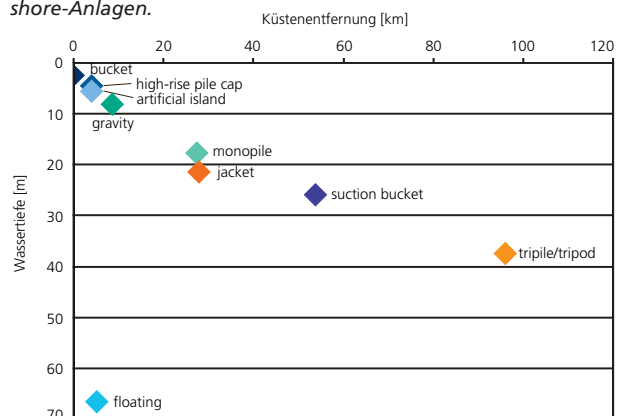


Abbildung 6.13: Wassertiefe und Küstenentfernung nach Gründungsstruktur.

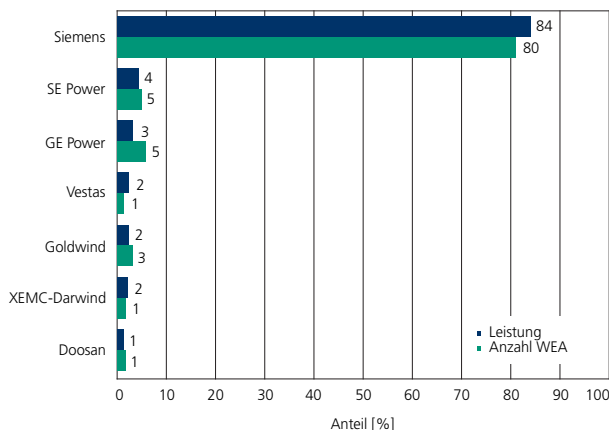


Abbildung 6.14: Marktanteile am weltweiten Offshore-Zubau 2016.

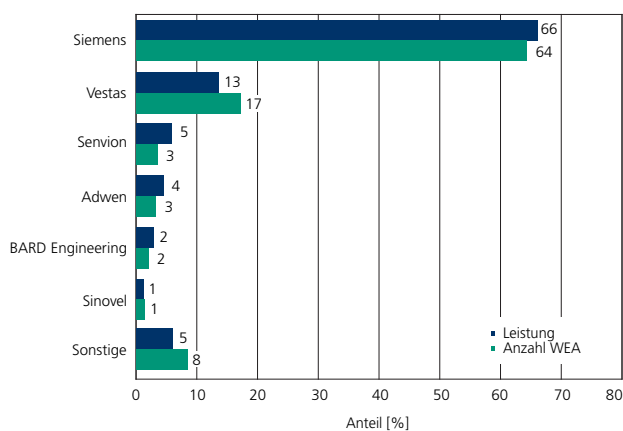


Abbildung 6.15: Marktanteile am weltweiten Offshore-Anlagenbestand.

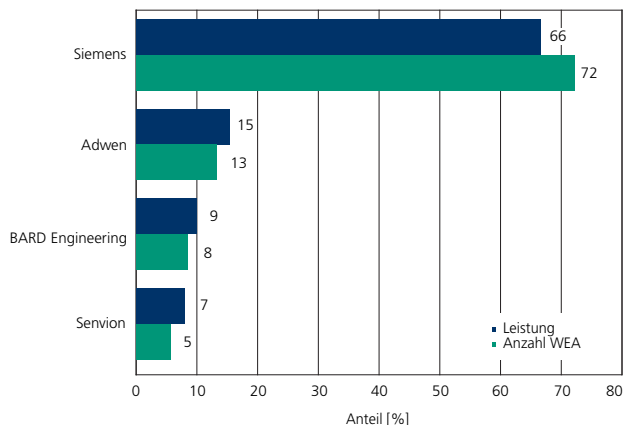


Abbildung 6.16: Marktanteile am Offshore-Anlagenbestand in Deutschland.

wird auch in den Neubauzahlen 2016 deutlich: 84 Prozent des Leistungszubaus erfolgte mit Anlagen des Herstellers Siemens, siehe Abbildung 6.14.

Nach Siemens hält der dänische Hersteller Vestas den zweitgrößten Anteil am Gesamtmarkt. Mit 696 Vestas-Anlagen sind 1886 MW Nennleistung auf See installiert, dies entspricht 13 Prozent der kompletten Offshore-Leistung (Abbildung 6.15). Weitere Anlagensteller sind Senvion mit einem Marktanteil von 5 Prozent und Adwen mit 4 Prozent Anteil. Der Rest des Marktes verteilt sich auf zahlreiche weitere Anlagenhersteller. Darunter befinden sich viele Prototypen, Funktionsmuster und Experimentalanlagen, die zum heutigen Zeitpunkt noch keine Bedeutung auf dem Anlagenmarkt haben.

Anlagenhersteller Deutschland. Die Marktführerschaft von Siemens spiegelt sich auch in den Anteilen am deutschen Offshore-Markt wieder: Hier dominiert Siemens mit 66 Prozent der installierten Leistung gefolgt von Adwen, BARD und Senvion, siehe Abbildung 6.16.

Wind- und Wellenbedingungen

Externe Bedingungen. Die Umgebungsverhältnisse im Offshore-Bereich unterscheiden sich grundlegend von den Bedingungen an Land: Hohe Windgeschwindigkeiten resultieren in deutlich höheren Erträgen als onshore, zusätzlich kommen bei Offshore-WEA neben dem Wind weitere Anlagenbelastungen durch Wellen, Gezeiten, Strömungen, Bewuchs und ggf. auch Eisgang hinzu.

Offshore-WEA sind daher vielfachen äußeren Kräften und Belastungen ausgesetzt. Entsprechend sind die Konstruktionen robuster ausgeführt. Neben der Verstärkung von mechanischen Komponenten werden auch erhöhte Anforderungen an den Korrosionsschutz gestellt. Neben den mechanischen Belastungen durch Wind, Wellen und Gezeiten wirken außerdem auch die salzhaltige Luft, Bakterien und Mikroorganismen auf die Anlagenkomponenten [80]. Insbesondere sind die elektrischen und elektronischen Bauteile höher gefährdet. Aktiver und passiver Korrosionsschutz sind bei der Konstruktion von Offshore-Windenergieanlagen wichtige Designkriterien.

Windbedingungen. Seit 2003 werden die Umgebungsbedingungen im Hinblick auf die Windenergienutzung auf drei, von der Bundesregierung geförderten Messstationen, den Fino-Messstationen, wissenschaftlich erfasst und ausgewertet. Das Akronym Fino steht für: »Forschungsplattformen in Nord- und Ostsee«. Von den drei Fino-Stationen stehen Fino 1 und Fino 3 in der Nordsee, Fino 2 in der Ostsee. Fino 1 steht in unmittelbarer Nähe zu dem Testfeld alpha ventus, Fino 3 liegt etwa 140 km nordöstlich von Fino 1 entfernt in räumlicher Nähe zum Offshore-Windpark Dan Tysk. Die Auswertungen der Fino-Messstationen belegen das – auch im Vergleich mit sehr guten Küstenstandorten – deutlich bessere Windangebot offshore.

Abbildung 6.17 zeigt die mittlere Windgeschwindigkeit der vergangenen Jahre in 90 m Höhe in der Nordsee (Fino 1, Fino 3), bzw. 92 m Höhe in der Ostsee (Fino 2). Folgende Jahresmittelwerte der Windgeschwindigkeit an den drei Stationen im Vergleichszeitraum 2010 bis 2016 wurden berechnet: Fino 1: 9,1 m/s, Fino 2: 9,4 m/s, Fino 3: 9,7 m/s. Diese Daten sind Anhaltswerte, denn es erfolgte keine Filterung von Störungen durch Masteinflüsse oder andere Beeinträchtigungen. Auffällig ist, dass die Jahresmittelwerte der Windgeschwindigkeit von Fino 1 (Nordsee) meist geringer als die Werte von Fino 2 (Ostsee) sind. Eine mögliche Erklärung hierfür ist, dass 2009 östlich von Fino 1 der Windpark alpha ventus gebaut wurde – die nächste Anlage ist nur 400 m von Fino 1 entfernt – und deshalb Winde aus östlichen Richtungen die Messungen an Fino 1 beeinträchtigen. Die Problematik des Abschattens der Windmessplattformen durch den Betrieb von Offshore-Windparks in der Nähe dieser Plattformen wird zukünftig zunehmen. Aus Abbildung 6.17 wird auch deutlich, dass an allen drei Stationen die Jahresmittelwerte 2016 deutlich unter den Werten der Vorjahre liegen.

Abbildung 6.18 zeigt Weibullverteilungen der Windgeschwindigkeiten an den drei Messstandorten in 90 m Höhe (Fino 1, Fino 3) bzw. in 92 m Höhe (Fino 2) für 2016. Zum Vergleich sind die langjährigen Messreihen ermittelten Messdaten an den drei Messstationen in Abbildung 6.19 dargestellt.

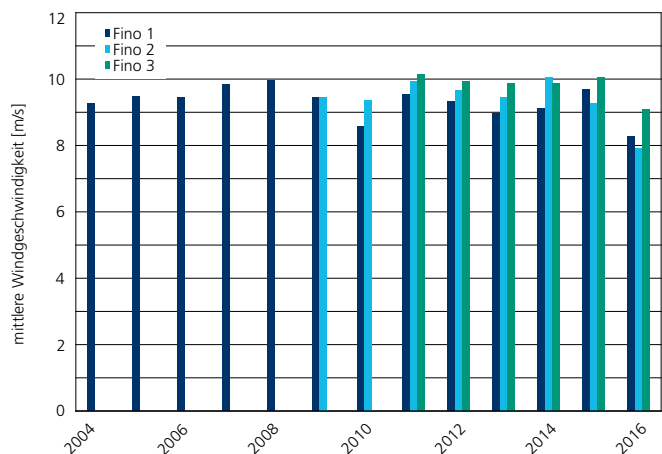


Abbildung 6.17: Mittlere Windgeschwindigkeit der vergangenen Jahre an den Standorten FINO1 (90 m Höhe) und FINO2 (92 m Höhe).
Datenquelle: [81]

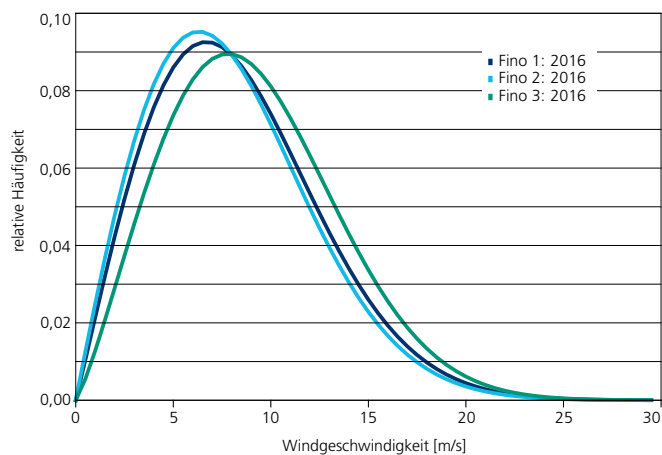


Abbildung 6.18: Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten im Jahr 2016 im Vergleich. Datenquelle: [81]

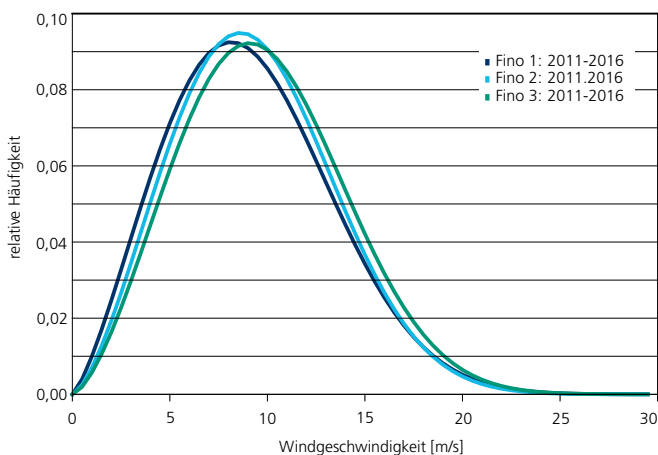


Abbildung 6.19: Vergleich Fino1 -3 von 2011 bis 2016.

Die langjährig vorherrschenden Windrichtungen auf 90 m Höhe bei Fino 1 (Abbildung 6.20) sind durch südliche bis westliche Anströmungen geprägt. Ein anderes Windregime herrscht in der Ostsee bei der Fino 2-Station, die etwa 440 km östlich von Fino 1 entfernt steht. Neben den häufigen westlichen Winden, ist der Anteil der Winde aus östlichen Richtungen im Vergleich deutlich höher (Abbildung 6.21).

Wellenhöhen und Zugänglichkeit. Die Zugänglichkeit per Schiff zu einer Offshore-WEA wird im Wesentlichen durch die Wellenhöhe bestimmt. In der Regel werden Wettersituationen mit einer signifikanten Wellenhöhe (H_s) von mehr als 1,5 m als »Weather Days« bezeichnet. Ab dann ist der Überstieg von Servicepersonal von einem Arbeitsschiff auf die Aufstiegsleiter der Offshore-Anlage zu riskant. Auch mit speziellen Zugangssystemen, die die Bewegungen des Schiffes kompensieren können, ist die Erreichbarkeit begrenzt.

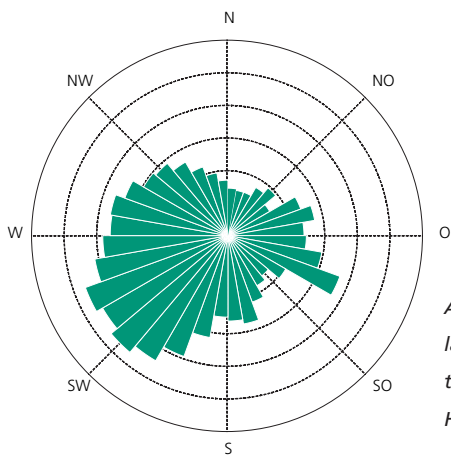


Abbildung 6.20: Fino 1, langjährige Windrichtungsverteilung in 90 m Höhe. Datenquelle: [81]

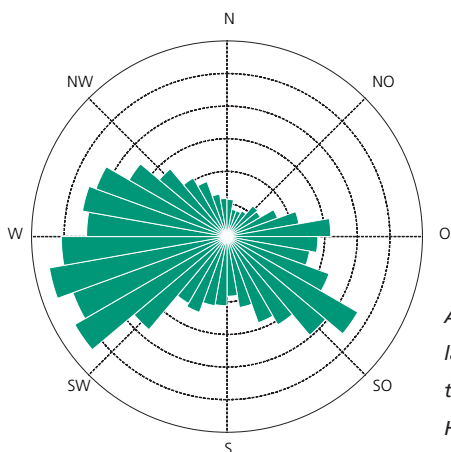


Abbildung 6.21: Fino 2, langjährige Windrichtungsverteilung in 92 m Höhe. Datenquelle: [81]

Der Vergleich von Seegangsdaten von Fino 1, Fino 2 und Fino 3 belegen die unterschiedlichen Seebedingungen in Nord- und Ostsee für 2016 (Abbildung 6.22) und auch über längere Beobachtungszeiträume an diesen Stationen (Abbildung 6.23). Beide Auswertungen zeigen, dass Installation, Wartung und Service von Offshore-Windparks in Hinblick auf Seegangbeeinträchtigungen in der Nordsee eine größere Herausforderung, verbunden mit einer reduzierten Zugänglichkeit darstellen, als in der vergleichsweise ruhigen Ostsee. Diese Zugangseinschränkungen spielen bei Installation, Inbetriebnahme und Service eine große Rolle. In einem Special Report ab Seite 84 stellen Forscher vom Fraunhofer IWES verschiedene Logistikkonzepte für die Inbetriebnahme von Offshore-Windparks vor.

Die Jahresgänge der Wellenmessungen für Nordsee (Fino 1) und Ostsee (Fino 2) zeigt Abbildung 6.24. Wieder klar erkennbar ist die geringere mittlere Wellenhöhe in der Ostsee. Fehlende Daten weisen auf Ausfälle der Messsysteme hin. An beiden Standorten sind die relativ niedrigeren Wellenhöhen im Sommer erkennbar. Da im Sommer niedrigere Windgeschwindigkeiten vorherrschen plus bessere Lichtverhältnisse, planen die meisten Betreiber ihre regelmäßigen Instandhaltungsaktivitäten für diese Monate ein.

... UND NUN DAS WETTER

Wind und Wetter und die damit verbundenen externen Einflüsse wie Sturm, Seegang, Strömungen spielen bei Installation und Service von Offshore-Windenergieanlagen eine entscheidende Rolle. Ungünstige Witterungsbedingungen können zu einem Kostentreiber werden, wenn es nicht möglich sein sollte, unter den gegebenen Bedingungen die Arbeiten offshore nur eingeschränkt oder überhaupt nicht auszuführen.

Marcel Wiggert und Maxim Hartung von Fraunhofer IWES stellen in einem Special Report über Wettereinflüsse bei der Installation von Offshore-Windparks verschiedene Logistikkonzepte für die Inbetriebnahme von Offshore Windparks. Hierin werden anhand eines exemplarischen Offshore-Windparks Wetterrisiken, Ressourcen und Kosten analysiert und gegenübergestellt.

Der Special Report »Analyse, Optimierung und Vergleich von Logistikkonzepten in der Inbetriebnahme von Offshore Windparks« stellen die Kollegen von Fraunhofer IWES, Standort Bremerhaven, ihre Arbeiten ab Seite 84 vor.

Betriebsergebnisse

Volllaststunden. Ein Vergleich der Leistungsfähigkeit verschiedener WEA an unterschiedlichen Standorten erfolgt durch die Normierung der Jahresenergielieferung auf die Nennleistung der WEA. Damit hängt die Zahl der so berechneten äquivalenten Volllaststunden maßgeblich von der Leistungskennlinie der betrachteten WEA sowie den Standortbedingungen ab. Offshore werden deutlich höhere Volllaststunden erreicht als onshore. Der erste kommerzielle deutsche OWP alpha ventus erreichte in seinem ersten Betriebsjahr mit knapp 4500 Volllaststunden fast dreimal so viele Volllaststunden wie durchschnittliche Onshore-WEA.

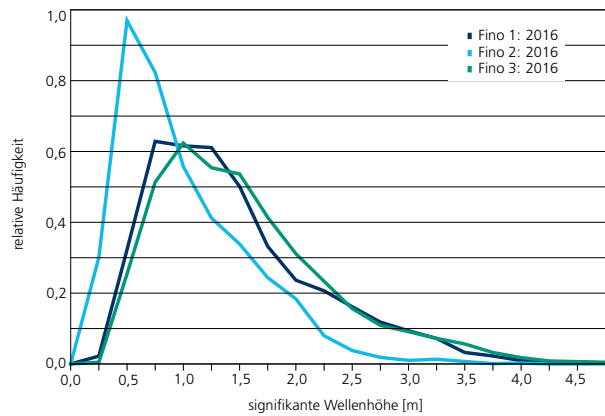


Abbildung 6.22: Verteilung der mittleren signifikanten Wellenhöhe für Fino 1 und Fino 2 für 2016. Datenquelle: [81]

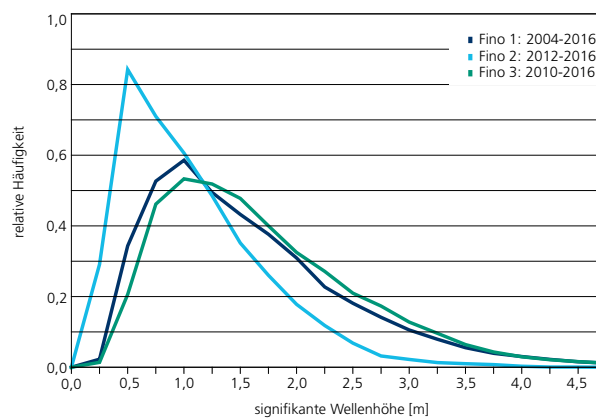


Abbildung 6.23: Verteilung der Verteilung der mittleren signifikanten Wellenhöhe für Fino 1 und Fino 2 für 2016. Datenquelle: [81]

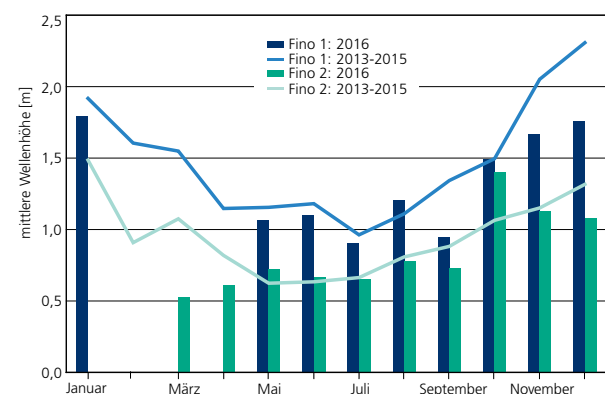


Abbildung 6.24: Monatsvergleich der mittleren signifikanten Wellenhöhen in 2016 und im Mittel von 2013 bis 2015 an Fino 1 und Fino 2. Datenquelle: [81]

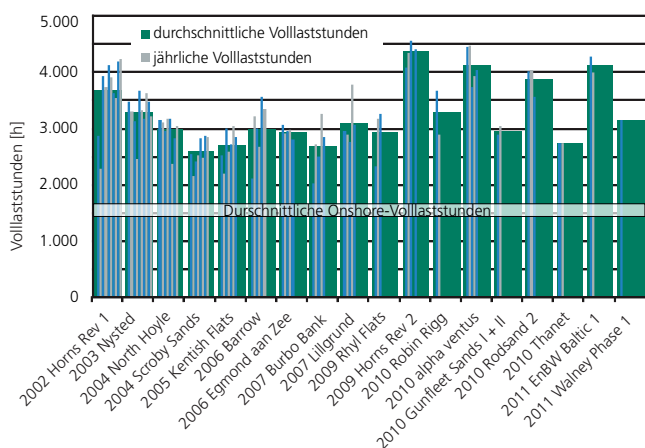


Abbildung 6.25: Offshore Volllaststunden verschiedener Windparks ab einer Nennleistung von 45 MW. Datenquellen: [82–88]

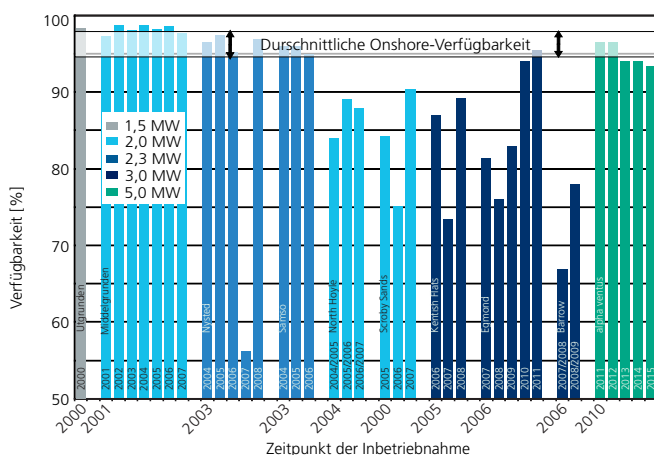


Abbildung 6.26: Verfügbarkeit von Offshore-Windenergieanlagen. Datenquellen: [83–85, 88, 98, 99]

Abbildung 6.25 zeigt die Volllaststunden verschiedener europäischer Offshore-Windparks mit einer Gesamtnennleistung von über 45 MW. Zwischen den einzelnen Windparks und deren einzelnen Betriebsjahren sind deutliche Unterschiede erkennbar. Tendenziell erreichen ältere, nearshore errichtete Windparks geringere Volllaststunden als die weiter auf See errichteten Anlagen. Durchschnittlich über 4000 Jahres-Volllaststunden erreichten die Windparks Horns Rev 2 (4357 h), EnBW Baltic 1 (4137 h) und alpha ventus (4123 h). In Horns Rev 1 fiel die Zahl der Volllaststunden im zweiten Betriebsjahr auf etwa 60 Prozent des langjährigen Durchschnitts. Bei anderen Windparks gab es ebenfalls einzelne stark abweichende Ergebnisse, die wahrscheinlich auf technische Schwierigkeiten in der frühen Betriebsphase zurück zu führen sind (vgl. Abbildung 6.26). Aufgrund der Nicht-Veröffentlichung von Ertragsdaten der Windpark-Betreiber ist eine vollständige Aktualisierung dieser Daten nur begrenzt möglich.

Offshore-Windstromertrag Deutschland. Seit 2009 wird Strom von Offshore-Windenergieanlagen erzeugt und in das Übertragungsnetz eingespeist, etwa 38 GWh. Mit der Inbetriebnahme von alpha ventus begann eine rasante Entwicklung der Einspeisemengen. Die Zahlen der Windstrom einspeisung von 2010 bis 2016 belegen das enorme Windenergiepotenzial in Nord- und Ostsee. In diesem Zeitraum hat sich die erzeugte Energiemenge nahezu von 174 GWh (2010) auf 11.892 GWh (2016) fast versiebzigfacht (Abbildung 6.27).

Die eingespeisten Strommengen stammen nach der Hochrechnung für 2016 zu 89 Prozent aus Offshore-Parks in der Nordsee. Die Einspeisung, Abrechnung und Vergütung erfolgt hier durch den Übertragungsnetzbetreiber Tennet TSO GmbH. Die verbleibenden 11 Prozent stammen von Ostsee-Windparks. Die technische und finanzielle Abwicklung erfolgt hier durch 50Hertz Transmission GmbH als zuständigen Übertragungsnetzbetreiber. Ab 2015 wird nahezu der gesamte Offshore-Windstrom von den Betreibern direkt vermarktet, nur etwa 0,3 Prozent der Stromerzeugung wurde über EEG abgerechnet.

Verfügbarkeit. Ziel der Instandhaltung ist das Erreichen einer hohen technischen Verfügbarkeit und eines hohen Windstromertrags der WEA mit möglichst geringen Kosten. Moderne WEA erreichen an Land in der Regel eine Verfügbarkeit von 97 Prozent bis 99 Prozent [95]. Für Offshore-Projekte ist, aufgrund der besonderen Standortsituation und den damit verbundenen Herausforderungen, wie Belastungen und Zugänglichkeit, generell mit geringeren Verfügbarkeiten zu rechnen [96]. Forschung und Industrie erarbeiten gemeinsam neue Methoden und Werkzeuge für optimierte und präagierende Instandhaltungsverfahren, mit den Zielen, die Anlagenverfügbarkeit zu erhöhen und die Kosten für Wartung und Instandsetzung zu reduzieren [97].

Abbildung 6.26 zeigt die technische Verfügbarkeit von unterschiedlichen OWP, geordnet nach dem Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahme. Während die älteren Parks, die aus WEA mit verhältnismäßig geringen Nennleistungen bestehen, sich relativ nah an der Küste befinden und Verfügbarkeiten in der Bandbreite der durchschnittlichen Onshore-Verfügbarkeit aufweisen, ist die Verfügbarkeit neuerer und weiter von der Küste errichteter Parks teils deutlich niedriger. Zwar sind, wie z. B. alpha ventus und Egmond aan Zee zeigen, hohe Verfügbarkeiten auch in diesen Bereichen erreichbar, doch sind diese meist mit einem erhöhten Instandhaltungsaufwand verbunden. Aufgrund der Nicht-Veröffentlichung von Verfügbarkeitsdaten der Windpark-Betreiber ist eine vollständige Aktualisierung dieser Daten nur begrenzt möglich.

Je weiter draußen Offshore-Windparks auf dem Meer installiert sind, umso länger dauern die Anfahrten mit den Serviceschiffen und umso mehr reduzieren sich entsprechend die effektiven Einsatzzeiten von Personal vor Ort für Reparaturen und Wartungsarbeiten. Um diesen Einschränkungen durch lange An- und Abreisezeiten entgegenzuwirken, werden »Hotelschiffe« eingesetzt, die in kurzer Entfernung zu den Offshore-Windparks vor Anker liegen. Sie bieten Unterkünfte, Werkstätten sowie Verpflegungs- und Freizeiteinrichtungen für das Servicepersonal. Mit Tenderbooten werden die Servicekräfte in kurzer Zeit vom Hotelschiff zu ihren Einsatzorten transportiert. Seit Ende 2016

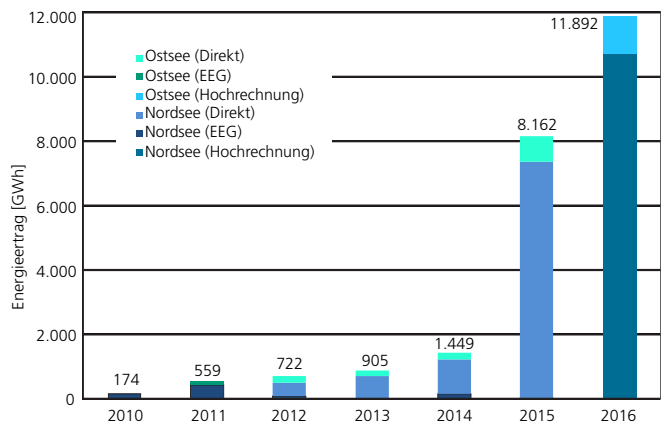


Abbildung 6.27: Offshore-Windstromertrag in Deutschland. Datenquellen: [43, 89–94], [6]

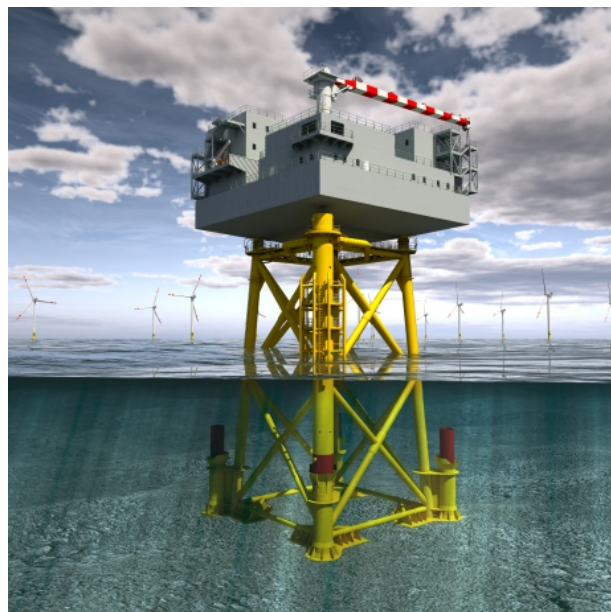


Abbildung 6.28: Offshore-Wohnplattform. © Vattenfall

steht für die technische Betreuung der Offshore-Windparks Sandbank und DanTysk eine Offshore-Wohnplattform in der Nordsee (Abbildung 6.28). Dieses »Offshore-Hotel« bietet Platz für etwa 50 Personen, die in Zwei-Wochen-Schichten von hier aus Wartung und Service dieser beiden Offshore-Windparks übernehmen [100].

Kosten der Offshore-Windenergie. Der technische und finanzielle Aufwand für Planung, Errichtung, Betrieb und Rückbau von Offshore-Windparks ist signifikant höher als bei Onshore-Projekten. Höhere Erträge offshore, große Windpark-einheiten und -Cluster, große Anlagennennleistungen sowie die Einspeisevergütungen tragen dazu bei, die Offshore-Windenergie wirtschaftlich zu nutzen.

Abbildung 6.29 gibt eine Übersicht zu den spezifischen Investitionskosten internationaler OWP ab 45 MW. Die großen Abweichungen zwischen den Windparks resultieren aus den teils gravierend unterschiedlichen Rahmenbedingungen. Zum einen gibt es länderspezifische Unterschiede, wie die Übernahme der Netzanbindungskosten durch die Netzbetreiber in Deutschland, zum anderen unterscheiden sich Windparks in diversen standortabhängigen Parametern wie Entfernungen zur Küste, Wassertiefen, Gründungsstrukturen und Parkgrößen.

Ergänzend zu Abbildung 6.29 zeigt Abbildung 6.30 die spezifischen Investitionskosten einer Grundlagenstudie der »IEA Wind Task 26« zu den Kosten der Offshore-Windenergie [102]. Auf der Basis von Daten zu 19 Offshore-Windparks, die zwischen 2012 und 2014 ganz oder teilweise in Betrieb gegangen sind, hat die Arbeitsgruppe aus typischen Parametern Referenzwerte für den Modell-Offshore-Windpark abgeleitet. Diese Windparks stehen in Belgien, Dänemark, Deutschland, Schweden und im Vereinigten Königreich. Die resultierenden Referenzwerte sind zusammen gefasst.

Im Ergebnis liegen die Investitionskosten für Offshore-Windparks in Europa bei 3789 €/kW. In diesem Betrag sind die Kosten für die Netzanbindung des Exportkabels enthalten. Die Kosten für das Exportkabel und die Infrastruktur vom Um-

spannwerk offshore bis zum Netzverknüpfungspunkt onshore sind mit insgesamt 282 €/kW angesetzt. Auf Offshore-Projekte in der deutschen AWZ bezogen, bei denen die Netzanbindungskosten ab der Offshore-Umspannwerke von den ÜNB übernommen werden, würden die spezifischen Investitionskosten für den ausgewählten Referenzwindpark vergleichsweise 3507 €/kW betragen. Dieser Wert ist niedriger als die in der Abbildung 6.29 gezeigten Auswertung. Ein wesentlicher Grund hierfür sind die in deutschen Projekten abweichenden größeren Küstenentfernungen und Wassertiefen als im IEA-Baseline-Szenario angenommen.

Zur Ermittlung der Stromgestehungskosten über die gesamte Lebensdauer berechnet man die Summe aller Kosten in Bezug auf die gesamte Energieproduktion. Zu den Kosten zählen neben den Investitionskosten (CAPEX) auch die Betriebskosten (OPEX) einschließlich Kapitalkosten, Abschreibung, Steuern, Versicherung usw. Auch hier gibt es projekt- und länderspezifische Besonderheiten, so dass die im Baseline-Szenario getroffenen Annahmen bei der Individualanalyse anzupassen sind. Das Ergebnis zeigt Abbildung 6.31: die spezifischen Stromgestehungskosten des generischen 400 MW-Modell-Windparks betragen 146 €/MWh oder 14,6 Cent/kWh.

Dong Energy, einer der größten und erfahrensten Betreiber von Offshore-Windparks hat in 2016 die Stromgestehungskosten eigener Projekte, die im Zeitraum 2009–2015 in Betrieb gingen, vorgestellt. Die Stromgestehungskosten entsprechen dem Ergebnis des IEA-Szenarios, also etwa 147 bis 156 €/MWh. Für einige Projekte liegen die Stromgestehungskosten sogar deutlich niedriger: für das Projekt Borkum Riffgrund II werden Stromgestehungskosten von 122 €/MWh beziffert, für Horns Rev III 102 €/MWh [103].

Rechtliche und finanzielle Rahmenbedingungen

Einspeisevergütung für Offshore-Windstrom. Seit April 2000 regelt das EEG die Einspeisevergütung. Damit auch für Offshore-WEA ein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist, sieht das Gesetz seit 2004 spezielle Regelungen für »Windenergieanlagen auf See« vor. Laut EU-Leitlinie für staatliche Umweltschutz-

und Energiebeihilfen [104] müssen ab 2017 bei Windparks ab 6 MW oder 6 Anlagen Ausschreibungen erfolgen. Somit werden laut § 2 Abs. 3 EEG 2017 künftig die »... Zahlungen für Strom aus erneuerbaren Energien ... durch Ausschreibungen ermittelt ...«. In einer Übergangszeit bis 2020 haben Projekte, die vor dem 1. Januar 2017 »unbedingte Netzanschlusszusage« gemäß § 118 Absatz 12 EnWG oder Kapazitätzuweisungen gemäß § 17d Absatz des EnWG erhalten haben und vor dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommen worden sind, weiterhin Anspruch auf die EEG-Vergütung. In der EEG-Fassung »EEG 2017« vom 29. 08. 2016 wird der bereits im »EEG 2014« festgelegte Offshore-Ausbaupfad von 6500 MW bis 2020 und 15 000 MW bis 2030 übernommen (§ 4 EEG). Als Offshore-WEA gelten dabei Anlagen mit einer Küstenentfernung von über 3 Seemeilen (ca. 5,6 km). Die aktuellen EEG-Vergütungssätze und die vorgesehenen Degressionen zeigt Abbildung 6.32.

Grund- und Anfangsvergütung. Die Anfangsvergütung für Offshore-WEA beträgt 15,4 ct/kWh, die Grundvergütung 3,9 ct/kWh. Ab Inbetriebnahme einer Offshore-WEA schreibt das EEG die Anfangsvergütung für zwölf Jahre fest. Anschließend wird die Einspeisevergütung auf die Grundvergütung abgesenkt. Offshore-Anlagen, die bis 2017 in Betrieb gehen, werden zwölf Jahre lang mit 15,4 ct/kWh und anschließend bis zum zwanzigsten Betriebsjahr mit 3,9 ct/kWh vergütet. Später wird die Anfangsvergütung auf 14,9 ct/kWh (2018) bzw. 14,4 ct/kWh (2020) gesenkt.

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 0,5 Monate und für jeden zusätzlichen vollen Meter Wassertiefe um 1,7 Monate verlängert. Abbildung 6.33 zeigt die Staffelung des Zeitraums der Anfangsvergütung in Abhängigkeit von der Entfernung zur Küste und der Wassertiefe sowie die Position einiger realisierter Offshore-Windparks in diesem Raster.

Beschreibung	Einheit	Referenzwert
Nennleistung OWP	MW	400
Anzahl Anlagen	1	100
Anlagennennleistung	MW	4,00
Rotordurchmesser	m	125
Nabenhöhe	m	90
Wassertiefe	m	25
Küstenentfernung	km	40
Gründung und Fundament	Typ	Monopile

Tabelle 6.4: Ausgewählte Eckdaten für Offshore-Referenz-Windpark. Datenquelle: [102]

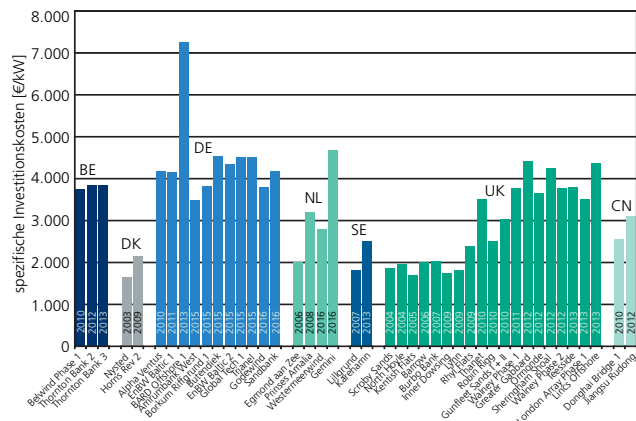


Abbildung 6.29: Spezifische Investitionskosten verschiedener Parks nach Ländern ab einer Nennleistung von 45 MW. Datenquelle: [101]

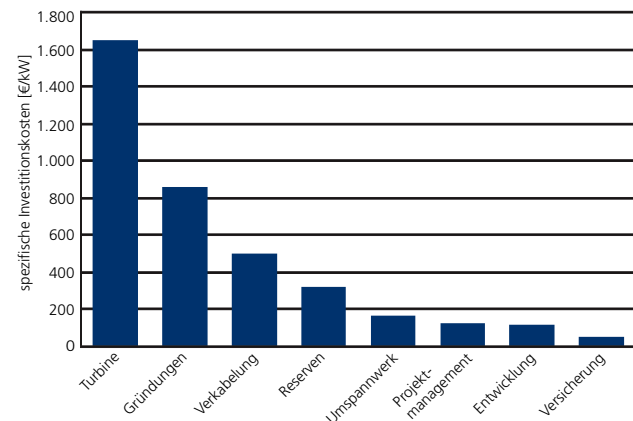


Abbildung 6.30: Aufteilung der spezifischen Investitionskosten europäischer Offshoreparks inklusive Netzanbindungskosten. Datenquelle: [102]

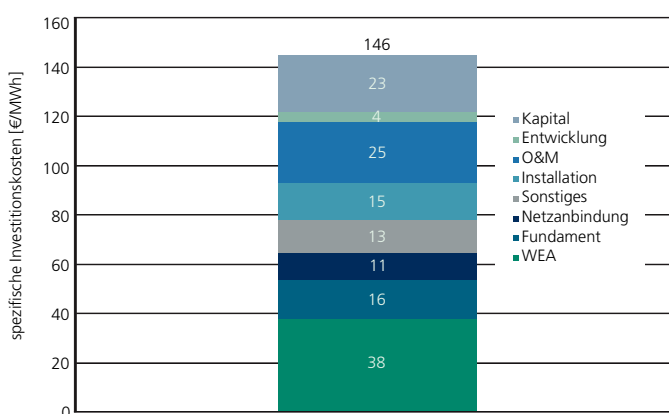


Abbildung 6.31: Spezifische Stromgestehungskosten aus dem IEA-Baseline-Szenario europäischer Offshore-Windparks.

Datenquelle: [102]

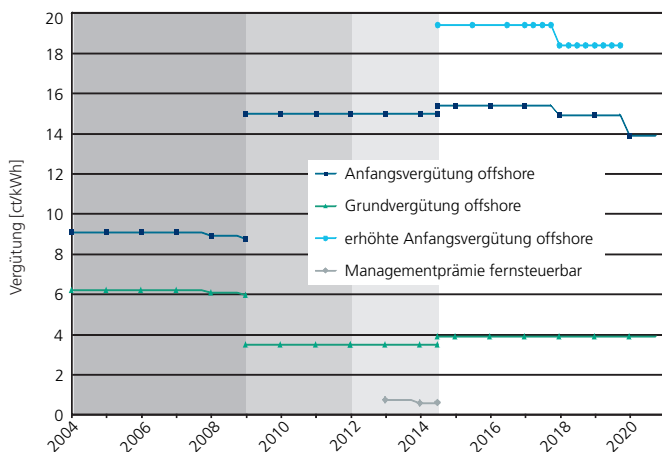


Abbildung 6.32: Einspeisevergütung für Offshore-Strom.

Datenquelle: [17]

Erhöhte Anfangsvergütung. Alle Offshore-WEA, die vor dem 1. Januar 2020 in Betrieb gehen, können als Alternative zur regulären Anfangsvergütung auf Antrag eine erhöhte Anfangsvergütung nach dem sogenannten Stauchungsmodell erhalten. Hier beträgt die Höhe der Vergütung 19,4 ct/kWh für einen Zeitraum von acht Jahren ab Inbetriebnahme, danach erfolgt die Absenkung auf die Höhe der Grundvergütung (3,90 ct/kWh). Bei Anlagen die in 2018 oder 2019 in Betrieb gehen ist die Höhe der erhöhten Anfangsvergütung um 1,0 ct/kWh auf 18,4 ct/kWh reduziert. Durch dieses »Stauchungsmodell« sollen die Finanzierungsrisiken für Offshore-Investitionen und Unsicherheiten für Gläubiger reduziert werden, indem die Erlöse aus den Investitionen früher zurückfließen können. Im Falle einer möglichen Zeitraumverlängerung können WEA nach den ersten acht Jahren der erhöhten Anfangsvergütung über mehrere Jahre eine verlängerte Anfangsvergütung von 15,4 ct/kWh und danach die Grundvergütung von 3,9 ct/kWh erhalten.

Durchschnittliche Einspeisevergütung. Je nach gewähltem Vergütungsmodell betragen die durchschnittlichen Vergütungshöhen über die Anspruchsdauer von 20 Jahren mit Inbetriebnahme in 2016 oder 2017 und ohne jegliche Verlängerungszeiträume aufgrund von Küstenentfernung oder Wassertiefe beim Grundmodell 10,8 ct/kWh und 10,1 ct/kWh beim Stauchungsmodell.

Direktvermarktung. Bei allen neuen WEA können die Betreiber den Offshore-Strom als alternative zur EEG-Vergütung direktvermarkten. Schon seit Ende 2012 ist die Direktvermarktung gängige Praxis für alle in Deutschland installierten Offshore-WEA (vgl. Abbildung 6.27). Der Erlös des Betreibers bzw. des Direktvermarkters setzt sich aus dem erzielten Verkaufspreis und der Marktprämie zusammen. Die Höhe der Marktprämie wird monatlich rückwirkend als Differenz des anzulegenden Wertes (Grund- bzw. Anfangsvergütung) und eines mittleren Marktwertes an der EEX berechnet.

Weiterer Ausbau in deutschen Gewässern. 2017–2030. Am 18. Oktober 2016 wurde das Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (kurz WindSeeG)

verkündet, das zum 1. Januar 2017 in Kraft trat. Hierin wird ein Ausschreibungssystem für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien eingeführt, das auch für die Windenergie auf See einen Systemwechsel bedeutet [105]. Anfang Januar 2017 wurden von der BNetzA die Bedingungen für die erste Ausschreibung nach dem neuen WindSeeG bekannt gegeben. Der Höchstwert für die Vergütung von Strom aus Windenergieanlagen auf See liegt demnach bei 12 ct/kWh.

Die erste Ausschreibung umfasst 1.550 MW und erfolgt zum 1. April 2017 [57]. Der weitere Ausbaupfad der Offshore-Windenergie bis 2030 erfolgt in drei Phasen, siehe Abbildung 6.34 [106].

Phase 1 – Alte EEG-Rechtslage: Von 2017 an bis 2020 werden nach der alten Rechtslage Projekte mit unbedingter Netzanschlusszusage oder Kapazitätszuweisung fertiggestellt. Ausgehend von etwa 4100 MW kumulierter Leistung zum 31. Dezember 2016 bedeutet dies bei einem mittleren Zubau von 1200 MW in den Jahren 2017 bis 2020 eine kumulierte Gesamtkapazität von 7700 MW zum Ende dieser Phase. Das Ausbauziel von 6500 MW installierter Leistung wird nach diesem Szenario Anfang 2020 erreicht.

Phase 2 – Übergangsphase: Bereits 2017 und 2018 erfolgen die ersten Ausschreibungen in Höhe von jeweils 1550 MW für bestehende Projekte. Hierunter fallen diejenigen Vorhaben, die bereits vor dem 1. August 2016 eine Genehmigung erhalten haben oder planfestgestellt sind oder für die bereits ein Erörterungstermin stattgefunden hat. Die Ergebnisse dieser beiden Ausschreibungen sollen in einer Übergangsphase von 2021 bis 2026 zum Zubau von jeweils 500 MW in 2021 (nur Ostsee) und 2022 und zu jeweils 700 MW Zubau in den Jahren 2023 bis einschließlich 2025 führen.

Phase 3 – Zentrales Modell: Nach dieser Vorlaufzeit sollen ab 2026 jeweils 700–900 MW neu in Betrieb gehen. Die Umsetzung dieses Ausbauszenarios führt dann zu dem Ausbauziel von 15 000 MW in 2030.

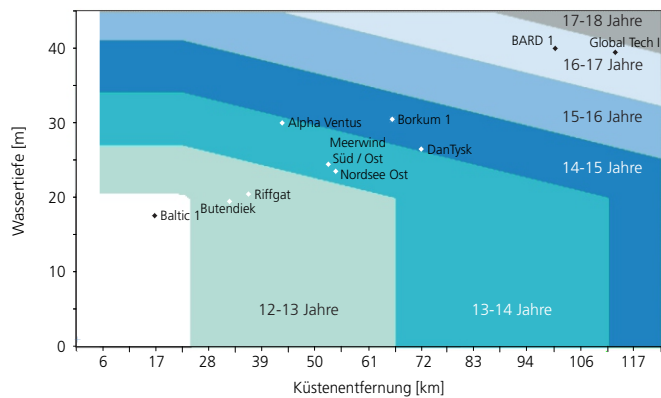


Abbildung 6.33: Zeitraum der Anfangsvergütung für Offshore-WEA in Deutschland. [101]

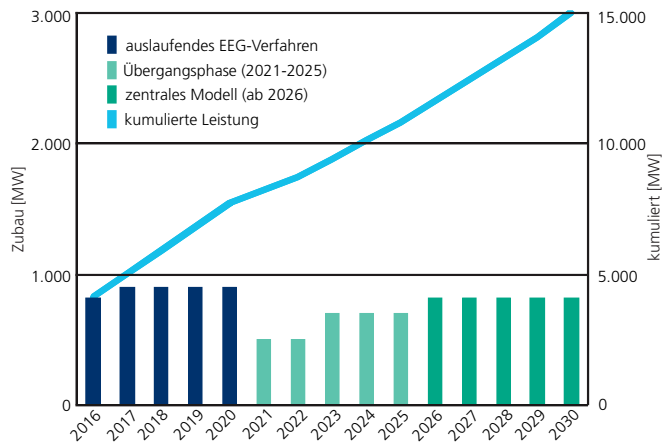


Abbildung 6.34: Ausbauszenario 2017 bis 2030. Datenquelle: [106]



FLIEGENDE MESSSYSTEME

Martin Hofsäß, Jens Bange, Dominique Bergmann

Um die Ziele der Energiewende in Deutschland zu erreichen, bedarf es einem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien, allen voran der Windenergie in windreichem, bergig komplexem Gelände. Eine Windpotentialanalyse dieser Standorte mit konventioneller Messtechnik (Windmessmasten (WMM) ≥ 100 m mit Standard Messsensorik) ist sehr kostenintensiv (Aufbau und Abbau des WMM, Miete, usw.). Eine alternative Möglichkeit den Standort zu analysieren sind detaillierte, hochaufgelöste numerische Simulationen (z.B. CFD) bzw. den Standort mit sogenannten »Wind-Atlas-Methoden“ zu analysieren und zu bewerten. Die Ergebnisse der detaillierten numerischen Simulationen hängen jedoch stark vom Detaillierungsgrad des Geländes und der räumlichen Auflösung, der zeitlichen Auflösung des Gleichungslöser und den Randbedingungen der Zuströmung [1] ab. Um die lokalen Standortbedingungen exakt zu simulieren, sind Kenntnisse der realen Strömungsbedingungen an diesem Standort nötig. Bei den »Wind-Atlas-Methoden“ wird mit Hilfe einer Transformation gemessener Winddaten von mehreren benachbarten Standorten auf die lokalen Windbedingungen an diesen Standort geschlossen.

Eine weitaus günstigere und flexiblere Möglichkeit zur Erfassung der Strömungsbedingungen, stellt der Einsatz von unbemannten Luftfahrzeugen (wie z.B. Flugzeug und Helikopter) dar. Diese UAV (unmanned aerial vehicle) können automatisch (Autopilot) bzw. von einem Piloten (einem sogenannte RPAS (remotely piloted aircraft system)) gesteuert fliegen. Fliegen diese UAV automatisch, steuert der Autopilot die zuvor definierten Punkte (sogenannte Legs) an und fliegt diese Trajektorie ab. Die Bordcomputer der Versuchsträger loggen die Ausgabe der installierten Sensoren (z. B. die gemessenen Strömungsbedingungen) in Abhängigkeit der Ortskoordinaten, der Lagekoordinaten der UAV und weitere Flugparameter. In dem vom BMWi geförderten Forschungsvorhaben LIDAR complex der Universitäten Stuttgart (USTUTT) und Tübingen (EKUT), wurden die Einsatzmöglichkeiten kleiner bis mittelgroßer UAV erforscht. Dabei wurden zwei unterschiedliche Trägersysteme eingesetzt:

- Helikopter Trägersystem »AMPAIR“
- Flächenflugzeug »MASC: Multi-Purpose Airborne Sensor Carrier“

Die zwei Versuchsträger haben sehr unterschiedliche Flugeigenschaften. Diese lassen sich, für jeweils unterschiedliche Missionsszenarien einsetzen. Das Helikoptersystem bietet sich durch seine Schwebereigenschaften optimal zur Vermessung fixer Positionen an. Die Stärken des Flächenflugzeugs liegen hingegen vor allem bei seiner hohen Reichweite und Flugzeit, was die Vermessung großer Gebiete ermöglicht.

Die Flugmessungen wurden zunächst an einem flachen Standort mit homogenen Strömungsbedingungen durchgeführt, um die Messflüge und Flugstrategien zu erproben und die Messungen gegen eine externe Referenz zu validieren. Am Referenzstandort stehen drei Windenergieanlagen (WEA) mit einer Leistung zwischen 2,0 MW und 2,5 MW. Zusätzlich befand sich ein 100 m hoher Windmessmast installiert, welcher auf mehreren Höhen mit Standardsensoren (First-Class Schalenkreuz-Anemometer und Windfahnen) nach IEC [2] ausgestattet war. Alle installierten Sensoren am WMM, wurden mit einer Auflösung von 50 Hz abgetastet und zeitsynchron mittels eines GPS-Taktgebers von einem Messsystem gemeinsam aufgezeichnet. Die Vergleichbarkeit und Synchronisierbarkeit mit den fliegenden Messsystemen wurde über den GPS-Zeitstempel realisiert.

Trägersystem »AMPAIR“

Basis des Trägersystems für das Messequipment bildet die rein elektrisch betriebene Hubschrauberdrohne »AMPAIR“ (Abb. 1) des Instituts für Flugzeugbau der Universität Stuttgart. Das UAV hat einen Rotorkreisdurchmesser von 2,97 m und ist bis zu einem Abfluggewicht von 46,16 kg zugelassen. Für den Einsatz als fliegender Messmast kann eine Nutzlast von bis zu 7,5 kg integriert werden. Die Steuerung und Stabilisierung der Drohne wird von einem Autopilotensystem übernommen und ermöglicht einen automatischen sowie manuellen Flug durch einen Piloten.

Messequipment

Das Messsystem, welches den unbemannten Hubschrauber zum fliegenden Messmast macht, basiert auf einem Messausleger am Bug, der aus dem Abwind-Bereich des Hubschraubers



Abbildung 1: Trägersystem „AMPAIR“ des Instituts für Flugzeugbau der Universität Stuttgart mit Messausleger © USTUTT

hinaus ragt. So kann die Messsensorik in einem durch den Abwind des Hubschraubers unbeeinflussten Strömungsbereich installiert werden. Die dazugehörige Auswerteelektronik ist im Nutzlastbereich im Bug untergebracht. Für ein komplettes Abbild der Umgebungsbedingungen verfügt das Messsystem über folgende Sensorik:

- 3D-Ultraschallanemometer
- Temperatursensor
- Feuchtigkeitssensor
- Differenz- und Absolutdrucksensoren

Zur Stabilisierung, Korrektur und Referenzierung der Messdaten im Postprocessing kommen ein Differential GPS (DGPS) und eine Inertial Measurement Unit (IMU) zum Einsatz. Das DGPS dient der räumlichen Referenzierung der Messpunkte und zur Bestimmung der Ausrichtung (Heading) der Drohne zur Ermittlung der Windrichtung. Die IMU, dient der Lagekorrektur der Sensoren. Des Weiteren dienen DGPS und IMU der Korrektur der Messdaten bezüglich der Eigenbewegung des Trägersystems.

Missionsszenario

Die Fähigkeit eines Hubschraubers, sowohl schwebend an einer Stelle zu verharren, als auch mit konstanten Geschwindigkeiten in beliebige Richtungen zu fliegen kann in dem Einsatzszenario als »fliegender Messmast“ optimal ausgenutzt werden. Durch

seine VTOL (vertical take-off and landing)-Eigenschaften ist das Hubschraubersystem nur auf kleine Start- und Landeflächen angewiesen, was den Betrieb direkt am Einsatzort ermöglicht. Neben dem Einsatz an klassischen Standorten für Windmessmasten, wird durch den unbemannten Hubschrauber auch die Vermessung in topographisch komplexem Gelände (z. B. Kante der schwäbische Alb) einfacher möglich.

Während der Messmission (Abb.2) kann die Drohne einzelne, stationäre Messpunkte anfliegen oder Muster zur Ermittlung verschiedener Messpunkte abfliegen. Mittels Autopilot wird die Drohne an vorgegebenen Punkten positioniert und führt die Messung im Schwebeflug durch. Auf diese Weise kann z. B. ein Höhenprofil abgetastet werden, welches die einzelnen Sensorpositionen eines Messmastes nachbildet.

Einsatzfähigkeit des unbemannten Hubschraubersystems als Messplattform

Im Forschungsprojekt LIDAR complex hat das Gesamtsystem seine Einsatzfähigkeit bewiesen. Durch das hohe Eigengewicht der Drohne können auch bei böigen Flugbedingungen erfolgreich Messungen durchgeführt werden. Durch die frontale Anströmung während der Messflüge befindet sich die Drohne trotz fester Position in einer Art »Vorwärtsflug“, wodurch die Flugzeit im Gegensatz zum Schwebeflug gesteigert werden kann. Wie in der folgenden Tabelle 1 zu sehen ist, konnten in den Messflügen Ergebnisse ermittelt werden, welche dem Messmast entsprechen, der zum Vergleich herangezogen wurde.

Der Unterschied zwischen dem Messergebnis zwischen dem WMM und den AMPAIR-Messungen bezog auf die Windgeschwindigkeitsmessungen zeigt in diesem Szenario eine sehr gute Übereinstimmung. Die Differenz ist mit 0,1 m/s bei 40 m Höhe sehr gering. Für die Messung der Windrichtung zeigt sich eine größere Differenz zwischen den Messungen des WMM und des AMPAIR. Dieser Unterschied basiert auf der Streuung des Magnetkompass, welcher zur Positionsbestimmung und für die Transformation aus dem körperfesten Koordinatensystem des UAVs ins globale Koordinatensystem verwendet wird.

Flächenflugzeug »MASC: Multi-Purpose Airborne Sensor Carrier«

Das unbemannte Forschungsflugzeug vom Typ MASC (Multi-purpose Airborne Sensor Carrier, Abb.3) wird mit einem elektrischen Heckmotor angetrieben, damit die Strömungssonde an der Spitze des Flugzeugrumpfs weniger beeinflusst wird. Für verschiedene Missionen stehen zwecks Optimierung drei verschiedene Tragflügel mit 2,6 bis 3,4 m Spannweite zur Verfügung. Mit minimaler Batteriezuladung hat das MASC ein Gesamtgewicht (inkl. meteorologischer Basismessausrüstung) von weniger als 5 kg. Die Flugzeit ist dann allerdings begrenzt auf 15 Minuten. Bei maximaler Zuladung (entsprechend einem Gesamtgewicht von etwa 8 kg) wird eine Flugzeit von 90 Minuten bzw. eine Reichweite von 135 km erreicht. Zur Sensorik gehören schnelle und hochauflösende Temperatur- und Feuchtesensoren, verschiedene Drucksensoren, eine 5-Loch Strömungssonde, GPS und Trägheitsnavigation. Aus den letzten drei Größen wird mit Hilfe eines Kalman-Filters der turbulente 3D Windvektor bestimmt. Die MASC Systeme werden von Autopiloten vom Institut für Flugmechanik und Flugregelung der Universität Stuttgart mit konstanter Geschwindigkeit von ca. 25 m/s relativ zur Luft-Strömung automatisch gesteuert und gleichzeitig von zwei Bodenstationen (getrennt für Flug- und meteorologische Messdaten) überwacht. Der Autopilot ROCS (Research Onboard Computing System) hält das Flugzeug sehr genau auf seiner Trajektorie (Höhe ± 2 m, horizontaler Pfad ± 5 m, Fluggeschwindigkeit ± 1 m/s). Solche geringen Abweichungen sind für den Flug zwischen den WEA eines Windparks entscheidend für die Betriebssicherheit und werden

Höhe	Helikopter		Windmessmast	
39,7 m	5 m/s	184,7°	5,14 m/s	185,82°
93,7 m	8,85 m/s	171,2°	8,83 m/s	187,67°

Tabelle 1: Vergleich der gemittelten Daten vom Messmast mit UAV-Messungen als Messplattform bei stationären Messungen © USTUTT



Abbildung 2: AMPAIR im Messflug vor WEA © USTUTT



Abbildung 3: Versuchsträger MASC © EKUT

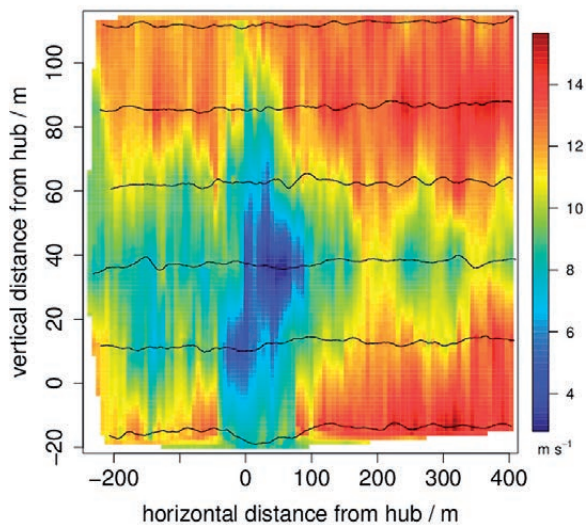


Abbildung 4: Messung der Windgeschwindigkeit in 4 D Abstand hinter der WEA. Die schwarzen Linien zeigen die Flugpfade quer zur Windrichtung. Die Farben stellen die Windgeschwindigkeit dar, die linear zwischen den Legs interpoliert wurde. Die Position der WEA ist als grauer Schatten gekennzeichnet. © Wildmann

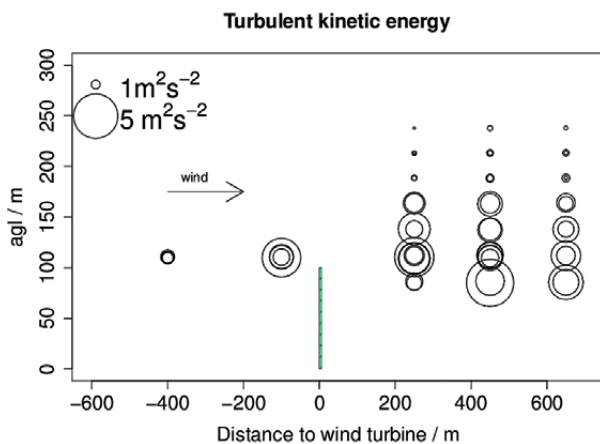


Abbildung 5: Auf verschiedenen Legs vor und hinter einer WEA (vertikaler grüner Strich) wurde die TKE berechnet. Der Durchmesser der einzelnen Kreise ist ein Maß für den Betrag der TKE. © Wildmann

mit bemannten Flugzeugen in der Regel nicht erreicht. Das geringe Gewicht der MASC trägt außerdem dazu bei, eine Aufstiegserlaubnis in unmittelbarer Nähe von WEA insbesondere von den Betreibern zu erhalten. Nähere Informationen zu dem Messsystem MASC und Ergebnisse der Kampagnen sind in Fachzeitschriften veröffentlicht [3–7]).

MASC im Einsatz für die Windenergie

Im Projekt LIDAR complex wurde neben dem Trägersystem »AMPAIR“ zwei MASC Systeme zur in situ Turbulenzmessung im Bereich von WEA eingesetzt. Hauptaugenmerk war dabei, den Nachlauf der WEA zu messen. Dabei konnten die MASC den starken hinter den WEA auftretenden Verwirbelungen ohne Problem standhalten und die turbulenten Wind- und Temperaturmessungen jederzeit gewährleisten. Im Nachlauf der WEA in Grevesmühlen wurden mitunter 15 m/s mittlerer Wind und entsprechende Verwirbelung in der Wirbelschlepe gemessen.

Da das MASC sicher in der Wirbelschlepe hinter einer großen WEA operieren kann, wurden vertikale Ebenen quer zur Windrichtung im Lee geflogen. Abb. 4 zeigt auf einer dieser Ebenen den Verlauf der Windgeschwindigkeit zwischen 75 und 225 m über dem Boden, wobei die Fläche zwischen den Flugpfaden linear interpoliert wurde. Ganz klar ist der signifikante Einfluss der WEA in 4 D Abstand (mit Rotordurchmesser D) zu erkennen. In der Wirbelschlepe sinkt die Windgeschwindigkeit von ungestört 12 m/s auf 5 bis 6 m/s. D.h. in 4 D Entfernung wird die Windgeschwindigkeit etwa halbiert, was für nachfolgende WEA und deren Ertrag natürlich von Bedeutung ist.

Schließlich wurden auch Legs in verschiedenen Abständen vor und hinter den WEA ausgewertet. Aus den einzelnen Legs von jeweils 700 m Länge wurden die statistischen Momente zweiter Ordnung (Varianzen und Kovarianzen) berechnet. Abb. 5 zeigt die im Flug gemessene turbulente kinetische Energie (TKE), die sich aus der Summe der Varianzen der drei Windkomponenten zusammensetzt, und ein robusteres Maß für die Turbulenz darstellt, als die in der Industrie übliche Turbulenzintensität.

Wie erwartet, nahm die TKE hinter der WEA um ein Vielfaches im Vergleich zur ungestörten Anströmung zu. Wobei die TKE im Lee eine ausgeprägte Höhenabhängigkeit aufweist. Die Wirbelschlepe erstreckt sich vertikal über ± 100 m bezüglich der Nabhöhe. Interessant ist, dass die TKE auch im Luv etwa 100 m vor der WEA bereits massiv angestiegen ist.

Zukünftige Entwicklung

Um detaillierte Informationen mit einer höheren räumlichen und zeitlichen Auflösung der Strömung vor oder hinter einer Windenergieanlage zu erlangen, entwickelt der Stuttgarter Lehrstuhl für Windenergie der Universität Stuttgart im aktuellen BMWi Forschungsprojekt ANWIND ein neues schwebendes Windmesssystem. Als Basis für dieses Windmesssystem soll ein Multicopter entwickelt werden, der für den Einsatz unter sehr ungünstigen Bedingungen, d.h. hohen Windgeschwindigkeiten optimiert wird und damit stabil im Wind fliegt und sicher die Position halten kann.

Im Gegensatz zu bisherigen Konzepten fliegender Windmesssysteme sollen der Multicopter und die integrierte hochempfindliche Messtechnik eine Einheit bilden. Bereits im Designprozess wird der Einfluss des UAV auf den Messvorgang berücksichtigt. Das Windmesssystem, genannt ANDroMeDA (ANWIND Drone for Measurement and Data Acquisition, Abb. 6), soll im Verbund mit 9 Fluggeräten gleichzeitig eingesetzt werden. Somit können je nach gewählter Formation verschiedene Effekte untersucht werden, wie z.B. die Windevolution bei der Anordnung mehrerer Fluggeräte entlang einer Stromlinie oder laterale und transversale Kohärenzen bei vertikalen oder horizontalen Formationen.

Solche Messungen können helfen numerische Modelle zur Anlagensimulation (Windfeldmodelle, Windevolution) zu verbessern oder auch die Regelstrategie für Windenergieanlagen zu optimieren. Auch die weitere Optimierung der am Stuttgarter Lehrstuhl für Windenergie verwendeten LiDAR Technik bzw. der entsprechenden Algorithmen zur Windfeldrekonstruktion aus LiDAR Messungen ist mit Hilfe dieser Messungen denkbar.

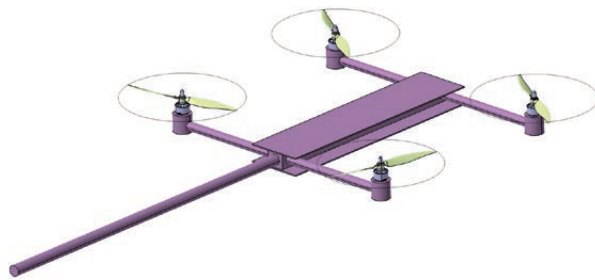
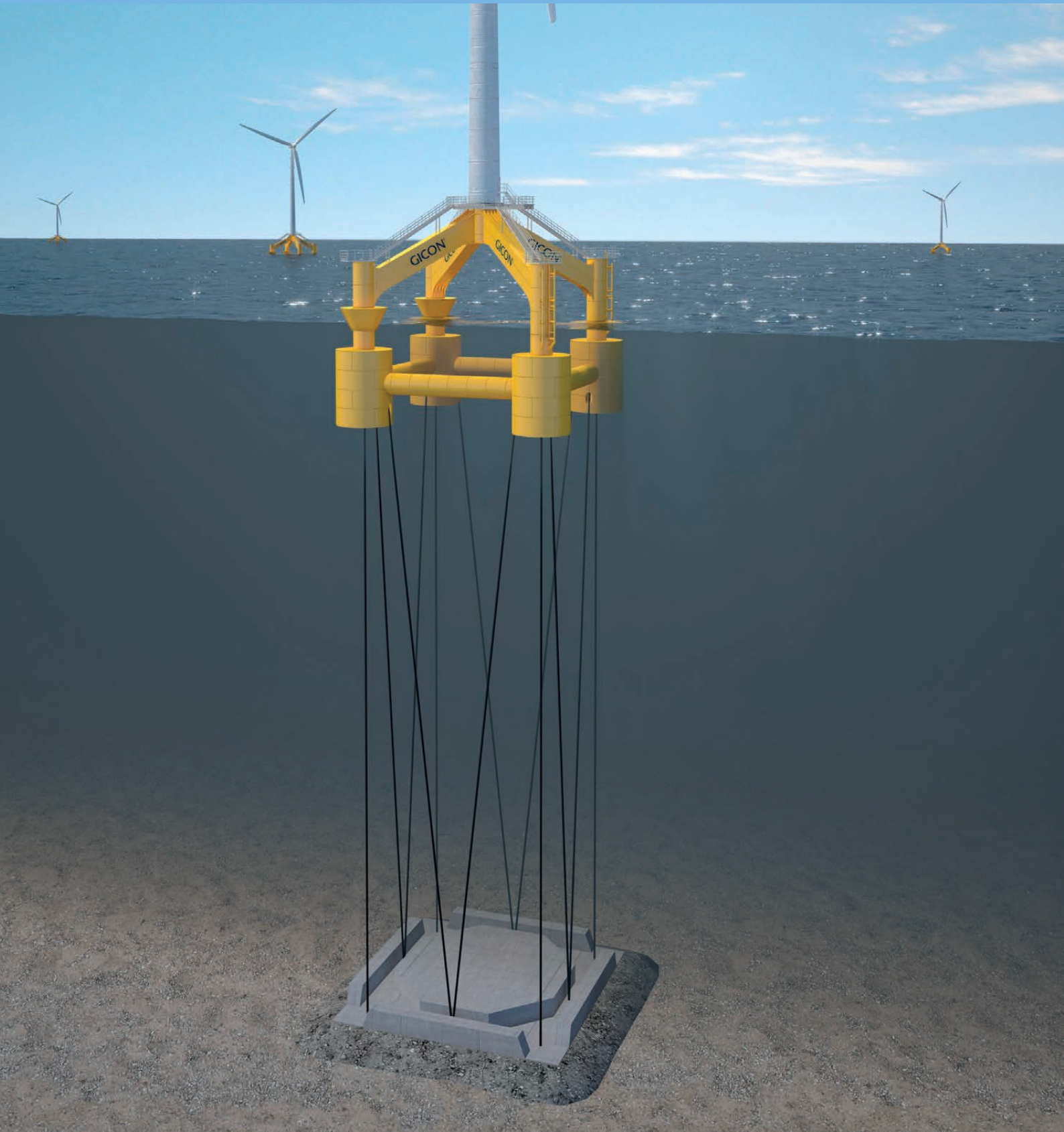


Abbildung 6: Konzeptstudie zur Windfeldvermessung im Formationsflug © USTUTT

Literatur

- [1] Kim, Y., Weihing, P., Schulz, C., Lutz, T., 2016. Do turbulence models deteriorate solutions using a non-oscillatory scheme? *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 156, 41–49. doi:10.1016/j.jweia.2016.07.003
- [2] IEC 61400-12-1. Wind turbines. Part 12-1, Power performance measurements of electricity producing wind turbines.
- [3] Wildmann N., Mauz M., and Bange J., 2013: Two Fast Temperature Sensors for Probing of the Atmospheric Boundary Layer Using Small Remotely Piloted Aircraft (RPA). *Atmos. Meas. Tech.*, 6, 2101–2113.
- [4] Wildmann N., Hofsäß M., Weimer F., Joos A., and Bange J., 2014a: MASC – A small Remotely Piloted Aircraft (RPA) for Wind Energy Research. *Advances in Science and Research*, 11, 55–61.
- [5] Wildmann N., Kaufmann F., and Bange J., 2014b: An inverse-modelling approach for frequency response correction of capacitive humidity sensors in ABL research with small remotely piloted aircraft (RPA). *Atmos. Meas. Tech.*, 7, 3059–3069.
- [6] Wildmann N., Ravi S., and Bange J., 2014c: Towards Higher Accuracy and Better Frequency Response with Standard Multi-Hole Probes in Turbulence Measurement with Remotely Piloted Aircraft (RPA). *Atmos. Meas. Tech.*, 7, 1027–1041.
- [7] Wildmann N., Rau G.A., and Bange J., 2015: Observations in the early morning boundary layer transition with small RPA. *Boundary-Layer Meteorol.*, 157, 345–373.



SCHWIMMENDE UNTERSTRUKTUR FÜR OFFSHORE-WEA

Frank Adam, Daniel Walia, Mathias Kuhl, Jochen Großmann

Einleitung

Am 4. November 2016 trat das Pariser Klimaabkommen in Kraft. Ein wesentliches Ziel des Abkommens ist es die Begrenzung des Anstiegs der globalen Durchschnittstemperatur auf deutlich unter 2 °C im Vergleich zum vorindustriellen Niveau. Wenn möglich soll sogar ein Grenzwert von 1,5 °C eingehalten werden, um die Auswirkungen des von Klimaforschern belegten Klimawandels zu minimieren. In diesem Zusammenhang muss es ein wesentliches Ziel nationaler und internationaler Interessen sein, erneuerbare Energien weiter zu etablieren und neuartige Technologien zu entwickeln, um den ehrgeizigen Zielen des Pariser Abkommens gerecht zu werden.

Eine wichtige Rolle bei der Energiewende spielt die Windenergie. Insbesondere die Offshore-Windenergie ist von großer Bedeutung, da geeignete Flächen onshore generell knapp sowie weitgehend durch installierte Windenergieanlagen (WEA) belegt sind. Gleichzeitig und besonders in dicht besiedelten Gebieten, werden WEA nur in geringem Maße von der Bevölkerung akzeptiert.

Motiviert durch diese Umstände soll zukünftig immer mehr Windenergie auf dem Meer gewonnen werden. Über dem Wasser sind Windgeschwindigkeiten generell höher und homogener als über Land, was wesentlich höhere Energieausbeuten ermöglicht und Flächenmangel sowie Akzeptanzprobleme abmildert. Das Problem der Offshore-Windenergie ist allerdings momentan die Wirtschaftlichkeit. Im Vergleich zum umgangssprachlich genannten Onshore-Windstrom mit Gestehungskosten von 50 bis 70 EUR pro MWh, welche mit den Kosten von konventionellen Kraftwerken vergleichbar sind, werden aktuelle Gestehungskosten für Offshore-Windstrom von bis zu 140 EUR pro MWh angegeben. Im Rahmen von Ausschreibungsverfahren für zukünftige Offshore-Windparks erhielten z. B. von DONG Energy A/S für 72,7 EUR pro MWh für die Windparks Borssele 1 & 2 in den Niederlanden und Vattenfall für 49,9 EUR pro MWh für den Windpark Kriegers Flak in Dänemark den Zuschlag, was in der Windbranche wie eine Art Weckruf aufgefasst wurde. An dieser Stelle muss jedoch erwähnt werden, dass die Gestehungskosten durch besondere standortab-

hängige Rahmenbedingungen maßgeblich positiv beeinflusst wurden und die Zahlenwerte nicht zwingend repräsentativ für alle Offshore-Standorte als Maß anzusetzen sind. Insbesondere für Windparks in tiefem Wasser und mit großer Entfernung zur Küste ist bei Anwendung des aktuellen Stands der Technik (feste Unterstrukturen) mit höheren Gestehungskosten zu rechnen. Nichts desto trotz sollten der Windbranche die Werte von DONG Energy A/S und Vattenfall als Ansporn dienen, um Kosten weiter zu minimieren. Wesentliche Voraussetzung um diese Minimierung zu erreichen sind neuartige, kostengünstige, robuste sowie zuverlässige Technologieentwicklungen.

Eine Technologie, die in diesem Zusammenhang als sehr vielversprechend angesehen wird, ist die der schwimmenden Gründungen oder auch schwimmenden Offshore-Fundamente (SOF). Wie nachfolgend erläutert wird, reduzieren SOF nicht nur die Gründungs- und Fertigungskosten an sich, sondern auch die Errichtungskosten werden im Vergleich zu festen Gründungen wie Jackets oder Tripiles wesentlich reduziert.

Schwimmende Unterstrukturen als ökonomische Alternative zu festen Unterstrukturen

Grundsätzlich befinden sich zurzeit drei unterschiedliche Varianten schwimmender Unterstrukturen für Offshore-Windenergieanlagen in der Erprobungs- und Entwicklungsphase. Die drei maßgeblichen Strukturtypen sind der »Spar-Buoy«, das Halbtaucherkonzept und die »Tension Leg Platform (TLP)« (Zugspannungsstabilisiert). In der Praxis lässt sich keine bekannte Plattform ausschließlich einer Kategorie zuordnen. Welches Konzept sich am besten eignet, ergibt sich aus den Standortbedingungen und diversen Anforderungen für den Betrieb der WEA. Außerdem spielen ökologische und ökonomische Aspekte eine wichtige Rolle. Im Vergleich zum Halbtaucher- und dem Spar-Buoy-Konzept bietet unserer Meinung nach das TLP-Konzept eine Reihe von Vorteilen. Insbesondere führt die gewählte Stabilisierung durch vorgespannte Abspannelemente zu vergleichsweise kleinen Gondelbewegungen. Der Vorteil geringer Bewegungen der Turbine wirkt sich direkt auf das Betriebsverhalten und die Lebensdauer der WEA aus.

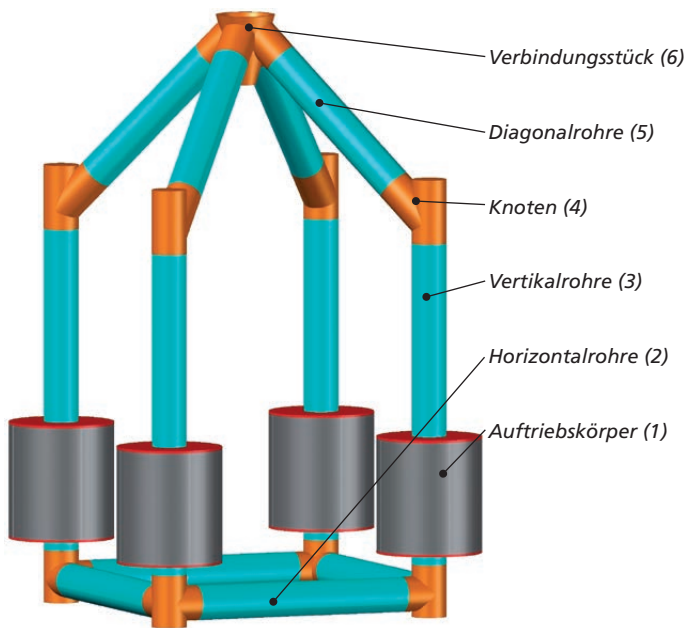


Abbildung 1: GICON®-SOF der dritten Generation



Abbildung 2: Zusammenbau des Gesamtsystems an der Kai-Kante
© GICON Großmann Ingenieur Consult GmbH

Die Entwicklung einer wirtschaftlich attraktiven schwimmenden Unterstruktur für WEA der dritten Generation (Nennleistung 6 MW+) ist das wesentliche Ziel eines Verbundvorhabens, das zurzeit von der Universität Rostock in Kooperation mit der GICON®-Firmengruppe bearbeitet wird. Kernziel des Forschungsprojekts zur Entwicklung des SOF der dritten Generation ist, die Stromgestehungskosten zu reduzieren, um Kosten von deutlich unter 8 € ct/kWh zu erreichen. In diesem Zusammenhang bedarf es des Einsatzes innovativer Materialkombinationen. Hierzu ist es erforderlich neue Fertigungstechnologien u. a. für bewehrte Betonkomponenten zu entwickeln. Weitere Einsparungen sollen durch eine deutlich reduzierte Fertigungszeit erreicht werden. Für das SOF der dritten Generation sind keine Schweißarbeiten mehr vorgesehen. Die Endmontage der vorgefertigten Komponenten soll durch hochtragfähige Schraubverbindungen erfolgen. Damit lässt sich insbesondere die Montagezeit gegenüber der geschweißter Konstruktionen von ca. 4 Monaten auf etwa 1 Woche reduzieren.

Das Tragwerk besteht aus fünf Hauptkomponenten (Abbildung 1). Elementar sind die quadratisch angeordneten und durch ein Tragwerk verbundenen vier vertikalen, zylindrischen Auftriebskörper aus Beton (1). Diese sind mittels horizontaler Rohre (2) miteinander verbunden, welche dem System zusätzlichen Auftrieb und Stabilität verleihen. Der aus den Horizontalrohren gebildete Gurt ist so angebracht, dass im Betriebszustand eine Überfahrbarkeit durch Service-Schiffe gewährleistet ist. Vertikale Rohre (3) durchstoßen die Wasseroberfläche und bilden somit die Säulen des Tragwerks. Den insgesamt vier vertikalen Rohren schließen sich geneigte Rohre (5) an, die in der Symmetrieachse des Systems am Verbindungsstück (6) zusammentreffen. An den Rohrknotten (4) unterhalb der Auftriebskörper werden die Abspannseile mittels spezieller Verbindungselemente angeschlossen.

Berechnung und Simulation

Wesentliche Grundlage für die Auslegung der dargestellten Unterstruktur bildet eine aero-hydro-servo-elastisch gekoppelte Gesamtsystems simulation am Stiftungslehrstuhl für Windenergietechnik, die ein komplettes Modell der WEA sowie ein

hinreichend detailliertes Modell der Unterstruktur umfasst. Als Simulationstool kommt hierbei die am NREL (National Renewable Energy Laboratory, USA) entwickelte Software FAST (Fatigue, Aerodynamics, Structures and Turbulence) zum Einsatz. Für die Simulation wird eine generische 6-MW-Anlage verwendet, welche in der Studie der DOWEC (Dutch Offshore Wind Energy Converter) definiert ist. Neben den relevanten strukturdynamischen Eigenschaften dieser WEA berücksichtigt das FAST-Modell auch die, sich im Entwicklungsprozess befindliche Unterstruktur und die mechanischen Eigenschaften der Verankerungsseile. Darüber hinaus werden alle äußeren Einwirkungen (z.B. Wind und Wellen), sowie deren Wechselwirkungen mit der WEA bzw. der Unterstruktur modelliert. Außerdem ist in dem Simulationsmodell auch die Regelung

der WEA implementiert, um die Auswirkungen verschiedener Betriebszustände auf das Gesamtsystem untersuchen zu können. Grundlegendes Ziel dieser Gesamtsystems simulation ist die Ermittlung der auf die Plattform einwirkenden äußeren Lasten (Kräfte und Momente), welche dann für die Auslegung der einzelnen Komponenten der Substruktur verwendet werden. Erste Simulationen von zwei Basislastfällen zeigen hier vielversprechende Ergebnisse. Diese Lastfälle umfassen zum einen die Simulation der im Betrieb befindlichen WEA bei Nenn-Wind und zum anderen die Simulation der geparkten WEA während eines 50-Jahres-Sturms. In beiden Fällen wurden die aerodynamischen Kräfte auf die WEA mit der Blatt-Element-Impulstheorie bestimmt und die Berechnung der hydrodynamischen Kräfte auf die Substruktur erfolgt auf Basis der Morison-Gleichung.

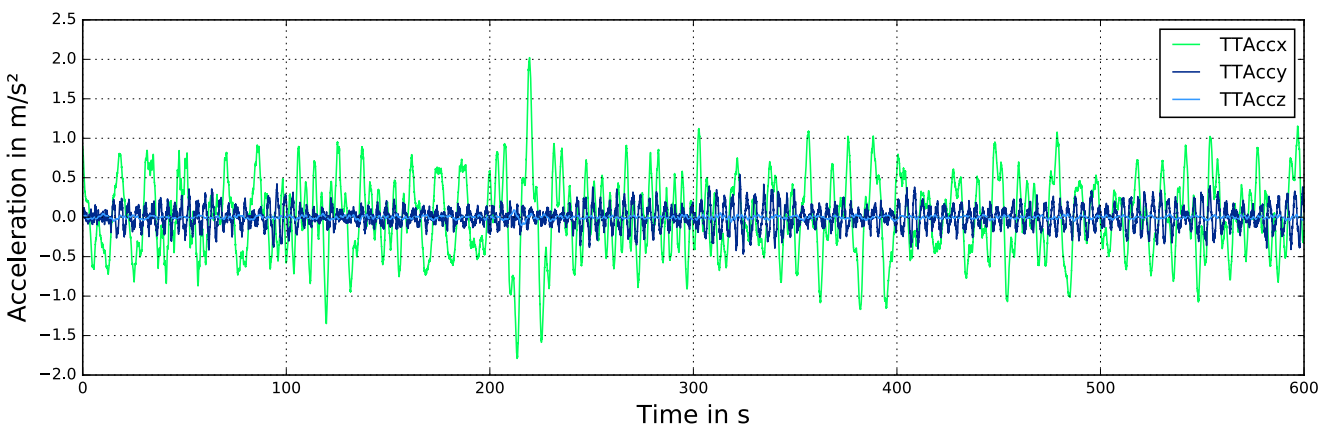


Abbildung 3: Translatorische Beschleunigungen am Turmkopf

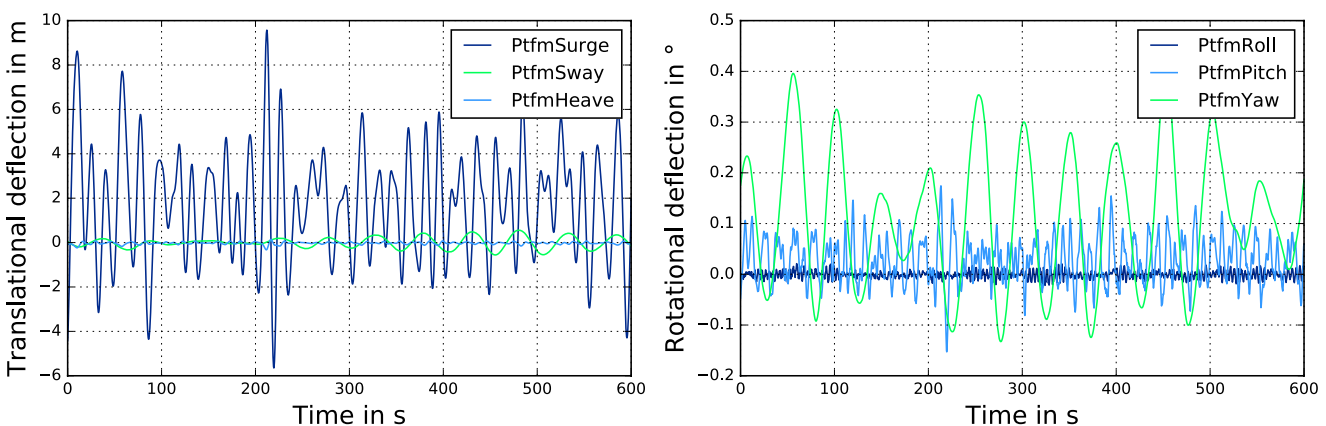


Abbildung 4: Translatorische und rotatorische Bewegungen der Plattform

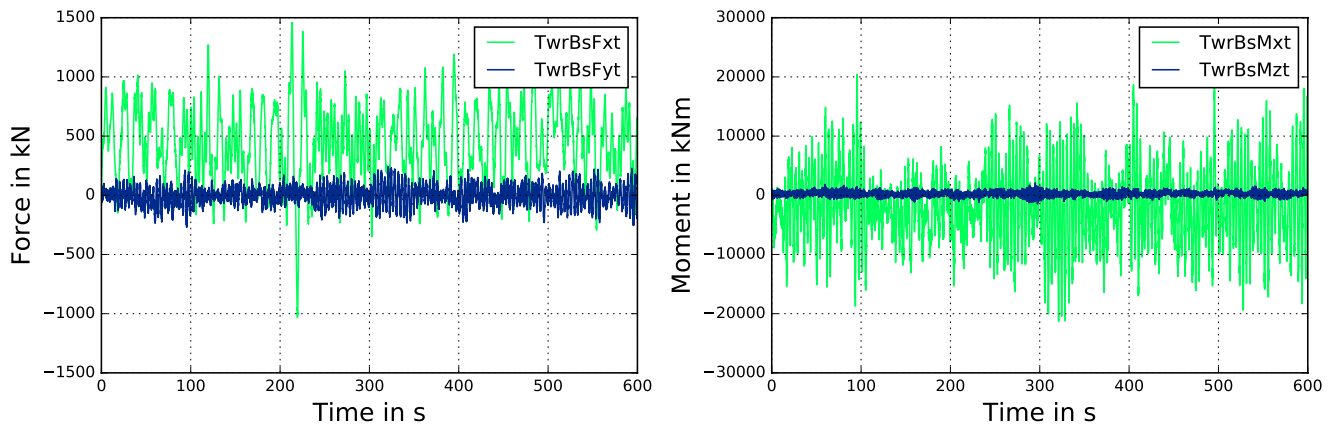


Abbildung 5: Kräfte und Momente am Turmfuß (1)

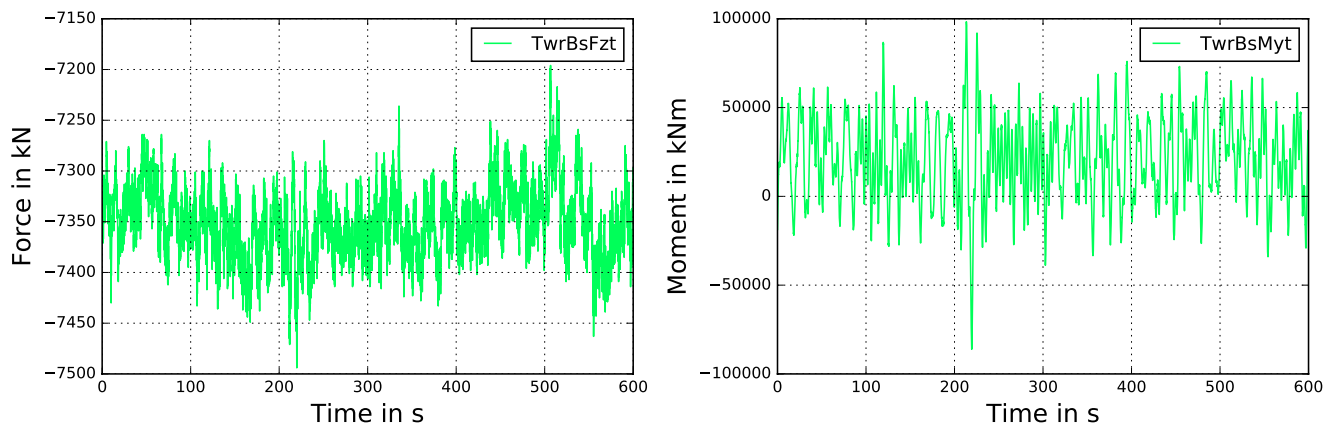


Abbildung 6: Kräfte und Momente am Turmfuß (2)



Abbildung 7: Schleppvorgang der Plattform inkl. WEA zum Offshore-Errichtungsort © GICON Großmann Ingenieur Consult GmbH

In den Ergebnissen dieser Simulationen sind die Vorteile des TLP-Konzeptes klar zu erkennen. So zeigt die Plattform in beiden Lastfällen insbesondere senkrecht zur Wind- und Wellenrichtung nur sehr kleine Bewegungen, sowohl bezüglich der Translation als auch der Rotation. In diesen Richtungen liegt die translatorische Bewegung in einem Bereich zwischen ± 1 m und die rotatorische Bewegung beschränkt sich auf nicht mehr als ± 2 Grad. Dies wirkt sich auch positiv auf die Bewegung des Turmkopfes auf, die ebenfalls sehr klein ist (in jeder Richtung kleiner als ± 1 m bzw. ± 1 Grad). Darüber hinaus ist auch die Beschleunigung des Turmkopfes sehr gering und deren Betrag ist stets geringer als 2 m/s^2 . Auch bezüglich der Lasten zeigt sich, dass eine auf dem SOF installierte WEA keinen größeren Lasten ausgesetzt ist, als eine auf einer festen Gründung stehende WEA.

Wesentliches Ziel ist es, die Kostenanteile der Fertigungszeitintensiven Schiffbaustahlkomponenten zu reduzieren und den Wechsel hin zu neuen Verbundmaterialien anzustreben. In diesem Zusammenhang ist der Werkstoff Stahlbeton eine sehr gute Alternative. Dieser Verbundwerkstoff hat im Bauwesen eine lange und erfolgreiche Geschichte. Beton besitzt eine sehr hohe Druckfestigkeit, aber nur eine geringe Zugfestigkeit. Stahl hat eine hohe Zugfestigkeit und wird durch das basische Milieu des Betons vor Korrosion geschützt.

Für die aufgelöste Tragstruktur des SOF der dritten Generation sollen Spannbetonrohre zum Einsatz kommen. Dabei soll ein spezieller Ultrahochleistungsbeton (UHPC), welcher eine sehr hohe Durchfestigkeit sowie eine deutlich erhöhte Zugfestigkeit besitzt, zur Anwendung kommen.

In ersten rechnerischen Untersuchungen wurden unterschiedliche Grenzzustände betrachtet. In diesem Zusammenhang erfolgte eine Vorbemessung der Spannbetonrohre auf Basis numerischer und analytischer Berechnungen. Unter Zugrundelegung der im Grenzzustand der Tragfähigkeit (ULS) ermittelten Schnittkräfte am Turmfuß, ergaben sich die folgenden erforder-

lichen Bewehrungen für die Diagonalrohre ($A_{s,tot} = 1.492 \text{ cm}^2$), die Vertikalrohre ($A_{s,tot} = 166 \text{ cm}^2$) und die Horizontalrohre ($A_{s,tot} = 166 \text{ cm}^2$). Die erforderlichen Vorspannkräfte liegen im Bereich von ca. 150 MN.

Als ein erstes Ergebnis kann festgehalten werden, dass die technische Machbarkeit der hybriden Tragstruktur gegeben ist.

Zusammenfassung und Wirtschaftlichkeit

Das beschriebene System stellt eine wirtschaftliche und umweltfreundliche alternative Gründung für Windenergieanlagen dar. Das gewählte Baukastenprinzip und die geringen Endmontagezeiten sind einmalig und tragen wesentlich zur Kostenreduktion bei. Ferner wird die Struktur inkl. WEA vom Hafen zum Offshore-Standort transportiert (Abbildungen 2 und 7). Das führt dazu, dass keine typischen sowie kostenintensiven Errichterschiffe benötigt werden. Durch ein unabhängiges Beratungsinstitut wurden für das GICON®-SOF für den Fall eines Windparks mit 80 Windenergieanlagen mit jeweils 6 MW bei 40 m Wassertiefe und 50 km Entfernung zum Festland Stromgestehungskosten von kleiner 90 EUR pro MWh ermittelt. Dieser Wert kann durch neue Erkenntnisse aus dem aktuellen Forschungsprojekt noch weiter reduziert werden, womit die Vergleichbarkeit mit Stromgestehungskosten konventioneller Energieträger wie Kohle in greifbare Nähe rückt.

Danksagung

Die Forschungstätigkeiten werden im Rahmen des Projektes »Entwicklung eines Fundaments für Offshore-WEA aus Stahl-Beton-Verbundbauteilen«, gefördert durch den Europäischen Fond für regionale Entwicklung (EFRE) der Europäischen Union und durch das Ministerium für Wirtschaft, Bau und Tourismus des Landes Mecklenburg-Vorpommern (FK: TBI-V-1-071-VBW-02), durchgeführt. Weiter danken wir unseren Partnern für die gute Zusammenarbeit.



ANALYSE, OPTIMIERUNG UND VERGLEICH VON LOGISTIKKONZEPTEN

Marcel Wiggert, Maxim Hartung

Motivation

Ein Schlüssel für einen wirtschaftlich erfolgreichen Offshore Windpark ist die Entwicklung von geeigneten Offshore-Logistik Konzepten [1]. In deren Analyse und Optimierung liegt der Fokus meist entweder auf der Logistik für Transport & Installation (T&I) oder der für Betrieb- und Wartung (O&M). Der wichtigen Phase der Inbetriebnahme wird häufig weniger Aufmerksamkeit geschenkt. Aber gerade diese Phase entscheidet über den raschen Anschluss der Windenergieanlagen und der Einspeisung ihres Windstroms ins Netz.

Die Vorteile einer beschleunigten Inbetriebnahme liegen neben der früheren Produktivität der einzelnen Windenergieanlage in der direkten Reduktion der Kosten. Zu nennen sind an dieser Stelle unter Anderem der positive Einfluss auf den Cash-Flow, die Energieproduktion und die Finanzierungskosten, reduzierte Overhead-Kosten, minimierte Wetterrisiken, geringere Bindung von Fahrzeugen bzw. Personal, verringerte Nutzung der Notstromaggregate und deren Versorgung.

Worin liegen die Herausforderungen?

Die Prozesse Inbetriebnahme (mechanische/elektrische Fertigstellung und cold/hot commissioning) [2] nehmen deutlich mehr Zeit in Anspruch, als die eigentliche Installation der Windenergieanlage. Aufgrund der unterschiedlichen Arbeitsabläufe, den eingesetzten Schiffen und den operativen Einsatzgrenzen kommt es häufig zu einem Auseinanderschren der Installation- und Inbetriebnahme-Prozesse (Abbildung 1). Ein logistisches Konzept muss folglich seine Ressourcen unter Berücksichtigung seiner Wetterrisiken optimieren, um die Scherung zu minimieren. Hieraus leitet sich das Ziel der vorliegenden Arbeit ab: Analyse, Vergleich und Optimierung von Logistikkonzepten für die Inbetriebnahme von Offshore Windparks unter der Berücksichtigung von Ressourcen, Kosten und Wetterrisiken an einem beispielhaften Referenzwindpark. Wobei folgende Fragestellungen mit einfließen: Welche Wetterrisikoprofile sind mit den Konzepten verbunden? Was ist die optimale Anzahl von Teams für die Inbetriebnahme? Welches Fahrzeugkonzept ist am besten für die Inbetriebnahme geeignet?

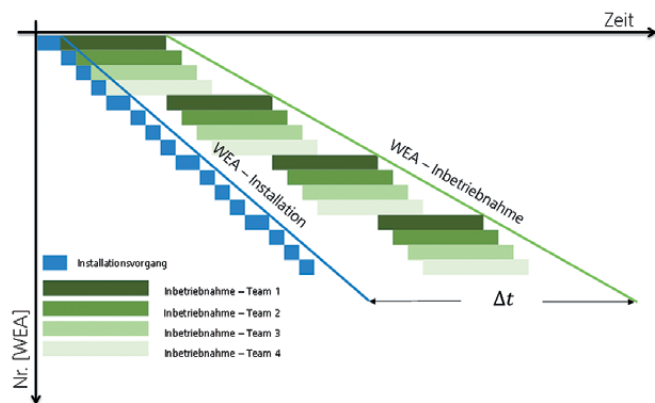


Abbildung 1: Fortschritts-Zeit-Diagramm der WEA Installation und Inbetriebnahme

Methoden zur Analyse der Wetterrisiken

Im vom BMWi geförderten Forschungsprojekt COAST (Projektname: „Wetterabhängigkeit und Prognoseverfahren für Bau und Betrieb von Offshore-Windparks“; FZK: 0325409) wurde mit Industriepartnern am Fraunhofer IWES die WaTSS – *Weather Time Series Scheduling* – Methode entwickelt und in die Software COAST – *Comprehensive Offshore Analysis and Simulation Tool* – implementiert. Die COAST-Software berechnet das Wetterrisiko von Projektplänen unter der Berücksichtigung der lokalen Wetterbedingungen und operationellen Limits [3]. Für die vorliegende Untersuchung und den Vergleich wurde ein spezifisches Modell für die Inbetriebnahme entwickelt. Bevor das Inbetriebnahme-Modell erläutert wird, werden kurz die WaTSS-Analyse und die Simulationsmodi der COAST-Software vorgestellt.

Das Ziel der *WaTSS-Methode* ist die Analyse der Wetterrisiken von Projektplänen in Kombination mit den lokalen Wetterbedingungen und den operativen Einsatzgrenzen des Equipments. In diesem Sinn werden die untersuchten Projektpläne

unter Berücksichtigung der Abläufe und Einsatzgrenzen in langjährige Zeitreihen (z. B. 30–50 Jahre) der lokalen Wetterbedingungen eingepasst, d.h.: beginnend beim simulierten Projektstart wird jeder Arbeitsschritt in Abhängigkeit von den Wetterbedingungen zum simulierten Zeitpunkt und den operativen Einsatzgrenzen dieses Schrittes verschoben (Abbildung 2). Anschließend erfolgt die statistische Analyse der Projektdauern über die untersuchten Jahre. Als Ergebnis steht die Verteilung der Projektdauern zur Verfügung, daraus lässt sich das Risiko-profil ableiten.

In der *COAST-Software* wurde die WaTSS-Methode mit zwei Simulationsmodi implementiert: „Yearly Simulation“ und „Constant Interval Simulation“. Im ersten Ansatz wird der Projektplan, für jedes Jahr an dem definierten Startdatum gestartet und eingepasst. Bei der Constant Interval Simulation wird dagegen das Startdatum jeweils kontinuierlich um ein gewähltes Intervall verschoben (z. B. 1 Tag) und für jedes Startdatum eine Simulation durchgeführt.

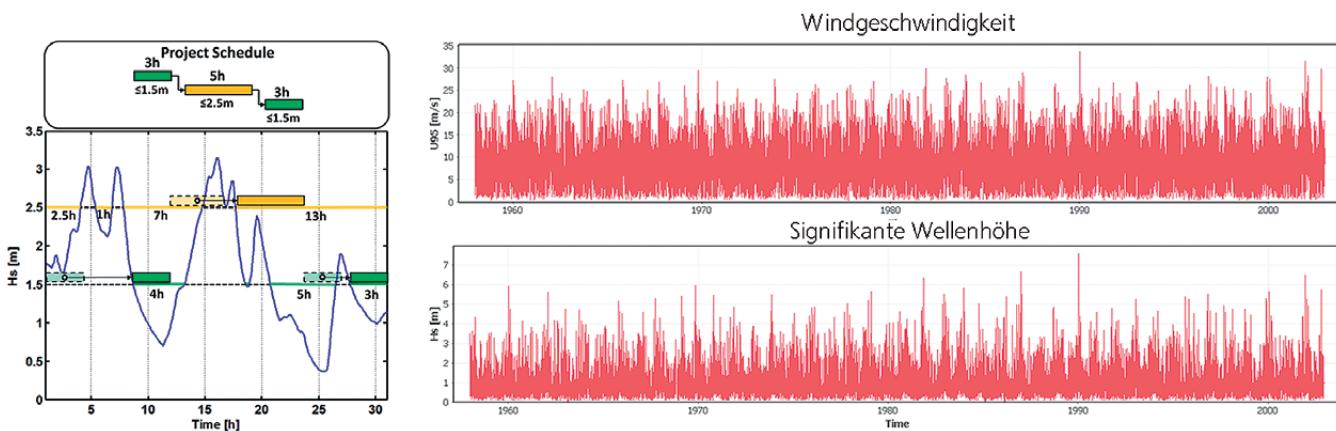


Abbildung 2: Grundprinzip der WaTSS-Methode

Zur Umsetzung der eingeführten Aufgabenstellung, der Analyse der Logistikprozesse während der Inbetriebnahme, wird die Fragestellung in drei Teilaufgaben gegliedert (Abbildung 3). Zunächst wird als Ausgangspunkt das Wetterrisiko bei der Installation der Windenergieanlagen mit der COAST-Software untersucht und damit die frühesten Startpunkte für die Inbetriebnahme der einzelnen Anlagen definiert. Unabhängig von der Anzahl der Teams wird die Zugänglichkeit der Anlage für die Techniker wiederum mit der COAST-Software analysiert. Im dritten Schritt werden im Post-Processing, z. B. in MS-Excel oder MATLAB, die einzelnen Ergebnisse in Abhängigkeit der Anzahl der Teams kombiniert analysiert. Aufbauend erfolgt die Auswertung hinsichtlich der notwendigen Schiffs-, Arbeits- und Schlechtwettertage (WoW-Waiting on Weather), sowie den verbundenen Kosten. Als Kosten werden im vorliegenden Modell die Tagessätze der Schiffe, Teams und die Opportunitätskosten integriert.

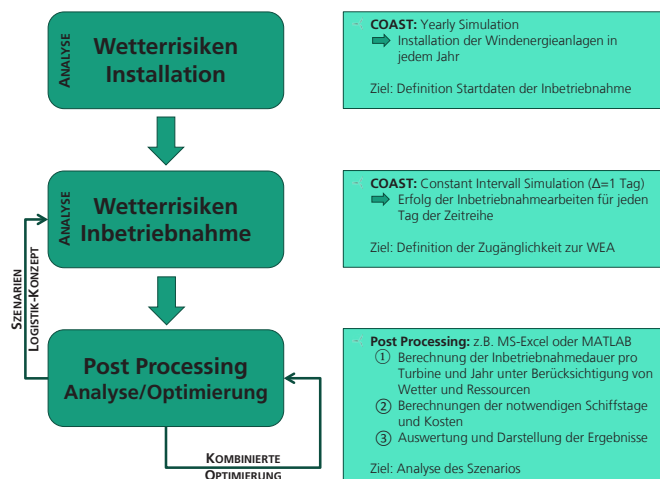


Abbildung 3: Grundprinzip des Modells zur Untersuchung der Inbetriebnahme

Referenz Windpark „IWES Baltic“

Die Anwendung der entwickelten Modelle wird am virtuellen Referenz Offshore Windpark (OWP) „IWES Baltic“ demonstriert (Abbildung 4). Die wesentlichen Angaben zum OWP können der Tabelle 1 entnommen werden. Es wird davon ausgegangen, dass die Schiffe und Teams jeweils für die gesamte Inbetriebnahmedauer zur Verfügung stehen. Weiterhin werden nur ganze Arbeitstage berücksichtigt. Die Opportunitätskosten werden ab der Netto-Inbetriebnahmedauer berechnet.

Für die Inbetriebnahme der Windenergieanlagen werden drei verschiedene logistische Szenarien betrachtet, siehe Tabelle 2. Im ersten Szenario werden die Windenergieanlagen direkt aus dem Hafen von Sassnitz mit Crew Transfer Vessels (CTVs) angefahren und die Techniker setzen von hier auf die Anlagen über. Nach acht Stunden Arbeit auf der Anlage werden sie wieder vom CTV abgeholt und zurück in den Hafen transferiert. Die Arbeiten werden nur tagsüber in einer 12 h-Schicht von 06:00–18:00 durchgeführt.



Abbildung 4: Lage Referenz OWP „IWES Baltic“ [Karte: <http://www.openstreetmap.org/>]

Rahmenbedingung	Annahme
Anlagenanzahl	60
Küstenentfernung	40 km
Startdatum	01.07.2020
Inbetriebnahme (1 Team)	160 h/Anlage (Netto)
Teamkosten	3.000 Euro/Tag
Opportunitätskosten	3.000 Euro/Tag pro Anlage
Wetterdaten	coastDat v1 (1958–2002) [4]
Installationsdauer inkl. Wetterrisiken (P50)	100 Tage (COAST)

Tabelle 1: Rahmenbedingungen Referenz OWP »IWES Baltic«

Beim zweiten Szenario kommt ein Hotel-Vessel (HV–Hotelschiff) zum Einsatz und es wird auf ein 2 x 12 Stunden Schichtsystem übergegangen. Dementsprechend werden die Arbeiten auch nachts durchgeführt und die Techniker verbleiben im OWP. Aus diesem Grund wird die Transferzeit reduziert und die Techniker können 10 Stunden auf der Anlage die Inbetriebnahme durchführen.

In einem weiteren Szenario wird ein Service Operation Vessel (SOV) mit deutlich höheren operativen Einsatzgrenzen zum Transport und zur Übernachtung der Techniker im Feld genutzt. Die Techniker arbeiten wiederum in einem 2 x 12 Schichtbetrieb. Weitere Details zu den Szenarien können der Tabelle 2 entnommen werden.

Die drei Szenarien unterscheiden sich im Wesentlichen in den operativen Einsatzgrenzen, einem 12/7 bzw. 24/7 Schichtsystem, den Zeiten auf der Anlage und den Kosten. Ausgehend vom Basisszenario mit 6 Teams für jedes Logistikkonzept

	CTV	HV	SOV
Typ	Crew Transfer Vessel	Hotel Vessel	Service Operation Vessel
Einsatzzeit	12h/7 Tage	24h/7 Tage	24/7 Tage
Kapazität	3 Teams	20 Teams	20 Teams
Basisszenarien	6 Teams	6 Teams	6 Teams
Operative Limits	$h_s = 1,5m$	$h_s = 1,5m$	$h_s = 1,5m$
Kosten	4.000 Euro/Tag	20.000 Euro/Tag	24.000 Euro/Tag
Arbeiten auf WEA	8h/Tag	10h/Tag	10h/Tag
Inbetriebnahme [Netto]	20 Tage	8 Tage	8 Tage
Prozesse	Transfer Hafen – WEA Comm.-Arbeiten Transfer OWP – Hafen	Transfer HV – WEA Comm.-Arbeiten Transfer WEA – HV Transfer HV – WEA Comm.-Arbeiten Transfer WEA – HV	Transfer SOV – WEA Comm.-Arbeiten Transfer WEA – SOV Transfer SOV – WEA Comm.-Arbeiten Transfer WEA – SOV

Tabelle 2: Drei Logistik-Szenarien für die Inbetriebnahme

leiten sich die Fragen nach der Team-Anzahl und dem Wetterrisikoprofil ab. Eine erhöhte Anzahl von Teams wirkt sich positiv auf die Dauer der Inbetriebnahme aus, allerdings sind im CTV-Konzept teilweise weitere Fahrzeuge notwendig. Längere Dauern wiederum führen in saisonal schlechtere Zeiträume und bergen ein höheres Wetterrisiko. Eine längere Projektdauer wird zusätzlich durch Opportunitätskosten bestraft. Umgekehrt lohnt sich der Einsatz eines teureren SOVs erst, wenn die Inbetriebnahmedauer durch dieses deutlich reduziert wird. In diesem Spannungsfeld werden zunächst die Ergebnisse des Basisszenarios und anschließend die Optimierung vorgestellt.

Im Konzeptvergleich sollten nicht nur die Kosten (P50) berücksichtigt werden, sondern auch die verbundenen Risikoprofile. Als Maß für ein Risikoprofil wird in der vorliegenden Arbeit die Risikobandbreite genutzt [5]. In der Analyse des Basisszenarios, siehe Abbildung 5 (a), schneidet das SOV mit den geringsten Kosten (P50) und einem engen Risikoprofil, gefolgt vom HV und CTV Konzept, am besten ab. Die Inbetriebnahmedauern sind im Vergleich zur Installation deutlich zu lang und beide Prozesse scheren stark auseinander. Untersucht man die verschiedenen Anteile der Projektdauern: Bau (Netto), Inbetriebnahme (Netto), Schlechtwetter-Inbetriebnahme (WoW) und auf Ressourcen basierende Verzögerungen, siehe Abbildung 5 (b), wird schnell deutlich, dass die fehlenden Ressourcen der Hauptgrund für die Verzögerungen sind.

Welches ist die optimale Anzahl von Inbetriebnahme-teams?

Für die Analyse der optimalen Teamanzahl unter Berücksichtigung des Wetterrisikos wurden die Kosten für verschiedene Kombinationen ermittelt (Abbildung 6). Mit steigender Anzahl von Teams sinken die Kosten für die einzelnen Konzepte bis an dem Punkt, ab dem der Einsatz neuer Teams ineffizient wird. Die Inbetriebnahme kann die Installation nicht überholen. Hieraus leitet sich für die einzelnen Fahrzeugkonzepte jeweils eine optimale Anzahl von Teams ab: SOV-10 Teams, HV-12 Teams und CTV-14 Teams.

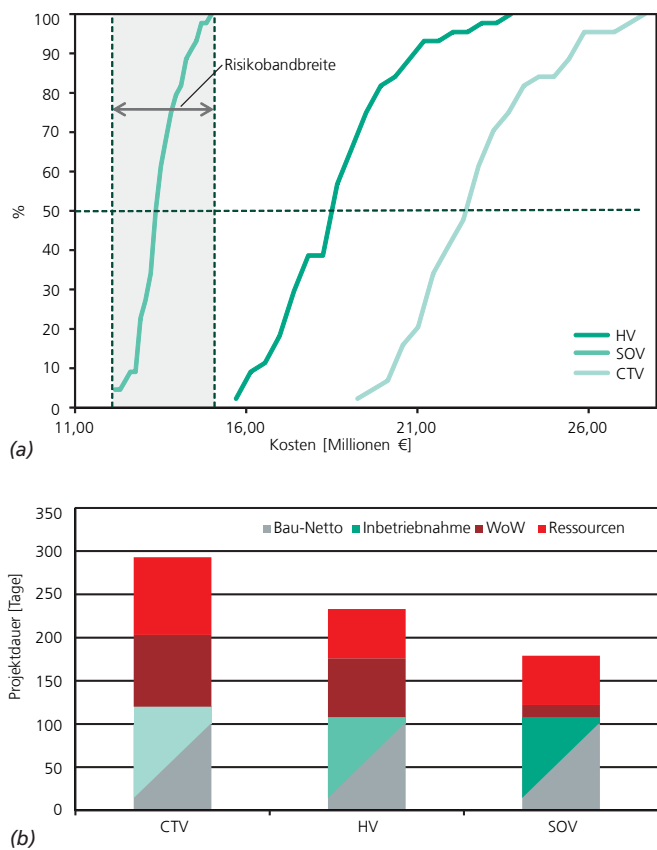


Abbildung 5: Vergleich Basisszenario mit 6 Teams: (a) Kosten & Risikoprofile, (b) Projektdauern (P50)

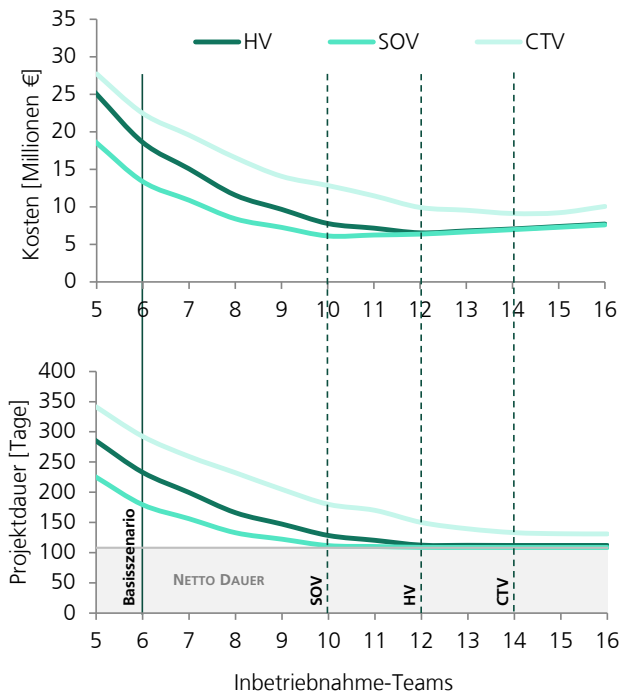


Abbildung 6: Einfluss der Anzahl der Teams auf die Kosten und Projektdauern (P50)

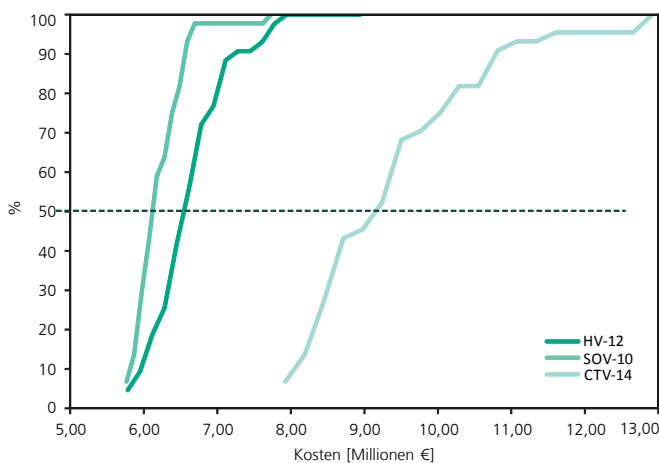


Abbildung 7: Verteilung der Kosten für die optimierten Teams

Welches Fahrzeugkonzept ist am besten für die Inbetriebnahme geeignet?

Im vorliegenden Beispielprojekt ändert sich die Reihenfolge in der Effizienz hinsichtlich der Kosten und Risikoprofile der drei Konzepte nicht im Vergleich zum Basisszenario. Selbst wenn die Kosten des HV-12-Konzepts als gleich angenommen werden, so ist das negative Kostenrisiko (P100-P50) im HV-12-Konzept wesentlich höher als für das SOV-10-Konzept. Grundsätzlich hat der Verzug der einzelnen Anlagen, in Kombination mit den Ressourcen und Wetterrisiken, den größten Einfluss auf die Kosten. Dies wird auch in der Korrelation im Verlauf der Projektdauern und der Inbetriebnahme-Kosten deutlich (Abbildung 6).

Zusammenfassung und Ausblick

In der vorliegenden Untersuchung wurden für einen Beispielwindpark in der Ostsee drei logistische Szenarien: CTV, HV und SOV, hinsichtlich der Team-Anzahl und der verbundenen Wetterrisiken analysiert, optimiert sowie verglichen. Die Frage eines optimaleren Konzepts lässt sich nicht pauschal beantworten, sondern hängt immer vom spezifischen Risikoprofil des Projekts und dem Risikoappetit des Investors ab. Die COAST-Software und das Modell zur Analyse der Inbetriebnahme-Logistik haben sich als geeigneter Ansatz zur kombinierten Analyse herausgestellt, da gleichzeitig die Kosten und Risiken betrachtet werden können. In der vorgestellten Arbeit wurden folgende drei Punkte herausgearbeitet:

1. Die optimale Anzahl von Inbetriebnahme-Teams hängt vom Gesamtkonzept ab: Schiff, Team, Kostenstruktur und Wetterrisiken
2. Zur Beurteilung der Logistik-Konzepte reichen nicht die Kosten, z. B. P50-Wert, sondern in die Entscheidung muss auch das Kostenrisiko mit einfließen.
3. Einen entscheidenden Einfluss auf das optimale Konzept haben die Opportunitätskosten.

Die vorliegende Untersuchung wurde für den Beitrag vereinfacht, weitere Aspekte z.B. effektive Auslastung der Teams, abgestufter Einsatz von Teams/Fahrzeugen oder andere Schichtmodelle (z. B. gleitende Schichten) werden für spezifische Projekte in die Analyse integriert.

Für Untersuchungen in der Nordsee mit rauerer Umgebungsbedingungen und größeren Entfernungen der Windparks zur Küste lässt sich ein stärkerer Einfluss des Wetters auf die Ergebnisse erwarten. In der Ostsee sollten in zukünftigen Untersuchungen die Auswirkungen von Eisgang und Temperaturen einfließen.

Literatur

- [1] Münsterberg, Torsten; Jahn, Carlos (2015): *Offshore-Windenergie: Kostensenkung durch Logistiksimation*. In: Markus Rabe und Uwe Clausen (Hg.): *Simulation in production and logistics 2015*. Stuttgart: Fraunhofer Verlag, 585-594.
- [2] Ng, Chong; Ran, Li (2016): *Offshore wind farms. Technologies, design and operation*. Duxford, UK: Woodhead Publishing.
- [3] Wolken-Möhlmann, Gerrit; Lilov, Hristo; Wiggert, Marcel: *Offshore Logistik – Wetterabhängigkeit und Prognoseverfahren für Bau und Betrieb von Offshore-Windparks – Abschlussbericht*
- [4] HZG Datensatz coastDat v1: http://dx.doi.org/DOI:10.1594/WDCC/coastDat-1_Waves
- [5] Chapman, C. B. und Stephen Ward. 2003. *Project risk management. Processes, techniques, and insights*. Hoboken, NJ: Wiley.



KÜNFTIGE KOSTENENTWICKLUNG DER WINDENERGIE

Ryan Wiser, Joachim Seel, Volker Berkhout, Carolin Wiegand

Um die zukünftige Entwicklung der Kosten von Windenergie sowie des technologischen Fortschritts genauer zu verstehen, hat das Lawrence Berkeley Lab in Kooperation mit der Arbeitsgruppe der IEA Wind zu den Kosten der Windenergie (Task 26) eine Expertenbefragung von 163 weltweit führenden Experten durchgeführt. Dabei galt es vor allem Erkenntnisse über das Ausmaß zukünftiger Kostensenkungen, deren Ursache sowie den zur Realisierung notwendigen Voraussetzungen zu gewinnen. Gemessen an der Anzahl der Teilnehmer stellt diese Expertenbefragung eine der umfangreichsten Erhebungen dar, die jemals zu einer Stromerzeugungstechnologie durchgeführt wurde.

Ziel der Umfrage war es, bestehende Tools zur Abschätzung von Kostensenkungspotentialen wie Lernkurven, technisch-wirtschaftliche Kostenanalysen und weitere Methoden zur Synthese von Expertenwissen zu ergänzen. Die Befragung umfasste Windenergie onshore und offshore. Letztere wird weiter in Anlagen mit fester Tragstruktur und schwimmenden Plattformen unterteilt. Die Studie soll zur Information für Politik und Planungsentscheidungen dienen, Forschung und Entwicklung sowie Strategie- und Investitionsentscheidungen unterstützen. Parallel dazu wird die Abbildung der Windenergie in Szenarien von Planungsmodellen des Energiesektors verbessert. Einige

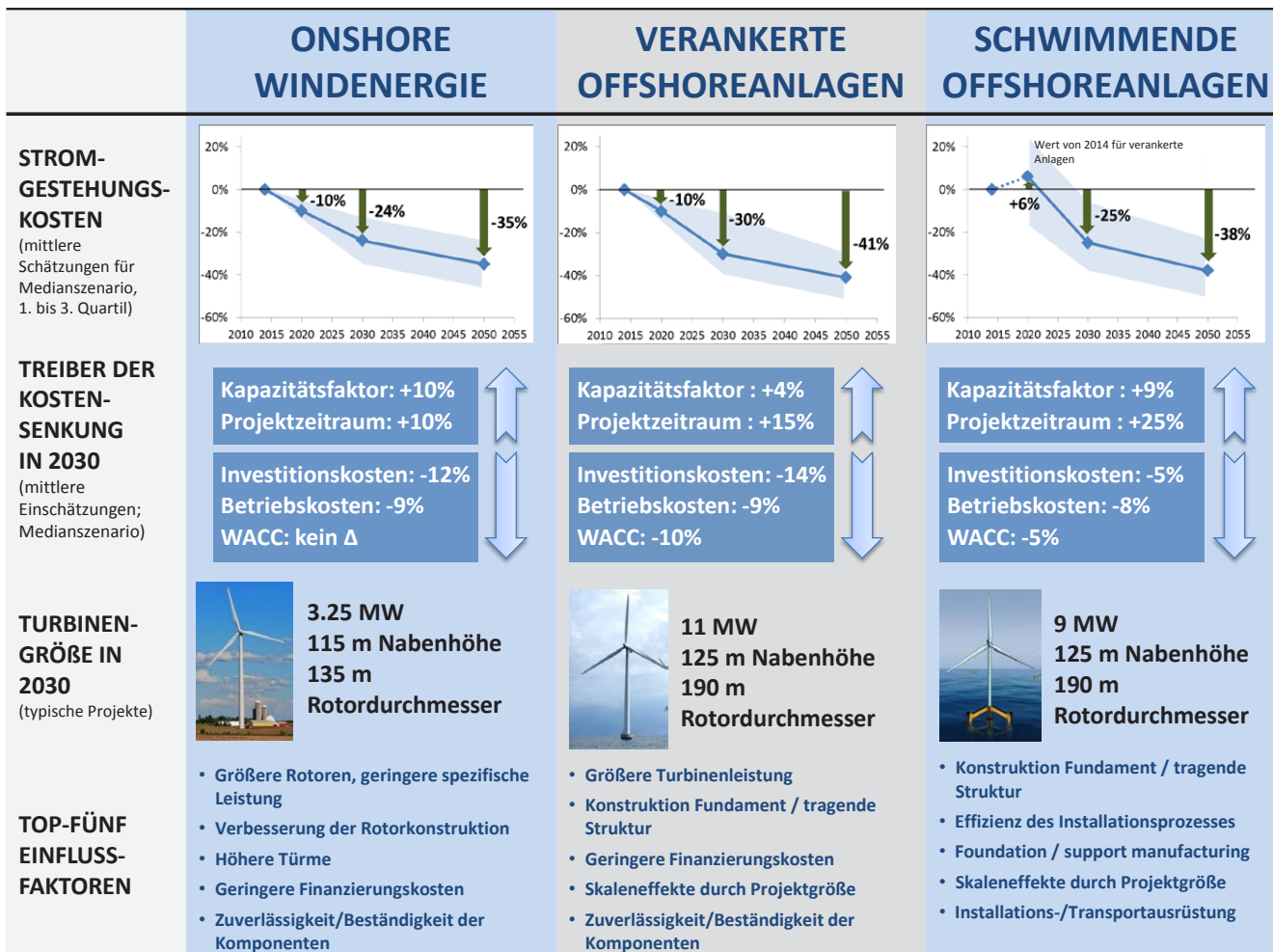


Abbildung 1: Zusammenfassung der Ergebnisse Hohes Kostensenkungspotential

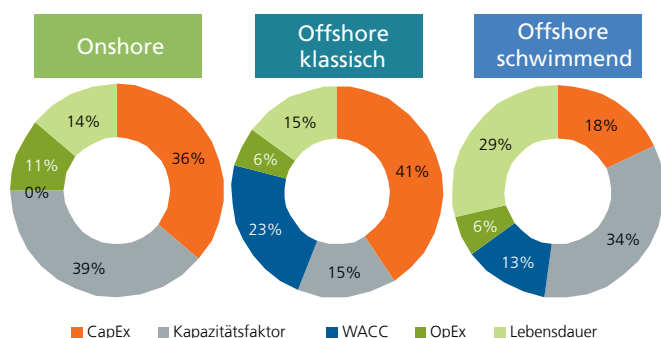


Abbildung 2: Relativer Einfluss der Kostentreiber auf die Kostensenkung in 2030 für das Medianszenario

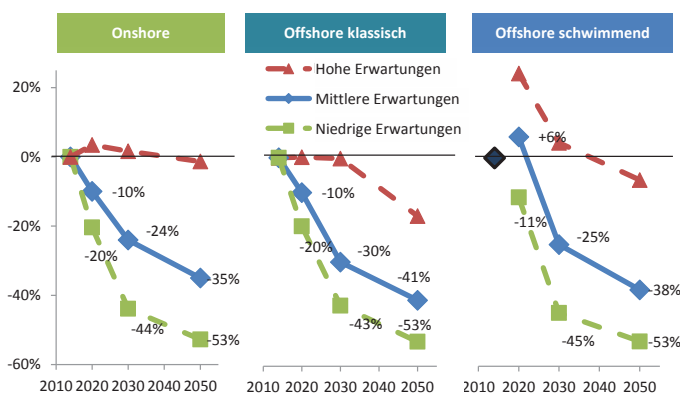


Abbildung 3: Die erwarteten Veränderungen der Gestehungskosten über die Zeit

der wichtigsten Ergebnisse der Studie sind in Abbildung 1 zusammengefasst.

Seit ihren Anfängen in den 1970er Jahren ist die moderne Windindustrie erheblich gereift. Die Ergebnisse der Expertenbefragung zeigen, dass weiterhin mit einer erheblichen Senkung der Stromgestehungskosten zu rechnen ist. Abbildung 1 fasst die Erwartung der Kostensenkungen für das Medianszenario, zusammen. In allen Anwendungsbereichen wird im Jahr 2030, bezogen auf die Basiswerte aus 2014, eine Kostenreduktion um 24 Prozent bis 30 Prozent und im Jahr 2050 um 35 Prozent bis 41 Prozent angenommen. Dabei werden in erster Linie die prozentualen relativen Kostenänderungen betrachtet, da jede Region und jeder Experte einen anderen Basiswert zugrunde legen kann. Die absoluten Basiswerte für das Bezugsjahr 2014 liegen bei Onshore-Anlagen bei 79 €/MWh und bei den klassischen Offshore-Anlagen bei 169 €/MWh. Dabei sollte beachtet werden, dass es sich lediglich um den Mittelwert der Expertenantworten handelt und keinen Bezug zu einer bestimmten Region auf der Welt hat. Insgesamt zeigt die Befragung, dass Onshore-Windenergie weiterhin kostengünstiger als Offshore-Windenergie bleiben wird und die Kosten für Strom aus klassischen Offshore-Anlagen mit fester Tragstruktur günstiger bleiben wird als aus schwimmenden Anlagen.

Ursachen der Kostensenkung sind vielfältig

Abbildung 1 zeigt die fünf wichtigsten Treiber der Kostensenkungen: Investitionskosten (CapEx), Betriebskosten (OpEx), Kapazitätsfaktor, Lebensdauer und Finanzierungskosten (WACC) und beschreibt die relative Entwicklung zwischen 2014 und 2030. Welchen relativen Einfluss die einzelnen Kostensenker auf die gesamte Kostenreduktion des Medianszenarios haben, wird in Abbildung 2 abgebildet.

Bei der Onshore-Windenergie tragen die Investitionsausgaben sowie der Kapazitätsfaktor am stärksten zur Reduktion der Stromgestehungskosten bei. Ein höherer Kapazitätsfaktor passt dabei zu den ebenfalls abgefragten künftigen Turbineigenschaften: Demnach setzt sich das Größenwachstum bei

Nennleistung, Nabenhöhe und Rotordurchmesser fort. Höhere Nabenhöhen ermöglichen die Nutzung der stärkeren Windressourcen in größeren Höhen und führen zu höheren Erträgen. Außerdem wird der Rotordurchmesser bzw. die überstrichene Rotorfläche stärker wachsen als die Nennleistung künftiger Anlagen. Daraus resultiert eine geringere spezifische Leistung und entsprechend ein höherer Kapazitätsfaktor.

Bei den klassischen Offshore-Anlagen tragen besonders Verbesserungen bei den Investitions- und Finanzierungskosten zur Kostensenkung bei. Die größere Bedeutung der Investitionskosten sowie die geringere Bedeutung des Kapazitätsfaktors für Offshore-Anlagen geht mit den Erwartungen der Turbinendimensionen einher: Während die spezifische Leistung in etwa unverändert bleibt, erwarten Experten für das Jahr 2030 signifikante Steigerungen der Turbinennennleistung sowie der Nabenhöhe. Das wirkt sich wiederum positiv auf die spezifischen Kapitalkosten aus. Bei den schwimmenden Anlagen hingegen spielt der Kapazitätsfaktor erneut eine deutlich wichtigere Rolle. Dies beruht vermutlich auf der Annahme, dass schwimmende Anlagen in Gegenden mit höheren Windgeschwindigkeiten eingesetzt werden können, da durch diese neue Technologie größere Wassertiefen zugänglich werden. Für den gesamten Offshore-Sektor lässt sich feststellen, dass dort Finanzierungskosten eine sehr viel größere Rolle spielen als onshore, was wahrscheinlich auf geringeren Erfahrungen mit der noch jungen Offshore-Technologie zurückzuführen ist.

Erheblicher Spielraum für Kostensenkungen

Neben dem Medianszenario wurden auch die Erwartungen der Befragten für einen hohen und einen niedrigen Kostenverlauf abgefragt (siehe Abbildung 3). Die große Spannweite der Experteneinschätzung zeigt die starke Unsicherheit bezüglich des Ausmaßes und des Zeitpunktes zukünftiger Fortschritte. Gleichzeitig liegt es zum Teil in der Hand von öffentlichen und privaten Entscheidungsträgern diese Informationen zu nutzen. Das niedrige Szenario veranschaulicht dabei, was durch aggressive Forschungs- und Entwicklungsarbeiten sowie einem starken Zubau möglich sein könnte. Für alle Anwendungsbe-

reiche werden für das niedrige Szenario mit Kostensenkungen um mehr als 40 Prozent in 2030 und mehr als 50 Prozent in 2050 gerechnet. Die Ergebnisse zeigen, dass das „Lernen mit der Marktentwicklung“ und „Forschung und Entwicklung“ die wichtigsten Wegbereiter auf dem Pfad des niedrigen Szenarios darstellen, sowohl für Offshore als auch für Onshore.

Großes Verbesserungspotentiale

Eine Vielfalt von Veränderungen in den Bereichen Entwicklung, Technologie, Design, Produktion, Konstruktion, Betrieb und Markt können einen Beitrag zur Kostenreduktion leisten. Experten haben insgesamt 28 verschiedene Treiber bezüglich deren Auswirkung auf die Stromgestehungskosten bewertet. Die jeweils fünf meistgenannten Antworten sind in Abbildung 1 für den entsprechenden Anwendungsfall aufgelistet. Die zwei maßgeblichen Einflussgrößen bei Onshore-WEA stehen im Zusammenhang mit den Rotoreigenschaften: Größerer Rotordurchmesser, geringere spezifische Leistung sowie Fortschritte beim Design des Rotors. Dies bestätigt wiederum die vorherigen Ergebnisse zur Steigerung des Kapazitätsfaktors als Haupteinflussgröße bei der Kostensenkung. Auch die Zunahme der Nabenhöhe auf dritter Position stimmt mit der vorherigen Einschätzung überein. Im Bereich der Offshore-Windkraftanlagen unterscheidet sich das Ranking. Bei den klassischen Anlagen werden vor allem eine Steigerung der Turbinenleistung, Fortschritte bei den Tragstrukturen sowie sinkende Finanzierungskosten angeführt. Einige dieser Faktoren spielen bei den schwimmenden Anlagen ebenfalls eine wichtige Rolle. Häufig genannt werden vor allem die Fortschritte bei der Tragstruktur und Verbesserungen beim Installationsprozess.

Unsicherheiten bei Kostensenkungen

Eine deutliche Unsicherheit erstreckt sich über alle Variablen und Faktoren. Dies wird zum Teil durch die Spannweite des Niedrig-, Median- und hohen Szenarios in Abbildung 3 aufgezeigt. Auch bei der Betrachtung der Streuung der Antworten, die durch das erste und dritte Quartil in Abbildung 1 dargestellt wird, werden die Unterschiede ersichtlich. Ein Teil dieser Streuung kann durch die Segmentierung der Befragten in verschiedene Kategorien

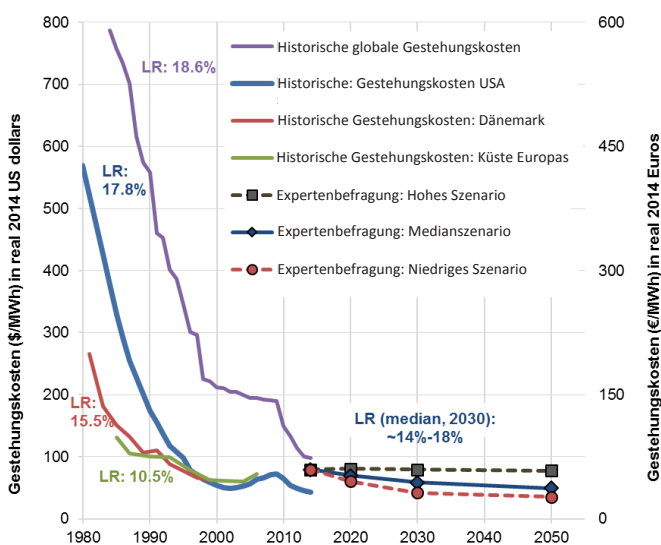


Abbildung 4: Historische und erwartete Entwicklung der LCOE und Lernkurve für Onshore-Wind

erklärt werden. So wurde bei der Befragung eine Gruppe „führender Experten“ definiert, die durch ihre berufliche Position einen besonders guten Überblick über die aktuelle und künftige Kostensituation der Windenergie hat. Diese Fokusgruppe erwartet eine generell aggressivere Kostensenkung als die große Mehrheit der Befragten. Im Gegenzug schätzen Befragte von Turbinenherstellern die kurzfristigen Entwicklungsmöglichkeiten deutlich zurückhaltender ein.

Was ist das Besondere in Europa?

Obwohl die Antworten in allen Regionen stark kohärent sind, gibt es dennoch ein paar Unterschiede zwischen den amerikanischen und europäischen Ergebnissen. Bei der Onshore-Windenergie konzentrierten sich die Befragten mit amerikanischem Hintergrund sehr viel stärker auf einen steigenden Kapazitätsfaktor, während die europäischen Experten ein stärkeres Augenmerk auf die Verlängerung der Projektlebensdauer sowie eine erhöhte Langlebigkeit und Zuverlässigkeit legten. Außerdem werden in Europa die Einflüsse durch steigenden Wettbewerb und geringere Risiken höher bewertet. Im Offshore-Bereich erwarten die amerikanischen Experten mit einer Nennleistung von 9 MW und geringeren Rotordurchmessern etwas kleinere Anlagengrößen in 2030 als die 11 MW Nennleistung, die für europäische Standorte genannt wurden. Aus europäischer Perspektive wird auch offshore eine verlängerte Projektlebensdauer hervorgehoben.

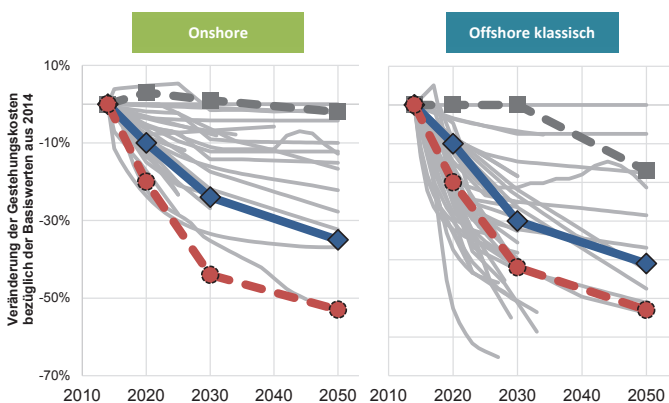


Abbildung 5: Relative Veränderung der Gestehungskosten: Expertenbefragung vs. Andere Prognosen

Der Vergleich der Ergebnisse mit historischen Schätzungen und anderen Vorhersagen

Obwohl die Expertenschätzungen der Stromgestehungskosten auseinander gehen, weisen diese überwiegend eine Konsistenz zu der historischen Entwicklung auf, zumindest für den Bereich der Onshore-Windenergie. Abbildung 4 zeigt vier verschiedene historische Schätzungen mit Lernraten zwischen 10,5 Prozent und 18,6 Prozent für die Onshore-Windenergie. Obwohl Lernkurven als unvollkommenes Instrument zur Identifikation von Einflussfaktoren auf die Kostensenkung in der Vergangenheit und zur Vorhersage der zukünftigen Kostenentwicklung gesehen werden, liegt die implizite Lernrate aus dem Median-

Szenario der Expertenbefragung mit 14 Prozent bis 18 Prozent für das Jahr 2030 im Bereich der historischen Lernraten.

Offshore sind die historischen Entwicklungen sehr unterschiedlich. Auf eine anfängliche Kostensenkung bei den klassischen Anlagen in den 1990er Jahren, folgte ein starker Kostenanstieg in den 2000ern und zuletzt gab es Anzeichen einer Kostenreduktion. Vor diesem historischen Hintergrund wurden bereits einige Versuche unternommen, eine Lernkurve an Offshore-Kostendaten anzupassen. Weiterhin ist es unklar, wie die Lerneffekte am besten beschrieben werden können, um Entwicklungen in der Vergangenheit verstehen sowie zukünftige Trends prognostizieren zu können, da eine Kostensenkung nicht nur aus wachsender Erfahrungen im Offshore-Bereich sondern auch aus dem Onshore-Bereich resultiert.

Außerdem können die Ergebnisse mit anderen Prognosen zu den Stromgestehungskosten verglichen werden, sei es aus technisch-wirtschaftlichen Kostenanalysen, Expertenwissen, Lernkurven oder einer Kombination der drei Methoden. Wie in Abbildung 5 zu sehen ist, weisen die Umfrageergebnisse in etwa die gleiche Größenordnung wie die anderen Prognosen auf. Bei der Onshore-Windenergie neigt jedoch das Median-Szenario zu höheren Erwartungen an die Kostensenkung als die Mehrheit anderer Prognosen. Im Gegensatz dazu weisen die Ergebnisse der klassischen Offshore-Windenergie eine wesentlich konservativere Einschätzung als die der Literatur auf. Zahlreiche Prognosen zeigen eine steilere Kostensenkung als das Niedrigszenario der Expertenbefragung.

Einschätzungen mittels Lernkurven: Die richtige Interpretation

Wie bereits in Abbildung 4 gezeigt wurde, sind die Ergebnisse im Onshore-Bereich konsistent zu historischen Lernkurven. Dies zeigt, dass korrekt erstellte Lernkurven in den reiferen Technologien anwendbar sind. Allerdings konzentriert sich die Mehrheit der Schätzmethode aus der Literatur in erster Linie auf die Investitionskosten und viele Modelle im Energiesektor

sowie integrierte Bewertungsmodelle bauen bei der Prognose der zukünftigen Kosten auf diesen Investitionskosten-basierten Lernkurven auf. Die Ergebnisse der Expertenbefragung zeigen jedoch, dass die Investitionskosten lediglich einer, und nicht unbedingt der wichtigste, von vielen Faktoren ist, um eine Reduktion der Stromgestehungskosten zu erreichen. Die Hochrechnungen der früheren CAPEX-basierten Lernmodelle unterschätzen vermutlich die Möglichkeiten einer zukünftigen Kostensenkung, da wichtige weitere Einflussfaktoren vernachlässigt werden. Diese Erklärung wird durch die Tatsache bestätigt, dass die Lernraten der Stromgestehungskosten basierend auf der Expertenbefragung doppelt so hoch sind wie die kürzlich anhand von Investitionskosten geschätzten Lernraten von lediglich 6–9 Prozent. Zudem erklärt dies auch die aggressivere Einschätzung der Kostenreduktion durch die befragten Experten im Vergleich zu den bisherigen Prognosen.

Literatur

- [1] Bloomberg New Energy Finance. *The Future Cost of Onshore Wind – An Accelerating Rate of Progress*. Wind Insight. 2015
- [2] United States Department of Energy, *Revolution Now. The Future Arrives for Five Clean Energy Technologies - 2015 Update*. Washington, DC
- [3] Danish Energy Agency (DEA). *Wind Power in Denmark: Technologies, Policies, and Results*. 1999.
- [4] Lemming, J. K.; Morthorst, P. E.; Clausen, N. E.; Hjulær Jensen, P. (2009). Contribution to the Chapter on Wind Power in Energy Technology Perspectives 2008. Risø-R-1674(EN). Roskilde, Denmark: Risø National Laboratory for Sustainable Energy



↑ 
eHighway
Elektrisch in die Zukunft

 **SG**
Equipment Finance

PEMA
60489

PEMA Truck - Trailer
Vermietung

0HA GN 138

BEITRAG DER SEKTORKOPPLUNG ZU DEN KLIMAZIELEN

Norman Gerhardt, Philipp Härtel

Deutschland hat sich ambitionierte Klimaziele gesetzt. Bis 2030 soll eine Reduktion der Treibhausgase von -55 Prozent gegenüber 1990 (von 1248 auf 562 Mio. t CO₂-Äq) erreicht werden und für 2050 ist eine Reduktion in Höhe von 80 Prozent bis 95 Prozent angestrebt (Abbildung 1). Völkerrechtlich hat sich die Bundesrepublik im Rahmen der internationalen Klimakonferenz COP21 in Paris verpflichtet, die Klimaerwärmung auf unter 2° C zu begrenzen, was einer erneuerbaren Vollversorgung bis zum Jahr 2050 entspricht [BUND 2016].

Im Folgenden soll auf Basis von Arbeiten des Fraunhofer IWES aufgezeigt werden, welche Konsequenzen die genannten Reduktionsziele für den Energiesektor bestehend aus Strom, Wärme, Industrie und Verkehr haben. Dabei wird Rolle der Sektorkopplung und Flexibilisierung zur kosteneffizienten Zielerreichung der Klimaschutzziele auf Basis der Studie „Interaktion Strom, Wärme und Verkehr“ (gefördert durch das BMWi) [Fraunhofer IWES et al. 2015] und der Studie „Wärmewende 2030 – Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor“ (im Auftrag der Agora Energiewende) [IWES, IBP 2017] analysiert.

Definition Sektorkopplung

Um die Funktion von Sektorkopplung im Energiesystem möglichst eindeutig zu erfassen, wird der Begriff Sektorkopplung in diesem Kontext als die effiziente Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen (EE) zur Dekarbonisierung anderer Sektoren verstanden.

Hierbei ist es wichtig, sich zu vergegenwärtigen, dass Sektorkopplung nicht von der Stromerzeugung ausgeht. Es geht nicht vorrangig darum, wie in der Vergangenheit viel diskutiert, „überschüssigen“ Wind- und PV-Strom zu nutzen. Auch wenn Sektorkopplung einen hohen Flexibilitätspotenzial bieten kann, steht die Identifikation von Flexibilitätsoptionen für den Strommarkt ebenso wenig im Vordergrund. Vielmehr dient die Sektorkopplung in besonderem Maße der Dekarbonisierung und geht daher von den Sektoren aus, die auf Strom angewiesen sind, um ihre individuellen Reduktionsziele oder ein umfassendes Klimaziel zu erreichen. Unter den derzeitigen

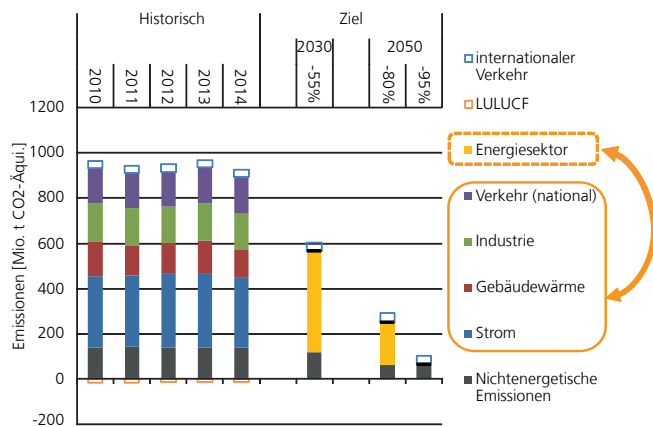


Abbildung 1: Historische Treibhausgasemissionen und nach den Klimazielen erlaubte Emissionsbudgets in Deutschland [IWES, IBP 2017]

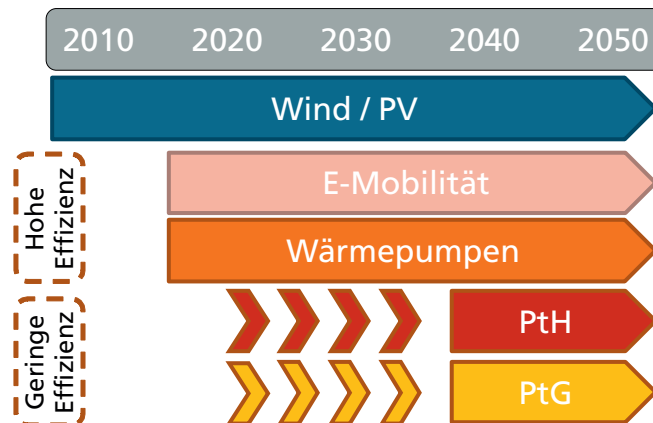


Abbildung 2: Schematische Darstellung der Durchdringung von Sektorkopplungstechnologien

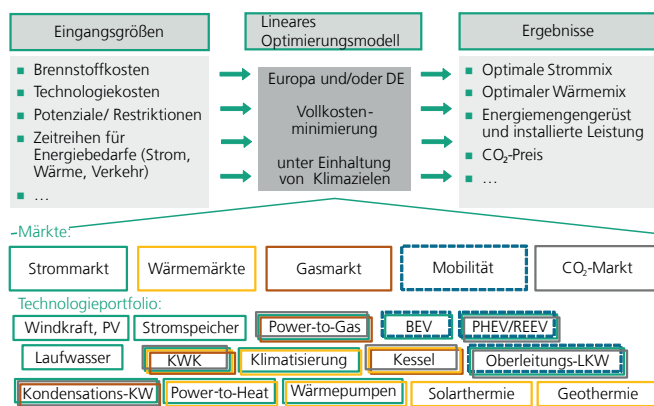


Abbildung 3: Schematische Übersicht des IWES-Modells SCOPE [Fraunhofer IWES 2016]

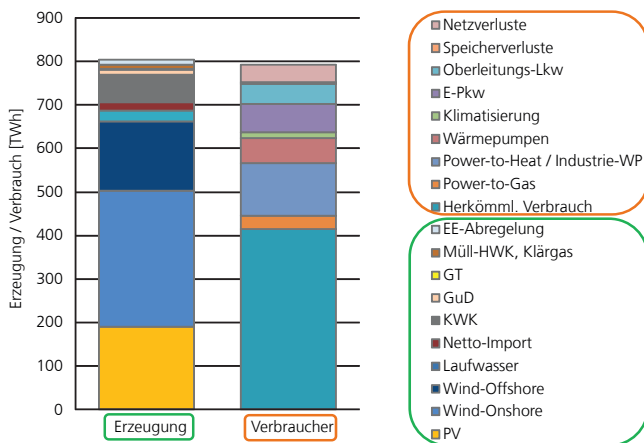


Abbildung 4: Stromerzeugung und -verbrauch eines -83 Prozent-CO₂-Szenarios in 2050 für Deutschland [Fraunhofer IWES et al. 2015]

Randbedingungen sind diese Sektoren im Hinblick auf eine kosteneffiziente Zielerreichung auf zusätzliche Strommengen aus Wind- und PV-Erzeugungsanlagen angewiesen. Flexibilität aus der Sektorenkopplung stellt dabei eine zusätzliche Anforderung dar, um ein effizientes Gesamtsystem zu ermöglichen.

Allgemein existiert eine große Vielfalt an Technologien für Sektorkopplungsanwendungen, die sich grundsätzlich in zwei Kategorien unterteilen lassen:

- *Neue effiziente Stromverbraucher:* E-Mobilität und Wärmepumpen, welche aufgrund der höheren Effizienz auch bereits bei einem Graustrommix Emissionen einsparen können
- *Neue ineffiziente Stromverbraucher:* Elektrodenkessel (PtH) und Elektrolyse (PtG), welche hinsichtlich der Systemdienlichkeit an die Verfügbarkeit von Stunden mit 100 Prozent EE-Strom gebunden sind, kurz- bis mittelfristig entweder aufgrund von Netzengpässen oder negativen Preisen und langfristig im Strommarkt.

Wie in Abbildung 2 schematisch dargestellt, können sich aus diesen Überlegungen die folgenden Konsequenzen für den Stromsektor ergeben: fluktuierende EE sollten zur Klimazielerreichung wie bisher weiter ausgebaut werden. Neue effiziente Stromverbraucher wie E-Mobilität und Wärmepumpen können bereits jetzt ausgebaut werden und einen positiven Effekt im Gesamtsystem bewirken. Für ineffiziente Stromverbraucher wie PtH und PtG können sich heute bereits Einsatzfelder ergeben, falls als Alternative der Strom abgeregelt werden müsste, ansonsten erst langfristig bei hohen Anteilen von EE im Strommarkt.

In den letzten Jahren wurden dabei eine Vielzahl verschiedener Anwendungen neu entwickelt oder wiederentdeckt. Beispiele hierfür sind:

- *E-Mobilität:* rein batterieelektrische Fahrzeuge (BEV), Hybridkonzepte (PHEV und REEV), Oberleitungslastkraftwagen,
- *Wärmepumpen (WP):* dezentrale Luft-WP und Sole-WP; Groß-WP in der Industrie und in Wärmenetzen, und Kombinationen mit anderen Heizungstechnologien

- *Power-to-Heat (PtH)*: Elektrodenkessel in der Industrie und in Wärmenetzen, dezentrale Heizstäbe
- *PtX*: Wasserstoff, PtG, PtL
- *Sowie neue elektrische Verfahren in der Industrie*: Elektrostahlherstellung aus Schrott, Elektrowannen zur Glasherstellung, Roheisenreduktion mittels Wasserstoff

Ermittlung kostenoptimaler komplexer Energieszenarien mit dem Modell SCOPE

Das „SCOPE“-Modell des Fraunhofer IWES ist ein modular aufgebautes Fundamentalmodell zur Erstellung von länder- und sektorübergreifenden Energieszenarien. Aus volkswirtschaftlicher Perspektive („social planner“) wird mit dessen Hilfe der grenzkostenminimale Einsatz und die Investitionsentscheidungen für die abgebildeten Energieanlagen bei gleichzeitiger Deckung von Nachfrageprofilen aus den Sektoren Strom, Wärme, Industrie und Verkehr ermittelt. Durch die stundenscharfe Abbildung der Angebots- und Nachfragecharakteristik kann hierbei der Einfluss meteorologischer Effekte des auf fluktuierenden EE basierenden Energiesystems detailliert berücksichtigt werden.

Ergebnisse der Studie „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr“ für das Jahr 2050

Um für 2050 das untere Klimaziel von -80 Prozent in ganz Europa einhalten zu können, muss Deutschland auf Basis der Simulationsergebnisse ein ambitionierteres Ziel in Höhe von -83 Prozent erreichen. Des Weiteren sollten Emissionen im Bereich des internationalen Verkehrs (Flug- und Schiffsverkehr) nicht unberücksichtigt bleiben, welche zwar vom Kyoto-Protokoll nicht erfasst sind, aber dennoch Maßnahmen zur Begrenzung der Klimaerwärmung erfordern können. Durch die Kombination dieser restriktiven Emissionsanforderungen mit einem konstant angenommenen Biomassepotenzial (auf dem Stand der aktuellen Nutzung von ca. 2 Mio. ha Anbaubiomasse, einer geringen Steigerung des Reststoffpotenzials und ohne Biomasseimporte) ergibt sich durch das Modell unter Vorgabe einer kostenminimalen Klimazielerreichung ein vergleichsweise hoher Stromverbrauch in Höhe von ca. 800 TWh (siehe Abbildung 4). Die Erzeugungsseite wird hierbei durch fluktuierende EE dominiert, während sich verbraucherseitig neben dem

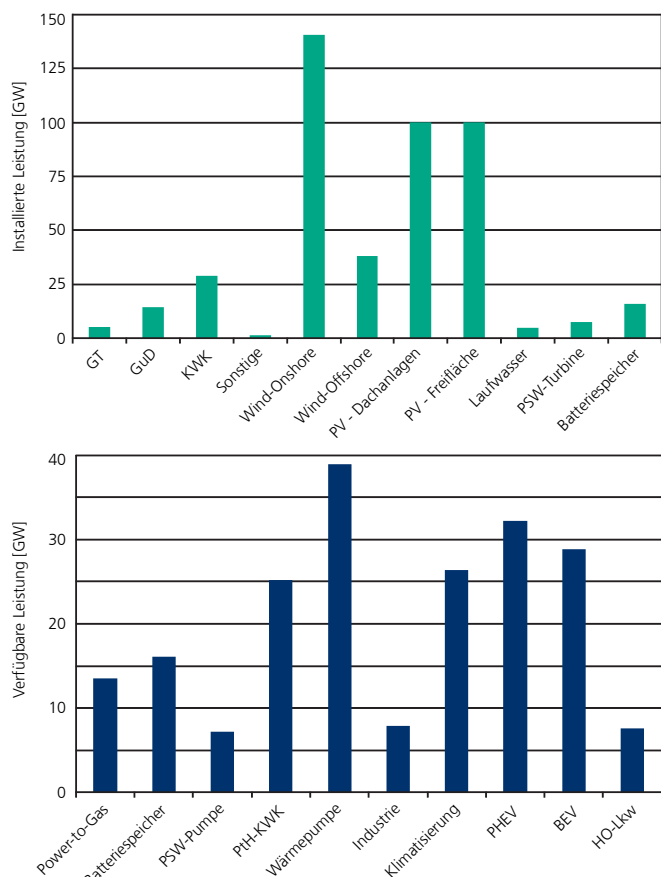


Abbildung 5: Installierte Leistungen Erzeugung (oben) und abgerufene Höchstlasten Verbrauch (unten) eines -83 Prozent-CO₂-Szenario in 2050 für Deutschland [Fraunhofer IWES et al. 2015]

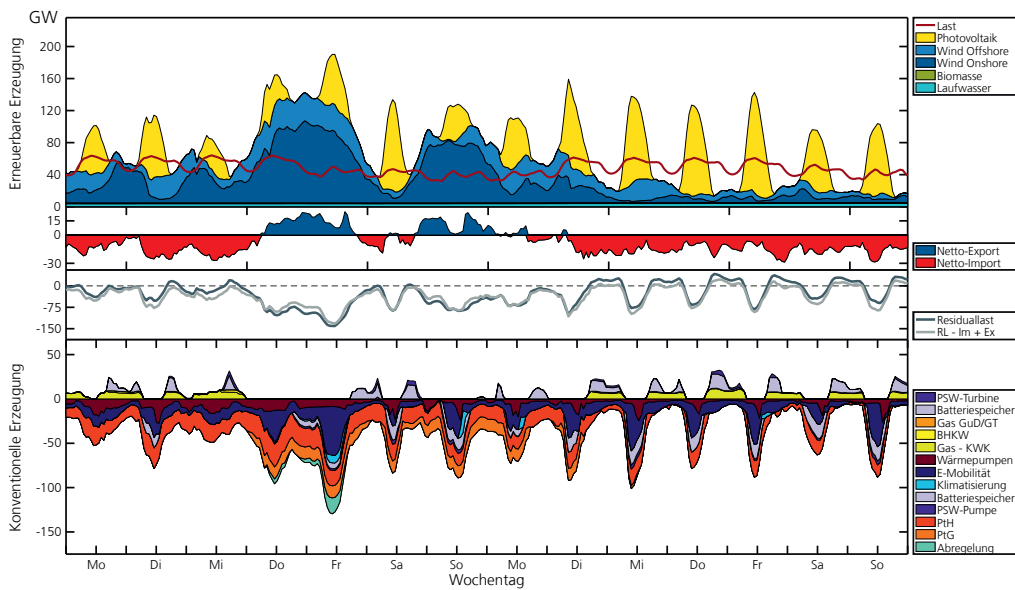


Abbildung 6: Beispielhafter Ausschnitt eines -83 Prozent-CO₂-Szenarios in 2050 für Deutschland (Zeitraum zwei Wochen, stündliche Auflösung) [Fraunhofer IWES et al. 2015]

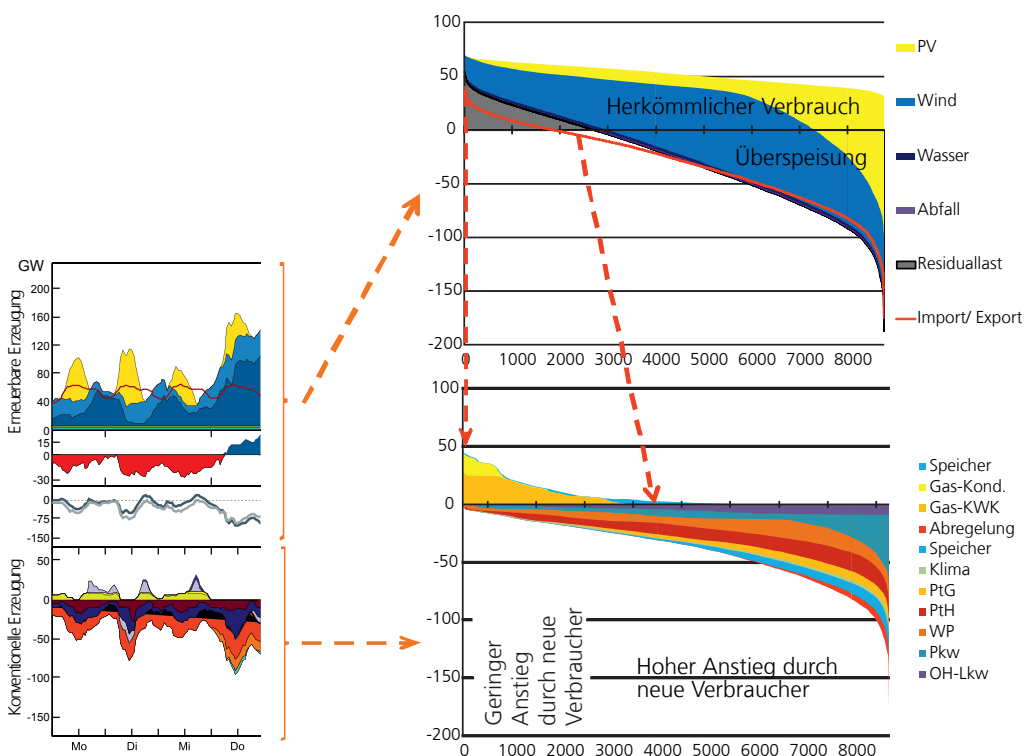


Abbildung 7: Jahresdauerlinien der EE-Einspeisung in der Wirkung auf den unflexiblen Stromverbrauchs (oben) und der thermischen Kraftwerke sowie der flexiblen neuen Stromverbrauchen (unten) eines -83 Prozent-CO₂-Szenario in 2050 in Deutschland [Gerhardt 2016]

bestehenden, aber durch Effizienzmaßnahmen reduziertem herkömmlichen Stromverbrauch ein neuer Elektrizitätsbedarf durch Sektorkopplungsanwendungen in nahezu gleicher Größenordnung ergibt.

Mit Blick auf die installierten Erzeugungsleistungen (Abbildung 5) wird deutlich, dass hierzu sehr hohe fluktuierende Leistungen notwendig werden. Die installierten Erzeugungsleistungen betragen in diesem Zusammenhang für Wind-Onshore 140 GW, für Wind-Offshore 38 GW und für PV-Aufdach- und -Freiflächenanlagen kombiniert 200 GW. Dieser hohen Erzeugungsleistung steht jedoch eine sehr flexible Stromverbrauchsstruktur gegenüber. Insbesondere durch neue Sektorkopplungsanwendungen in Verbindung mit mobilen elektrischen oder thermischen Speichern sowie durch Hybridtechnologien, welche beispielsweise bei geringer EE-Erzeugung auf ein thermisches Back-up-Aggregat zurückgreifen können, ergibt sich die notwendige Flexibilität, um sehr hohe Anteile von Wind und PV in das System integrieren und effizient verwenden zu können.

Das durch Sektorkopplung effiziente Zusammenwirken von hoher fluktuierender Erzeugungsleistung und den in hohem Maße flexiblen Verbrauchern im Gesamtsystem wird bei Betrachtung eines zweiwöchigen Ausschnitts der ganzjährigen Optimierungsergebnisse mit stündlicher Auflösung deutlich (Abbildung 6).

Durch die Sortierung dieser Jahreszeitreihen zu Jahresdauerlinien wird sichtbar, dass Wind und PV den herkömmlichen unflexiblen Verbrauchern signifikant überspeisen. Aus den Ausgleichmöglichkeiten im europäischen Verbund resultiert eine weitere Reduktion der verbleibenden positiven Residuallast. In Zeiten mit kleiner EE-Einspeisung kommt es durch die neuen Stromverbraucher nur zu einem geringen Anstieg des Gesamtstromverbrauchs. Dadurch wird vergleichsweise wenig thermische Kraftwerksleistung benötigt. Für die Deckung des neuen Stromverbrauchs wird vorwiegend EE-Strom direkt genutzt, sodass nur sehr geringe Energiemengen aus Wind- und PV-Erzeugungsanlagen abzuregeln sind (ca. 2 Prozent).

Vergleich eines oberen und unteren Klimaziels in 2050

Während bislang ein langfristiges unteres Klimaziel von -83 Prozent dargelegt wurde, soll diesem an dieser Stelle ein mögliches EE-Vollversorgungsszenario für ein oberes Klimaziel von -95 Prozent gegenüber gestellt werden. Bei diesem kommt es in den Modellergebnissen aufgrund der noch strikteren zulässigen Emissionsbudgets zu einem weiteren Anstieg des Stromverbrauchs auf ca. 1170 TWh (Abbildung 8). Dieser Effekt lässt sich insbesondere durch die Bereitstellung regenerativer chemischer Energieträger erklären. Unter den gesetzten Annahmen können von diesem Gesamtstromverbrauch nur 1020 TWh national zur Verfügung gestellt werden. 150 TWh des Stromverbrauchs fallen außerhalb der Grenze Deutschlands für die Erzeugung von Energieträgern aus Power-to-Liquid (PtL) an. Gegenwärtig ist es eine offene Frage, welche langfristige Bedeutung Importe von PtG und PtL aus Regionen mit kostengünstigen EE-Ressourcen außerhalb Europas haben werden, und, ob auf diesem Weg auch höhere Anteile bereitgestellt werden können. In den Szenariorechnungen liegt jedoch das Potenzial für eine direkte und effiziente Stromnutzung in Deutschland auch für eine EE-Vollversorgung bei ca. 800 TWh. Auf Basis der erzielten Ergebnisse scheint es sinnvoll, dieses Potenzial für eine kosteneffiziente Klimazielerreichung entsprechend zu heben.

Wie ist das mittelfristige Klimaziel für das Jahr 2030 realisierbar?

Energiepolitisch steht neben dem langfristigen Klimaziel (Horizont 2050) die kontinuierliche Reduktion der Emissionen zur Erreichung des mittelfristigen Klimaziels in 2030 im Vordergrund. In diesem Zusammenhang besteht ein zusätzliches, europäisch abgestimmtes Ziel für Deutschland, mit dem die Emissionen im nicht vom Emissionshandel erfassten Energiebereich um 38 Prozent gegenüber dem Referenzjahr 2005 zu verringern sind. Ein Ausbau der EE-Erzeugungskapazitäten verbunden mit einem teilweisen Kohleausstieg reichen hierfür allein nicht aus. Die Erschließung der Sektorkopplungspotenziale kann hierbei jedoch eine entscheidende Rolle spielen. In Summe ergibt sich in Abbildung 9 ein EE-Anteil von 59 Prozent an der Nettostromerzeugung bzw. 63 Prozent am Nettostromverbrauch.

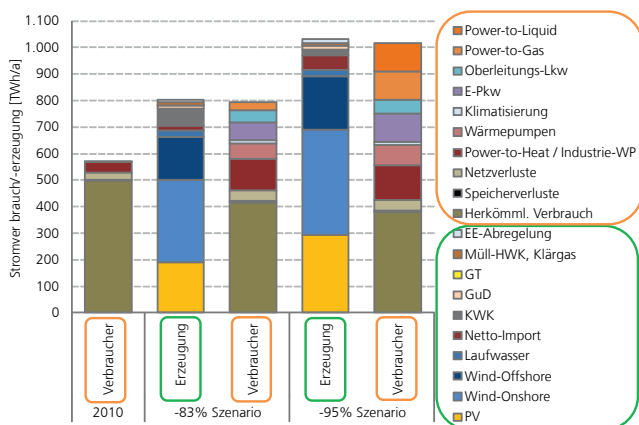


Abbildung 8: Vergleich der Stromerzeugung und des -verbrauchs eines oberen und unteren Klimaziels in 2050 für Deutschland [IWES, IBP 2017]

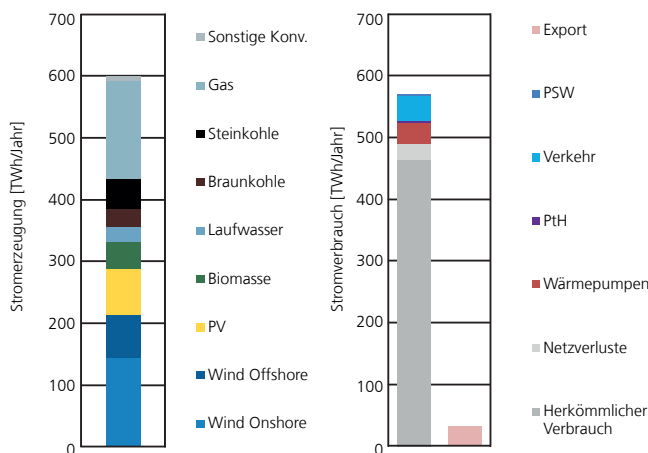


Abbildung 9: Vergleich der Stromerzeugung und des -verbrauchs in 2030 für Deutschland [IWES, IBP 2017]

Die Simulationsergebnisse legen nahe, dass im 2030er-Szenario die Flexibilität neuer Verbraucher neben dem Im- und Export im europäischen Verbund ein Schlüssel zur Integration fluktuierender EE sein kann. Zur besseren Verdeutlichung ist auch für dieses Stützjahr in Abbildung 10 wieder die Leistungsbilanz dargestellt. Überschlägig erfordert dieses Szenario beispielsweise eine installierte Anzahl von ca. 5 Mio. Wärmepumpen in Deutschland, um eine Zielerreichung in 2030 nicht zu gefährden. Unter Berücksichtigung des derzeitigen jährlichen Absatzes gestalten sich die daraus resultierenden Errichtungsraten jedoch als schwierig. Im Hinblick auf die Austauschraten von Heizungen im Gebäudebestand könnten sogar ambitioniertere Ausbaukorridore notwendig sein, um 2030 eine langfristige EE-Vollversorgung nicht auszuschließen. Im Rahmen des Klimaschutzplan 2050 des [BUND 2016] wurden zusätzliche Sektorziele für 2030 definiert. Wie erste Berechnungen zeigen [Fraunhofer IWES 2017] wäre die Erfüllbarkeit der Ziele des Verkehrsbereichs besonders anspruchsvoll. Die Einführung eines Oberleitungs-Lkw wäre dazu eine Voraussetzung. Jedoch erscheint diese Maßnahme selbst in Verbindung mit einem ambitionierten Ausbau der E-Pkw von 7 Mio. Fahrzeugen, für die Erreichung der Ziele nicht ausreichend zu sein.

Fazit

Die Analysen zeigen mit den getroffenen Annahmen, dass die mittel und langfristigen Klimaziele nur durch den starken Ausbau der EE-Stromerzeugung von Wind- und Solarenergie und die effiziente Verwendung dieses Stroms zur Dekarbonisierung der anderen Energiesektoren Gebäudewärme, Verkehr und Industrie erreicht werden können. Dabei ist das Klimaziel im Jahr 2030 insbesondere durch die separaten Unterziele für den Verkehrs- und Wärmebereich sehr ambitioniert und erscheint nur mit einer starken Elektrisierung (Wärmepumpen, E-Pkw und E-Lkw) und Wärmenetzausbau erreichbar. Um für das Jahr 2050 eine erneuerbaren Vollversorgung nicht auszuschließen, sollte man insbesondere die Restriktionen des Gebäudewärmesektor aufgrund der langen Lebensdauern von Heizkesseln und Trägheit von Investitionszyklen in den heutigen Ambitionsniveaus berücksichtigen.

Quellen

[Fraunhofer IWES et al. 2015] Fraunhofer IWES und IBP, IFEU, SUER (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Kassel *Endbericht*: http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2015/Interaktion_EE-Strom_Waerme_Verkehr_Endbericht.pdf
Kurzfassung: http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2015/Interaktion_EE-Strom_Waerme_Verkehr_Kurzfassung.pdf

[Gerhardt 2016] Gerhardt, N. (2016): Die Rolle von Sektorkopplung und Flexibilisierung zur kosteneffizienten Zielerreichung. Vortrag im Rahmen der Plattform Strommarkt, BMWi. 21.11.2016, Berlin.
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/plattform-strommarkt-hemmnisse.pdf?__blob=publicationFile&v=2

[IWES, IBP 2017] Fraunhofer IWES und IBP (2017): Wärmewende 2030 – Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor.
https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Sektoruebergreifende_EW/Waermewende-2030_WEB.pdf

[BUND 2016] Bundesregierung (2016): Klimaschutzplan 2050
http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf

[Fraunhofer IWES 2016] Fraunhofer IWES: SCOPE – Sektorübergreifende Einsatz- und Ausbauoptimierung für Analysen des zukünftigen Energieversorgungssystems
http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Broschueren/2015_F_SCOPE_web.pdf

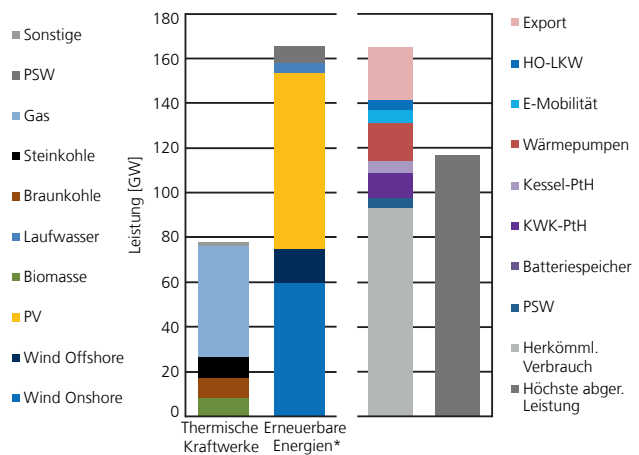


Abbildung 10: Installierte Leistungen (links) und abgerufene Höchstlasten (rechts) 2030 [IWES, IBP 2017]



ANHANG

Quellen

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, *Gesamt- ausgabe der Energiedaten – Datensammlung des BMWi*. [Online] Available: http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/energie-daten-gesamt.xls?__blob=publicationFile&v=13. Accessed on: Feb. 14 2017.
- [2] Statistisches Bundesam (Destatis), »Fachserie 18 Reihe 1.5 – Lange Reihen ab 1970 – Stand: November 2016,« 2016.
- [3] AG Energiebilanzen e.V., »Stromerzeugung nach Energieträgern 1990 – 2016,« Dec. 2016. Accessed on: Feb. 14 2017.
- [4] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., *Erdgas mit deutlichem Zuwachs – Stromerzeugung aus Kohle und Kernenergie sinkt*, 2016.
- [5] IWR, *BMWi korrigiert Windstromerzeugung für 2015 drastisch: Hochrechnungsverfahren geändert*. [Online] Available: <http://www.iwr.de/news.php?id=32660>. Accessed on: Feb. 13 2017.
- [6] Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, *Online-Hochrechnung der Istwerte für Windenergie Offshore*. [Online] Available: http://www.netztransparenz.de/de/Online_Hochrechnung_Wind_Offshore.htm. Accessed on: Feb. 19 2016.
- [7] Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, *Online-Hochrechnung der Istwerte für Windenergie Onshore*. [Online] Available: http://www.netztransparenz.de/de/Online_Hochrechnung_Wind_Onshore.htm. Accessed on: Feb. 19 2016.
- [8] J. Keiler and H. Häuser, *Betreiberdatenbasis: IWET Datenbank*. [Online] Available: <http://www.btrdb.de/>.
- [9] Bundesnetzagentur, *Veröffentlichung von im Anlagenregister registrierten Daten*. [Online] Available: https://www.bundesnetzagentur.de/cdn_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Anlagenregister/Anlagenregister_Veroeffentlichung/Anlagenregister_Veroeffentlichungen_node.html.
- [10] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Ed., »Projektionsbericht 2015: gemäß Verordnung 525/2013/EU,« [Online] Available: http://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art04-13-14_lcds_pams_projections/envvlq8w/150422_Projektionsbericht_2015_final.pdf. Accessed on: Feb. 13 2017.
- [11] Rheinland-Pfalz-Jahrbuch, Ed., *Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie: Ministerium, Behörden, Kommunen, Verbände, Einrichtungen des öffentlichen Lebens*. Berlin, s.l.: De Gruyter, 2009.
- [12] Bundesumweltministerium (BMU), »Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen,« 2009. Accessed on: Mar. 01 2017.
- [13] Bundesnetzagentur, »Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017–2030,« Bundesnetzagentur, Bonn, Jun. 2016. Accessed on: Mar. 02 2017.
- [14] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, »Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030: Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber,« Accessed on: Mar. 01 2017.
- [15] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, and Transnet BW GmbH, *Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017: Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. [Online] Available: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_1_Entwurf_Teil1.pdf. Accessed on: Feb. 02 2017.
- [16] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, *Offshore-Netzentwicklungsplan 2030, Version 2017: Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. [Online] Available: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/ONEP_2030_1_Entwurf_Teil1.pdf. Accessed on: Feb. 02 2017.
- [17] *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2017): EEG 2017*.
- [18] Bundesnetzagentur, *Entwurf einer Verordnung zur Änderung der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung: EEAV*, 2017.
- [19] Bundesnetzagentur, *Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017–2030*, 2016.

- [20] OVG Schleswig, 1 KN 6-13 | ESOVG, NordÖR. Available: http://www.ovgsh.de/ovg_sh/Entscheidungen/OVG/2015/1%20KN%206-13/. Accessed on: Feb. 17 2017.
- [21] Landtag Schleswig-Holstein, *Große Mehrheit verabschiedet neues Planungsgesetz für Windkraft-Ausbau*. [Online] Available: <https://www.landtag.ltsh.de/plenumonline/archiv/wp18/32/debatten/12.html>. Accessed on: Feb. 17 2017.
- [22] Landesregierung Schleswig-Holstein, »Teilfortschreibung des Landesentwicklungsplanes (LEP) 2010 Kapitel 3.5.2 sowie Teilaufstellung der Regionalpläne der Planungsräume I, II und III in Schleswig-Holstein: Sachthema Windenergie,« Kiel, Dec. 2016. [Online] Available: http://www.schleswig-holstein.de/DE/Fachinhalte/L/landesplanung_raumordnung/windeignungsflaechen_ausweisung/Downloads/gesamtr_Planungskonzept.pdf. Accessed on: Feb. 17 2017.
- [23] Agentur für Erneuerbare Energien e.V., *Föederal-Erneuerbar – Daten und Fakten zur Entwicklung Erneuerbarer Energien in einzelnen Bundesländern*. [Online] Available: <https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/D/kategorie/wind>. Accessed on: Mar. 02 2017.
- [24] *Sachlicher Teilregionalplan „Windenergienutzung“ der Regionalen Planungsgemeinschaft Lausitz-Spreewald*, 2016.
- [25] *Regionalplan Uckermark-Barnim, Sachlicher Teilplan „Windnutzung, Rohstoffsicherung und -gewinnung“*, 2016.
- [26] Regionalversammlung Nordhessen, »Teilregionalplan Energie Nordhessen: Genehmigungsentwurf,« Kassel, Oct. 2016. [Online] Available: <https://rp-kassel.hessen.de/planung/regionalplanung/erneuerbare-energien/windenergie/downloads-zum-teilregionalplan-energie>. Accessed on: Feb. 17 2017.
- [27] *Planung und Genehmigung von Windenergieanlagen an Land (Windenergieerlass)*, 2016.
- [28] *Gesetz über die Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern sowie Gemeinden an Windparks in Mecklenburg-Vorpommern: Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz – BüGembeteilG M-V*, 2016.
- [29] Eurostat, *Preise Elektrizität für Haushaltabnehmer, ab 2007: halbjährliche Daten*. [Online] Available: <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>.
- [30] EPEX SPOT European Power Exchange, *Marktdaten Day-Ahead Auktion*. [Online] Available: <http://www.epexspot.com/de/marktdaten>. Accessed on: Feb. 19 2015.
- [31] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., »Strompreisanalyse November 2016,« Berlin, Nov. 2016. [Online] Available: [https://www.bdew.de/internet.nsf/res/17C4483BB515C7F4C125807A0035E077/\\$file/161124_BDEW_Strompreisanalyse_November2016.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/res/17C4483BB515C7F4C125807A0035E077/$file/161124_BDEW_Strompreisanalyse_November2016.pdf). Accessed on: Feb. 14 2017.
- [32] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, »Prognose der EEG-Umlage 2017 nach AusglMechV,« Oct. 2016. [Online] Available: https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202017/20161014_Veroeffentlichung_EEG-Umlage_2017.pdf. Accessed on: Feb. 14 2017.
- [33] Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, »Ermittlung der Umlage nach §19 Absatz 2 StromNEV in 2017 auf Netzentgelte für Strommengen der Endverbrauchs-kategorien A', B' und C',« 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. Accessed on: Mar. 02 2017.
- [34] Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, »Ermittlung der Offshore-Haftungsumlage (§17f EnWG) in 2017 auf Netzentgelte für Strommengen der Letztverbrauchs-kategorien A', B' und C' gem. KWKG 2016,« 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Oct. 2016. Accessed on: Mar. 02 2017.
- [35] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, »Hintergrundinformationen zur besonderen Ausgleichsregelung,« http://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/bar_hintergrundpapier_bmw.pdf?__blob=publicationFile&v=3.
- [36] H. Falk, *Hintergrundpapier zur EEG-Umlage 2014*. [Online] Available: http://www.bee-ev.de/_downloads/publikationen/positionen/2013/20131015_BEE-Hintergrund_EEG-Umlage-2014.pdf.

Quellen

- [37] Bundesnetzagentur and Bundeskartellamt, *Monitoringbericht 2016*. [Online] Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2. Accessed on: Jan. 19 2017.
- [38] DeStatis, *Aus- und Einfuhr (Außenhandel): Deutschland, Jahre, Ware (6-/8-Steller), Länder: 51000-0016*. [Online] Available: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>.
- [39] GWEC, »Global Wind Statistics 2016,« Feb. 2017. Accessed on: Feb. 20 2017.
- [40] Central Intelligence Agency, *The World Factbook*. [Online] Available: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/>.
- [41] International Energy Agency (IEA), *Statistics Search: Electricity and Heat*. [Online] Available: <http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/>.
- [42] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, *Online-Hochrechnung Wind Onshore*. [Online] Available: <https://www.netztransparenz.de/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Marktpraemie/Online-Hochrechnung-Wind-Onshore>. Accessed on: Jan. 20 2017.
- [43] Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, »EEG-Jahresabrechnung 2015,« https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Jahresabrechnungen/EEG-Jahresabrechnung_2015.pdf.
- [44] TenneT TSO GmbH, *Hochrechnung der Windstromeinspeisung*. [Online] Available: <http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen/tatsaechliche-und-prognostizierte-windenergieeinspeisung>. Accessed on: Jan. 17 2017.
- [45] *Archiv Windenergie – 50Hertz Transmission GmbH*. [Online] Available: <http://www.50hertz.com/de/Kennzahlen/Windenergie/Archiv-Windenergie>. Accessed on: Feb. 20 2017.
- [46] P. Graichen, M. M. Kleiner, and C. Podewils, *Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2016: Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2017*. [Online] Available: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Jahresauswertung_2016/Agora_Jahresauswertung-2016_WEB.pdf. Accessed on: Jan. 25 2017.
- [47] Amprion GmbH, *Hochrechnung der Windstromeinspeisung*. [Online] Available: <http://www.amprion.net/windenergieeinspeisung>. Accessed on: Jan. 17 2017.
- [48] 50Hertz Transmission GmbH, *Hochrechnung der Windstromeinspeisung*. [Online] Available: <http://www.50hertz.com/de/Kennzahlen/Windenergie>. Accessed on: Jan. 17 2017.
- [49] Transnet BW GmbH, *Hochrechnung der Windstromeinspeisung*. [Online] Available: <https://www.transnetbw.de/de/kennzahlen/erneuerbare-energien/windenergie>. Accessed on: Jan. 17 2017.
- [50] EPEX SPOT European Power Exchange, *Day-Ahead-Auktion*. [Online] Available: <https://www.epexspot.com/de/marktdaten/dayaheadauktion/auction-table/>. Accessed on: Jan. 26 2017.
- [51] K. C. Crawford and H. R. Hudson, *The Diurnal Wind Variation in the Lowest 1500 ft in Central Oklahoma: June 1966-May 1967*.
- [52] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, *Online-Hochrechnung Wind Offshore*. [Online] Available: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/Online-Hochrechnung-Wind-Offshore>. Accessed on: Jan. 20 2017.
- [53] BMWi, *Versorgungsqualität in Deutschland steigt*. [Online] Available: <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2015/16/Meldung/infografik-versorgungsqualitaet.html>. Accessed on: Feb. 17 2017.
- [54] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), *Entwurf der Fortschreibung Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee 2013/2014*. [Online] Available: http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/BFO/Dokumente/Entwurf_BFON_2013_2014_Aenderungsmodus.pdf. Accessed on: Feb. 19 2015.
- [55] Bundesnetzagentur, *Bedarfsermittlung 2025: Zusammenfassung zur Bestätigung Offshore-Netzentwicklungsplan*

- (Zieljahr 2025). [Online] Available: https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2025/NEP/ZF_Bedarfsermittlung2025.pdf?__blob=publicationFile. Accessed on: Feb. 01 2017.
- [56] Bundesnetzagentur, *Bestätigung Offshore-Netzentwicklungsplan 2025: Bestätigung*. [Online] Available: https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2025/NEP/O-NEP2025_Bestaetigung.pdf;jsessionid=79017CF31B14BC20899C3AF286BF13BD?__blob=publicationFile. Accessed on: Jan. 31 2017.
- [57] Bundesnetzagentur, *Bekanntmachung der Ausschreibung nach § 29 WindSeeG: BK6-17-001 Beschlusskammer 6*. [Online] Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2017/2017_0001bis0999/BK6-17-001/Bekanntmachung_Ausschreibung.pdf;jsessionid=CFD076E67B199EC9A0D3741B7724B251?__blob=publicationFile&v=3. Accessed on: Feb. 06 2017.
- [58] TenneT TSO GmbH, *Do/Win2*. [Online] Available: <http://www.tennet.eu/de/unser-netz/offshore-projekte-deutschland/dolwin2/>. Accessed on: Jan. 31 2017.
- [59] TenneT TSO GmbH, *NordLink*. [Online] Available: <http://www.tennet.eu/de/unser-netz/internationale-verbindungen/nordlink/>. Accessed on: Jan. 31 2017.
- [60] DIBt, *Zuordnung der Windzonen nach Verwaltungsgrenzen*. [Online] Available: <https://www.dibt.de/de/Service/Dokumente-Listen-TBB.html>.
- [61] OpenStreetMap, *OpenStreetMap – Deutschland*. [Online] Available: <http://www.openstreetmap.de/>.
- [62] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, *Corine Landcover – Bodenbedeckungsdaten für Deutschland*. [Online] Available: http://www.corine.dfd.dlr.de/intro_de.html.
- [63] H. Rudolph, »Brandschutz an Windenergieanlagen,« Großräschen, Apr. 16 2013.
- [64] Der Kreisausschuss des Wetteraukreises, *Merkblatt für Windenergieanlagen: Hinweise für Planung und Ausführung*. [Online] Available: http://www.wetteraukreis.de/fileadmin/user_upload/media/imperia/md/content/service/bauen_wohnen_kataster/Microsoft_Word_-_Windenergieanlagen_Merkblatt.doc.pdf. Accessed on: Jan. 19 2017.
- [65] Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e.V (GDV), Ed., »Windenergieanlagen (WEA) – Leitfaden für den Brandschutz: VdS 3523 : 2008-07 (01),« Köln, 2008. [Online] Available: https://vds.de/fileadmin/vds/publikationen/vds_3523_web.pdf.
- [66] Deutscher Bundestag, *Stenografischer Bericht -Plenarprotokoll 18/44: 44. Sitzung*. [Online] Available: <http://dip21.bundestag.de/dip21/btp/18/18044.pdf>.
- [67] anemos GmbH, »Ertragsindex 2016“.
- [68] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, and TenneT TSO GmbH, *EEG-Jahresabrechnungen*. [Online] Available: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen>. Accessed on: Jan. 11 2017.
- [69] S. Lüers, A.-K. Wallasch, and K. Rehfeldt, »Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland - Update,« Deutsche WindGuard GmbH, Varel, Dec. 2015. Accessed on: Feb. 28 2017.
- [70] W. Daldorf, »Konstener Informationen Windenergie Deutschland“.
- [71] Bundesnetzagentur, *Ausschreibungen zur Ermittlung der finanziellen Förderung von Windenergieanlagen an Land*. [Online] Available: https://www.bundesnetzagentur.de/cln_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Ausschreibungen/Wind_Onshore/Wind_Onshore_node.html. Accessed on: Jan. 11 2017.
- [72] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, *Fragen und Antworten zum EEG 2017*. [Online] Available: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/F/fragen-und-antworten-zum-eeg-2017,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>. Accessed on: Jan. 12 2017.
- [73] Fachagentur zur Förderung eines natur- und umweltverträglichen Ausbaus der Windenergie an Land e.V., Ed., »Dauer und Kosten des Planungs- und Genehmigungsprozesses von Windenergieanlagen an Land,« [Online] Available: http://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA-Wind_Analyse_Dauer_und_Kosten_Windenergieprojektierung_01-2015.pdf.

- [74] B. Johnsen, »Metamorphosen eines Meeres-Windparks,« in *Meer – Wind – Strom*, M. Durstewitz and B. Lange, Eds., Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2016, pp. 3–9.
- [75] Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz – WindSeeG), *Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz – WindSeeG): WindSeeG*, 2016.
- [76] Wind Europe, »The European offshore wind industry: Key trends and statistics 2016,« Jan. 2017. [Online] Available: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Offshore-Statistics-2016.pdf>. Accessed on: Jan. 27 2017.
- [77] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), *Genehmigte Windparkprojekte in der Nordsee*. [Online] Available: <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/index.jsp>.
- [78] Deutsche WindGuard GmbH, »Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland 2016,« 2017.
- [79] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), *Genehmigte Windparkprojekte in der Ostsee*. [Online] Available: <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/index.jsp>.
- [80] H. Hinrichs, T. Horstmann, U. Kühne, M. Mazur, and H. Seifert, »Zuviel vom Salz der Erde,« in *Meer – Wind – Strom*, M. Durstewitz and B. Lange, Eds., Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2016, pp. 245–254.
- [81] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), *FINO. Forschungsplattformen in Nord- und Ostsee: Das Projekt wird von BMWi und PTJ gefördert*. [Online] Available: <http://www.bsh.de/de/Meeresdaten/Projekte/FINO/index.jsp>.
- [82] Danish Energy Agency, *Register of wind turbines*. [Online] Available: <http://www.ens.dk/node/2233/register-wind-turbines>.
- [83] BERR, *Barrow Offshore Wind Farm 2nd Annual Report: JULY 2007 – JUNE 2008*. [Online] Available: <http://www.wind-power-program.com/Library/Performance%20of%20large%20scale%20wind%20farms/Barrow/BERR%20report%20on%20Barrow%20Offshore%20Wind%20Farm%202008.pdf>.
- [84] L. van Pijkeren and B. Hoefakker, *Offshore Windfarm Egmond aan Zee: 5 years of Operation*. [Online] Available: <http://www.agentschapnl.nl/sites/default/files/bijlagen/20111212%20Workshop%20OWEZ%20NoordzeeWind%20Hoefakkers%205%20yrs%20of%20Operation.pdf>.
- [85] Fraunhofer IWES, *alpha ventus: Forschung und Industrie präsentieren gemeinsame Erfolge*. [Online] Available: http://rave2012.iwes.fraunhofer.de/img/pdfs/RAVE_Presseinfo_20120508.pdf. Accessed on: Jan. 09 2013.
- [86] BERR, *Scroby Sands Offshore Wind Farm 3rd Annual Report: JANUARY 2007 – DECEMBER 2007*. [Online] Available: <http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+http://www.berr.gov.uk/files/file46398.pdf>. Accessed on: Jan. 30 2012.
- [87] Vattenfall, *Kentish Flats Offshore Wind Farm: FEPA Monitoring Summary Report*. [Online] Available: http://www.vattenfall.co.uk/en/file/1_Kentish_flats_FEPA_monitoring.pdf_16403566.pdf.
- [88] Deutsche Offshore-Testfeld und Infrastruktur GmbH & Co. KG, Überblick | alpha ventus. [Online] Available: <https://www.alpha-ventus.de/ueberblick/>. Accessed on: Mar. 16 2017.
- [89] Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, *EEG Jahresabrechnung 2009*. [Online] Available: http://www.netztransparenz.de/de/file/2009_EEG-Jahresabrechnung.pdf.
- [90] Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, *EEG Jahresabrechnung 2010*. [Online] Available: http://www.netztransparenz.de/de/file/2010_EEG-Jahresabrechnung.pdf. Accessed on: Jan. 09 2013.
- [91] Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, *EEG Jahresabrechnung 2011*. [Online] Available: http://www.netztransparenz.de/de/file/2011_EEG-Jahresabrechnung.pdf. Accessed on: Jan. 09 2013.
- [92] Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, *EEG Jahresabrechnung 2012*. [Online] Available: http://www.netztransparenz.de/de/file/2012_EEG-Jahresabrechnung_.pdf. Accessed on: Dec. 09 2013.

- [93] Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, *EEG Jahresabrechnung 2013*. [Online] Available: http://www.netztransparenz.de/de/EEG_Jahresabrechnungen.htm.
- [94] Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, »EEG-Jahresabrechnung 2014,« https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Jahresabrechnungen/EEG-Jahresabrechnung_2014.pdf.
- [95] Institut für solare Energieversorgungstechnik, *Windenergie Report Deutschland 2008*.
- [96] B. Hahn, S. Faulstich, and V. Berkhout, »Ja, wie laufen sie denn nun?,« in *Meer – Wind – Strom*, M. Durstewitz and B. Lange, Eds., Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2016, pp. 165–174.
- [97] S. Oelker, M. Lewandowski, K.-D. Thoben, D. Reinhold, and I. Schalos, »Künstliche Intelligenz und automatische Selbstorganisation,« in *Meer – Wind – Strom*, M. Durstewitz and B. Lange, Eds., Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2016, pp. 159–164.
- [98] BERR, *OFFSHORE WIND CAPITAL GRANTS SCHEME: Kentish Flats Offshore Wind Farm and Kentish Flats Offshore Wind Farm 2nd Annual Report*. [Online] Available: <http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+http://www.berr.gov.uk/files/file50164.pdf>.
- [99] NoordzeeWind, *Reports & Data*. [Online] Available: <http://www.noordzeewind.nl/en/knowledge/reportsdata/>. Accessed on: Jan. 09 2012.
- [100] Vattenfall, *Deutschlands erstes „Offshore-Hotel“ steht! Wohnplattform für Service-Teams von Offshore-Windparks DanTysk und Sandbank jetzt 70 Kilometer vor Sylt errichtet*. [Online] Available: <https://corporate.vattenfall.de/newsroom/pressemitteilungen/2016/deutschlands-erstes-offshore-hotel-steht/>. Accessed on: Mar. 01 2017.
- [101] *Windenergiereport Deutschland 2014*. Stuttgart: Fraunhofer Verlag, 2015.
- [102] IEA Wind Task 26, »Offshore Wind Farm Baseline Documentation,« NREL, 2016. [Online] Available: <http://www.nrel.gov/docs/fy16osti/66262.pdf>. Accessed on: Mar. 02 2017.
- [103] Jasper Vis, »Delivering on the promise of cost reduction,« DONG Energy Power, 2016.
- [104] Europäische Kommission, *Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020*. [Online] Available: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628%2801%29&from=EN>.
- [105] Bundesnetzagentur, *Bestätigung Netzentwicklungsplan*. [Online] Available: http://nvonb.bundesnetzagentur.de/netzausbau/NEP_Strom_2013_Best.pdf. Accessed on: Jan. 15 2014.
- [106] BNetzA, *Windenergieanlagen auf See: Ausschreibungsverfahren*. [Online] Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Offshore/offshore-node.html. Accessed on: Mar. 08 2017.

Kontakt zu den Autoren

Fliegende Messsysteme

Universität Stuttgart / Universität Tübingen

Martin Hofsäß – hofsaess@ifb.uni-stuttgart.de

Prof. Dr. Jens Bange – jens.bange@uni-tuebingen.de

Dominique Bergmann – dominique.bergmann@ifb.uni-stuttgart.de

Schwimmende Unterstruktur aus Stahl-Beton-Verbundbauteilen für Offshore-WEA

Universität Rostock / ESG GmbH / GICON GmbH

Dr. Frank Adam – frank.adam@uni-rostock.de

Daniel Walia – daniel.walia@uni-rostock.de

Mathias Kuhl – m.kuhl@gicon.de

Prof. Dr. Jochen Großmann – j.grossmann@gicon.de

Analyse, Optimierung und Vergleich von Logistikkonzepten in der Inbetriebnahme von Offshore Windparks

Fraunhofer IWES

Dr. Marcel Wiggert – marcel.wiggert@iwes.fraunhofer.de

Maxim Hartung – maxim.hartung@iwes.fraunhofer.de

Expertenumfrage Künftige Kostenentwicklung der Windenergie

Lawrence Berkeley National Laboratory / Fraunhofer IWES

Dr. Ryan Wisser – rhwisser@lbl.gov

Joachim Seel – jseel@lbl.gov

Volker Berkhout – volker.berkhout@iwes.fraunhofer.de

Carolin Wiegand – carolin.wiegand@iwes.fraunhofer.de

Beitrag der Sektorkopplung zur Erreichbarkeit von Klimazielen

Fraunhofer IWES

Norman Gerhard – norman.gerhard@iwes.fraunhofer.de

Philipp Härtel – philipp.haertel@iwes.fraunhofer.de

Das Marktstammdatenregister

Bundesnetzagentur

Peter Stratmann Peter.Stratmann@BNetzA.de

Besuchen Sie auch unsere Web-Seite

www.windmonitor.de

Dort finden Sie aktuelle Daten zur Entwicklung der Windenergie.



200-Meter-Messmast
bei Wolfhagen / Kassel,
© Fraunhofer IWES

FRAUNHOFER IWES



Fraunhofer IWES Kassel,
© Fraunhofer IWES



Fraunhofer IWES Nordwest, Bremerhaven,
© Fraunhofer IWES



Systec – Testzentrum für intelligente Netze und Elektromobilität,
© 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 über 500 Wissenschaftler/innen, Angestellte und Student/innen.

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:

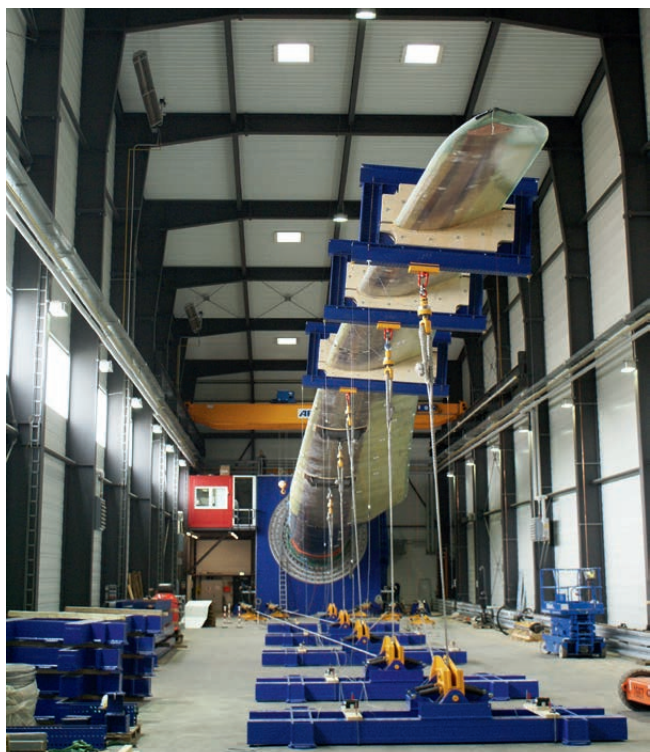
- Technik und Betriebsführung von Windenergieanlagen und -parks
- Dynamik von Windenergieanlagen und Komponenten
- Komponentenentwicklung Rotor, Antriebsstrang und Gründung
- Test- und Bewertungsverfahren für Anlagen und Komponenten
- Umweltanalytik Wind, See und Boden für die Wind- und Meeresenergienutzung
- 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
- Gondelprüfstand



*Rollenprüfstand für Elektromobilität des Fraunhofer IWES,
© Fraunhofer IWES*



*Rotorblattprüfstand des Fraunhofer IWES,
© Fraunhofer IWES*

Abkürzungen – Einheiten – Spezielle Begriffe

Abkürzungen

BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSH	Bundesamt für Schifffahrt und Hydrographie
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz EnWG Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
Fino	Forschungsplattformen in Nord- und Ostsee
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
IWES	Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
NEP	Netzentwicklungsplan
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
OWP	Offshore-Windpark(s)
PV	Photovoltaik
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
StrEG	Stromeinspeisungsgesetz
UK	Vereinigtes Königreich (United Kingdom)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage(n)
WindSeeG	Windenergie auf See Gesetz
WT	Wassertiefe

Einheiten

kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
TW	Terrawatt
TWh	Terrawattstunde
m	Meter
km	Kilometer
Mio	Millionen
Mrd	Milliarden
€	Euro
ct	Euro Cent

Spezielle Begriffe

Ausfallarbeit	Durch Abregelung von WEA entgangener Stromertrag
farshore	Offshore-Windparks in einer Küstenentfernung ab 3 Seemeilen
nearshore	Offshore-Windparks in einer Küstenentfernung von unter 3 Seemeilen

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

www.iwes.fraunhofer.de

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Projekträger:



ISBN 978-3-8396-1195-1



9 783839 611951