

Siegfried Heier

Nutzung der Windenergie

7., vollständig überarbeitete Auflage



Fraunhofer IRB Verlag

 **BINE**
Informationsdienst

BINE-Fachbuch

Siegfried Heier

Nutzung der Windenergie

BINE-Fachbuch

Nutzung der Windenergie

7., erweiterte und vollständig überarbeitete Auflage

Der Autor:

Siegfried Heier

Herausgeber



Leibniz-Institut für
Informationsinfrastruktur



BINE Informationsdienst berichtet über Themen der Energieforschung: Neue Materialien, Systeme und Komponenten, innovative Konzepte und Methoden. BINE-Leser werden so über Erfahrungen und Lerneffekte beim Einsatz neuer Technologien in der Praxis informiert. Denn erstklassige Informationen sind die Grundlage für richtungsweisende Entscheidungen, sei es bei der Planung energetisch optimierter Gebäude, der Effizienzsteigerung industrieller Prozesse oder bei der Integration erneuerbarer Energien in bestehende Systeme.

BINE Informationsdienst ist ein Service von FIZ Karlsruhe GmbH und wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) gefördert.

Für weitere Fragen steht Ihnen zur Verfügung:

Uwe Milles (Redaktion)

BINE Informationsdienst, FIZ Karlsruhe GmbH, Büro Bonn

Kaiserstraße 185–197, 53113 Bonn

Tel. +49 2 28 92379-0, E-Mail: bine@fiz-karlsruhe.de, www.bine.info

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek:

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über www.dnb.de abrufbar.

ISBN (Print): 978-3-8167-9587-2 | ISBN (E-Book): 978-3-8167-9586-5

Layout: Dietmar Zimmermann | Umschlaggestaltung: Martin Kjer | Herstellung: Angelika Schmid | Satz: Fotosatz Buck, Kumhausen | Druck: BELTZ, Bad Langensalza

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 Fraunhofer IRB 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. Sollte in diesem Werk direkt oder indirekt auf Gesetze, Vorschriften oder Richtlinien (z. B. DIN, VDI, VDE) Bezug genommen oder aus ihnen zitiert werden, kann der Verlag keine Gewähr für Richtigkeit, Vollständigkeit oder Aktualität übernehmen. Es empfiehlt sich, gegebenenfalls für die eigenen Arbeiten die vollständigen Vorschriften oder Richtlinien in der jeweils gültigen Fassung hinzuzuziehen.

Titelbild: Windpark Kirchheiligen, © Jan Oelker

Umschlagrückseite: Prof. Siegfried Heier (links & Mitte), Deutsche Offshore-Testfeld und Infrastruktur GmbH & Co. KG (DOTI) (rechts)

© FIZ Karlsruhe – Leibniz-Institut für Informationsinfrastruktur GmbH, 2016

Verlag und Vertrieb:

Fraunhofer IRB Verlag

Fraunhofer-Informationszentrum Raum und Bau IRB

Nobelstraße 12, 70569 Stuttgart

Telefon +49 7 11 9 70-25 00

Telefax +49 7 11 9 70-25 08

irb@irb.fraunhofer.de

www.baufachinformation.de

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	8
1 Stand und Perspektiven der Windenergienutzung	9
1.1 Technik und Rahmenbedingungen in Deutschland	10
1.2 Stand der Technik von marktbeherrschenden Anlagen	14
1.3 Giganten der 5-MW-Klasse.	15
1.4 Anlagenmarkt	17
1.5 Windenergie und Stromnetze.	18
1.6 Standorte	19
1.7 Wirtschaftliche Auswirkungen	21
1.8 Arbeitsplätze	21
1.9 Gute Gründe für die Windenergie	22
2 Windenergie international	25
2.1 Globale Situation	25
2.2 Nationale Vergütungs- und Förderstrategien.....	25
2.3 Ausbauzustand und Entwicklungsrahmen in Europa	26
2.4 Nordamerika	27
2.5 Südamerika	29
2.6 Asien	29
2.7 Afrika.....	30
2.8 Australien-Pazifik-Region	31
3 Der Wind – seit 3 000 Jahren im Dienste der Menschheit	33
3.1 Historische Anfänge der Windkraft.	33
3.2 Pumpen und Mühlen im Mittelmeerraum und in angrenzenden Gebieten.	33
3.3 Bock- und Holländerwindmühlen in Nordwesteuropa	35
3.4 Massenfertigung von »Westernrädern«	37
3.5 Begründung der Aerodynamik in der Windkrafttechnik	38
3.6 Neue Windkrafttechnologie	38
4 Meteorologische und physikalische Grundlagen	41
4.1 Bewegungsabläufe in der Erdatmosphäre	41
4.2 Gebiete zur Windenergienutzung.....	44
4.3 Energie aus dem Wind	47
5 Bauformen von Windkraftanlagen und Systemen am Markt	53
5.1 Anlagen mit vertikaler Achse	53
5.2 Anlagen mit horizontaler Achse	54
5.3 Sonderbauformen	57
5.4 Merkmale von Standardanlagen	58
5.5 Anlagen am Markt	59

6 Komponenten und Technik von marktgängigen Anlagen	62
6.1 Turbine	62
6.2 Triebstrangausführungen	66
6.3 Generator- und Umrichtersysteme	68
6.4 Maschinenhausausführungen	73
6.5 Windrichtungsnachführung	75
6.6 Turm	76
6.7 Regelung und Betriebsführung	76
6.8 Sicherheitssysteme und Überwachungseinrichtungen	83
6.9 Betriebserfahrungen	85
6.10 Entwicklungstendenzen	88
7 Windparks	90
7.1 Parkeffekte	90
7.2 Parkausführungen	90
8 Netzintegration	94
8.1 Anforderungen der Netzbetreiber	94
8.2 Netzeinwirkungen und Abhilfemaßnahmen	94
8.3 On- und Offshore-Windparks	97
8.4 Auswirkungen eines starken Windenergieausbaus	99
9 Inselsysteme	102
9.1 Besonderheiten von Inselsystemen	103
9.2 Einsatz in Deutschland	103
9.3 Einsatz in netzfernen Gebieten	104
10 Planung, Aufbau und Repowering von Windkraftanlagen Potenziale in Deutschland	107
10.1 Standortfragen	107
10.2 Planung und Bau von Anlagen	111
10.3 Repowering	114
10.4 Potenzial und Ausbau in Deutschland	115
11 Betrieb von Windkraftanlagen	118
11.1 Organisationsmodelle	118
11.2 Finanzierung	119
11.3 Kosten	120
11.4 Erträge von Windkraftanlagen	123
12 Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen	124
12.1 Entwicklung und Trends der Einspeisevergütung	124
12.2 Stromgestehungskosten	124
12.3 Betriebswirtschaftliche Berechnungsmethoden	125

13	Ökobilanz	128
14	Windenergieforschung und -entwicklung	132
14.1	Grundlagen- und Anwendungsforschung	132
14.2	Neuentwicklungen und Großanlagen	134
15	Zitierte Literatur und Abbildungsverzeichnis	139
15.1	Zitierte Literatur	139
15.2	Abbildungsverzeichnis	149
16	Forschungsvorhaben der Bundesregierung	151
16.1	Laufende und kürzlich abgeschlossene Forschungsvorhaben	151
16.2	Forschungsberichte	153
17	Weiterführende Literatur	156
18	Zum Autor	158

Vorwort

Die Nutzung der Windenergie in Deutschland ist eine Erfolgsgeschichte. Das Energiekonzept der Bundesregierung sieht – als Beitrag zur Energiewende – einen massiven Ausbau der Windkraftkapazitäten an Land und auf See vor. In den letzten 30 Jahren verlief die Entwicklung der Technologie in dieser Branche sehr rasant. Selbst den Menschen, die die Auf- und Ausbauphase eng begleitet haben, nötigt der heute erreichte Stand bisweilen noch staunenden Respekt ab. In nüchternen Zahlen: Ende 2014 waren in Deutschland knapp 26 000 Anlagen installiert. Diese erzeugten rund 56 Mrd. Kilowattstunden Strom, was rechnerisch zur Versorgung von etwa 16 Mio. Vier-Personenhaushalten (3 500 kWh/a) ausreichen würde. Im Jahr 2013 haben knapp 140 000 Personen direkt und indirekt für die Windindustrie an Land und offshore gearbeitet.

Aktuell bestehen für die Windenergie in Deutschland weiter gute Perspektiven: Auch in den süddeutschen Bundesländern wächst die Zahl der Anlagen. Ende 2014 speisten insgesamt 258 Offshore-Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 1 049 Megawatt ein. Weitere 268 Anlagen waren errichtet, aber noch nicht ans Netz angeschlossen. Das Repowering, der Ersatz älterer Kleinanlagen durch moderne und leistungsstarke Großanlagen, kommt voran. Im Jahr 2014 wurden 544 alte Anlagen mit zusammen 365 MW Leistung durch 413 Neuanlagen mit 1 150 MW ersetzt. In den nächsten Jahren ist der Ausbau des Stromnetzes die große Herausforderung, um die stetig steigende Windstromerzeugung verlustarm und möglichst wirtschaftlich zu den Verbrauchern leiten zu können.

Dabei darf man nicht erkennen, dass gegenüber den vergangenen Jahren der Weltmarkt für deutsche Firmen mittlerweile rauer geworden ist. Durch eine wachsende Zahl von Herstellern wächst der Konkurrenzdruck auf dem Markt. Im Jahr 2014 lag die Exportquote deutscher Hersteller bei 67 %. Damit sie auch in Zukunft in dieser Größenordnung bleiben wird, müssen die Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten zur Windtechnologie fortgesetzt werden. Nur ausgereifte Anlagentechnik, die möglichst optimal auf die örtlichen Anforderungen angepasst ist und durch Wirtschaftlichkeit überzeugt, wird auf dem Weltmarkt bestehen können.

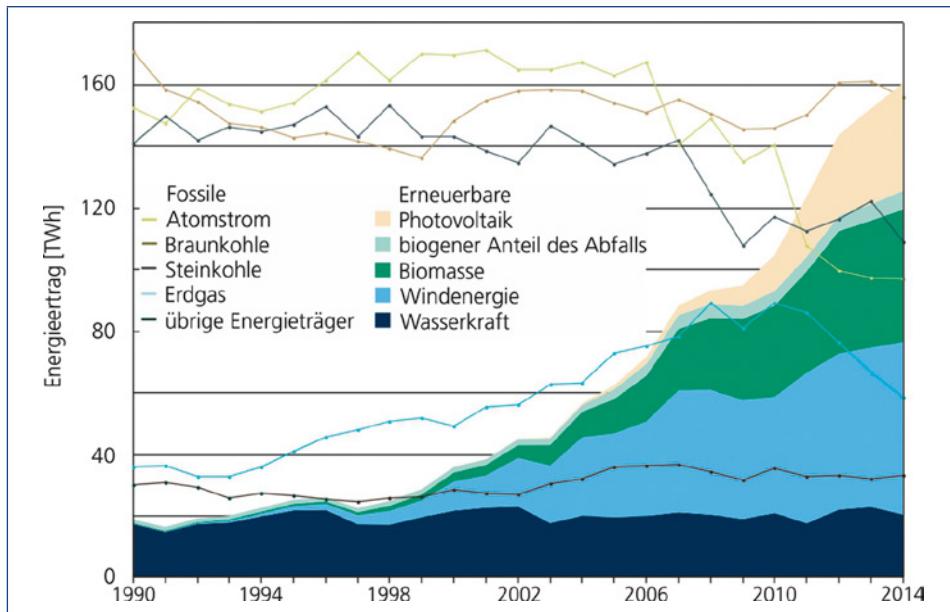
Das BINE-Fachbuch »Nutzung der Windenergie« legt das Hauptgewicht auf die Technik von Komponenten und Anlagen sowie deren Planung und Ausbau. Weitere Kapitel beschäftigen sich mit der ökologischen und ökonomischen Bilanz, den Anforderungen eines Windparks und den laufenden Forschungsaktivitäten.

FIZ Karlsruhe
BINE Informationsdienst

1 Stand und Perspektiven der Windenergienutzung

Steigende Umweltbelastungen und zunehmende Klimaveränderungen, die in hohem Maße durch Prozesse der Energieumwandlung hervorgerufen werden, erfordern dringend eine Reduzierung der drastisch steigenden umweltschädigenden Emissionen. Durch den Atomausstieg in Deutschland wird es schwieriger, die Zuverlässigkeit der Stromversorgung zu den gewohnten 100 Prozent sowie die notwendige Stromqualität (z.B. die Regelenergie zur Stabilisierung der Netze und andere Systemdienstleistungen) zu gewährleisten. Durch eine verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien lassen sich aber nennenswerte Entlastungen bei der Stromversorgung erreichen. Dabei kommt, neben der weltweit genutzten Wasserkraft, dem immensen Potenzial der Sonnen- und Windenergie große Bedeutung zu. Diese Angebote sind allerdings – stärker als die Wasserkraft – den zeitlichen Abläufen der Natur unterworfen [1,2]. Die benötigten Technologien befinden sich nach etwa 35 Jahren der Entwicklung und Erprobung in der Anfangsphase einer großtechnischen Anwendung. Um diese neuen Kraftwerke in einem Markt mit sehr hohem technischem Standard etablieren zu können, sind insbesondere für eine umweltverträgliche Technik angemessene Entwicklungs- und Einführungszeiträume notwendig. Zum Ende des Jahres 2014 waren weltweit etwa 370 Gigawatt (GW) und in Europa ca. 134 GW Windkraftanlagen installiert [3]. Im Jahr 2014 ist der Wert um etwa 51,5 GW angestiegen. Das Marktvolumen der Windkraftindustrie beträgt damit mehr als 50 Mrd. Euro pro Jahr.

Bei der Nutzung regenerativer Energien ist – neben der etablierten Wasserkraft – die Windenergie technisch am weitesten vorangeschritten und der wirtschaftlichen Rentabilität am Nächsten. Ihr kommt in naher Zukunft versorgungstechnisch die größte Bedeutung zu.



■ Abb. 1: Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren und von fossilen Energieträgern seit 1990

Die Windenergie vermag aufgrund der vorhandenen Potenziale weltweit einen gewichtigen Anteil zur Elektrizitätserzeugung beizusteuern. In vielen Ländern der Erde übersteigen die technisch und wirtschaftlich nutzbaren Windenergiopotenziale den Elektrizitätsverbrauch bei Weitem. Dies hat einige Länder bewogen, im kommenden Jahrzehnt vorrangig den Windenergieausbau zu forcieren. In Deutschland werden 9 % des Stromes aus Windkraftanlagen eingespeist [3]. Bereits Mitte 2003 hat der Anteil der Windenergie bei der Elektrizitätserzeugung in Deutschland die Beiträge der Wasserkraft überstiegen. In der Zwischenzeit ist dieser Wert mehr als doppelt so groß und hat in den letzten Jahren weiterhin an Bedeutung gewonnen. Um die gewohnte Versorgungssicherheit beizubehalten zu können, sind allerdings noch erhebliche technische und politische Anstrengungen notwendig. Abb. 1 zeigt die Entwicklung der Stromerzeugung seit 1990. Hieraus wird deutlich, dass die erneuerbaren Energien bereits zu den fossilen Energieträgern aufschließen können.

Im Folgenden werden die Technik und die Rahmenbedingungen in Deutschland umrissen. In Kapitel 2 folgen die Situation in Europa und weltweite Bestrebungen. Dazu sollen bereits hier einige begriffliche Festlegungen vorausgeschickt werden. Wasser-, Kohle-, Gas-, Öl- und Kernkraftwerke etc. stehen als feste Begriffe für Energiewandlungsanlagen in der konventionellen Stromversorgungstechnik.

Um auch im Bereich der erneuerbaren Energien die Nomenklatur beizubehalten, sollen im Weiteren in Analogie zu konventionellen Systemen, wie z.B. Wasserkraftanlagen, Kohle- oder Gaskraftwerken, auch

Windkraftanlagen

als Systeme für die Elektrizitätserzeugung stehen.

Windturbinen oder Windräder

hingegen beschreiben die Umwandlung der Strömungsenergie der Luft in mechanische Rotationsenergie.

Windenergieanlagen,

eine Bezeichnung, die in Normen, Richtlinien usw. angewandt und festgelegt ist, soll in den weiteren Ausführungen allgemeine Wandlungssysteme beschreiben, die mechanische (Mühlen), hydraulische (Pumpen) oder thermische (Wärme) und elektrische Energie (Strom) »erzeugen« können.

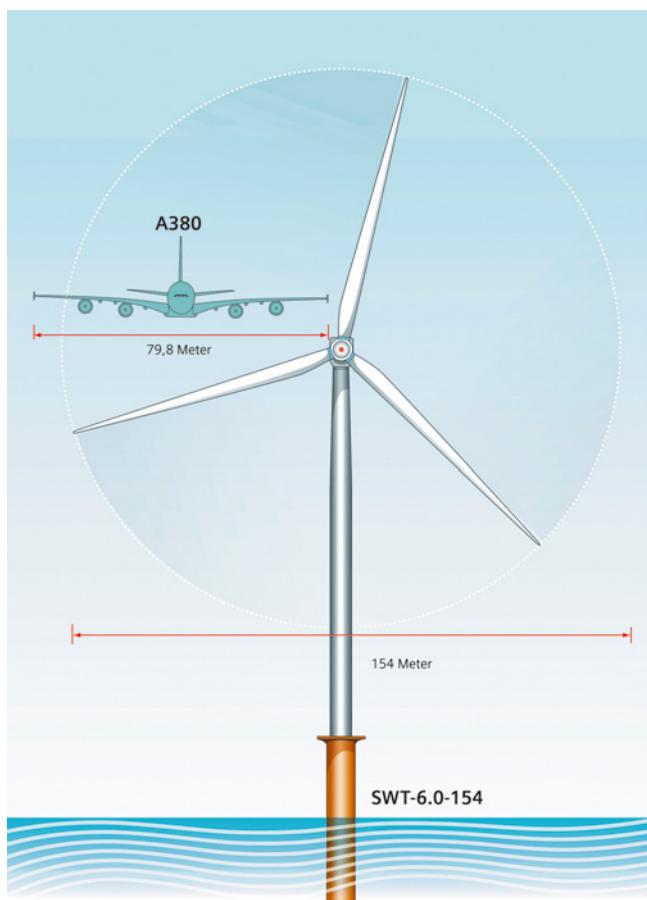
1.1 Technik und Rahmenbedingungen in Deutschland

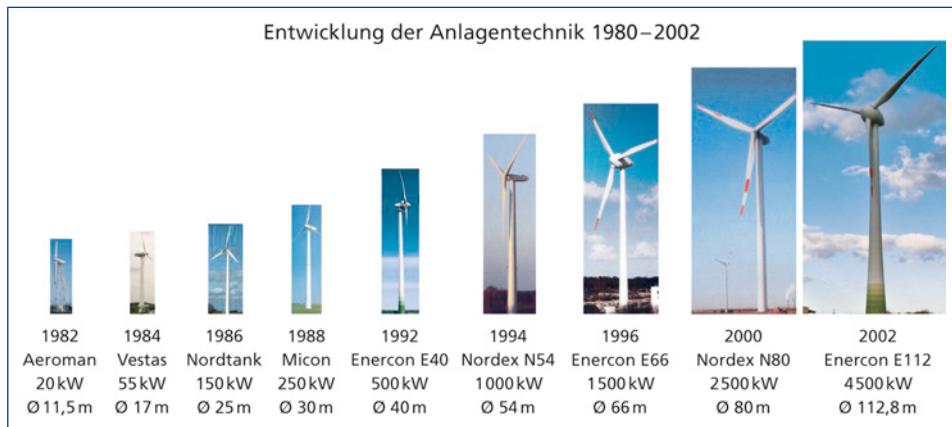
Wissenschaftlich fundierte und innovative Ansätze sowie großtechnische Pläne in der Windkrafttechnik haben in Deutschland große Tradition. Erste Versuche zur Stromerzeugung mit Windkraftanlagen wurden bereits Anfang des letzten Jahrhunderts unternommen. Entscheidende Impulse gingen von theoretischen Erkenntnissen in den 1920er-Jahren aus. Bereits in den 30er- und 40er-Jahren folgten dann Pläne zur großtechnischen Stromerzeugung aus Windenergie. Neuartige technologische Ansätze wurden in den 40er- und 50er-Jahren bei kleineren Einheiten erfolgreich umgesetzt. Bereits Anfang der 60er-Jahre sind diese Anstrengungen, insbesondere durch Niedrigstpreise für konventionelle Energieträger, zunehmend gemacht und erfolgversprechende Entwicklungen wieder abgebrochen worden.

Um 1980 wurde die moderne Windkrafttechnologie erneut aufgegriffen. Dabei war die Entwicklung zunächst auf Großanlagen der Megawattklasse ausgerichtet. Berechnungsgrundlagen mussten entwickelt und Lastannahmen getroffen werden, um eine Technologie zu beherrschen, bei der mittlerweile die Dimension von Großflugzeugen bei Weitem übertroffen wird und bereits die etwa doppelte Flügelspannweite von ca. 160 m (gegenüber 80 m beim Airbus A380 s. Abb. 2) ausgeführt wird.

Im Schatten der Großprojekte entstanden Kleinanlagen mit hohem Innovationsgrad. Ihre Entwicklung führte von Anlagen der 50-kW-Klasse Anfang der 1980er-Jahre ausgehend, knapp zwei Jahrzehnte später zu serienreifen Konvertern der Leistungsgröße von 500 bis 4500 kW. Bereits 1995 wurde die 1-MW-Grenze überschritten (Abb. 3). Zur Jahrtausendwende wurde die 2-MW-Anlage am Markt eingeführt. Schon Ende 2002 folgte die erste Pilotanlage der 5-MW-Klasse. Weitere Hersteller vor allem aus dem deutschen Produktionsbereich zogen nach. Darüber hinaus wurden nochmalige Hochskalierungen bis zu 7,5 MW vorgenommen. Diese konnten sich jedoch nur teilweise – z. B. im Offshorebereich – am Markt durchsetzen. Anlagen der 10-MW-Klasse sind bereits seit einigen Jahren in der Entwicklung. Allerdings wurden Innovationen und Turbinendurchmesser aus der 5-MW-Klasse auf die 3-MW-Anlagen übertragen bzw. 6-MW-Systeme der 2. Generation (s. Abb. 4) mit deutlich größeren Turbinen ausgeführt.

Abb. 2: Größenvergleich:
6-MW-Turbine – Großraumflugzeug A 380





■ Abb. 3: 20 Jahre Entwicklung der Windkraftanlagentechnik



■ Abb. 4: Multi-Mega-watt-Windkraftanlagen der 2. Generation

Gegenüber den Pilotanlagenprojekten Anfang der 1980er-Jahre wurden bei der Entwicklung bis zur 2-MW-Klasse erfolgreiche Konzepte und Innovationen von kleinen und mittleren Anlagen auf größere Einheiten übertragen. Dies führte zu einer stark verbesserten Zuverlässigkeit. Die technische Verfügbarkeit erreicht heute Durchschnittswerte von 98 % und mehr. Darüber hinaus konnte die Wirtschaftlichkeit enorm gesteigert werden. Dadurch hat die Windenergie einen kaum für möglich gehaltenen Aufschwung genommen. Mit ca. 23 000 Anlagen sind in Deutschland 2014 etwa 40 GW Windkraftanlagenleistung installiert. Dieser Wert übersteigt die momentan aufgebaute Kernkraftwerksleistung (12 GW) um das Dreifache. Dabei erreichen die Windkraftanlagen bisher jährlich an Land im Durchschnitt etwa 1 200 bis 2 000, an der Küste ca. 3 000 und auf See 4 000 bis 4 500 Vollaststunden. Mit den o. g. Turbinenvergrößerungen werden jedoch 2 500 bis 3 000 Vollaststunden im Binnenland (Abb. 5) bzw. über 4 000 Vollaststunden an Küstenstandorten angestrebt. Grundlastkraftwerke kommen auf 5 000 bis 8 000 Vollaststunden pro Jahr. Die Auslastung von Mittellastkraftwerken liegt bei ca. 4 000 bis 6 000 Stunden und Spitzenlastkraftwerke bleiben meist unter 1 000 Stunden im Jahr.



Abb. 5: Turbinen der 3-MW-Klasse mit hohen Türmen und großen Rotordurchmessern (Enercon E-115, Nordex N117, Senvion/Repower 3,2 M114, Siemens SWT-3.2-113, Vestas V112)

Neben der Technologie der marktführenden Systeme und Pilotanlagen, auf die im Weiteren kurz eingegangen werden soll, bestimmen Standortqualität, Netzeinspeisemöglichkeiten sowie die wirtschaftliche Rentabilität die Rahmenbedingungen für den Ausbau der Windkraft.

1.2 Stand der Technik von marktbeherrschenden Anlagen

In Deutschland, einem der wirtschaftlich stärksten Länder mit nur relativ kleiner Fläche, ist momentan etwa ein Drittel der in Europa bzw. ein Neuntel der weltweit installierten Windkraftanlagenleistung aufgebaut (Abb. 6). Wird dieser Wert jedoch auf die Fläche des Landes bezogen, überschreiten nur Dänemark und Deutschland mit 110 kW/km^2 eine installierte Windkraftanlagenleistung von 100 kW pro Quadratkilometer (Abb. 7). Weiterhin verdeutlicht dieses Bild, dass die Windenergie in Dänemark ein Drittel, in Portugal nahezu ein Viertel und in Deutschland 9 % des Stromverbrauchs abdeckt. Die Basis dieses Erfolgs in Deutschland konnte durch eine 35 Jahre dauernde, intensive technische Entwicklung geschaffen werden. Der Windkraft zum Durchbruch verholfen hat das vor etwa 25 Jahren eingeführte Stromeinspeisegesetz, das die notwendigen politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen geschaffen hatte.

Dem Trend der letzten 20 Jahre folgend, lösten meist neue, größere Anlagen nach ihrer Markteinführung und Konsolidierung die Systeme der Vorgängergeneration nach und nach ab. Die Erkenntnisse bei der Erprobung und Innovationen bei der Weiterentwicklung der größeren Einheiten wurden jedoch vielfach auch zum »Re-Design«, d.h., zur Überarbeitung und Verbesserung kleinerer Anlagen, genutzt.

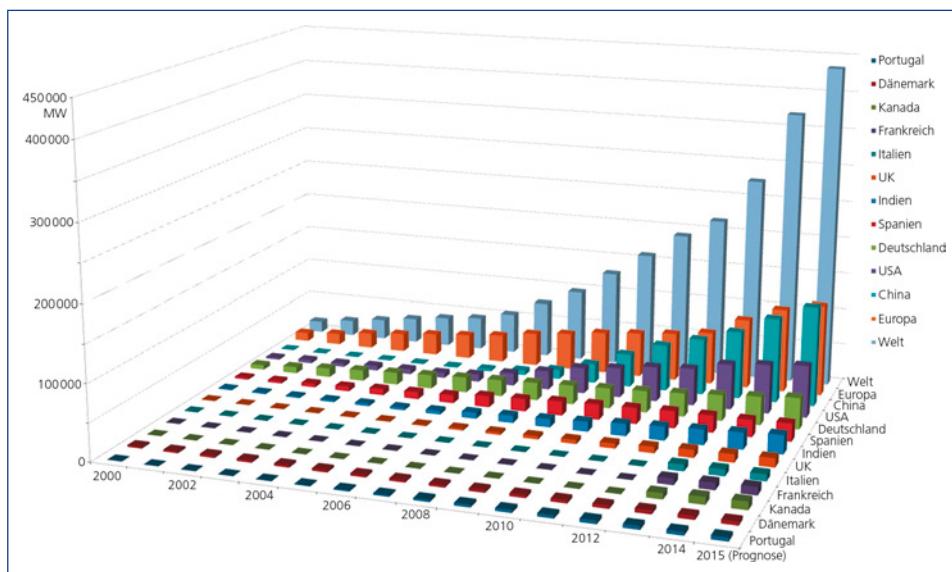
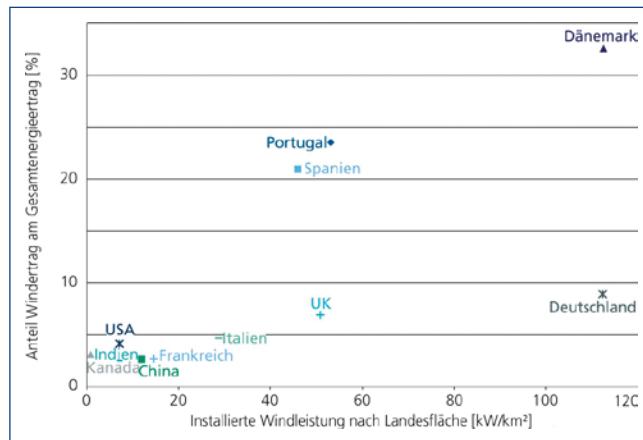


Abb. 6: Die installierte Windkraftanlagenleistung weltweit, in Europa und in den wichtigsten Ländern seit 2000.

Abb. 7: Installierte Windkraftanlagenleistung pro Quadratkilometer Landfläche in den wichtigsten Ländern



Eine marktführende Position nehmen heute die Einheiten der 3-MW-Klasse ein. Etwa 60 % aller neu installierten Windkraftanlagen hatten 2014 zwischen 100 und 120 m Turbinendurchmesser. Nach [4] erreichten im Jahr 2014 3- bzw. 3,5-MW-Anlagen etwa 40 % und 2- bis 2,5-MW-Turbinen ca. 35 % und über 3,5-MW-Anlagen kamen nur auf 16,5 % des Marktanteils. Einheiten unter 2 MW erreichten nur noch 2 %. Im Offshore-Einsatz dominierten 3,6-MW-Anlagen mit 54 % und die Königsklasse ab 5 MW war mit 46 % vertreten.

1.3 Giganten der 5-MW-Klasse

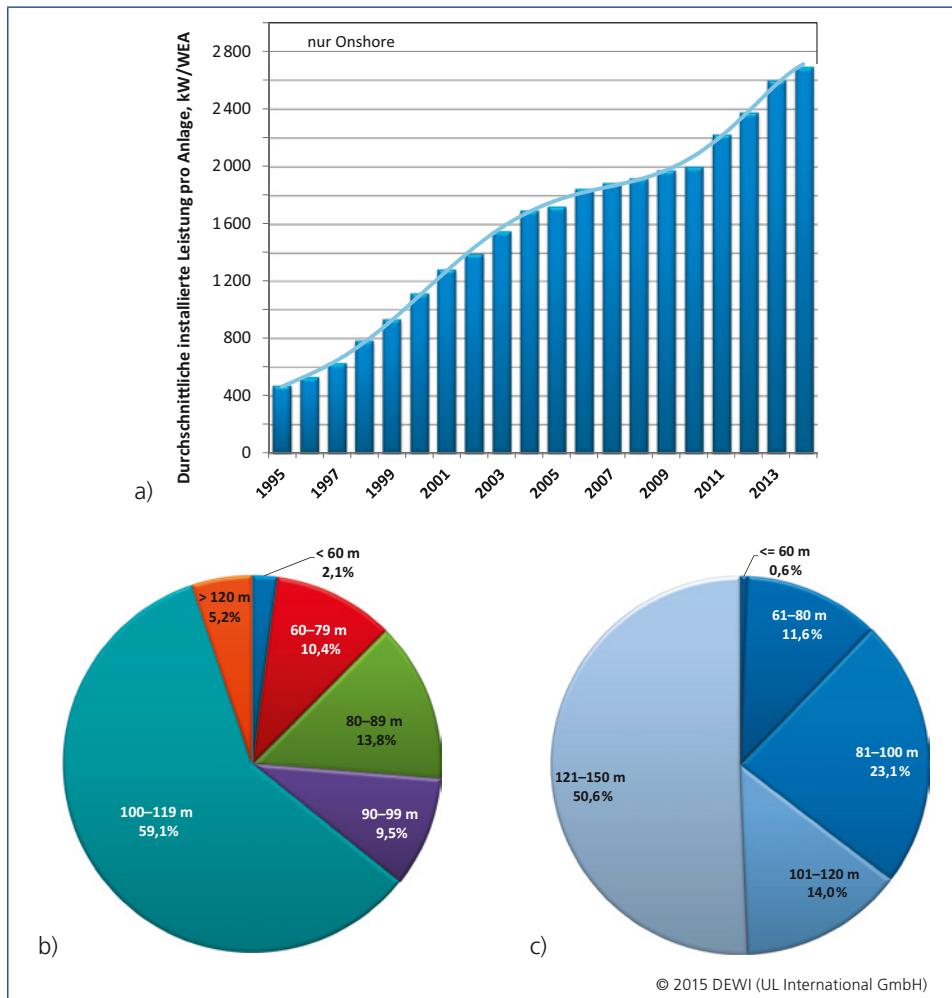
Obwohl dänische Hersteller bis zur Jahrtausendwende weltweit Marktführer waren, konnte in Deutschland bei einigen Anlagenproduzenten bereits weit unterhalb der MW-Klasse ein Trend zu technisch aufwendigen und innovativen Systemen beobachtet werden. Nur Hersteller, die diese Entwicklung mitgetragen haben, konnten sich am Weltmarkt behaupten. Anlagen dieser Konzeption weisen u.a. eine Blatteinstellwinkelregelung und ein drehzahlvariables Turbinen-Generatorsystem mit einer Netzeinspeisung über Umrichter auf. Hieraus resultiert eine wesentliche Entlastung in den Komponenten – von den Rotorblättern bis zum Triebstrang. Diese ist für sehr große Anlagen von entscheidender Bedeutung, um insbesondere die Kräfte und Momente auf die Bauteile abzumindern und sicher beherrschen zu können.

Mit dem Windangebot in der Nordsee könnte der europäische Stromverbrauch zumindest teilweise abgedeckt werden. Mit den heute üblichen und überwiegend eingesetzten Anlagengrößen im 2 bis 3-MW-Bereich ist dies allerdings wirtschaftlich nicht sinnvoll darstellbar. Deshalb ist die Entwicklung von Windkraftanlagen der 5- bis 10-MW-Klasse, die zu großen Windparks zusammengeschlossen werden können, insbesondere durch die in Europa gegebenen Offshore-Perspektiven von großem Interesse.

Aus den oben genannten Gründen spielt Deutschland eine Vorreiterrolle beim Bau von Großanlagen. Hersteller aus Dänemark, den USA, Indien und China drängen ebenfalls auf den Markt. Dabei kamen drei unterschiedliche Generator- bzw. Anlagenkonzepte für die weltweit größten Turbinen zum Einsatz (vgl. Kap. 5.5). Generator- und Umrichtersysteme ermöglichen

eine gezielte Führung der Turbinendrehzahlen, die zwischen ca. 6 und 15 Umdrehungen pro Minute variieren.

Mit den Anlagen der Multi-MW-Klasse konnte das Leistungsvermögen im Vergleich zu kleineren Systemen enorm gesteigert werden. Mit den größten Einheiten können in Europa etwa 15 000 Menschen pro Anlage mit Strom versorgt werden. Dadurch wird in Zukunft der Ersatz älterer, kleiner Anlagen durch neue Großturbinen besonders interessant, wenn die Umgebungsbedingungen dies erlauben. Durch dieses Repowering kann das Landschaftsbild durch wenige, langsam drehende Großturbinen wesentlich beruhigt und der Energieertrag erheblich (z. B. um den Faktor 3 und mehr) gesteigert werden.



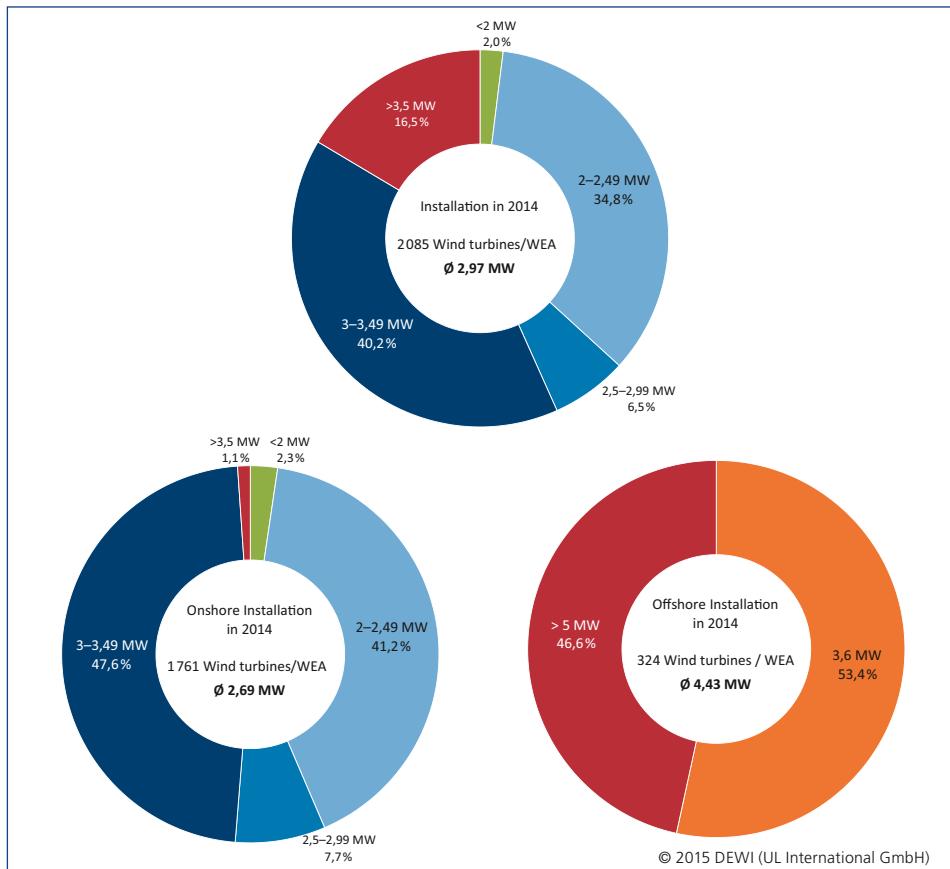
- a) Entwicklung der durchschnittlichen installierten Leistung pro Windkraftanlage
- b) Anteile unterschiedlicher Rotordurchmesser an den jährlich neu installierten Windkraftanlagen
- c) Anteil der Nabenhöhenklassen an den in Deutschland errichteten Windkraftanlagen

■ **Abb. 8:** Entwicklung und Stand der Windkraftanlagengrößen bis 2014

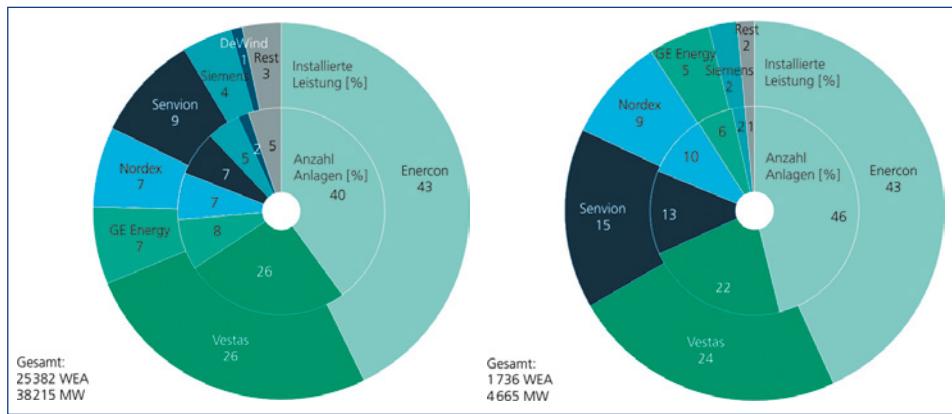
1.4 Anlagenmarkt

Während der 80er- bis in die 90er-Jahre dominierten Windkraftanlagen nach dem sogenannten »Dänischen Konzept« weitgehend den Markt, d. h. Turbinen mit »Stallregelung«, Getriebe und direkt an das Netz gekoppelte Asynchrongeneratoren. Nach wie vor dominieren heute Konzepte mit Getrieben. Mit zunehmender Anlagenleistung setzte sich jedoch ein deutlicher Trend zur Blatteinstellwinkelregelung in Kombination mit drehzahlvariablen Triebsträngen fort. Die Netzkopplung erfolgt bei diesen Einheiten über Umrichtersysteme. Getriebelose Konzepte werden bereits seit 1992 weitgehend von einem Hersteller (Enercon) vertreten. Dieser konnte die größten Marktanteile in Deutschland erringen. Weitere auch namhafte Hersteller (Siemens, Vensys/Goldwind etc.) folgten wesentlich später mit der Entwicklung und Einführung getriebeloser Konzepte. Sie verwenden (statt der elektrisch erregten Synchrongeneratoren bei Enercon) permanent erregte Synchrongeneratoren.

Abb. 8a zeigt den klaren Trend der letzten 20 Jahre zur Turbinenleistungserhöhung von etwa 400 kW (1990) auf ca. 2 700 kW (2014) im Onshorebereich. Abb. 8b und 8c verdeutlichen die klare Dominanz der Anlagen mit 100 bis 119 m Durchmesser und 121 bis 150 m Nabenhöhe.



■ **Abb. 9:** Anteil der einzelnen Windenergieanlagengrößen an der im Jahr 2014 neu in Deutschland installierten Windkraftanlagen, in % (oben: Gesamt; unten von links: Onshore, Offshore).



a) Anlagen in Betrieb bis 2014

b) Zubau 2014

Abb. 10: Marktanteil der Anlagenhersteller in Deutschland, Anzahl und installierte Leistung der Anlagen

Abb. 9 zeigt, dass im Offshorebereich mit nahezu 4,5 MW nochmals deutlich leistungsstärkere Einheiten zum Einsatz kommen. Nach Abb. 10 zeigt sich die marktführende Position der Anlagenhersteller Enercon und Vestas in Deutschland sowohl bei allen 2014 (Abb. 10a) als auch in diesem Jahr zugebauten (Abb. 10b) Anlagen. Beim Zubau 2014 folgen Senvion, Nordex, GE Energy und Siemens. Im Offshorebereich hat Siemens allerdings die größten Marktanteile.

1.5 Windenergie und Stromnetze

Grundlage des Erfolges der Windenergie in Deutschland war das 1991 eingeführte Stromeinspeisegesetz, das die Pflicht zum Netzanschluss erneuerbarer Energien und z. B. bei Windenergie eine Einspeisevergütung von 90 % des Durchschnittstarifs der Endverbraucher festlegte. Dieses wurde im Jahr 2000 durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) abgelöst. Mit der Novellierung des EEG wurde 2004 und 2009 die zukünftige Vergütung der eingespeisten Energie aus Windkraftanlagen fortgeschrieben und bis 2020 festgelegt, weitere Anpassungen folgten 2012 und 2014. Dabei gab es zu bedenken: eine Erschließung windschwacher Binnenland-Standorte könnte versorgungstechnische Vorteile mit sich bringen. Demgegenüber bietet eine zunehmende Erschließung windhöflicher Küsten-Standorte bessere Wirtschaftlichkeitserwartungen. Eine Begrenzung des Windenergieausbaus auf einen Zubaukorridor von 2400 bis 2800 MW pro Jahr mit entsprechend niedrigen Vergütungen bei Überschreitungen bzw. höheren Vergütungen bei Unterschreitung (als atmender Deckel) könnte die zukünftige Windenergieentwicklung in Deutschland hemmen. Nach [4] lag der Zubau 2014 mit 6 GW gut doppelt so hoch.

Die existierenden Übertragungs- und Verteilungsnetze sind auf traditionelle Kraftwerkseinspeisungen und Verbraucheranforderungen aus der Mitte des 20. Jahrhunderts ausgerichtet. Die enorm ansteigende Einspeisung der Windenergie kann daher nur bis zu einem gewissen Grad in die vorhandenen Netze erfolgen, da windreiche Gebiete in besonders netzschwachen Bereichen liegen. Um die angestrebten Ausbauziele von heute 40 GW auf etwa 50 bis 60 GW im On- und Offshore-Bereich bis 2020 erreichen zu können, muss ein Netzausbau erfolgen.

Dabei müssen die hierzu notwendigen, überaus langen Planungs- und Genehmigungsphasen zur Umsetzung berücksichtigt werden. Mit dieser Windenergieeinspeisung soll ein Viertel des Stromverbrauchs 2020 abgedeckt werden [4].

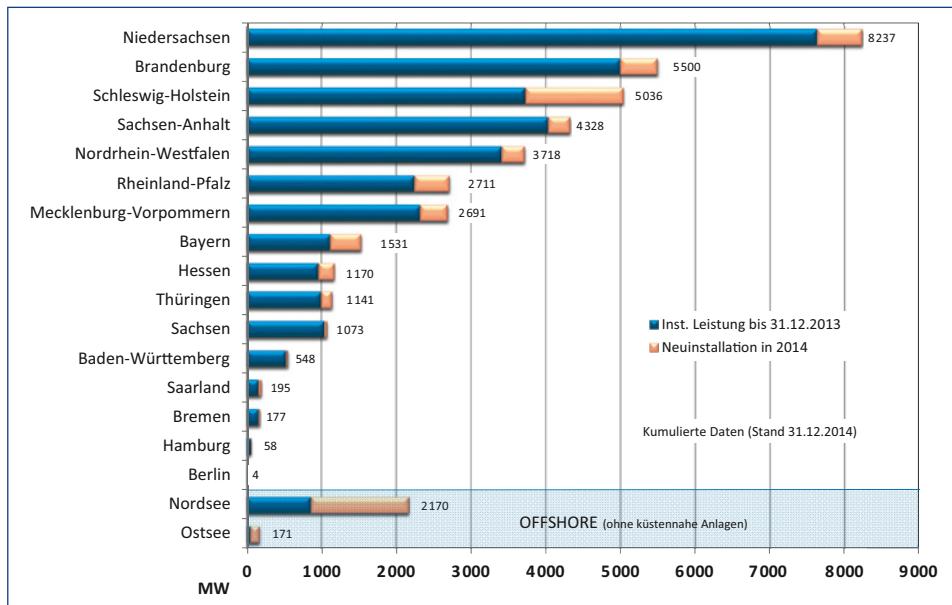
Erstmals haben sich 2004 sowohl die Windenergieverbände als auch die Netzbetreiber unter Federführung der Deutschen Energie-Agentur (dena) zunächst zur Durchführung einer umfangreichen Netzstudie I und einer weiterführenden Netzstudie II entschlossen. Hierbei wurden insbesondere die Auswirkungen eines weiteren Ausbaus der Windkraft unter Berücksichtigung der geplanten Offshore-Windparks und der hierfür erforderliche Netzausbau untersucht sowie notwendige Netzerweiterungen genannt. Darüber hinaus werden in Forschungs- und Entwicklungsvorhaben die Möglichkeiten und Betriebsführungs- sowie Regelungsstrategien zur Zusammenführung und Übertragung der elektrischen Energie aus Offshore-Windparks sowie die Einkopplung in bestehende und neu aufzubauende Netze an Land eingehend betrachtet.

Die Netzanbindung von Windkraftanlagen wurde bis etwa 2010 durch die Netzzanschlussregeln so gestaltet, dass bei Netzinregelmäßigkeiten (z.B. Frequenz- oder Spannungsschwankungen) ein sofortiges Trennen der Anlagen vom Netz verlangt worden war. Auf Grund der hohen Installationszahlen wurde diese Forderung geändert, um bei Netzehrlern großräumige Netzausfälle zu vermeiden. Heute wird verlangt, dass neu installierte Windkraftanlagen kurze Netzausfälle im Sekundenbereich überbrücken und dadurch die Netze stützen müssen. Neben der Spannungshaltung wird seit 2012 gefordert, dass Windkraftanlagen sich auch an der Frequenzhaltung und dem Versorgungswiederaufbau beteiligen müssen. Anlagen bis zur 1-MW-Klasse mit starr am Netz geführten Generatoren und Leistungsbegrenzung über aerodynamischen Stall-Betrieb, die den Markt noch in den 1990er-Jahren beherrscht haben, können dies nicht. Sie werden daher auch fast nicht mehr am Markt angeboten.

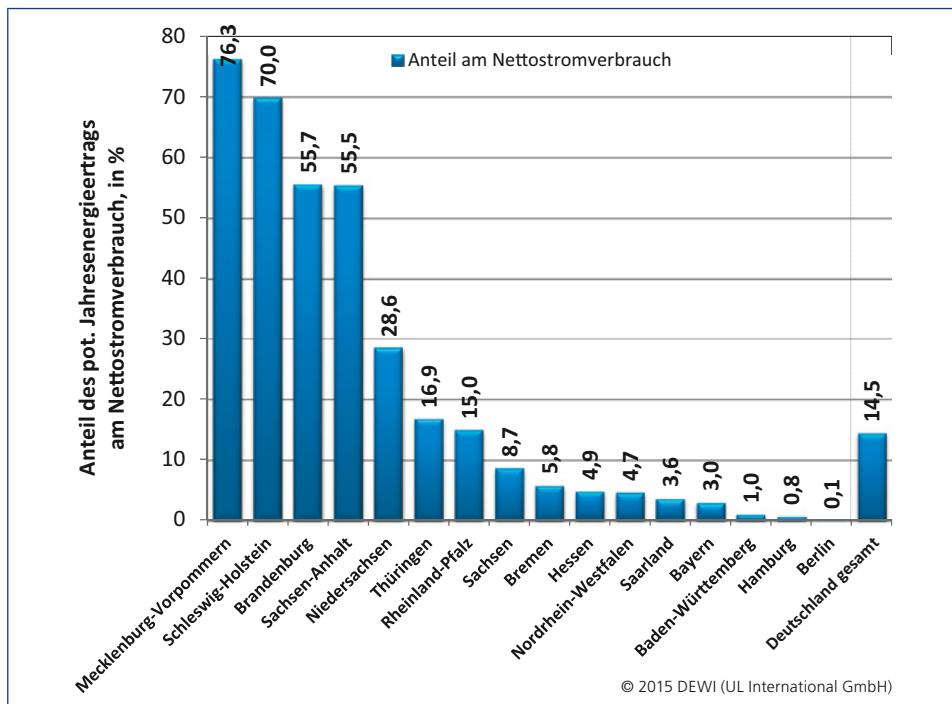
1.6 Standorte

Die regionale Verteilung der Windenergienutzung in Deutschland ist in Abb. 11a wiedergegeben. Danach hat Niedersachsen mit 8 237 MW die größte Leistung installiert. Mit 5 500 MW installierter Leistung nimmt Brandenburg Platz 2, Schleswig-Holstein mit 5 036 MW Platz 3 in Deutschland ein. Sachsen-Anhalt folgt mit 4 328 MW und das bevölkerungsreichste Bundesland Nordrhein-Westfalen mit 3 718 MW. Rheinland-Pfalz und Mecklenburg-Vorpommern kommen mit 2 711 MW und 2 691 MW auf Platz 6 und 7. Bayern, Sachsen, Hessen, Thüringen sowie die Länder Baden-Württemberg und Saarland folgen vor den Stadtstaaten Bremen, Hamburg und Berlin.

Aussagekräftiger als die installierte Windkraftanlagenleistung sind die Energieerträge bzw. die Jahresenergieeinspeisungen im Verhältnis zum Stromverbrauch. Abb. 11b stellt den potenziellen Jahresenergieertrag aus Windenergieanlagen am Nettostromverbrauch der Bundesländer dar und verdeutlicht, dass Mecklenburg-Vorpommern 76 %, Schleswig-Holstein 70 %, Sachsen-Anhalt und Brandenburg je 56 % des Nettostromverbrauchs erreichen. Niedersachsen hat nahezu 29 %, Thüringen und Rheinland-Pfalz liegen bei 17 % bzw. 15 % und Deutschland insgesamt bei 14,5 %.



a) Regionale Verteilung der Windenergienutzung in Deutschland in MW



b) Anteil des potenziellen Jahresenergieertrags aus Windkraftanlagen am Nettostromverbrauch der Bundesländer in %

■ Abb. 11: Installierte Leistung und Jahresertragsanteil in den Bundesländern

1.7 Wirtschaftliche Auswirkungen

2014 haben die erneuerbaren Energien mit über 160 TWh Stromeinspeisung 27,7 % am Bruttostromverbrauch erreicht. Damit haben sie erstmals den bedeutendsten fossilen Einspeiser, die Braunkohlekraftwerke, mit 155 TWh übertroffen (s. Abb. 1). Mit 56 TWh bzw. 35 % hat die Windenergie den größten Anteil am erneuerbaren Strommix. Der Photovoltaik-Beitrag (PV) liegt bei 35 TWh [5]. In der längerfristigen Perspektive wird die Windenergie weiter wachsen und die Kosten der Stromversorgung zunehmend beeinflussen. Entscheidende Faktoren sind dabei die Investitions- und die Betriebskosten sowie ihr Verhältnis zu den Energieerträgen bzw. die weiteren Kostenentwicklungen.

Eine Basis für die Kostenentwicklung stellen sogenannte Lernkurven dar [6]. Diese beschreiben, wie mit zunehmender Anzahl von produzierten und betriebenen Anlagen die relativen Herstellungs- und Energieerzeugungskosten zu Preisveränderungen führen. Dabei werden auch Inflationseinflüsse berücksichtigt. Daraus folgt eine Reduzierung der Stromerzeugungskosten. Um einen wirtschaftlichen Betrieb zu erreichen, müssen diese unter dem Wert der Vergütung liegen.

1.8 Arbeitsplätze

Die Windenergienutzung ist in Deutschland nach dem Boom der letzten 20 Jahre in eine Konsolidierungsphase eingetreten. Diese Technologie hat bereits ein Ausmaß erreicht, das sich grundlegend sowohl auf die Wirtschaft als auch auf den Arbeitsmarkt auswirkt. So hat sich die Windenergieindustrie inzwischen nach den Automobilherstellern zum zweitgrößten Stahlabnehmer in Deutschland entwickelt. Damit sind insgesamt etwa 150 000 Beschäftigte (2013 waren es 137 800) im Windbereich tätig. Davon arbeiten über 100 000 im Bereich Neuinstalltionen. Etwa 20 000 sind im Betrieb der Anlagen tätig [7]. Im Offshorebereich werden über 90 % der Stellen in Herstellung und Aufbau der Anlagen gezählt.

Besonders die klassischen Branchen der Elektroindustrie sowie der Anlagen- und Maschinenbau konnten neue Aufgabenfelder erschließen. Diese liegen in der Herstellung von Getrieben, Generatoren sowie von Leistungselektronik mit zugehöriger Steuerungs- und Regelungstechnik. Zudem sind neue Arbeitsbereiche im Turmbau, der Rotorblattfertigung etc. entstanden. Neue Ausbildungs- und Dienstleistungsfelder, z. B. für Service und Planung, wurden ebenfalls notwendig. Mit der Einführung der Offshore-Windenergie werden darüber hinaus neue Tätigkeitsfelder im Schiffs- und Plattformbau sowie bei Gründungen im Meer etc. erschlossen.

Die Arbeitsplatzeffekte im Bereich der Windenergienutzung sind – wie bei allen erneuerbaren Energien – wesentlich höher als in der konventionellen Energietechnik. Im Vergleich zur Stromerzeugung aus importierter Kohle sind etwa viermal mehr Arbeitskräfte erforderlich, um die gleiche elektrische Energie zu erzeugen. Im Verhältnis zum Strom aus Kernenergie kann sogar mit ca. dem Zehnfachen gerechnet werden.

Der gravierende Unterschied bei den Arbeitsplatzauswirkungen kann auf verschiedene Ursachen zurückgeführt werden. Im Vergleich zu Großkraftwerksanlagen mit GW-Systemen bilden Windkraftanlagen auch im MW-Bereich nur sehr kleine Einheiten, die relativ große Abmessungen aufweisen. Diese sind notwendig, um die verhältnismäßig kleine Energiedichte des

Windes nutzen zu können. Daher ist der Bau- und Betriebsaufwand für diese Anlagen hoch und arbeitsintensiv.

Der Energieträger »Wind« steht jedoch kostenlos zur Verfügung. Dadurch entfallen die hohen Kosten für Energieimporte (Öl, Gas, Kohle, Kernenergie), die bei konventioneller Stromproduktion notwendig sind. Die Wertschöpfung erfolgt direkt am Aufstellungsort der Windkraftanlagen und Arbeitsplätze entstehen zusätzlich. Da gute Windstandorte meist in strukturschwachen Gebieten Deutschlands an der Küste und im Binnenland anzutreffen sind, bieten sich hier gute berufliche Perspektiven. Es wird erwartet, dass diese Arbeitsplätze sogar dauerhaft gesichert und ausgebaut werden können.

1.9 Gute Gründe für die Windenergie

In den letzten Jahren war festzustellen, dass einige betroffene Bürger bzw. aktive Verbände die Installation und den Betrieb von Windkraftanlagen als störend empfinden. Die Hauptargumente sind Eingriffe in das Landschaftsbild, Schattenwurf bei tief stehender Sonne und Lärmerzeugung. In zunehmendem Maße spielt dabei auch die Tag- und Nacht kennzeichnung der Anlagen eine Rolle; 2004 wurde erstmals für alle Bundesländer einheitlich eine Richtlinie zur Kennzeichnung von Windkraftanlagen vom Bundesrat verabschiedet. Die große Zahl von Anlagen über 100 m Gesamthöhe führte allerdings in vielen Regionen zu störendem »Kennzeichnungs-Geflimmere«. Ansätze, Hindernisse wie Windturbinen durch Transponder zu erfassen, bzw. die Flugbefeuерung bei Flugverkehr zu aktivieren, sind bisher am Widerstand der Privatfliegerei gescheitert. Mehr Erfolg versprechen Radargeräte, die Flugzeuge in sicherem Abstand erfassen, und nur während des Vorbeifluges die Kennzeichnung auf den Anlagen einschalten. Auch eine Nachrüstung bereits bestehender Anlagen scheint mit kostenverträglichem Aufwand möglich.

Die oben genannten Kritikpunkte gegen die Windenergienutzung gehen vielfach auf überholt Vorurteile und sich hartnäckig haltende Fehleinschätzungen aus den Anfangsjahren der Entwicklung zurück. Intensivste Anstrengungen machten es möglich, diese Technologie innerhalb weniger Jahre von den »Kinderkrankheiten« zu befreien und an den überaus hohen Standard der elektrischen Energieversorgung heranzuführen. Heute ist die Windkrafttechnik in vielen Bereichen, wie der Generator-, Regelungs-, Umrichtertechnik etc., technologischer Motor und Schrittmacher. Langfristig überwiegen die positiven Aspekte einer Windenergienutzung bei Weitem.

11 gute Gründe für die Windenergie

1. Die weltweiten Vorräte an Öl, Gas und Uran sind in etwa 50 Jahren erschöpft, die Reichweite der Kohle beträgt ca. 200 Jahre. Derzeitige Fördermengen sind darüber hinaus nicht beliebig steigerbar. Erneuerbare Energien sind dagegen in menschlich übersehbaren Zeiträumen unerschöpflich.
2. Die Verbrennung von Kohle, Öl und Gas setzt Kohlendioxid, Staub und andere Schadstoffe in die Atmosphäre frei, belastet damit die Umwelt und beeinflusst das Klima. Vermehrte auftretende Extremwetterlagen sind die Folge. Die Entsorgung nuklearer Reststoffe aus Kernkraftwerken ist nicht gelöst. Die Herstellung, der Aufbau, der Betrieb und das Recycling von Windkraftanlagen haben sich dagegen zu einer eingrenzbaren und sicheren Technologie entwickelt.
3. Bei der »Verstromung« von Braunkohle werden pro Jahr 2- bis 3-fach größere Flächen benötigt, als für die gleiche Elektrizitätsmenge aus 3- bis 5-MW-Windenergieanlagen erforderlich wäre. Dabei würden bei Windturbinen nur etwa 10 % der Fläche für Anlagen, Zuwege und Infrastruktur belegt. Der Großteil kann weiterhin z.B. landwirtschaftlich genutzt werden.
4. Allein die Sonnenstrahlung auf die Erde übertrifft den momentanen Energiebedarf etwa 15 000-fach. Wasser- und Windkraft sind Teil dieser Energie.
5. Eine 1,5-MW-Windkraftanlage versorgte bis zur Jahrtausendwende rund 1 000 Haushalte mit Elektrizität. Mit einer der heutigen Multi-Megawatt-Anlagen lassen sich in Europa etwa 15 000 Menschen mit Strom versorgen. Bis 2020 können in Deutschland mit dem Einsatz moderner Turbinentechnologie an Land etwa 20 % und im Meer rund 5 %, also zusammen etwa ein Viertel des Strombedarfs, gedeckt werden.
6. Windkraftanlagen benötigen zur Erzeugung der für ihre Produktion und Entsorgung erforderlichen Energie etwa 3 bis 8 Monate, d.h., sie »ernten« etwa 25- bis 100-fach mehr Energie, als für ihre Herstellung notwendig ist.
7. Elektrizität aus Windenergie trägt erheblich zu der von der Bundesregierung angestrebten Kohlendioxid-(CO₂)-Reduzierung bei. Zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern werden hingegen je Kilowattstunde (kWh) 2 bis 3 kWh Primärenergie verbraucht.
8. Windkraftanlagen wurden bis in den 1990er-Jahren hauptsächlich von Privatpersonen installiert und betrieben. Heute notwendige Investitionen im 10 bis 100 Millionen-Euro-Bereich erfordern jedoch Großinvestoren und mögliche Bürgerbeteiligungen. Dadurch und aufgrund der hohen Zukunftserwartungen ist die Akzeptanz in der Bevölkerung überwiegend positiv.
9. Durch die Windenergie sind in der Hersteller- und Zuliefererindustrie etwa 150 000 Arbeitsplätze entstanden. Die Arbeitsplatzeffekte sind auf Grund der Energieträgerimporte im Vergleich zum Kohlestrom etwa 4-fach und im Vergleich zum Atomstrom ca. 10-mal höher.

10. Fossile und nukleare Energieversorgungen basieren auf Importen. Bei der Windenergie hingegen nimmt die regionale Wertschöpfung einen hohen Stellenwert ein. Dadurch ergeben sich insbesondere für den ländlichen Bereich neue, zukunftsträchtige Perspektiven. Landwirte werden zu Energiewirten.
11. Deutsche Windkrafttechnologie hat am Weltmarkt einen Spitzenplatz erreicht und gut ein Jahrzehnt gehalten. Um diesen behaupten zu können, müssen der Industrie und den Betreibern die erforderlichen Rahmenbedingungen gegeben werden, um die bereits erschlossenen und neuen großen Exportmärkte auch weiterhin bedienen zu können.

2 Windenergie international

Der Ausbau und die Nutzung der Windenergie, ihre Vergütungs- und Förderstrategien sowie ihre Entwicklungsmöglichkeiten sollen für Europa und die wichtigsten Länder der Kontinente Amerika, Asien, Afrika und Australien im Folgenden kurz umrissen werden. Für eingehende Darstellungen sei auf [8] und die weiteren Literaturangaben in diesem Kapitel verwiesen.

2.1 Globale Situation

Ende 2014 waren weltweit knapp 370 GW Windkraftleistung installiert. Ende 2015 kann mit 440 bis 450 GW gerechnet werden. Die Investitionen werden 2015 über 60 Mrd. € liegen.

In den fünf führenden Ländern China, USA, Deutschland, Spanien und Indien waren 2014 etwa 75 % der weltweit installierten Leistung aufgebaut. Bezogen auf die Landfläche haben jedoch Dänemark und Deutschland mit 110 kW/km² vor den Niederlanden, Portugal, Spanien und Großbritannien mit je ca. 50 kW/km² die höchsten Werte. Italien erreicht ca. 30 kW/km². China, USA, Indien und Frankreich liegen bei ca. 10 bis 15 kW/km². Die weltweit installierte Offshore-Leistung nimmt 2014 mit ca. 7 GW, etwa 2200 Anlagen, bisher noch eine untergeordnete Rolle ein.

Dabei ist ungefähr die Hälfte in Großbritannien aufgebaut [9].

2.2 Nationale Vergütungs- und Förderstrategien

Die Einspeisevergütung für Windenergie basiert in Europa im Wesentlichen auf drei Modellen, die sich in ihrem Erfolg grundlegend unterscheiden. Da der »deutsche Weg« bei der Einführung der Windenergie den größten Erfolg erzielt hat, folgen nach wie vor immer mehr Staaten diesem Beispiel.

- **Renewable Energy Feed in Tariffs (REFIT)** schreiben Netzbetreibern vor, dass sie den Produzenten von Ökostrom einen festgesetzten Mindestpreis pro eingespeister kWh zahlen müssen. In Deutschland und Dänemark (bis 2001) war diese sogenannte Mindestpreisregelung die Basis für die Windenergieerfolge in den 90er-Jahren. Mit Spanien, Österreich und Italien etc. nutzen diesen Tarif 61 Staaten und 26 Bundesländer oder Provinzen [10].
- Beim **Ausschreibungssystem** (Renewables Obligation) reichen Stromanbieter im freien Wettbewerb ihren Strompreis bei einer staatlichen Stelle ein. Den günstigsten Anbietern wird vom Staat ein festes Kontingent zur Stromerzeugung durch Windenergie gegeben. In Großbritannien, einem Land mit enormen Windenergiopotenzialen, wurde die Entwicklung im Onshore-Bereich durch dieses System eher gebremst.
- **Green Certificates** bzw. **Renewable Portfolio Standards** verpflichten Energieversorgungsunternehmen, einen bestimmten Prozentsatz ihres Stromangebotes aus erneuerbaren Energien zu beziehen und durch Grüne Zertifikate zu belegen. Der Prozentsatz wird meist variabel angesetzt und wird in vorgegebenen Perioden festgelegt. Die Zertifikate können auf dem freien Markt gehandelt werden.
- Der **Clean Development Mechanism (CDM)** und der damit verbundene Emissionshandel wurde im Zuge des Kyoto-Protokolls 1997 eingeführt. Dieser ermöglicht es Staaten

zur Treibhausgasreduzierung Zertifikate (CERs) von Entwicklungsländern zu erwerben bzw. erneuerbare Energien dort auszubauen oder bestehende Fabriken zur Treibhausgas-Reduzierung nachzurüsten, um kostengünstige Umsetzung zu erreichen.

- **Tradable Renewable Certificates** erlauben es Energieversorgern, statt in Erzeugungsanlagen für erneuerbare Energien zu investieren, ungenutzte Zertifikate für regenerativ erzeugten Strom zu erwerben und konventionell erzeugten Strom umzudeklarieren. Daraus ist dieses Instrument mit CDM eng verbunden und wird von den USA, Deutschland und 13 weiteren Ländern eingesetzt.

2.3 Ausbauzustand und Entwicklungsrahmen in Europa

Die Unterschiede in der Gesetzgebung und der Förderung zur Einführung der erneuerbaren Energien haben in Europa zu großen Unterschieden bei der Nutzung der Windenergie geführt. Die Länder an der Spitze sind entsprechend der installierten Leistung Deutschland, Spanien, Großbritannien, Frankreich, Italien, Dänemark, Portugal. Es folgen die Niederlande, Schweden, Irland, Griechenland, Polen und Österreich.

Aufgrund starker Veränderungen bei der Versorgungssicherheit und den Brennstoffpreisen auf dem Energiemarkt sowie klimatischer Auswirkungen gilt es, damit verbundene Folgeprobleme in Europa und seinen Mitgliedsstaaten zu lösen. Bei stagnierendem ökonomischem Wachstum durch die Finanzkrise und rückläufigen Beschäftigungszahlen im Produktionsbereich wird sich europa- und weltweit ein zunehmend stärkerer globaler Wettbewerb auch auf den Energiesektor auswirken. Diesen zukunftsfähig und nachhaltig zu gestalten, wird eine der wichtigsten Aufgaben der kommenden Jahre sein.

Ziele der Europäischen Union (EU)

Die Windenergie-Ausbauziele in der EU wurden in den letzten Jahren immer wieder nach oben korrigiert. 1991 hielten Optimisten eine installierte Anlagenleistung von 25 GW bis zum Jahr 2010 für realisierbar. Bereits 1997 wurde die Zielgröße auf 40 GW, 2001 auf 60 GW und schon 2003 auf 75 GW korrigiert. Ende 2010 wurden 86 GW erreicht und 2020 kann mit 250 GW Windanlagenleistung gerechnet werden [11]. Europaweit werden 22 % des Stromes aus erneuerbaren Energien angestrebt.

Deutschland nimmt in Europa eine Vorreiterrolle ein. Ziel ist es, bis 2020 mit 150 TWh pro Jahr 20 bis 25 % aus Wind bzw. 40 % Strom aus erneuerbaren Energien zu erzeugen. 2030 sollen dann 50 %, 2040 etwa 65 % und 2050 immerhin 80 % erreicht werden.

Spanien deckt momentan mit etwa 23 GW installierter Windleistung über 21 % seines Stromes aus Windenergie und will bis 2020 etwa 36 GW installieren.

Dänemark übertrifft mit 32 % die angestrebten 20 % Windenergieanteil mit über 4 GW Windleistung bei Weitem. In **Italien**, **Frankreich** etc. spielen die Windenergiebeiträge eine untergeordnete Rolle. Kürzungen in Spanien, England und Frankreich [12] werden den weiteren Windenergieausbau wesentlich beeinflussen.

2.4 Nordamerika

Die folgenden Ausführungen über Nordamerika konzentrieren sich hauptsächlich auf die Vereinigten Staaten von Amerika (USA). Dabei fällt besonders Kalifornien die Vorreiterrolle zu. Kanada soll abschließend kurz Erwähnung finden.

Vereinigte Staaten von Amerika

Das »Pacific Northwest Laboratory« begann Ende der 70er-Jahre mit Unterstützung der Energiebehörde, das Windenergiopotenzial der USA zu ermitteln. Erste Ergebnisse wurden bereits 1981 veröffentlicht. Unter Berücksichtigung eines Klassifizierungssystems und Ausschluss von Bereichen mit Konfliktpotenzial berechnete das »National Renewable Energy Laboratory« (NREL) einen Windenergieertrag von 700 Terawattstunden pro Jahr (TWh/a) bei mehr als 300 GW Anlagenleistung. Dies entspricht etwa 18 % des Strombedarfs bzw. 2,4 % des Gesamtenergieverbrauchs. Landesweit sind momentan ca. 66 GW Windleistung von ca. 1000 GW elektrisch installierter Gesamtleistung aufgebaut. Dieser weltweit größte Wert wurde allerdings 2010 von China übertroffen.

Anfang der 80er-Jahre setzte in den USA ein Windenergieboom ein, der zunächst in Kalifornien besonders stark ausgeprägt war. Mit ca. 16 000 relativ kleinen Windkraftanlagen (Abb. 12 und 13) wurden in kurzer Zeit etwa 1,5 GW installiert, die nahezu 2 TWh Windstrom pro Jahr in das Netz einspeisten. Kalifornien hat sich so zum Pionierstaat der Windenergie entwickelt. Diese Position konnte allerdings nur bis in die 90er-Jahre gehalten werden. Ein kontinuierlicher Aufbau der Windenergienutzung konnte sich daraus jedoch nicht entwickeln,



■ Abb. 12: Windfarm in Kalifornien mit Anlagen der 50-/100-kW-Klasse



■ Abb. 13: Windfarm in Kalifornien mit 250-kW-Anlagen

da eine stabile Gesetzgebung nicht vorhanden war. Momentan sind in Texas etwa 21 % und in Kalifornien 9 % der US-amerikanischen Windkraftleistung aufgebaut.

Die **Hawaii-Inseln** im Pazifischen Ozean weisen an einigen exponierten Standorten relativ hohe Windgeschwindigkeiten auf. Sie haben daher in der modernen Windenergietechnik ebenfalls eine große Tradition und gute Zukunftsperspektiven.

Der nördlichste US-Bundesstaat **Alaska** zeichnet sich einerseits durch hohe Windgeschwindigkeiten aus und ist andererseits von extremen klimatischen Bedingungen geprägt. In der polaren Region gibt es daher von der Fundamentierung bis zum Betrieb von Windkraftanlagen deutliche Unterschiede zum Einsatz in gemäßigten oder warmen Gebieten. Auch der Brennstofftransport gestaltet sich hier besonders schwierig und kostenintensiv. Die Nutzung der Windenergie ist daher an entlegenen Orten auch aus wirtschaftlicher Sicht sehr interessant, da hier für konventionelle Stromerzeugung mit 50 Dollar-Cent pro kWh und mehr gerechnet wird.

Kanada

Kanada hat eine Fläche von etwa 10 Mio. Quadratkilometern und nur gut 34 Mio. Einwohner. 60 % des Stromes kommt aus der Wasserkraft. Die installierte elektrische Leistung beträgt 120 GW [13]. Große Teile des Landes haben ein sehr hohes Windenergieangebot, wobei klimatisch und versorgungstechnisch ähnlich schwierige Verhältnisse anzutreffen sind wie in Alaska. Mit 7 GW installierter Windleistung werden immerhin 5 % des Strombedarfs abgedeckt. Langfristig ergeben sich jedoch sehr gute Chancen für eine großtechnische Windenergienutzung.

2.5 Südamerika

Die Darstellungen über den südamerikanischen Teilkontinent werden sich im Folgenden auf die beiden größten Staaten mit hohem Windenergiepotenzial, Brasilien und Argentinien, beziehen. Auch Uruguay hat sich sehr ehrgeizige Ziele gesetzt.

Brasilien

Brasilien ist fast 24-mal größer als Deutschland, hat mehr als doppelt so viele Einwohner, aber im Vergleich nur etwa 125 % installierte Kraftwerksleistung. Das Land bezieht etwa 65 % seiner elektrischen Energie aus Wasserkraft [14]. Eine verstärkte Windenergienutzung könnte diese gut ergänzen. Dazu wurden landesweit bereits intensive Potenzialuntersuchungen durchgeführt. Die vorhandenen, konventionellen Kraftwerksanlagen sind veraltet und neigen daher vermehrt zu Störungen. Brasilien bietet somit beste Voraussetzungen für eine großtechnische Nutzung der Windenergie. Das Land hat derzeit unter allen südamerikanischen Ländern die größte Bedeutung für die Windenergienutzung. 2014 wurden 3 GW Windkraftleistung ausgeschrieben. Bereits im ersten Halbjahr 2014 hat sich Brasilien zum weltweit größten Markt entwickelt [15].

Argentinien

Im Süden Argentiniens sind weltweit wohl mit die höchsten Windgeschwindigkeiten anzutreffen. Eigentlich ideale Voraussetzungen zur Anwendung der Windenergie. Allerdings ist die Region Patagonien nur sehr dünn besiedelt, so dass direkte Abnehmer des Windstromes fehlen. Momentan sind in Argentinien etwa 200 MW Windkraftanlagenleistung installiert [8]. Bis 2020 werden 1200 MW angestrebt. Für Überlegungen zur großtechnischen Anwendung der Windenergie, die eine Stromerzeugung in Gebieten mit höchsten Ertragspotenzialen und Energietransport über weite Strecken in Bevölkerungs- und in Industriezentren vorsehen [16], bietet diese Region mit einer 1999 errichteten 500 kV Hochspannungsleitung zwischen Alicurá und Buenos Aires beste Erfolgsaussichten. Langfristig könnte der Ausbau der Windenergie in Argentinien größte Bedeutung erlangen.

2.6 Asien

In Asien soll der Ausbau der Windenergie in den beiden bevölkerungsreichsten Ländern Indien und China, die zusammen nahezu 40 % der Erdbevölkerung beherbergen, kurz vorgestellt werden. Weiterhin werden die Industrieländer Japan, Südkorea sowie das Inselreich Indonesien kurz angesprochen.

Indien

Mit 9-facher Fläche und 15-facher Bevölkerung von Deutschland hat Indien aber nur eine um etwa 10 % höhere installierte elektrische Leistung. Etwa ein Fünftel des Stromes trägt die Wasserkraft bei [17]. Mit 22,5 GW Windkraftanlagenleistung ist Indien fünftgrößter Windenergieproduzent der Welt [2, 8]. Große Windenergiepotenziale sind vor allem in den Küstenregionen anzutreffen.

China

Im bevölkerungsreichsten Land der Erde leben mehr als 1,3 Mrd. Menschen auf einer Landfläche von 9,6 Mio. Quadratkilometern. Die installierte elektrische Leistung beträgt 1200 GW. Mit 250 GW werden etwa 22 % der Elektrizität aus Wasserkraft und mit 820 GW ca. 72 % aus Kohle gedeckt. Momentan sind 115 GW Windleistung installiert. Bis 2020 werden 200 GW erwartet [14, 8].

Berechnungen des Meteorologischen Instituts von China ergaben ein Windpotenzial an Land von 253 GW und auf See von 750 GW. Die windreichsten Regionen liegen an der Südostküste, der inneren Mongolei, in Xingjiang, der Gansu-Provinz und im tibetanischen Qinghai-Plateau. Die Windkraftindustrie in China weist enorme Wachstumsraten auf, wobei bereits Anlagen der MW-Klasse hergestellt werden.

Japan

Das Reich der aufgehenden Sonne hat bei geringfügig größerer Landfläche als Deutschland eine um etwa die Hälfte größere Bevölkerung und eine um 65 % höhere installierte elektrische Leistung [14]. 8 % des Stromes werden aus Wasserkraft gedeckt. Die momentan installierte Windkraftanlagenleistung beträgt etwa 3 GW [8]. Als Folge der Atomkraftwerksschäden in Fukushima im Jahr 2011 war ein Windenergieboom erwartet worden, der jedoch nicht zum Tragen kam.

Südkorea

Südkorea ist mit 99 000 Quadratkilometern und 50 Mio. Einwohnern doppelt so dicht besiedelt wie Deutschland. Die installierte elektrische Leistung beträgt etwa 82 GW. Etwa 8 % davon entfallen auf Wasserkraft. Die installierte Windleistung beträgt etwa 500 MW. Bis 2030 ist ein Ausbau auf ca. 7 GW geplant [8].

Indonesien

Das Inselreich zwischen dem Indischen und dem Pazifischen Ozean hat eine Ost-West- bzw. Nord-Süd-Ausdehnung von etwa $5000 \cdot 2000$ km mit ca. 17 500 Inseln, von denen rund 6 000 besiedelt sind. 240 Mio. Menschen bewohnen eine Landfläche von knapp 2 Mio. Quadratkilometern. Die installierte elektrische Leistung beträgt 31 GW. Der Strombedarf auf kleineren Inseln ist noch nicht sehr hoch. Der Zwang zur Nutzung erneuerbarer Energien ist groß, da die nationalen Ölreserven rapide abnehmen. Jedoch sind bisher lediglich 2 MW Windkraftleistung installiert [8].

2.7 Afrika

Auf dem afrikanischen Kontinent soll für die zwei nördlichen Staaten Marokko und Ägypten sowie für Südafrika die Windenergienutzung aufgezeigt werden.

Marokko

Das Königreich mit einer sehr ausgedehnten Küste an Atlantik und westlichem Mittelmeer ist etwa doppelt so groß wie Deutschland, es hat aber nur 40 % unserer Bevölkerung. Die installierte elektrische Leistung beträgt 6 GW. Davon basieren 21 %, also 1,3 GW, auf Wasserkraft und etwa 300 MW trägt die Windkraft bei [8, 14].

Abb. 14: Windenergie
Anlagen am Rande der
Sahara in Marokko



Marokko verfügt über hervorragende Windbedingungen, die stellenweise sogar Jahresmittelwerte der Windgeschwindigkeit von 11 m/s und mehr erreichen. Das nutzbare Windenergiepotenzial überschreitet den derzeitigen elektrischen Energiebedarf bei Weitem. Langfristig bieten sich aufgrund der hohen Windenergieerträge und der großen zur Verfügung stehenden Landflächen gute Perspektiven zum Elektrizitätsexport. Über zwei 400 kV Unterseekabel könnte eine Gesamtleistung von 1,7 GW in die EU transportiert werden, über eine 500 kV HGÜ wären sogar 7 000 MW möglich [19]. Momentan steht in dem rohstoffarmen Land jedoch die Sicherung der eigenen Energieversorgung mit etwa 7 % jährlicher Steigerungsrate bei der Elektrizität im Vordergrund des Interesses [14].

Ägypten

Der Wüstenstaat zwischen Mittelmeer und Rotem Meer mit der Lebensader Nil beherbergt auf einer Fläche von 1 Mio. Quadratkilometern etwa 87 Mill. Einwohner. Die installierte elektrische Leistung beträgt 27 GW. Immerhin 13 % trägt die Wasserkraft bei. Die installierte Windleistung beträgt 550 MW [8, 18]. Bis 2020 ist eine Erweiterung auf 7,2 GW geplant. Am Roten Meer sollen von Windparks pro Jahr durchaus 5 000 Vollaststunden und mehr erreicht werden. Ein Einspeisegesetz, das 2014 verabschiedet wurde, soll den Windenergieausbau erheblich beschleunigen.

Südafrika

In dem Land zwischen dem Atlantischen und Indischen Ozean bewohnen 50 Mio. Einwohner eine Fläche von 1,2 Mio. Quadratkilometern. Die installierte elektrische Leistung beträgt 40 GW. Wasserkraftanlagen machen mit 600 MW 1,5 % aus [8, 14]. Derzeit betriebene Windkraftanlagen haben nur eine Gesamtleistung von 10 MW, obwohl Windenergieanlagen zum Wasserpumpen am Kap der Guten Hoffnung große Tradition haben.

2.8 Australien-Pazifik-Region

Auf dem fünften Kontinent werden hier die beiden überaus windreichen und dünn besiedelten Staaten Australien und Neuseeland betrachtet. Exotische Inselreiche dieser Region, die

zum Teil hervorragende natürliche Ressourcen sowie sehr große Entfernungen zu fossilen Energielieferanten aufweisen, bieten für regenerative Energieversorgungen ideale Voraussetzungen. Sie sollen hier jedoch nicht angesprochen werden.

Australien

Auf 7,7 Mio. Quadratkilometern Landfläche wohnen nur 23 Mio. Menschen, d.h., auf mehr als der 21-fachen Fläche Deutschlands wohnt etwas mehr als ein Viertel unserer Bevölkerung. Die installierte elektrische Leistung beträgt 69 GW. Die Wasserkraft hat bei der Elektrizitätsversorgung einen Anteil von 7,6 %. Etwa 3 GW Windkraftanlagen steuern 3,4 % zur Stromerzeugung bei. Bis 2010 war die Installation von 5 GW geplant und 2020 wird mit 12,5 GW installierter Windleistung gerechnet [8].

Sehr hohe Windangebote und große verfügbare Flächen bieten hervorragende Bedingungen für eine großtechnische Windenergienutzung in den nächsten Jahren. Staatliche Programme unterstützen die Erneuerbare-Energien-Industrie sowie kleine, innovative Hersteller und die Elektrifizierung entlegener Gebiete [18].

Neuseeland

Den Inselstaat mit 286 000 Quadratkilometern Fläche bevölkern nur 4,4 Mio. Einwohner. Die installierte elektrische Leistung beträgt 9 GW. 53 % basieren auf Wasserkraft und 14 % auf Geothermie. Etwa 650 MW Windkraft sind aufgebaut [8, 20]. Neuseeland hat sich bereits 1986 zur nuklearfreien Zone erklärt.

Verschiedene Regionen der dichter besiedelten Nordinsel haben Jahresmittelwerte der Windgeschwindigkeit zwischen 9 und 10 m/s [8]. So hervorragende Windverhältnisse sind weltweit nur an wenigen Standorten anzutreffen. Windkraftanlagen erreichen damit durchaus 4 500 Vollaststunden pro Jahr. Das sind Ausnutzungsdauern, die im konventionellen Energieversorgungsbereich an die Werte von Mittellastkraftwerken heranreichen, die bei 4 000 bis 6 000 Vollaststunden im Jahr liegen. Bis 2030 ist geplant, 80 % der Elektrizitätsversorgung insbesondere durch die zusätzliche Ausnutzung der regenerativen Ressourcen Geothermie und Windenergie abzudecken [21].

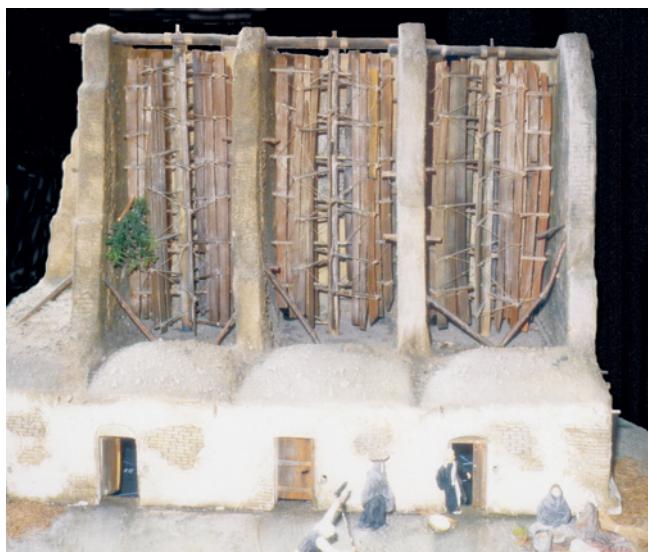
3 Der Wind – seit 3000 Jahren im Dienste der Menschheit

Von Winden getragen haben sich die Menschen bereits in der Antike neue Möglichkeiten erschlossen. Nur mit der Anwendung neuester Techniken in Windmühlen und Segelbooten konnten die Herausforderungen bewältigt werden. Winde waren und sind bis heute Zeichen von Mobilität und Zerstörung zugleich. Mit der technischen Nutzung des Windes konnten zu Wasser und zu Lande damals nicht bekannte Potenziale erschlossen und Arbeiten verrichtet werden, die alle vorher bekannten Möglichkeiten weit übertrafen.

3.1 Historische Anfänge der Windkraft

Die Ursprünge der Windenergienutzung gehen vor den Beginn unserer Zeitrechnung zurück und liegen im Nahen und Mittleren Osten. Überlieferungen über die Ursprünge zur Anwendung von Windmühlen sind allerdings sehr widersprüchlich. Ob die Anfänge von den Ägyptern [22], Mesopotamiern [23], Phöniziern, Griechen oder von den Römern herrühren, wird noch heute spekuliert. Sichere Quellen und Funde von Windmühlen gehen auf das 7. bis 10. Jahrhundert in Afghanistan [23] und Persien [22] zurück. Hier wurden Bauformen mit vertikaler Achse nach dem Prinzip der Widerstandsnutzung zur Umwandlung der Energie des Windes angewandt (Abb. 15). Diese Mühlen fanden vor allem im arabischen Raum Verbreitung.

■ Abb. 15: Persische Windmühle (Modell)



3.2 Pumpen und Mühlen im Mittelmeerraum und in angrenzenden Gebieten

Schon 1700 v. Chr. soll Hammurabi mit Windrädern die Ebenen Mesopotamiens bewässert haben. Auch im Mittelmeerraum fanden bereits im frühen Mittelalter Segelwindmühlen zum



■ Abb. 16: a) Segelwindmühlen zum Wasserpumpen auf der Lassithi-Ebene auf Kreta, b) Reffen der Segel zur Leistungsbegrenzung

Pumpen von Wasser und zum Mahlen von Korn große Verbreitung. Diese Tradition wurde zum Teil bis in das 20. Jahrhundert in einigen Gebieten aufrechterhalten. In der Region Lassithi auf der Mittelmeerinsel Kreta sind bis in die heutige Zeit alte Segelwindmühlen anzutreffen.

Am Einschnitt eines Bergkammes am Rande der Lassithi-Ebene sind Getreidemühlen in größerer Anzahl nebeneinander aufgereiht. Alle Anlagen weisen in die gleiche Richtung. Die ersten Windmühlen dieser Art sollen bereits 200 vor Chr. im Orient betrieben und durch die Kreuzritter nach Europa gebracht worden sein. Einer Inschrift zufolge führten die Venezier 1211 nach Chr. diese Getreidemühlen in Kreta ein.

Auf der Lassithi-Ebene sollen bis in die 60er-Jahre des letzten Jahrhunderts über 10 000 Segelwindmühlen zum Wasserpumpen in Betrieb gewesen sein (Abb. 16). Diese Pumpenanlagen waren bzw. sind meist mit Wasserspeichern ausgestattet und bewässern Felder. Bei hohen Windgeschwindigkeiten werden die Anlagen durch Reffen der Segel vor Überlastung und Zerstörung geschützt.

Im westlichen Portugal werden bis in die heutige Zeit Segelwindmühlen zum Mahlen von Getreide (Abb. 17, 18) eingesetzt. Zum Schutz vor Überdrehzahl sind an Verbindungsseilen und Querträgern unterschiedlich große Tontöpfe aufgereiht. Diese erzeugen bei hohen Windgeschwindigkeiten auffällige Töne, welche den Windmüller vor einer Überlastung der Windmühle warnen. Der Turmkopf der Anlage kann dann mithilfe einer Handwinde aus dem Wind gedreht werden (Abb. 18).

Zum Wasserpumpen fand in den Niederlanden die Tjasker-Windmühle große Verbreitung. Ihre Flügelwelle ist um 25 bis 30° gegen den Himmel geneigt und kann direkt mit einer archimedischen Schraube oder Wasserschnecke verbunden werden. Diese Mühle wurde ausschließlich zur Entwässerung in Gegenden mit kleinem Höhenunterschied eingesetzt [24]. Sie bildet den Übergang zur Bock- und Holländermühle, die im Folgenden vorgestellt werden.



Abb. 17: Segelwindmühle zum Mahlen von Getreide (Westportugal)



Abb. 18: Turmkopfdrehung zur Leistungsbegrenzung

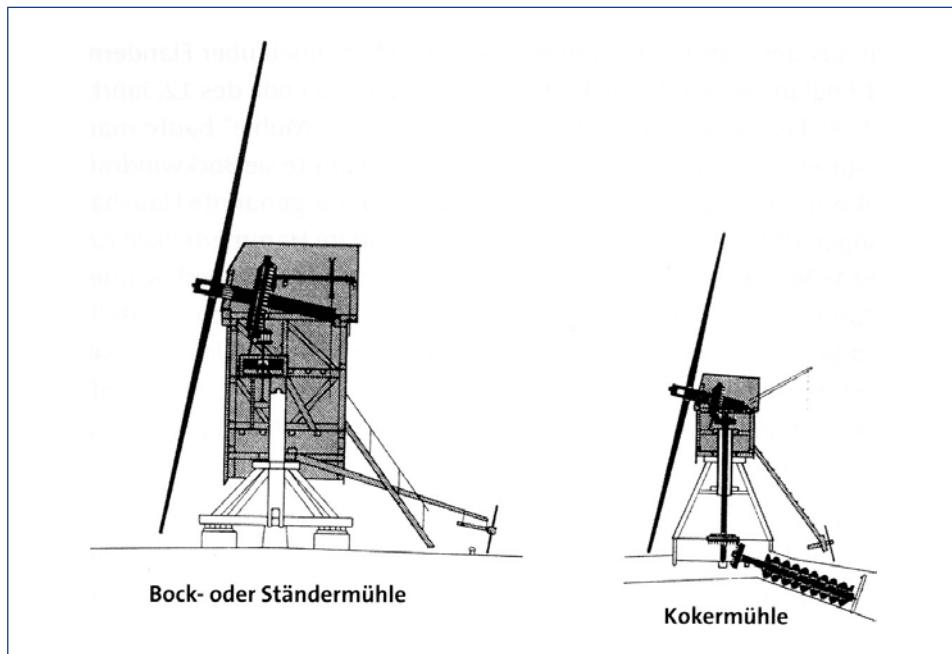
3.3 Bock- und Holländerwindmühlen in Nordwesteuropa

Erste Nachweise über europäische Windmühlen gehen auf das Jahr 1180 zurück [25]. Die ersten europäischen Windmühlen, ähnlich den Konstruktionen von Bockwindmühlen (Abb. 19), fanden im nordwesteuropäischen Raum breite Anwendung [26]. Ihren Unterbau bildet ein starrer hölzerner Bock. Auf ihm ist das hölzerne Mühlenhaus drehbar gelagert. Mit einem Stertbalken wird das Maschinenhaus von Hand der Windrichtung nachgeführt.

Durch die Möglichkeit, die Flügelsegel bei Sturm reffen und das Mühlenhaus der Windrichtung nachführen zu können, waren die Bockwindmühlen an die in Nordeuropa herrschenden klimatischen Verhältnisse bestens angepasst. Dadurch konnten sie sich in den folgenden Jahrzehnten und Jahrhunderten bis Finnland, Russland sowie in den nördlichen Balkan ausbreiten.

Das Bestreben, in den Niederlanden weite Landstriche unter Meeresspiegel zu entwässern, führte zur Entwicklung der Wipp- oder Kokermühle. Sie ermöglichte es erstmals, die Antriebskraft der Mühle in Bodennähe zu führen und eine Pumpe anzutreiben. In Mühlen konnte das Mahlwerk in den feststehenden Unterbau verlegt und das Mühlenhaus wesentlich leichter gebaut sowie besser in Windrichtung geführt werden. Abb. 19 verdeutlicht mit den dunkel angelegten, drehbaren Teilen den Wandel von der Bock- oder Ständermühle über die Kokermühle.

Die weitere Entwicklung zur Paltrockmühle hat dazu geführt, dass die Windkraft bzw. deren Drehmoment auf den Sockel geführt werden konnte. Dadurch war es möglich, die Paltrockmühlen (um 1600) auch zum Sägen von Holzstämmen einzusetzen. Dieser Fortschritt sicherte den Niederländern lange Zeit eine Monopolstellung bei der Herstellung von gesägtem Holz. Es wurde hauptsächlich nach England, Frankreich und Flandern exportiert. Hauptabnehmer waren Werften.



■ **Abb. 19:** Rotierende Bereiche (schwarz gefärbt) und drehbarer Teil (dunkel angelegt) von Windmühlentypen: a) Bock- oder Ständermühle, b) Kokermühle

Ebenfalls um ca. 1600 realisierte der holländische Ingenieur und Mühlenbauer Jan Adriaanszoon Leeghwater die erste Hollandmühle. Sie hatte nur noch eine drehbare Windmühlenkappe, in der nur die Flügelwelle mit dem Kammrad gelagert wurde – eine Idee, die bereits Leonardo da Vinci (1452–1515) skizziert hatte. Damit konnten wesentlich größere Mühlen gebaut werden. Durch die schlanke, konische Gestaltung der Mühlentürme wurde der Wirkungsgrad zusätzlich verbessert. Während bisherige Mühlen 1,5 bis 2,2 kW leisteten, erreichten die Holländermühlen 7,5 bis 15 kW [25]. Nach [26] sollen mit Windmühlen bis 25 m Rotor-durchmesser 25 bis 30 kW Leistung erreicht worden sein.

Die Windmühlen erreichten in Europa große Verbreitung. Im 19. Jahrhundert sollen mehrere hunderttausend in Betrieb gewesen sein [26]. In Deutschland sind von nahezu 20 000 Windmühlen nur noch einige Hundert erhalten.



Abb. 20: Holländerwindmühle



Abb. 21: Amerikanisches Windrad

3.4 Massenfertigung von »Westernrädern«

Mitte des 19. Jahrhunderts begann in Europa das Mühlensterben. Etwa zur gleichen Zeit startete in den USA die Entwicklung der sogenannten Windmotoren oder der amerikanischen Windräder.

Weite Teile der fruchtbaren Regionen Nordamerikas litten unter Wassermangel. Aus Europa eingeführte Bock- und Holländermühlen konnten keine Abhilfe schaffen. Der Mühlenbauer John Burnham erstellte 1850 einen Anforderungskatalog für einen automatischen Windpumpenantrieb. Der Mechaniker David Halladay setzte diese Anforderungen in eine funktionsfähige Konstruktion um, die sogenannten Westernräder. Als robusteste Konstruktion erwies sich das diesem ähnliche Eclipse-Windrad von Leonhard Wheeler, welches die größte Verbreitung erreichte.

Durch die Weltausstellung 1876 in Philadelphia erlangten die amerikanischen Windräder weltweite Aufmerksamkeit. Sie waren aus Stahl gebaut, mit einem auf einem Gittermast montierten Windrad aus ca. 20 gebogenen Blechflügeln und hatten eine vollautomatische Reguliereinrichtung, wie z.B. die Eclipsen-Regelung, die bei hohen Windgeschwindigkeiten das Windrad automatisch aus dem Wind dreht. Somit erforderten sie erstmals keinerlei Beaufsichtigung. Die Windräder hatten normalerweise einen Durchmesser zwischen drei und fünf Metern und erreichten damit bei einer Windgeschwindigkeit von etwa 7 m/s eine Leistung von 100 bzw. 200 Watt (W) [26]. Allerdings sollen sie auch vereinzelt mit Durchmessern von zehn Metern und mehr gebaut worden sein. Im 19. Jahrhundert sollen in den USA mehr als sechs Millionen dieser Anlagen betrieben worden sein [26, 27]. Damit bildeten sie für die damalige Zeit ein bedeutendes wirtschaftliches Potenzial.

3.5 Begründung der Aerodynamik in der Windkrafttechnik

Bei der Auslegung der Flügel von Windmühlen orientierten sich die Mühlenbauer an Tabellen und Dimensionierungsrichtwerten. Diese wurden aus jahrhundertelanger Praxis gewonnen und als fundierte Erfahrungswerte festgehalten. Die Aerodynamik erfuhr um 1900 durch Flugpioniere wie Otto Lilienthal entscheidende Impulse. Der Traum vom Fliegen verhalf auch der Aerodynamik zu einem ungeahnten Aufstieg. Sie wurde zu einer der bedeutendsten Wissenschaften im 20. Jahrhundert. Der Däne Paul la Cour formulierte die wichtigsten Konstruktionsprinzipien vierflügiger Windmühlen. Der Amerikaner Thomas O. Perry konnte durch seine systematischen Untersuchungen von Flügelprofilen erhebliche Leistungssteigerungen in Windmotoren erzielen. Die dänischen Wissenschaftler Hans Christian Vogt und Paul la Cour konnten, durch ihre intensiven Beobachtungen in der Natur und im Windmühlenbau gestützt, mithilfe der Experimente des Ingenieurs Johan Irminger die sogenannte Saugtheorie in der Aerodynamik darstellen. Ihre Erkenntnisse in mathematischer Form zu begründen, gelang ihnen jedoch nicht. Dies war dem deutschen Strömungsforscher Albert Betz vorbehalten.

Der Mathematiker Felix Klein und der Strömungsmechanik-Experte Ludwig Prandtl begannen zu Beginn des 20. Jahrhunderts die Aerodynamik der Flugtechnik wissenschaftlich zu ergründen. Mit dem Bau des modernsten Windkanals seiner Zeit bereits im Jahr 1908 in Göttingen wurde die Aerodynamik – auch durch die Fliegerei unterstützt – in der Wissenschaft etabliert. Deutschland konnte dadurch eine weltweite Führungsposition auf diesem Gebiet einnehmen.

Als Leiter der »Aerodynamischen Versuchsanstalt« in Göttingen war es Albert Betz möglich, unter anderem die Richtigkeit alter Flügelformen zu begründen und neuartige Ansätze in der Aerodynamik zu entwickeln. Ihm gelang mit den Überlegungen zur idealen Strahltheorie [28] bereits 1920 die Aerodynamik der Windturbinen wissenschaftlich zu begründen und die maximale Turbinenleistung, die aus der im Wind enthaltenen Leistung geerntet werden kann, abzuleiten. Dieser als Betz'scher Faktor bekannte Maximalwert beträgt 16/27 oder 59,3 % der Gesamtleistung des Windes und hat heute noch seine Gültigkeit. Mit dem 1926 veröffentlichten Buch »Windenergie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen« [29] stellte er die Windturbinen wissenschaftlich fundiert in allgemein verständlicher Weise dar. Damit waren die Grundlagen für die moderne Windkrafttechnologie geschaffen.

3.6 Neue Windkrafttechnologie

Die neue sowie moderne Windkrafttechnologie war und ist bis heute von dem Wunsch geprägt, Strom aus Wind zu erzeugen. Dazu muss die Turbine die Strömungsenergie der Luft in eine mechanische Rotationsenergie umwandeln und einen Generator antreiben. Generatoren benötigen jedoch zur mechanisch-elektrischen Energiewandlung möglichst hohe Drehzahlen. Diese waren mit herkömmlichen Windmühlen und »Westernräder« nicht zu erreichen. Neue Anstöße wurden jedoch mit der Aerodynamik und Flugtechnik den Windkraftanlagen-Konstrukteuren insbesondere 1920 bis 1940 gegeben.

Die dänischen Ingenieure Povl Vinding und R.J. Jensen verbesserten 1919 Flügelprofile [30] und konstruierten eine Windturbine ähnlich einem Flugzeugpropeller mit um ihre Längsachse drehbaren Flügeln. Damit konnte die Leistung erheblich gesteigert sowie diese durch Anstellen

der Flügel geregelt werden. Eine technische Umsetzung gelang Hans L. Larsen in den 1920er-Jahren. Kurt Bilau begann 1920 eigene Anlagen mit neuartigen »Repeller«-Flügeln zu bauen, die im Windkanal (Göttingen, später Charlottenburg) getestet wurden. Sie sollen nach seinen Angaben Leistungsbeiwerte (Verhältnis von Turbinenleistung zu der im Wind enthaltenen Bewegungsleistung) von 40 % erreicht haben und lagen damit fast doppelt so hoch wie die La Cour'schen Klappensegler mit 21 %. Jedoch zerstörten die viel zu hohen Drehzahlen die Flügel. Aus der Flugzeugtechnik stammende Leichtbauweisen wurden 1925 von Grohmann & Paulsen (Rendsburg) erstmals in Form eines Schnellläufers umgesetzt. Drei oder vier sehr schlanke und leichte Flügel sollten eine 6- bis 8-fache Windmühlendrehzahl erreichen. Dadurch hervorgerufene Schwingungen und andere Schwierigkeiten zerstörten allerdings auch diese Anlage.

Ende der 1920er-Jahre führten Rohstoff- und Nahrungsmittelmangel sowie zunehmende Devisenprobleme in Deutschland zu verstärkten Autarkiebestrebungen. Die Diskussion um die Struktur der Energie- bzw. Elektrizitätsversorgung führte zur Windenergie mit Turbinen der MW-Klasse.

Hermann Honnef stellte 1932 einen Plan zum Bau von gigantischen Windkraftwerken mit 430 m Höhe und drei bis fünf gewaltigen Turbinen mit bis zu 160 m Durchmesser und je 20 MW Leistung vor. Zwei gegenläufige Turbinen sollten jeweils einen Teil des vorgesehenen Ringgenerators tragen, so dass der sonst übliche Statorteil dem Rotor entgegenläuft und somit die Relativgeschwindigkeit wesentlich erhöht. Er wollte durch den Bau von 60 Höhenwindkraftwerken Deutschland mit billigem Strom versorgen.

Die Vorschläge von Franz Kleinhenz und dem Krupp-Direktor Schulhes gingen in eine ähnliche Richtung wie Honneps Entwürfe. Teubert wollte hingegen eine Turbine hoher Schnellläufigkeit mit verstellbaren Flügeln versehen, geformt nach den neuesten Erkenntnissen der Aerodynamik. Die Großwindmühle sollte 100 bis 200 m Rotordurchmesser haben und mithilfe eines Drehstromgenerators die elektrische Energie in das Netz speisen. Das MAN-Kleinhenz-Projekt sah 1942 ein ähnliches Konzept mit 130 m Turbinendurchmesser und bis zu 300 m Turmhöhe



Abb. 22: MAN-Kleinhenz-Windkraftwerk (1942), 130 m Rotordurchmesser 10 MW Nennleistung



Abb. 23: Allgaier-Anlage, 6 bzw. 10 kW Nennleistung 10 m Rotordurchmesser

vor. Einem normalen Generator mit 10 MW Nennleistung sollte ein Getriebe vorgeschaltet werden (Abb. 22). Von all diesen Großprojekten wurde jedoch keines umgesetzt.

Die erste wirklich große Windkraftanlage der Welt wurde von dem amerikanischen Ingenieur Palmer C. Putnam entworfen. Der Wasserturbinhersteller S. Morgan Smith Company setzte die Pläne um. Für die Mitarbeit konnten damals bekannte Wissenschaftler und Techniker, wie zum Beispiel Theodore von Kármán für die aerodynamische Auslegung gewonnen werden. Die sogenannte Smith-Putnam-Anlage mit 53,3 m Rotordurchmesser, 1 250 kW Nennleistung und 35,6 m Turmhöhe wurde 1941 auf dem Grandpa's-Knob-Mountain im Staat Vermont aufgestellt und bis 1945 betrieben. Die Turbine hatte zwei Rotorblätter, die aus rostfreiem Stahl hergestellt und im Lee eines Gitterturmes angeordnet waren. Ihre Drehzahl und Leistung wurden über eine hydraulische Blatteinstellwinkelverstellung geregelt. Die mechanisch-elektrische Energiewandelung übernahm ein Synchrongenerator. Ein Rotorblattbruch beendete das Vorhaben nach 1 100 Betriebsstunden.

Ulrich Hütter setzte 1942 mit seiner Dissertation »Beitrag zur Schaffung von Gestaltungsgrundlagen für die Windkraftwerke« einen Meilenstein in der Entwicklung der Windkrafttechnik. Aus der Segelflugtechnik kommend, konnten seine grundlegenden Arbeiten in der Nachkriegszeit die Windtechnik bis in die 1980er-Jahre prägen.

Anfang der fünfziger Jahre wurden von Hütter entworfene Windkraftanlagen vom deutschen Hersteller Allgaier (Werkzeugbau GmbH in Uhingen) erstmals in einer Kleinserie von ca. 90 Exemplaren gebaut [31]. Sie waren konzipiert, um vom öffentlichen Netz entfernt liegende Gehöfte mit Elektrizität zu versorgen. Die Turbinen mit 10 m Durchmesser wurden an Küstenstandorten mit 10-kW- und im Binnenland mit 6-kW-Generatoren ausgerüstet. Ihre drei aerodynamisch geformten Rotorblätter aus Stahlblech mit 5 m Länge waren um die Längsachse verstellbar, um die dem Wind entnommene Leistung regulieren zu können. Einige dieser Anlagen (Abb. 23) waren nach über 50 Jahren Betrieb noch voll funktionsfähig.

Die Entwicklung einer wesentlich größeren Anlage war richtungweisend. Unter der Bezeichnung W34 wurde 1958, ebenfalls von Hütter, eine 100-kW-Zweiblatt-Turbine mit 34 m Durchmesser auf der schwäbischen Alb bei Geislingen an der Steige zwischen Stötten und Schnüllingen aufgebaut. Zwei aerodynamisch optimierte Rotorblätter wurden als Leichtbauweise in Glasfaserverbundtechnik ausgeführt. Diese kam danach besonders im Segelflugzeugbau zur Anwendung. Die Anlage wurde nach zehn Jahren Betrieb wieder abgebaut und die Windenergieaktivitäten wurden in Deutschland weitgehend eingestellt. Tiefstpreise fossiler Energieträger machten diese Technologie in den 60er-Jahren wirtschaftlich uninteressant. Erneuten Energiediskussionen folgte in den 1980er-Jahren der Schritt in die moderne Windkrafttechnologie. Dazu sollen in Kapitel 4 die Grundlagen erarbeitet und in Kapitel 5 die Ausführungs möglichkeiten sowie Systeme am Markt dargestellt werden.

4 Meteorologische und physikalische Grundlagen

Der Wind steht dem Nutzer als natürliche Ressource kostenlos zur Verfügung. Seine Urgewalt zu beherrschen, erfordert jedoch erhebliche Anstrengungen. Nur unter dem Einsatz von Technologien mit dem jeweils höchsten zur Verfügung stehenden Standard ist dies über Jahrhunderte hinweg immer effizienter gelungen.

Windkraftanlagen müssen zwischen Flauten und Stürmen alle Windgeschwindigkeiten beherrschen. An die Komponenten und die Standfestigkeit der Anlagen werden dadurch hohe statische und dynamische Anforderungen gestellt. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass die Energie, die eine Windturbine in einer bestimmten Zeit zu liefern vermag, mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit ansteigt. Eine um 10 % höhere Windgeschwindigkeit führt zu etwa 30 % höherer Leistung und dementsprechend höherem Energieertrag.

Im Folgenden sollen, von den meteorologischen Vorgängen in der Erdatmosphäre ausgehend, die physikalischen Einwirkungen auf die Turbine beschrieben werden. Daran anschließend werden mögliche Einsatzbereiche mit den zu berücksichtigenden Rahmenbedingungen umrissen.

4.1 Bewegungsabläufe in der Erdatmosphäre

Die Erde ist von einer Lufthülle, der Atmosphäre, umgeben, in der verschiedene physikalische Vorgänge das Wetter beeinflussen, Luftbewegungen hervorrufen und damit den in Bodennähe spürbaren Wind bilden.

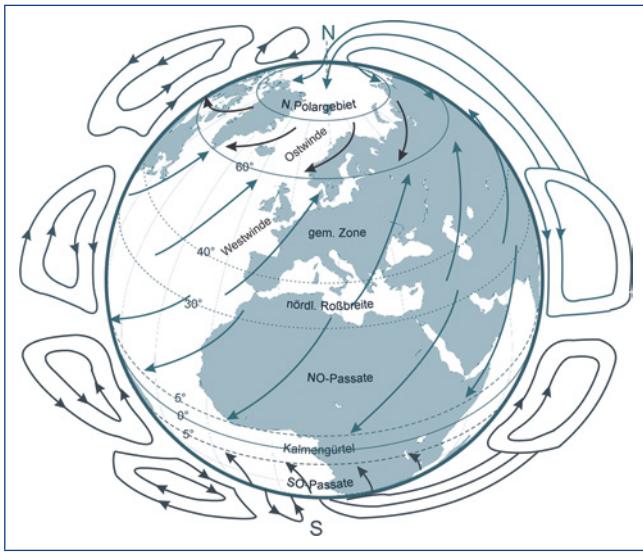
Lufttemperaturunterschiede entstehen aus einer ungleichmäßigen Strahlungsbilanz an der Erdoberfläche. Erwärmte Luft ist leichter als ihre Umgebung und steigt auf. An der Erdoberfläche entsteht ein Tiefdruckgebiet. Zum Ausgleich strömt Luft aus einer Hochdruckregion nach. Luftbewegungen von der leisensten Brise bis zu weltumspannenden Winden entstehen nach diesem Prinzip und rufen eine andauernde Bewegung der Atmosphäre hervor. Diese bewirkt zwar einen ständigen Wärmeausgleich zwischen heißer tropischer und kalter polarer Luft, die Temperaturgegensätze auf der Erde bleiben jedoch weitgehend erhalten.

Das Wetter und die Luftbewegungen in der Atmosphäre werden durch verschiedene Faktoren beeinflusst. Die Wichtigsten, neben den aus Temperaturunterschieden entstehenden Winden, sollen kurz aufgeführt werden. Die Drehung der Erde und Zentrifugal- sowie Corioliskräfte der Luftmassen lenken die Winde ab. Das Meer nimmt Wärme langsamer auf und speichert sie länger als das Festland. Meeresströmungen können ebenfalls Winde beeinflussen. Durch große Gebirgszüge werden großräumige Luftbewegungen abgelenkt.

Globale Luftströmungen und Winde

Im Bereich des Äquators ist die Sonnenstrahlung auf der Erde am stärksten. In diesem Gebiet steigt heiße, mit Feuchtigkeit gesättigte Luft auf und bildet Tiefdruckgebiete. An der Erdoberfläche strömt Luft von Norden und Süden nach und bildet die Passate. Der Kreislauf dieser sogenannten Hadley-Zirkulation schließt sich etwa am 30. Breitengrad (Nord und Süd) in den großen subtropischen Wüstengebieten (Abb. 24). Dort sinkt die in 15 km Höhe polwärts strömende Luft wieder auf die Erdoberfläche.

■ Abb. 24: Globales Zirkulationssystem der Erde



Durch die Erdrotation bewegen sich ein Ort und die darüber liegende Luftmasse am Äquator mit ca. 1 660 km pro Stunde ostwärts. Nördlich und südlich gelegene Gebiete haben aufgrund des kleineren Abstandes zur Erdrotationsachse niedrigere Umlaufgeschwindigkeiten. Eine Luftmasse wird durch die daraus folgenden Corioliskräfte, auf der nördlichen Erdhemisphäre bei ihrer Bewegung nach Norden ostwärts und bei Strömung nach Süden westwärts, abgelenkt. Da Winde nicht nach ihrer Ziel- sondern nach ihrer Herkunftsrichtung benannt werden, kommen Passate in Bodennähe auf der Nordhalbkugel aus Nordosten und auf der Südhalbkugel aus Südosten. Jenseits des 30. Breitengrades lenkt die durch die Erdrotation hervorgerufene Corioliskraft die von den Tropen polwärts wehende Luft in Westwinde um. Die Polregionen wiederum sind von Ostwinden geprägt. Zwischen der Westwindzone und den polaren Luftmassen bilden sich auf beiden Hemisphären schnelle, westwärts gerichtete Luftströmungen, die sogenannten Jetstreams.

Luftströmungen in großer Höhe, sogenannte geostrophische Winde, werden von der Bodenreibung nicht beeinflusst. Sie wirken jedoch auf die Windverhältnisse in der Nähe der Erdoberfläche ein. Die bodennahen Winde sind für die Erträge und Belastungen von Windkraftanlagen maßgebend. Die Windgeschwindigkeit und ihre zeitlichen Verläufe weisen sowohl tägliche als auch jährliche Regelmäßigkeiten auf.

Lokale Winde

Globale Luftströmungen und regionale Windsysteme bestimmen die lokalen Windverhältnisse. Die bekanntesten regionalen Winde sind die Land-See- und die Berg-Tal-Windzirkulationen.

Land-See-Winde entstehen primär durch unterschiedliche Charakteristika der Land- und Seeoberflächen. Offenes Wasser hat einen höheren Reflexionsgrad und eine höhere Wärmespeicherfähigkeit als die Erdoberfläche, heizt sich also langsamer auf. Die schnellere Erwärmung der Landfläche führt bei Tag zu aufsteigenden Luftmassen, der Thermik. Dies verursacht Seewinde, also Winde vom See oder Meer zur Küste. Bei Nacht kühlst die Erdoberfläche stärker ab,

die Temperatur bleibt vor der Küste durch die großen Wassermassen höher. In Analogie zum Seewind entsteht jetzt eine Windbewegung in Wasserrichtung, ein sogenannter Landwind.

Berg-Tal-Winde werden durch Unterschiede in der Strahlungsbilanz hervorgerufen. Bei Sonnenaufgang erwärmen sich zunächst die Gipfel und Hänge. Thermik zieht Luftmassen aus dem Tal nach sich. Talwinde entstehen. Nachts kühlen die Gipfel schneller ab, während es im Tal länger warm bleibt. Die Luftmassen bewegen sich talwärts und es wehen Bergwinde.

Auf die örtliche Windgeschwindigkeit hat die Rauigkeit der Erdoberfläche entscheidenden Einfluss. Wassernähe und ebene oder glatte Landflächen lassen für die Windenergienutzung günstige Verhältnisse erwarten. Baumbewuchs, Gebäude und Landschaftserhebungen beeinträchtigen dagegen die Luftströmung.

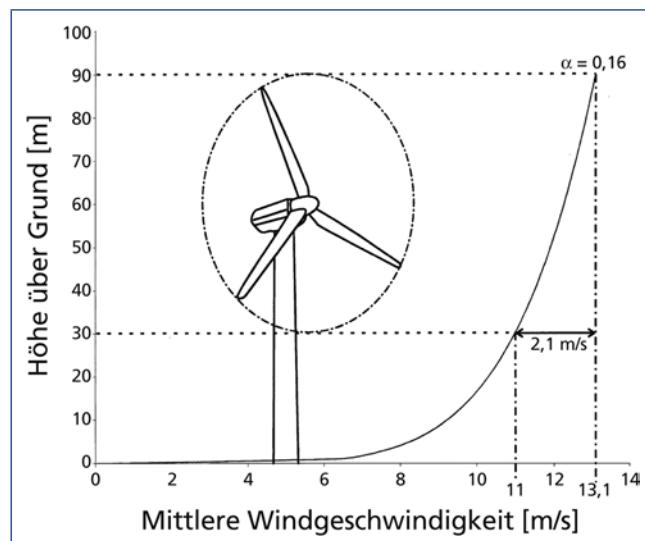
Geländeinflüsse und Höhengradienten

Je nach Rauigkeit der Umgebung nimmt die Windgeschwindigkeit mit der Höhe über dem Grund unterschiedlich stark zu. Auch Turbulenzen, die Verwirbelung von Luftmassen, werden dadurch beeinflusst. Näherungsweise kann z.B. die Windgeschwindigkeit v_{10} , gemessen in 10 m Höhe, auf eine entsprechende Größe v_N in Nabenhöhe h_N umgerechnet werden nach der Beziehung:

$$v_N = v_{10} \left[\frac{h_N}{10m} \right]^\alpha$$

Dabei lassen sich mit dem Hellmann-Exponenten $\alpha = 0,16$ gute Anhaltswerte für Windgeschwindigkeiten an Land ab etwa 4 m/s erzielen. Bei Windturbinen muss während einer Umdrehung an der Turbinenspitze mit höheren Windgeschwindigkeiten gerechnet werden als im unteren Bereich (Abb. 25). Daraus ergeben sich während eines Umlaufs stark variierende Kräfte auf Blatt, Nabe und Turm.

Abb. 25: Höhenprofil der Windgeschwindigkeit



4.2 Gebiete zur Windenergienutzung

Die Mittelwerte der Windgeschwindigkeit lassen Aussagen über Windverhältnisse und damit zu erwartende Energieerträge zu. Dazu sind Messungen über möglichst lange Zeiträume, bis hin zu mehreren Jahren, oder entsprechende Hochrechnungen (Kap. 10.1) notwendig. Bei der Mittelwertbildung werden beispielsweise alle Messwerte eines Zeitraumes (z. B. einer Minute, einer Stunde, eines Jahres) addiert und durch die Anzahl der Messungen dividiert.

Für eine Standortbeurteilung ist die genaue Kenntnis der lokalen Windverhältnisse von grundlegender Bedeutung, da die Windkraftanlagenleistung und die Energieerträge zur dritten Potenz der Windgeschwindigkeit proportional sind. Verlauf und die Stärke des Windes bestimmen sich neben klimatologischen Einflussfaktoren wie Geländevertiefung (Orographie), Oberflächenrauigkeit (Topographie) und Hindernissen in der Nähe des Standortes (mechanische Turbulenzen) auch aus Luftdichte, Temperatur sowie der Sonneneinstrahlung (thermische Turbulenzen).

Die genauesten und sichersten Energieprognosen werden durch Messung von lokalen Windverhältnissen in Nabenhöhe einer geplanten Anlage erreicht. Das Verfahren ist allerdings sehr zeitaufwendig und teuer. Bei heute üblichen Anlagengrößen ist eine Messung in Nabenhöhe (80 bis 150 m) aus Kostengründen und wegen der schwer handhabbaren großen Messmasten nur in Ausnahmefällen realisiert. SODAR- (Sonic Detecting And Ranging) und LIDAR- (Light Detection And Ranging) Messsysteme, die auch Messungen in 300 m und höher ohne Messmast erlauben, bringen allerdings hohe Anschaffungs- und Betriebskosten mit sich. Deshalb wurden die Messungen von Windgeschwindigkeit und Windrichtung für kleinere Anlagen meist in niedrigeren Höhen (10, 20, 30 und 50 m) durchgeführt und rechnerisch auf die Nabenhöhe extrapoliert (Abb. 26). Heute sind Messungen in 80 bis 100 m Höhe (2/3 der Nabenhöhe) erforderlich, um sichere Hochrechnungen durchführen zu können. Dabei wird eine

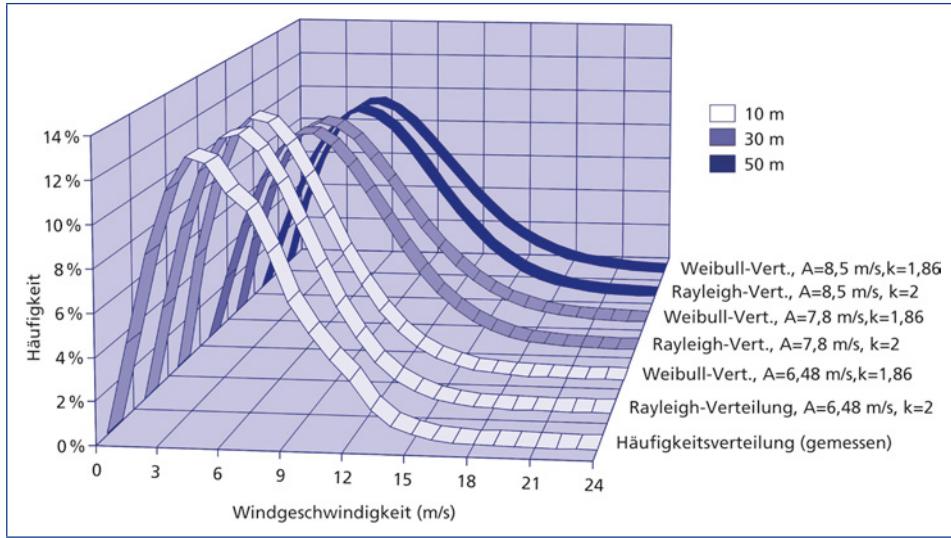


Abb. 26: Messung der Häufigkeitsverteilung sowie Berechnung der Rayleigh- und Weibull-Verteilung für Nabenhöhen kleiner Anlagen (Großanlagen 100 m Messung, 140 m Nabenhöhe als Berechnung)

gemessene oder numerisch ermittelte Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit durch eine analytische Funktion angenähert. Hierzu wird meist die Weibull-Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten oder der mathematisch einfachere Sonderfall der Rayleigh-Verteilungsfunktion verwendet. Messsysteme und weitere Verfahren zur Ermittlung von Windverhältnissen werden in Kapitel 10.1 näher vorgestellt. Steigende Anlagengrößen erfordern auch immer höhere Erstinvestitionen, so dass zukünftig auch teurere Messverfahren stärker zum Einsatz kommen.

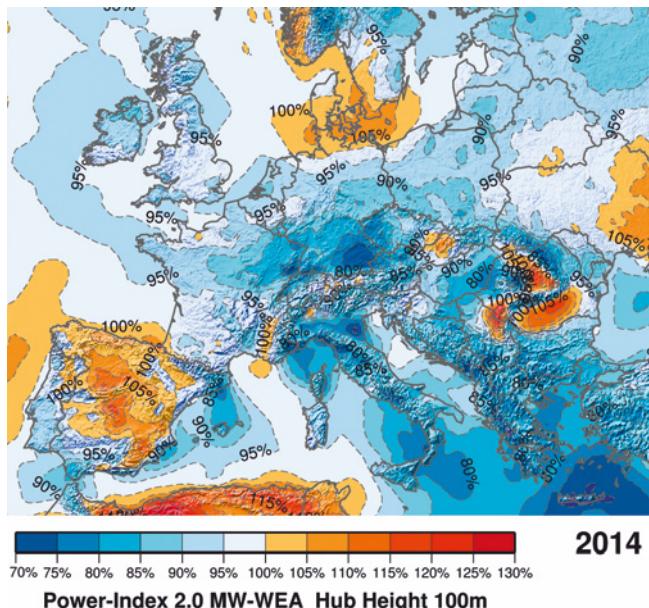
Im Hinblick auf die Nutzung finden sich europaweit günstige Winde im Nord- und Ostsee-Küstenbereich. Ebenfalls gute Windenergie-Einsatzgebiete liegen in Regionen am Atlantik (Schottland, Irland, Nordwestspanien, Frankreich) sowie teilweise am und im Mittelmeer (Ostspanien, Südfrankreich, griechische Inseln). Auch im Binnenland können Hochlagen ähnliche Verhältnisse bieten (z.B. Nordspanien, Schottland).

Bei Gebieten, für die keinerlei Daten vorliegen, ist mindestens ein Jahr Messdauer erforderlich, um jahreszeitliche Unterschiede zu berücksichtigen. Darüber hinaus sind Abweichungen vom langjährigen Mittelwert, dem sogenannten Normalwindjahr bzw. dem Ertrags- oder Power-index [32], zu berücksichtigen. Dazu werden statistisch bereinigte Daten vieler Messstationen in der weiteren Umgebung herangezogen.

Abb. 27 verdeutlicht die geographisch und topographisch bedingten regionalen Unterschiede des langjährigen Verlaufs des Windverhaltens in Europa. Dabei kamen die Windressourcen 2014 im Verhältnis zum 20-jährigen Mittelwert auf Basis der Ertragsberechnung einer 2-MW-Anlage mit 100 m Nabenhöhe in Betracht. Der Ertragsindex liegt für Süddeutschland und östliches Mittelmeer 2014 deutlich unter dem Mittelwert. Deutsche Küstengebiete, Schleswig-Holstein und die Offshore-Standorte erreichten 2014 hingegen höhere Werte [4].

Abb. 28 zeigt die mittlere Windgeschwindigkeit (2004 bis 2013) in 100 m über Grund in Deutschland mit angrenzenden Bereichen. Für die Standortauswahl, Auslegung und Ertrag

Abb. 27: Windressourcen 2014 im Verhältnis zum 20-jährigen Mittel in Europa (Datengrundlage anemos GmbH)



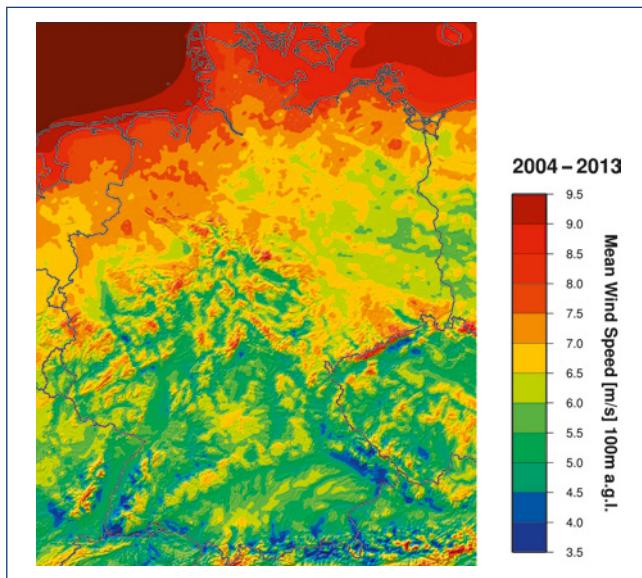


Abb. 28: Mittlere Windgeschwindigkeit [in m/s] 100 m über Grund 2004 bis 2013 (Datengrundlage anemos GmbH)

eines Windenergieprojektes sind neben den großräumigen Windbedingungen insbesondere die lokalen am Standort herrschenden Verhältnisse entscheidend.

Nutzung an Land

Die Windverhältnisse an Land werden, wie bereits beschrieben, sowohl von globalen Luftströmungen als auch von den örtlichen Rahmenbedingungen bestimmt. Küstenstandorte weisen im Allgemeinen über alle Jahreszeiten hinweg nahezu gleichmäßige Windgeschwindigkeiten auf, die im Winterhalbjahr höher als in der Sommerzeit sind. Binnenlandbereiche und insbesondere Gebirgsregionen sind hingegen von stark schwankenden Windverhältnissen und Turbulenzen geprägt. An Küstenstandorten können 50 bis über 100 % höhere Windenergieerträge als im Binnenland erwartet werden.

Nutzung auf dem Meer

Überaus günstige Windverhältnisse finden sich auf dem offenen Meer. Auf See kann im Allgemeinen mit hohen Mittelwerten der Windgeschwindigkeit und – aufgrund der meist glatten Wasseroberfläche – mit geringen Turbulenzen gerechnet werden. Damit erreichen Windkraftanlagen im Meer hohe Erträge bei relativ niedrigen dynamischen Belastungen. Insbesondere im Nord- und Ostseeraum sind aufgrund geringer Wassertiefen sehr große Offshore-Potenziale anzutreffen, die den momentanen Elektrizitätsbedarf in Dänemark, Großbritannien und den Niederlanden übertreffen und in Deutschland etwa die Hälfte erreichen.

Zur Erschließung und wirtschaftlichen Nutzung dieser großen Offshore-Potenziale sind jedoch noch enorme Vorarbeiten zu leisten. Diese umfassen ein sehr breites Spektrum, von kosten-günstigen und dauerhaften Fundamentierungen über Installation, Betrieb und Wartung auch Netzanbindung und Führung der Windkraftanlagen im Meer. Entsprechende Zeiträume für Forschung, Entwicklung und Erprobung konnten dazu in den letzten fünf Jahren genutzt werden. Mit einer großtechnischen Nutzung der Windenergie im Meer kann durchaus in den nächsten Jahren gerechnet werden.

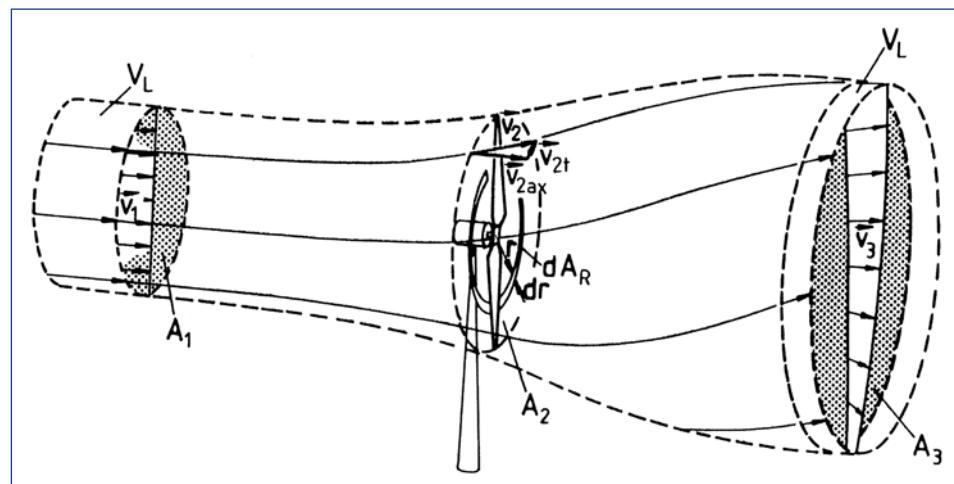
4.3 Energie aus dem Wind

Windturbinen beziehen Energie aus den natürlichen Bewegungen der Luft. Die Energiedichte des Windes ist relativ niedrig, gemessen an den auf konzentriertem Raum ablaufenden chemischen und physikalischen Prozessen in der konventionellen und nuklearen Energietechnik. Dementsprechend groß sind die Abmessungen von Turbinen bzw. Windrädern. Es entfallen allerdings die beim Kohle- und Uranabbau notwendigen Abbau und Abraumflächen oder Endlagerstätten. Ein hoher Bauaufwand zur Errichtung von Windkraftanlagen ist die Folge. Ausgelegt werden diese, von den Turbinenblättern bis zum Generator, auf eine Energieflussdichte von etwa 300 bis 600 Watt pro Quadratmeter Rotorkreisfläche. Um eine hohe Auslastung der Turbinen und Netze zu erreichen, werden momentan durchaus auch 200 bis 300 W pro Quadratmeter angestrebt (s. Abb. 5). Jahresmittelwerte der Leistung von etwa 100 bis 150 Watt pro Quadratmeter bzw. Energieerträge von ca. 1 000 kWh pro Quadratmeter werden mit Windkraftanlagen vielfach erreicht und von großen Anlagen auch übertroffen. Rotierende mechanische Systeme – Windräder oder Windturbinen – haben sich daher als die Anordnung mit der größten praktischen Bedeutung zur Umwandlung der Bewegungsenergie (kinetische Energie) des Windes erwiesen.

Prinzip der Energieumwandlung

Die Energie kann der anströmenden Luft durch Turbinen mit Flächen unterschiedlicher Anzahl, Form und Größe entzogen werden. Am häufigsten werden tragflügelähnliche Konstruktionen (Rotorflügel oder -blätter) verwendet, um die Strömungsenergie der Luft in mechanische Rotationsenergie umzuwandeln.

Die mit einer Geschwindigkeit v_1 ungestört anströmende Luftmasse m_L mit temperatur- und druckabhängiger Luftdichte ρ_L (Abb. 29) und entsprechendem Luftvolumen V_L bzw. Luftmasse m_L , hat die Bewegungsenergie $W = \frac{1}{2} \cdot m_L \cdot v_1^2 = \frac{1}{2} \cdot \rho_L \cdot V_L \cdot v_1^2$. Der Energieentzug aus dem Wind erfolgt durch Verzögerung der Luftströmung. Dieser entnimmt die Windturbine den Anteil $W_T = \Delta W = \frac{1}{2} \cdot \rho_L \cdot V_L \cdot (v_1^2 - v_3^2)$, also die Differenz zwischen einströmender und abströmender Energie. Da bewegte Luftmassen nicht aufgestaut (oder gespeichert) werden können, muss



■ Abb. 29: Strömungsverlauf am Windrad

das mit größerer Windgeschwindigkeit v_1 zuströmende Luftvolumen durch die Fläche A_1 nach Energieentzug am Windrad mit der Windgeschwindigkeit v_2 durch die Rotorfläche $A_R = A_2$ bei geringerer Windgeschwindigkeit v_3 durch eine entsprechend größere Fläche A_3 wieder abfließen. Dazu muss ein Teil der Bewegungsenergie der abströmenden Luft erhalten bleiben. Die Energiewandlung der Windturbine erfolgt durch Umlenkung der Luftströmung an den Rotorblättern, wodurch diese in Rotation versetzt werden. Der genaue Ablauf soll an einem Rotorblatt im Folgenden kurz erläutert werden. Weitergehende Ausführungen und Berechnungsmethoden sind in [1], [28], [29], [31], [34] und [35] dargestellt.

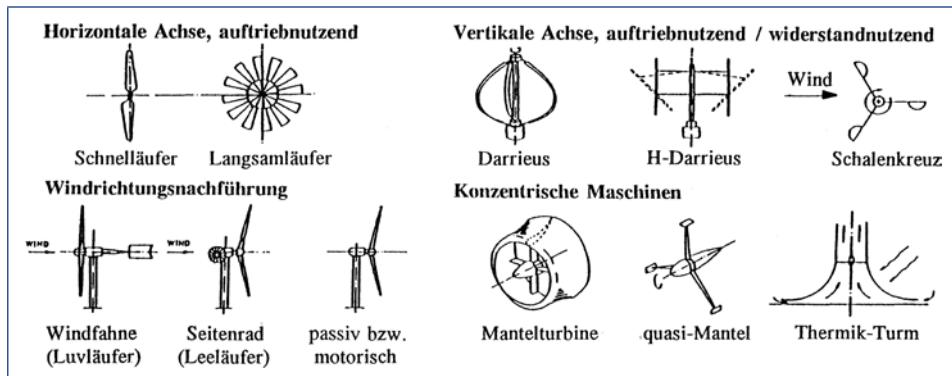
Systematik und Aerodynamik von Windturbinen

Die Umwandlung der kinetischen Energie des Windes zur technischen Anwendung ist mit verschiedenen Windradarten möglich (Abb. 30). Hinsichtlich der Bauform unterscheidet man zwischen Anlagen mit horizontaler und vertikaler Achse. Bezüglich der Art der Windenergiemwandlung wird unterschieden zwischen Turbinen, die den Widerstand an den Flächen der bewegten Teile oder den Auftrieb an den Flügeln nutzen.

Bei einer Windenergiemwandlung durch reine Widerstandsflächen, z.B. Halbkugelschalen, Brettkonstruktionen und andere dem Wind entgegenstehende Flächen, ist der Energieentzug aus der Luft geringer als bei auftriebnutzenden Windturbinen. Der Einsatz dieser Windenergielanlagen beschränkt sich wegen niedriger Drehzahlen im Allgemeinen auf mechanische Antriebe. Die Konstruktionen sind überwiegend einfach und sehr massiv ausgeführt und können maximal etwa 20 % der in der Luft enthaltenen Strömungsenergie entziehen.

Die meisten Windräder – sowohl mit horizontaler als auch mit vertikaler Achse – werden so konstruiert, dass sie die Auftriebskraft nutzen. Der Auftrieb entsteht durch Luftanströmung am Rotorflügel. Der Luftstrom an der Flügelunterseite erzeugt einen Überdruck, an der Oberseite entsteht ein Sog (Unterdruck). Beides zusammen bewirkt den Auftrieb und damit unter Berücksichtigung des Widerstandes die Drehung des Rotorflügels (Abb. 31).

Am Rotorblatt bzw. an einzelnen Profilsegmenten (Abb. 28) wirkt die resultierende Anströmgeschwindigkeit $v_{res} = v_r$. Diese wird aus der vektoriellen Summe der bereits verzögerten Windgeschwindigkeit an der Turbine $v_w = v_2$ und einer von der Rotordrehung herrührenden örtlichen Umfangsgeschwindigkeit v_u am Blattprofil gebildet. Sie wirkt der Rotordreh-



■ Abb. 30: Systematik der wichtigsten Windräder

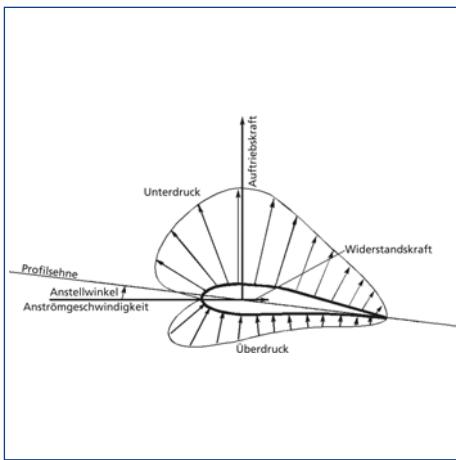


Abb. 31: Luftkräfte an einem umströmten Tragflügelprofil

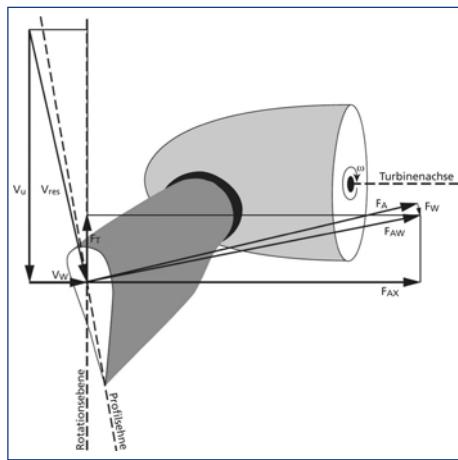


Abb. 32: Anströmgeschwindigkeiten und Luftkräfte an einem Auftrieb nutzenden Rotorblattsegment einer Windturbine

geschwindigkeit entgegen ($v_u = -\omega r_{Rotor}$) und ist vom Blattradius abhängig (s. Abb. 46), das heißt, sie ist in Nabennähe klein und nimmt an der Blattspitze maximale Werte an. Somit müssen sowohl die Blattbreite, die allgemein als Blatttiefe bezeichnet wird und der Länge der Profilsehne im Blatt entspricht, als auch die Stellung des Blattprofils zur Rotationsebene oder zur Turbinenachse entsprechend dem Radius unterschiedliche Werte einnehmen (Kap. 5).

Der resultierende Anströmgeschwindigkeit v_{res} entsprechend hat das Rotorblatt in gleicher Richtung eine der Drehbewegung entgegenwirkende Widerstandskraft F_W . Die wesentlich größere Auftriebskraft F_A wirkt senkrecht zur Anströmgeschwindigkeit v_r . Beide Größen gemeinsam bilden die aus Auftrieb und Widerstand hervorgerufene Kraft F_{AW} . Ihre Komponente in tangentialer Richtung F_t bewirkt die Drehung des Rotors und bildet somit das Drehmoment am Blattsegment der Turbine. Die Kraft in axialer Richtung F_{ax} hat hingegen die Belastung und Biegung der Rotorblätter sowie Schubkräfte am Turmkopf mit entsprechenden Lasten im Turm und Fundament zur Folge.

Die Turbine entnimmt durch die rotierenden Blätter aus der bewegten Luft Energie. Ein Auftrieb nutzendes Windrad kann nach Betz [29] einer Luftströmung nur maximal 59,3 % der Energie entziehen. Dann beträgt die Windgeschwindigkeit an der Turbine zwei Drittel bzw. weit hinter der Turbine ein Drittel der ungestörten Windgeschwindigkeit vor der Turbine. Die restlichen etwa 40 % der Leistung müssen in der abströmenden Luft enthalten bleiben (Abb. 29). Infolge von Wandlungsverlusten werden in der Praxis nur geringere Werte von etwa 40 bis 50 % erzielt. Eine vollständige Abbremsung der Luftbewegung auf $v_3 = 0$ würde an der Turbine einen Luftstau verursachen. Somit wäre das Einströmen von Luftmasse verhindert und kein Energieentzug mehr möglich.

Für Windräder werden daher nicht, wie beispielsweise für Wasserturbinen üblich, Turbinenwirkungsgrade, sondern Leistungsbeiwerte c_p angegeben. Diese Kenngröße gibt für Anlagen das Verhältnis der entzogenen zu der im anströmenden Wind enthaltenen Leistung an.

Kennwerte und Kennlinien von Windturbinen

Eine Verzögerung der Luftbewegung nach Abb. 29 kann sowohl mit vielen langsam bewegten als auch mit wenigen, schnell rotierenden Blättern erfolgen. Einfache Holz- oder Blechkonstruktionen erlauben nur langsame Bewegungsvorgänge mit hoher Blattzahl (mehr als sechs). Entsprechend groß sind die zu übertragenden Drehmomente. Sie erfordern sehr massive Ausführungen. Wenige, schnell rotierende Blätter (eins bis drei) erreichen eine höhere Leistung und somit bessere Leistungsbeiwerte (Abb. 33). Diese werden allerdings nur durch gut ausgeformte Tragflügelprofile ermöglicht, die durch kleine Strukturfläche und geringe Wirbelbildung der Drehbewegung wenig Widerstand entgegengesetzt. Dabei sind die zu übertragenden Drehmomente bei höherer Drehzahl entsprechend kleiner, was eine leichtere Ausführung der Übertragungselemente erlaubt. Wesentlichen Einfluss auf die Drehmoment- sowie Leistungsgröße bzw. deren Beiwerte haben die Drehzahl oder die sog. Schnelllaufzahl.

Die Schnelllaufzahl $\lambda = v_u/v_1$ gibt das Verhältnis zwischen der Umfangsgeschwindigkeit an der Blattspitze v_u und der Windgeschwindigkeit v_1 vor dem Windrad an. Durch die Umfangsgeschwindigkeit an der Blattspitze bzw. deren Maximalwert wird die Belastung der Rotorblätter bestimmt. Umfangsgeschwindigkeiten zwischen 50 und 120 m/s waren und sind durchaus üblich und sind für die Dimensionierung der Flügel sowohl von großen als auch von kleinen Anlagen maßgebend. Die Umfangsgeschwindigkeiten von marktführenden Windkraftanlagen liegen heute etwa zwischen 40 und 80 m/s. Damit können die Anlagen wesentlich leiser betrieben werden. Bei drehzahlstarren Anlagen werden Umfangsgeschwindigkeiten unter 70 m/s angestrebt, um die Rotorgeräusche möglichst niedrig zu halten. Da sich die Geschwindigkeit an der Blattspitze als Produkt von Radius und Umdrehungszahl der Turbine errechnet, ergeben sich für große Anlagen kleine Drehzahlen und umgekehrt. kW-Anlagen erreichen ungefähr drei Umdrehungen pro Sekunde bzw. 180 Umläufe während einer Minute. Dagegen sind bei MW-Anlagen etwa in drei bis fünf Sekunden eine Umdrehung bzw. während einer Minute ca. 10 bis 20 Umläufe zu beobachten.

Der Leistungsbeiwert ist neben der Dreh- bzw. Schnelllaufzahl auch vom Blatteinstellwinkel der Rotorblätter zur Drehebene des Windrades abhängig (Abb. 34). Erlaubt die Turbine eine Blatteinstellwinkelveränderung (Pitch), so kann bei hohen Windgeschwindigkeiten der Leistungsbeiwert bzw. die Anlagenleistung an den gewünschten Wert angeglichen werden.

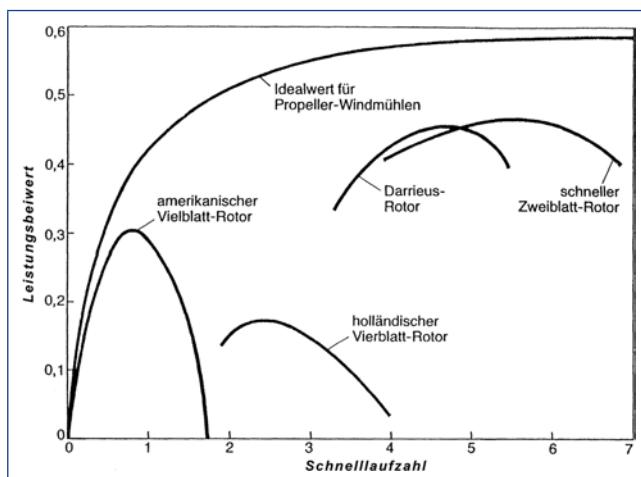
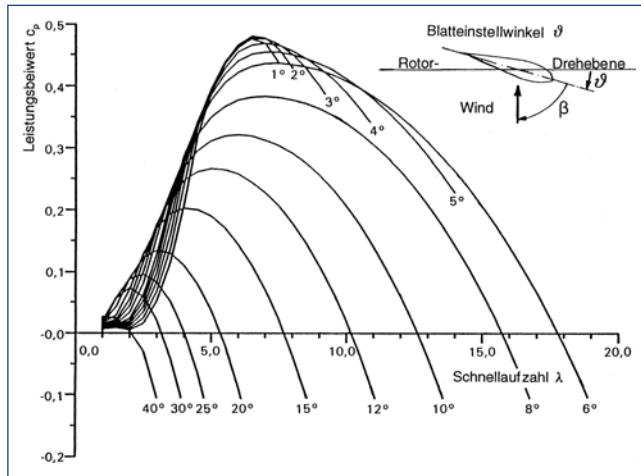


Abb. 33: Leistungsbeiwerte in Abhängigkeit der Schnelllaufzahl für verschiedene Windradtypen im Vergleich mit dem Idealwert

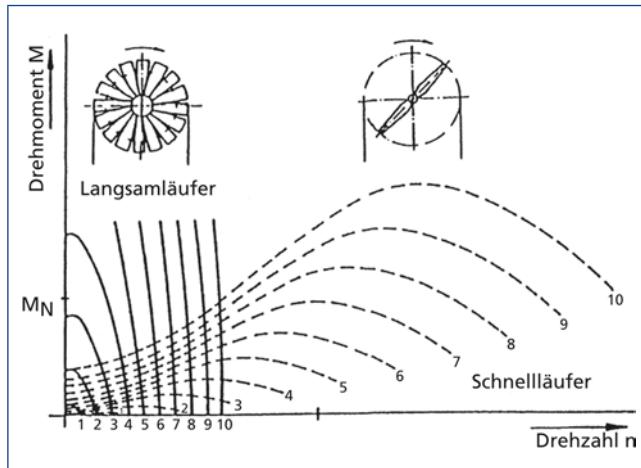
Abb. 34: Kennfeld des Leistungsbeiwertes einer Windenergieanlage mit drei Rotorblättern. Parameter: Blatteinstellwinkel zur Rotor-Drehebene



Schneldrehende Windräder (Darrieus-Rotor bzw. Zwei- oder Dreiblatt-Rotor) mit aerodynamisch geformten Blättern erreichen nach Abb. 33 bei Schnelllaufzahlen von ca. $\lambda = 4$ bis 7 C_p -Werte zwischen 0,4 und 0,5. Langsam drehende Anlagen (amerikanischer bzw. holländischer Vielblatttrotor) mit nicht aerodynamisch geformten Holz- oder Blechflügeln ($\lambda = 1$ bis 2,5) haben deutlich geringere Leistungsbeiwerte zwischen $C_p = 0,15$ und 0,3.

Um Windkraftanlagen vor Überlast zu schützen, muss bei Windgeschwindigkeiten über dem Auslege- bzw. Nennbereich einer Anlage ein Teil der Leistung abgeregelt werden. Dies kann dadurch erreicht werden, dass der Luftströmung nur ein kleinerer Energieanteil entzogen wird. Wie Abb. 34 verdeutlicht, kann z. B. bei einer Schnelllaufzahl von 7 durch Veränderung des Blatteinstellwinkels von 5° auf 12° der Leistungsbeiwert halbiert werden. Bei Anlagen ohne Blattverstellung lässt sich die Turbine durch höheres elektrisches Gegenmoment des Generators zu kleinen Schnelllaufzahlen führen und ebenfalls die Leistung reduzieren. Die so beeinflusste Windradleistung ergibt sich über den Leistungsbeiwert aus der Beziehung:

Abb. 35: Drehmoment-Drehzahl-Kennfeld für Langsam- und Schnellläufer bei festen Blatteinstellwinkeln und verschiedenen Windgeschwindigkeiten



$$P_W = C_P \cdot \frac{\rho}{2} \cdot A_R \cdot v_1^3$$

Die Rotorkreisfläche A_R ist durch die Konstruktion vorgegeben, die Windgeschwindigkeit unterliegt der Meteorologie und die Luftdichte ρ hängt in geringem Maße von der Höhe des Aufstellungsortes, dem Luftdruck sowie von der Temperatur ab.

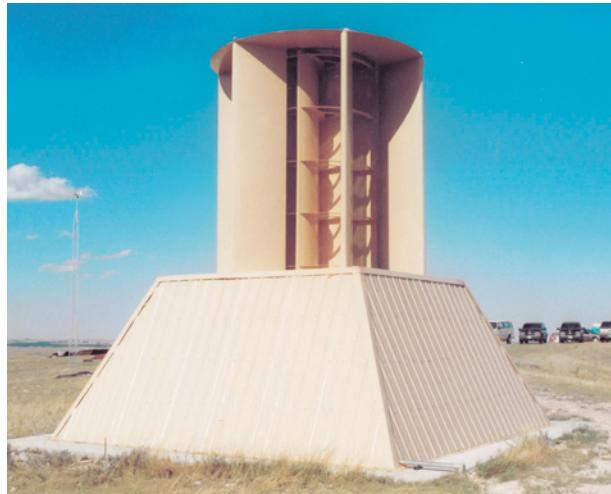
Sehr deutlich kommen die Unterschiede zwischen Langsam- und Schnellläufern in ihrem Anlauf- und Betriebsverhalten nach Abb. 35 zum Ausdruck. Die Drehmoment-Drehzahl-Kennfelder für Langsamläufer mit festen Blatteinstellwinkeln zeigen bei verschiedenen Windgeschwindigkeiten hohe Anlaufdrehmomente und enge Betriebsbereiche, für Schnellläufer dagegen sind wesentlich geringere Anlaufdrehmomente und weite Drehzahlbereiche mit hohen Drehmomenten charakteristisch. Schnellläufer können mit ein, zwei oder wie heute üblich mit drei Rotorblättern, Langsamläufer mit einer höheren Blattzahl (10 bis 20) ausgeführt werden.

5 Bauformen von Windkraftanlagen und Systemen am Markt

In Anlehnung an die Systematik der wichtigsten Windräder (Abb. 30) sind technische Ausführungen mit langsam laufenden, meist den Widerstand der Luftströmung nutzenden, und hochtourige, den Auftrieb an Blattprofilen umsetzenden Windturbinen mit horizontaler und vertikaler Achse anzutreffen. Mantel- und Thermik-Turm-Turbinen sind Beispiele von Sonderbauformen. Sie blieben bisher auf Einzelausführungen begrenzt. Historisch relevante Systeme wurden bereits in Kapitel 3 dargestellt. Im Weiteren werden von den Vertikalrotoren ausgehend, die Horizontalachsentränen kurz vorgestellt und Sonderbauformen erwähnt. Merkmale von Standardanlagen und Anlagen am Markt runden diesen Abschnitt ab.

5.1 Anlagen mit vertikaler Achse

Vertikalachsenrotoren stellen die älteste Form von Windenergieanlagen dar. Die frühen Bauarten wurden als reine Widerstandsläufer gebaut (Abb. 15). Schalenkreuze sind als Windgeschwindigkeitsmesssysteme noch immer weit verbreitet. In Abwandlung zu ihnen finden Savonius-Rotoren, die den Namen ihres finnischen Erfinders tragen, als Lüfterlaufrad auf Kühlfahrzeuge etc. eine breite Anwendung. Auch als Windräder wurden sie in sehr unterschiedlichen Konstruktionen zur Stromerzeugung ausgeführt (Abb. 36). Weiterhin kamen Savonius-Rotoren als Anlaufhilfe für Darrieus-Turbinen mit zwei oder drei Rotorblättern zum Einsatz (Abb. 37). Die klassische Ausführung ist nach ihrem französischen Erfinder benannt, wobei die Blätter in Form von sogenannten Kettenlinien¹ gebogen sind. Eine Abwandlung mit ungebogenen Blättern stellen die sogenannten H-Darrieus-Turbinen dar (Abb. 38).



■ Abb. 36: Savonius-Windkraftanlage (links) und abgewandelte Bauform TMC-Anlage (rechts)

¹ Kettenlinie ist die Form, die eine frei bewegliche Kette oder ein Seil mit gleichbleibender (konstanter) Gewichtsverteilung durch die Schwerkraft annimmt.



Abb. 37: Darrieus-Turbine mit Savonius-Anlaufhilfe



Abb. 38: Zweiblatt-H-Darrieus-Turbinen. Links: Generator am Boden und rechts: mit Generator am Anlagenkopf

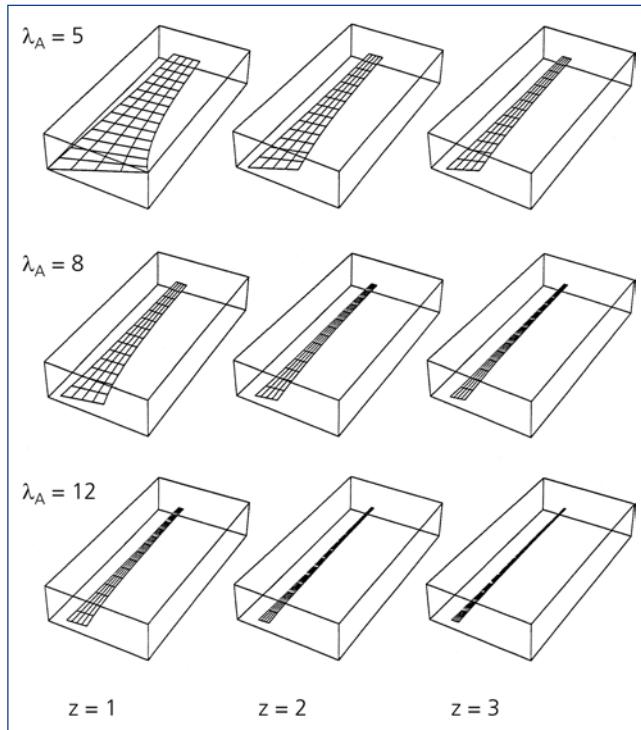
Die Vertikalachsenrotoren haben einen überaus einfach anmutenden Aufbau. Die Grundform der Darrieus-Rotoren platzierte Getriebe und Generator in Fundamentnähe. Dadurch sind günstige Aufbau- und Wartungsmöglichkeiten gegeben. H-Darrieus-Turbinen wurden erstmals im Hinblick auf arktische Einsatzmöglichkeiten im 30-kW-Bereich getriebelos ausgeführt. Eine 300-kW-Anlage wurde mit rotierendem Turm und großem Ringgenerator am Boden getriebelos konzipiert. Die Weiterentwicklung führte zu einer Konstruktion mit Dreibeinturm und Ringgenerator im Anlagenkopf. Weitergehende Ausführungen über Vertikalachsenwindturbinen sind in [27], [31], [34] und [35] zu finden.

Grundproblem bei netzstarr gekoppelten Anlagen sind starke Leistungspendelungen beim Turbinenumlauf. Diese lassen sich in der elektrischen Abgabeleistung durch drehzahlvariable Generatorsysteme mit Umrichter erheblich abmindern. Im Prinzip können Darrieus-Anlagen nicht selbst anlaufen. Durch Böen und andere Einwirkungen können sie jedoch – in Normal- oder auch in Gegendrehrichtung – in Betrieb gesetzt werden. Durch die Rotation der Blätter halbseitig gegen und anschließend mit der Windrichtung, wirken die Kräfte zwar stets in Vortriebrichtung, jedoch wechselweise nach innen und außen am Profil und verursachen somit große Wechselkräfte, die Schwingungen anregen. Trotz einiger Vorteile konnten sich Vertikalachsenrotoren bisher nicht am Windkraftanlagenmarkt durchsetzen. Momentan wird jedoch eine Vielzahl kleinerer Systeme unterschiedlicher Ausführungen angeboten. Die folgenden Darstellungen beschränken sich daher auf Turbinen mit horizontaler Achse, da diese am weitesten verbreitet sind und den Windkraftanlagenmarkt beherrschen.

5.2 Anlagen mit horizontaler Achse

Historische Windmühlen waren, wesentlich durch die einfache Nabekonstruktion begründet, mit vier Flügeln ausgestattet, die vor dem Turm montiert wurden. Moderne Rotorblatt- und Nabenausführungen ermöglichen auch Drei-, Zwei- oder Einblattkonstruktionen, die, aus der Windrichtung gesehen, vor dem Turm als sogenannte Luvläufer oder hinter dem Turm als Leeläufer betrieben werden.

Abb. 39: Optimale Rotorblattformen für drei unterschiedliche Rotorblätter ($z = 1, 2, 3$) und Auslegungsschnelllaufzahlen ($\lambda_A = 5, 8, 12$)



Die Anfänge der modernen Windkrafttechnik waren stark durch die Aerodynamik und Flugtechnik geprägt. Daraus resultierten vielfach innovative und technisch sehr aufwendige Leichtbaukonzepte bei Turbinen- und Nabekonstruktionen. Es herrschte zum Teil die Meinung, dass eine Windkraftanlage mit bestmöglichen Rotorblättern und einfachen, konventionellen Getriebe-, Generator- und Netzverbindungskomponenten das Ziel der Entwicklungen sei. Kern dieser Philosophie war, dass möglichst wenige hochfeste und aufwendig gefertigte Rotorblätter (drei, besser zwei oder nur eines) die Kosten von Windkraftanlagen dominieren würden. Dieser Logik folgend müsste also eine kostengünstige Windturbine möglichst wenige Rotorblätter haben. Folge war die Entwicklung von Einflüglern, eine für die auf Nabe und Turm wirkenden Kräfte äußerst ungünstige Bauweise.

Um die Luftströmung in der nach Abb. 29 gegebenen Form beeinflussen zu können, ist es möglich, die Energieumwandlung mithilfe vieler Blätter bei langsamer Drehbewegung zu vollziehen oder die gleiche Energie durch wenige Flügel mit schneller Rotation zu entnehmen. Weiterhin kann die optimale Windgeschwindigkeitsverzögerung auf ein Drittel der Anströmung bei gleicher Rotationsgeschwindigkeit durch einen sehr tiefen bzw. zwei oder drei Flügel entsprechend kleinerer Tiefe erreicht werden (Abb. 39). Dementsprechend unterscheiden sich die Rotorblätter in ihrer äußeren Kontur und in ihrer Stellung zur Windrichtung bzw. zur Rotationsebene.

Technisch sinnvolle Konstruktionen sind allerdings nur in der Diagonalen von links unten nach rechts oben in Abb. 35 möglich. Diese werden erreicht bei Anlagen mit vielen (3) Blättern und niedriger Auslege-Schnelllaufzahl (z.B. $\lambda_A = 5$) bzw. bei nur einem Blatt und hoher Schnelllaufzahl ($\lambda_A = 12$).

Die vielfach verbreitete Meinung, dass eine größere Anzahl von Rotorblättern zu höherer Leistung und somit zu höheren Energieerträgen führen würde, soll an dieser Stelle relativiert werden. Nach [31] ergeben sich die maximalen Leistungsbeiwerte einer Turbine bei gleicher Blattlänge wie folgend:

- für ein Blatt $c_{p \max} = 0,42$ bei $\lambda = 14$
- für zwei Blätter $c_{p \max} = 0,46$ bei $\lambda = 10$
- für drei Blätter $c_{p \max} = 0,47$ bei $\lambda = 8$
- für vier Blätter $c_{p \max} = 0,48$ bei $\lambda = 7$

Der Übergang von zwei auf drei Blätter erhöht $c_{p \max} = 0,46$ auf 0,47, also ca. 2 %. Diese 2 % größere Leistung kann z. B. durch 1 % größeren Durchmesser leicht ausgeglichen werden. Ein weiterer Vorteil von Turbinen mit kleiner Blattzahl ist die sich dadurch ergebende hohe Schnell- auf- bzw. Turbinendrehzahl. Die mechanische Turbinenleistung ergibt sich aus dem Produkt der Winkelgeschwindigkeit ω_T bzw. deren proportionaler Drehzahl n_T mal dem Drehmoment M_T als $P_T = \omega_T \cdot M_T = 2\pi \cdot n_T \cdot M_T$. Somit wird bei hoher Drehzahl das Turbinendrehmoment entsprechend kleiner, was Welle, Getriebe, Generator – also alle Triebstrangkomponenten – kleiner und kostengünstiger auszulegen erlaubt.

Turbinen mit einem Blatt (Abb. 40) nehmen eine Sonderstellung ein. Pläne für 5-MW-Anlagen lagen in den 80er-Jahren vor. Neben kleinen Einheiten im 30-kW-Bereich wurden Systeme der 600-kW-Klasse als größte Anlagen ausgeführt. Sie konnten sich jedoch aufgrund ihres asymmetrischen Aufbaus und unruhigen, schwingungsbehafteten Laufes nicht auf dem Markt durchsetzen. Ihnen gegenüber bieten punktsymmetrische Zweiblattrotoren (Abb. 41) aufgrund besseren Massen- und Auftriebskräfteausgleichs durchaus Vorteile. Weiterhin lassen sich bei Sturm günstigere Sicherheitspositionen einstellen, was bei sehr großen MW-Turbinen möglicherweise Vorteile gegenüber Dreiblattrotoren (Abb. 42) bieten könnte. Diese bilden als flächensymmetrisches System mit niedrigster Blattzahl den besten Rundlauf der Turbine mit den kleinsten Antriebs- und Giermomentschwankungen am Turmkopf. Dies sind Hauptgründe, weshalb dreiblättrige Luv-Rotoren den Markt deutlich dominieren. Die Zweiblattturbine nach Abb. 37 war das erfolgreichste System der sogenannten zweiten Generation von MW-Anlagen der 80er-Jahre.



Abb. 40: Einblatt-Turbine
Monopteros (MBB), 640 kW
Nennleistung, 56 m Rotordurch-
messer



Abb. 41: Zweiblatttrotor
Aeolus II (MBB), 3 MW Nenn-
leistung, 80 m Rotordurch-
messer



Abb. 42: Dreiblattturbine
Nordex 117, 2 400–3 000 kW
Nennleistung, 117 m Rotor-
durchmesser



a) optimale Form (Carter)



b) Trapezform (Windmaster)



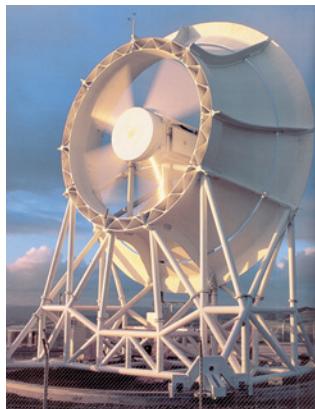
c) Rechteckblatt (Aerosmart)

Abb. 43: Ausgeführte Rotorblattformen

Um optimale Luftverzögerung an der gesamten Turbine vom Naben- bis zum Blattspitzenbereich zu erhalten, muss die Kontur der Rotorblätter hyperbolisch geformt ausgeführt werden (Abb. 43a). Bei der technischen Ausführung von Rotorblättern wird die optimale Blattkontur im Allgemeinen meist durch die Trapez- oder gar die Rechteckform angenähert (Abb. 43b). Dabei erreichen überwiegend eingesetzte Trapezflügel ähnlich hohe Leistungsbeiwerte wie optimal geformte Blätter. Rechteckumrisse (Abb. 43c) haben dagegen in der Nähe der Auslegungsschnelllaufzahl ein merklich niedrigeres Maximum des Leistungsbeiwertes zur Folge. Beim Verlassen des Auslegungszustandes ergeben sich jedoch erweiterte Betriebsbereiche mit zum Teil auch günstigeren Leistungsbeiwerten.

5.3 Sonderbauformen

Neben Horizontal- und Vertikalachsen-Anlagen herkömmlicher Bauart wurden auch ummantelte Turbinen in Betracht gezogen. Diese können konzentrierende oder absaugende Effekte (Abb. 44) bzw. auch die Thermik einer sonnenbeschiene Abdeckung (Folie als Kollektor) in Verbindung mit dem Kamineffekt einer sogenannten Thermik-Turm-Anlage (Abb. 45) nutzen.

**Abb. 44:** Vortex-Turbine**Abb. 45:** Aufwindkraftwerk

Beim Übergang zwischen der von der Windturbine beeinflussten zu der außerhalb von der Anlage unbeeinflussten Strömung (Abb. 29) entstehen Turbulenzen und Rückströmungen, die insbesondere das Leistungsvermögen an den Randbereichen der Anlage verringern. Durch abgegrenzte Luftströmungen bei Mantelturbinen können diese Nachteile vermieden werden. Sie sind sogar in der Lage, die Leistung im Vergleich zu frei umströmten Anlagen zu steigern. Die in Abb. 44 gezeigte Vortex-Turbine wurde ohne öffentliche Förderung im windreichen Neuseeland entwickelt und erprobt. Statt der achtfachen Leistung im Vergleich zur frei umströmten Turbine mit entsprechendem Durchmesser ergaben Messungen jedoch nur 4- bis 5-fache Leistung. Dadurch war die finanzielle Grundlage für eine Weiterentwicklung der Anlage nicht gegeben.

Das Aufwindkraftwerk nach Abb. 45 wurde als Versuchsanlage im sonnenreichen Südspanien errichtet. Mit 200 m Turmhöhe und 10 m Turmdurchmesser sowie einer Kollektorfläche mit 250 m Durchmesser erreichte die Aufwindturbine mit vertikaler Achse, die nahe dem Turmfuß platziert war, ca. 50 kW Leistung. Der hohe Bauaufwand beider Systeme ist der Hauptgrund dafür, dass diese Sonderbauformen sich nicht am Markt etablieren konnten.

5.4 Merkmale von Standardanlagen

Weltweit zeigt sich eine Dominanz von dreiblättrigen Luv-Rotoren. In den 80er- und 90er-Jahren haben Anlagen bis in die MW-Klasse, die nach dem sogenannten dänischen Konzept ausgeführt wurden (d.h. passiv stallgeregelte Turbine, Triebstrang mit Getriebe, direkt netzgekoppelter Generator), den Markt deutlich beherrscht. Aktiv-stall- und blatteinstellwinkel-geregelte Anlagen sowie drehvariable Triebstrangkonzepte mit doppeltgespeisten Asynchrongeneratoren oder voll umrichtergespeisten Synchrongeneratoren ohne Getriebe bildeten bis zum Jahr 2000 weltweit eher die Ausnahme.

Im Gegensatz zum weltweiten Trend war in Deutschland bereits in den 90er-Jahren ein deutlicher Trend zu drehzahlvariabel betriebenen blatteinstellwinkelgeregelten Dreiblatt-Turbinen zu erkennen. Dadurch konnten hier der Schritt zur Multi-MW-Klasse leichter vollzogen werden. Derartige Anlagen prägen den momentanen und den zukünftigen Markt. Weltweit bevorzugt die überwiegende Anzahl der Hersteller bisher konventionelle Getriebe-Triebsstrang-Ausführungen. Der deutsche Marktführer Enercon ist hingegen bereits in den frühen 90er-Jahren zu getriebelosen Konzepten gewechselt und hat diese Richtung beibehalten.

Standardanlagen sind momentan auf den 2,5- bis 3-MW-Bereich mit großem Rotordurchmesser und hohen Türmen ausgerichtet. In dieser Leistungsklasse dominieren blatteinstellwinkel-geregelte Dreiblatt-Turbinen, die durchweg drehzahlvariable Triebstrangkonzepte aufweisen. Von der überwiegenden Zahl der Hersteller wurden bisher doppeltgespeiste Asynchrongeneratoren eingesetzt. Asynchrongeneratoren mit Vollumrichter bilden eher die Ausnahme. Getriebelose Ausführungen mit Synchrongeneratoren, elektrischer Erregung und Vollumrichter beherrschten in Deutschland bisher den Markt. Eine große Vielzahl auch namhafter Hersteller favorisiert momentan Konzepte mit permanenterregten Synchrongeneratoren mit oder ohne Getriebe und Vollumrichtern. Bisher werden die Generator- und Umrichtersysteme überwiegend für Niederspannungsbereiche ausgeführt. Als Türme kommen hauptsächlich Stahlrohr- sowie zunehmend auch Betonausführungen in Segment und Gleitschalbauweise bzw.

Hybridtürme (unten Beton- oben StahlTurm) zum Einsatz. Gittermasten und Holztürme etc. bilden in Deutschland eher die Ausnahme.

5.5 Anlagen am Markt

Um einen Überblick zu geben, werden acht marktübliche Größenklassen unterschieden, die hinsichtlich Getriebe-Generator-System, Regelung, Nachführung und Bremsystem sowie der Nabenhöhe kurz beschrieben sind. Preise sind vielfach nur auf Anfrage zu erhalten. Detaillierte Ausführungen sind in »Kleinwindanlagen« [36] bzw. »Jahrbuch der Windenergie 2015« [37] wiedergegeben.

Das Leistungsspektrum reicht von 25 W (Rutland) bis 7,5 MW (Enercon). Momentan werden nach [37] von 334 Herstellern Kleinwindkraftanlagen bis 100 kW am Markt angeboten. Davon sind 58 Hersteller in USA, 57 in China und 27 in Deutschland, also nahezu die Hälfte in drei Ländern, angesiedelt. Bei großen Anlagen konzentriert sich der Markt nach [37] auf 12 Hersteller, die 68 Anlagentypen zwischen 800 kW und 7 580 kW Leistungsvermögen verfügbar haben. Weitere Anlagen werden am chinesischen Markt angeboten.

Kleinst-Anlagen

In einer großen Vielfalt werden 95 Kleinstanlagen unter 5 kW am Markt angeboten. Dabei ist zu bedenken, dass die meisten dieser Turbinen als Prototypen oder wenige Einzelanlagen in [36] aufgeführt sind. Allerdings kann der Hersteller Southwest Windpower mit AIR 40 (0,2 kW) auf 160 000 Kleinstanlagen als Referenz verweisen. Skystream 1,7 (2,4 kW) ebenfalls von Southwest Windpower (USA) hat etwa 6 500 Anlagen mit sichelförmig gebogenen Rotorblättern gebaut. Weitere Hersteller (Skystream, Bornay, Ampair, Fortis und Windspot) erreichen 6 500 bis 1 000 Anlagen.

Am Markt etablierte Anlagen sind überwiegend mir horizontaler Achse und getriebelos mit Permanentmagnet-Generator ausgeführt. Auf eine Turbinen-Regelung wird zum Teil gänzlich verzichtet, andere Hersteller kippen den Rotor aus dem Wind oder nutzen eine passive Blattwinkelverstellung. Ein Abbremsen wird meist durch Generatorkurzschluss ermöglicht. Die Windrichtungsnachführung übernimmt in der Regel eine Windfahne. Kleinstanlagen werden überwiegend als Batterielader eingesetzt. Neben frei umströmten Horizontalachsenanlagen, werden auch Mantelturbinen sowie eine Vielzahl von Vertikalachsenrotoren mit geraden, gebogenen, verwundenen oder gar ball- sowie rechteckförmigen Turbinen aus nahezu allen Erdteilen insbesondere aus China angeboten.

10-kW-Klasse

Im Bereich zwischen 5 und 25 kW werden 24 Anlagen, ebenfalls überwiegend als Test- oder Einzelanlagen ausgeführt, angeboten. Dreiblatt-Vertikalachsenrotoren haben mehrere Hersteller im Sortiment. Im unteren Leistungsbereich kommen vielfach getriebelose Ausführungen oder Einheiten mit Planetengetrieben und überwiegend Permanentmagnetgeneratoren zum Einsatz. Ab ca. 10 kW finden Stirnrad- und Planetengetriebe sowie kombinierte Systeme hauptsächlich in Verbindung mit Asynchrongeneratoren Anwendung. Zur Regelung der Anlagenleistung werden Blatteinstellwinkel- und Stallregelung gleichermaßen angewandt. Das Abbremsen der Turbine erfolgt über Scheibenbremsen, Generatorkurzschluss, Blattwinkelverstellung oder Handabschaltung.

50-kW-Einheiten

Zwischen 30 und 75 kW werden 13 Anlagen am Markt angeboten. Zwei der Hersteller (C & F Green Energy und Enertec) können auf über 1000 gefertigte Anlagen verweisen. Zehn Anlagen haben Dreiblatt-Horizontal und fünf Anlagen Dreiblatt-Vertikalachsen-turbinen. Auch in dieser Größenordnung überwiegt die Windfahne zur Azimutnachführung der Horizontalachsenmaschinen. Als Generatoren kommen Synchronmaschinen mit Permanenten-terregung und Asynchronmaschinen zum Einsatz. Stallgeregelte Turbinen dominieren sonst den Markt. Blattspitzenverstellung, Scheibenbremsen und Generatorkurzschluss übernehmen Sicherheitsfunktionen.

100-kW-Klasse

Anlagen mit einer Leistung von über 75 und bis 100 kW werden von vier Herstellern angeboten. Die Technik ist ähnlich wie bei 50 kW-Systemen mit aktiver Azimutsteuerung ausgeführt. C & F Green Energy gibt auch in dieser Klasse über 1000 installierte Anlagen an.

500-kW-Kategorie

Die früher sehr beliebte Größenordnung mit großen Marktanteilen der 100 bis 750 kW-Einheiten ist vollständig vom Markt verschwunden.

1-MW-Systeme

In der Kategorie 800 kW bis 1,8 MW sind nur 5 Anlagen am Markt erhältlich. Eine marktführende Position nehmen über 1900 installierte Enercon E-48 und 1300 E-53 mit jeweils 800 kW bzw. 600 E-44 mit 900 kW ein. Leitwind hat mit knapp 200 LTW 77 (1500 kW) bzw. 50 LTW 80 (1800 kW) wesentlich kleinere Installationszahlen aufzuweisen. Die getriebelosen Varianten sind von Enercon mit sogenannten Ringgeneratoren (elektrisch erregte Synchronmaschinen) bzw. von Leitwind mit permanenterregten Synchrongeneratoren und Vollumrichtern sowie mit Blatteinstellwinkelregelung ausgestattet. Zur Windrichtungsnachführung werden vier elektrische Getriebemotoren eingesetzt. Die Nabenhöhen liegen zwischen 50 und 120 m.

2- bis 3-MW-Klasse

Der Bereich zwischen 2,0 bis 3,5 MW umfasst 40 Anlagentypen. Diese Großanlagenklasse beherrscht momentan den Anlagenmarkt. Daher sind hier alle großen Hersteller vertreten. Diese Anlagenkategorie ist im Wesentlichen geprägt von 2 MW, 2,5 MW und 3 MW-Turbinen. Höchste Herstellungszahlen erreichen mit 4600 Enercon E-70 bzw. 3200 E-82 mit jeweils 2,3 MW. Allerdings sind 3 MW-Anlagen stark nachgefragt.

Die Anlagen sind mit Dreiblattturbine und Blatteinstellwinkelregelung aufgebaut. Triebstrangausführungen mit kombinierten Stirnrad- und Planetengetrieben und doppeltgespeisten Asynchrongeneratoren dominieren diese Klasse. Kurzschlussläufer-Asynchrongeneratoren mit Vollumrichter (Siemens-Wind Power A/S) sowie die getriebelosen Enercon E70 und E82 mit Synchrongenerator und Vollumrichter sind auf die beiden Traditionssunternehmen konzentriert. Permanenterregte Synchrongeneratoren mit Getriebe und Vollumrichter (GE, Vestas, Vensys) bilden in der 2- bis 3-MW-Klasse eine weitere Variante. Die Windrichtungsnachführung wird durch vier bis acht elektrische Getriebemotoren ausgeführt. Die Nabenhöhen liegen zwischen 60 und 150 m.

5-MW-Klasse

Die Königsklasse ab 4 MW wird durch Pilot- und Serienanlagen weniger Hersteller geprägt. Der deutsche Marktführer Enercon ist bereits Ende 2002 mit der E112 (112,8 m Rotordurchmesser, 4,5 MW) in diese Größenordnung eingestiegen. Die Anlagen wurden 2007 auf 126 m Turbinendurchmesser und 6 MW und zwei Jahre später auf 7,5 MW Leistungsvermögen erhöht. Über 60 Einheiten wurden bis 2014 aufgebaut. Die REpower 5 M bzw. 6 M mit 126 m Rotordurchmesser wurden seit 2004 bzw. 2009 aufgebaut und übernommen als Senvion 6,2 M 126 bzw. mit Senvion 6,2 M 152 auf 152 m Rotordurchmesser erweitert. 5 bzw. 6 MW-Einheiten von BARD mit 120 m Turbine folgten, deren Fertigung inzwischen eingestellt wurde. Bereits seit Ende 2004 wurden zehn AREVA Wind M5000 mit 116 m Durchmesser aufgebaut. Siemens Wind Power SWT-3.6-120 mit 3,6 MW und 120 m-Turbine folgte seit 2009 mit SWT-4.0-130 mit 4 MW und 130 m Rotor sowie SWT-6.0-154 mit 6 MW und 154 m Turbine. Weitere Anlagen der zweiten Generation (s. Abb. 4) folgen mit Vestas, Samsung und Alstom. Alle Hersteller dieser Klasse wenden die Blatteinstellwinkelregelung an. Dabei kommen Synchrongeneratoren mit elektrischer oder Permanenterregung und Vollumrichter sowie doppeltgespeiste Asynchronmaschinen mit Teilumrichter zum Einsatz. Die Windrichtungsnachführung wird von mehreren (z. B. acht) elektrischen Getriebemotoren vorgenommen. Die Nabenhöhen liegen zwischen 70 und 136 m. 150 m und mehr bilden eher Ausnahmen. Da nahezu alle erfolgversprechenden Anlagenkonzepte ausgeführt wurden und z. T. bereits seit einem Jahrzehnt erprobt werden, lassen sich auch in dieser Klasse ausgezeichnete Perspektiven erwarten.

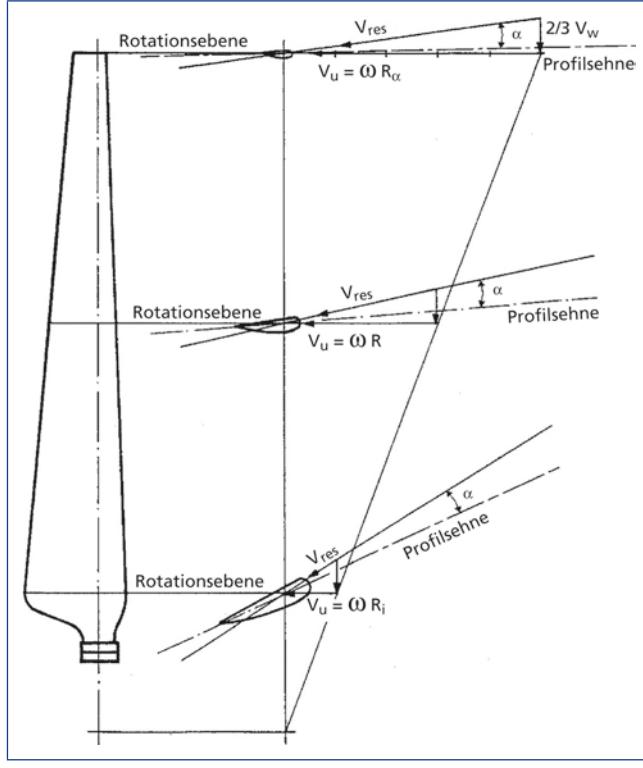
6 Komponenten und Technik von marktgängigen Anlagen

Der Windkraftanlagenmarkt wird von Horizontalachsenwindturbinen beherrscht. Diese können gegenüber Vertikalachsenanlagen einen größeren Windgeschwindigkeitsbereich nutzen. Weitere Vorteile bestehen beim Anlaufverhalten und bei der Regelbarkeit (Abb. 33, 34, 35). Die Hauptbaugruppen sind Turbinen mit Regeleinrichtung, Triebstrang mit mechanisch-elektrischem Energiewandler (Generator, mit oder ohne Getriebe bzw. Umrichter), Maschinenhaus, Windrichtungsnachführung, Turm und Sicherheitseinrichtungen (z.B. Rotorbremse, Blitzschutz). Diese Hauptbaugruppen sollen im Folgenden näher betrachtet werden.

6.1 Turbine

Von der Windturbine wird – neben einer hohen aerodynamischen Leistung – ausreichende Stabilität und Festigkeit bei möglichst niedrigen Herstellungskosten und kleinem Gewicht gefordert. Eine entscheidende Rolle spielen dabei Anzahl der Rotorblätter, Rotordrehzahl bzw. Schnelllaufzahl, die Bauweise, die Geometrie der Flügel sowie die Anordnung zu ihrer Verstellung und die Nabekonstruktion.

Einzeln oder gemeinsam kardanisch (also beweglich) mit der Nabe verbundene Rotorblätter, sogenannte **Schlaggelenk-** bzw. **Pendelnaben**, wurden bis in die 70er- und 80er-Jahre



■ Abb. 46: Verwindung des Rotorblattes

angewandt, um Turbinen zu entlasten. Zusätzlich erforderliche Stabilisierungsmaßnahmen und komplexere Nabenausführungen waren die Folge. Der erhöhte Bauaufwand verteuerte die Anlagen und machte sie anfälliger für Störungen. Marktgängige Anlagen werden daher mit **starrer Nabe** ausgeführt.

Unterschiedliche Anzahl der Rotorblätter und ihre Tiefenverteilung sind in Abb. 39 dargestellt. Die Stellung zur Windrichtung bzw. zur Rotationsebene soll im Folgenden diskutiert werden.

Rotorblattverwindung und Blattstellung

Die Umfangsgeschwindigkeit der Turbine ist an der Blattspitze groß und in Nabennähe relativ klein. Bei gleicher resultierender Beeinflussung der Luftströmung ist eine kleine Blatttiefe an der Spitzte und eine große Blatttiefe in Nabennähe notwendig. Um beim Betrieb der Anlagen auf der gesamten Blattlänge ähnliche Strömungsverhältnisse zu erreichen, müssen auch ähnliche Anströmrichtungen am **Blattdprofil** zwischen Blattspitze und Nabennähe erreicht werden. Diese ergeben sich dadurch, dass die Profilanströmung im Auslegungsbereich (z.B. Nennbetrieb) an allen Radien nahezu gleich ist (Abb. 46). Der Anströmwinkel α ergibt sich als Differenz zwischen der Profilstellung zur Rotationsebene und der resultierenden Profilanströmung. Diese ist die vektorielle Summe aus der Windgeschwindigkeit und der bei Rotation des Blattes entstehenden Umfangsgeschwindigkeit.

Rotorblattprofile stehen daher im Bereich der Spitzte nahe der Rotationsebene. In Nabennähe werden sie hingegen stärker zur Windrichtung weisend verwunden. Neben der geometrischen Form und der Profilierung ist bei den Rotorblättern auch Massenbelegung, Materialfestigkeit etc. zu berücksichtigen. Durch die **Wahl des Materials** (z.B. heute übliche Glas- und Kohlefaserverbundwerkstoffe sowie Stahl, Aluminium, Holz, Holzkomposit u.a. sowie



Abb. 47: Rotorblatt-Fertigung mit Verbundwerkstoffen



Abb. 48: Vorgebogenes Rotorblatt (Nordex N 117/117 m Rotordurchmesser)

deren Kombinationen) und durch die Fertigungsmöglichkeiten (Abb. 47) sind **Flügelaufbau** und **Profilgüte** und damit auch die erzielbare Leistung gegeben. Die notwendige Distanz der Flügel zum Turm lässt sich insbesondere bei Großanlagen im MW-Bereich auch im Betrieb bei hohen Windgeschwindigkeiten mit vorgebogenen Blättern erreichen (Abb. 48).

Trotz der weit verbreiteten Meinung, dass der nabennahe Innenbereich der Rotorblätter nur unwesentlich zur Drehmoment- und Leistungsbildung an der Turbine beitragen würde, setzt Enercon etwa seit der Jahrtausendwende bis zur Nabe reichende Rotorblattkonstruktionen um. Hierzu ist ein speziell dafür geformter Nabenschluss erforderlich (Abb. 49). Abb. 50 verdeutlicht den Unterschied zu bisherigen Turbinenausführungen im direkten Vergleich.



■ **Abb. 49:** Enercon-Rotorblatt-Nabenanschluss



■ **Abb. 50:** Vergleich zwischen Turbinenausführung mit Rotorblattprofil bis zum Nabenschluss ausgeformt (a) und konventioneller Konstruktion (b)

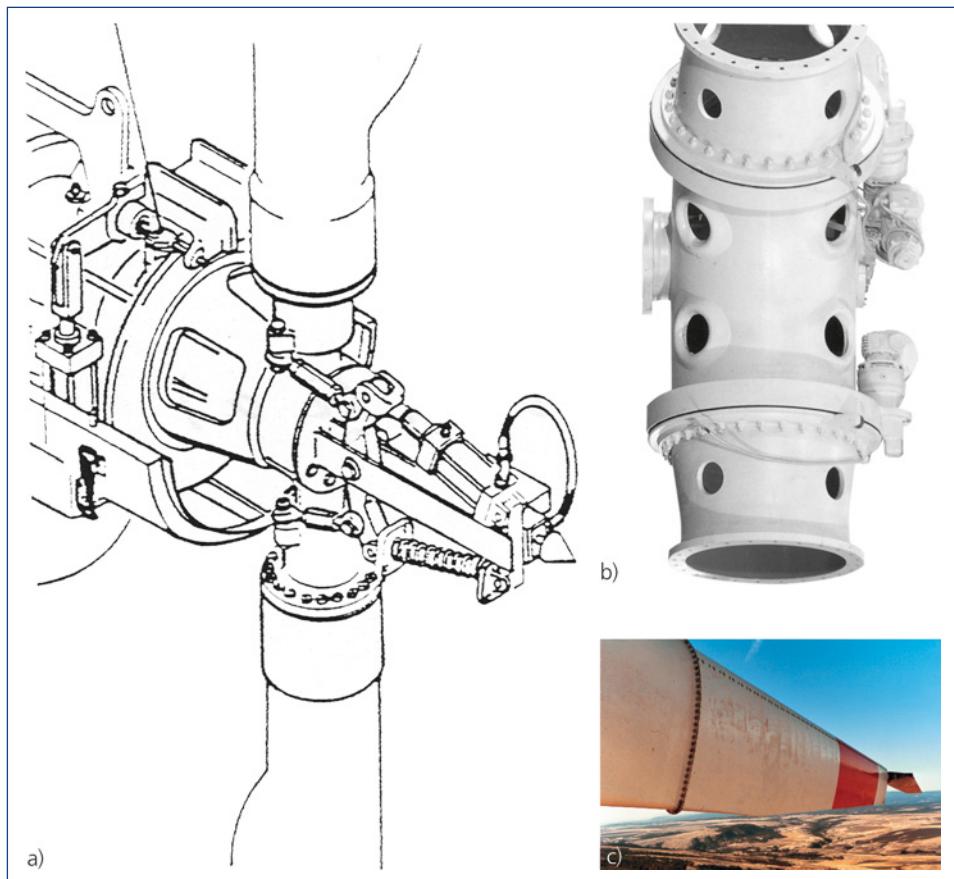


Rotorblattverstellung

Eine Windturbine soll einerseits hohe Energieerträge erzielen. Andererseits muss bei Böen und Sturm die Windkraftanlage vor Überlast und kritischen Betriebszuständen geschützt werden.

Entsprechend Abb. 34 lassen sich der Leistungsbeiwert und damit die Windradleistung je nach Schnelllaufzahl einstellen durch Veränderung

- der **Drehzahl** bei drehzahlvariablen Energiewandlersystemen bzw.
- des **Blatteinstellwinkels** bei Windrädern, die um die Längsachse drehbare Rotorblätter besitzen. Diese werden im gesamten Windgeschwindigkeitsbereich zur Regelung der Leistungsaufnahme und Drehzahl verwendet und dienen damit auch der Sturmsicherung. Dabei ist es möglich, die gesamten Blätter oder nur die Blattspitzen zu verstehen (Abb. 51). Um den Flügel verdrehen zu können, muss an der Blattwurzel aktiv, mit einem heute meist üblichen Elektromotor oder einer Hydraulik, bzw. passiv, durch rotierende Massen ein Stellmoment aufgebracht werden. Dabei sind Trägheitsmomente sowie Feder- und Dämpfungseigenschaften der Verstelleinrichtung zu berücksichtigen. Hinzu kommen drehzahl-, winkel- und z.T. auch windgeschwindigkeitsabhängige Kräfte am Blatt, Einflüsse infolge ungleicher Massenbelegung der Flügel (Propellermomente) durch Auftrieb, Trägheit, Durchbiegung und Luftdämpfung sowie durch Reibung an den Lagern. Weitergehende Ausführungen und Zusammenhänge sind in [1] detailliert wiedergegeben. Diese Vielfalt an Einwirkungen erfordert eine konstruktive Abstimmung der Komponenten aufeinander.



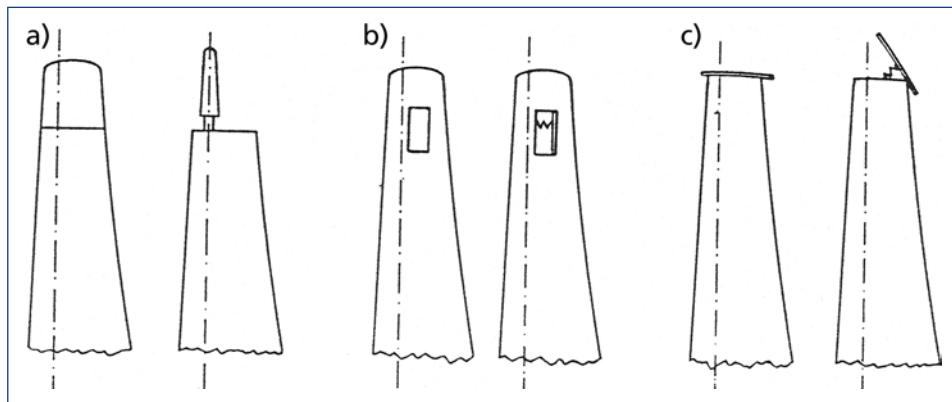
■ Abb. 51: Rotorblatt-Verstelleinrichtungen

- a) Hydraulische Blattverstellung (MAN)
- b) Elektrische Blattverstellung (Enercon)
- c) Blattspitzenverstellung (Boeing)

Ein Austausch von Flügeln durch solche ähnlicher Bauart ist daher nicht ohne Weiteres möglich.

■ Rotorblätter und aerodynamische Bremsysteme stallgeregelter Anlagen

Drehzahlstarre Anlagen ohne Blattverstellung besitzen die oben genannten Eingriffsmöglichkeiten nicht. Die Leistungsaufnahme kann hier beim Betrieb an einem starren Netz mit nahezu konstanter Spannung und Frequenz, durch entsprechende aerodynamische Auslegung der Rotorblätter (Stallbetrieb), begrenzt werden (Kap. 6.7). Da die Rotorblätter und damit die Winkelstellung zur anströmenden Luft den unterschiedlichen Betriebsbedingungen nicht angepasst werden können, müssen diese in der Normalstellung alle Belastungen überstehen. Somit sind hohe Stabilität und massive Ausführung der Flügel erforderlich. Größere Turbinenmassen (im Vergleich zu blattwinkelgeregelten Anlagen) sind die Folge. Bei den weltweit bis zur Jahrtausendwende installierten Windkraftanlagen bis in die 1-MW-Größe bzw. auch teilweise bis zur Einführung neuer Grid Codes (Kapitel 8) dominierte die Leistungsbegrenzung durch Stalleffekt.



■ Abb. 52: Aerodynamische Bremsen

- a) Blattspitzenquerstellung
- b) Bremsklappe im Blattprofil
- c) Bremsklappe an der Blattspitze

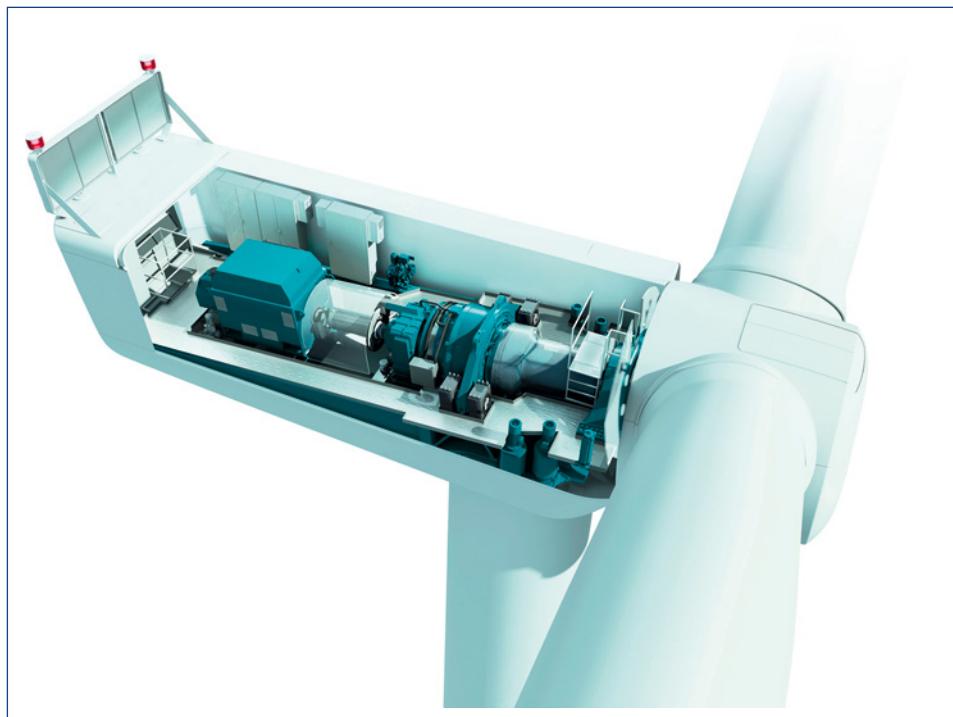
Stallgeregelte Anlagen müssen zusätzlich vor eventuell auftretenden Überdrehzahlen infolge Netzausfalls geschützt werden, bei welchem der Generator dem Windrad kein Lastmoment liefern und damit keine Drehzahl vorgeben kann. Dies geschieht durch aerodynamische Bremsklappen in den Blattprofilen oder an den -spitzen (Abb. 52). Darüber hinaus bietet eine Rotorbremse (meist als Scheibenbremse ausgeführt) bei fast allen Anlagen mit Getriebe die Möglichkeit, das Windrad fest zu bremsen (Abb. 53). Zum Durchstieg vom Maschinenhaus in die Nabe oder Rotorblätter muss allerdings eine kraftschlüssige Verbindung zwischen Turbine und Maschinenrahmen (z.B. mit Hilfe von Bolzen) sichergestellt werden.

Der Turmkopf darf nur sehr langsam aus der Richtung des Windes gedreht werden, um die Blattbeanspruchung infolge auftretender Kreiselkräfte [1] soweit wie möglich zu reduzieren. Diese für Langsamläufer übliche Art der Leistungsbegrenzung lässt daher bei Schnellläufern nur unzureichende Eingriffsgeschwindigkeiten zu und ist für derartige Turbinen nicht zur Regelung der Energieaufnahme tauglich. Dauerhafte Sicherheitsstellungen des Rotors, z.B. in Richtung des Windes, sind allerdings möglich.

6.2 Triebstrangausführungen

Die mechanische Energie der Windturbine mit einer niedrigen Drehzahl von 10 bis 20 Umdrehungen pro Minute (1/min) im MW-Bereich und etwa 100 bis 200 1/min im kW-Bereich wurde bis Anfang der 90er-Jahre von einem Generator bei 1 000 bis 1 500 1/min in elektrische Energie umgewandelt. Bei diesen Anlagen wird die **Drehzahl-Drehmoment-Umsetzung von Übersetzungsgetrieben** übernommen, wobei die Drehzahl z.B. von 15 auf 1 500 1/min um den Faktor 100 hochgesetzt und das Drehmoment um die gleiche Größe vermindert wird. Abb. 53 zeigt den Triebstrang einer derart ausgeführten Anlage in konventioneller Bauweise.

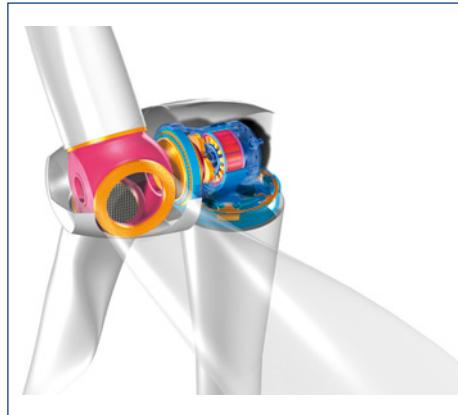
Niedertourige Sondergeneratoren zum direkten Antrieb durch das Windrad wurden zwar bereits in den vierziger Jahren von Honnef für Multi-MW-Großanlagen angedacht. Erstmals erfolgreich umgesetzt wurde diese Konzeption von der Firma Enercon mit der E40



■ Abb. 53: Triebstrang einer konventionellen Windkraftanlage mit Getriebe



■ Abb. 54: Triebstrang einer getriebelosen Windkraftanlage



■ Abb. 55: Triebstrang einer Windkraftanlage mit einstufigem Getriebe

im 500-kW-Leistungsbereich. Diese Anlagen und Weiterentwicklungen dieser Konzeption konnten sich bereits Mitte der 90er-Jahre auf dem Windkraftanlagen-Markt voll etablieren (Abb. 54).

Eine weitere Möglichkeit, die insbesondere für Großanlagen in Betracht gezogen wurde, ist in Abb. 55 dargestellt. Das einstufige Getriebe bringt die Welle des Generators auf etwa 150 Umdrehungen pro Minute. Auch bei großen Einheiten im 5-MW-Bereich kann der Generator somit in technisch günstigeren Baugrößen (ca. 3 m Durchmesser im Vergleich zur Enercon E112 bis E126 mit 12 m Durchmesser bei etwa 12 1/min) gefertigt werden. Dementsprechend beträgt das Gewicht des M5000-Multibrid-Maschinenkopfes etwa die Hälfte der Enercon-Anlage.

Zur Drehzahlanpassung werden meist Stirnrad- oder Planetengetriebe sowie die Kombination beider Systeme mit den entsprechenden Übersetzungsverhältnissen eingesetzt. Keil- und Zahnriemen sowie Kettenräder fanden vorwiegend bei kleineren Anlagen zur Drehzahlwandlung Verwendung. Bei allen Ausführungen müssen trotz harter Laststöße durch Böen hohe Lebensdauer und günstiges Anlaufverhalten garantiert werden. Hierbei bieten getriebelose Varianten, die auch Drehzahlvariationen erlauben, erhebliche Vorteile.

6.3 Generator- und Umrichtersysteme

Die mechanische Rotationsenergie der Windturbine z.B. mit 15 Umdrehungen pro Minute (15 1/min) wird entweder über ein Getriebe der Drehzahl von elektrischen Maschinen im Generatorbetrieb auf z.B. 1 500 1/min angepasst oder von Generatoren großer Bauform direkt in elektrische Energie umgeformt und dem Netz übergeben.

Zur Verringerung der Massen im Turmkopf kann der Generator, wie bei Vertikalachsenanlagen üblich, auch bei Horizontalachsen-Anlagen in den Turmfuß verlegt werden. Dabei sind Schwingungen, die durch lange Übertragungswellen hervorgerufen werden können, besonders zu beachten. Derartig ausgeführte Anlagen haben momentan jedoch keine Relevanz.

Prinzipiell können elektrische Maschinen bei Zufuhr mechanischer Energie und Abgabe elektrischer Energie als Generator oder bei Aufnahme elektrischer Energie und Bereitstellen mechanischer Energie als Motor betrieben werden. Es handelt sich um mechanisch-elektrische bzw. elektromechanische Energiewandler. Demnach können Generatoren, falls dies erforderlich ist, auch zum Hochlauf von Turbinen eingesetzt werden. Dadurch lässt sich bei Anlagen ohne Blattverstellung auch bei kleinen Windgeschwindigkeiten eine Inbetriebnahme ermöglichen. Aerodynamisch oder motorisch in Rotation versetzte Blätter erreichen dann Leistungsabgabebetrieb. Für diese Methode der Inbetriebnahme, die bis in den 100-kW-Leistungsbereich durchaus üblich war, mussten allerdings die Einschaltvorrichtung und vorhandene Stromrichter ausgelegt sein.

Bei den hauptsächlich eingesetzten Generatorbauarten kann unterschieden werden zwischen Gleichstromgeneratoren mit gleichbleibendem, d.h. stillstehendem Magnetfeld, und Drehstromgeneratoren mit umlaufendem, d.h. drehendem Magnetfeld.

Gleichstromgeneratoren

Sie bestehen meist aus zwei elektrischen Kreisen, einem feststehenden Erregerkreis im Stator und einem rotierenden Ankerkreis (Läufer). Der Aufbau eines magnetischen Statorfeldes (Erregung der Maschine) erfolgt allgemein mithilfe eines Stromes in der sogenannten Erregerwicklung oder durch Permanentmagnete. Bei Drehung einer Spule in diesem Magnetfeld entsteht grundsätzlich eine Wechselspannung. Zur Erzeugung von Gleichspannung ist deshalb

eine Umschaltvorrichtung zur Umpolung des Ankerstromes mithilfe eines Kommutators notwendig. Mit ihm sind allerdings entscheidende Nachteile verbunden. Insbesondere erhöhter Wartungsaufwand und schlechtes Anlaufverhalten durch die Reibung der Kohlebürsten müssen in Kauf genommen werden. Neben den konstruktiven Größen des Generators haben Erregerstrom, Ankerdrehzahl und die elektrische Last entscheidenden Einfluss auf die Höhe der erzeugten Spannung. Sie kann jedoch relativ einfach durch Variation des Erregerstromes auf einen gewünschten Wert geregelt oder konstant gehalten werden. Der Erregerstrom kann dem vom Windrad angetriebenen Anker des Generators (Selbsterregung) oder fremden Spannungsquellen, wie z. B. Batterien, (Fremderregung) entnommen werden. Dadurch wird das Verhalten der Maschine sowie die Drehmoment-Drehzahl-Charakteristik bestimmt [38].

Zur Gleichstromerzeugung werden heute kaum noch Gleichstrommaschinen eingesetzt. Drehstromgeneratoren mit Gleichrichterbrücken, wie z. B. Drehstromlichtmaschinen in Fahrzeugen, sind einfacher aufgebaut, kostengünstiger, robuster und wartungsfreundlicher.

Drehstromgeneratoren

Mit diesen, nahezu ausschließlich eingesetzten Generatoren wird elektrische Energie in allen Leistungsbereichen erzeugt. Man unterscheidet dabei zwischen Synchron- und Asynchrongeneratoren. Drehstromgeneratoren benötigen im Gegensatz zu Gleichstromgeneratoren ein rotierendes Magnetfeld (Drehfeld). Dies erfolgt bei Synchrongeneratoren durch Drehung von Permanentmagneten oder durch rotierende Erregerwicklungen mit Stromzuführung über Bürsten und Schleifringe. Derartige Drehfelder erzeugen in den feststehenden Statorwicklungen elektrische Spannungen mit einer der Drehfeld-Drehzahl synchronen Frequenz. Bei solchen Synchronmaschinen werden im Stator drei (oder ganzzahlig Vielfache) um 120° elektrisch versetzte Spulen angeordnet. In ihnen werden somit auch drei um 120° elektrisch phasenverschobene Spannungen, sogenannte Dreiphasen-Drehspannungen, erzeugt. Deren Betrag ist – ähnlich wie bei Gleichstromgeneratoren – von der Konstruktion des Generators, der Drehfeld-Drehzahl, der Erregung und von der elektrischen Last abhängig und lässt sich im Insel- oder Alleinbetrieb durch Erregungsänderungen regeln. Bei einem Betrieb am öffentlichen Verbundnetz werden von diesem die Spannung und Drehzahl (entsprechend der Frequenz) fest vorgegeben. Abb. 56 zeigt in einer Übersicht die wesentlichen Energiewandler-systeme und gibt die charakteristischen Betriebsbereiche sowie grundlegende Eigenschaften wieder.

Synchrongeneratoren

Diese werden hauptsächlich in Stromerzeugungsanlagen (Kraftwerken, Dieselstationen, Notstromaggregaten etc.) eingesetzt und mit Fremd- oder bei bürstenlosen Maschinen mit Permanent- oder Selbsterregung ausgeführt. Neben der Art der Erregung (elektrisch oder permanent-magnetisch) bestimmt auch die Art des Betriebes (Netz- oder Inselbetrieb) den Aufbau und die Regelungsmöglichkeiten eines Generators. Direkt mit dem Netz gekoppelte Synchrongeneratoren konnten sich in Windkraftanlagen nicht durchsetzen. Aufgrund der starken Turbinenleistungsschwankungen, des drehzahlstarren Verhaltens, der Schwingungsanfälligkeit und den daraus resultierenden hohen Belastungen im Triebstrang etc. blieb diese für konventionelle Kraftwerke übliche Betriebsform auf Pilotprojekte bis in die 80er-Jahre beschränkt. Erst mit dem Einsatz drehzahlvariabler Getriebe (z. B. WinDrive von Voith) [39] gewinnen direkt netzgekoppelte Synchrongeneratoren wesentlich an Bedeutung.

Wandlersysteme mit Asynchrongeneratoren (ASG)		Wandlersysteme mit Synchrongeneratoren (SG)
Kurzschlussläufermaschinen	a) Direkte Netzkopplung (Übliche Anlage für Netzbetrieb)	d) Netzkopplung mit Gleichstromzwischenkreis 1) mit Thyristorumrichter 2) mit Pulswechselrichter
	Induktiver Blindleistungsverbraucher	1) Induktiver Blindleistungsverbraucher 2) Regelbare Blindleistungsabgabe
	b) Netzkopplung mit Gleichstromzwischenkreis 1) mit Thyristorumrichter 2) mit Pulswechselrichter	e) Netzkopplung mit Gleichstromzwischenkreis (getriebelos) 1) mit Thyristorumrichter 2) mit Pulswechselrichter
	1) Induktiver Blindleistungsverbraucher 2) Regelbare Blindleistungsabgabe	1) Induktiver Blindleistungsverbraucher 2) Regelbare Blindleistungsabgabe
Schleifringläufermaschinen	c) Doppelgespeister Asynchrongenerator mit Pulsumrichter	f) Netzkopplung mit Gleichstromzwischenkreis (getriebelos) 1) mit Thyristorumrichter 2) mit Pulswechselrichter
	Regelbare Blindleistungsabgabe	1) Induktiver Blindleistungsverbraucher 2) Regelbare Blindleistungsabgabe

n = mechanische Drehzahl des Rotors

n_n = Nenndrehzahl

s = Generatorschlupf

f = elektrische Frequenz (50Hz)

p = Polpaarzahl

Abb. 56: Mechanisch-elektrische Energiewandlersysteme

Umrichtereinheiten sind in der Lage, Drehstrom variabler Frequenz und Spannung über Gleichrichter, Gleichstromzwischenkreis und Wechselrichter (Abb. 52d bis f) an Netzgegebenheiten mit konstanter bzw. nahezu gleichbleibender Frequenz und Spannung anzupassen und somit Drehstromgeneratoren vom Netz und dessen Frequenz zu entkoppeln. In Verbindung mit Umrichtern konnten Synchronmaschinen zunächst mit Getriebe und ab Anfang der 90er-Jahre auch ohne Getriebe zunehmend an Bedeutung gewinnen. Dabei lassen sich die netzbildenden Eigenschaften der Synchrongeneratoren mit einstellbarer Spannung und Frequenz für den Umrichter nutzen. Umrichtersysteme werden aus Bauelementen der Leistungselektronik, bisher hauptsächlich Thyristoren bzw. Transistoren oder deren Sonderbauformen und Weiterentwicklungen wie GTO² und IGBT³ etc. aufgebaut. Umrichter verursachen im Allgemeinen Netzeinwirkungen durch Oberschwingungen. Das bedeutet, den Spannungen und Strömen mit Netzfrequenz werden Vielfache der Netzfrequenz (5-, 7-, 11-, 13-fache etc.) überlagert. Dadurch werden die Strom- und Spannungsverläufe gegenüber der Sinusform verzerrt. Durch den Bauaufwand (Anzahl der Thyristoren) und die Anzahl der Schaltvorgänge (Taktfrequenz der Transistoren) werden Wirkungsgrad sowie Auswirkungen auf Netz und Verbraucher bestimmt. Dabei wurde seit etwa 1993 der Übergang von der Thyristortechnik zur IGBT-Anwendung (insbesondere im MW-Bereich) durch die Windenergietechnik wesentlich

² GTO – Gate-Turn-Off-Thyristor bezeichnet abschaltbare Thyristoren.

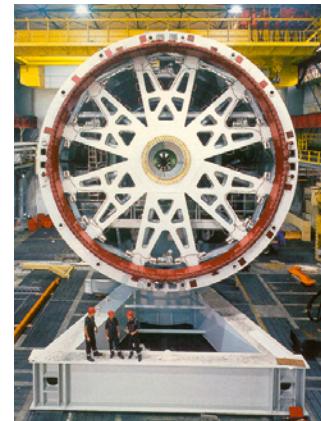
³ IGBT – Insulated-Gate-Bipolar-Transistor ermöglichen schnelles Schalten mit kleiner Steuerleistung.

mitgetragen. Hiermit konnte eine bessere Netzverträglichkeit erzielt werden. Weiterhin wurden neue Möglichkeiten zur Netzregelung und Netzstützung eröffnet, die in neuen Richtlinien zum Netzanschluss von Windkraftanlagen (Grid Code, Systemdienstleistungen in Kap. 8) gefordert werden.

Die konsequente Umsetzung der getriebelosen Konzeption (Abb. 56e) brachte Enercon die führende Position auf dem deutschen, dem bis 2004 weltweit größten nationalen Markt. Allerdings waren beim Übergang von der 500-kW- zur 1,5-MW- bzw. 4,5-MW-, 6-MW und 7,5MW-Größe enorme Weiterentwicklungen (insbesondere im Materialbereich) notwendig, um den elektrisch erregten Generator auf fertigungs-, transport- und montagetechnisch handhabbare Durchmesser bzw. Teilkomponenten zu bringen (Abb. 57a, b). Permanent erregte Synchrongeneratoren nach Abb. 56f erlauben (im Vergleich zu elektrisch erregten Einheiten), höhere Anzahl von Polen am Umfang der Maschine anzugeben, um die mechanische Energie der Windturbine bei niedriger Drehzahl getriebelos oder mit nur einer Getriebestufe in elektrische Energie umzuwandeln. Beim Einsatz hochwertiger Permanentmagnetwerkstoffe (Neodym-Magnete) lassen sich kleine Baugrößen (Abb. 55 und 58) bei Generatoren und günstigere Wirkungsgrade – insbesondere im Teillastbereich – erzielen. Allerdings sind die Materialkosten für derartige Maschinen wesentlich höher. Da die Kosten zwischen konventionellen Materialien (Dynamobleche, Kupferleiter) und Magnetwerkstoffen sehr stark (um das 5- bis 10-fache und mehr) differieren, müssen neue Auslegungsverfahren angewandt werden, um derartige Generatoren wirkungsgrad- und kostengünstig dimensionieren zu können.



a) 2-MW-Generator

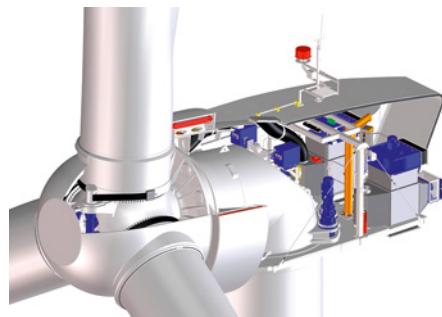


b) 4,5- bis 7,5-MW-Generator

Abb. 57: Elektrisch erregte Synchrongeneratoren für getriebelose Windkraftanlagen



a) Maschinenkopf der 2,5 MW-Anlage



b) Schnittzeichnung der 1,5 MW-Anlage

Abb. 58: Maschinenkopf der getriebelosen Windkraftanlage Goldwind-Vensys mit permanent-erregtem Synchrongenerator

Asynchrongeneratoren

Bei **Asynchronmotoren** wird eine Dreiphasen-Drehstromwicklung im Stator durch Netz-einspeisung mit Drehstrom durchflossen, es entsteht ein rotierendes Magnetfeld. Dieses Drehfeld erzeugt in den Leitern des Läufers einer Maschine Ströme. Läufer mit kurzgeschlossenen Leitern werden Kurzschluss- oder (aufgrund ihrer Bauform) Käfigläufer genannt. Die Ströme im Läufer haben eine Frequenz entsprechend der Differenz zwischen mechanischer Läufer-Drehzahl und durch das Netz vorgegebener Drehfeld-Drehzahl⁴. Diese zirkulierenden Ströme rufen im Läufer ein Magnetfeld und damit ein Drehmoment in der Richtung des Drehfeldes hervor. Der Läufer einer Asynchronmaschine kann dem Drehfeld nicht voll folgen: sie läuft asynchron. Treibt man eine vom Netz mit konstanter Spannung und Frequenz gespeiste Asynchronmaschine z.B. durch ein Windrad über die Synchrongeschwindigkeit hinaus an, so wird sie zum **Asynchrongenerator**: Sie gibt elektrische Leistung an das Netz ab. Asynchronmotoren wie Asynchrongeneratoren benötigen zum Aufbau eines magnetischen Drehfeldes bzw. zur elektromagnetischen Erregung induktive Blindleistung, die aus dem Netz oder aus Kondensatorbatterien entnommen werden kann.

Kleine und mittelgroße Windenergieanlagen wurden entsprechend (Abb. 56a) im Netzbetrieb fast ausschließlich mit Asynchronmaschinen bestückt. Weltweit waren dies bis zur 1-MW-Klasse ca. 95 %. In Deutschland hingegen waren bereits Mitte der 90er-Jahre nur etwas mehr als 70 % der Windkraftanlagen mit Asynchrongeneratoren ausgerüstet. Der besonders günstige Anschaffungspreis, speziell für kleine Generatoren und die nachgiebige Drehzahl-Leistungscharakteristik begünstigten ihren Einsatz. Große Asynchrongeneratoren haben dagegen ein fast ebenso »starres« Drehzahl-Verhalten wie Synchrongeneratoren. Der relativ kleine Schlupf von 0,5 bis 1 % reicht jedoch aus, Leistungsschwankungen zu mindern und Schwingungsanregungen zu dämpfen. Bis heute werden Windkraftanlagen mit direkt netzgekoppelten Asynchrongeneratoren bis etwa 1 MW eingesetzt. 1,3 bzw. 1,5 MW bilden eher Ausnahmen. Diese Systeme besitzen allerdings keine netzbildenden und netzstützenden Eigenschaften. Somit werden diese für einen zukünftigen Einsatz nur begrenzte Möglichkeiten bieten.

⁴ Der sogenannte **Schlupf** ist die bezogene (dimensionslose) Größe von Drehfeld-Drehzahlen minus mechanischer Läuferdrehzahl geteilt durch die Drehfeld-Drehzahl

Zwischen Synchron- und Asynchron-Maschinen bestehen im MW-Bereich keine gravierenden Preisunterschiede mehr. Bei größeren Einspeiseleistungen wird von den Energieversorgungsunternehmen eine Ausstattung mit Synchrongeneratoren bevorzugt, bei diesen ist über die Erregung eine Deckung des Blindleistungsbedarfs im Netzbetrieb möglich.

Ein drehzahlvariabler Betrieb der Windturbine ist durch Energieeinspeisung aus Asynchrongeneratoren mit Kurzschlussläufer über Umrichter (Abb. 56b) oder durch Verwendung von doppeltgespeisten Asynchrongeneratoren entsprechend Abb. 56c möglich. Bei letzteren wird über Schleifringe niederfrequenter Wechselstrom in den Läufer eingespeist. Zwei weitere Möglichkeiten sind dadurch gegeben, dass läuferseitig entnommene Schlupfenergieanteile mit übersynchronen Stromrichterkaskaden in das Netz zurückgespeist oder durch dynamische Schlupfregelung in Wärme umgesetzt werden. Diese beiden Systeme konnten sich jedoch nicht am Markt durchsetzen.

Periodische Anregungen im Windradbetrieb, z. B. durch Turmschattendurchläufe, können zu Schwingungen im gesamten Aufbau führen. Der Triebstrang mit Wellen, Kupplungen, Getriebe und Generator muss deshalb so ausgelegt sein, dass Pendelungen im System vermieden oder ausreichend gedämpft werden. Steifigkeit und Dämpfungsverhalten sowie die Schwungsmassen der mechanischen Komponenten vom Windrad bis zum Generator müssen daher akribisch aufeinander abgestimmt sein.

6.4 Maschinenhausausführungen

Das Maschinenhaus bzw. der Turmkopf einer Windkraftanlage wird hauptsächlich durch die Form und Ausführung des Triebstranges und des eingesetzten Generators bestimmt. Bei kleinen Einheiten wird auf möglichst kompakte Bauweise großen Wert gelegt (Abb. 59). Leichtbauweise ermöglicht bei Kleinstanlagen die Installation, Wartung, Instandhaltung und Reparatur am Boden mit Hilfe von Errichtungswinden. Abdeckungen und Umkleidungen dienen bei kleinen Einheiten dem Witterungsschutz und können auch die Kühlluftführung übernehmen.

Anlagen im 10 bis 100 kW-Bereich werden im Allgemeinen von außen bestiegen und haben meist Standflächen für Montage- und Wartungsarbeiten (Abb. 56). Anlagen im 0,5- bis 5-MW-Bereich sind hingegen mit begehbaren großräumigen Maschinenhauskonstruktionen ausgestattet (Abb. 49 bis 51).

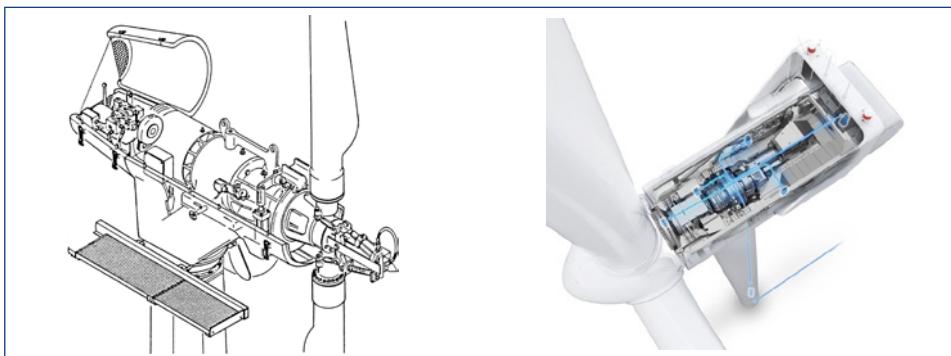


a) ohne Abdeckung



b) mit Verkleidung

Abb. 59: Maschinenkopf einer 5-kW-Anlage Aerosmart



a) 30-kW-Anlage

b) 3,45-MW-Anlage (Vestas 136)



c) 2,4–3,0-MW-Anlage (Nordex N117)



d) 6–7-MW-Anlage (Siemens SWT 154)

■ Abb. 60: Maschinenkopf von Windkraftanlagen

Herkömmliche Getriebe-Generator-Systeme benötigen bei einer aufgereihten Anordnung von Turbinenlagerung, Getriebe und Generator durch zwischengelagerte Wellen und Kupplungen relativ lang gestreckte Maschinenhauskonstruktionen. Flanschverbindungen und in das Getriebe teilweise oder voll integrierte Nabens und Generator-Lagerungen führen zu wesentlich kompakteren Bauweisen. Getriebelose Ausführungen sind durch einen großen Generatordurchmesser bei relativ kurzer Baulänge gekennzeichnet. Viele Hersteller sind dazu übergegangen, bei Anlagen unterschiedlicher Größe ein weitgehend gleiches, typisches Design des Maschinenkopfes beizubehalten.

Das Maschinenhaus von Windkraftanlagen wird vorzugsweise aus glasfaserverstärktem Kunststoff hergestellt. Metallgehäuse sind aufwendiger bei der Herstellung. Allerdings wird dadurch die Brandgefahr reduziert, der Blitzschutz durch einen sogenannten Faradaykäfig erhöht, die Kühlung verbessert und das Recycling vereinfacht.

Große Windkraftanlagen haben Maschinenhausausführungen, die durchaus die Größe von Mehrfamilienhäusern erreichen. Die getriebelose Enercon E126 hat ein Maschinenhaus mit mehr als 12 m Durchmesser und ca. 25 m Länge. Bei der konventionellen REpower-5M-Ausführung sind immerhin über 7 m Höhe und mehr als 22 m Länge zu verzeichnen. Mit knapp 12 m Länge und weniger als 7 m Durchmesser weist die M5000 der Areva Wind GmbH die kompakteste Bauweise auf.

Im Maschinenhaus von Mittel- und Großanlagen sind neben Generator und Getriebe hauptsächlich Lüftungs- und Kühlsysteme sowie Versorgungseinrichtungen (für Windrichtungsnachführung, Blattverstellantrieb etc.) untergebracht. Weiterhin können auch Regelung, Betriebsführung und Umrichter bis hin zu Mittelspannungstransformatoren zur Netzanbindung der Anlage im Maschinenhaus oder im Turmfuß platziert werden. Für Anlagen im Offshore-Bereich müssen darüber hinaus Landeplattformen für das Wartungspersonal auf dem Maschinenhaus vorgesehen werden, damit die Anlage mit Hilfe von Helikoptern auch bei hohem Seegang zugänglich ist.

6.5 Windrichtungsnachführung

Vertikalachsenwindturbinen können bei gleichem Leistungsvermögen beliebig aus allen Windrichtungen angeströmt werden. Im Gegensatz dazu müssen Horizontalachsen-Anlagen der Windrichtung nachgeführt werden, um volles Leistungsvermögen der Turbine zu erreichen. Eine Schräganströmung, d. h. eine Winkelabweichung zwischen der Rotorachse und Windrichtung, hat einen Leistungsabfall zur Folge. Die Nachführung der Turbine kann erfolgen durch:

- Windfahnen
- Seitenräder
- selbstständige Ausrichtung von leeseitig angeordneten Windrädern
- aktive, motorische Azimutantriebe

Kleine Anlagen im W- bis kW-Bereich werden meist durch Windfahnen gesteuert (Abb. 61). Einheiten in der 10-kW-Klasse werden hingegen passiv als Leeläufer (Abb. 62) durch Windkräfte oder mithilfe eines Seitenrades in die Richtung des Windes gebracht (Abb. 63).

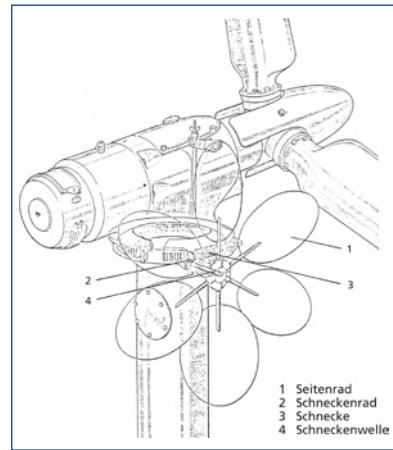
Die Nachführung von Anlagen bis in den 100-kW-Bereich erfolgt im Insel- oder Alleinbetrieb vielfach durch zwei Seitenräder. Bei kleinen sowie mittelgroßen Anlagen bereits ab dem 10-kW-Bereich im Netzbetrieb und bei großen Einheiten wird eine elektromotorische



■ Abb. 61: Kleinanlage mit Windfahne



■ Abb. 62: Passive Nachführung durch Leeläufer



■ Abb. 63: Seitenrad-Nachführung

Nachführung bevorzugt (Abb. 53 und 54 im Vordergrund). Hydraulikantriebe kommen nur in Ausnahmefällen bei Großanlagen zum Einsatz. Durch Windrichtungsänderungen hervorgerufene Drehbewegungen des Maschinenhauses werden über Scheibenbremsen im Nachführsystem abgebremst, um Schäden in Nachführgetrieben zu vermeiden.

6.6 Turm

Ein wesentlicher Faktor für die Energielieferung und somit auch für die Wirtschaftlichkeit einer Windkraftanlage ist die Nabens- bzw. Turmhöhe, da die Windgeschwindigkeit mit der Höhe über Grund ansteigt (Kap. 4). Bei kleineren Anlagen spielen vor allem Hindernisse (Hügel, Häuser, Bäume etc.) eine große Rolle. Der Rotor sollte daher möglichst frei von derartigen Störeinflüssen in entsprechender Höhe angeordnet werden. Der Turm stellt das größte Bauteil einer Windkraftanlage dar, er soll daher eine visuell ansprechende Form aufweisen und die Luftströmung, durch Turmschatten und Turmstaueffekte, möglichst wenig beeinflussen.

Bekannte Bauarten für Türme sind Rohrkonstruktionen aus Beton oder Stahl. Bei großen Höhen stellen bei uns wenig verbreitete Stahlgittermasten eine Alternative dar. Rostfreie Legierungen finden aus Kostengründen nur in Sonderfällen ihren Einsatz. Momentan werden Stahlrohrtürme als Rund- oder als Vieleckkonstruktionen bevorzugt. Aus Transportgründen werden diese je nach Höhe in etwa vier oder mehr Teilstücken mit Flansch- und vorbereiteten Kabelverbindungen ausgeführt. Turmabschnitte mit mehr als 4,20 m Durchmesser lassen sich in mehreren Segmenten fertigen und transportieren.

Schleuderbetonmasten in konischer Bauform wurden bisher bis zur 0,5-MW-Klasse gefertigt. Betontürme in Schalkonstruktionen gewinnen bei Großanlagen aus Masse- und Transportgründen an Bedeutung. Neue, hochgenaue Fertigungsverfahren sowie segmentierte Bauweisen kommen ebenfalls zum Einsatz. Dabei werden vielfach Hybridetürme (80 m Beton im unteren Bereich und 60 m StahlTurm oben) eingesetzt (z. B. Nordex N 117, Abb. 42).

Rohr- oder Gitter-Türme mit Seilabspannung kommen vor allem aus Montagegründen bei kleinen Windkraftanlagen zum Einsatz. Türme neigen stets zu Schwingungen. Durch entsprechende Wahl einer im Betrieb nicht auftretenden Eigenfrequenz von Rotor und Turm lassen sich diese beherrschen.

6.7 Regelung und Betriebsführung

Die Vorgänge bei der Betriebsführung und Regelung von Windenergieanlagen werden beim Vergleich mit der Arbeitsweise einer üblichen elektrischen Energieversorgungsanlage, z. B. einer Gasturbine oder einem Dieselaggregat, deutlich. Diese Aggregate erlauben, die Brennstoffzufuhr und damit den erforderlichen Betriebszustand einzustellen. Die Einspeiseleistung wird lang- und kurzfristig an den sich ändernden Verbrauch im systembedingten Leistungsrahmen angeglichen.

Für Windenergieanlagen entfällt die Möglichkeit, auf das Primärenergieangebot, d. h. auf die Windstärke, Einfluss zu nehmen. Eine Veränderung der Leistung ist nur in Richtung geringeren Energieumsatzes möglich. Muss der gesamte Rotor aus dem Wind gedreht werden, wie dies bei langsam laufenden Westernrädern üblich war, dürfen diese Verstellvorgänge

aufgrund hoher Kreiselkräfte nur sehr langsam erfolgen. Wesentlich schneller arbeitet dagegen eine Blattverstelleinrichtung. Bei ihr sind nur geringe Winkelveränderungen notwendig, um die Leistung z. B. zu halbieren. Je nach Größe des Trägheitsmomentes der Blätter um die Längsachse und dem aufgebrachten Blattverstellmoment geschieht dies im Sekundenbereich. Auch durch Drehzahlvariation lässt sich die Windradleistung verändern. Die Beeinflussung der Spannung bzw. Blindleistung ist z. B. beim Synchrongenerator über die elektrische Erregung oder über den Umrichter möglich.

Hauptproblem für den geregelten Betrieb von Windenergieanlagen ist das schwankende Primärenergieangebot. Zu unterscheiden sind dabei kurzzeitige, vielfach periodische Variationen sowie mittel- und langfristige Schwankungen.

Kurzzeitige Fluktuationen, z. B. durch Böen, beeinflussen die Anlagendynamik. Eine Überbeanspruchung von Komponenten oder negative Einwirkungen auf die Regeleigenschaften können die Folge sein. Auch Schwankungen der elektrischen Ausgangsgrößen (Spannung, Frequenz, Leistung) werden dadurch verursacht. Die Funktionstüchtigkeit der Anlage sowie die Integration in bestehende Versorgungssysteme können somit beeinträchtigt werden.

Mittel- und langfristige Schwankungen (im Bereich oberhalb von ca. einer Minute bis hin zu jahreszeitlichen Veränderungen) werfen Verfügbarkeitsfragen auf und führen zum generellen Problem der Energiebereithaltung und -speicherung.

Für die Regelung eines Windenergiekonverters sind die kurzzeitigen Windgeschwindigkeitsänderungen von Bedeutung, während die Betriebsführung auch Variationen im mittelfristigen Bereich zu berücksichtigen hat. Von der Betriebsführung und der Anlagenregelung wird gefordert, dass sowohl den Eigenschaften und Anforderungen der Netze und Verbraucher als auch denen der Anlage selbst und ihrer Komponenten in ausreichendem Maße Rechnung getragen wird. Auf diese Anforderungen soll zunächst kurz eingegangen werden.

Anforderungen und Betriebsarten

Die Regelung und die Betriebsführung einer Windkraftanlage müssen interne Gegebenheiten (Eigenschaften der Baugruppen und deren Zusammenspiel) berücksichtigen sowie externe Vorgaben (Netzbetreiber- und Verbraucherwünsche, Bestimmungen für Netzparallelbetrieb, Systemdienstleistungen, Grid Code etc.) einhalten.

Durch die Betriebsführung werden über logische Verknüpfungen Entscheidungen gefällt. Dabei wird überwacht, ob Ablaufpläne befolgt und Grenzwerte eingehalten werden. Die Regelung hingegen muss auf die Anlage zugeschnittene und von der Betriebsführung vorgegebene Werte einhalten. Soweit es mit den Reaktionsgeschwindigkeiten zu vereinbaren ist, sollten Vorgaben der Betriebsführung über die Regelungseinheiten erfolgen. Damit wird bei Eingriffen der Komponenten- und der gesamten Anlagendynamik Rechnung getragen. Ausnahmen sollten nur aus sicherheitstechnischen Gesichtspunkten (Schnellabschaltvorgänge bei Störungen usw.) zugelassen werden.

Neben den üblichen Eigenschaften für Anlagen zur Energieumwandlung (hoher Wirkungsgrad, lange Lebensdauer, niedrige Kosten, Wartungsfreundlichkeit, Umweltverträglichkeit usw.) sind für den Betrieb von Windenergiekonvertern zusätzlich zu fordern:

- automatische Inbetriebnahme und selbsttägiges Stillsetzen in Abhängigkeit von den Wind-, Anlagen- und Netzgegebenheiten,

- sicherheitstechnische Überwachung der Anlagenkomponenten durch eine Betriebsführungseinheit mit Fernabfrage und Störungsmeldungen beim Betreiber bzw. Hersteller und Wartungsdienst,
- Möglichkeit zur Regelung der Anlagendrehzahl und der elektrischen Ausgangsleistung,
- separater, von der Regelung unabhängiger Schutz zur schnellen Begrenzung der Leistungsaufnahme des Windrades bei zu großem Windenergieangebot,
- auf den Energieabnehmer abgestimmtes Verhalten aller elektrischen Anlagenteile in Hinblick auf Netzeinwirkungen, Frequenzänderungen, Spannungseinbrüche u. Ä.

Zwischen Insel- und Netzbetrieb unterscheiden sich die Anforderungen. Im Inselbetrieb sind einerseits anlagenspezifische Gegebenheiten zu berücksichtigen. Andererseits müssen die Ansprüche der Verbraucher genau definiert und eingehalten werden. Für den Netzbetrieb sind überdies die örtlich vorgegebenen Bedingungen für den Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen mit dem Netz, die sogenannten »Technischen Anschlussbedingungen« (TAB) [40, 41], zu erfüllen.

Inselbetrieb von Windkraftanlagen

Der Windenergiekonverter ist im sogenannten Inselbetrieb nicht mit einem elektrischen Versorgungsnetz verbunden, sondern versorgt die angeschlossenen Verbraucher direkt. Zur mechanisch-elektrischen Energieumwandlung ist im Alleinbetrieb, d. h. bei einem Versorgungssystem mit nur einer Einspeiseeinheit, insbesondere der spannungsgeregelte Synchrongenerator (SG) geeignet. Der Einsatz eines Asynchrongenerators (ASG) erfordert bei gewünschter Spannungs-konstanz die Bereitstellung von geregelter Erregerblindleistung. Die Ansprüche der Verbraucher an die maximale Schwankungsbreite von Spannung und Frequenz am Generator sowie durch Anlagenkomponenten vorgegebene Höchstdrehzahlen grenzen die Variationsmöglichkeiten ein und bestimmen die regelungstechnische Konzeption (dazu auch Kapitel 9.1).

Für den Inselbetrieb kommen überwiegend Kleinanlagen zum Einsatz. Aufgrund des erheblichen Aufwands für eine regelbare Blattverstellung werden kleine Windturbinen meist ohne Blattverstelleinrichtung ausgeführt. Bei Windgeschwindigkeiten über dem Nennbereich muss die Turbinenleistung auf den Maximalwert der Generatorleistung begrenzt werden. Dies kann durch eine mechanische Abschaltvorrichtung (z.B. Bremsklappenmechanismus an den Flügeln) erreicht werden. Wird beim Betrieb der Anlage auch die Leistungsabnahme bei Böen z. B. über zusätzliche Lasten (Dump Loads) garantiert, so lässt sich die Windkraftanlage mithilfe des elektronisch geregelten Lastsystems aktiv oder passiv in den sogenannten Stall (s. Abb. 64, 65) führen und in ihrer Turbinenleistung regeln.

Windkraftanlagen mit Blattverstellung können – unabhängig von der aktuellen Verbraucherleistung – bis zu sehr hohen Windgeschwindigkeiten betrieben werden. Ihr Anlauf lässt sich zudem durch die Blattstellung beeinflussen, so dass bereits bei geringen Windgeschwindigkeiten Strom produziert werden kann.

Ein Drehzahlregler bewirkt durch Veränderung des Blatteinstellwinkels, dass die Drehzahl bei genügend hoher Windgeschwindigkeit etwa konstant gehalten werden kann. Eine einfache Ausführung zur Drehzahlregelung durch Variation des Blatteinstellwinkels kann durch den Einsatz eines hydraulischen oder mechanischen Fliehkraftreglers erreicht werden. Mit einer solchen Einrichtung lässt sich die Generatordrehzahl und somit die Frequenz in einem Bereich von ca. $\pm 10\%$ regeln. Dies ist für die Versorgung einer Vielzahl von robusten elektrischen Verbrauchern (z. B. einfachen Motoren, Kühlaggregaten) ausreichend.

Eine deutliche Verbesserung der Frequenzregelung kann durch Verwendung einer elektrischen oder elektrohydraulischen Blattverstelleinrichtung realisiert werden. Hier sind hohe Blattverstellgeschwindigkeiten und (durch die Verwendung elektronischer Regler) eine exakte Anpassung der Regeldynamik an das Verhalten der Regelstrecken zu erreichen. Frequenzschwankungen können dann auf $\pm 1\%$ begrenzt werden.

Um den üblichen Anforderungen elektrisch anspruchsvoller Verbraucher entsprechen zu können, sind auch im Teillastbereich des Windenergiekonverters die Generatorenspannung sowie die Frequenz und damit die Drehzahl nahezu konstant zu halten. Dazu muss die Belastung immer kleiner als die vom Wind angebotene Leistung sein und die zu versorgenden Verbraucher müssen in Abhängigkeit der Frequenz zu- oder abgeschaltet werden. Allerdings braucht die abgenommene Leistung nicht kontinuierlich variierbar zu sein, sondern sie kann in Stufen, also über die Zu- und Abschaltung einzelner Verbraucher oder Verbrauchergruppen, verändert werden. Zu häufige Schaltvorgänge und die damit verbundenen Laststöße müssen jedoch vermieden werden.

Netzbetrieb von Windkraftanlagen

Die Windenergieanlage arbeitet an einem Wechselstromversorgungsnetz großer Leistung, das nahezu konstante Frequenz und eine nur geringfügig schwankende Spannung hat. Die Turbine jedoch unterliegt lang- und kurzfristigen Windgeschwindigkeitsänderungen sowie periodischen Einwirkungen z. B. durch Turmstau und Höhenprofil der Windgeschwindigkeit. Deren Auswirkungen auf die Ausgangsleistung der Windenergieanlage und auf die mechanische Belastung der Komponenten lassen sich je nach Anlagenaufbau und Regelungsverfahren beeinflussen. Es kann unterschieden werden zwischen Windenergiekonvertern, die mit nahezu gleichbleibender Drehzahl arbeiten, und Anlagen, deren Rotordrehzahl variabel einstellbar ist.

Um eine Überlastung zu vermeiden, muss die Leistungsaufnahme der Anlage über die Blattverstelleinrichtung oder durch Betrieb im Strömungsabriss begrenzt werden. Bei Aufschalten von Asynchron- oder Synchronmaschinen auf das Netz entstehen – je nach Drehzahl und Stellung des Rotors – unterschiedliche Einschaltströme. Diese können zu hohen Drehmomentstößen führen und in ungünstigen Fällen sogar Schäden verursachen. Die Netzverbindung muss daher durch Zuschalt- bzw. Synchronisationseinrichtungen übernommen werden, wobei der Einschaltstrom kontrolliert auf seinen Maximalwert geführt wird.

Zur Begrenzung und Beeinflussung der Leistungsaufnahme aus dem Wind kann nach der in Kapitel 6.1 beschriebenen Weise eine Regelung (durch elektromotorische oder hydraulische Verstellantriebe) erfolgen. Die **Blatteinstellwinkel-Regelung** wird in allen Leistungsklassen angewandt. Der Generator hat wesentlichen Einfluss auf das Betriebsverhalten einer Windkraftanlage. Besondere Beachtung muss dabei großen Leistungsschwankungen und damit verbundenen Bauteilbeanspruchungen zukommen.

Beim Einsatz von Synchrongeneratoren, die im Netzbetrieb zu Schwingungen neigen, wird die Windradleistung praktisch verzögerungsfrei an das Verbundnetz abgegeben. Trotz einstellbarer Blindleistung konnte sich deshalb der Synchrongenerator bei direkter Netzkopplung von drehzahlstarr betriebenen Windkraftanlagen am Markt nicht durchsetzen. Hydrodynamische Getriebe (z. B. Voith WinDrive) zwischen Turbine und Synchrongenerator erlauben jedoch durch Übersetzungsveränderungen eine Entkopplung und bieten somit neue Perspektiven in der Windkrafttechnologie.

Der Einsatz sehr einfach aufgebauter und daher robuster Asynchrongeneratoren, die stets schwingungsdämpfende Wirkung aufweisen, hat gegenüber der Verwendung von Synchrongeneratoren entscheidende Vorteile. Eine drehzahlstarre Kopplung mit dem Netz ist nicht gegeben. Leistungsabhängige Drehzahlvariation im Bereich der Schlupfwerte kann Laststöße abbauen. Bei der Netzzuschaltung werden leistungselektronische Sanftanlaufschaltungen bevorzugt. Damit können auch Einschalt-Flicker klein gehalten werden (vgl. Kap. 8). Darüber hinaus lassen sich vor allem bei kleinen und mittleren Leistungen im kW- und 100-kW-Bereich durch den Einsatz von Asynchrongeneratoren sehr preiswerte Lösungen erzielen. Weiterhin können Leistungsschwankungen und Bauteilbeanspruchungen durch besondere Auslegung des Generators mit erhöhtem Schlupfbereich vermindert werden, wobei im Betrieb geringfügig größere Verluste auftreten. Der wesentliche Nachteil bei Verwendung von Asynchron-

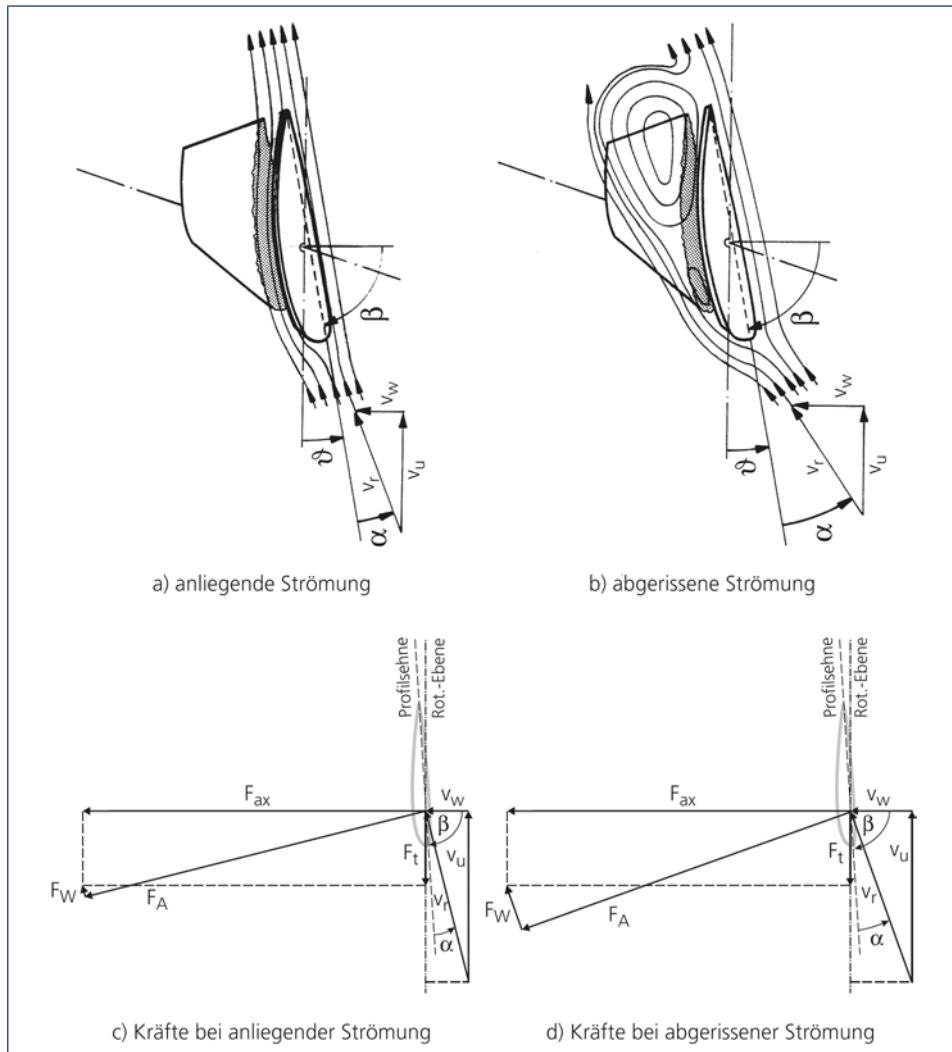


Abb. 64: Strömungsverhältnisse bei Windgeschwindigkeitsanstieg v_w von (a) nach (b) und Kräfte am Rotorblatt (c) und (d)

generatoren besteht darin, dass – im Gegensatz zu Synchronmaschinen – die zur Erregung notwendige induktive Blindleistung vom Netz oder einer Kompensationseinrichtung bereitgestellt werden muss.

Passiv-Stall-Regelung

Bei Windkraftanlagen bis zur MW-Klasse kam bis zur Einführung des Grid Code überwiegend das Prinzip der sogenannten Passiv-Stall-Regelung zur Begrenzung der Windradleistung zum Einsatz. Im Normalbetrieb herrscht dabei an den Rotorblättern anliegende Strömung vor, was große Auftriebswerte und günstige aerodynamische Wirkungsgrade zur Folge hat. Nähert sich die Windgeschwindigkeit dem Wert, bei dem der Generator seine maximale Dauerleistung erreicht und eine weitere Drehmomenterhöhung des Rotors verhindert werden muss, kommt es an den Blattprofilen zum Strömungsabriss, dem sogenannten Stallbetrieb (Abb. 64). Die Auftriebskraft F_A nimmt trotz wesentlich größerer Windgeschwindigkeit nur unwesentlich zu und die Widerstandskraft F_W an den Rotorblättern steigt an, so dass der leistungsgebildende tangentielle Anteil F_t weitgehend gleichbleibt. Dieser Vorgang geschieht passiv und ohne bewegliche Teile wie Blattverstellung o. Ä. und somit auch ohne Verzögerung. Allerdings muss bei derartigen Anordnungen die Stabilität der Flügel beim Wechselspiel von anliegender und abreißender Strömung am Blattprofil gewährleistet werden. Dies wird meist durch sehr massive Bauformen erzielt.

Fast alle bekannten Anlagen dieser Art sind mit Asynchrongeneratoren ausgerüstet. Ihre sichere Funktion ist allerdings nur gegeben, wenn das Windrad mit ausreichendem Drehmoment (Widerstandsmoment) durch den Generator in seiner Drehzahl am Netz gehalten werden kann. Die installierte Generatorleistung wird daher im Allgemeinen höher gewählt als bei blattwinkelgeregelten Anlagen.

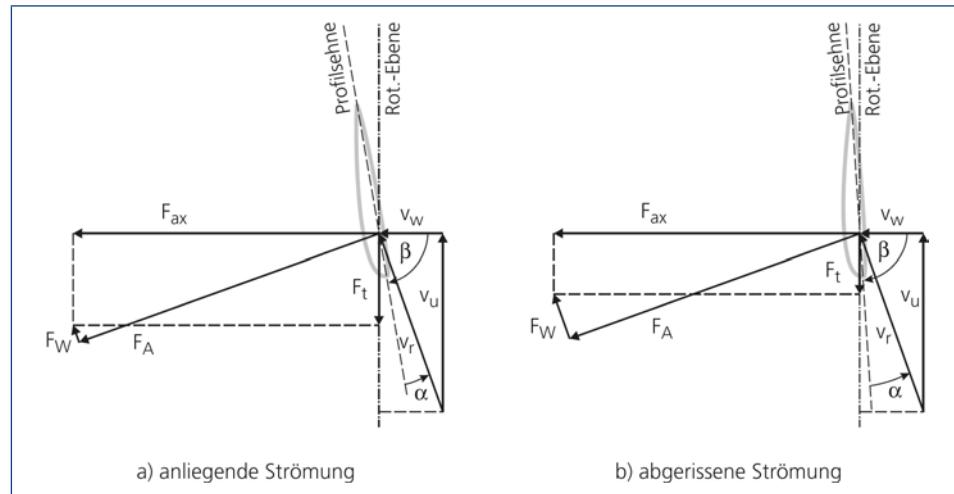


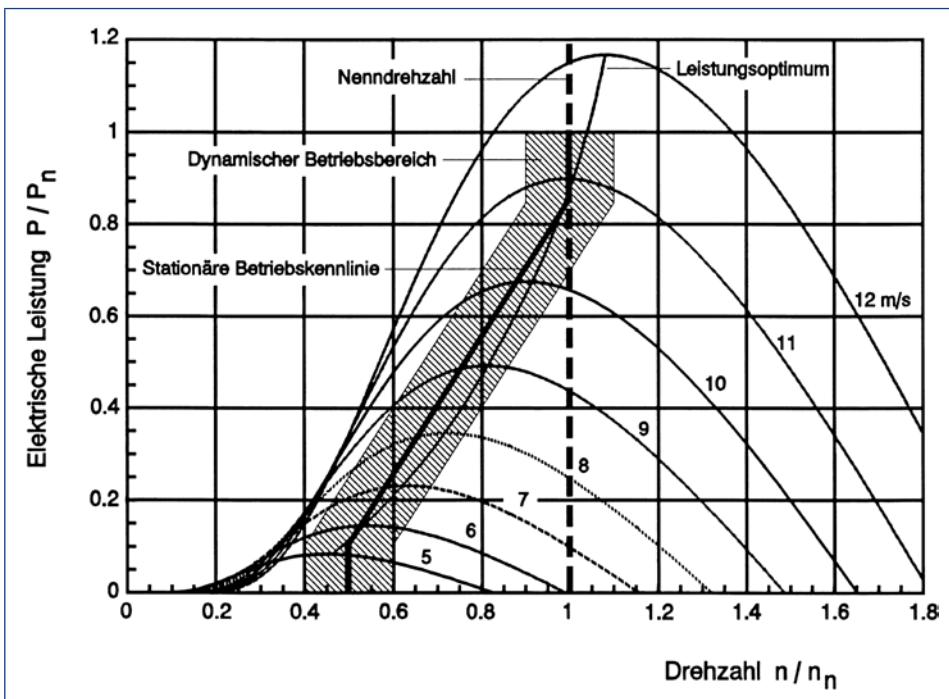
Abb. 65: Anströmung und Kräfte am Rotorblatt mit gleicher Windgeschwindigkeit bei Aktiv-Stall-Verstellung

Aktiv-Stall-Regelung

Durch Verstellung der Rotorblätter in entgegengesetzter Richtung zur Blatteinstellwinkelregelung lässt sich der Stallbereich aktiv beeinflussen und die Turbinenleistung durch Veränderung der tangential wirkenden Umfangskraft F_t nach Abb. 65 auf die gewünschten Maschinen-, Netz- oder Verbrauchererfordernisse angleichen. Dabei reichen bereits wenige Grad Blattverstellbereich aus, um die Anlage vor Überlast zu schützen oder der geforderten Leistung anzupassen.

Bei fester mechanischer Kopplung zwischen Windrad und Generator kann bei Netzeinspeisung über Umrichtersysteme ein **drehzahlvariabler Betrieb der Windenergieanlage** zugelassen werden. Dies bietet die folgenden Vorteile:

- Die Leistungswerte der Anlage lassen sich nach Abb. 66 (b), (c), (d) durch Einstellen einer günstigen Rotordrehzahl (innerhalb eines Arbeitsbereiches) gegenüber dem netzstarren Betrieb von Synchron- und Asynchronmaschinen nach Abb. 66 (a) erhöhen [42]. Die elektrische Ausgangsleistung kann bei Windgeschwindigkeitsschwankungen durch Drehzahlnachführung stark geglättet werden. Die großen rotierenden Massen von Windrad und Generatorläufer erfüllen die Funktion eines kurzzeitigen Schwungspeichers.
- Durch Ausweichen des Windrades zu höheren Drehzahlen bei Böen werden die dynamischen Belastungen vermindert und die Anlagenteile der mechanischen Energieübertragungsstrecke (Rotorblätter, Nabens, Wellen, Kupplungen, Getriebe) entlastet.



■ **Abb. 66:** Leistungs-Drehzahl-Kennfeld und Betriebsbereiche von Windturbinen (Parameter Windgeschwindigkeit): (a) Nenndrehzahl, (b) Leistungsoptimum, (c) Dynamischer Betriebsbereich, (d) Stationäre Kennlinie

- Zugelassene Drehzahlschwankungen erfordern weniger Eingriffe und geringere Geschwindigkeiten bei der Blattverstellung. Damit verbundene mechanische Belastungen können ebenfalls niedrig gehalten werden. Hierfür einsetzbare Energiewandlersysteme sind bereits in Kap. 6.3 ausgeführt. Nähere Erläuterungen werden in [1], [43], [44] und [45] gegeben.
- Stall- sowie blattwinkelgeregelte Anlagen mit Asynchrongenerator und Getriebe oder mit direktem Turbinenantrieb und Synchrongenerator, die über gesteuerte Gleichrichter, Gleichstromzwischenkreis und netz- oder selbstgeführtem Wechselrichter am Netz arbeiten, erreichen hervorragende Betriebsergebnisse (Abb. 56 b, d, e, f). Sie werden vor allem von deutschen Herstellern bis in den 7-MW-Bereich angeboten. Auch Anlagen in kleinen Leistungsbereichen sind zum Teil mit dieser Technologie verfügbar.
- Die doppeltgespeiste Asynchronmaschine kam – bei historisch bedeutenden Anlagen der 3-MW-Klasse erstmals im GROWIAN und später in der MOD 5B – bereits in den 80er-Jahren zum Einsatz. Sie erlaubt für einen durch den läuferseitigen Umrichter vorgegebenen Drehzahlbereich völlige Drehzahl- bzw. Frequenzentkopplung vom Netz bei gleichzeitiger Möglichkeit zur Spannungs- bzw. Blindleistungsregelung. Dies wird durch drehfeldorientierte Speisung [1], [43], [45], [46], [47] des Schleifringrotors mit der Differenzfrequenz zwischen mechanischer Drehung des Läufers und elektrischer Rotation des Statorfeldes erreicht. Die Variationsbreite der Drehzahl, z.B. von $\pm 30\%$, wird wesentlich durch die Auslegung der Umrichter mit ca. 30 % der Generatorenleistung bestimmt.

Neue Entwicklungen in der Rechentechnik sowie in der Ansteuer- und Leistungselektronik erlauben einen kostengünstigen Einsatz von Frequenzumrichtern z.B. mit feldorientierter Speisung. Daher ermöglichen doppeltgespeiste Asynchronmaschinen weitgehend rückwirkungsfreie Energieeinspeisung bei gutem Wirkungsgrad. Somit bietet dieses Wandlertkonzept nahezu ähnlich günstige Regelungsmöglichkeiten wie Asynchron- oder Synchronmaschinen mit Vollumrichtern, wobei wesentlich kleiner ausgeführte Umrichter (30 bis 50 % der Nennleistung) notwendig sind. Dies sind Gründe, weshalb bisher die meisten deutschen Hersteller vor allem bei Anlagen im MW-Bereich dieses Wandlertkonzept am Markt etablieren konnten. Auch ein amerikanischer Hersteller (General Electric, früher Tacke) und ein dänischer bzw. spanischer Produzent (Vestas bzw. Gamesa) haben sich dieser Konzeption ebenso angeschlossen wie chinesische und indische Firmen. Momentan tendieren sehr viele Windkraftanlagenanbieter zu permanent- oder elektrisch erregten Synchrongeneratoren mit Vollumrichter mit oder ohne Getriebe.

6.8 Sicherheitssysteme und Überwachungseinrichtungen

Neben den üblichen Anlagen-, Regelungs- und Betriebsführungskomponenten sind weitere Überwachungs- und Sicherheitssysteme bei der Führung und Sicherung der Anlage zu berücksichtigen. Diese können sich aus anlagen-, netz- oder standortspezifischen Erfordernissen ergeben. Dazu gehören Mess- und Überwachungssysteme für Temperatur, Druck, Feuchte, Beschleunigung, Schwingung, Strom, Spannung und Leistung. Weiterhin sind Einrichtungen zur Beleuchtung im Turm, Maschinenhaus und in der Netzstation sowie eine automatische Kabelentdrillung und die Flugbefeuerung sowie Transponder-Kommunikation in Betracht zu ziehen. Darüber hinaus sind Maßnahmen gegen Blitzschlag und sonstige extreme Einwirkungen,

wie Erdbeben oder Tornados, zu berücksichtigen. Anforderungen und Ausführungshinweise für Sicherheitssysteme sind in [48] ausgeführt.

Schutzeinrichtungen

Beim Betrieb der Anlage dürfen Grenzwerte der Drehzahl, Leistung, Windgeschwindigkeit sowie zulässige Verzögerungs- und Kurzschlussmomente und Schwingungen etc. nicht überschritten werden. Weiterhin werden in allen Betriebszuständen u. a. Öldruck und Temperatur in Getriebe und Generator sowie in Stelleinrichtungen etc. von der Betriebsführung überwacht und der Netzzustand kontinuierlich überprüft. Aerodynamische, mechanische sowie elektrische Bremsysteme dienen zum Schutz vor Überdrehzahl und zum Stillsetzen des Rotors (Kap. 6.1).

Bei Spannungs- und Frequenzabweichungen, die z. B. 10 bzw. 5 % des Sollwerts überschritten haben, musste bis Anfang dieses Jahrtausends jede Anlage vom Netz getrennt werden. Neue Richtlinien hingegen fordern, das Netz bei Spannungseinbrüchen durch höchstmögliche Wirk- und Blindleistungseinspeisung wirkungsvoll zu stützen.

In den Mess- und Regelkreisen, am Generator sowie an Versorgungseinrichtungen etc. wird die Anlage durch sensible Fein- und leistungsfähige Grobschutzeinrichtungen vor Schäden geschützt, die durch Spannungsüberhöhungen am Generator oder durch direkten oder indirekten Blitzschlag verursacht werden. Ohne Blitzschutz hatten direkte Blitzeinschläge meist große Schäden zur Folge. Speziell für die Blitzstromführung ausgelegte Ableiter in den Rotorblättern mit Übergängen zur Welle und zum Turm sowie ein wirkungsvoller (niederohmiger) Fundamenterder ermöglichen eine Schadensbegrenzung. Dazu werden z. B. Metallkappen an den Blattspitzen und großflächige Kupfergewebe oder Aluminiumleiter unter der Blattoberfläche angebracht, um Blitzströme ohne große Schäden abzuleiten.

Um die Anlage vor starken Erschütterungen und Auslenkungen mit großen Amplituden im Turmkopf, vor Unwuchten im Rotorsystem und Ähnlichem zu schützen, wird eine schwungstechnische Überwachung des Maschinenhauses in Längs- und Querrichtung durchgeführt. Roll-, Gier- und Nickbewegungserfassung sind ebenfalls möglich. Beim Überschreiten von Grenzwerten wird die Turbine stillgesetzt.

Sicherheitsrelevante Störungen müssen zur Stillsetzung der Anlage führen. Eine Wiederinbetriebnahme setzt die Behebung der Störursache und die Quittierung durch die Anwesenheit einer sachkundigen Person voraus. Mögliche Folgeschäden hohen Ausmaßes, die durch Weiterbetrieb schadhafter Komponenten entstehen können, werden dadurch ausgeschlossen.

Fernüberwachung

Windkraftanlagen werden im Allgemeinen außerhalb von Ortschaften und vom Betreiber entfernt aufgebaut. Eine visuelle Überwachung ist somit meist nicht möglich. Um die Ausfallzeiten von Windkraftanlagen kurz zu halten, benötigt man Systeme zur Ferndiagnose. Dazu sind geeignete Mess-, Übertragungs- und Überwachungseinrichtungen für Einzelanlagen und Windparks notwendig.

Analog und digital aufgenommene Daten können die Anlagenzustände sowie Netz- und Meteorologiewerte wie Leistung, Drehzahl, Turbinenposition und Temperatur beinhalten. Diese können sowohl zur Regelung und Betriebsführung als auch für die Fehlerüberprüfung sowie zur statistischen Auswertung durch Betreiber, Servicestellen und Hersteller verwendet oder

über SCADA-Software (System Control And Data Aquisition) abgerufen werden. Somit können Fehler sofort gemeldet sowie Service- und Reparaturarbeiten gezielt eingeleitet werden. Ausfallzeiten lassen sich dadurch auf ein Minimum reduzieren.

Fehlerfrüherkennung

Durch die Auswertung und Überwachung von relevanten Messsignalen einer Windkraftanlage können bereits Anzeichen von Fehlern festgestellt werden, bevor optische, schwingungstechnische oder akustische Veränderungen offensichtlich werden und gravierende Schäden an Teilkomponenten oder am Gesamtsystem auftreten. Dadurch lassen sich Sekundärschäden vermeiden, Folgekosten in ihrem Ausmaß wesentlich verringern, Wartungsintervalle dem Zustand der Anlagen anpassen, notwendige Reparaturarbeiten bereits im Vorfeld planen, z.B. bei ruhiger See im Offshore-Bereich, und auch aus Sicherheitsgründen möglichst in windstillen Zeiten ausführen. Ein derartiges System erlaubt weiterhin Fernüberwachungen und Ferndiagnosen durchzuführen. Somit können die Ausfallzeiten verkürzt, die Sicherheit, Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit verbessert und die Lebensdauer der Anlagen erhöht werden.

Wesentliche Ursachen für Fehler bei den mechanischen Komponenten einer Windkraftanlage liegen in der Ermüdung von Materialien sowie Abnutzung und Lockerung von Bauteilen. Dabei zu beobachtende Veränderungen, z.B. in ihrem Schwingungsverhalten, lassen sich meist schon in einem relativ unkritischen Vorstadium erkennen. Somit ist es möglich, zu erwartenden Störungen bereits im Vorfeld zu begegnen.

Bei Fehlerfrüherkennungssystemen werden relevante Messsignale kontinuierlich erfasst und im Hinblick auf fehlerbezogene Merkmale – insbesondere mithilfe von Spektralanalyseverfahren – ausgewertet [49]. Bei genauer Kenntnis des Anlagenverhaltens im Normalbetrieb und in Fehlerzuständen ist es somit möglich, eine detaillierte Diagnose zum aktuellen Anlagenzustand zu geben und notwendige Maßnahmen zur Fehlererkennung einzuleiten [50 bis 59]. Bei großen Windkraftanlagen und insbesondere im Offshore-Bereich müssen Fehlerfrüherkennungssysteme, die in Großkraftwerken üblich sind, einen festen Bestandteil der Betriebsüberwachung bilden.

6.9 Betriebserfahrungen

Die Anlagen früherer Zeit waren durch kleine Einheiten geprägt. In den 80er-Jahren wurden erstmals Großanlagen der MW-Klasse entwickelt, gebaut und wenig erfolgreich betrieben. Erst die schrittweise Entwicklung und Vergrößerung moderner Konzepte brachte in den 80er- und 90er-Jahren den erhofften Erfolg, der bis heute fortgeführt werden konnte. Ein Breitentestprogramm in Deutschland unterstützte diese Marktentwicklung. Unterschiede in der zeitlichen Abfolge, den Einsatzfällen und der Anlagengröße haben zu sehr differenziert zu bewertenden Erfahrungen geführt. Sie sollen im Folgenden kurz aufgezeigt werden.

Anlagen im Netz-, Insel- und Hybridbetrieb

Bis Mitte der 70er-Jahre wurde die Windenergie hauptsächlich zur Versorgung entlegener Verbraucher eingesetzt. Dies wurde mit sehr unterschiedlichem Erfolg praktiziert. Anbieter mit technisch teilweise nicht einwandfrei ausgelegten Anlagen und unreife Konstruktionen brachten die Windenergie in Misskredit. Einige Konverter erreichten allerdings erstaunlich lange Laufzeiten. So wurden viele Farmen in Nordamerika über Jahrzehnte durch amerika-

nische Windturbinen mit Wasser und zum Teil auch mit Strom versorgt. In der Bundesrepublik erreichten Anlagen moderner Prägung (Abb. 23) mit 6 bzw. 10 kW Nennleistung und 10 m Rotordurchmesser mehr als 30 Jahre Lebensdauer. Einige Rotoren dieser technisch wie optisch gelungenen Konstruktionen sind seit Anfang der 50er-Jahre in Betrieb. Auch kleine Windräder im Bereich unter 1 kW gewinnen in großen Stückzahlen zur Versorgung von Bergstationen, Sendeanlagen etc. weltweit enorm an Bedeutung.

In Inselregionen und entlegenen Gebieten werden auch mit Anlagen im MW-Bereich in autonomen Stromversorgungssystemen ökologisch verträgliche und ökonomisch besonders günstige Einsatzmöglichkeiten erreicht. Die guten Betriebsergebnisse dieser Anlagen eröffnen für die Elektrifizierung von Insel- und Flächenstaaten enorme Entwicklungs- und Marktpotenziale für eine umweltverträgliche Energieversorgung.

Großanlagen der 80er-Jahre

In den USA, Schweden und Deutschland war die Entwicklung zunächst stark auf große Einheiten im MW-Bereich ausgerichtet. Bei der Ausführung dieser großen Windenergieanlagen mussten Berechnungsverfahren entwickelt und neue Fertigungstechnologien beschritten werden. Die größten Rotorblätter erreichten etwa die doppelte Länge der Flügel der Verkehrsflugzeuge. Hohe Anlagenkosten waren die Folge. Erfahrungen mit Modellanlagen und verschiedenen Komponenten lagen nicht vor. Diese mussten während des Probefliegens gesammelt bzw. in Dauertests ermittelt werden. Schlechte Betriebsergebnisse waren die Folge. Heute übliche Anlagenverfügbarkeiten von über 98,5 %, die wesentlich auf diesen Erfahrungen beruhen, konnten bei Weitem nicht erreicht werden, was vielfach zu einem Abbruch von Vorhaben bereits im Entwicklungsstadium führte. Für Pilotprojekte notwendige Erprobungs- und Modifikationsphasen wurden den Anlagen in diesen Phasen nicht zugestanden.

Schrittweise Anlagenentwicklung und Vergrößerung

Parallel zu der Großanlagenentwicklung wurden vor allem in Dänemark, Deutschland, den Niederlanden und den USA Kleinturbinen der 20- bis 50-kW-Klasse gebaut. Dazu wurde eine große Vielfalt an unterschiedlichen Komponenten aus der Serienproduktion von konventionellen Energieversorgungs- und Industrieanlagen verwendet. Aufgrund dieser Entwicklung konnten sich insbesondere durch robuste Konstruktionen besonders betriebssichere Systeme erfolgreich am Markt etablieren. Die Hochskalierung dieser Anlagenkonfigurationen in den MW-Bereich brachte kostengünstige Anlagen hoher Betriebssicherheit auf den Markt. Ein groß angelegtes Breitentestprogramm konnte dies belegen.

Breitentest

Mit dem »Wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramm (WMEP) 250 MW Wind« wurde unter Federführung des ISET (Institut für Solare Energieversorgungs-Technik, Kassel, heute: Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES) zwischen 1989 und 2006 der weltweit größte Breitentest in Deutschland durch- und bis 2008 weitergeführt. Dabei wurden Windkraftanlagen, die zwischen 1990 und etwa 1997 installiert worden sind, hinsichtlich herstellerspezifischer Konzeption, Standort, Energieerträge, des Leistungsverhaltens sowie die Ausfälle und Fehlerquellen über eine Zeitdauer von zehn Jahren beobachtet.

Die Auswertungen wurden z. T. weitergeführt (nach ihrem Aufbau) und die Betriebsergebnisse werden in Form von Jahresberichten [4] für verschiedene Anlagengrößen, Typenmerkmale, Hersteller, Standortkategorien etc. veröffentlicht oder können von der interessierten Öffent-

Abb. 67: Störungsursachen

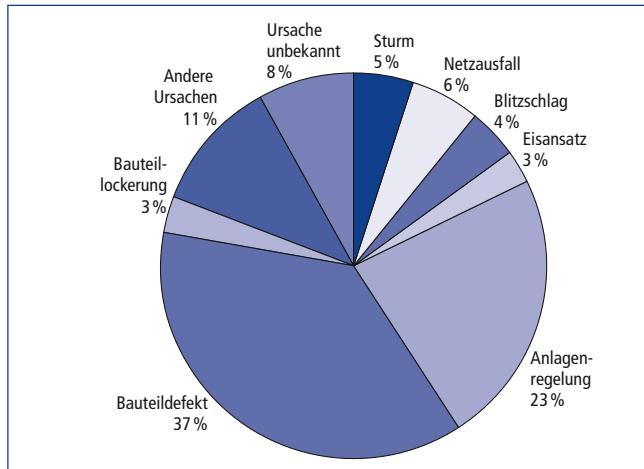


Abb. 68: Störungsauswirkungen

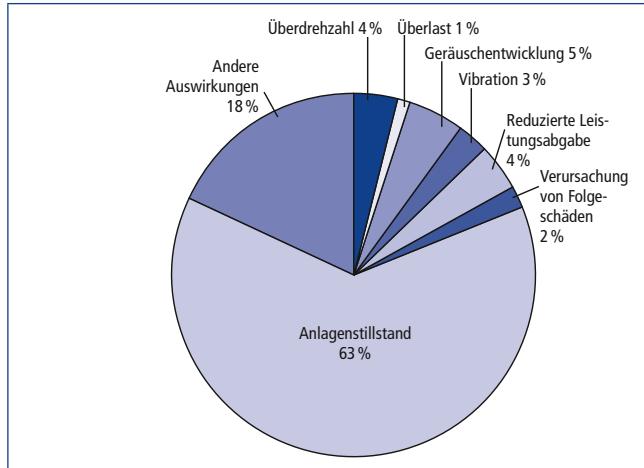
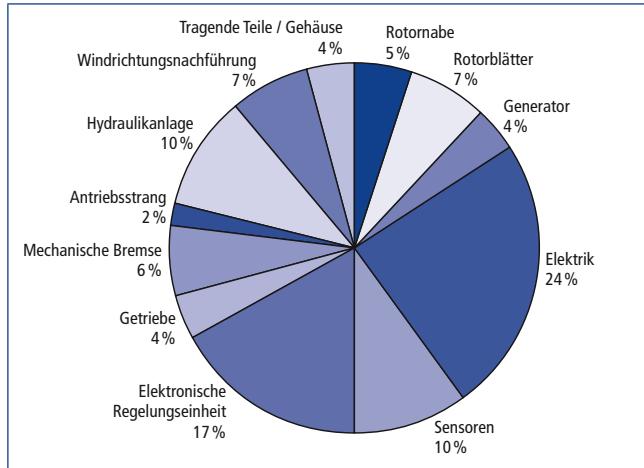


Abb. 69: Instandsetzungen



lichkeit über das Internet-Informationssystem REISI (Renewable Energy System on Internet) teilweise abgerufen werden: www.windmonitor.de. Neue Ergebnisse wurden jedoch nicht veröffentlicht. Da sich keine gravierenden Veränderungen ergeben haben, bleiben die Ursachen und Auswirkungen von Störungen sowie die Instandsetzungen in den bisherigen Verteilungen weitestgehend erhalten (Abb. 67, 68, 69).

Als Hauptfehlerquellen im Anlagenbetrieb haben sich Verschleiß oder Defekt von Bauteilen (37 %) und Fehlfunktionen in der Regelung (23 %) herauskristallisiert; dabei dominieren Elektrik, elektronische Regelungseinheiten und Geber bei Weitem (Abb. 67). Sturmschäden (5 %), Netzausfall (7 %) und Blitzschlag (4 %) kommen zahlenmäßig weniger häufig vor. Allerdings sind die Folgekosten durch Blitzschäden relativ hoch. Die Anlagenverfügbarkeit aller Anlagen liegt heute im Durchschnitt bei 99 % [33].

Nach externen und internen Störungen werden nur in 30 % der Fälle Auswirkungen nach außen festgestellt. Der weitaus größte Anteil (63 %) von Störungen führt nach Abb. 68 zum Anlagenstillstand. Dadurch werden mögliche Folgeschäden (2 %) weitgehend vermieden, indem die Anlagenbetriebsführung zwei Drittel aller problematischen Situationen erkennt und sicher reagiert.

Um aufgetretene Störungen zu beseitigen, sind Instandsetzungsmaßnahmen notwendig. Davon sind verschiedene Bauteile und Komponentengruppen betroffen. Abb. 69 zeigt, dass in nahezu 54 % der Fälle elektrische Baugruppen wie Elektrik, elektronische Regelungseinheiten, Sensoren und Generatoren betroffen sind.

Neben unterschiedlichen Windverhältnissen, die im Küstenbereich am günstigsten sind, lassen sich auch Unterschiede in den Betriebsbedingungen und Störungen erwarten. Langjährige Untersuchungen im Wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramm und die weitergeführten Auswertungen belegen dies. Im Mittelgebirge sind Blitzschäden etwa doppelt so hoch, Sturmschäden ca. drei bis viermal höher und Eisansatz ungefähr sechs bis siebenfach häufiger als an anderen Standorten. Vom Netzausfall ist hingegen die Küste stärker betroffen als andere Bereiche. Detaillierte Angaben sind dem Windenergie Report Deutschland 2011 [33] zu entnehmen.

6.10 Entwicklungstendenzen

Seit dem ersten Windenergieboom Mitte der 80er-Jahre in Kalifornien hat ein Trend zu größeren Anlagen begonnen. Dieser hat sich ab etwa 1990 wesentlich verstärkt fortgesetzt. Dabei konnten sich trotz steigender Festigkeitsanforderungen bis zur MW-Klasse sogenannte »robuste Konzepte« mit stallgeregelten Turbinen, Getriebe, Asynchrongenerator und direkter (starrer) Netzkopplung stark am Markt behaupten. Die Zeit um die Jahrtausendwende wurde in hohem Maße von Großanlagen-Entwicklungen geprägt. Die momentan angebotenen MW-Systeme und die Neuentwicklungen sowie Re-Designs der 2- bis 5-MW-Klasse sind auf blattwinkelgeregelte Einheiten mit drehzahlvariablen Energiewandlungskonzepten ausgerichtet. Dabei werden bisher von vielen Herstellern doppelgespeiste Asynchrongeneratoren favorisiert. Auch Asynchrongeneratoren mit Kurzschlussläufern und Vollumrichtern bieten eine gute Alternative. Elektrisch und permanent erregte Synchrongeneratoren in getriebeloser, bzw. ein- oder mehrstufiger Getriebeausführung mit Umrichtersystemen bilden eine erfolgreiche Entwicklungslinie, die momentan sehr viele Hersteller verfolgen. Sie eröffnen enorme

Entwicklungspotenziale und ermöglichen die Einhaltung der Anforderungen entsprechend der Grid Codes. Drehzahlvariable Getriebe mit direkt netzgekoppeltem Synchrongenerator bilden eine weitere, Erfolg versprechende Variante, die insbesondere bei Netzfehlern wesentlich zur Netzstabilisierung beitragen kann.

Im Hinblick auf weitere Anlagenvergrößerungen stehen Verbesserungen von Wirkungsgraden, Fertigungs-, Transport- und Montagemöglichkeiten insbesondere durch kleinere, kompaktere Bauweisen und Gewichtsreduzierungen im Vordergrund. Die Segmentierung von Türmen über 4,20 m Durchmesser für den Transport bildet ein Beispiel. Weiterhin liegt der Fokus auf der Erhöhung der Lebensdauer und auf einer Verbesserung der Betriebssicherheit von Komponenten und Systemen. Dazu gehören spezielle Rotorblatt-, Nabens-, Getriebe-, Generator- oder Umrichter-Entwicklungen mit dem Ziel, für einen wirtschaftlichen Durchbruch entscheidende Kostensenkungen zu erreichen.

Darüber hinaus werden sozio-ökologische, ökonomische, Akzeptanz- und Umgebungsfragen immer stärker in den Vordergrund gedrängt. Dabei erlangen einerseits emissionsmindernde Entwicklungen wie lichtarme Befeuerung und lärmgekapselte Maschinenhauskonstruktionen bis hin zu reflexionsarmen Farbanstrichen im Hinblick auf eine Verringerung der visuellen Auswirkungen zunehmend an Bedeutung. Andererseits sollen warnende Maßnahmen an rotierenden Turbinen zu möglichst geringen Fledermaus- und Vogelschäden führen.

7 Windparks

Der Zusammenschluss von Windkraftanlagen zu Windparks an Land und auf See ermöglicht es, Netzsysteme intensiv zu nutzen und Kosten bei Bau und Betrieb einzusparen. Leistungs-ausgleich und Parkmanagement bieten zudem erhebliche Vorteile im Vergleich zum Alleinbetrieb. Gegenseitige Einflüsse mindern allerdings die Energieerträge, erhöhen Turbulenzen und verringern die Lebensdauer von Tragwerken der Anlagen.

7.1 Parkeffekte

Wie bereits Kapitel 4 zeigt, entzieht jede Windkraftanlage dem Wind einen Teil seiner Energie. Das geschieht durch Verzögerung der Windgeschwindigkeit. Diese wirkt sich hinter der Anlage besonders stark aus und wird deshalb als Nachlauf-Effekt bezeichnet. Betroffen sind die dahinter angeordneten Windkraftanlagen. Die vorherrschende Richtung des Windes, die Hauptwindrichtung, spielt eine wesentliche Rolle für die Anordnung von Windkraftanlagen in einem Windpark.

In Deutschland ist die Hauptwindrichtung meist Süd-West. Sie kann jedoch regional und lokal Verschiebungen aufweisen. Informationen über die Verteilung der Windgeschwindigkeit und die Häufigkeit der Windrichtungen werden in den sogenannten Windrosen auf der Grundlage meist langjähriger meteorologischer Messungen dargestellt. Dem europäischen Windatlas entsprechend wird der Horizont in 12 Sektoren unterteilt. Zu erkennen ist einerseits die relative Häufigkeit der jeweiligen Windrichtung und andererseits diese mit der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit in dieser Richtung multipliziert. Die Windrose gibt somit Informationen, welchen Betrag jede Windrichtung bzw. jeder Sektor zur durchschnittlichen Windgeschwindigkeit vor Ort leistet und welche Energieerträge aus welcher Richtung zu erwarten sind [60].

Von flachem Gelände mit niedriger Rauigkeit ausgehend wurden Berechnungsverfahren entwickelt, um die Windgeschwindigkeitsänderungen und deren Auswirkungen auf andere Windturbinen in der Umgebung zu bestimmen. Wesentliche Faktoren sind dabei Windgeschwindigkeitsverzögerungen bzw. Energieertragsminderungen sowie eine Erhöhung von Turbulenzen und daraus resultierenden Lasten an den Rotorblättern, der Nabe, dem Triebstrang bis hin zu Turm und Fundament. Eine Verfeinerung der Berechnungsmethoden und deren Ausweitungen auf komplexe Geländestrukturen ermöglicht es heute, die Effekte gegenseitiger Beeinflussungen von Windkraftanlagen in Windparks bei unterschiedlichen Aufstellungsgeometrien, Anlagentypen und Turmhöhen mit guter Genauigkeit zu bestimmen und zu erwartende Energieerträge zu ermitteln.

7.2 Parkausführungen

Jede Anlage eines Windparks beeinflusst die unmittelbar umgebenden lokalen Windverhältnisse und den Energieentzug der anderen Anlagen. Diese Effekte müssen durch planerische Gestaltung von Windparks minimiert werden. Hierbei gilt es, das günstigste Verhältnis zwischen größter Anlagenzahl und kleinster gegenseitiger Beeinflussung zu finden.

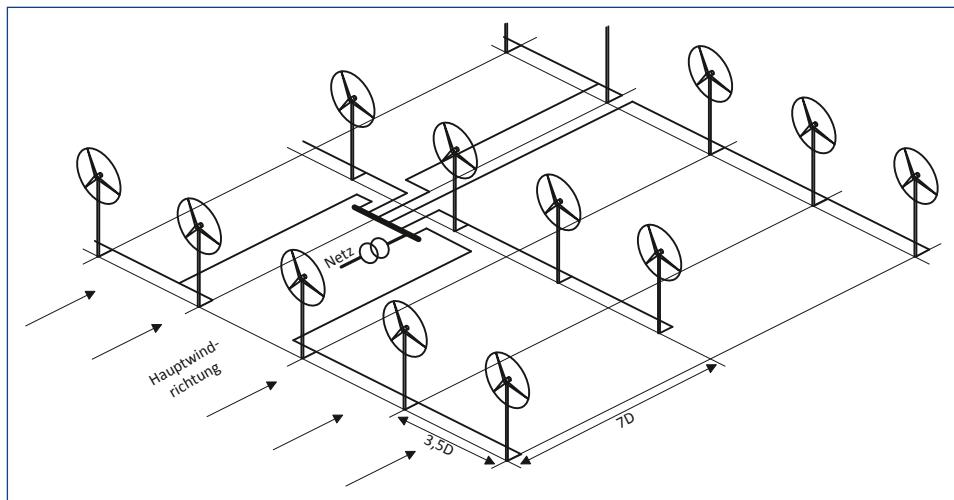


Abb. 70: Platzierung der Windkraftanlagen in Hauptwind- und Querrichtung mit Netzanbindung und den Abständen 7 bzw. 3,5 Rotordurchmessern (D)

Die technische und geometrische Ausführung von Windparks sollte aus Ertragsgründen größtmögliche Abstände der Anlagen in Richtung des Windes aufweisen. Gleichzeitig werden kürzest mögliche Distanzen zwischen den Anlagen gefordert, um Kabelverbindungen kurz zu halten und eine möglichst hohe Zahl von Anlagen in einem vorgegebenen Geländeareal unterzubringen. Was zunächst sehr widersprüchlich erscheint, lässt sich unter Berücksichtigung von vorwiegend und selten vorkommenden Windrichtungen in den Parkausführungen in Einklang bringen.

Erfahrungsgemäß werden die Abstände der einzelnen Windturbinen (Abb. 70) mit 5 bis 10 (häufig 7) Rotordurchmessern in Hauptwindrichtung und 2,5 bis 5 (oft 3,5) Rotordurchmessern in Querrichtung gewählt. Weiterhin werden die Anlagen in jeder zweiten Reihe in Hauptwindrichtung auf die Lücken der vorherigen und nachfolgenden Reihe in Querrichtung versetzt angeordnet. Durch die üblicherweise angewandte Einhaltung von Abstandsellipsen mit den entsprechenden Durchmessern zwischen den Windturbinen, ergeben sich in Abb. 70 nur geringfügige Verschiebungen. Beispielsweise lassen sich dadurch die Geometrie störende Grenzen oder Ausschlussgebiete besser berücksichtigen bzw. für Windparks mit unterschiedlichen Anlagengrößen exakttere Platzierungen finden. Windparkwirkungsgrade von über 95 % werden zwar angestrebt, 92 bis 95 % sind jedoch akzeptabel.

Bei der Ausführung von Windparks werden meist Anlagen gleichen Typs von einem Hersteller verwendet (Abb. 67). Dadurch lassen sich im Allgemeinen günstigere Kosten für Anschaffung, Wartung und Instandhaltung erzielen. Windparkausführungen mit Anlagen von zwei oder mehreren Herstellern können die Kosten erhöhen sowie Planung, Bau, Betrieb und Lagerhaltung komplizieren. Dadurch wird allerdings das Risiko, von einem Hersteller abhängig oder bei eventuell auftretenden systematischen Fehlern (z. B. Getriebetausch aller Anlagen) ausgeliefert zu sein, wesentlich verringert.



■ **Abb. 71:** Windpark an Land mit Anlagen gleichen Typs (gleicher Hersteller, gleicher Typ)



■ **Abb. 72:** Windpark an Land mit Anlagen ungleichen Typs (Hersteller und Anlagengröße unterschiedlich)



■ **Abb. 73:** Windpark Offshore 1 der Bard Gruppe 100 Kilometer vor Borkum

Die Anlagengröße hat sich in den 30 Jahren moderner Windkrafttechnik stetig erhöht und erreicht im Durchschnitt die 3 MW-Klasse. Dabei werden noch immer überwiegend Anlagen in Windparks an Land errichtet. Offshore-Windparks werden vorzugsweise mit 5-MW-Turbinen ausgeführt (Abb. 73). Anlagenabstände und Energieerträge erhöhen sich dadurch beträchtlich. Große Kabellängen sind die Folge. Die elektrische Energieeinspeisung eines Windparks erfolgt im Allgemeinen von den niederspannungsseitig (400 bis 900 V) ausgeführten Windkraftanlagen über Transformatoren und Mittelspannungskabel (20 oder 30 kV) in 110-kV-Hochspannungsnetze [61]. Sehr große Windparks erfordern eine Einspeisung in Höchstspannungsnetze (220 und 380 kV) oder Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungen über sehr große Distanzen. Windparkmanagement, Condition Monitoring und Spannungsbzw. Blindleistungs-Regelung im Windparknetz und auf den Übertragungsstrecken werden auch über webbasierte Kommunikation durchgeführt, um weltweiten Zugriff auf die Anlagen-daten zu haben und die angestrebten hohen Leistungen kostengünstig über große Distanzen übertragen zu können [59]. Somit lassen sich eine hohe Verfügbarkeit der Anlagen und höchstmögliche Energieerträge erzielen.

8 Netzintegration

Das sogenannte starre Verbundnetz mit Kraftwerken im 1 000-MW-Bereich kann aufgrund seines sehr hohen Leistungsvermögens gegenüber den Nennwerten der einzelnen, angegeschlossenen Verbraucher als unendlich ergiebige Wirk- und Blindstromquelle betrachtet werden. Für relativ kleine einspeisende Energieversorgungseinrichtungen, die Windkraftanlagen auch im 5-MW-Bereich darstellen, kann man es als unbegrenzt aufnahmefähige Senke mit konstanter Spannung und Frequenz ansehen.

Im Gegensatz zu konventionellen, thermischen Kraftwerken werden Windturbinen meist an entlegenen Stellen mit begrenzten Einspeisemöglichkeiten errichtet. Dadurch ist vielfach eine schwache Netzanbindung über z.T. lange Stichleitungen anzutreffen. Bei großen Windkraftanlagen, insbesondere bei Windparks, kann somit die Einspeiseleistung durchaus in die Größenordnung der Netzübertragungsleistung gelangen oder diese sogar übertreffen, so dass ein Abregeln der Anlage notwendig wird. Beim Netzanschluss von Offshore-Windparks im mehrere Hundert MW- bis GW-Bereich ergeben sich mit Großkraftwerken vergleichbare Einspeisesituationen. Dabei ist es erforderlich, diese Energie ortsnahen Lasten zuzuführen oder überregional in weit entfernte Verbrauchszentren zu übertragen.

8.1 Anforderungen der Netzbetreiber

Die gestellten Anforderungen sowie die notwendigen Einrichtungen zum Netzanschluss von Windkraftanlagen sind aus Gründen der Übersicht in vereinfachter Form anhand von Abb. 74 dargestellt.

8.2 Netzeinwirkungen und Abhilfemaßnahmen

Bei der Einbindung von Windkraftanlagen entstehen Rückwirkungen auf die elektrischen Versorgungsnetze. Betrachtet werden müssen, neben der allgemeinen Verträglichkeit, auch Leistungsvariationen und Spannungsschwankungen mit eventueller Flickerwirkung bei Beleuchtungsanlagen nahe der Einspeisung. Die Erhöhung der Kurzschlussleistung durch zusätzlich angeschlossene Windkraftanlagen kann die Höchstleistung der Schutzeinrichtungen im Netz überschreiten, so dass der Schutz im Netz unter Umständen nicht mehr gewährleistet ist. Weiterhin müssen Spannungssymmetrien, Oberschwingungen als ganzzahlige bzw. Zwischenharmonische als nicht ganzzahlige Vielfache der 50-Hertz-Netzfrequenz sowie Störaussendungen und Netzresonanzen [62] vermieden werden.

Für wesentliche Teilbereiche sind Grundsätze zur Beurteilung von Netzerückwirkungen für Mittel- bzw. Niederspannungsanlagen in den Technischen Anschlussbedingungen des BDEW und der Richtlinie VDE 0838 angegeben. Diese sind jedoch weitgehend auf Verbrauchersysteme abgestimmt.

Geforderte Schutzmaßnahmen sind im Allgemeinen spezifisch für den jeweiligen Netzbetreiber [41] und können durchaus regional differieren. Sie sollen das jeweilige Netz vor störenden Rückwirkungen aus Eigenerzeugungsanlagen bewahren. Neben einem angemessenen Kurzschluss- und Generatorschutz sind vor allem die folgenden Vorkehrungen zu treffen:

Netzkopplung	Trennstelle nach DIN VDE 0105 jederzeit dem Netzbetreiber zugänglich
Schalteinrichtungen	Kuppelschalter mit mindestens Lastschaltvermögen Auslegung für maximalen Kurzschlussstrom (WKA, Netz) Wechselrichter: Schaltstelle auf der Netzseite
Schutzeinrichtungen	Grundparametrierung an Erzeugungseinheiten [194] <ul style="list-style-type: none"> ■ Spannungsrückgangsschutz, Bereich: $0,1 \dots 1,0 \cdot U_N$ ■ Spannungssteigerungsschutz, Bereich: $1,0 \dots 1,3 \cdot U_N$ ■ Frequenzrückgangsschutz, Bereich: $47,5 \dots 50 \text{ Hz}$ ■ Frequenzsteigerungsschutz, Bereich: $50 \dots 52 \text{ Hz}$
Blindleistungskompensation	Leistungsfaktor im Bereich 0,95 kapazitiv bis 0,95 induktiv Leistung, Schaltung und Regelungsart der Blindleistungskompensationsanlage sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen
Zuschaltbedingungen	Grundsätzlich einzuhaltende Grenzwerte <ul style="list-style-type: none"> ■ Netzspannung, Bereich: $U_n > 0,95 \cdot U_c$ ■ Netzfrequenz, Bereich: $47,5 \dots 50,05 \text{ Hz}$ <i>Synchrongeneratoren & doppelt gespeiste Asynchrongeneratoren</i> <ul style="list-style-type: none"> ■ Synchronisiereneinrichtung erforderlich <ul style="list-style-type: none"> - Spannungsdifferenz: $\Delta U \pm 10 \% U_N$ - Frequenzdifferenz: $\Delta f \pm 0,5 \text{ Hz}$ - Phasendifferenz: $\Delta \varphi \pm 10^\circ$ <i>Asynchrongeneratoren</i> <ul style="list-style-type: none"> ■ spannungslos zuschalten im Bereich: $0,95 \dots 1,05 \cdot n_{syn}$ ■ bei motorischen Anlauf: Begrenzung des Anlaufstroms
Netzrückwirkungen	Spannungsschwankungen und Flicker <ul style="list-style-type: none"> ■ Ungestörter Betrieb, $\Delta u_a \leq 2 \% \text{ d. Spannung ohne Erzeugungsanlagen}$ ■ Schnelle Änderungen, $\Delta u_{max} \leq 2 \% \cdot U_c$ ■ Langzeitflickerstärke, $P_{lt} \leq 0,46$ <i>Oberschwingungen sind zu begrenzen</i> <i>Betrieb von Rundsteueranlagen darf nicht beeinträchtigt werden</i>
Inbetriebnahme	Prüfung: <ul style="list-style-type: none"> ■ Trenneinrichtungen ■ Messeinrichtungen ■ Kurzschluss und Entkupplungsschutz ■ Schnittstellen zum Netzbetreiber ■ Reduzierung der Einspeiseleistung ■ Überwachung der Einspeiseleistung

Auszüge aus der Technischen Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz (Juni 2008)

■ **Abb. 74:** Anforderungen und Einrichtungen zum Netzanschluss von Windkraftanlagen

- Verhinderung oder nur kurzzeitiges Zulassen eines motorischen Betriebes der Anlage (Rückleistungsschutz) bei zu geringen Windgeschwindigkeiten
- Stützung des Netzes, wenn die Spannung bzw. Frequenz bestimmte Grenzwerte unterschreitet [63]
- Kompensation des Blindleistungsbedarfs auf vorgeschriebene Werte
- Zuschalten der Asynchrongeneratoren nur im Bereich von etwa 95 bis 105 % ihrer Leerlauf- bzw. Synchrongdrehzahl (bei Großanlagen nicht mehr relevant)

Netzeinwirkungen, wie Leistungsschwankungen und Spannungsvariationen sowie Oberschwingungen und Netzresonanzen, die bis Anfang der 90er-Jahre beim Netzanschluss von

Windkraftanlagen eine wichtige Rolle einnahmen, haben bei den modernen Umrichterkopplungen wesentlich an Bedeutung verloren.

Große elektrische Verbraucher- oder Einspeisesysteme verursachen durch **Leistungsänderungen** im Allgemeinen **Spannungsvariationen**, die insbesondere an schwachen Netzen große Werte annehmen können. Die Leistung einer Windturbine unterliegt sowohl periodischen als auch stochastischen (zufälligen) Schwankungen. Eine im Hinblick auf Spannungseinflüsse meist untergeordnete Rolle spielen periodische Anteile, die insbesondere durch Höhenwindgradienten, Turmschatten- und Turmstaueffekte⁵ hervorgerufen werden. Kurz- und langfristige Windgeschwindigkeitsänderungen verursachen hingegen dominierende Leistungs- und daraus folgend Spannungsschwankungen. Dies führt zu Veränderungen der Leuchtdichte bei Beleuchtungseinrichtungen – sogenannte Flicker.

In [40] werden **Flickerstörfaktoren** angegeben. Dabei ist zu unterscheiden zwischen kurzzeitigen Mittelwerten, die in einem Zehn-Minuten-Intervall maßgebend sind, und langzeitig wirkenden Zwei-Stunden-Mittelwerten. Die FGW-Richtlinien [64] berücksichtigen neben den rein betragmäßig zu erwartenden Veränderungen die wirklichkeitsnäheren Einwirkungen, die phasenrichtige Beziehungen beinhalten.

Um vorhandene Netzanschlussleistungen möglichst gut auszunutzen, können bei modernen Windkraftanlagen weitergehende Eingriffe vorgenommen werden. Überschreiten z. B. Spannungsänderungen, Flickereffekte oder die thermische Belastbarkeit der Kabel und Freileitungen vorgegebene Grenzwerte, so müssen einspeisende **Windkraftanlagen in ihrer Leistung** soweit **begrenzt** werden, dass Netze stets sicher betrieben werden können.

Eine weitergehende Möglichkeit, Netze durch regenerative Einspeisung günstiger zu gestalten, ist mit der **Regelung bzw. Stützung des Netzes** mithilfe von Windkraftanlagen gegeben. Diese erlauben es, den Einspeisewinkel des Stromes, d. h. die Blindleistungslieferung, frei einzustellen [65]. Dafür sind z. B. Anlagen mit selbstgefährten IGBT-Wechselrichtern geeignet. Insbesondere beim Verbundbetrieb von Windkraftanlagen in großen Windparks, an windgünstigen Standorten in Küstenbereichen, im Binnenland und Mittelgebirge sowie im Offshore-Einsatz gewinnt die Spannungs- bzw. Blindleistungsregelung am Einspeise-, Verknüpfungspunkt o. ä. zunehmend an Bedeutung.

Momentan auf dem Markt angebotene Windkraftanlagen werden sowohl bei elektrisch und permanent erregten Synchronmaschinen und bei Kurzschlussläufer-Asynchrongeneratoren mit statorseitigem Vollumrichter als auch bei doppelt gespeisten Asynchrongeneratorausführungen mit läuferseitigem Teilumrichter mit IGBT-Bauelementen ausgeführt. Dabei übliche Schaltfrequenzen im Kilohertz-Bereich (kHz) führen insbesondere bei niedrigen Ordnungszahlen zu kleinen Oberschwingungswerten. Auftretende **Oberschwingungen** höherer Frequenz ermöglichen den Einsatz von Filtersystemen relativ kleiner Bauart. Die Isolation (insbesondere der ersten, umrichterseitigen Windungen) von Generator- und Transformatorwicklungen muss jedoch durch Stromanstiegsfilter (di nach dt-Filter) vor Schäden geschützt werden. Weiterhin ist zu bedenken, dass Filter, die z. B. für Toleranzbandregelungsverfahren in Pulsumrichtern eingesetzt werden, für relativ breite Frequenzbänder ausgelegt sein müssen [66–72].

⁵ Turmschatten bzw. Turmstau: das vom Turm beeinflusste Luftströmungsfeld. Rotorblätter erfahren im Strömungsbereich des Turmes kurzzeitige Belastungsänderungen.

8.3 On- und Offshore-Windparks

Durch den Zusammenschluss mehrerer Anlagen ergeben sich Möglichkeiten der Kosteneinsparung bei Planung, Bau, Betriebsführung und Instandhaltung. Mit der Mehrfachnutzung technischer Einrichtungen (z. B. Kabel, Netzeinspeisung) lassen sich zudem Vereinfachungen erzielen. Darüber hinaus sind durch die Leistungsmittelung bei ausgedehnten Windparks und durch eine Koordination der dezentralen Regeleinrichtungen besondere Vorteile hinsichtlich der Gleichförmigkeit des Leistungsangebotes und der Ausnutzung von Übertragungskomponenten zu erreichen [73–75].

Durch eine genaue Vorhersage der Windleistung lassen sich Kapazitätseffekte der Windenergie im volkswirtschaftlichen Sinn erzielen. Damit wird ihre Einspeisung im Kraftwerksverbund planbar und somit der Wert im liberalisierten Strommarkt bzw. an der Strombörse deutlich erhöht. Durch Onlineerfassung der Leistung von wenigen Referenzwindkraftanlagen lässt sich nach [74] das Zeitverhalten der Windleistung für ein Versorgungsgebiet prognostizieren. Numerische Wettermodelle des Deutschen Wetter-Dienstes (DWD) mit einer Auflösung von 7 km liefern die Grundlage für einen Vorhersagezeitraum von 72 Stunden. Für Folgetagsprognosen werden vorwiegend statistische Verfahren angewandt, die Fähigkeiten künstlicher neuronaler Netze nutzen [76–77]. Auch andere Methoden sind in Entwicklung und Anwendung.

Beim Verbund von Windkraftanlagen lassen sich vorteilhafte Eigenschaften unterschiedlicher Systemkonfigurationen hinsichtlich der Ausbildung von Kurzschlussströmen und der Anwendung von Schutzkonzepten kombinieren.

Turbinen mit Asynchrongeneratoren erhöhen bei direkter Netzkopplung die für das zuverlässige Auslösen von Schutzeinrichtungen notwendige Netzkurzschlussleistung kurzzeitig um etwa 5 bis 7-fache Nennleistung. Weiterhin hat ihre Generatorinduktivität in Verbindung mit der Kompensationskapazität eine deutliche Filterwirkung im Netz. Derartige Anlagenkonfigurationen haben aufgrund heutiger Netzanforderungen bei Neuinstalltionen keine Relevanz mehr. Über Umrichter in das Netz speisende Anlagen erhöhen die Kurzschlussleistung nur um etwa den Betrag ihrer Nennleistung. Sie bringen aber wechselrichterspezifische Oberschwingungen mit sich. Windkraftanlagen mit drehzahlvariablen Getrieben und direkt am Netz betriebenen Synchrongeneratoren erhöhen kurzzeitig die Kurzschlussleistung um den 8 bis 10-fachen Nennwert und können somit entscheidend zur Netzstabilität beitragen. Durch den Anlagenverbund unterschiedlicher Konfigurationen können damit Kurzschlussströme und Netzeinwirkungen niedrig sowie die Netzstabilität groß gehalten und Netzkapazitäten hoch ausgenutzt werden.

Durch den Einsatz von drehzahlvariablen geführten Anlagen, die über Pulswechselrichter ins Netz einspeisen, lassen sich zulässige Grenzwerte von Oberschwingungen einhalten und bereits im Netz vorhandene Oberschwingungen durch aktive Filterung mindern. Weiterhin kann durch Regelung des Leistungsfaktors oder des Stromeinspeisewinkels die Spannung am Netzanbindungs- oder Netzverknüpfungspunkt eines Anlagenverbundes auf vorgegebene Werte eingestellt bzw. gehalten werden (Kap. 8.1). Darüber hinaus bietet sich durch die überaus kurzen Zugriffszeiten dieser Umrichter (unter 1 ms) im Netz die Möglichkeit, vorhandene Spannungseinbrüche oder Netzfehler zu stützen und teilweise oder ganz auszuregeln. Dadurch lassen sich vorhandene Netze gut auslasten und Kosten für Netzverstärkungsmaßnahmen einsparen [78–81].

Bei leistungsschwachen Netzen mit hohem Windkraftanteil sind besonders große Netzrückwirkungen zu erwarten. Praktische Untersuchungen an Inselnetzen haben jedoch gezeigt, dass bei einer gezielten Auslegung des Netzes und seiner Komponenten sogar Windleistungsanteile von 100% möglich sind [82–84]. Durch Maßnahmen zur Beeinflussung der Netzcharakteristik lassen sich somit im Verbundbetrieb unter Einbindung von Phasenschiebern, Speichern mit Umkehrstromrichtern, Netzfiltern, Kompensationseinheiten und Netzreglern mögliche Netzstörungen vermeiden.

Die Netzanbindung von großen Offshore-Windparks stellt eine neue Dimension von Herausforderungen an die Forschung und Technologie der elektrischen Energieübertrager dar [85–87]. Einerseits soll der Elektrizitätstransport möglichst rückwirkungsfrei auf die Umwelt geschehen [88]. Hierzu müssen störende elektrische und magnetische Felder vermieden werden. Andererseits sind große Energien bzw. hohe Leistungen über möglichst weite Entfernung bei niedrigsten Verlusten und hoher Netzstabilität zu übertragen. Dabei werden in wenigen Jahren die Offshore-Windparks durchaus die Größenordnung der momentan installierten Kernkraftwerksleistung erreichen [89]. Für Übertragungen von Leistungen dieser Ausmaße sind neben der eingesetzten Drehstromtechnologie (bei 110, 220, 380 kV, 50 Hz) höhere Spannungsebenen (500 bis 1 000 kV) bzw. Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungen (HGÜ) oder niederfrequenter Stromtransport (z. B. bei 10, 16, 20 Hz) in Betracht zu ziehen [90–91]. Bei niedrigen Frequenzen vermindern sich die Übertragungsreaktanzen frequenzproportional. Bei HGÜ verschwinden diese gänzlich, so dass nur ohmsche Anteile übrig bleiben. Günstigere Übertragungen über größere Entfernung sind dadurch möglich. Der technische Aufwand und die Kosten erhöhen sich durch zusätzliche Umrichtersysteme allerdings erheblich und machen diese wesentlich fehleranfälliger. Daher wurden bisher 50-Hz-Drehstrom-Übertragungen favorisiert.

Mit klassischen, auf Thyristorumrichtern basierenden HGÜ-Systemen, lassen sich sehr hohe Leistungen (bis 10 GW) über sehr große Distanzen (z. B. 3000 km), aber nur vom Windpark zum Netzeinspeisepunkt (also von Punkt zu Punkt) übertragen. Zusätzliche Ein- oder Auskopplungen sind nicht möglich. Die moderne HGÜ-Technik basiert auf IGBT-Umrichtersystemen. Mit diesen wird in Zukunft erwartet, dass Ein- und Auskopplungen auf langen Übertragsstrecken durchaus realisiert werden können. Weiterhin sind sie schwarzstartfähig, d. h., sie können nach einem Netzfehler oder Netzzusammenbruch das Netz selbsttätig wieder-



a) Offshore-Testfeld alpha ventus
mit Drehstromübertragung



b) Baltic 2 mit HGÜ-Übertragung

■ **Abb. 75:** Umspannstationen

aufbauen und in allen Wirk- und Blindleistungsbereichen betrieben werden. Ihr Leistungsvermögen ist bisher auf etwa 1 GW begrenzt. Derartige Systeme sind bereits in Offshore-Windparks aufgebaut und in Erprobung (Abb. 75b).

8.4 Auswirkungen eines starken Windenergieausbaus

Aufgrund der Altersstruktur von momentan betriebenen konventionellen Kraftwerken und von politischen Vorgaben, insbesondere durch den Atomausstieg, wird in Deutschland bis 2020 mehr als 40 GW neue Kraftwerksleistung erforderlich werden. Dabei wird die Entwicklung der Erzeugung, Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie vom Aufbau des europäischen Binnenmarktes und vom internationalen Stromhandel zunehmend beeinflusst. Verbraucher- und regionbezogene Nachfrageprofile müssen mit geeigneten Kraftwerken abgedeckt werden, die schnellregelbare Leistungscharakteristika aufweisen und kostengünstig betrieben werden können. Durch den europäischen Stromverbund werden die Gesamtkosten im Allgemeinen niedrig und die Zuverlässigkeit des Netzes hoch gehalten. Dies sind grundlegende Voraussetzungen für eine sichere Einbindung erneuerbarer Energie in die Netze, wobei die Windenergie momentan und während der nächsten Jahrzehnte die größte Bedeutung hat.

Bis zum Jahr 2020 können bei momentan etwa 38,5 GW an Land Windkraftanlagen mit etwa 50 GW installierter Leistung in Deutschland erwartet werden. In Nord- und Ostsee kommt eine installierte Windleistung von ca. 10 bis 15 GW bis 2020 hinzu [92]. 2025 bis 2030 wird der Wert sogar auf 20 bis 25 GW steigen.

Die Windkraftanlagenleistung wird sich bei einem weiteren, intensiven Ausbau sehr stark auf Norddeutschland konzentrieren. Allerdings ist die Stromnachfrage in dieser Region eher niedrig. Dadurch wird ein verstärkter Stromtransport notwendig werden. Dieser erfordert in eher netzschwachen, ländlichen Bereichen einen erheblichen Netzausbau.

Ausbau des elektrischen Energieversorgungsnetzes

Um die Elektrizität aus Windenergie in das Verbundnetz integrieren zu können, sind Ausbaumaßnahmen im Höchstspannungsübertragungsnetz erforderlich. Dabei kommt die Verstärkung vorhandener Stromtrassen in Betracht. Der Bau neuer Höchstspannungstrassen mit Wechsel- oder Gleichstrom-Übertragung (z.B. Südlink) bzw. die Nutzung von vorhandenen Wechselstromtrassen zur Hochspannungs-Gleichstromübertragung sind weiterhin erforderlich. Darüber hinaus wird der Bau von Querreglern zur gezielten Steuerung der Lastflüsse und der Bau von Anlagen zur Bereitstellung von Blindleistung notwendig sein. Bis 2020 müssen nach [89 – Netzstudie II] die bestehenden rund 18000 km Höchstspannungstrassen um 3600 km erweitert werden. Die Kosten für diesen Netzausbau betragen etwa 1,1 Mrd. Euro pro Jahr. Der Stromtransport – auch über große Entfernnungen von Windparks in Nord- und Ostsee zu Netzzchlusspunkten an Land über GIL oder VSC-HGÜ – wird nach [89 – Netzstudie II] als technisch und wirtschaftlich machbar bewertet.

Eine rechtzeitige Umsetzung der Maßnahmen zum Ausbau und zur Verstärkung der Netze ist erforderlich, um auch in Zukunft einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Mit der Inbetriebnahme von Südlink zwischen Wilster in Norddeutschland und Grafenrheinfeld in Bayern

mit 4 GW Übertragungsleistung wird bis 2022 gerechnet. Diese auf moderne HGÜ-Technik basierende Verbindung soll allerdings nur als klassische Punkt-zu-Punkt-Übertragung gebaut werden.

Regel- und Reserveleistung

Zur Aufrechterhaltung einer allzeit sicheren Stromversorgung werden durch die Integration großer, der Meteorologie unterliegenden Windleistungen in Netze zusätzliche Regel- und Reserveleistungen notwendig. Diese sind von der Genauigkeit der Windleistungsprognose, d. h. von der Abweichung zwischen Prognose und tatsächlicher Einspeisung, abhängig [33], [93]. Im Netz der 50 Hertz Transmission GmbH waren im Jahr 2011 im Mittel 11 280 MW Windleistung installiert. Der Prognosefehler lag in 74,8 % aller Fälle unter 5 % und in 99,5 % unter 25 %. Er kann jedoch, insbesondere aufgrund von Zeitversatz bei großen Leistungsgradienten zwischen Prognose und Einspeisung, durchaus auch 25 % überschreiten.

Um Abweichungen der tatsächlichen Einspeisung von der Prognose ausgleichen zu können, müssen Minuten- und Stundenreserven als Regel- bzw. Reserveleistung bereithalten werden. Positive Regel- und Reserveleistung wird bei zu kleiner und negative Leistung bei zu großer Windstromeinspeisung erforderlich. Diese muss als Kraftwerksleistung betriebsbereit vorgehalten bzw. abgeregelt werden.

Aufgrund der Vorrangregelung für Strom aus erneuerbaren Energien und wegen der nicht garantierbaren Leistungsbereitstellung, werden Windkraftanlagen, die sehr schnelle Regel eingriffe erlauben, bisher nicht als positive oder negative Regelreserve eingesetzt.

Seit Anfang 2012 müssen Betreiber von Windkraftanlagen sicherstellen, dass die Anforderungen der Systemdienstleistungsverordnung erfüllt werden [94]. Windkraftanlagen müssen sich damit an der Frequenzhaltung beteiligen und bei Überfrequenz die eingespeiste Wirkleistung schrittweise reduzieren. Darüber hinaus dürfen Anlagenbetreiber, abweichend von der bisherigen Vorrangs einspeisung, den produzierten Strom auch direkt als Regelenergie vermarkten. In der dena-Netzstudie II ist dies sogar ausdrücklich vorgesehen.

Nachteilig für die Bereitstellung von Regelenergie aus Windkraft sind die geringen Primärenergieträgerkosten. Eine Androsselung der Anlagen ist unter gesamtwirtschaftlichen Gesichtspunkten bisher nicht sinnvoll.

2003 mussten (bei etwa 14 000 MW installierter Windkraftanlagenleistung) im Mittel 1 200 MW positive und 750 MW negative bzw. maximal 2 000 MW positive und 1 900 MW negative Regel- und Reserveleistung eingeplant werden. 2020 werden im Mittel 4 180 MW positive und 3 317 MW negative Sekundär- und Minutenreserveleistung zusätzlich durch Prognosefehler der Windenergieeinspeisung erwartet [89 – Netzstudie II].

Nach [89 – Netzstudie II] kann die Regel- und Reserveleistung aus dem dann gegebenen Kraftwerkspark gedeckt werden, sodass keine zusätzlichen Kraftwerke zu installieren und zu betreiben sind. Ein Abruf von Regelreserven führt zu einem Mehrbedarf an Ausgleichsenergie. Mit dieser sind zusätzliche Kosten und CO₂-Emissionen verbunden, die der Windenergie zugeordnet werden müssen [95].

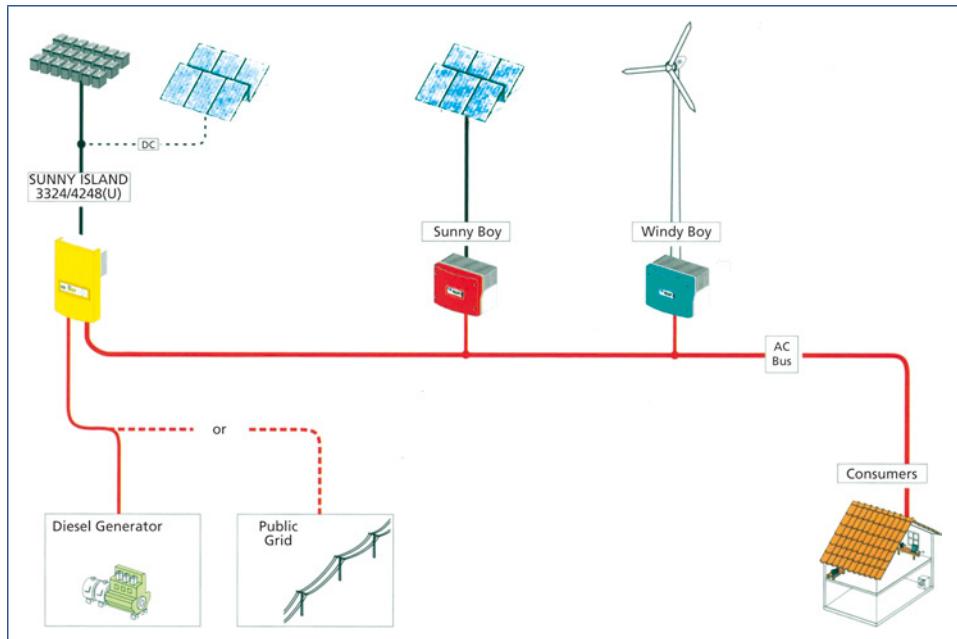
Weiterhin stark steigende Windenergieeinspeisung im Verbundnetz wird auch von dieser die Bereitstellung von Regel- und Reserveleistung erfordern. Im Rahmen der Dissertation Gesino [96] wurden daher bereits im Vorfeld umfangreiche Untersuchungen durchgeführt, um auch

die Windenergie für die gestellten Anforderungen dieser gesicherten Leistungsbereithaltung zu ertüchtigen. Dazu wurde einerseits das Abfahren von positiver und negativer Regel- und Reserveleistung in einem Windpark exemplarisch aufgezeigt und messtechnisch nachgewiesen. Andererseits wurden Algorithmen entwickelt, die eine sichere Vorhersage zur Bereitstellung von Regel- und Reserveleistung erlauben. Diese konnte anhand von Prognose- und Messergebnissen eines ganzen Jahres (2009) im vollen Umfang bestätigt werden. Damit lassen sich für die zunehmende Windenergiointensivierung erheblich erweiterte Zukunftsperspektiven eröffnen, die im Inselnetz von Irland bereits angestrebt werden und in der DENA II-Studie erwähnt sind.

9 Inselsysteme

Momentan leben weltweit ca. 1,4 Mrd. Menschen ohne Elektrizitätsversorgung meist in Entwicklungs- und Schwellenländern [97]. Für eine technische Entwicklung und damit verbundene Verbesserung der Lebensbedingungen stellt die Elektrifizierung eine wesentliche Basis dar. Somit ist zwar enormes Marktpotenzial für entlegene Versorgungen gegeben, eine großtechnische Umsetzung konnte jedoch noch nicht verwirklicht werden. Ausgehend von Spezialanwendungen, die in Industrieländern (Wochenendsiedlungen, Bergstationen usw.) entwickelt, erprobt und zur Marktreife geführt werden, lassen sich im Folgenden aufgezeigte Modulsysteme als sichere Elektrizitätsversorgungen auch in Entwicklungsländern verbreiten. Den versorgten Regionen und den nutzenden Bevölkerungskreisen werden damit neue Perspektiven einer wirtschaftlichen Entwicklung ermöglicht.

Versorgungseinheiten für Einzelverbraucher oder »Versorgungsinseln« (Abb. 76) mit regenerativer (Wind, Photovoltaik etc.) und fossiler Speisung (Diesel, Erdgas usw.) sowie Speichern im Kurzzeit- (Batterie, Supercap) oder Langzeitbereich (Biogas, Deponegas) müssen modular aufgebaut und einfach erweiterbar sein. Sie lassen aufgrund niedriger Primärenergie-, Energietransport- und Auslegungskosten für zukünftige Elektrifizierungsprogramme günstige Voraussetzungen erwarten.



■ Abb. 76: Vereinfachtes Blockschaltbild eines modularen, autonomen elektrischen Versorgungssystems

9.1 Besonderheiten von Inselsystemen

Windkraftanlagen sind, wie bereits im Kapitel 6.7 erwähnt, im Inselbetrieb nicht mit einem elektrischen Versorgungsnetz verbunden. Sie versorgen die angeschlossenen Verbraucher direkt. Generatoren, Blindleistungsbereitstellung und Regelungsmöglichkeiten sind bereits in Kapitel 6.7 ausgeführt.

Für den Inselbetrieb sind die Drehzahlregelung am Windrad und die Spannungsregelung am Generator maßgeblich. Hierbei sind zwei Anwendungsgebiete zu berücksichtigen:

- die Versorgung einfacher elektrischer Verbraucher, die keine hohen Anforderungen an die Konstanz von Generatorfrequenz und -spannung stellen (Heizung, Pumpen etc.),
- die Versorgung von elektrischen Verbrauchern, zu deren sicherem Betrieb Frequenz und Spannung des Generators nur in einem kleinen Bereich schwanken dürfen (z. B. elektronische Geräte).

Für die autarke Versorgung von Verbrauchern spielen die Unterschiede zwischen Windenergieangebot und Energiebedarf eine entscheidende Rolle. Trotz jahreszeitlich guter Übereinstimmung kann durch Flauten die Versorgung gefährdet werden. Abschaltbare Verbraucher ermöglichen einen sicheren Betrieb von Windkraftanlagen bei einem Windangebot, das unter der Verbrauchernachfrage liegt. Sehr kleine Windleistungsangebote oder völlige Flauten erfordern allerdings eine Überbrückung der Energieversorgung. Entsprechend dimensionierte Speicher und Notstromaggregate gewährleisten dies. Um die zeitliche Verfügbarkeit und die Energielieferung bestimmen zu können, sind detaillierte Angaben über die Winddaten am Aufstellungsort erforderlich (Kap. 10).

9.2 Einsatz in Deutschland

In Deutschland ist eine nahezu flächendeckende, netzgebundene Elektrizitätsversorgung gegeben. Dies betrifft sowohl Haushalte und Bauernhöfe als auch in besonderem Maße Gewerbebetriebe, Verkaufs- und Handelsbetriebe sowie Bergbau und Industriebetriebe. Einzelhaushalte und Bauernhöfe ohne Stromversorgung bilden neben Bergstationen seltene Ausnahmen. Für derartige Versorgungen werden meist vergleichbare Anforderungen hinsichtlich Qualität des Stromes (Spannungs- und Frequenzkonstanz, Klirrfaktoren) und der Verfügbarkeit wie bei Netzversorgungen gestellt, um handelsübliche Geräte mit 230/400 V Wechselspannung bei einer Frequenz von 50 Hz betreiben zu können. Dabei sollen die Kosten nicht höher als bei einem – je nach Lage – sehr teuren Netzanschluss liegen (Abb. 77a).

Insgesamt gibt es in Deutschland nur wenige Bauernhöfe und Bergstationen ohne Stromanschluss, bei denen eine Windkraftanlage mit Batteriespeicher und Diesel- oder Benzinaggregat einen wirtschaftlichen und versorgungssicheren Betrieb erlaubt. Für Einzelhaushalte ohne Strom bieten hingegen eher Batterielader-Kleinwindkraftanlagen – möglichst in Kombination mit PV-Anlagen – Kostenvorteile. Erhebliche Marktpotenziale gibt es jedoch für eine Versorgung von entlegenen Kommunikations- (Abb. 77b, c) oder Beleuchtungseinrichtungen.

Noch größere Marktpotenziale sind hingegen im Hobbybereich zur Versorgung von entlegenen Garten-, Wochenend- und Jagdhäusern oder für Segelboote (Abb. 77d) gegeben. Hier spielt die sonst in hohem Maße geforderte Versorgungssicherheit eher eine untergeordnete

Rolle. Der Verbindung zwischen romantischen Attributen und technisch möglichem Komfort kommt hier größere Bedeutung zu, als einer perfekten Stromversorgung. Allerdings sind z. B. mit den in [98–100] dargestellten Anforderungen Kombinationen von Teilsystemen nach dem in Abb. 77 dargestellten Versorgungssystem möglich. Der Systemaufbau muss dabei – an den meteorologischen Rahmenbedingungen orientiert – den Verbraucheranforderungen entsprechend ausgeführt werden. Dies bedeutet, dass aus Kostengründen auf vollständige Versorgungssicherheit verzichtet werden kann. Somit können zusätzliche Komponenten, wie große Batteriespeicher oder Dieselaggregate, eingespart werden und nur kleine Batterien zur Anwendung kommen. Statt komfortablen Wechselstrom-Versorgungen, die große Komplexität aufweisen und höhere Kosten verursachen, können auch einfache Gleichstromsysteme bei kleinen Leistungen eingesetzt werden.

Eine konsequente Weiterentwicklung der Systemtechnik für alle Leistungsklassen und Anforderungsprofile (Gleich-, Wechselstrom hoher oder geringer Güte) sowie meteorologischen und umgebungsbedingten Rahmenbedingungen wird es mittel- bis langfristig ermöglichen, diesen gigantischen Markt zu erschließen.

9.3 Einsatz in netzfernen Gebieten

Von Verbundnetzen entfernte Gebiete für Inselnetzversorgungen sind in dünn besiedelten Regionen technologisch hoch entwickelter Flächenstaaten anzutreffen, wie den USA, Kanada, Australien oder Russland. Weitaus größerer Bedarf an elektrischer Energie besteht jedoch in nicht elektrifizierten Regionen von Entwicklungs- und Schwellenländern Afrikas, Asiens sowie Mittel- und Südamerikas. Den unterschiedlichen Rahmenbedingungen und Anforderungen entsprechend können sich allerdings versorgungstechnisch große Differenzen zwischen diesen Bereichen ergeben. Im Folgenden sollen daher die beiden oben genannten Versorgungsgebiete umrissen werden.

Einsatz in Entwicklungs- und Schwellenländern

Große Städte in Entwicklungs- und Schwellenländern verfügen über netzgebundene Elektrizitätsversorgungen, die auf fossilen Energieträgern basieren. Diese sind vielfach auf größere Ansiedlungen in Stadt Nähe ausgedehnt. Entlegene Gebiete und kleinere Inseln haben hingegen meist keine Stromversorgung, da die Kosten für Beschaffung und Transport fossiler Energieträger und für Anlageninvestitionen nicht aufgebracht werden können. Beim Aufbau neuer Versorgungsstrukturen bieten hier regenerative Energien wie Windkraft langfristig große Vorteile. Dem Nachteil meist höherer Investitionskosten stehen Vorteile beim Betrieb gegenüber. Die Beschaffung und der meist aufwendige Transport der Brennstoffe entfallen oder werden auf Ersatz- und Notsysteme begrenzt.

Bei der Stromversorgung von Nomadenzelten, Hütten, Häusern, Gehöften in entlegenen Gebieten von Entwicklungs- und Schwellenländern werden überwiegend Solar-Home-Systeme (PV-Modul mit Batterie) oder Kleinstwindkraftanlagen als Batterielader eingesetzt. Beleuchtung, Radio- und Fernsehempfang sowie Telefonieren über Mobilsysteme bringen große Fortschritte an Lebensqualität und Information für die so versorgten Familien. Weiterhin werden wichtige Brennstoffe für die Beleuchtung eingespart und Brandgefahren durch offenes Feuer erheblich gemindert. Niedrige Kosten für das System stehen dabei im Vordergrund. Versorgungssicherheit spielt hingegen eine untergeordnete Rolle. Von Personen, die über eine derart

einfache Stromversorgung verfügen, besteht allerdings der Wunsch nach Wechselstromversorgung. Damit könnten marktübliche Geräte für Haushalt und technische Anwendungen eingesetzt werden.

Wechselstromversorgungen (115 V, 60 Hz oder 230 V, 50 Hz), erfordern die Einhaltung von Nominal- und Grenzwerten bei Verbrauchern. Größerer Schalt- und Regelungsaufwand bei der Energieaufbereitung ist die Folge. Mit Bauelementen der Leistungselektronik lässt sich dies einfach bewältigen. Der Stromtransport über relativ dünne Leitungen wird damit auch über größere Entfernung (z. B. mehrere Hundert Meter zwischen Windkraftanlage und Häusern) möglich. Weiterhin werden Schaltvorgänge zum Ein- und Abschalten von Erzeugungssystemen und Verbrauchern wesentlich vereinfacht und die Palette einsetzbarer Geräte erheblich erweitert. Bei einer möglichen Systemauswahl kann auch hier auf einen modularen Aufbau von einzelnen Komponenten nach Abb. 77 zurückgegriffen werden.

Wie eingangs des Kapitels bereits erwähnt, ist der Wunsch (von ca. 1,4 Mrd. Menschen) nach Elektrifizierung in Entwicklungs- und Schwellenländern von gigantischem Ausmaß und wird in Zukunft noch enorm ansteigen. Was in diesen Gebieten der Erde fehlt, ist die Kaufkraft, die Menschen in die Lage versetzt, hohe Investitionen für eine elektrische Grundversorgung aufzubringen. Diesen wohl größten Markt zu erschließen, wird daher nur in kleinen Schritten gelingen.



a) Energiecontainer



b) Funkmastversorgung



c) Segelbootversorgung



d) Beispiel für eine Dorfstromversorgung im Senegal

Abb. 77: Autarke Versorgungen

Einsatz in technologisch hoch entwickelten Flächenstaaten

Diese Länder verfügen aufgrund der zum Teil enormen Entfernungen zwischen Ansiedlungen nicht über eine flächendeckende, netzgebundene Elektrizitätsversorgung. In Regionen dieser Länder können durchaus eine halbe Millionen Menschen auf einer Fläche verstreut leben, die ein Mehrfaches der Fläche Deutschlands beträgt (z. B. Alaska). Hinzu kommen vielfach klimatische Bedingungen, wie sie in extrem kalten Gebieten Nordamerikas und besonders im sibirischen Teil Russlands anzutreffen sind oder extrem heißen Regionen in Australien und im Süden der USA, die einen sicheren Betrieb von Stromversorgungseinrichtungen erheblich erschweren können. Dies bedeutet, dass Aggregate, Batteriespeicher und Windkraftanlagen speziell für die im Betrieb zu erwartenden Temperaturbereiche ausgelegt werden müssen.

Bei Windkraftanlagen für extrem kalte Regionen müssen neben Getriebebeheizung und Blattenteisung auch Bauelemente der Elektrik und Elektronik zum Einsatz kommen, die einen sicheren Betrieb bis unter -60°C erlauben. Beim Einsatz in extrem heißen und feuchten Gebieten müssen hingegen Getriebe, Generatoren und Elektronikkühlsysteme mit dem erforderlichen Temperatur- und Feuchteschutz ausgestattet sein.

Im Gegensatz zur Anwendung in Deutschland sind in diesen Ländern große Marktpotenziale vorhanden, wenn ein dauerhaft sicherer Betrieb auch unter extremen Bedingungen garantiert werden kann. Die notwendige Kaufkraft ist in diesen Ländern im Allgemeinen (mit Ausnahme von Russland) gegeben. Die Anforderungen an die Systemkomponenten hinsichtlich der Qualität des Stromes mit Spannungs- und Frequenzkonstanz, Oberschwingungsgehalt bzw. Klirrfaktor und bezüglich der Verfügbarkeiten sind meist ähnlich gelagert wie bei uns in Deutschland. Dabei können Spannungswerte und Frequenzen durchaus von unseren Festlegungen abweichen. Komplette Versorgungssysteme können auch für diese Anwendungen modular aus Komponenten und Einheiten (Abb. 77) aufgebaut werden.

10 Planung, Aufbau und Repowering von Windkraftanlagen Potenziale in Deutschland

Bei der Planung von neu zu errichtenden Windkraftanlagen und Windparks müssen bereits im Vorfeld die Windverhältnisse, daraus resultierende Potenziale und Erträge möglichst exakt ermittelt und Wirtschaftlichkeitsanalysen (Kap. 12) durchgeführt werden. Die Planung mit Genehmigung, die bauliche Ausführung der Zuwege und Fundamente, die Errichtung und Inbetriebnahme der Anlagen sind im Abschnitt 10.2 mit den einzuhaltenden Rahmenbedingungen ausgeführt. Beim Repowering (Kap. 10.3) kann hingegen auf Erfahrungswerte bereits betriebener Anlagen zurückgegriffen werden.

10.1 Standortfragen

Neben der Windgeschwindigkeit, die zunächst betrachtet werden soll, spielt die Eignung des Geländes für die Windenergienutzung eine entscheidende Rolle. Im Küstengebiet sind Standorte in unmittelbarer Wassernähe zu bevorzugen. Das umliegende Gelände weist die geringste Bodenrauigkeit auf. Schon etwa 5 km von der Küstenlinie entfernt installierte Anlagen erreichen erheblich geringere Energieerträge als Anlagen, die direkt an der Küste platziert sind. Im Binnenland sind exponierte Lagen von besonderem Interesse. Hochebenen bzw. Höhenzüge, die unbewaldet sind und aus der am häufigsten vorkommenden Windrichtung (in Deutschland meist Südwesten) frei angeströmt werden, sind bevorzugte Standorte. Dabei sollten in unmittelbarer Nähe keine weiteren Hügel oder Hindernisse liegen. Auch bewaldete Gebiete kommen in zunehmendem Maße durch den Einsatz sehr hoher Türme (130 bis 160 m) in Betracht (s. Abb. 5). Im Nahbereich von Naturschutzgebieten sowie von bewohnten Gebäuden oder Ortschaften ist mit Schwierigkeiten bei der Genehmigung zu rechnen. Entfernnungen zur Netzanbindung sollten aus Kostengründen möglichst klein gehalten werden. Grundstücksbesitzverhältnisse, vorhandene oder zu befestigende Zuwege sowie die Festigkeit des Baugrundes sind bei der Standortauswahl vor allem aus Kostengründen zu beachten.

Windmessungen

Die Windgeschwindigkeit bei Wetterstationen wird für gewöhnlich und internationalem Standard entsprechend in 10 m Höhe gemessen. Da neu installierte Windkraftanlagen momentan meist zwischen 80 und 150 m Nabenhöhe aufweisen und diese für Ertragsberechnungen zugrunde gelegt wird, werden Windmessungen auch in größeren Höhen (z.B. 80 bis 120 m, mindestens aber in 2/3 Nabenhöhe) in Ausnahmefällen für Forschungszwecke 200 m (Abb. 78) vorgenommen, um genauere Ergebnisse zu erzielen. Hauptkomponenten moderner Windmesssysteme sind IEC 61400-12 konforme kalibrierte Windgeber, Windmessmast und Messcomputer, die einen vollautomatischen und für Langzeitmessungen möglichst das komplette Jahr der Messung wartungsfreien Betrieb erlauben. Voraussetzungen dafür sind wetterfeste Ausführung, interner Blitzschutz und eine Energieversorgung. Bei einfacher Ausstattung des Messmastes wird die Stromversorgung mit Photovoltaik und einem Batteriesystem realisiert. Zur Erfassung der Windgeschwindigkeiten und -richtungen über größere Zeiträume sind automatische Aufzeichnungsgeräte – sogenannte Datenlogger – erforderlich, die eine rechentechnische Auswertung der Daten ermöglichen. Üblicherweise beinhaltet das

System ein Mobilfunkmodem oder ein entsprechendes Übertragungssystem zur Fernabfrage der Messwerte.

Zur Windgeschwindigkeitsmessung werden hauptsächlich Schalenstern-Anemometer verwendet. Flügelrad- und Hitzdraht-Anemometer sowie Venturidüsen spielen für die Windmessung im Feld keine Rolle. Ultraschall-Anemometer können Stärke und Richtung der Luftströmung in einer, zwei oder drei Dimensionen erfassen. Damit ist im Gegensatz zum Schalensternanemometer die Erfassung der vertikalen Windkomponente möglich. Außerdem ist eine höhere Messfrequenz (z. B. 20 oder 50 Hz) für spezielle meteorologische Auswertungen möglich. Für meteorologische Messungen entwickelte bodenbasierte Fernmessverfahren gewinnen in der Windtechnologie zunehmend an Bedeutung. Insbesondere LIDAR- (Light Detection And Ranging) die gegenüber dem kostengünstigeren SODAR- (Sonic Detecting And Ranging) eine höhere Messgenauigkeit erreichen, können Messmasten ersetzen (Abb. 79). Zur Auswertung und Interpretation der Messergebnisse z. B. aus laserbasierten LIDAR-Systemen sind allerdings eingehende Betriebserfahrungen erforderlich. Um eine Vergleichbarkeit der Qualität der Messergebnisse zu Schalenstern-Anemometer-Messungen zu erreichen, werden Untersuchungen am 200 m-Mast des Fraunhofer IWES Kassel und LIDAR-Systemen parallel durchgeführt.

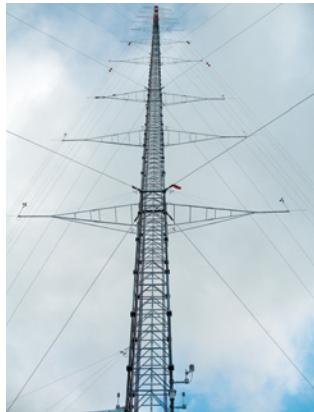


Abb. 78: 200 m hoher Messmast des Fraunhofer IWES für detaillierte Untersuchungen der Windbedingungen im bewaldeten Mittelgebirge

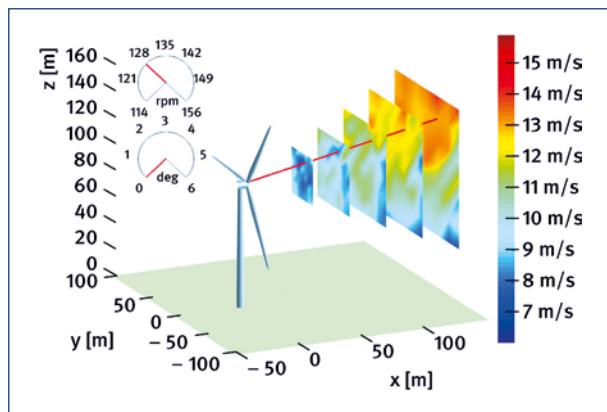


Abb. 79: Ein LIDAR-Scanner kann vertikal zur Messung der Windgeschwindigkeiten eingesetzt werden. Weiterhin kann er – auf die Gondel montiert – das Windfeld auch horizontal messen und diese Daten für eine »vorausschauende« Anlagensteuerung zur Verfügung stellen.

Berechnung der Windpotenziale in der Nähe der Messung nach der Wind-Atlas-Methode

Da aus Kostengründen nicht an jedem Anlagenstandort eine Windmessung durchgeführt werden kann, wurden Modellrechenverfahren entwickelt, die es erlauben, Windpotenziale auf Messungen in der Nähe mit guter Genauigkeit (im flachen Gelände ca. 10 km, im komplexen Gelände nur 2 km) abzuschätzen. Grundlage der Verfahren ist ein Europäischer Windatlas und das sogenannte Wind Atlas Analysis and Application Program (WASP) [101, 102]. Unter Berücksichtigung der örtlichen Gegebenheiten wie Hindernissen, Geländeraugkeiten und Orographie werden die Messdaten schrittweise auf Standardumgebungen (flaches Land, keine Hindernisse etc.) regionale langzeitkorrigierte Statistiken umgerechnet.

Um die Verhältnisse an einem geplanten Windenergiestandort zu berechnen, werden diese regionalen langzeitkorrigierten Statistiken vom WAsP-Modell unter Anwendung der örtlichen Parameter bestimmt. Dabei spielen windklimatologische Faktoren wie Geländestruktur, Oberflächenbeschaffenheit bzw. Geländeraugigkeit und Hindernisse am Standort eine besondere Rolle. Weiterhin können auch Abschattungsverluste in Windparks Berücksichtigung finden.

Für die Berechnung von regionalen Windkarten, bei denen die Anforderungen an die Genaugkeit weniger hoch ist als die bei der konkreten bankfähigen Planung eines Windparkprojektes, können langjährige Messungen mit geringerer Qualität verwendet werden. Im Europäischen Windatlas sind die so erstellten Windklimata von meteorologischen Messstationen gesammelt, die allerdings nur eine sehr grobe Windkarte von Deutschland ergeben [102].

Das WAsP-Programm wurde für eine Anwendung in Gebieten ohne komplexe Orographie entwickelt. Für Standortanalysen im Küstengebiet liefert es dementsprechend gesicherte Erkenntnisse über die örtlichen Windverhältnisse. In stark strukturiertem Gelände im Binnenland und Mittelgebirge sind derartige Rechenverfahren jedoch nur eingeschränkt anwendbar. Weiterentwickelte Methoden wie Computational Fluid Dynamics-Modelle (CFD) versprechen für komplexe Geländestrukturen bessere Ergebnisse.

Rechnerische Ertragsbestimmung

Auf Basis der aus Messungen oder Berechnungen bestimmten mittleren Windgeschwindigkeiten sowie Häufigkeitsverteilungen von Windgeschwindigkeit und Windrichtung werden Energieertragsprognosen für bestimmte Windkraftanlagen erstellt. Das Prinzip zeigt Abb. 80, wobei z. B. im Binnenland von 100 m Messhöhe ausgegangen wird und auf heute übliche 140 m Nabenhöhe hochgerechnet wird. Aus der gemessenen Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten wird auf eine Weibull-Verteilung in Nabenhöhe hochgerechnet (links unten in Abb. 80). Anhand der relativen Häufigkeiten lassen sich die Zeittauern der einzelnen Windgeschwindigkeiten pro Jahr ermitteln. Die Multiplikation mit der Leistung der Windkraftanlage bei der jeweiligen Windgeschwindigkeit führt zu den sogenannten Klassenerträgen (z. B. bei 6 m/s Windgeschwindigkeit ergibt sich eine Häufigkeit von 9 % mal 8 760 h pro Jahr mal 200 kW Anlagenleistung ergibt 157 680 kWh oder 158 MWh). Werden diese aufsummiert, ergibt sich in Form der Summenkurve (rechts oben in Abb. 80) der Jahresenergieertrag.

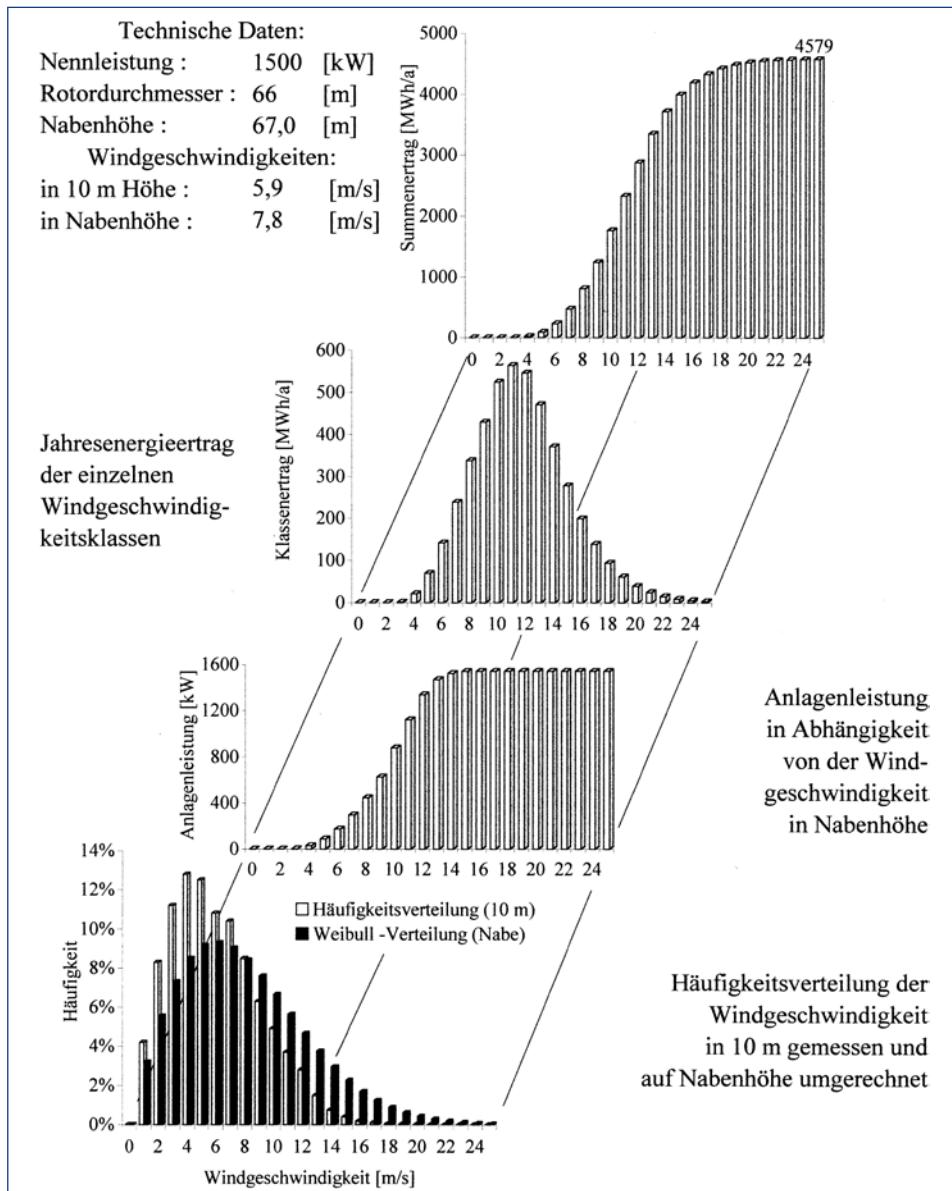


Abb. 80: Berechnung des Jahresenergieertrages (Summenerträge) einer WKA aus der gemessenen (oder berechneten) Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit (Prinzip bei kleineren Anlagen)

10.2 Planung und Bau von Anlagen

Bei Planung und Bau von Windkraftanlagen müssen die rechtlich gegebenen Rahmenbedingungen eingehalten werden [103]. So muss die durch die Errichtung von Windkraftanlagen entstehende Beeinträchtigung des Landschaftsbildes finanziell kompensiert werden. Die Ästhetik der Einzelanlagen und die Aufstellungsgeometrie bei Windparks können dabei entscheidenden Einfluss auf die Höhe der Kompensation haben. Weiterhin dürfen stillstehende und rotierende Windenergieanlagen den zivilen und militärischen Flugverkehr nicht behindern. Flugsicherheitsbestimmungen sind einzuhalten (z.B. Radarmeldesysteme). Belästigungen durch Lärm und Schattenwurf muss entsprechend der immissionsschutzrechtlichen Vorgaben gering gehalten werden. Herstellerangaben und Berechnungsprogramme zu Geräuscherwartungen, Schattenwurf, visuellen Veränderungen etc. durch Windkraftanlagen ermöglichen es, Abstände zu Siedlungen oder Gehöften festzustellen und einzuhalten. Die zu beachtenden Richtlinien und Gesetze sind in den Grundsätzen für Planung und Genehmigung von Windkraftanlagen zusammengefasst [103].

Energiewirtschafts- und Erneuerbare-Energien-Gesetz

Das Energiewirtschaftsgesetz [104] verlangt vom Betreiber einer Windkraftanlage oder eines Windparks, den zuständigen Netzbetreiber in Kenntnis zu setzen und den Anschluss bzw. Betrieb am Netz genehmigen zu lassen. Die technischen Anforderungen sind in Kap. 8.1 ausgeführt. Eine genaue Abstimmung der Schutzeinrichtungen etc. ist mit dem jeweiligen Netzbetreiber vorzunehmen. Durch das »Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)« werden die Mindestpreise und die Dauer der Vergütung für die Einspeisung von Strom aus regenerativen Energien geregelt (vgl. Kap. 12.1).

Immissionsschutz

Das Bundes-Immissionsschutzgesetz [105], im Besonderen die Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm (TA Lärm) [106] legen die zulässigen Geräuschwerte fest. Orientierungswerten werden im Folgenden aufgeführt. Die Grenzwerte für Industriegebiete liegen bei 70 dB(A). Für Gewerbegebiete gelten bei Tag 65 und bei Nacht 50 dB(A). In Kern-, Misch- und Dorfgebieten sind maximal 60 bzw. 45 dB(A) erlaubt. Im allgemeinen Wohn- und Kleinsiedlungsgebiet werden bei Tag 55 und bei Nacht 40 dB(A) bzw. im reinen Wohngebiet 50 bzw. 35 dB(A) zugelassen. Die Höchstwerte in Kur- und Klinikgebieten betragen tagsüber 45 und nachts ebenfalls 35 dB(A). Der Abstand zum nächsten Gebäude ist so zu wählen, dass die angegebenen Grenzwerte (z. B. Schalldruckpegel für reines Wohngebiet bei Nacht) nicht überschritten werden, da sonst eine nächtliche Drosselung der Windenergieanlagenleistung erforderlich wird. Dementsprechend müssen Mindestabstände eingehalten werden (Richtwerte sind z. B. 1000 m zu geschlossener Bebauung, 500 m zu Einzelgebäuden, 300 m zu Industrie- und Gewerbegebieten). Weiterhin sind bereits vorhandene Geräuschemissionen, auch durch weitere Windkraftanlagen, bei der Bestimmung der Lärmbelastung zu berücksichtigen.

Natur- und Landschaftsschutz

Das Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG) stellt die Vielfalt, Eigenart und Schönheit der Natur (Tier- und Pflanzenwelt) und der Landschaft als Lebensgrundlage des Menschen und als Voraussetzung für seine Erholung unter den besonderen Schutz des Staates. Daher muss auch bei Windkraftanlagen, wie bei anderen Bauwerken, geprüft werden, ob dieser Eingriff in die Natur vertretbar ist. Der Aufbau eines Windparks mit acht 3 MW-Anlagen, die mit 206 m

Gesamthöhe einen Aussichtsturm und den Wald deutlich überragen, wird mit etwa einem halben Jahr Verzögerung erfolgen.

Unter Berücksichtigung der für die Natur positiven Effekte der Brennstoffeinsparung und der Vermeidung der damit verbundenen Emissionen werden bei der Bewertung der Naturverträglichkeit unter anderem die Auswirkungen der Windkraftanlagen auf die Fledermauspopulationen und die Vogelwelt (Vogelschlag, Verlust an Brut- und Rastplätzen) sowie die optische Beeinträchtigung der Landschaft (Fremdartigkeit, Sichtbarkeit, ortsuntypische Größendimension) beurteilt (Kap. 13). Hierbei führen besonders gefährdete Bestände wie Schwarzstorch, Milan etc. zum Planungsabbruch. Im Offshore-Bereich sind neben Vogelzug und -rast auch Einflüsse auf Meeressäuger, Fische, Robben etc. zu berücksichtigen.

Umweltverträglichkeitsprüfung

Bei öffentlichen und privaten Vorhaben wird durch das Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) die Ermittlung, Beschreibung und Bewertung potenzieller Auswirkungen auf die Umwelt vorgeschrieben [107]. Betrachtet werden dabei die Auswirkungen auf:

- Menschen sowie deren Gesundheit, Tiere, Pflanzen, biologische Vielfalt
- Boden, Wasser, Luft, Klima und Landschaft
- Kulturgüter und sonstige Sachgüter
- Die Wechselwirkung zwischen den Schutzgütern

In Anlage 1 Nummer 1.6 werden Errichtung und Betrieb von Windparks mit Nabenhöhen über 50 m ausgeführt. Danach ist für Windparks mit mehr als 20 Anlagen die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) verpflichtend. Für Windparks mit sechs bis neunzehn Anlagen wird eine allgemeine Vorprüfung durchgeführt. Bei drei bis fünf Anlagen ist nur eine standortbezogene Vorprüfung erforderlich. Nach dem Gesetz sind somit die Auswirkungen auf die Umwelt durch Anlagen kleiner als 50 m, die kaum noch gebaut werden, unbedeutend [108].

Vorgehensweise bei der Planung und Errichtung von Windkraftanlagen

Abb. 82 gibt einen Überblick zu den Einzelschritten und zum Vorgehen bei Planung und Errichtung von Windkraftanlagen und Windparks. Schwerpunkte bilden dabei die Standortuntersuchungen, die Anlagenauswahl, eine Wirtschaftlichkeitsanalyse sowie die Genehmigungs-, Errichtungs- und Inbetriebnahmephase. Dabei sind die einzelnen Schritte nacheinander zu durchlaufen und Entscheidungen zur Standorteignung, Wirtschaftlichkeit des Betriebs, Finanzdeckung und Genehmigungserteilung zu treffen. Nach Entscheidungen, die zu Rückläufen im Strukturdigramm führen, können günstigere Rahmenbedingungen (kostengünstigere Anlage, höherer Turm, Verlegung des Standortes etc.) ausgewählt werden, so dass nach mehrfachem Durchlauf der bestmögliche Betrieb der Anlagen erreicht werden kann.

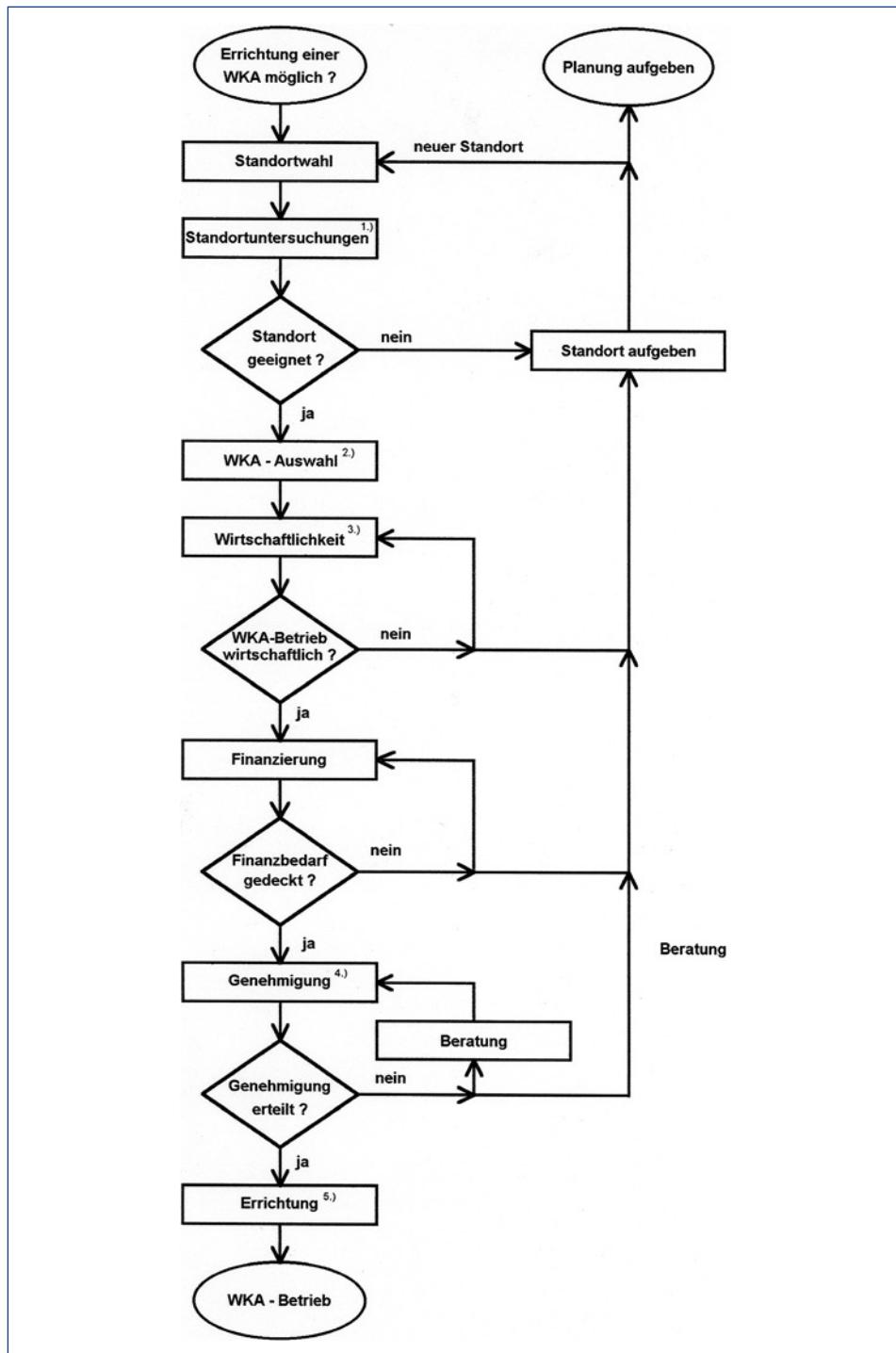


Abb. 81: Vorgehensweise bei der Planung und Errichtung von Windkraftanlagen mit Agenda zu den Schwerpunkten (1 bis 5) und Einzelschritten.

10.3 Repowering

Der Ersatz alter, meist kleiner Windkraftanlagen durch neue, große Einheiten bringt viele Vorteile mit sich. Geeignete Flächen zur Errichtung von Anlagen werden knapper, der Betrieb moderner, größerer Anlagen ist effizienter. Sie speisen deutlich mehr elektrische Energie in das Netz ein. Weiterhin wird die Landschaft entlastet, da Windparks sozusagen ausgedünnt werden.

Die vielfach engen Höhenbegrenzungen und Abstandsregelungen der Länder z.B. mit 10-facher Höhe zur vorhandenen Bebauung (200 m Anlagenhöhe mal 10 = 2000 m Abstand) stehen dem Repowering von Windkraftanlagen entgegen. Ihre Einhaltung ermöglicht nur minimale Effizienzgewinne, erschweren allerdings umfassende Neuinvestitionen. Mit derartigen Regelungen wird neben industriellem Wachstum und verstärkter sauberer Stromerzeugung auch die angestrebte Entlastung des Landschaftsbildes behindert. Weitere Barrieren können durch die Netzanbindung mit größerer Leistung entstehen. Rechtliche Rahmenbedingungen des Repowerings sind in [109–110] angegeben.

Eine Potenzialanalyse zu Repoweringmaßnahmen für den Zubau von Windenergie in Nordrhein-Westfalen [111] zeigt auf, wie das Ziel der Landesregierung, bis 2020 etwa 15 % des Strombedarfs aus Windenergie gedeckt werden kann. Bei etwa gleichbleibendem Verbrauch müssen dann ca. 23 TWh pro Jahr gegenüber heute etwa 5 TWh/a erreicht bzw. 18 TWh/a aus Windenergie zusätzlich eingespeist werden. Dadurch werden etwa 6,8 GW zusätzliche Windkraftanlagenleistung erforderlich. Bei ca. 7 ha/MW Flächenbedarf können in zusätzlichen Ausweisflächen 5,6 GW zugebaut und 1,2 GW aus Repowering gewonnen werden.

Durch flächendeckendes Repowering aller in Frage kommenden Anlagen im ersten Schritt mit 3 MW- und im zweiten Schritt mit 5 MW-Anlagen könnten bei gleichbleibender Anlagenzahl 6,5 GW zusätzlich installiert werden. Bei Repowering von Anlagen bis 600 kW durch 3 MW- und Anlagen größer als 1,5 MW durch 5 MW-Systemen lassen sich mit 10 % kleinerer Anlagenzahl 4,6 GW Zugewinn erreichen. Durch Verdopplung der installierten Leistung und



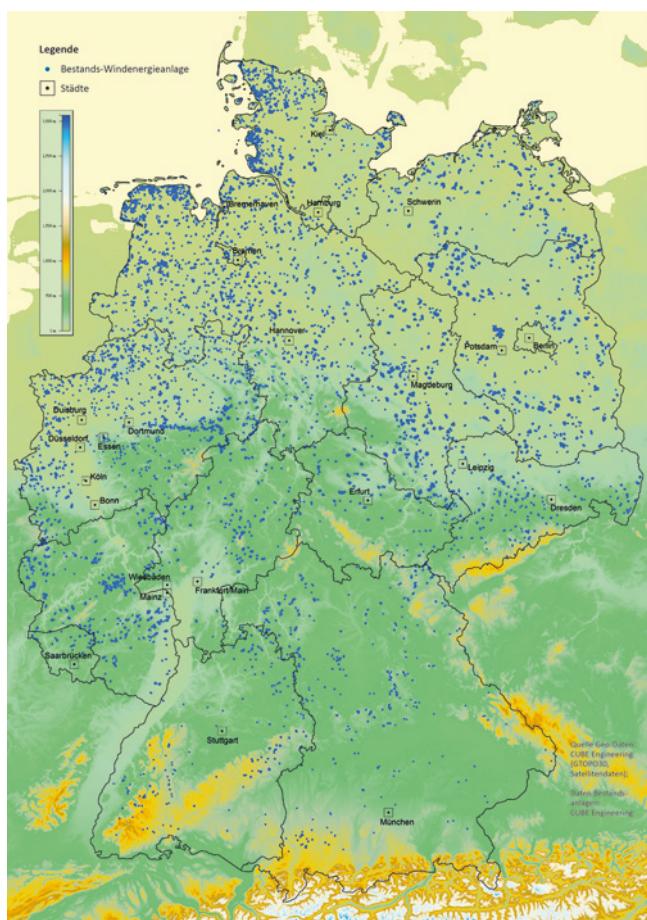
Abb. 82: Auf Fehmarn (Schleswig Holstein) wurde 2006–2007 das lange Zeit größte deutsche Repoweringprojekt durchgeführt. Das Bild zeigt, wie alte Enercon E 40 Schritt für Schritt gegen neue E 70 ausgetauscht werden. Die neuen Anlagen mussten wegen der damals noch gültigen Höhenbegrenzung auf Türmen montiert werden, die auf 64 m verkürzt waren.

Verteilung auf 3-MW- und 5-MW-Anlagen ließen sich bei Halbierung der Anlagenzahl immer noch etwa 2 GW zusätzlich erreichen.

10.4 Potenzial und Ausbau in Deutschland

Das Potenzial der Windenergie [112] wird zwischen theoretischem Potenzial (physikalische Energie im Wind), technischem Potenzial (Energie unter Berücksichtigung der verfügbaren Technologie), ökologischem Potenzial (Potenzial unter Berücksichtigung vertretbarer Umweltauswirkungen) und ökonomischem Potenzial (unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten nutzbar) unterschieden [113]. Die aktuellen für Deutschland relevanten Potenzialuntersuchungen [112, 113, 114, 115] decken in der Regel die technischen Potenziale mit ökologischen und windressourcenabhängigen Einschränkungen (z.B. Mindestwindgeschwindigkeiten oder Mindestvollaststunden), die teilweise auch als Wirtschaftlichkeitsgrenzen bezeichnet werden, ab. In solchen Potenzialuntersuchungen können nicht alle für die Genehmigung nach BImSchG relevanten Kriterien wie das Vorkommen lokaler Tierpopulationen oder die Erlaubnis eines Eigentümers zur Nutzung der Fläche berücksichtigt werden. Damit ist das realisierbare Potenzial signifikant geringer.

Abb. 83: Windenergieanlagenleistungsdichte nach Postleitzahlen in Deutschland
Stand: Ende 2013



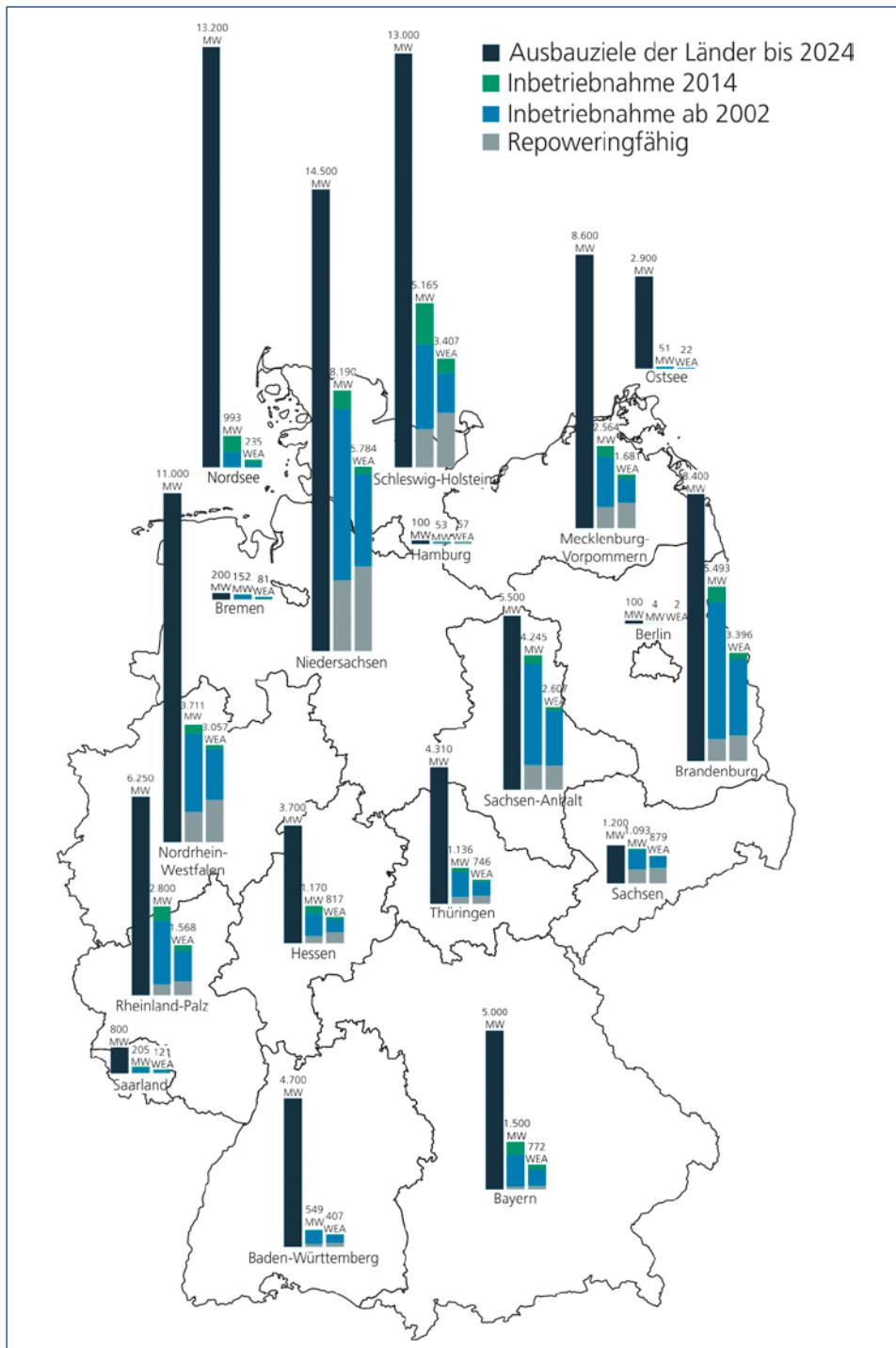


Abb. 84: Leistung und Anzahl der WEA in den einzelnen Bundesländern sowie in Nord- und Ostsee (2002, 2014, 2024)

Obwohl die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen bei den aktuellen Potenzialstudien nicht im Vordergrund stehen, ist bei den in Deutschland vorherrschenden Windbedingungen klar, dass sich die wirtschaftlichsten Standorte in Küstennähe befinden. Um die Windenergie trotzdem auch in anderen Regionen Deutschlands nutzbar machen zu können, sieht das EEG zur Kompensation eine verlängerte Zahlung der erhöhten Anfangsvergütung für Standorte mit schwächeren Windbedingungen vor [114]. Damit konnte sich auch der Windenergieausbau [116] in Mittel- und Süddeutschland zu einem gewissen Maß entwickeln (Abb. 84). Die Ausbauziele der einzelnen Bundesländer sowie in Nord- und Ostsee bis 2024 sind in Abb. 85 wiedergegeben [117, 118].

Zur Stromerzeugung aus Windenergie sind bereits seit Mitte der 70er-Jahre insbesondere für das Festland einige Potenzialabschätzungen vorgenommen worden, die heute als veraltet angesehen werden können. Aufgrund der technologischen Weiterentwicklung der letzten Jahre musste das Potenzial der Windenergie in den letzten Jahren neu bewertet werden. Insbesondere durch die heute zur Verfügung stehenden großen Nabenhöhen von etwa 150 m können die Erträge auch an küstenferneren Standorten deutlich erhöht werden. Zusätzlich wird die Nutzung von Waldfächern möglich. Das Flächenpotenzial ohne Berücksichtigung der Windbedingungen wird in den verschiedenen Untersuchungen auf 14 [113] bzw. 22 % [114] der deutschen Landfläche geschätzt. Der Grund für die Abweichung der Flächenpotenziale zwischen den verschiedenen Potenzialstudien kann mit der Verwendung verschiedener Geodaten und den gewählten planerischen Randbedingungen, wie z.B. Abständen zu Siedlungsflächen und Verkehrsinfrastruktur oder Ausschluss verschiedener umweltrelevanter Schutzgebiete, erklärt werden. Detaillierte Analysen zeigen, dass allein durch die Variation dieser Randbedingungen das technische Flächenpotenzial zwischen 1 und 25 % variiert werden kann [112]. Damit wird ersichtlich, wie wichtig einerseits planerische Vorgaben für die weitere Entwicklung der Windenergie an Land sind und wie andererseits über politische Einflussnahme auf diese Vorgaben der weitere Windenergieausbau maßgeblich gestaltet werden kann.

Ein weiterer Trend der sich abzeichnet, ist die Veränderung des Verhältnisses von Rotorflächen zur Generatorenleistung für Windenergieanlagen an Schwachwindstandorten, der dazu führt, dass auch im Binnenland deutlich höhere Vollaststunden realisierbar werden. Aufgrund dieses Trends und der großen Nabenhöhen lassen sich nun auch in Mittel- und Süddeutschland deutlich höhere Vollaststunden erreichen. Die Abschätzung in diesen Studien zeigt, dass durch diese Entwicklungen für Deutschland im Mittel deutlich über 2000 Vollaststunden möglich sind [111] [112] [113]. Heute liegen diese im Mittel noch bei etwa 1600 Vollaststunden. Allerdings ergeben sich auch hier deutliche Unterschiede zwischen den Studien, die wiederum mit den gewählten technischen Szenarien und den unterschiedlichen gewählten Winddaten zu erklären sind. Problematisch bei der Abschätzung des Ertragspotenzials bleibt vor allem auch, dass es bis heute keinen hochauflösten Windatlas für große Nabenhöhen gibt, der eine für die Windenergie erforderliche Genauigkeit hat [112].

Insgesamt sind die nachgewiesenen Onshore-Windenergie Potenziale damit groß genug um einen wesentlichen Beitrag zum Ziel einer 100 % Vollversorgung für Deutschland aus erneuerbaren Energien zu leisten [119].

11 Betrieb von Windkraftanlagen

Kleinere Windkraftanlagen im 10- bis wenige 100-kW-Bereich kamen hauptsächlich in den 80er- bis Mitte der 90er-Jahre zum Einsatz. Sie wurden meist von Privatpersonen geplant, aufgebaut und betrieben. Bei Großanlagen und Windparks, die heute vorwiegend aufgebaut werden, ist dies eher die Ausnahme. Die zur Errichtung notwendigen großen Investitionen und das damit verbundene Risiko kann nur durch Energieversorger, finanzielle Firmen oder auch durch den Zusammenschluss großer Interessentenkreise sicher getragen werden. Im Folgenden sollen daher, von heute üblichen Organisationsformen und -modellen ausgehend, die Kosten für den Bau und Betrieb sowie die Erträge von Windkraftanlagen mit den nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen aufgezeigt werden.

11.1 Organisationsmodelle

Finanzierung, Planung, Bau und Betrieb von Windkraftanlagen und Windparks können auf sehr vielfältige Weise organisiert werden. Anfang der 80er-Jahre wurden häufig kleine Anlagen von voll haftenden Einzelpersonen aufgebaut und betrieben. Da heute Einzelanlagen im Schnitt bei 3 MW liegen und die Investitionskosten für mehrere Anlagen meist die zehn Millionen-Euro-Grenze überschreiten, werden Windkraftanlagen und Windparks im Allgemeinen über Beteiligungen betrieben.

GmbH

Eigenständige Anlagen- und Windparkbetreiber werden meist als Gesellschaft mit beschränkter Haftung (GmbH) gegründet. Sie werden als GmbH und Co. KGs über stille Beteiligte finanziert, wobei die GmbH Komplementär und Vollhafter bis zu einer Höhe von 25 000 € ist. Interessierte Anleger beteiligen sich als Kommanditisten (Co.) an der Anlage. Sie tragen einen vereinbarten Betrag zum Projekt bei und sind am Gewinn oder Verlust anteilig beteiligt. Der Ergebnisanteil wird bei der persönlichen Einkommensteuer berücksichtigt. Mindestbeteiligungen liegen meist bei 10 000 €.

Geschlossene Fonds

Als unternehmerische Beteiligung haben geschlossene Fonds meist die Rechtsform der Kommanditgesellschaft (KG), GmbH & Co. KG, Kommanditgesellschaft auf Aktien (KGaA). Möglich ist auch eine Personengesellschaft in Form der Gesellschaft bürgerlichen Rechts (GbR) oder seltener der GbRmBH (mit beschränkter Haftung). Geschlossene Fonds werden von Fondsinitiatoren (Personen oder Gesellschaften) gegründet. Sie strukturieren das Eigen- und Fremdkapital, wählen den Windpark aus, koordinieren und überwachen den Aufbau der Anlagen und den Fondsbetrieb. Dabei sind Fondsgröße sowie Erfahrung und Seriosität des Initiators von entscheidender Bedeutung [120, 121].

Geschlossene Umweltfonds investieren in verschiedene erneuerbare Energieträger. Diese sind national und international von starker Expansion geprägt. Durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2009 und dessen Fortschreibung bis 2014, ist Investoren die Sicherheit einer langfristigen Einspeisevergütung gegeben. Bekanntester Energieträger der sogenannten **Nachhaltigkeitsfonds** (Sustainable Fonds) ist die Windenergie. Beteiligungen in ausländischen Projekten können in Form von Renditefonds erfolgen. Bei Investitionen in Deutschland

können Anleger anfangs negative steuerliche Einkünfte geltend machen. Später folgende positive Einkünfte übertreffen die Anfangsverluste meist erheblich.

Geschlossene Windkraftfonds konnten sich aufgrund ökologischer Investitionen und z.T. lukrativer Nachsteuerrenditen am Anlagemarkt etablieren. Der Windfonds ist für die Wahl der Grundstücke, die Errichtung der Anlage und die Einspeisung in das Verbundnetz verantwortlich. Die Fondsgesellschaft erhält während der Anlagenbetriebszeit die Vergütung für den eingespeisten Strom. Aus dieser ergeben sich die Ausschüttungen für die Investoren. Vorteile der Energiefonds sind hohe steuerliche Effizienz in der Anfangsphase und hohe Ausschüttungen, wobei das Management der Fondsgesellschaft die steuerliche Bearbeitung übernimmt [122]. Weitere Beteiligungsmodelle sehen Genussrechte an einer als Fonds investierenden Gesellschaft oder Zertifikate vor, die rein rechtlich als Schuldverschreibungen gelten. Einige Anbieter sind aus dem »geschlossenen Fonds« in die Form der Aktiengesellschaft (AG) gewechselt und bieten eine Beteiligung am Aktienkapital.

Bürgerwindpark

Das Konzept der Bürgerwindparks zielt auf die Einbindung der Bürger und damit deren Akzeptanz zum Bau und Betrieb in der Region um den Windpark ab. Hierzu wird angestrebt, möglichst viele Miteigentümer für den Windpark aus der Umgebung zu gewinnen. Darüber hinaus werden beim Bau der Fundamente für die Windkraftanlagen, der Kabeltrasse zum Netzanschluss und der Zufahrten möglichst regionale Firmen beauftragt. Eigentümer des Bürgerwindparks ist eine Kommanditgesellschaft (KG), an der sich Anleger durch Kauf von Kommanditanteilen beteiligen. Bürger der Umgebung werden bei der Zuteilung der Kommanditanteile – auch mit kleineren Summen – bevorzugt. Als Kommanditisten sind sie Gesellschafter der Kommanditgesellschaft und somit Miteigentümer des Windparks [123].

11.2 Finanzierung

Während der letzten Jahre wurden in Deutschland ca. 3 bis 6 Mrd. € an Bankkrediten für Windkraftanlagen zur Verfügung gestellt [124] oder investiert. Inzwischen treten als Eigenkapitalgeber für Windenergieprojekte verstärkt institutionelle Investoren wie Banken, Versicherungen und Pensionsfonds aber auch große Energieversorger und Stadtwerke auf [125].

Projektfinanzierung Onshore

Windparks werden vielfach zu größeren Portfolios zusammengefasst und an Investoren verkauft. 2007 lagen die Eigenkapitalquoten zwischen 20 und 30 %. 2009 wurden zum Teil auch Projekte mit 5 % Eigenkapital realisiert, wenn gute Wirtschaftlichkeitserwartungen zu erwarten waren [126].

Offshore-Projektfinanzierung

Die größten deutschen Energiekonzerne E.ON, RWE, Vattenfall und EnBW positionieren sich auf dem Offshore-Markt in zunehmendem Maße [126]. Dies ist notwendig, um die von der Bundesregierung angestrebten Ziele erreichen zu können, bis 2030 ca. 15 % des deutschen Stromes durch Offshore-Windenergie zu erzeugen. Mit der Gründung von Tochtergesellschaften für erneuerbare Energien wurden bereits erste Schritte eingeleitet. Neben den Energie-Konzernen engagieren sich verstärkt kapitalstarke Investoren (Baufirmen, Stadtwerke etc.)

in Offshore-Projekten [126]. Hierbei kann neben der Projekt- auch die Unternehmensfinanzierung gewählt werden, wofür nur kapitalstarke Firmen in Frage kommen. Dies hat den Vorteil, dass für Unternehmenskredite im Allgemeinen günstigere Konditionen von den Banken vergeben werden als für Projektfinanzierungen. Zusätzlich lassen sich die Vergabeprozesse wesentlich beschleunigen.

11.3 Kosten

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen in Kapitel 12 spielen die Kosten für die Anschaffung und den Aufbau sowie dabei entstehende Nebenkosten eine grundlegende Rolle. Darüber hinaus müssen alle beim Betrieb der Windkraftanlage anfallenden Kosten in die Berechnungen einbezogen werden.

Anlagenkosten

Abb. 85 zeigt die Anlagenkosten in Abhängigkeit von der Turbinen-Nennleistung. Bei den unterschiedlichen Auslegungsvarianten, die in der Darstellung berücksichtigt wurden, weichen die Preise nur wenig von den Mittelwerten ab. Deutliche Differenzen sind bei Kleinanlagen zwischen Batterieladern und netzkompatiblen Anlagen zu erkennen. Weiterhin wird deutlich, dass Kleinanlagen im 1-kW-Bereich über 3000 €/kW, in der 10-kW-Klasse bei etwa 2000 €/kW und 100-kW-Anlagen unter 1500 €/kW liegen. Somit lässt sich mit Kleinanlagen kein wirtschaftlicher Betrieb bei Netzeinspeisung mit EEG-Vergütung erzielen. Sinnvoll ist jedoch die Stromversorgung von nicht an das Versorgungsnetz angeschlossenen Gehöften oder Berghütten.

Anlagen unterhalb der 0,5-MW-Klasse bleiben im Mittel unter der 1000 €/kW-Grenze und 2- bis 3-MW-Anlagen liegen zwischen 700 und 1400 €/kW. Kosten für Multi-MW-Anlagen

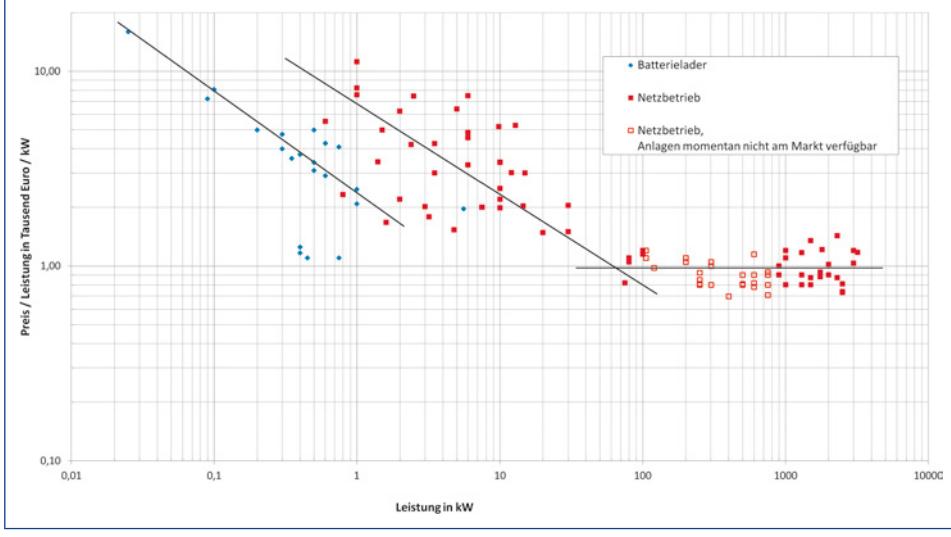
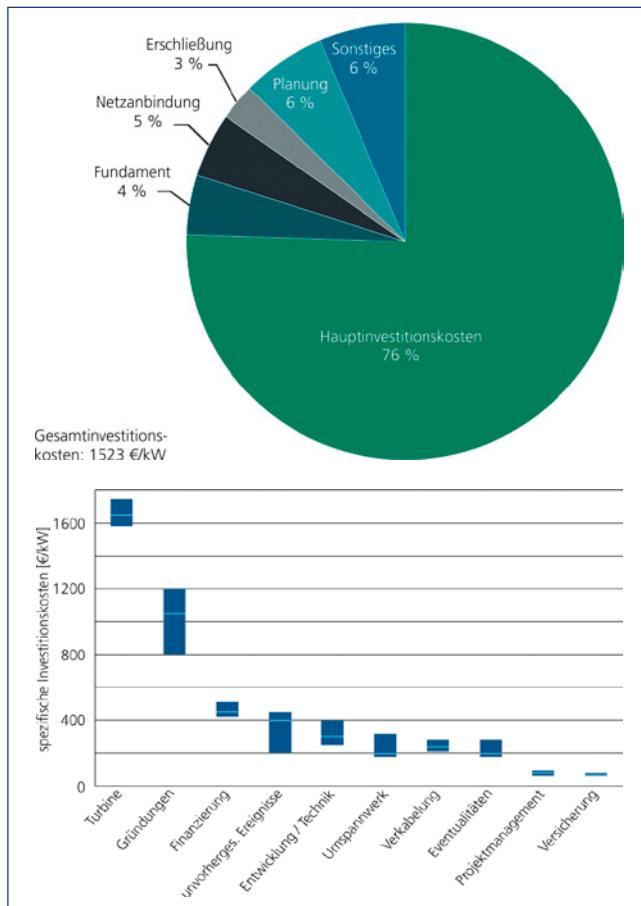


Abb. 85: Bezogene Anschaffungskosten von Windkraftanlagen pro kW in Abhängigkeit von der Nennleistung

Abb. 86: Verteilung der Gesamtinvestitionen
a) Haupt- und Nebenkosten
Onshore

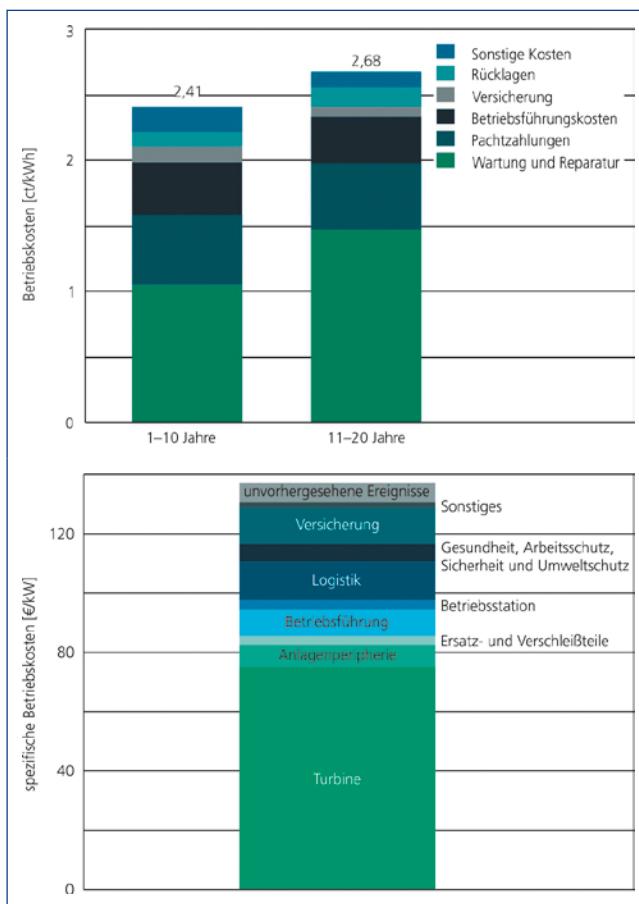
b) Median und Bandbreite spezifischer Investitionskosten europäischer Offshore-parks (ohne Netzanbindung)



konnten bisher noch nicht in das Diagramm nach Abb. 85 eingeordnet werden. Die teilweise starke Streuung der Anlagenkosten kann auf unterschiedliche Konzeptionen sowie verschiedene Nabenhöhen und Rotordurchmesser bei gleicher Leistung zurückgeführt werden. Zum Teil erhebliche Preisanstiege sind auf höhere Türme und rasant gestiegene Rohstoffkosten zurückzuführen. Momentan ist, wie bereits erwähnt, ein starker Trend zu ertragreichen Anlagen (mit großen Turmhöhen und Rotordurchmessern sowie hoher Vollaststundenzahl) und höheren Investitionskosten zu verzeichnen.

Nebenkosten

Neben den Anschaffungskosten sind Kosten für die Erschließung des Geländes (Wege, Standflächen für Kran etc.), zur Anlagenerrichtung, zur Netzanbindung bis hin zu den Kosten zur Finanzierung des Projektes in den Gesamtkostenrahmen mit einzubeziehen. Üblicherweise kann bei Windkraftanlagen an Land mit Investitionsnebenkosten von etwa 30 % bei Erfahrungswerten von ca. 27 bis 31 % (s. Abb. 86a) gerechnet werden. Für Offshore-Anlagen müssen erheblich höhere Haupt- und Nebenkosten (s. Abb. 86b) angesetzt werden.



■ Abb. 87: a) Verteilung der Betriebskosten Onshore in Dekaden in ct/kWh

b) Spezifische Betriebskosten europäischer Offshoreparks pro Jahr (ohne Netzanbindungskosten)

Investitionskosten

Die gesamten kalkulierten Investitionskosten, die sich als Summe der Anschaffungs- und Nebenkosten errechnen, konnten für das Jahr 2014 in Europa mit

- 1 400 bis 1 500 €/kW für Anlagen an Land und
- 3 960 bis 5 360 €/kW für Offshore-Anlagen

gerechnet werden [4].

Betriebskosten

Die Betriebskosten von Windkraftanlagen lassen sich durch die langfristigen Erhebungen für Onshore entsprechend Abb. 87a mit 2,4 ct/kWh im ersten und mit nahezu 2,7 ct/kWh im zweiten Jahrzehnt angeben [4]. Nach Abb. 87b muss im Offshorebereich mit spezifischen Betriebskosten von 125 bis 130 €/kW installierter Anlagenleistung im Jahr gerechnet werden.

Nach [127] ergeben sich weiterhin die durchschnittlichen jährlichen Betriebskosten pro kWh Jahresarbeit in Höhe von 3,5 bis 4 Eurocent pro kWh für Anlagen bis 70 kW, 1,2 bis 2,8 Eurocent/kWh für Anlagen bis 1 000 kW. Nur die Anlagen über 1 500 kW unterschreiten im langjährigen Mittel die Grenze von 1 Eurocent/kWh.

11.4 Erträge von Windkraftanlagen

Die Erträge von Windkraftanlagen sind für einen erfolgreichen Betrieb von grundlegender Bedeutung. Ihre Darstellung und Bewertung kann auf sehr unterschiedliche Weise auf jährliche Energie- oder Geldwerterträge bezogen erfolgen. Den besten Überblick bei größter Datenbasis über den längsten Zeitraum bieten die Auswertungen aus dem Windmonitor des IWES [128] und deren Fortschreibung.

Die einzelnen Monate im Jahr können sehr unterschiedliche Erträge aufweisen. Weiterhin ergeben sich Differenzen zwischen den einzelnen Jahren. Wird vom langjährigen Mittel als 100 % ausgegangen, ergaben sich z.B. 2007 106 % und 2003 nur 86 % des mittleren Ertrages [128].

12 Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

Die Nutzung der Windenergie erweitert die Energieversorgungsbasis und verringert die Umweltbelastung. Sie ist besonders sinnvoll, wenn wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit mit konventionellen Energieträgern besteht. Bei Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen von Windkraftanlagen müssen zahlreiche Aspekte berücksichtigt werden. Ausgehend vom Einsatzfall muss das Zusammenwirken wichtiger Einflussgrößen [128] berücksichtigt werden. Unerlässlich sind Kenntnisse über Anlagenkosten und die zu erwartende Energielieferung (Kap. 11). Die konstruktive Auslegung und die damit angestrebte Lebensdauer einer Anlage haben Einfluss auf die Herstellungskosten und die Energielieferung. Diese bestimmen in Verbindung mit dem Einsatzfall und den genannten Randbedingungen insgesamt die Wirtschaftlichkeit einer Windkraftanlage.

12.1 Entwicklung und Trends der Einspeisevergütung

Der Grundwert für die Förderung Onshore beträgt 4,95 Cent/kWh. In den ersten 5 Jahren ab Inbetriebnahme der Anlage beträgt die Förderung 8,90 Cent/kWh (Anfangswert). Die Dauer des Anfangswertes verlängert sich um einen Monat je 0,36 % des Referenzertrages, wenn der Ertrag der Anlage unter 130 % des Referenzertrages liegt (130 % minus tatsächlicher Ertrag). Liegt der Ertrag der Anlage unter 100 % des Referenzertrages, so verlängert sich zusätzlich die Dauer des Anfangswertes um einen Monat je 0,48 % des Referenzertrages (100 % minus tatsächlicher Ertrag). Betreiber von Anlagen mit einer Leistung bis einschließlich 50 kW erhalten den Anfangswert über 20 Jahre ohne Vorlage eines Referenzgutachtens. In der Förderung sind 0,4 Cent/kWh für den Aufwand der Direktvermarktung enthalten.

Die Förderung für Neuanlagen verringert sich ab dem Jahr 2016 vierteljährlich um 0,4 %, wenn der jährliche Zubau (neu installierte Anlagen abzüglich Stilllegungen) zwischen 2400 und 2600 MW beträgt. Liegt der Zubau darüber oder darunter, variiert die Absenkung zwischen 0 % und 1,2 %.

Für Strom aus Offshore-Anlagen beträgt der Grundwert 3,9 Cent/kWh. In den ersten 12 Jahren ab der Inbetriebnahme der Anlage beträgt die Förderung 15,4 Cent/kWh (Anfangswert). Je nach Entfernung der Anlage von der Küste (mind. 12 Seemeilen, Wassertiefe mind. 20 m) verlängert sich der Anfangswert. Alternativ kann bei Inbetriebnahme vor dem 01.01.2020 ein Anfangswert von 19,4 Cent/kWh über einen Zeitraum von 8 Jahren in Anspruch genommen werden (sog. Stauchungsmodell). Im Anschluss daran gilt der Anfangswert von 15,4 Cent/kWh. Ab 01.01.2018 verringert sich die Förderung für Neuanlagen um 0,5 Cent/kWh, ab 01.01.2020 um 1 Cent/kWh und ab dem Jahr 2021 jährlich um 0,5 Cent/kWh. Im Stauchungsmodell reduziert sich die Förderung zum 01.01.2018 um 1 Cent/kWh. In der Förderung sind 0,4 Cent/kWh für den Aufwand der Direktvermarktung enthalten.

12.2 Stromgestehungskosten

Ausgehend vom Einsatzfall, d. h. im Netzparallelbetrieb oder bei Inselversorgungen, können die ökonomischen Rahmenbedingungen große Unterschiede aufweisen. Netzeinspeise- bzw. Netzzugskosten in Höhe von 5 bis 15 Eurocent/kWh stehen Stromerzeugungskosten von

15 bis 25 Eurocent/kWh für größere Inselversorgungen im 100-kW- bis 1-MW-Bereich und 0,5 bis 1 €/kWh in der wenige Watt- bis Kilowatt-Größenordnung gegenüber. Weiterhin sind meteorologische und technologische Randbedingungen, z. B. bei Installation von großen Anlagen mit Kosten von ca. 1 000 € pro kW, bzw. kleinen Anlagen für etwa 2000 bis 3000 € pro kW, in windgünstigen Küsten- oder Inselstandorten bzw. in Schwachwindlagen zu berücksichtigen.

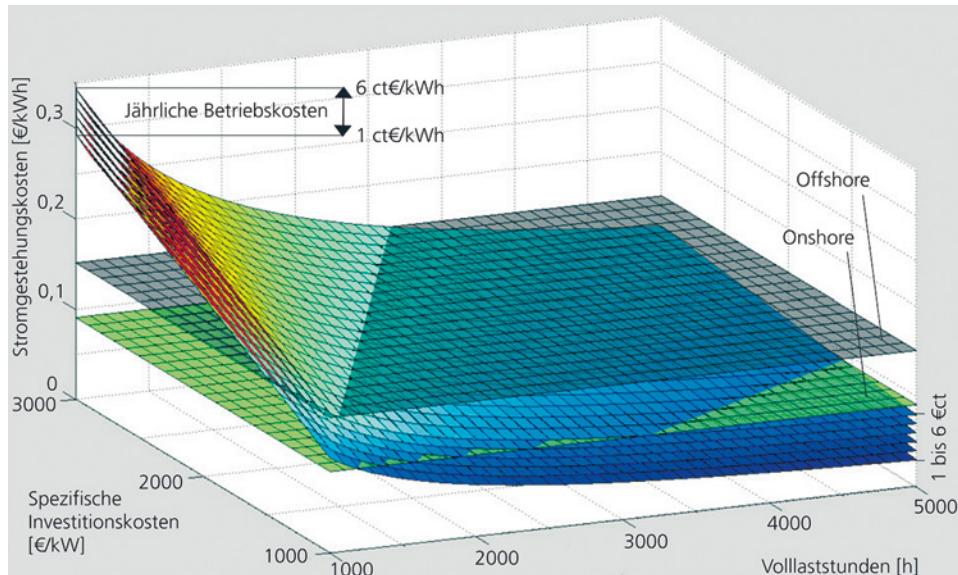


Abb. 88: Gestehungskosten für Strom aus Windenergie

In Abb. 88 sind die jährlichen Gesamtkosten einer Anlage, bezogen auf den Jahresertrag, aufgetragen. Mithilfe der zwei eingezeichneten Ebenen für Onshore- und Offshore-EEG-Anfangsvergütung, kann schnell abgelesen werden, bis zu welchen Investitionskosten pro kW-Leistung eine Anlage wirtschaftlich betrieben werden kann. Abhängig von Anlageninvestitionskosten und Standort liegen die Stromgestehungskosten zwischen 3 und 35 Eurocent/kWh.

12.3 Betriebswirtschaftliche Berechnungsmethoden

Um die Wirtschaftlichkeit von Windkraftanlagen zu beurteilen, können statische und dynamische Berechnungsmethoden angewandt werden. Bei der Annuitätenmethode werden Erträge und Kosten während der gesamten Abschreibungsdauer als gleich bleibende Beträge (statisch) angenommen. Im Gegensatz dazu werden bei der Kapitalwertmethode der Wertverlust des Darlehens infolge Inflation sowie steigende oder fallende Erträge durch Erhöhung oder Absenkung der Einspeisevergütung in die Rechnung einbezogen. Weiterhin spielen bei Wirtschaftlichkeitserwägungen Förderprogramme eine wesentliche Rolle.

Die Anlagenkosten (Anhaltswerte s. Abb. 86, 87) stellen auf der Kostenseite den größten Anteil dar. Sie lassen sich bei ausreichender Beschreibung des Einsatzfalles einschließlich der technischen Anlagendaten und der voraussichtlichen Kosten für die Wartung und Instandhaltung

beim Hersteller bzw. Anbieter erfragen. Ortsabhängige Transport-, Fundamentierungs- sowie Leistungs- und Anschlusskosten sind ebenfalls zu berücksichtigen. Für Offshore-Anlagen muss aufgrund höherer Kosten für Transport, Fundament und Installation mit deutlich höheren Investitionskosten gerechnet werden (Abb. 86, 87).

Annuitätenmethode

Jährlich anfallende Betriebs- und Kapitalkosten sowie Steuern müssen in die Rechnung mit einbezogen werden. Die jährlichen Betriebs- und Nebenkosten können den Abb. 86 und 87 entnommen werden. Mit Hilfe der Annuität,

$$K = p + \frac{p}{\left(1 + \frac{p}{100}\right)^z - 1}$$

p Zinssatz in %
z Rückzahlungsdauer in Jahren
K Annuität in %

die den jährlich prozentualen Anteil an Zins und Tilgung für fremdfinanzierte Darlehen wieder gibt, können die Kapitalkosten in einfacher Weise bestimmt werden. Bei zehnjähriger Laufzeit und einem Zinssatz von 6 % kann mit einer Annuität von 13,59 %, bei 5 % mit 12,95 % und bei 4 % mit 12,33 % gerechnet werden.

Die jährlichen monetären Erträge von Windkraftanlagen ergeben sich aus der Jahresenergielieferung und der Einspeisevergütung. Durchschnittlich erzielte Erträge für verschiedene Anlagengrößen können z. B. [128] bzw. [4] für unterschiedliche Standorte entnommen, bzw. nach Kap. 10.1 errechnet werden.

Kapitalwertmethode

Zur betriebswirtschaftlichen Beurteilung von Windenergieanlagen wird die dynamische Berechnungsweise mithilfe der Kapitalwertmethode einer langjährigen Betrachtungsweise gerecht. Ausgangspunkt ist die Gleichung:

$$C_0 = \sum_{i=1}^n \cdot \left(\frac{1+r}{1+p} \right)^i \cdot (E_i - K_i) - I_0$$

mit

C_0	Kapitalwert	p	Zinssatz	n	Laufzeit
r	Inflationsrate	r_f	reale Energiekostensteigerung	i	Jahr
k_f	Energiekosten			K_i	$f(r_b)$ Kosten im Jahr i
$E_i = E_0 \cdot k_f (1 + r_f)^i \cdot \gamma$	Ertrag für die erzeugte Energie (im Jahr i)	r_b	prozentualer Anteil von I_0 für Wartung, Instandhaltung	I_0	investiertes Kapital
				γ	techn. Verfügbarkeit

Iterative Lösungsverfahren erlauben die Bestimmung der Amortisationszeit A_Z , d. h. des Jahres i, in dem $C_0 = 0$ ist. Für $C_0 = 0$ und n als vorausgesetzte Amortisationszeit, die als Grenzwert die Anlagenlebensdauer erreichen kann, lassen sich aus der Gleichung auch die dann erforderlichen Energiekosten k_f im Basisjahr iterativ berechnen oder aus einem für gewählte Parameter berechneten Nomogramm bestimmen [1] und [2].

Berücksichtigung externer Kosten

Werden bei fossilen und nuklearen Energieträgern die sogenannten »externen Kosten« in die Vergütungen mit einbezogen, kann die Windenergie schon heute aus volkswirtschaftlicher Sicht mit konventionellen Energien konkurrieren. Externe Kosten fallen als lokale und globale

Belastungen insbesondere durch Schadstoffausstoß beim Abbau und bei der Wandlung fossiler und nuklearer Energien an. Klimaveränderungen, Dürren und Fluten sowie Krankheiten sind die Folge. Dadurch fallen unter anderem Reparatur- und Sanierungs- sowie zusätzliche Gesundheitskosten an. Hierbei werden alle Stufen – vom Bau über den Betrieb bis zur Entsorgung eines Kraftwerkes – mit einbezogen [129]. Ein methodischer Ansatz zur Quantifizierung und Bewertung von Umweltschäden durch Stromerzeugung, der international anerkannt ist, führt auf die folgenden externen Kosten. Diese betragen für Erdöl 5 bis 8 ct, Stein-/Braunkohle 1,5 bis 2 Eurocent, Biomasse 3 Eurocent Erdgas 0,75 Eurocent, Photovoltaik 0,6 Eurocent und für Wasser- und Windenergie 0,05 bis 0,1 Eurocent pro kWh [130]. Kernkraftwerke sind bei dieser Auflistung nicht enthalten, da ihre Bewertung methodisch noch nicht gelöst ist. Die Veränderung der Artenvielfalt, die Behandlung von Unfallrisiken bei Kernkraftwerken und die Einschätzung von Schäden treten erst mit einer größeren zeitlichen Verzögerung auf.

Die Ausführungen zeigen, dass durch die Nutzung erneuerbarer Energien externe Kosten in erheblichem Maße vermieden werden können. Sie werden bisher von der Gemeinschaft getragen. Ihre Berücksichtigung führt dazu, dass die Windenergie aus volkswirtschaftlicher Sicht bereits heute mit konventionellen Versorgungssystemen konkurrenzfähig ist.

13 Ökobilanz

Durch Menschen herbeigeführte Veränderungen von Landschaft, Natur, Klima und der Tierwelt an Land, im Meer und in der Luft haben Auswirkungen auf das gesamte Ökosystem. Diese für die Windkrafttechnik einzuschätzen bzw. mit anderen Kraftwerken zu vergleichen, soll im Folgenden ansatzweise versucht werden. Darüber hinaus bieten Maßzahlen zur energetischen Amortisation und zum Erntefaktor gute Vergleichsmöglichkeiten zur Ökobilanz von Windkraftanlagen und anderen Energieversorgungssystemen.

Beitrag zum Klimaschutz

Die bis heute dominierenden fossilen Energietechnologien verursachen den Großteil der CO₂-Emissionen Deutschlands. Diese sollen von 313 Mio. Tonnen jährlich auf rund 290 Mio. Tonnen im Jahr 2020 fallen [89 – Netzstudie II], um zunehmende Erderwärmung sowie Klima- und Naturkatastrophen einzugrenzen.

Deutschland hat sich zum Ziel gesetzt, die CO₂-Emissionen von 1990 bis zum Jahr 2020 um 25 % bzw. sogar um 40 % und bis 2050 um 80 % zu reduzieren. Dabei wird dem Ausbau erneuerbarer Energien momentan und in den nächsten Jahren, insbesondere der Windenergie, eine Schlüsselrolle zukommen. Bei der energetischen Wandlung ist mit folgenden CO₂-Emissionen zu rechnen: bei Braunkohle 280 000, bei Steinkohle 260 000 und bei Erdgas 130 000 Tonnen CO₂ pro Petajoule (PJ) [131]. Im Vergleich dazu können die Emissionen durch erneuerbare Energien als überaus gering angesehen werden. Sie fallen insbesondere bei der Produktion der Anlage an. Während des Betriebes kommt es zu nahezu keinen weiteren Emissionen. Das CO₂-Äquivalent von Windenergie kann mit 5 500 t/PJ bzw. 20 g/kWh im Vergleich zu Steinkohle 260 000 t/PJ bzw. 950 g/kWh elektrisch erzeugter Energie angegeben werden. Somit trägt die Windenergie in erheblichem Maße zum Klimaschutz bei.

Landschaftsverbrauch

Von der gesamten Fläche Deutschlands sind 78 % nicht für die Windenergie nutzbar. Bei nur 8 % der Fläche bestehen keine Restriktionen. Der Rest sind ebenfalls potenziell nutzbare Wald- und Schutzgebiete. Für die Onshore-Windenergie wird eine Flächennutzung von nur ca. 2 % als realistisch erachtet. Offshorebereiche lassen sich wesentlich intensiver nutzen. Gesamtpotenziale von 400 TWh Windenergie pro Jahr sind etwa möglich [132]. 200 bis 300 TWh sind realistisch (vergleiche Kap. 10.4) [112].

Die Umgebung von Windkraftanlagen und die Flächen von Windparks können als Acker- und Weideland nahezu vollständig landwirtschaftlich genutzt werden. Lediglich Fundamentflächen (z. B. 15 · 15 m) und Kranstellflächen gehen der Landwirtschaft verloren. Zufahrten können hingegen doppelt genutzt werden. Landwirten eröffnet sich somit durch Eigenbetrieb von Windkraftanlagen oder durch Verpachtung von Windparkstandorten ein erhebliches Zusatzeinkommen bzw. eine sogenannte »zweite Ernte«.

Obwohl die Energiedichten von erneuerbaren im Vergleich zu konventionellen Umwandlungsprozessen relativ klein sind, ergeben sich aufgrund der stetigen Regenerierung der Ressourcen relativ günstige effektiv erforderliche Flächenverhältnisse. Im Vergleich zum Braunkohleabbau in Deutschland würden bei einer Windenergienutzung weniger als 7,5 % der Fläche von rund 480 km² versiegelt, die beim Tagebau »vernichtet« wird, um 150 Mrd. kWh Strom zu erzeugen [133].

Vogelschlag

Zahlreiche ornithologische Untersuchungen zum Vorkommen von Rast-, Brut- und Zugvögeln in der Nähe von Windkraftanlagen kommen zu dem Ergebnis, dass nur wenige Arten auf Dauer in ihrem Verhalten beeinflusst werden. Bei älteren Studien, die hauptsächlich kleinere Anlagen betrachteten, wurden etwa 0,5 bis 2 Vogelschläge pro Anlage und Jahr ermittelt. Neuere Untersuchungen geben eine Zahl von durchschnittlich fünf toten Vögeln pro Anlage und Jahr an. Dies würde derzeit statistisch etwa 120 000 toten Vögeln im Jahr entsprechen. Mehr als 20 Vögel pro Windkraftanlage und Jahr traten nach [134] nur an Feuchtgebieten und Gebirgsrücken auf. Verglichen mit jeweils 5 bis 10 Mio. Vögeln, die pro Jahr im Straßenverkehr und an Hochspannungstrassen sterben, kommt der Vogelschlag durch Windkraftanlagen vergleichsweise selten vor. Vogekollisionen haben somit nach [135] keinen Einfluss auf Populationsgrößen oder den örtlichen Bestand der Vogelarten. Manche Populationen sind sogar an Standorten mit vielen Windkraftanlagen gestiegen. Beispiel dafür ist der Brutbestand der Kraniche, der in Deutschland von 1 700 Paaren im Jahr 1990 auf heute 7 000 Paare gewachsen ist [136].

Abb. 89: Die Forschungsplattformen FINO 1–3 in Nord- und Ostsee führen zur Vorbereitung der geplanten Offshore-Windparks seit Jahren auch grundlegende Untersuchungen zur ökologischen Begleitforschung durch.



Fledermäuse

Die Auswirkungen von Windkraftanlagen auf die Fledermausbestände werden erst seit kurzer Zeit untersucht. Die Kollisionsgefahr ist, von der Fledermausart abhängig, tendenziell steigend.

Da Abendsegler höher fliegen, kollidieren sie häufiger als andere Arten. Informationen über Bestände sind nur bedingt verfügbar, d.h. eine Bewertung ist momentan nicht möglich. Bei der Planung von Windparks wurde daher die Fledermauspopulation zum Teil vernachlässigt. Dies kann allerdings nach [136] zu Problemen bei der Genehmigung oder zu Betriebsbeschränkungen führen.

Recycling von Windkraftanlagen

Windkraftanlagen stellen relativ große Bauwerke mit hoher Masse dar. Bei der Auswahl der eingesetzten Materialien geht es nicht nur um Herstellungskosten und technische Zuverlässigkeit, sondern auch um die Recyclingfähigkeit im Anschluss an die Nutzungsphase. Eine umweltfreundliche Energietechnik muss auch in diesem Bereich frühzeitig an Lösungen arbeiten. Bedingt durch die Lebensdauer der Anlagen ist absehbar, dass etwa ab dem Jahr 2020 die Zahl außer Betrieb gehender Anlagen wachsen wird.

Eine durchschnittliche Windenergieanlage mit Getriebe und Stahlrohrturm (inkl. Fundament) besteht zu etwa 80 % aus Stahl. Auf glasfaser- und kohlefaser verstärkte Kunststoffe entfallen 8 %. Aluminium, Elektroteile und Betriebsflüssigkeiten liegen bei ungefähr 7 % [137].

Für den Rückbau und die Entsorgung einer Windkraftanlage gibt es für das Gros der verwendeten Materialien etablierte Recyclingverfahren: Der Beton des Fundamentes und gegebenenfalls des Turmes kann als Zuschlagsstoff im Straßenbau verwendet werden. Metallwerkstoffe wie Stahl, Gusseisen, Aluminium und Kupfer werden in Gießereien eingeschmolzen und Elektroschrott lässt sich in Scheideanstalten stofflich trennen und wiederverwerten. Für die glasfaser- und kohlefaser verstärkten Verbundwerkstoffe der Rotorblätter sind die Entsorgungskonzepte noch in der Entwicklung. Sie können, wenn sie technisch noch in einem guten Zustand sind, aufgearbeitet werden und als Ersatzteile im Rahmen des Repowerings zu einem neuen Einsatz kommen und damit ihre Nutzungsdauer verlängern. Als ungünstigste Variante können sie zerkleinert und in einer Müllverbrennungsanlage energetisch genutzt werden. Außerdem arbeitet die Branche an Konzepten der stofflichen Verwertung, die bisher noch nicht etabliert sind. Ein mögliches Konzept sieht vor, das Material zu zerkleinern und als Zuschlagsstoff beim Bau neuer Blätter beizumischen [137, 138]. Darüber hinaus ist eine Materialnutzung für hochfeste konstruktive Bauteile, Gehäuse, Schutzeinrichtungen etc. in der Elektro-, Maschinen- und Fahrzeugindustrie möglich.

Energetische Amortisationszeit und Erntefaktor

Die energetische Amortisationszeit ist die Zeit, die ein System benötigt, um die Primärenergie, die zur eigenen Herstellung notwendig war, wieder zu erzeugen. Der Erntefaktor gibt hingegen das Verhältnis der während der gesamten Nutzungsdauer erzeugten elektrischen Energie zur aufgewendeten Primärenergie an. Beide Werte bilden eine wichtige Basis für ökologische Betrachtungen. Das bedeutet: je kleiner die energetischen Amortisationszeiten und je größer die Erntefaktoren sind, desto energetisch effektiver ist die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen.

Etwa ein Jahrzehnt zurückliegende Untersuchungen am Beispiel zweier getriebelos ausführter Windkraftanlagen (Enercon E40 mit 500 kW bzw. E66 mit 1500 kW Nennleistung) ergaben nach [139] energetische Amortisationszeiten zwischen drei und sechs Monaten und Erntefaktoren von ca. 70 für die große bzw. etwa 40 für die kleine Anlage bei 20 Jahren Lebensdauer. Der Hersteller Enercon gibt für seine Anlagen bei 20 Jahren Betriebsdauer einen

Erntefaktor von 35,4 für Binnenstandorte und 51 für Küstenstandorte an. Der Primärenergieverbrauch für Produktion, Errichtung, Betrieb, Abbau und Entsorgung einer E-82 Anlage wird dabei mit 2 880 MWh angegeben [140].

Im Rahmen der Produkt-Umweltdeklaration (Environmental Product Declaration, EPD) wird für die Siemens-SWT-3.2-113 Windturbinen mit 4,5 Monaten energetischer Amortisationszeit gerechnet. Dabei wird ein Onshore-Standort mit 8,5 m/s durchschnittlicher Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe, ein Windpark mit 20 Anlagen und ein 13 km langer (zu bauender) Netzanschluss zu Grunde gelegt [141].

Konventionelle Kraftwerke kommen auf eine viel geringere Ausbeute, da während ihres Betriebes ständig Energie in Form von Rohstoffen zugeführt werden muss.

14 Windenergieforschung und -entwicklung

Die Anwendung der Windenergie hat sich neben dem Photovoltaik-Boom der letzten Jahre national und international zum Energiesektor mit dem größten Wachstum entwickelt. Ihr kommt für eine klima- und ressourcenschonende Energieversorgung zentrale Bedeutung zu. Eine tragende Rolle wird sie auch in den nächsten beiden Jahrzehnten beibehalten. Dazu muss die Wettbewerbsfähigkeit der Windenergie gegenüber fossilen und nuklearen Energieträgern noch weiter verbessert werden. Eine Intensivierung von Grundlagen- und Anwendungsforschung ist dazu unumgänglich. Die Kostensenkung von Windkraftanlagen und der Stromerzeugung wird dabei eine Schlüsselstellung einnehmen. Sie wird auch zukünftig das Ziel für Forschungs- und Entwicklungsansätze bilden.

Die Windenergienutzung an Land ist weitgehend dezentral strukturiert. Offshore-Windparks werden hingegen nach einer Einführungs- und Erprobungsphase im 100-MW- bis mehrere GW-Bereich liegen. Sie sind vergleichbar mit Großkraftwerken und stellen eine neue Qualität technologischer, ökonomischer und ökologischer Anforderungen dar. Offshore-Potenziale lassen sich nur erschließen, wenn durch Forschung, Entwicklung und Betrieb noch vorhandene Risiken kalkulierbar werden. Fortschritte, z. B. in den Bereichen neuer Materialien, der Antriebs- und Umrichtertechnik, müssen verstärkt werden, um auch weiterhin Schrittmacher für andere Industriezweige zu bleiben.

Die Forschung im Bereich der Windenergie ist in Deutschland stark geprägt durch die firmeninternen Anstrengungen der Anlagen- und Komponentenhersteller. Bund und Länder ergänzen diese. Die industrielle Beteiligung deutscher Hersteller auf europäischer Ebene nimmt eher eine untergeordnete Stelle ein. Eine stärkere Vernetzung der Forschungsaktivitäten, die Einhaltung internationaler Standards und langfristig ausgerichtete Forschungs- und Entwicklungsschwerpunkte stellen die Basis für eine Professionalisierung dieses Industriezweiges dar. Die Forschungsfelder lassen sich untergliedern in themenorientierte Bereiche der Grundlagen- und Anwendungsforschung, die in Kap. 14.1 folgen, sowie in Neuentwicklungen im Bereich von Prototypen und Projekten, die in Kap. 14.2 abschließend dargestellt werden.

14.1 Grundlagen- und Anwendungsforschung

Die Grundlagen- und Anwendungsforschung soll – orientiert an den Kernthemen Umgebungsbedingungen, Anlagentechnik, Integration in Netze, sozioökonomische Aspekte sowie ökologische Begleitforschung – im Folgenden kurz dargestellt werden. Eingehende Ausführungen mit Kostenrahmen wurden erstmals in [142] wiedergegeben.

Umgebungsbedingungen

Als Basis für Finanzierungen sind Kenntnisse über die Charakteristik des Windfeldes am Standort von Windkraftanlagen und die Umgebung notwendig. Benötigt werden dazu Prognosen in der Zeitskala von Sekunden bis zu mehreren Jahrzehnten, um kurzzeitige Informationen in das – langjährig sich im Wandel befindliche – Klimageschehen einzuordnen. Bei Turbinen der Multi-MW-Klasse müssen Änderungen der Windgeschwindigkeit und -richtung über die überstrichene Fläche erfasst werden. Die Strömungsbedingungen in Windparks mit den induzierten Strömungsänderungen durch einzelne Windkraftanlagen gewinnen zunehmend an Bedeutung.

Anlagentechnik

Die Weiterentwicklung der Anlagentechnik nimmt eine Schlüsselstellung ein für die weitere Senkung der Stromgestehungskosten und für die Erschließung von neuen Standorten im Offshore- und Binnenland-Bereich sowie windstarken Gebieten im Ausland. Dazu sind vordringlich größere, effizientere Anlagen für anspruchsvolle Standorte zu entwickeln sowie die Technologie bestehender Anlagen weiterzuentwickeln und die Wirtschaftlichkeit zu erhöhen. Im Großanlagenbau stellen die Belastungen von Tragstrukturen eine besondere Herausforderung dar. Dynamische Belastungen können insbesondere durch Last-Monitoring und Rotorentlastung [143], fortschrittliche Regelungsverfahren wie Einzelblattverstellung, aktive Triebstrang- und Turmdämpfung reduziert werden. Weiterhin sind in der Rotorblatttechnologie Gewichtsreduktion, Automatisierung der Fertigung, Einbau von Lastsensoren und Geräuschreduktion zu nennen. Darüber hinaus sind die komplexen meteorologischen und ozeanografischen Einflüsse auf die dynamischen Belastungen von Rotorblättern, Triebstrang und Tragstruktur zu ergründen. Beiträge zur Steigerung der Wirtschaftlichkeit werden durch anlagenspezifische Zustandserfassungssysteme, Auto-Diagnoseverfahren, optimierte Instandhaltungsstrategien und Logistikstrukturen sowie Fernüberwachung und neue Kommunikationstechnologien erwartet.

Triebstrangentwicklungen, die auf vervielfachte Moduleinheiten ausgerichtet sind und z.B. ein 5 MW-Generator-Umrichter-Modul als Einzelsystem, 9 MW als Doppel- bzw. 13 MW als Dreifachkomplex in Windturbinen eingebaut werden, können zu enormen Kosteneinsparungen bei der Entwicklung, Fertigung und Lagerhaltung führen [144]. Weiterhin lassen sich enorme Permanentmagnetmaterialeinsparungen bei Generatoren im 10 MW-Bereich und darüber durch aktive Magnetlagerung über die Regelung des Luftspaltes auf engen Grenzen erreichen. Große Kraftdichten und kleine Aktivmaterialmassen sind die Folge [145]. Neuartige Generator- und Umrichterentwicklungen sind dazu notwendig.

Netzintegration

Die zunehmende Netzeinspeisung aus Windenergie hat wachsenden Einfluss auf die Auslastung der Netze, die Fahrweise konventioneller Kraftwerke, die notwendige Regel- und Reserveleistung und somit auf die Wirtschaftlichkeit des deutschen Versorgungsnetzes. Vordringliche Forschungsaufgaben werden erhöhte technische Anforderungen an die Stromnetze, der flexiblere Einsatz konventioneller Kraftwerke, die Erhöhung des Regelleistungsbedarfs und der Transportkapazitäten mit Teil- und Verbundnetzuntersuchungen bis hin zu Eingriffs- und Regelmöglichkeiten von Windkraftanlagen zur Netzstützung und Netzregelung sein, bzw. auch die Anwendung von Windparks zur Bereitstellung von positiver und negativer Regel- und Reserveleistung [96]. Untersuchungen zur Netzstabilität werden bei immer stärker veränderten Einspeisestrukturen von direkt gekoppelten Großgeneratoren in Kraftwerken zu Umrichterspeisungen in regenerativen Versorgungsanlagen zunehmend an Bedeutung gewinnen. Sich daraus ergebende Veränderungen in der Netzkurzschlussleistung bzw. des Netzabgabevermögens sowie mögliche Anpassungen im Netzbetrieb bedürfen weiterer Untersuchungen.

Sozioökonomische Aspekte

Für eine ganzheitliche Betrachtung sind sozial- und verhaltenswissenschaftliche Aspekte einer von enormem Wachstum geprägten Windenergienutzung von großer Bedeutung. Dazu stellt die öffentliche Akzeptanz (etwa zwei Drittel der Bevölkerung befürworten Windkraftanlagen in ihrer Nähe) einen wichtigen Faktor für den Erfolg dieser Technologie dar. Kernthemen der

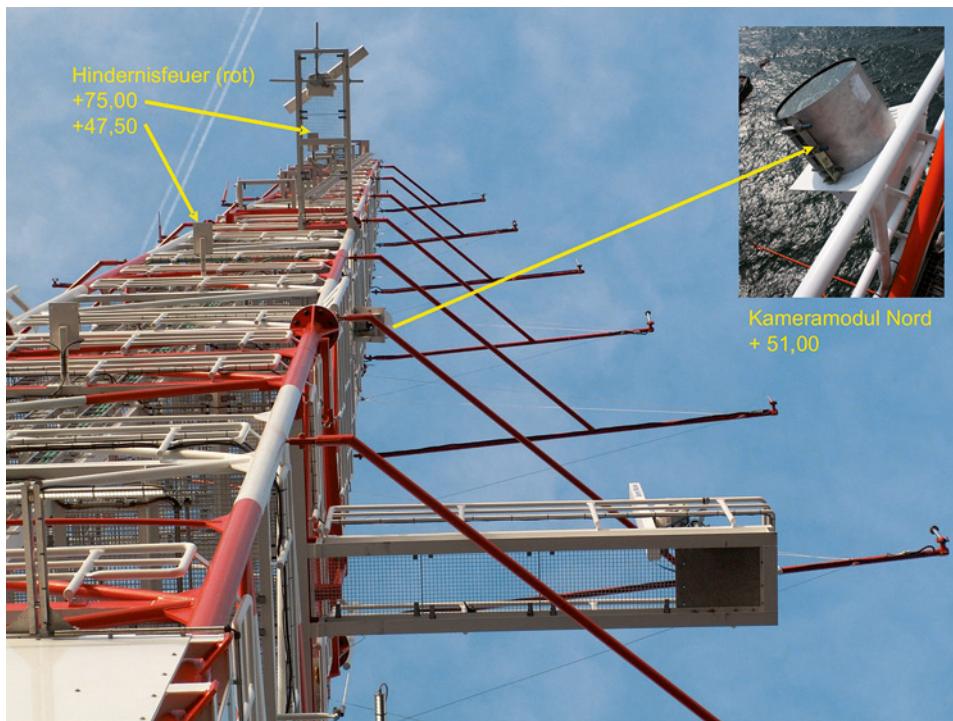
Forschung werden ausgerichtet sein auf Einflussfaktoren und zu entwickelnde Messverfahren zur Akzeptanzfindung, Akzeptanzprofile, Strategien zur Akzeptanzgewinnung und Empfehlungen, um bereits im Vorfeld von Planungsverfahren und Bauvorhaben auftretenden Konflikten entgegenzuwirken. Fundierte Darstellungen von Energieversorgungsalternativen mit kurz- und langfristigen Folgen könnten Unterstützung leisten.

Ökologische Begleitforschung

Windparks in Nord- und Ostsee eröffnen eine zukunftssichere und klimafreundliche Energieversorgung in Deutschland. Bei einer Offshore-Nutzung kommt der ökologischen Begleitforschung (Abb. 90, 91) besondere Bedeutung zu. Eine finanzielle Basis dafür soll die »Stiftung Offshore Windenergie – Stiftung der deutschen Wirtschaft zur Nutzung und Erforschung der Windenergie auf See« sein. Beteiligt sind die Windkraftanlagenhersteller Senvion/REpower, AREVA, BARD, Nordex und Siemens Windpower, Netzbetreiber und Energieversorger wie E.ON, RWE, EnBW, Vattenfall und EWE, Unternehmen der maritimen Wirtschaft, Verbände der Windenergiebranche, Banken, Versicherungen und Bauunternehmen [146].

14.2 Neuentwicklungen und Großanlagen

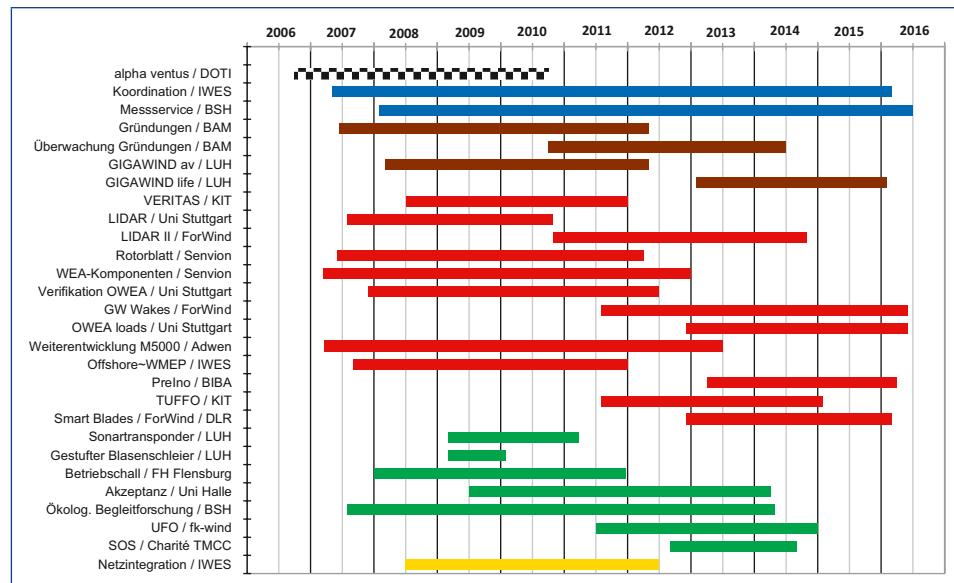
Durch die Offshore-Forschungsplattformen FINO 1 (Abb. 89), 2 (Abb. 90) und 3 (NEPTUN) und die ökologische Begleitforschung werden wichtige grundlagenorientierte Fragestellungen



■ **Abb. 90:** Installiertes Kamerasytem für die Vogelforschung auf der Nordseite des Messmastes auf der FINO 2.

geklärt. Der Betrieb von Prototypen der 5-MW-Klasse in Offshore-Testfeldern im Meer und von kommerziellen Windparks werden darüber hinaus grundlegende und neue Erkenntnisse auf dem Weg zur großtechnischen Windenergienutzung auf dem Meer liefern.

Im Frühjahr 2010 ging das deutsche Offshore Testfeld alpha ventus mit 12 Anlagen ans Netz. In einem großen Forschungsprojekt – der Forschungsinitiative RAVE (reserach at alpha ventus) – begleiten mehr als 40 Projektpartner Bau und Betrieb des Testfelds. Zentrale Themen der Untersuchungen sind: Messtechnik, Gründungs- und Tragstrukturen, Anlagentechnik und Monitoring, Netzintegration, Strömungen und Turbulenzen, Ökologische Begleitforschung sowie Sicherheit und gesellschaftliche Akzeptanz. Zentrales Ziel von RAVE ist, grundlegende Erkenntnisse zur Optimierung der Offshore Windenergie zu gewinnen (Abb. 91, 92).



■ Abb. 91: Projektübersicht der Forschungsinitiative RAVE (Stand: 9/2015). Aktuelle Informationen: www.rave-offshore.de



■ Abb. 92: Im Rahmen der RAVE-Forschungen zu Gründungsbauwerken wird ein Modell eines Tripod-Fundaments im großen Wellenkanal an der Universität Hannover getestet.



■ **Abb. 93:** Aktuelle Informationen über die Windenergieforschung bieten die jährlichen Berichte des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zur Forschungsförderung im Bereich der Erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz sowie der Bundesbericht Energieforschung.

In den letzten Jahren entstanden im Rahmen der Energieforschung eine Reihe von großen Testzentren. Das Kompetenzzentrum Rotorblatt⁶ in Bremerhaven betreibt zwei Versuchstände für Rotorblätter bis 70 und 90 m Länge. (Abb. 94). Ebenfalls in Bremerhaven steht das Prüfzentrum DyNaLab⁷, in dem komplette Gondeln auf dem Prüfstand stehen (Abb. 95). Derzeit im Bau befindet sich das BladeMaker Demozentrum, in dem neue Verfahren zur automatisierten Herstellung von Rotorblättern entwickelt und getestet werden. An der Universität Hannover steht das Testzentrum Tragstrukturen⁸, in dem Fundamentbauteile und Masten geprüft werden. Alle Einrichtungen verfolgen das Ziel, die Entwicklung und Erprobung neuer Anlagen zu erleichtern und zu beschleunigen sowie deren technische Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit zu optimieren. Insgesamt sind in diese und weitere Testeinrichtungen ca. 50 Mio. Euro Fördermittel geflossen.

⁶ BINE-Projektinfo 15/2011, Die Zeitmaschine für Rotorblätter

⁷ BINE-Projektinfo 15/2014, Gondeln im Schnelldurchlauf testen

⁸ BINE-Projektinfo 05/2015, Turm und Fundamente testen

Abb. 94: Im Kompetenzzentrum Rotorblatt in Bremerhaven werden Rotorblätter bis zu 90 m Länge mechanisch getestet.



Abb. 95: Im Prüfzentrum DyNaLab kommen komplette Gondeln der Multi-Megawattklasse auf den Prüfstand.

Großanlagen

Bereits Ende 2002 wurde die erste E-112-Anlage von Enercon mit 112,8 m Turbinendurchmesser, 4,5 MW Nennleistung und 123,5 m Turmhöhe aufgebaut und in Egeln nahe Magdeburg – also im Binnenland – in Betrieb genommen. Eine Anlage bei Wilhelmshaven sowie fünf weitere bei Emden folgten an der Küste bzw. wenige Meter im Meer. Bei diesen erfolgte bereits der Testbetrieb und die Umstellung auf 6 MW. Cuxhaven und Magdeburg sind weitere Standorte dieses Anlagentyps. Besonderes Merkmal dieser getriebelosen Einheiten, mit direkt von der Turbine angetriebenem Synchron-Generator mit elektrischer Erregung und Netzkopplung über Umrichter, ist das »eiförmig« ausgeführte Maschinenhaus in selbsttragender Konstruktion mit ca. 12 m Durchmesser. Der gesamte Maschinenkopf hat eine Masse von ca. 600 Tonnen. Eine weitere Leistungssteigerung von 6 MW auf 7,58 MW mit einer Vergrößerung des Rotordurchmessers auf 127 m sowie neuartiger Rotorblatt- und Nabekonstruktion (analog Abb. 49 bzw. 50a) erfolgte 2006 bis 2008 mit der E-126 [37].

Ende 2004 wurde die damals größte Turbine Repower (heute Senvion) 5M mit 5 MW Nennleistung aufgebaut und 2009 auf 6 MW bzw. 2014 auf 6,2 MW vergrößert. Mit einem Turbinendurchmesser von 126,5 m weist sie ein Kopfgewicht von ca. 460 Tonnen auf. Im Gegensatz zur E-112 bzw. E-126 treibt die Turbine den doppelgespeisten Asynchrongenerator über ein dreistufiges Getriebe an. Dadurch wird die Baugröße des Generators einschließlich Getriebe

erheblich kleiner als bei getriebelosen Systemen. Somit kann der gesamte Maschinenkopf wesentlich kompakter ausgeführt werden. Der Stator des doppeltgespeisten Asynchrongenerators wird direkt an das Netz gekoppelt. Der Läufer speist oder bezieht hingegen maximal 40 % der Nennleistung über ein Umrichtersystem. Dies kann somit für wesentlich niedrigere Übertragungsleistung ausgelegt werden als Vollumrichter für Synchron- und Asynchrongeneratoren mit Kurzschlussläufern. Allerdings sind die Mess-, Regelungs- und Transformationsverfahren zur Führung doppeltgespeister Asynchrongeneratoren erheblich aufwendiger als bei Vollumrichtersystemen, die bei anderen Großanlagen zum Einsatz kommen. 2014 wurde diese Anlage mit 6,2 MW Nennleistung auf 152 m Turbinendurchmesser vergrößert, was das Maschinenkopfgewicht auf 500 t erhöht hat.

Im Frühjahr 2005 startete die Multibrid (heute AREVA) M5000 den Betrieb. Die 5-MW-Turbine hat 116 m Rotordurchmesser. Sie treibt mithilfe eines einstufigen Planetengetriebes, in das die Turbinennabe integriert ist, einen permanentmagneterregten Synchrongenerator mit etwa zehnfacher Übersetzung an. Dieser weist aufgrund des innovativen Ansatzes eine sehr kompakte Bauweise mit ca. 3 m Durchmesser auf. Dadurch konnte das gesamte Kopfgewicht inklusive der Rotorblätter der Anlage auf etwa 345 Tonnen reduziert werden. Die Kopplung zum Netz erfolgt über ein Vollumrichtersystem, das dem Netz die gesamte Energie zuführt.

Neben deutschen sind weitere internationale Hersteller aus Frankreich, Korea, USA, Dänemark, Indien und China dabei, Anlagen der 2. Generation in der Multimegawattklasse auf den Markt zu bringen (s. Abb. 4).

Die Erfahrungen aus Entwicklung, Produktion, Transport und Installation sowie dem Betrieb der Multimegawattanlagen der ersten Generation bzw. deren Weiterentwicklung wurden von den Herstellern genutzt, um die momentan meist installierten Anlagen (s. Abb. 5) am Markt durchzusetzen. Weitere Entwicklungen mit noch größeren Turbinendurchmessern bzw. noch höheren Türmen sind zu erwarten, um Netzanschlüsse und Übertragungsnetze besser ausnutzen zu können.

Um die enorm hohen Investitionen in Offshore-Windparks rentabel zu gestalten, müssen für diese Anlagen noch gewaltige Anstrengungen unternommen werden, um die Technologien weiter zu entwickeln und betriebssicher zu gestalten. Schwerpunkte bilden die Gründung bei Wassertiefen über 20 m – das heißt Baugrunduntersuchungen und Fundamentierung mit statischer sowie dynamischer Belastungsaufnahme – Stromtransport unter Berücksichtigung von Umweltaspekten, Regelung einzelner Anlagen und ganzer Windfelder sowie Wartungs- und Instandhaltungskonzepte. Windleistungsprognosen in Verbindung mit Anlagen-, Windpark- und Cluster-Management müssen in Zukunft darauf ausgerichtet werden, diesen Systemen Kraftwerkscharakter zukommen zu lassen.

15 Zitierte Literatur und Abbildungsverzeichnis

15.1 Zitierte Literatur

- [1] Heier, S.: Windkraftanlagen. Systemauslegung, Netzintegration und Regelung. Stuttgart: Teubner, 2009. X, 482 S., 5., überarb. u. aktualisierte Aufl., ISBN 9783835101425
- [2] Heier, S.: Grid Integration of Wind Energy. Onshore and Offshore Conversion Systems. Chichester, u.a.: Wiley, 2014. 494 p., 3rd Ed.
- [3] Ender, C.: Windenergienutzung in Deutschland – Stand 31.12.2011. In: DEWI Magazin (Februar 2012), Nr. 40, S. 30–43
- [4] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel. Bereich Energiewirtschaft und Netzbetrieb (Hrsg.): Windenergiereport Deutschland 2014. Mai 2015. 112 S.
- [5] Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE) e.V., Berlin
www.bee-ev.de/Energieversorgung/Strom/Stromversorgung-2020.php
- [6] Neij, L. u.a.: Experience Curves: A Tool for Energy Policy Assessment. Lund University. Department Technology and Society. Division Environmental and Energy Systems Studies, Lund (Sweden) (Ed.). 2003. 125, [13] p., IMES/EESS report. 40. ISBN 9188360563, ISSN 1102-3651
- [7] Bundesverband WindEnergie e.V., Berlin (Hrsg.): BWE Branchenreport 2015 Windindustrie in Deutschland 2015. 258 S., 5. Aufl., ISBN 978-3-942579-28-5
www.windenergy-market.com
- [8] World Wind Energy Association e.V. (WWEA), Bonn (Hrsg.): Wind Energy International 2014/2015. 2013. 398 S.
- [9] BTM Consult ApS, Ringkøbing (Denmark) (Ed.): International Wind Energy Development. World Market Update 2010. Forecast 2011–2015. March 2011. Ca. 130 p.
www.btm.dk/reports/previous+reports/world+market+update+2010/?s=59
- [10] Renewables 2010 Global Status Report. REN21 Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, Paris (France) (Ed.) 2010. 82 p., www.ren21.net
- [11] European Wind Energy Association (EWEA), Brussels (Belgium) (Ed.): Powering the Energy debate. Annual Report 2010. 54 p., www.ewea.org/index.php?id=11
- [12] Erneuerbare Energien BWE, März 2014
- [13] National Energy Board, Calgary, Alberta (Canada) (Ed.): Canadian Energy Overview 2010. July 2011. 24 p. Energy Briefing Note. ISSN 1917-506X
- [14] U.S. Energy Information Administration (EIA), Washington D.C. (USA) (Ed.):
Brazil. Country Analysis Briefs. Febr. 2012 (www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=BR&trk=p2)
China. Country Analysis Briefs. Nov. 2010 (www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=CH)
Japan. Country Analysis Briefs. June 2012 (www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=JA)
South Korea. Country Analysis Briefs. Oct. 2011 (www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=KS)
South Africa. Country Analysis Briefs. Oct. 2011 (www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=Sf)

- [15] World Wind Energy Association (WWEA), Bonn (Hrsg.): Half-year report 2014. Bonn: WWEA, 2014. 8 S. www.wwindea.org/wwea-publishes-half-year-report-2014/
- [16] Czisch, G.: Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung. Kostenoptimierte Variationen zur Versorgung Europas und seiner Nachbarn mit Strom aus erneuerbaren Energien. Dissertation. Universität Kassel. Fachbereich Elektrotechnik/Informatik. Institut für Elektrische Energietechnik/Rationelle Energiewandlung. 2005. 488 S.
- [17] Ministry of Power, Government of India, 2011, <http://powermin.nic.in/>, http://powermin.nic.in/JSP_SERVLETS/internal.jsp
- [18] Ender, C.: International Development of Wind Energy Use – Status 31.12.2008. In: DEWI Magazin. (August 2009), H. 35, S. 28–32
- [19] Hueck, U.: Erzeugung und Transport elektrischer Energie am Beispiel DESERTEC. Netzstrukturen und Energieversorgung für das 21. Jahrhundert. Vortragsreihe VDI Arbeitskreis Energietechnik und Lehrstuhl Energiesysteme der TU München. München, 08. Nov. 2010. Powerpoint-Folien www.verein-der-ingenieure.de/ak/energietechnik/veranstaltungen.html
- [20] Ministry of Economic Development. Energy and Communications Branch, Wellington (New Zealand) (Ed.): New Zealand Energy Data File. 2011 Calendar Year Edition. 2012. 172 p. www.med.govt.nz/
- [21] Ministry of Economic Development. Energy and Communications Branch, Wellington (New Zealand) (Ed.): New Zealand's Energy Outlook 2011. Reference Scenario and Sensitivity Analysis. 2012. 12 S. ISSN 1179-3996 (print) ISSN 1179-4011 (online) www.med.govt.nz/sectors-industries/energy/energy-modelling/modelling/new-zealands-energy-outlook
- [22] Bibliographisches Institut, Mannheim (Hrsg.): Meyers Enzyklopädisches Lexikon. Mannheim: Bibliographisches Institut, 1979 ff, 880 S., 9., völlig neu bearb. Aufl. Bd. 25, ISBN 3-411-01275
- [23] Golding, E. W.: The Generation of Electricity by Windpower. With an additional chapter, R. I. Harris. Reprint w. Addition of 1955 ed. London: E. & F. N. Spon Ltd., 1976. XVIII, 332 p., ISBN 0-419-11070-4
- [24] Gööck, R.: Erfindungen der Menschheit. Wind, Wasser, Sonne, Kohle, Öl. Blaufelden: Sigloch Edition, 1989. 334 S., ISBN 3-89393-205-4
- [25] Fröde, W. (Hrsg.): Windmühlen. Hamburg: Ellert & Richter, 1987. 56 S., ISBN 389234-024-2
- [26] Tacke, F.: Windenergie – Die Herausforderung. Gestern, Heute, Morgen. Frankfurt: VDMA Verl., 2004. 264 S. ISBN 3-8163-0476-1
- [27] Molly, J.-P.: Windenergie. Theorie, Anwendung, Messung. Karlsruhe: Müller, 1990. 315 S., 2., völlig überarb. u. erw. Aufl., ISBN 3-7880-7269-5
- [28] Betz, A.: Das Maximum der theoretisch möglichen Ausnutzung des Windes durch Windmotoren. In: Zeitschrift für das gesamte Turbinenwesen. In Verbindung mit Wasser und Wärmewirtschaft. Jg. 17 (1920), Sept., S. 307–309
- [29] Betz, A.: Windenergie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen. Nachdruck d. Ausgabe Göttingen, Vandenhoeck & Ruprecht, 1926. Grebenstein: Öko-Buchverl., 1982. V, 25 S. ISBN 3-922964-11-7 (vergriffen – antiquarisch erhältlich)

- [30] Vinding, P.; Jensen, R. J.: Wing for Windmills and Wind Motors. Patented Sept. 11, 1923. US Patent 1,467,699
- [31] Hau, E.: Windkraftanlagen. Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit. Berlin: Springer, 2008. XXII, 910 S., 4., vollst. neu bearb. Aufl., ISBN 9783540721505
- [32] Zimmermann, J. R.: Geplatzte Prognosen. In: Neue Energie – das Magazin für Erneuerbare Energien. (2012), H. 1, S.30–35
- [33] Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel. Bereich Energiewirtschaft und Netzbetrieb (Hrsg.): Windenergie Report Deutschland 2011. April 2012. 87 S. http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windwebdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=351&lang=de
- [34] Schatter, W.: Windkonverter. Bauarten, Wirkungsgrade, Auslegung. Braunschweig: Vieweg, 1987. 363 S., ISBN 3-528-03355-X (vergriffen)
- [35] Gasch, R.; Tweele, J.: Windkraftanlagen. Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb. Wiesbaden: Vieweg + Teubner, 2011. XXI, 587 S., 7. Aufl., ISBN 9783834814609
- [36] Bundesverband WindEnergie (Hrsg.): Kleinwindanlagen. Handbuch der Technik, Genehmigung und Wirtschaftlichkeit kleiner Windräder. BWE-Marktübersicht spezial. Bundesverband Windenergie (BWE) e. V., Berlin (Hrsg.). 2. Aufl. 2013, ISBN 978-3-94257-914-9
- [37] Paulsen, T.; Thüring, H.: BWE-Marktübersicht. Jahrbuch Windenergie 2015. Bundesverband Windenergie (BWE) e. V., Berlin (Hrsg.). April 2015. 25. Aufl., ISBN 978-3-94257-930-8
- [38] Heier, S.: Windenergiekonverter und mechanische Energiewandler: Anpassung und Regelung. In: Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS), München (Hrsg.): Energie vom Wind. 4. Tagung der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS). Bremen 07.–08. Juni 1977. (1977). S. 187–222
- [39] Voith Turbo Wind GmbH & Co. KG, Crailsheim: Windstrom einzigartig erzeugen. Die WinDrive-Technologie. Voith.com, 2012. 16 S. http://resource.voith.com/vt/publications/downloads/990_d_cr355_de_voith-winddrive-fuer-windturbinen.pdf
- [40] Verband der Netzbetreiber (VDN) e. V., Frankfurt a. M.; Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEO), Wien (Österreich); Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), Aarau (Schweiz); České Sdružení Regulovaných Elektroenergetických Společnosti (CSRES), Prag (Tschechische Republik) (Hrsg.): Kompendium Technische Regeln zur Beurteilung von Netzrückwirkungen. 2. Ausgabe 2007. 13 S.
Forum Netztechnik Netzbetrieb (FNN) im VDE, Berlin; Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEO), Wien (Österreich); Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), Aarau (Schweiz); České Sdružení Regulovaných Elektroenergetických Společnosti (CSRES), Prag (Tschechische Republik) (Hrsg.): Technische Regeln zur Beurteilung von Netzrückwirkungen. Ergänzungsdokument zur Beurteilung von Anlagen für den Anschluss an Hochspannungsverteilernetze. 1. Ausgabe 2012 (zu Grunddokument 2. Ausgabe 2007). 47 S.
- [41] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) e. V., Berlin (Hrsg.): Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz. TAB 2007. Stand: Juli 2007. Ausgabe 2011. 33 S.
- [42] Kleinkauf, W; Heier, S.: Regelungskonzept für GROWIAN (Große Windenergieanlage). In: Kernforschungsanlage Jülich GmbH. Projektleitung Energieforschung (Hrsg.): Seminar und Statusreport Windenergie. Jülich, 23.–24. Okt. 1978. [1978]. S. 407–418

- [43] Heier, S.: Grid integration of wind energy conversion systems. Chichester (United Kingdom): Wiley, 2006. 449 S., 2. Ausg., ISBN 0-470-86899-6
- [44] Heier, S.; Kleinkauf, W.: Betriebsverhalten von Windenergieanlagen. Schlussbericht. (1984) Bd. 1 u. 2, FKZ 03E4362A., BMFT FB-T 84-154
- [45] Leonard, W.: Regelung in der elektrischen Antriebstechnik. Control of electrical drives. (Transl. by the author in cooperation with R. M. Davis and R. S. Bowes). Berlin: Springer, 1985. 346 S., ISBN 3-540-13650-9
- [46] Blaschke, F.: Das Verfahren der Feldorientierung zur Regelung der Drehfeldmaschine. Dissertation. Technische Universität Braunschweig. Fakultät für Maschinenbau und Elektrotechnik. 1974. VIII, 251 S.
- [47] Arsudis, D.: Doppeltgespeister Drehstromgenerator mit Spannung zwischenkreis-Umrichter im Rotorkreis für Windkraftanlagen. Dissertation. Technische Universität Braunschweig. 1989. 170 S.
- [48] Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH, Hamburg. Erneuerbare Energien Zertifizierung (Hrsg.): Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen. Ausgabe 2010. 402 S. Vorschriften und Richtlinien Industriedienste. IV-1
- [49] Caselitz, P; Giebhardt, J.; Mevenkamp, M.: On-line Fault Detection and Prediction in Wind Energy Converters. In: European Wind Energy Association (EWEA). Brussels (Belgium) (Ed.): EWEC '94: 5th European Wind Energy Association conference and exhibition. Thessaloniki (Greece), 10.–14. Oct. 1994. Conference Proceedings. 1994
- [50] Caselitz, E.; Giebhardt, J.; Mevenkamp, M. u.a.: Fehlerfrüherkennung in Windkraftanlagen. Abschlussbericht. Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) e.V., Kassel (Hrsg.). 1999. 194 S., FKZ 0329304A
- [51] Caselitz, E.; Giebhardt, J.; Mevenkamp, M.: Verwendung von WMEP-Onlinemessungen bei der Entwicklung eines Fehlerfrüherkennungssystems für Windkraftanlagen. In: Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) e. V., Kassel (Hrsg.): Wissenschaftliches Meß- und Evaluierungsprogramm (WMEP) zum Breitentest »250 MW Wind«. Jahresauswertung 1994. 1995. S. 155–161
- [52] Caselitz, E.; Giebhardt, J.; Krüger, T. u.a.: Development of a fault detection system for wind energy converters. In: 1996 European Union Wind Energy Conference EUWEC '96. Goteborg (Sweden), 20.–24. May 1996. Proceedings. Bedford (United Kingdom): H. S. Stephens and Associates, 1996. ISBN 0-9521452-9-4, S. 1004–1007
- [53] Morbitzer, D.: Simulation und meßtechnische Untersuchungen der Treibstrangdynamik von Windkraftanlagen. Diplomarbeit Universität Gesamthochschule Kassel. 1995 und Osbahr, T.: Untersuchung von Parameterschätzverfahren für die Fehlerfrüherkennung in Windkraftanlagen. Diplomarbeit. Universität Hannover. 1995
- [54] Eibach, T.: Untersuchung von Verfahren der Lager- und Getriebeüberwachung für die Fehlerfrüherkennung in Windkraftanlagen. Diplomarbeit. Universität Gesamthochschule Kassel. Fachgebiet Messtechnik, Mechatronik, Optik. Nov. 1995
- [55] Adam, H.: Implementierung und Untersuchung Künstlicher Neuronaler Netze zur Fehlerfrüherkennung in Windkraftanlagen. Studienarbeit. Universität Gesamthochschule Kassel. 1995
- [56] Hobein, A.: Entwicklung eines Hardware-Moduls zur analogen Leistungsberechnung für ein PC-gestütztes Messdatenerfassungssystem. Studienarbeit. Universität Gesamthochschule Kassel. 1995

- [57] Werner, U.: Entwicklung eines Hardware-Moduls zur Drehzahlmessung für ein PC-gestütztes Messdatenerfassungssystem. Studienarbeit. Universität Gesamthochschule Kassel. 1995
- [58] Heinke, O.: Condition Monitoring Systeme in Windenergieanlagen – Anforderungen und Stand der Technik. Diplomarbeit. Universität Kassel. 2003
- [59] Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH, Hamburg. Windenergie (Hrsg.): Richtlinie für die Zertifizierung von Condition Monitoring Systemen für Windenergieanlagen. 2007. 37 S. Vorschriften und Richtlinien Industriedienste. IV4
- [60] Windrose: Lexikon des Deutschen Wetterdienstes: www.deutscher-wetterdienst.de/lexikon
Park-Effekt: <http://wind-lexikon.de>
Parkwirkungsgrad: <http://wind-lexikon.de>
- [61] Schulz, D.; Wendt, O.; Hanitsch, R.: Verbessertes Leistungsfaktor-Management für Windparks. In: DEWI-Magazin (2005), Nr. 27, S. 49–58
- [62] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) e.V., Berlin (Hrsg.): Technische Richtlinie. Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Ausgabe Juni 2008. Frankfurt a.M.: VWEW Energieverl., 2008. 139 S.
Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) e.V., Berlin (Hrsg.): Regelungen und Übergangsfristen für bestimmte Anforderungen in Ergänzung zur technischen Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz Ausgabe: Juni 2008. Stand: 15. Februar 2011. Gültig ab: 1. April 2011. 9 S.
- [63] Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen. Systemdienstleistungsverordnung – SDLWindV. Juli 2009
- [64] Fördergesellschaft Windenergie (FGW) e.V., Kiel (Hrsg.): Technische Richtlinien für Windenergieanlagen. Teil 3. Bestimmung der Elektrischen Eigenschaften. Juli 2011. 22. Revision
- [65] Arnold, G.: Stützung von Elektrizitätsversorgungsnetzen durch Windenergieanlagen und andere erneuerbare Energien. Berlin: Dissertation.de – Verlag im Internet GmbH, 2004. 154 S., ISBN 3-89825-923-4, Diss. Univ. Kassel. Dissertationen. Bd. 1023, www.dissertation.de
- [66] Cramer, G.; Durstewitz, M.; Heier, S. u.a.: 1,2 MW-Stromrichter am schwachen Netz. Filterauslegung zur Reduzierung von Stromoverschwingungen. In: SMA-Regelsysteme GmbH, Niestetal (Hrsg.): SMA-Info. April (1993), H. 10, S. 10–11
- [67] Durstewitz, M; Heier, S.; Reinmöller-Kringe, M.: Netzspezifische Filterauslegung. In: Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), Kassel (Hrsg.): Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik: Erneuerbare Energien und rationelle Energieverwendung. Kassel, 01.–02.Okt.1998. Tagungsband. 1999. S. 118–129
- [68] Heier, S.: Grid Influences by Wind Energy Converters and Reduction measures. In: American Wind Energy Association (AWEA), Washington DC (USA) (Ed.): 24th Annual Conference and Exhibition. Minneapolis (USA), 09.–13. Mai 1994. 1994
- [69] Heier, S.; Bunzental, K.; Durstewitz, M. u.a.: Messtechnische Untersuchungen am Windpark Westküste. Untersuchungen der elektrischen Komponenten von Windenergieanlagen und ihrer Integration in schwache Netze. Abschlussbericht. Universität Kassel. Institut für Elektrische Energietechnik (Hrsg.). April 1992. 125 S., FKZ 0328735C

- [70] Durstewitz, M.; Heier, S.; Hoppe-Kilpper, M. u.a.: Messtechnische Untersuchung am Windpark Westküste. Untersuchung der elektrischen Komponenten von Windkraftanlagen und ihrer Integration in schwache Netze. In: Forschungszentrum Jülich GmbH. Projekträger Biologie, Energie, Ökologie (BEO) (Hrsg.): Statusreport 1990. Windenergie. Hannover, 04.–05. Okt. 1990. Heide: Westholsteinische Verlagsanst., 1990. S. 347–352
- [71] Arnold, G.; Heier, S.; Valov, B.: Spannungsänderungen und Stabilisierungsmöglichkeiten in Versorgungsnetzen mit erneuerbaren Energieanlagen, 48th International Scientific Colloquium. Technical University of Ilmenau, 22.–25. Sept. 2003
- [72] Arnold, G.; Heier, S.; Valov, B.: Spannungsregelung in dezentralen Multisupply-Strukturen. In: Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE), Offenbach (Hrsg.): VDE-Kongress 2004. Berlin, 18.–20. Okt. 2004. Berlin: VDE Verl., 2004. Bd. 1, S. 599–603
- [73] Durstewitz, M.; Ensslin, C.; Heier, S. u.a.: Wind Farms in the German »250 MW Wind« Program. In: European Wind Energy Association, Brussels (Belgium) (Ed.). Special Topic Conference 1992. Herning (Denmark), 08.–11. Sept. 1992. p. B4-1-B.4-7
- [74] Rohrig, K.: Onlineerfassung und Prognose der Windeinspeisung für Versorgungsgebiete. In: Bundesverband WindEnergie (BWE) e.V., Osnabrück (Hrsg.): Tagungsband zum BWE-Wind Kongress. Hannover, 20.–21. März 2000. 2000
- [75] Kleinkauf, W.; Hoppe-Kilpper, M.; Durstewitz, M. u.a.: Leistungsbeitrag der Windenergie in Deutschland. Ergebnisse der Wind- und Leistungsmessung im »250 MW Wind-Programm« des BMBF. In: Haubrich, H. J. (Bearb.): ETG-Tage 97, PES-Summer Meeting. Berlin, 20.–24. Juli 1997. Berlin: VDE Verl., 1997. ISBN 3-8007-2283-6
- [76] Rohrig, K.: Rechenmodelle und Informationssysteme zur Integration großer Windleistungen in die elektrische Energieversorgung. Dissertation. Universität Kassel. 2004. 133 S.
- [77] Ernst, B.: Entwicklung eines Windleistungsprognosemodells zur Verbesserung der Kraftwerkseinsatzplanung. Dissertation. Universität Kassel. 2003. 111 S.
- [78] Diedrichs, V.: Möglichkeiten der Erhöhung der Anschlussleistung durch Lastflusmanagement. In: Husum Wind 99: Fachmesse und Fachkongress zur Windenergie. Husum, 22.–26. Sept. 1999
- [79] Diedrichs, V.: Energieversorgung mit dezentralen Kleinkraftwerken in leistungsbegrenzten Versorgungsnetzen. Informationen aus dem Forschungsschwerpunkt. Fachhochschule Oldenburg. Standort Wilhelmshaven. Okt. 1999
- [80] Haas, O.; Heier, S.; Kleinkauf, W. u.a.: Zukunftaspekte regenerativer Energien und die Rolle der Photovoltaik. Fortschrittliche Energiewandlung und -anwendung. In: Verein Deutscher Ingenieure (VDI) – Gesellschaft Energietechnik (GET), Düsseldorf (Hrsg.): Schwerpunkt: Dezentrale Energiesysteme. Tagung. Bochum, 13.–14. März 2001. 2001. ISBN 3-18-091594-3, S. 3–16. VDI-Berichte. Bd. 1594
- [81] Arnold, G.; Heier, S.; Sajju, R.: Voltage Dips Compensation by Wind Farm(s) Equipped with Power Converters as Decoupling Element. 11th European Conference on Power Electronics and Applications. Dresden, 11.–14. Sept. 2005. 2005. 9 p.
- [82] Heier, S.; Kleinkauf, W.; Sachau, J.: Wind Energy Converters at Weak Grids. In: Commission of the European Communities, Luxembourg (Luxembourg) (Ed.): European Community Wind Energy Conference. Herning (Denmark), June 1988. 1988. p. 429–433
- [83] Cramer, G.: Modulare autonome elektrische Energieversorgungssysteme werden zunehmend interessanter. In: SMA-Regelsysteme GmbH, Niestetal (Hrsg.): SMA-Info. Jg. 111 (1990), H. 4, S. 1–6

- [84] Burger, B.; Cramer, G.: Modularer Batteriewechselrichter für den Einsatz in Hybridsystemen. In: Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) e.V., Kassel (Hrsg.): Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik 99. Kassel, 04.–05. Nov. 1999. 1999. S. 91–106
- [85] Rohrig, K.; Ernst, B.; Hoppe-Kilpper, M. u.a.: New Concepts to Integrate German Offshore Wind Potential into Electrical Energy Supply. European Wind energy Conference (EWEA), London, 22.–24. Nov. 2004
- [86] Rohrig, K.; Hoppe-Kilpper, M.; Ernst, B. u.a.: Tools and Concepts to Integrate German Offshore Wind Potential into Electrical Energy Supply. In: Deutsches Windenergie-Institut (DEWI) GmbH, Wilhelmshaven (Hrsg.): DEWEK 2004. The International Technical Conference. 7th German Wind Energy Conference. Wilhelmshaven, 20.–21. Oct. 2004. Proceedings. 2004. CD-ROM
- [87] Rohrig, K.; Schlögl, F.; Jursa, R. u.a.: Advanced Control Strategies to Integrate German Offshore Wind Potential into Electrical Energy Supply. In: Fifth International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms. Glasgow (Scotland), 07.–08. April 2005. 2005
- [88] Hötker, H.; Thomsen, K.-M.; Köster, H.: Auswirkungen regenerativer Energiegewinnung auf die biologische Vielfalt am Beispiel der Vögel und Fledermäuse – Fakten, Wissenslücken, Anforderungen an die Forschung, ornithologische Kriterien zum Ausbau von regenerativen Energiegewinnungsformen. Endbericht. Naturschutzbund Deutschland (NABU) e.V., Bonn (Hrsg.). Dez. 2004. 80 S., FKZ Z1.3-684 11-5/03
- [89] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin (Hrsg.): dena-Netzstudie. Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. 2005. 540 S.
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin (Hrsg.): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015–2020 mit Ausblick 2025. November 2010. 620 S. www.dena.de
- [90] Schütte, T.; Ström, M.; Gustavsson, B.: The Use of Low Frequency AC for Offshore Wind Power. In: Royal Institute of Technology, Stockholm (Sweden) (Ed.): Second International Workshop on Transmission Networks for Offshore Wind Farms. Stockholm (Sweden), 29.–31. March 2001. Proceedings. 2001
- [91] Schütte, T.; Ström, M.; Gustavsson, B.: Erzeugung und Übertragung von Windenergie mittels Sonderfrequenz. In: Elektrische Bahnen. Jg. 99 (2001), H. 11
- [92] Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) e.V., Berlin, Agentur für Erneuerbare Energien e.V., Berlin (Hrsg.): Stromversorgung 2020. Wege in eine moderne Energiewirtschaft. Strom-Ausbauprognoze der Erneuerbare-Energien-Branche. Januar 2009. 42 S.
- [93] Ensslin, C.: The Influence of Modelling Accuracy on the Determination of Wind Power Capacity Effects and Balancing Needs. Kassel: kassel university press, 2007. 116 S., ISBN 978-3-89958-248-2, zugl. Dissertation Univ. Kassel 2006
- [94] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG). Ursprüngliche Fassung vom: 29. März 2000. Inkrafttreten der letzten Änderung: 1. April 2012
- [95] Auer H.; Huber, C.; Resch, G. u.a.: Action plan for an enhanced least cost integration of RES-E into the European grid. Febr. 2005. WP10-report
- [96] Gesino, A. J.: Power reserve provision with wind farms. Grid integration of wind power. Kassel: kassel university press GmbH, 2011. 164 S., ISBN 9783862190225, zugl. Dissertation Univ. Kassel 2010

- [97] Elzinga, D.; Fulton, L.; Heinen, S. u. a.: Advantage Energy. Emerging Economies, Developing Countries and the Private-Public Sector Interface. International Energy Agency (IEA), Paris (Ed.). September 2011. 60 p.
- [98] SMA Technologie AG, Niestetal (Hrsg.): Sunny Family 2006/2007. Systemtechnik für die Photovoltaik. 2006. 10 S. Produktkatalog Sunny Family 2012. 360 S.
- [99] SMA Technologie AG, Niestetal (Hrsg.): Off-Grid Power Supply AC Power Supply Products for Rural Electrification. 2005
- [100] SMA Technologie AG, Niestetal (Hrsg.): Energieversorgung netzferner Gebiete – flexibel und beliebig erweiterbar. 2005. DVD
- [101] Mortensen, N. G.; Landberg, L.; Troen, I. u. a.: Wind Atlas Analysis and Application Programme (WAsP). Risø National Laboratory, Roskilde (Denmark) (Ed.). 1993
- [102] Risø National Laboratory for Sustainable Energy, Roskilde (Denmark). Wind Energy Division (Ed.): The World of Wind Atlases – Wind Atlases of the World. <http://windatlas.dk>
- [103] Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen, Düsseldorf; Ministerium für Wirtschaft, Energie, Bauen, Wohnen und Verkehr des Landes Nordrhein-Westfalen, Düsseldorf; Staatskanzlei des Landes Nordrhein-Westfalen, Düsseldorf (Hrsg.): Erlass für die Planung und Genehmigung von Windenergieanlagen und Hinweise für die Zielsetzung und Anwendung (Windenergie-Erlass). 11. Juli 2011. 2012 https://recht.nrw.de/lmi/owa/br_bes_text?anw_nr=1&gld_nr=2&ugl_nr=2310&bes_id=18344&val=18344&ver=7&sg=&aufgehoben=N&menu=1
- [104] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz EnWG). Ursprüngliche Fassung vom: 13. Dezember 1935 (RGBl. I S. 1451). Letzte Neufassung vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, S. 3621). Letzte Änderung durch: Art. 2 G vom 16. Januar 2012 (BGBl. I S. 74, 88 ff.). Inkrafttreten der letzten Änderung: 1. April 2012.
- [105] Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz – BlmSchG) in der Fassung der Bekanntmachung vom 26. September 2002 (BGBl. I S. 3830), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 27. Juni 2012 (BGBl. I S. 1421) geändert worden ist. Stand: Neugefasst durch Bek. v. 26.9.2002 I 3830; Zuletzt geändert durch Art. 2 G v. 27.6.2012 I 1421.
- [106] Sechste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz. (Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm – TA Lärm). Vom 26. August 1998 (GMBI Nr. 26/1998 S. 503)
- [107] Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG). Ausfertigungsdatum: 12.02.1990. In der Fassung der Bekanntmachung vom 24. Februar 2010 (BGBl. I S. 94), das zuletzt durch Artikel 5 Absatz 15 des Gesetzes vom 24. Februar 2012 (BGBl. I S. 212) geändert worden ist. www.gesetze-im-internet.de/uvpg/index.html
- [108] Fehrenbach, H.: Pilotstudie zur Akzeptanz vertikaler Windenergieanlagen. Arbeitspaket Umweltverträglichkeit und Ökobilanz vertikaler Windenergieanlagen. Abschlussbericht zum BMU-EE-Querschnitts-Forschungsvorhaben. FKZ 0327644. Institut für Energie und Umweltforschung Heidelberg (ifeu) GmbH, Heidelberg (Hrsg.). Mai 2009. 36 S.
- [109] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG). EEG 2009: § 30 Vergütungsrecht
- [110] Bundes-Immissionsschutzgesetz: § 4 Genehmigung

- [111] Schmitz, A: Potentialanalyse zu Repoweringmaßnahmen für den Zubau von Windenergie in NRW. Masterarbeit. Universität Kassel. 2011
- [112] Callies, D.: Analyse des Potenzials der Onshore-Windenergie in Deutschland unter Berücksichtigung von technischen und planerischen Randbedingungen. Kassel University Press: Kassel. Zugl. Diss., 2015. 257 S. ISBN 978-3-86219-573-2
- [113] Lütkehus, I; Salecker, H.; Adlunger, K. u. a: Potenzial der Windenergie an Land. Studie des bundesweiten Flächen- und Leistungspotenzials der Windenergienutzung an Land. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau (Hrsg.). 2013. 51 S., www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/potenzial_der_windenergie.pdf, zuletzt geprüft am 14.09.2015
- [114] Bofinger, S.; Callies, D.; Scheibe, M. u. a.: Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land – Langfassung. Bundesverband Windenergie e.V., Berlin (Hrsg.). 2012. 100 S. ISBN: 978 3 94257993
- [115] European Environment Agency (EEA), Copenhagen (Hrsg.): Europe's onshore and offshore wind energy potential. An assessment of environmental and economic constraints. Technical Report No. 6/2009. Copenhagen: EEA. 90 S. ISSN 1725-2237
Online verfügbar unter www.eea.europa.eu/publications/europe-s-onshore-and-offshore-wind-energy-potential zuletzt geprüft am 14.09.2015
- [116] EEG (2014): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien, Erneuerbare- Energien-Gesetz, (Neufassung vom 21.07.2014)
- [117] Keiler, J.; Häuser, H.: Betreiberdatenbasis: IWET Datenbank. 2013. www.betreiber-datenbasis.de
- [118] Berghout, V.; Faulstich, S.; Görg, P.: Windenergie Report. Deutschland 2013. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag, 2014. 112 S. ISBN 978-3-3896-0706-0
- [119] Knorr, K.; Zimmermann, B.; Kirchner, D. u. a.: Kombikraftwerk 2. Abschlussbericht. Fraunhofer IWES (Hrsg.) u. a. August 2014. 218 S. FKZ 0325248A-D
- [120] Dröschel, B. (Red.): Erneuerbare Energien rechnen sich. Technologien, Finanzierungs- und Beteiligungsmodelle für »grünen« Strom. Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES) gGmbH, Saarbrücken (Hrsg.). Mai 2006, 12 S.
- [121] Der Berater-Lotse.
www.berater-lotse.de/verbraucher/infothek/geldanlage-und-boerse/anlageformen/beteiligungsmodelle.php
- [122] Erneuerbare Energien auf nachhaltiges-investment.com:
www.nachhaltiges-investment.com/erneuerbare-energien-fonds.php
- [123] Hentschel, T.: Windenergie in Bürgerhand. Energie aus der Region für die Region. Bundesverband Windenergie (BWE) e.V., Berlin (Hrsg.). Juni 2012. 22 S.
- [124] Morrison, R.: Financing Renewable Energy: Funding the Clean Alternative. Thomson Financial Group (Hrsg.). 2006. 211 S.
- [125] Abril, S.: Wirtschaftlichkeit und Ökobilanz von Windenergianlagen. Hausarbeit Universität Kassel. 2012
- [126] Richter, M.: Offshore Windenergie in Deutschland. Potenziale, Anforderungen und Hürden der Projektfinanzierung von Offshore-Windparks in der deutschen Nord- und Ostsee. Leuphana Universität Lüneburg. Lehrstuhl für Nachhaltigkeitsmanagement (Hrsg.). April 2009. 102 S., ISBN 978-3-935630-75-7

- [127] Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel. Bereich Energiewirtschaft und Netzbetrieb (Hrsg.): Windenergie Report Deutschland 2008. 52 S.
http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windwebdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=351&lang=de
- [128] Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel. Bereich Energiewirtschaft und Netzbetrieb (Hrsg.): Windenergie Report Deutschland 2010. Januar 2011
- [129] Europäische Kommission. Generaldirektion Forschung. Referat Information und Kommunikation, Brüssel (Belgien) (Hrsg.): Die versteckten Kosten der Energie. In: FTE info. Magazin für die europäische Forschung. (2002), H. 35, Okt., S. 16–19
- [130] Krewitt, W.; Schloemann, B.: Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart. Institut für Technische Thermodynamik. Abt. Systemanalyse und Technikbewertung (Hrsg.); Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Karlsruhe. Abt. Energiepolitik und Energiesysteme (Hrsg.). 2006. 59 S. (Im Mai 2007 ergänzt um Zahlenangaben für 2006)
- [131] Wagner, H.-J.; Koch, M. K.; Burkhardt, J. u. a.: CO₂-Emissionen der Stromerzeugung. Ein ganzheitlicher Vergleich verschiedener Techniken. In: BWK Jg. 59 (2007), H. 10, S. 44–52
- [132] Bofinger, S.; Callies, D.; Scheibe, N. u. a.: Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land. Kurzfassung. Bundesverband Windenergie (BWE) e. V., Berlin (Hrsg.). Mai 2011. 19 S.
- [133] Agentur für Erneuerbare Energien e. V., Berlin (Hrsg.): Erneuerbare Energien in der Fläche. Hintergrundinformation. Januar 2010. 10 S.
- [134] Hötker, H.: Auswirkungen des »Repowering« von Windkraftanlagen auf Vögel und Fledermäuse. Michael-Otto-Institut im NABU – Forschungs- und Bildungszentrum für Feuchtgebiete und Vogelschutz (Hrsg.). Oktober 2006. 40 S.
- [135] Dürr, T.: Auswirkungen von Windenergieanlagen auf Vögel und Fledermäuse. Rohdaten. 2012 www.mugv.brandenburg.de/cms/detail.php/bb2.c.451792.de
- [136] Bundesverband WindEnergie (BWE) e. V., Berlin (Hrsg.): Positionspapier zu Naturschutz und Windenergie des Bundesverbands WindEnergie e. V. Mai 2011. 4 S.
- [137] Bundesverband Windenergie e. V., Berlin (Hrsg.): A bis Z. Fakten zur Windenergie. April 2012. 67 S., www.wind-energie.de
- [138] Albers, H.; Greiner, S.; Seifer, H. u. a.: Recycling von Rotorblättern aus Windenergieanlagen – Fakt oder Fiktion? In: DEWI Magazin. Februar 2009, H. 34, S. 3241
- [139] Wagner H.-J.: Ganzheitliche Energiebilanzen von Windkraftanlagen: Wie sauber sind die weißen Riesen? In: Ruhr-Universität Bochum. Fakultät für Maschinenbau. Maschinenbauinformatik (Hrsg.): maschinenbau RUBIN. 2004, Sonderheft, 11 S.
www.ruhr-uni-bochum.de/rubin/maschinenbau/pdf/beitrag1.pdf
- [140] ENERCON GmbH, Aurich (Hrsg.): Wissenschaftlicher Beleg für Nachhaltigkeit. In: Windblatt. ENERCON Magazin für Windenergie. April 2011, H. 4, S. 10
- [141] Wind-Kraft Journal & Natürliche Energien. Seevetal: Verlag Natürliche Energien. 34(2014)6.
- [142] Heier, S.; Kühn, M.; Schaumann, P. u. a.: Strategiekopier für den Bedarf an Forschung und Entwicklung im Bereich Windenergie. Bundesverband Windenergie (BWE) e. V., Osnabrück. Wissenschaftlicher Beirat (Hrsg.). April 2006, 7 S.

- [143] Shan, W.: Gain Scheduling Pitch Control for Fatigue Load Reduction for Wind Turbines. Dissertation Universität Kassel, 2015.
- [144] Ezzahraoui, A.: Untersuchung des Betriebsverhaltens einer Windkraftanlage mit permanenterregten Synchrongeneratoren für den Einsatz im Offshore-Bereich. Dissertation Universität Kassel 2015.
- [145] Messoll, K.: Untersuchung eines Ringgenerators für Windenergieanlagen der 10 MW-Klasse auf Basis statischer Versuchsmodele und numerischer Simulationen. Kassel: Kassel University Press, 2014. Zugl. Diss., 164 S. ISBN 978-3-86219-732-3 (print); ISBN 978-3-86219-733-0 (online).
- [146] Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE. Stiftung der deutschen Wirtschaft für die Nutzung und Erforschung der Windenergie auf See, www.offshore-stiftung.com

15.2 Abbildungsverzeichnis

Alle hier nicht aufgeführten Abbildungen stammen vom Autor. Angaben in eckigen Klammern verweisen auf Quellen im Kapitel »Zitierte Literatur«.

Abb. 1, 7, 67, 68, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)
69, 84, 91, 94,

86b, 87b, 95

Abb. 2, 04c, 05d, Siemens
47, 60d

Abb. 04a, 54, 57a, Enercon GmbH, Aurich
57b, 47, 51b, 61

Abb. 04b, 55 Adwen GmbH, Bremerhaven

Abb. 04d Alstom

Abb. 04e MHI Vestas Offshore Wind

Abb. 08a, 08b, 08c, DEWI (UL International GmbH), DEWI Magazin (Februar 2015), H. 46,
9, 11a, 11b Abb. 3, 10, 12, 13, 14, 15

Abb. 14 Lahmeyer Group

Abb. 19, 22 [26]

Abb. 23 Jan Oelker, Radebeul, jan.oelker@gmx.de

Abb. 26 Durstewitz, M. (Bearb.); Ensslin, C. (Bearb.); Hahn, B. (Bearb.) u. a.: Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm (WMEP) zum Breitentest »250 MW-Wind«. Jahresauswertungen 1990-2005. Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) e. V., Kassel (Hrsg.). 1990–2005

Abb. 27, 28 anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH

Abb. 30 [27]

Abb. 33 Moretti, P. M.; Divone, L. V.: Moderne Windkraftanlagen. In: Spektrum der Wissenschaft. Jg. 8 (1986), H. 8, S. 65

- Abb. 36 links PCON Windkraft, Herborn
- Abb. 40, 41 Messerschmidt, Bölkow, Blohm (MBB), München
- Abb. 42, 53 Nordex SE
- Abb. 43b früher: Windmaster, übernommen von Lagerwey B.V., heute: Wind Energy Solutions (WES) B.V., Zidewind (The Netherlands) und Emergya Wind Technologies B.V., Schoondijke (The Netherlands)
- Abb. 43c, 59b Aerodyn Energiesysteme GmbH, Rendsburg; SMA Technologie AG, Niestetal
- Abb. 44 VortecEnergy Ltd., Auckland (New Zealand)
- Abb. 45 Schlaich, Bergermann und Partner, Stuttgart
- Abb. 51a, 60a MAN AG, München
- Abb. 52 [35]
- Abb. 60b Vestas Deutschland GmbH, Husum
- Abb. 58a, 58b VENSYS Energy AG, Neunkirchen
- Abb. 63 Allgaier Werke GmbH, Uhingen
- Abb. 73 Bard Gruppe
- Abb. 75a Deutsche Offshore-Testfeld und Infrastruktur GmbH & Co. KG (DOTI), Oldenburg
- Abb. 75b 50Hertz Transmission GmbH, Berlin
- Abb. 76 SMA Technologie AG, Niestetal (Hrsg.): Sunny Family 2006/2007. Systemtechnik für die Photovoltaik. 2006. 10 S.
Produktkatalog Sunny Family 2012. 360 S.
- Abb. 77d INENSUS GmbH, Goslar
- Abb. 79 Universität Stuttgart. Institut für Flugzeugbau. Stiftungslehrstuhl Windenergie (SWE)
- Abb. 82 Jens Meier
- Abb. 83 CUBE Engineering GmbH
- Abb. 86a, 87a Fraunhofer IWES, Windenergiereport 2014, auf Basis von: Deutsche WindGuard GmbH (Hrsg.): Kostensituation der Windenergie an Land. Varel, 2013.
- Abb. 89, 90 GL – Garrad Hassan
- Abb. 92 Franzius-Institut Hannover
- Abb. 93 li., 93 re. BMWi

16 Forschungsvorhaben der Bundesregierung

Im Folgenden werden ausgewählte Forschungsvorhaben zum Thema »Windenergie« vorgestellt, die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) gefördert werden. Einen umfassenden Überblick über die Projekte der Energieforschung finden Sie auch in der Datenbank »Förderkatalog« im Internet unter www.foerderkatalog.de und im Forschungsjahrbuch Erneuerbare Energien unter <http://forschungsjahrbuch.erneuerbare-energien.de>.

16.1 Laufende und kürzlich abgeschlossene Forschungsvorhaben

Verbundvorhaben: Windenergienutzung im Binnenland II – neue Messverfahren mit LIDAR, Windcharakteristik und Anlagenbelastungen an komplexen Binnenland-Standorten, Potenzial der Binnenland-Windenergie.

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) – Institutsteil Kassel
FKZ 0325171A, Laufzeit 01.01.2012–31.12.2015

Verbundvorhaben: HiReS – Hochzuverlässige Leistungshalbleiter für Stromrichter in Windenergieanlagen.

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) – Institutsteil Kassel
FKZ 0325261B, Laufzeit 01.11.2010–31.01.2015

Überwiegend axial wechselbeanspruchte Grout-Verbindungen in Tragstrukturen von Offshore-Windenergieanlagen (GROWup)

Leibniz Universität Hannover. Fakultät für Bauingenieurwesen und Geodäsie – Institut für Stahlbau
FKZ 0325290, Laufzeit 01.06.2011–31.10.2016

Gondelprüfstand für getriebelose Windenergieanlagen als Teil des DyNaLab (Dynamic Nacelle Test Laboratory)

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) – Institutsteil Bremerhaven
FKZ 0325332, Laufzeit 01.05.2011–31.05.2015

Verbundvorhaben: OpTiWing von Windenergieanlagen (OpTiWi)

SkyWind GmbH, Büdelsdorf
FKZ 0325462A, Laufzeit 01.04.2012–31.03.2015

Verbundprojekt EVeQT: Erhöhung der Verfügbarkeit und Qualitätsoptimierung von Triebstrangkomponenten und Verzahnungen für Windenergieanlagen

Universität Bremen. BIMAQ – Institut für Messtechnik, Automatisierung und Qualitätswissenschaft
FKZ 0325490A, 01.09.2012–31.07.2016

Degrado – Degradation von Offshore Windenergieanlagen

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) – Institutsteil Bremerhaven
FKZ 0325516, Laufzeit 01.11.2012–31.05.2016

Wetterabhängige Charakterisierung der Schallimmission in der Umgebung von Windenergieanlagen in topografisch gegliedertem Gelände (Lips)

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR) – Institut für Physik der Atmosphäre, Oberpfaffenhofen
FKZ 0325518, Laufzeit 01.11.2013–31.10.2016

Verbundvorhaben: Lidar complex – Entwicklung von Lidar-Technologien zur Erfassung von Windfeldstrukturen hinsichtlich der Optimierung der Windenergienutzung im bergigen, komplexen Gelände – Teilprojekt Universität Stuttgart

Universität Stuttgart – Fakultät 6 Luft- und Raumfahrttechnik und Geodäsie – Institut für Flugzeugbau (IfB) – Stuttgarter Lehrstuhl für
FKZ 0325519A, Laufzeit 01.10.2012–30.09.2015

Entwicklung und Prototypenbau einer Offshore-Bohrtechnik zur Gründung von Offshore-Fundamenten für Windenergieanlagen im Rahmen des Ausbaus erneuerbarer Energien
HERRENKNECHT AKTIENGESELLSCHAFT, Schwanau
FKZ 0325533, Laufzeit 01.07.2012–31.03.2016

Verbundvorhaben: Probabilistische Lastbeschreibung, Monitoring und Reduktion der Lasten zukünftiger Offshore-Windenergieanlagen (OWEA Loads),
Universität Stuttgart. Stiftungslehrstuhl Windenergie am Institut für Flugzeugbau (SWE) und Institut für Aero- und Gasdynamik (IAG)
FKZ 0325577A, Laufzeit 01.12.2012–30.11.2015
Carl von Ossietzky Universität Oldenburg. Fakultät V – Mathematik und Naturwissenschaften.
Institut für Physik. ForWind – Zentrum für Windenergieforschung
FKZ 0325577B, Laufzeit 01.12.2012–30.11.2015

Verbundprojekt: DEA-Stabil – Beitrag der Windenergie und Photovoltaik im Verteilungsnetz zur Stabilität des deutschen Verbundnetzes Teilvorhaben: Bewertung und Abhilfemaßnahmen
Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) – Institutsteil Kassel – Abt. Energieaufbereitungstechnik
FKZ 0325585A, Laufzeit 01.04.2013–31.03.2016

Simulationswerkzeug für die hochgenaue und effiziente aerodynamische Berechnung und Auslegung von Windenergieanlagen (SimBA)
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR). Institut für Aerodynamik und Strömungstechnik, Göttingen
FKZ 0325592, Laufzeit 01.01.2013–30.09.2016

Verbundvorhaben HyConCast: Hybride Substruktur aus hochfestem Beton und Sphäroguss für Offshore-Windenergieanlagen
Leibniz Universität Hannover. Fakultät für Bauingenieurwesen und Geodäsie. Institut für Massivbau
FKZ 0325651A, Laufzeit 01.01.2014–31.12.2016

IMOWEN – Integration großer Mengen On- und Offshore erzeugter Windenergie in das elektrische Netz durch intelligente Netzanalyse und Clusterbetriebsführung
Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) – Institutsteil Kassel
FKZ 0325690, Laufzeit 01.08.2014–31.07.2017

Blattspitzen für Effiziente und LärmArme Rotoren von WindEnergieAnlagen
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR). Institut für Aerodynamik und Strömungstechnik, Braunschweig
FKZ 0325726, Laufzeit 01.10.2014–30.04.2017

EEMSWEA-Verbund: Analyse der elektrischen Eigenschaften von Mittelspannungsnetzen in Hinsicht auf eine Optimierung bei hoher Einspeisung aus Windenergieanlagen
Teilvorhaben: Entwicklung, Bau und Betrieb eines Mittelfrequenz-Mittelspannungs-Messstromerzeugers für Netzmessungen u. Optimierungen
Christian-Albrechts-Universität zu Kiel. Technische Fakultät. Institut für Elektrotechnik und Informationstechnik. Lehrstuhl für Leistungselektronik und Elektrische Antriebe
FKZ 0325797A, Laufzeit 01.07.2015–30.06.2018

Teilvorhaben: Konzept für die Messeinrichtung zur Netzanalyse, Aufbau der Messtechnik und Erstellung der Mess- und Analysesoftware

Fachhochschule Kiel – Fachbereich Informatik und Elektrotechnik
FKZ 0325797B, Laufzeit 01.07.2015–30.06.2018

Verbundvorhaben: Belastungen an den Antriebskomponenten von Windenergieanlagen (FVA-Gondel), Teilvorhaben: Versuchsbasierte Validierung von Modellen zur Berechnung lokaler Lasten

Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen – Chair for Wind Power Drives
FKZ 0325799A, Laufzeit 01.01.2015–31.12.2017

Verbundvorhaben: MOD-CMS – Modellbasiertes und sensorgestütztes Condition Monitoring System für Windenergieanlagen, Teilvorhaben: Überwachung von Windenergieanlagen mit einem modellbasierten und sensorgestützten Condition Monitoring System

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) – Institutsteil Bremerhaven
FKZ 0325801A, Laufzeit 01.01.2015–31.12.2017

Verbundvorhaben: OptiWind – Entwicklung eines ganzheitlichen, etablierten und umweltgerechten Korrosionsschutzes zur Gesamtkostenminimierung durch optimierte und abgestimmte Fertigungsabschnitte für Offshore-Windenergieanlagen, Teilvorhaben: Entwicklung eines Optimierungswerkzeuges

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) – Institutsteil Bremerhaven
FKZ 0325809A, Laufzeit 01.04.2015–31.03.2018

Entwicklung dynamischer Modelle und fortgeschrittener Algorithmen der Regelungstechnik zur Beherrschung größerer Windenergieanlagen (WindUC)

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) – Institutsteil Bremerhaven
FKZ 0325813, Laufzeit 01.04.2015–31.03.2018

Bestimmung des Kollisionsrisikos von Fledermäusen an Onshore-Windenergieanlagen in der Planungspraxis – RENEBAT III

Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg – Technische Fakultät – Department Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik – Sensorik
FKZ 0327638E, Laufzeit 01.09.2013–31.08.2016

OFFSHORE~WMEP – Wissenschaftliches Monitoring- und Evaluierungsprogramm zur Offshore-Windenergienutzung – Erste Durchführungsphase

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) – Institutsteil Kassel
FKZ 0327695A, Laufzeit 01.10.2012–31.03.2016

Maßnahmen zur Steigerung der Akzeptanz und für einen umweltverträglichen Ausbau der Windenergie an Land

Fachagentur zur Förderung eines natur- und umweltverträglichen Ausbaus der Windenergie an Land e. V., Berlin
FKZ 03MAP281, Laufzeit 01.07.2013–30.06.2016

16.2 Forschungsberichte

Forschungsberichte aus dem naturwissenschaftlich-technischen Bereich werden zentral von der Technischen Informationsbibliothek (TIB) in Hannover gesammelt und können dort ausgeliehen werden. Viele Forschungsberichte stehen als PDF-Dokumente zum Download zur Verfügung. Sie können im OPAC der UB/TIB Hannover recherchiert werden unter www.tib.uni-hannover.de

Dobschinski, J.; Wessel, A.:

Netzintegration von Offshore-Windparks. Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben.

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) – Institutsteil Kassel

2012, 96 S., FKZ 0325002

Wihlfahrt, U.:

OneWind (Phase 2). Schlussbericht.

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) – Institutsteil Bremerhaven

2015, 236 S., FKZ 0325131A

Bürkner, F.:

Better Blade – Entwicklung eines optimierten, innovativen Prüfverfahrens zur Zertifizierung von Rotorblättern heutiger und zukünftiger Windenergieanlagen. Endbericht.

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) – Institutsteil Bremerhaven

2014, 107 S.; FKZ 0325169

Hau, M.; Caselitz, P.:

Windparkregelung zur Netzintegration. Öffentlicher Abschlussbericht.

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) – Institutsteil Kassel; Areva Wind GmbH, Bremerhaven

2012, 205 Bl., FKZ 0325170A-B

Beschreibung des Bodenverhaltens bei zyklisch belasteten Flachgründungen für Offshore-Windenergieanlagen durch Versuche im Originalmaßstab. Schlussbericht.

STRABAG Hoch- und Ingenieurbau AG, Köln

2012, 340 S., FKZ 0325175

Zierath, J.; Rosenow, S.-E.; Schütt, T.:

Neuentwicklung einer Windkraftanlage >/= 3,0 MW für den On- und den Offshoreeinsatz auf Basis des von W2E Wind to Energie GmbH patentierten Triebstrangkonzeptes Larus Compact. Schlussbericht.

Wind to Energy GmbH (W2E), Rostock

2015, 86 S., FKZ 0325228A

Rachholz, R.; Woernle, C.:

Spezialisierte Teilaufgaben zur Neuentwicklung einer Windkraftanlage ≥ 3,0 MW für den On- und den Offshoreeinsatz auf Basis des von W2e Wind to Energy GmbH patentierten Triebstrangkonzeptes »Larus Compact«. Schlussbericht.

Wind to Energy GmbH (W2E), Rostock

2014, 36 Bl., FKZ 0325228B

Diederichs, A.; Pehlke, H.; Nehls, G. u. a.:

Entwicklung und Erprobung des Großen Blasenschleiers zur Minderung der Hydroschall-emissionen bei Offshore-Rammarbeiten: Projektkurztitel: HYDROSCHALL-OFF BW II. Schlussbericht.

BioConsult SH GmbH, Husum

2014, 250 S., FKZ 0325309A-C

Schnabel, B.:

Untersuchung und Erprobung eines »Kleinen Blasenschleiers« zur Minderung von Unterwasserschall bei Rammarbeiten für die Gründung von OWEA. Schlussbericht.

BARD Engineering GmbH, Emden; BARD Building GmbH & Co. KG, Emden; CSC Cuxhaven Steel Construction GmbH, Cuxhaven; Menck GmbH, Kaltenkirchen

2014, 20 S., 0325334A-C, G

Kruse, J.:

Entwicklung eines innovativen, ertragsoptimierten und kostengünstigen Rotorblatts.

Schlussbericht.

REpower Systems AG, Hamburg

2012, 13 Bl., FKZ 0327646

Weiterentwicklung von Offshore-WEA-Komponenten in Bezug auf Kosten, Langlebigkeit und Servicefreundlichkeit. Schlussbericht.

REpower Systems AG, Hamburg

2013, 19 Bl., 0327647

Heinänen, S.; Skov, H.; Hansen, D. A. u. a.:

Analyse von Langzeitdaten und Modellierung der Verteilung von Schweinswalen im Testfeld alpha ventus als Grundlage von Entscheidungshilfen für die maritime Raumordnung.

Schlussbericht.

DHI-WASY GmbH, Syke

2015, 114 S., FKZ 0327689A

17 Weiterführende Literatur

Dieses Literaturverzeichnis weist auf deutschsprachige Publikationen hin, die im Buchhandel oder bei den angegebenen Bezugsadressen erhältlich sind. Die Titel können auch in öffentlichen Bibliotheken, Fach- und Universitätsbibliotheken ausgeliehen werden. Das Verzeichnis ist alphabetisch nach Autoren oder Herausgebern sortiert.

Bergmann, A.:

Windenergieanlagen. Normgerecht errichten, betreiben, herstellen und konstruieren. Erläuterungen zu den Normen der Reihe DIN EN 61400 (VDE 0127) und DIN EN 60076-1 (VDE 0532-76-16) und unter Berücksichtigung der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 und weiterer Regelwerke.

Berlin: VDE-Verl., 2015. 101 S. 2. neu bearb. und erw. Aufl., ISBN 978-3-8007-4068-0 (Print), ISBN 978-3-8007-4069-7 (Online), 24,00 Euro (Print/Online)

VDE-Schriftenreihe – Normen verständlich. Band 158

Gasch, R.; Twele, J. (Hrsg.):

Windkraftanlagen. Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb.

Vieweg + Teubner: Wiesbaden, 2013. 587 S., 8. überarb. Aufl., ISBN 978-3-8348-2562-9, 44,99 Euro (Online/Print)

Geßner, J.; Willmann, S. (Hrsg.):

Abstände zu Windenergieanlagen. Radar, Infrastruktureinrichtungen, Vögel und andere (un-)lösbarre Probleme?

k:wer, Koordinierungsstelle Windenergierecht, Technische Universität Braunschweig (Hrsg.)

Berlin: Berliner Wiss.-Verl., 2015. 116 S. ISBN 978-3-8305-3391-7, 29,00 Euro, k:wer-Schriften

Heier, S.:

Grid integration of wind energy. Onshore and offshore conversion systems.

Chichester u.a.: Wiley, 2014. 494 S. 3. Aufl., ISBN 978-1-119-96294-6, 103,30 Euro (Print), 92,99 Euro (Online)

Janssen, K.; Faulstich, S.; Hahn, B.:

Windenergie-Report Deutschland 2014

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) – Institutsteil Kassel (Hrsg.)

Bremerhaven und Kassel: Fraunhofer IWES, 2015. 112 S. ISBN: 978-3-8396-0854-8, 15,00 Euro

Kauz, J.; Simon, P.; Brandt, E. (Hrsg.):

Windenergie in Deutschland und Kleinwindenergie international. Eine Bestandsaufnahme der ökonomischen und technischen Entwicklung.

Berlin: Berliner Wissenschafts-Verlag, 2015. 1. Aufl., ISBN 978-3-8305-2042-9, 16,99 Euro

Keller, S.:

Die deutsche Windindustrie auf dem internationalen Markt. Erfolgsfaktoren für Unternehmen.

München: oekom verlag, 2014. 414 S. ISBN 978-3-86581-659-7, 39,95 Euro

Maslaton, M. (Hrsg.):

Windenergieanlagen. Ein Rechtshandbuch. 149,00 Euro

München: Beck, 2015. 418 S. ISBN 978-3-406-66021-4

Mehler, C.:

Regelungstechnische Minimierung dynamischer Belastungen in Antriebssträngen von Windenergieanlagen.

Düsseldorf: VDI-Verl., 2015. 143 S. Zugl.: Bremen, Univ., Diss., 2014. ISBN 978-3-18-341321-8, 62,00 Euro, Fortschritt-Berichte VDI: Reihe 21, Elektrotechnik; Nr. 413

Rinne, A.:

**After Sales Service in der Offshore-Windenergiebranche. Ein Vergleich von ErsatzteilverSOR-
GUNGSSTRATEGIEN.**

Hamburg: Kovač, 2015. 406 S. Zugl.: Bremen, Univ., Diss., 2014. ISBN 978-3-8300-8389-4, 99,80 Euro

Schulz, T. (Hrsg.):

Handbuch Windenergie.

Berlin: Schmidt, 2015. 1084 S. ISBN 978-3-503-14163-0, 128,00 Euro

Sommer, P.:

**Die Entwicklung der Windenergie: Onshore versus Offshore. Industrieräumlicher Wandel
in Europa zwischen inkrementeller und radikaler Innovation.**

Stuttgart: Steiner, 2015. 313 S. Zugl.: Hamburg, Univ., Diss., 2015. ISBN 978-3-515-11087-7, 59,00 Euro
Mitteilungen der Geographischen Gesellschaft in Hamburg; 107

BINE Informationsdienst

BINE Informationsdienst berichtet über Themen der Energieforschung: Dabei geht es um neue Materialien, Systeme und Komponenten, um innovative Konzepte und Methoden. Die drei Broschürenreihen mit Ergebnissen und Erfahrungen aus Forschungsprojekten (Projektinfo, Themeninfo und basisEnergie) richten sich an potenzielle Anwender, also an Entwickler, Planer, Berater, Investoren, Energieversorger und Nutzer.

Zum Thema »Windenergie« sind u. a. folgende Titel erschienen, die kostenfrei angefordert werden können und auch als Download unter www.bine.info zur Verfügung stehen.

- Turm und Fundamente testen. BINE-Projektinfo 05/2015
- Gondeln im Schnelldurchlauf testen. BINE-Projektinfo 15/2014
- Mit Windstrom das Netz stabilisieren. BINE-Projektinfo 08/2014
- Windenergieanlagen im Meer lärmarm verankern. BINE-Projektinfo 11/2013
- RAVE – Forschen am Offshore-Testfeld. BINE-Themeninfo I/2012

Über aktuelle Förderprogramme für thermische Solaranlagen und alle übrigen neuen Energietechniken informiert der »Förderkompass Energie – eine BINE-Datenbank«.

Für Anfragen von Privatpersonen bietet der BINE Informationsdienst die Informationen zu Förderprogrammen auch auf dem Webportal www.energioerderung.info an.

BINE Informationsdienst ist ein Service von FIZ Karlsruhe GmbH und wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert.

Forschungsportale des BMWi

EnEff heißt Forschung für Energieeffizienz. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) fördert hierbei verschiedene Forschungsinitiativen, deren Forschungsergebnisse auf folgenden Portalen vorgestellt werden:

- Forschungsinitiative »EnEff:Stadt – Energieeffiziente Stadt«, www.eneff-stadt.info
- Forschungsinitiative »EnEff:Wärme – Energieeffiziente Wärme- und Kältenetze«, www.eneff-waerme.info
- Forschungsinitiative »EnOB – Energieoptimiertes Bauen«, www.enob.info
- Forschungsinitiative »EnEff:Industrie – Energieeffiziente Energieanwendungen in Industrie und Gewerbe«, www.eneff-industrie.info
- Forschungsinitiative »Energiespeicher« von BMWi und BMBF, www.forschung-energiespeicher.info
- Forschungsinitiative »Kraftwerkforschung – Forschung für neue Kraftwerksgenerationen«, www.kraftwerkforschung.info
- Förderinitiative »Zukunftsfähige Stromnetze« von BMWi und BMBF, www.forschung-stromnetze.info

18 Zum Autor



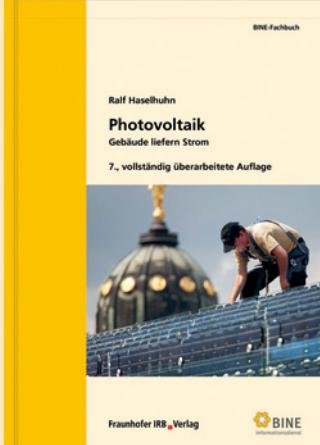
Siegfried Heier arbeitet seit 40 Jahren im Bereich der Windenergie. Er ist Initiator und Leiter von vielen Forschungsvorhaben, deren Ergebnisse erfolgreich technisch umgesetzt wurden. Grundlegende Erfahrungen sind in mehr als 100 Veröffentlichungen über Generatorsysteme, Regelung und Netzintegration von Windkraftanlagen etc. publiziert worden.

Er ist Verfasser der Standardwerke »Windkraftanlagen« (B. G. Teubner Verlag) in deutscher sowie »Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems« (Verlag John Wiley & Sons) in englischer Sprache. Darüber hinaus war er bis Ende 2010 Vorsitzender des »Wissenschaftlichen Beirates im Bundesverband Windenergie« sowie bis Ende 2011 zweiter Vorsitzender im »Fachausschuss für die Zertifizierung und wiederkehrende Prüfung von Windkraftanlagen (Germanischer Lloyd)« und bis 2012 berufenes Mitglied im »VDI-Fachausschuss Regenerative Energien«. Er lehrt seit mehr als 35 Jahren an der Universität Kassel und vertrat den Bereich Windkrafttechnik bis zu seinem Ruhestand 2011. Seine Lehrtätigkeit umfasst neben Grundlagen der Elektro-, Energie- und Windkrafttechnik insbesondere Vertiefungsvorlesungen zur Netzintegration und Regelung von Windkraftanlagen sowie regenerativen und konventionellen Elektrizitäts-Versorgungssystemen. Diese Lehrveranstaltungen bilden die Basis für forschungs- und entwicklungsbezogene Studien- und Diplom- bzw. Bachelor- und Masterarbeiten sowie für Dissertationen im Arbeitsfeld Windkrafttechnik.

Kontakt:

Prof. Dr.-Ing. Siegfried Heier
heier@uni-kassel.de
www.sheier.com

BINE-Fachbücher



Photovoltaik

Gebäude liefern Strom

Ralf Haselhuhn

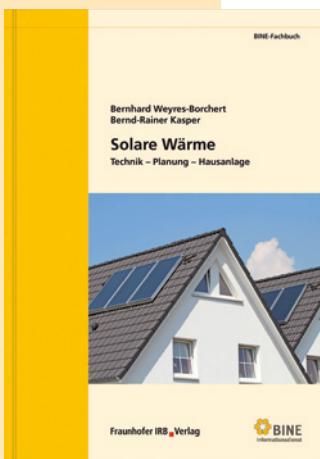
7., vollst. überarb. Aufl. 2013, 172 Seiten, zahlr. farb.

Abbildungen, Tabellen, Kartoniert

ISBN 978-3-8167-8737-2

E-Book: ISBN 978-3-8167-8738-9

Das BINE-Fachbuch vermittelt einen aktuellen Überblick über Funktion, Aufbau und Einsatz von Photovoltaik-Anlagen. Es richtet sich an Bauherren, Planer, Handwerker, Studierende und Auszubildende. Mit Blick auf die Praxis informiert das Buch über die einzelnen Schritte zum erfolgreichen Betrieb einer Anlage. Schwerpunkte: Baurecht und Normen; Qualität und Solarerträge; Trends und neue Technologien.



Solare Wärme

Technik – Planung – Hausanlage

Bernhard Weyres-Borchert, Bernd-Rainer Kasper

2015, 168 Seiten, zahlr. farb. Abbildungen, Kartoniert

ISBN 978-3-8167-9149-2

E-Book: ISBN 978-3-8167-9150-8

Das BINE-Fachbuch geht neben den Basics der Solarthermie (samt Kollektoren, Heizungsanlage und Speichertechnik) speziell auf Solarthermie in Neu- und Altbauten ein. Dafür fokussieren sich die Autoren auf den Komfort, die Wirtschaftlichkeit und Anlagen-Dimensionierung. Ein weiterer Schwerpunkt bildet die sogenannte »Solarisierung« im Bestand.

Fraunhofer IRB Verlag

Der Fachverlag zum Planen und Bauen

Nobelstraße 12 · 70569 Stuttgart · Tel. 0711 9 70-25 00 · Fax-25 08 · irb@irb.fraunhofer.de · www.baufachinformation.de

BINE-Fachbücher



Nutzerzufriedenheit in Bürogebäuden

Empfehlungen für Planung und Betrieb

Andreas Wagner, Gerrit Höfker, u.a.

2015, 224 Seiten, zahlr. farb. Abbildungen, Grafiken und Tabellen, Kartoniert

ISBN 978-3-8167-9305-2

E-Book: ISBN 978-3-8167-9306-9

Das Buch beleuchtet die verschiedenen Aspekte des Komfortempfindens und ihren Einfluss auf die Nutzerzufriedenheit in Bürogebäuden. Neben dem thermischen, visuellen, auditiven Komfort und der Luftqualität stellt der Titel auch die Raumgestaltung und die sensorische Wahrnehmung des Menschen vor.

Performance von Gebäuden

Kriterien, Konzepte und Erfahrungen

Karsten Voss, Sebastian Herkel, Doreen Kalz, u.a.

2016, ca. 300 Seiten, ca. 270 farb. Abbildungen, Kartoniert

ISBN 978-3-8167-9583-4

Das Buch zeigt Wege auf, wie Energieeffizienz und Nachhaltigkeit von Gebäuden bei gleichzeitig hoher Zufriedenheit der Nutzer erreicht werden kann. Der Fokus liegt auf den Methoden einer fundierten Messung und Bewertung der Gebäudeperformance. Praxisbeispiele verdeutlichen das Konzept und veranschaulichen Kennwerte und Orientierungsgrößen für die Planung und den Gebäudebetrieb.

Fraunhofer IRB Verlag

Der Fachverlag zum Planen und Bauen

Nobelstraße 12 · 70569 Stuttgart · Tel. 0711 9 70-25 00 · Fax-25 08 · irb@irb.fraunhofer.de · www.baufachinformation.de



Siegfried Heier

Nutzung der Windenergie

7., vollständig überarbeitete Auflage

Die Nutzung der Windenergie verzeichnet weiterhin rasante technologische Fortschritte. Neben den bewährten Küstenregionen haben sich immer mehr Gebiete im Binnenland als Standorte etabliert. Von Jahr zu Jahr wächst die Zahl der Windparks in der deutschen Nord- und Ostsee.

Im Mittelpunkt des BINE-Fachbuchs stehen Planung und Technik von Windenergianlagen. Planer, Investoren und Studierende erhalten einen Überblick über Stand und Entwicklung der Technik, die Wirtschaftlichkeit sowie die rechtlichen Rahmenbedingungen.

Der Autor, Prof. Dr.-Ing. Siegfried Heier, lehrt seit mehr als 35 Jahren an der Universität Kassel und vertrat den Bereich Windkrafttechnik bis zu seinem Ruhestand 2011. Er ist Initiator und Leiter von vielen Forschungsvorhaben, deren Ergebnisse erfolgreich technisch umgesetzt wurden. Grundlegende Erfahrungen sind in mehr als 100 Veröffentlichungen über Generatorsysteme, Regelung und Netz-integration von Windkraftanlagen etc. publiziert. Darüber hinaus war er bis Ende 2010 Vorsitzender des »Wissenschaftlichen Beirates im Bundesverband Windenergie« sowie bis Ende 2011 zweiter Vorsitzender im »Fachausschuss für die Zertifizierung und wiederkehrende Prüfung von Windkraftanlagen (Germanischer Lloyd)« und bis 2012 berufenes Mitglied im »VDI-Fachausschuss Regenerative Energien«.

