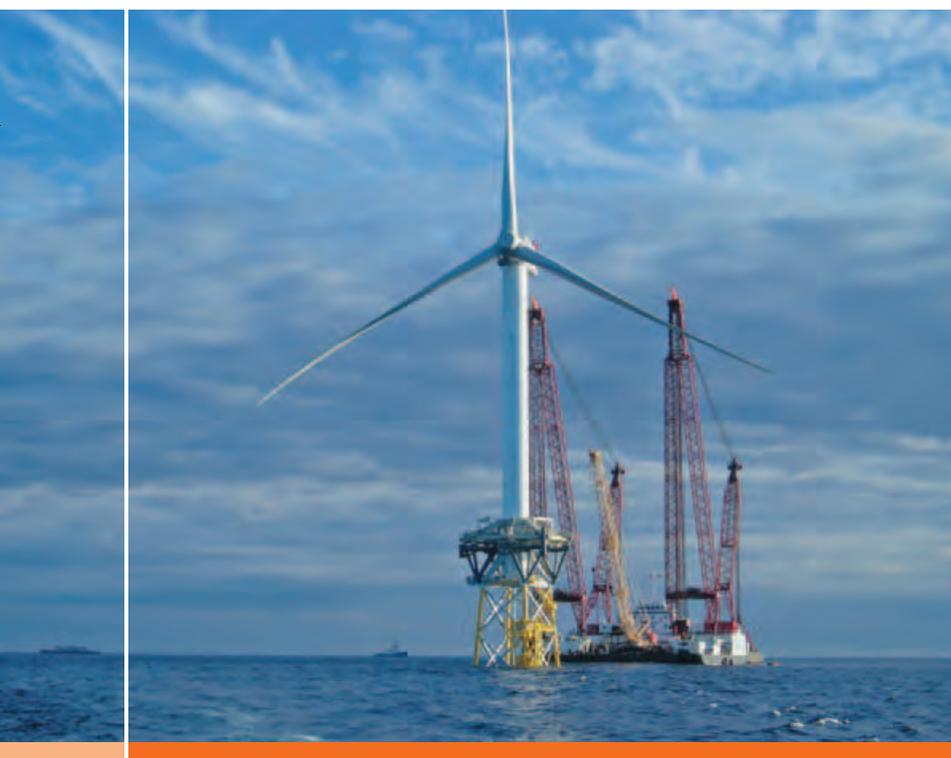


# Windenergie

## Auf dem Weg zur konventionellen Energie?

In Deutschland drehen sich inzwischen mehr als 20.000 Windräder, die im Mittel pro Jahr 7,25 Prozent des Strombruttoverbrauchs erzeugen. Damit übertreffen sie hierzulande jede andere erneuerbare Energieform [1]. Das Bundesumweltministerium hält bis zum Jahre 2030 sogar einen Anteil von 25 Prozent für möglich. Welches Potential steckt noch in der Windenergie? Welche technologischen, wirtschaftlichen und politischen Entwicklungen haben dies ermöglicht?



Der Mensch nutzt die Kraft des Windes seit etwa 4000 Jahren. In Mesopotamien, Afghanistan und China wurden schon früh neben dem Schiffsantrieb windbetriebene Schöpf- und Mahlwerke entwickelt. Die ersten Formen von Windmühlen verwendeten ein Windrad mit vertikaler Achse, das durch die vom Wind auf die Rotor-

blätter ausgeübte Widerstandskraft angetrieben wurde. Diese als Widerstandsläufer bezeichnete Bauform erreichen nur einen geringen Wirkungsgrad von maximal etwa einem Viertel der im Folgenden beschriebenen Auftriebsläufer [2]. Heute werden sie deshalb nur noch in Form der verbreiteten Schalenstern-Anemometer zur Windmessung eingesetzt.

In Nordeuropa wurden ab etwa dem 12. Jahrhundert andere Windmühlentypen wie die Bockwindmühle und die Holländerwindmühle als wichtige Ergänzung zum Antrieb durch menschliche und tierische Muskelkraft entwickelt. Der entscheidende Fortschritt dieser historischen abendländischen Windmühlen besteht nicht in der meist horizontalen Orientierung der Rotorachse, sondern in der höheren Strömungsgeschwindigkeit an den Rotorblättern und dem Antrieb durch die aerodynamische Auftriebskraft senkrecht zur Strömungsrichtung. Bei einem in der Strömung gewissermaßen mitschwimmenden Widerstandsläufer ist die Relativgeschwindigkeit am Rotorblatt, die letztendlich die Antriebskraft bewirkt, stets kleiner als die Windgeschwindigkeit. Auftriebsläufer können hingegen durch die Überlagerung von Windgeschwindigkeit und Umfangsgeschwindigkeit höhere Anströmgeschwindigkeiten realisieren. Nur so lassen sich die für eine optimale Abbremsung des Windes erforderlichen

Kräfte erzeugen, und der Anteil der dem Wind entzogenen Leistung nähert sich dem theoretischen Maximum von 59 Prozent an [2].

Die bekanntesten Formen dieser Arbeitsmaschinen waren die vierblättrige Holländer-Windmühle und die zum Pumpen von Wasser eingesetzte langsam laufende „Westernmill“ mit zwanzig und mehr Rotorblättern – die erste industriell in großen Stückzahlen hergestellte Windkraftanlage, die zudem für den automatischen Betrieb ohne menschliche Bedienung durch einen Müller auskam. Ein robustes Regelungssystem mit zwei Windfahnen ermöglichte es, das Windrad in den Wind zu drehen und es auch wieder herauszudrehen, um die Leistung bei Starkwind zu begrenzen.

### 1. Dreiblättrige Schnellläufer

Das Aufkommen der Dampfmaschine und später der Elektromotoren resultierte zur Zeit der industriellen Revolution in einem Niedergang der Windmühle als Arbeitsmaschine. Nur die Westernmill wird teilweise noch als dezentrale Wasserpumpe eingesetzt. Die erste zur Erzeugung von Elektrizität eingesetzte Windmühle entwickelte 1891 der Däne Paul La Cour. Er erkannte, dass es neben einer Erhöhung des aerodynamischen Wirkungsgrades auch konstruktiv günstig ist, wenn die Umfangsgeschwindigkeit ein Vielfaches der Windgeschwindigkeit beträgt. Bei diesen sogenannten Schnellläufern sind nur wenige, sehr schlanke Blätter erforderlich, und der Generator wird mit einer relativ hohen Drehzahl und entsprechend kleinem Drehmoment angetrieben. Albert Betz, Frederick W. Lancaster und Nikolai J.

### ZUSAMMENFASSUNG

Der rasante Ausbau der Windenergie innerhalb der letzten fünfzehn Jahre wurde maßgeblich durch die technologische Entwicklung und günstige politische Rahmenbedingungen gefördert. Neben der weiteren Verbesserung der Effizienz und Wirtschaftlichkeit der Windenergieanlagen gewinnen nun politische Fragen an Bedeutung. Hierzu zählen die Integration ins Verbundnetz und in die internationale Energiewirtschaft sowie ein gesellschaftlicher Konsens in Energiefragen. Damit befindet sich die Windenergie auf dem Weg von einer alternativen zu einer konventionellen Energiequelle. Diese kann zukünftig entscheidend zu einer klimaverträglichen und bezahlbaren Stromversorgung beitragen.

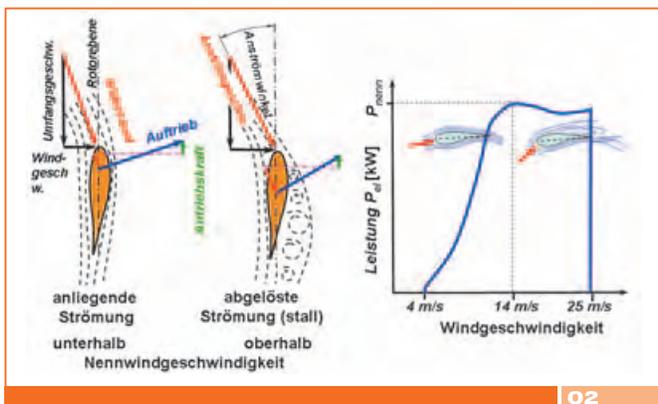
Joukowski verallgemeinerten zeitlich parallel diese Erkenntnisse und leiteten den maximalen aerodynamischen Wirkungsgrad von 59 Prozent ab.

Alle Windenergieanlagen erfordern ein Verfahren zur Begrenzung der aufgenommenen Leistung und der Belastungen, da die im Wind enthaltene Leistung mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit ansteigt. Hierzu haben sich ausgehend von La Cour und fortgesetzt durch Windenergiepioniere in Dänemark, Frankreich, USA und Deutschland zwei Konzepte durchgesetzt: *Stall* und *Pitch*.

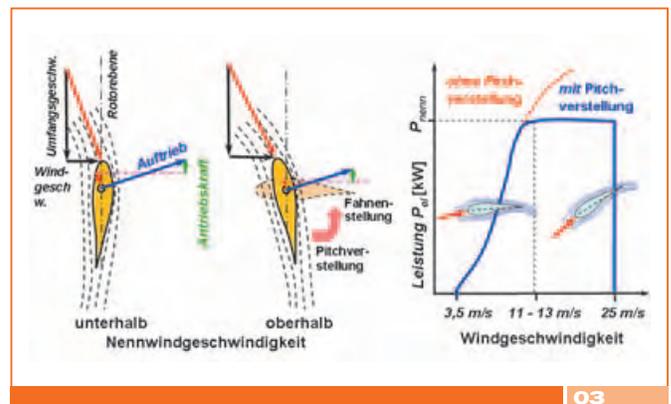
In der einfachsten Bauart (*Stall*) sind die Rotorblätter fest mit der Nabe verbunden (01). Die Drehzahl hält ein direkt an das Netz gekoppelter Asynchrongenerator praktisch konstant. Dabei handelt es sich um einen generatorisch betriebenen, üblichen Drehstrommotor. Bei stärkerem Wind kommt es zu einer Veränderung der Anströmrichtung, die aus der vektoriellen Addition von Windgeschwindigkeit und Umfangsgeschwindigkeit



*Stall-geregelte Anlage • Aufbau einer stall-geregelten Windenergieanlage mit Getriebe und konstanter Drehzahl der Firma NEG-Micon (Grafik: Bundesverband Windenergie)*



*Stall-Konzept • links: Leistungsbegrenzung bei Windzunahme durch Strömungsabriss (engl. stall); rechts: Leistungskurve durch den Strömungsabriss begrenzt.*



*Pitch-Konzept • Links: Leistungsbegrenzung bei Windzunahme durch Abregeln mit Blattwinkelverstellung (engl. pitch); rechts: Leistungskurve.*

resultiert. Diese Vergrößerung des Anstellwinkels zwischen der Anströmrichtung und der Profilhöhe führt an der Saugseite der Blätter zur Strömungsablösung (engl. *stall*). Das bewahrt die Windturbine vor überhöhter Leistung, da sich der Auftrieb vermindert und der Widerstand erhöht (02).

Dieses einfache und robuste System führte 1957 Johannes Juul ein, es ist nach seinem Ursprungsland als „dänisches Konzept“ bekannt. Es ermöglichte Mitte der 1980er-Jahre den erstmaligen Einsatz Strom erzeugender Windenergieanlagen in großer Zahl mit 15 bis 20 Meter Rotordurchmesser und einer Leistung von 50 bis 100 kW. In den folgenden zehn Jahren wurde das Konzept zum Aktiv-Stall-Konzept weiterentwickelt. Dazu müssen die Rotorblätter um ihre Längsachse drehbar in der Nabe gelagert sein. Durch ein Verstellen der Rotorblätter um

wenige Grad hin zu größeren Anstellwinkeln (Hinterkante in den Wind gedreht) lässt sich dabei der Strömungsabriss aktiv beeinflussen und zuverlässig die gewünschte Nennleistung einstellen.

Das zweite Konzept zur Leistungsbegrenzung basiert auf einer stärkeren Verstellung des Blattwinkels (engl. *pitch*). Nimmt die Windgeschwindigkeit nach Erreichen der Nennleistung zu, so wird das Blatt mit der Vorderkante in den Wind gedreht (03). Die Verringerung des Anstellwinkels begrenzt Leistung und Belastungen.

Maßgebend für diese am Leichtbau orientierte Konzeptlinie war unter anderem der Stuttgarter Windenergiepionier Ulrich Hütter, Ordinarius für Flugzeugbau zwischen 1965 und 1980. Er hatte 1942 über die Auslegung von Windenergieanlagen promoviert und setzte diese Arbeiten in den Nachkriegsjahren, als zunächst die Luftfahrtforschung stark reglementiert war, bei den Allgaier-Werken in Uhingen fort. Ab 1950 wurde die WE-10 in Serie produziert, die deutschlandweit erste Windenergieanlage mit aerodynamisch optimierten Blättern. Ein von Studierenden restauriertes Exemplar mit 10 Meter Rotordurchmesser wurde auf dem Campus

der Universität Stuttgart vor dem Institut für Flugzeugbau wiederaufgebaut (04). Die technologisch als Urmodell moderner Windenergieanlagen geltende Anlage StGW34 der Studiengruppe Windenergie (StGW) mit 34 Meter Durchmesser und 100 kW Leistung wurde 1957 auf dem Testfeld Schnittlingen bei Stötten auf der Schwäbischen Alb errichtet.

Diese pitch-geregelte Zweiblattanlage mit Pendelnabe verwendete erstmals Blätter aus glasfaserverstärktem Kunststoff, eine Bauweise, die sich ab den 1980er-Jahren als Standard etablierte. Damals war es die erste Anwendung eines völlig neuen Werkstoffs für ein so großes Konstruktionsbauteil; erst später folgten Anwendungen in der Luftfahrt und anderen Industriebereichen. Ende der 1960er-Jahre – die kurze Zeitspanne des billigen Öls und der Euphorie über die friedliche Nutzung der Kernenergie war angebrochen – kamen die Forschung und die industriellen Aktivitäten in der Windenergie zum Erliegen. Erst 1974 nach der Ölpreiskrise wurde wieder nach Alternativen gesucht. In Deutschland, Schweden, England und den USA entstanden große Experimentalanlagen, die sich an den Prinzipien der Hütter'schen Anlagen orientierten, während in Dänemark an der Konzeptlinie einfacherer, robusterer und meist kleinerer Stall-Anlagen gearbeitet wurde. Am Institut für Aero- und Gasdynamik der Universität Stuttgart (IAG) wurden von Franz Xaver Wortmann spezielle Profile für Windrotoren entwickelt, eine Tradition die sich bis heute in der aeroakustischen Erforschung von besonders geräuscharmen und leistungsfähigen Profilformen fortsetzt. Das Stuttgarter Institut für Computeranwendungen führte numerische und experimentelle Untersuchungen zur Aeroelastik, Regelung und Belastungsreduktion von Windturbinen durch. Um die durch diese Universitätsinstitute und die Deutsche Forschungs- und Versuchsanstalt für Luft- und Raumfahrt (DFVLR), das heutige Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), etablierte „Stuttgarter Schule“ entstand in den 1980er-Jahren ein erstes industrielles Umfeld. Die süddeutschen Firmen Dornier, MAN, MBB und Voith bauten Windenergieanlagen mit mehreren hundert kW bis zu drei MW Leistung und 100 Meter Durchmesser. Leider blieben dies jedoch meist nur Prototypen. Die böige Kraft des Windes war



04

Hütter-Modell • Das Urmodell aller modernen Windanlagen, 1949 von Professor Hütter entwickelt, steht seit 2003 auf dem Vaihinger Campus.  
Foto: Eppler

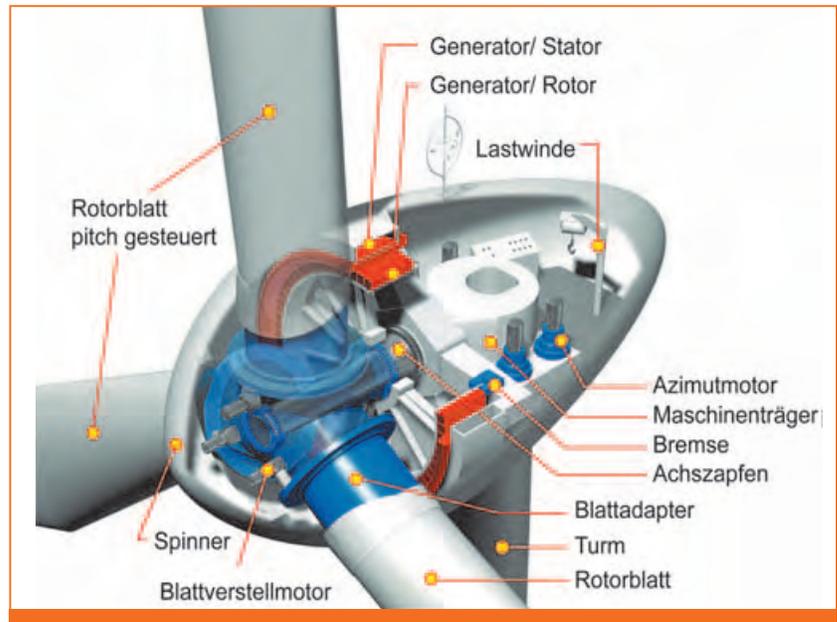
damals noch nicht mit Großanlagen zu bezähmen. Durch das 250-MW-Förderprogramm der Bundesregierung und vor allem das so genannte Stromeinspeisegesetz entwickelte sich ab 1991 eine neue Branche, da nun Windstrom zu einem erhöhtem Preis durch die Energieversorgungsunternehmen abgenommen werden musste. In Wilhelmshaven wurde das Deutsche Windenergieinstitut (DEWI) von ehemaligen Mitarbeitern des DLR, das sich inzwischen aus der Windenergie verabschiedet hatte, gegründet. Kleinere Unternehmen in den windreicheren norddeutschen Küstenländern, die das Stuttgarter Know-how zunächst mit der robusten Bauweise der dänischen Anlagen kombinierten, bauten erfolgreich Windenergieanlagen. Ausgehend von Rotordurchmessern von 15 bis 20 Meter wuchsen die Anlagen evolutionär in ihrer Größe und technischen Komplexität. Dabei setzte sich die Verwendung von drei Rotorblättern aus strukturdynamischen, akustischen und ästhetischen Gründen durch.

## 2. Von netzgebundenen zu netzstützenden Windenergieanlagen

Auch wenn sich die äußere Form von Windenergieanlagen in den letzten 15 bis 20 Jahren nicht mehr verändert hat, so vollzog sich im Innern doch eine rasante technische Entwicklung: Stets größere und effizientere Turbinen speisen den elektrischen Strom in immer besserer Qualität und zu geringeren Kosten ins Verbundnetz ein. Entscheidend hierfür war die Einführung des drehzahlvariablen Betriebs, der nun als Windturbinen bezeichneten Anlagen.

Schon bald zeigte sich, dass Anlagen mit konstanter Drehzahl die Böigkeit des Windes selbst bei sehr schneller Blattwinkelverstellung nicht vollständig ausregeln konnten und größeren, kurzzeitigen Leistungsschwankungen sowie entsprechenden Strukturbelastungen und Netzurückwirkungen ausgesetzt waren. Die Vorteile des Pitch-Konzepts – konstante Nennleistung sowie gutes Anlauf- und Sturmverhalten – lassen sich nur in Kombination mit einer gewissen Drehzahlvariabilität realisieren. Dies erfordert jedoch zusätzlichen Aufwand im elektrischen System. Hierzu haben sich von anfänglich drei nun zwei Bauarten etabliert.

Zunächst setzte vor allem die dänische Firma Vestas ein Verfahren ein, das eine bis zu zehnpromtente Drehzahlvariabilität erreicht. Dies gelingt mit einer schnellen Regelung der Drehzahlachgiebigkeit (Schlupf) des netzgekoppelten Asynchrongenerators. Durch das Zusammenspiel des



05

*Pitch-geregelte Anlage • Aufbau einer Drehzahl-variablen, Pitch-geregelten Windenergieanlage ohne Getriebe der Firma Enercon (Grafik: Bundesverband Windenergie)*

nun als Schwungrad fungierenden Rotors mit der etwas langsameren Pitch-Regelung lassen sich Windschwankungen oberhalb der Nennwindgeschwindigkeit recht befriedigend ausregeln.

Besonders in Deutschland wurde durch die oben genannten Experimentalanlagen ab den 1980er Jahren, kommerziell ab 1995, ein Konzept mit vollständiger Drehzahlvariabilität entwickelt, das heute in mehr als der Hälfte aller neuen Anlagen verwendet wird. Während der Ständer des Asynchrongenerators nach wie vor direkt ans Netz gekoppelt ist, wird dem Generatorläufer durch einen Umrichter genau diejenige Stromfrequenz aufgeprägt oder entnommen, die zum Einstellen der gewünschten Drehzahl erforderlich ist. Durch einen derartigen doppelt-gespeisten Asynchrongenerator lässt sich die Drehzahl zwischen der Einschaltwindgeschwindigkeit bei etwa 3,5 m/s und dem Erreichen der Nennwindgeschwindigkeit bei etwa 11 bis 13 m/s annähernd verdoppeln. Der Rotor arbeitet nahe an seinem aerodynamischen Optimum, aerodynamische Geräusche sind effektiv reduziert. Oberhalb der Nennwindgeschwindigkeit pendelt die Drehzahl dann noch um circa

$\pm 10$  Prozent, um wiederum in Arbeitsteilung mit der Pitch-Verstellung die Böigkeit des Windes auszuregeln.

Der naheliegendste, wenn auch aufwendigste Weg zu einer vollständigen Drehzahlvariabilität liegt in einer elektrischen Entkopplung des Generators durch einen Umrichter mit einem Gleichstrom-zwischenkreis. Bei diesem, in der Regel mit einem Synchrongenerator realisierten Konzept wird die gesamte Leistung durch den Frequenzumrichter geführt. Durch Steuerung der Erregung im Läufer lässt sich die Drehzahl bis zum dreifachen Wert der Anlaufdrehzahl variieren. Die Firma Enercon, Marktführer in Deutschland, praktiziert dieses Konzept sehr erfolgreich bei getriebelosen Anlagen mit einem speziell entwickelten, direkt angetriebenen, vielpoligen Synchrongenerator (05). Mittlerweile wird das Prinzip wegen exzellenter Netzverträglichkeit und Unabhängigkeit von der lokalen Netzfrequenz auch vereinzelt in getriebebasierten Maschinen verwendet, die immer noch circa 85 Prozent des Weltmarktes abdecken.

Inzwischen haben sich die beiden letztgenannten Konzepte pitch-geregelter, drehzahlvariabler Anlagen am Markt durchgesetzt und die einfachen, robusten Stall-Anlagen praktisch verdrängt. Die teilweise oder vollkommene Entkopplung des Generators vom Netz bewirkt eine sehr viel bessere Netzverträglichkeit und ermöglicht es unter Umständen sogar, das elektrische Verbundnetz zu stützen. Der Phasenwinkel zwischen Strom und Spannung (Leistungsfaktor) kann variabel eingestellt werden. Negative Netzurückwirkungen, wie Schaltströme, Spannungs- und Leistungsschwankungen sowie Oberwellen, lassen sich vermeiden oder stark reduzieren. Außerdem verhalten sich die Anlagen nun unempfindlich gegenüber Netzstörungen, wie kurzzeitigen Spannungseinbrüchen.

### 3. Leichtbau, Anlagenintelligenz und Zuverlässigkeit

Heutige Windenergieanlagen gehören mit bis zu 127 Meter Rotordurchmesser und einer Nennleistung von 6 MW zu den größten rotierenden Maschinen. Sie trotzten den äußerst rauen Umgebungsbedingungen in der bodennahen atmosphärischen Grenzschicht durch den Einsatz aufwendiger Regelungstechnik, beispiels-

weise durch Überwachung einer Vielzahl von Betriebsparametern oder laser-optischer Fasersensoren zur Messung der Belastungen in den Blättern. Außerdem kommen moderne Werkstoffe, wie Kohlefaserverbund oder dynamisch hochfeste Guss- und Schmiedelegerungen, zum Einsatz.

Durch die zeitliche und räumliche Struktur von Böen wirkt jeder lokale Windstoß mehrfach auf die umlaufenden Blätter. Innerhalb der Auslegungsdauer von zwanzig Jahren treten daher bis zu eine Milliarde Lastwechsel auf – eine in anderen Bereichen unbekannt große Größenordnung. Gleichzeitig erfordern die immer größer werdenden Anlagen leichtere Bauweisen. Andernfalls würden wegen der ständigen Wechselbiegung durch das Eigengewicht der Blätter problematische Materialspannungen auftreten. Aktuelle Forschungsprojekte setzen daher unter anderem auf die Verbesserung der experimentellen und numerischen Verfahren zur Ermittlung der Auslegungslasten für Rotorblätter, Triebstrang, Pitch- und Giersystem sowie Turm. Außerdem sollen durch individuelle Pitchverstellung und passive Mechanismen, die auf Faserverbundtechnologien basieren, Lasten reduziert und zugleich die Erträge erhöht werden. Großes Potential verspricht die Regelung von Windenergieanlagen unter Zuhilfenahme einer laser-optischen Böenprognose mittels LiDAR (Light Detecting and Ranging).

Die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber konventionellen Kraftwerken erfordert Kosteneinsparungen, die sich nicht nur durch größere Stückzahlen, sondern vor allem durch effizientere Anlagen realisieren lassen. Da häufig der maximale aerodynamische Leistungsbeiwert recht gut angenähert wird, versucht man vor allem die Investitionskosten pro produzierter Kilowattstunde zu reduzieren, beispielsweise durch aktive und passive Schwingungsdämpfung, Ausregeln von Belastungen sowie die Umsetzung von Leichtbaukonzepten. Darüber hinaus lassen sich die Betriebskosten zum Beispiel durch eine weitere Steigerung der Anlagenzuverlässigkeit senken. Die technische Verfügbarkeit von Anlagen, das heißt der Zeitanteil, in dem die Turbine betriebsbereit ist, liegt inzwischen bei 98 bis 99 Prozent [4]. Trotzdem sind weitere Verbesserungen in der Haltbarkeit der teuren Komponenten Rotorblatt und Getriebe sowie in der

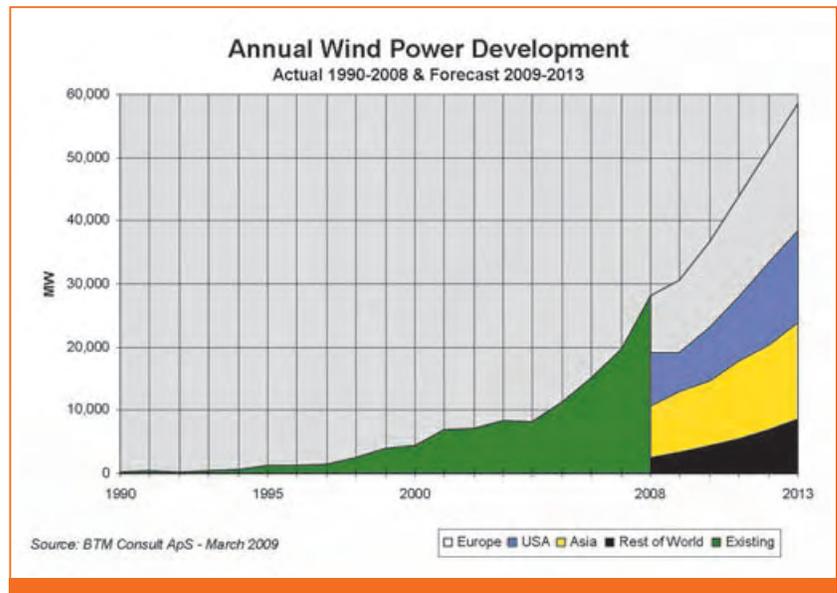
Zuverlässigkeit der elektrischen Komponenten und Sensoren notwendig. Dies betrifft insbesondere Anlagen der Megawattklasse, die seit Ende der 1990er Jahre und zu Beginn dieses Jahrzehnts, oft nach zu kurzer Erprobungszeit, in größeren Stückzahlen installiert wurden.

#### 4. Windenergie im Aufwind – Offshore-Anlagen

Seit einigen Jahren erlebt die Windenergienutzung einen weltweiten Boom. Bis Ende 2008 wurden weltweit insgesamt etwa 121.000 MW installiert, davon allein etwa 27.000 MW im Jahr 2008. Der Weltmarkt, an dem die deutschen Hersteller von Anlagen und Komponenten einen Anteil von knapp 29 Prozent der Wertschöpfung besitzen (2008), wächst jährlich im Durchschnitt mit über 20 Prozent (06) [5, 6].

Bei einem Umsatz von knapp acht Milliarden Euro beträgt der Exportanteil der deutschen Anlagen- und KomponentenhHersteller mittlerweile 82 Prozent. Wenngleich Deutschland inzwischen nicht mehr der wichtigste Markt ist, findet ein weiterer Ausbau in anderen europäischen Ländern, den USA und den aufstrebenden asiatischen Schwellenländern, insbesondere in der Volksrepublik China und Indien, statt. Windenergie entwickelt sich zu einem nicht mehr zu vernachlässigenden Teil des globalen Energiesystems, in dem die deutsche Industrie eine führende Rolle behaupten kann. Mit zunehmendem Wachstum dieser Märkte gewinnen mehr und mehr Fragen der Erschließung der enormen Windressourcen auf dem Meer, der Integration in das internationale Energiesystem, der Wirtschaftlichkeit und des Natur- und Umweltschutzes sowie nicht zuletzt der sozialen Akzeptanz an Bedeutung.

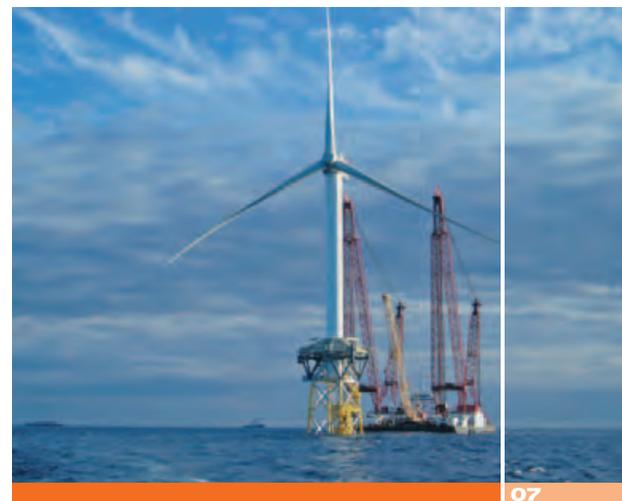
Die küstennahen Meeresgebiete bieten für die Windenergie enormes Potenzial. Neben einem Mehrertrag von 40 bis 50 Prozent gegenüber guten Küstenstandorten stehen auch größere Flächen als an Land zur Verfügung. Das Bundesumweltministerium rechnet innerhalb der nächsten fünfzehn Jahre offshore mit der Installation von 15 GW gegenüber einer weiteren Installation von 10 GW an Land.



06

Nach den ersten Ideen für Offshore-Windprojekte in den 1970er Jahren wurden in den 1990er Jahren kleinere europäische Demonstrationsprojekte gebaut. Ab 2000 begann man dann erstmals mit der Realisierung kommerzieller Windparks mit bis zu 160 MW Leistung unter Verwendung von Windenergieanlagen der 1,5- bis 2-MW-Klasse. Bis zum Jahresende 2008 betrug die installierte Leistung offshore knapp 1500 MW. Das entspricht etwa 1,2 Prozent der weltweiten Windenergieleistung. Die Betriebserfahrungen sind bisher überwiegend positiv und unterstützen die weitere Entwicklung, die derzeit vor allem in Großbritannien, Dänemark, den Niederlanden und Schweden stattfindet. Wie bei jeder neuen Technik, gab es auch hier Rückschläge. So mussten Mitte 2004 im ersten großen dänischen Offshore-Windpark Horns Rev, zwei Jahre nach dessen Errichtung, alle 80 Anlagen abgebaut und kostspielig an Land instandgesetzt werden – die Transformatoren und Generatoren waren der Belastung durch das Salzwasser nicht gewachsen. Hier zeigte sich die Branche gereift genug, um derartige Belastungen zu bewältigen: Bis Mitte Dezember desselben Jahres waren alle Anlagen wieder am Netz.

*Entwicklung • Internationale Entwicklung der jährlich neu installierten Windenergieleistung seit 1990 und Prognose bis 2013 (Grafik: BTM Consult ApS)*



07

*Aufbau • Installation einer 5-MW-Offshore-Windenergieanlage mit 126 Meter Rotordurchmesser vor der schottischen Küste im August 2006 (Grafik: REpower Systems AG)*

In Deutschland stellen die großen Wassertiefen von 25 bis 40 Meter und Küstentfernungen von 30 bis über 100 Kilometer vor allem eine finanzielle Hürde für erste Projekte dar. Das erste „echte“ Offshore-Projekt in Deutschland ist das Testfeld „alpha ventus“ 45 Kilometer nördlich der Insel Borkum, das seit August 2009 in Betrieb ist. Zwölf Windenergieanlagen der zur Zeit leistungsstärksten 5-MW-Klasse kommen dort zum Einsatz, wie sie aktuell nur von vier deutschen Herstellern angeboten werden. 2006 wurde eine derartige Anlage auf einem Fundament in 44 Meter Wassertiefe vor der schottischen Küste aufgebaut (07). Der Stiftungslehrstuhl Windenergie der Universität Stuttgart koordiniert zwei Projekte der wissenschaftlichen Begleitforschung im Windpark „alpha ventus“. Hierbei wird einerseits die laser-optische Windmessung mittels LiDAR weiterentwickelt, andererseits werden die Entwurfsannahmen der Offshore-Windenergieanlagen in Kooperation mit zehn anderen Partnern verifiziert. Von besonderer Bedeutung sind dabei die Beschreibung der Einflüsse der maritimen atmosphärischen Grenzschicht auf die Leistungsabgabe, die Strömungsbedingungen in großen Windparks, die auftretenden aero- und hydrodynamischen Lasten sowie die Überwachung der Windenergieanlagen. Weitere Projekte befassen sich mit der Entwicklung von Tragstrukturen und Fundamenten, dem Netzanschluss sowie der Ökologie. Hieraus werden sich weitreichende Erkenntnisse für die Planung und die Errichtung der bereits genehmigten und zukünftiger deutscher und internationaler Offshore-Parks ergeben.

Für die zukünftige Entwicklung der Windenergie existieren unterschiedliche Vorhersagen. Eine Marktstudie der Europäischen Windenergieagentur (EWEA) vom Dezember 2007 [7] beschreibt folgende Szenarien: Es wird ein Wachstum des jährlichen Marktes von derzeit etwa 500 MW auf 1000 bis 1500 MW in 2010 und 1700 bis 3000 MW im Jahre 2015 erwartet. Kumuliert bedeutet dies eine Steigerung der Gesamtkapazität in Europa von 1,1 GW Ende 2007 auf 3 bis 4 GW Ende 2010 und 20 bis 40 GW im Jahre 2020. Die wichtigsten Märkte werden voraussichtlich Großbritannien und Deutschland sein. Das dänische Büro BTM Consult prognostiziert für das Jahr 2013 eine weltweite Gesamtleistung offshore von 11,7 GW,

davon 10,8 GW in Europa. Der größte Zuwachs wird auch in absehbarer Zukunft an Land stattfinden, weswegen der Anteil der Offshore-Windenergie an der installierten Gesamtleistung im Jahre 2013 auf nicht mehr als drei Prozent geschätzt wird [8].

## 5. Netzintegration trotz schwankender Leistung

Allgemein wird angenommen, dass sich Erneuerbare Energieträger wie Wind und Sonne bis zu einem Anteil von 20 Prozent ohne größere Probleme in ein Verbundnetz integrieren lassen. Obwohl eine solche Situation im Jahres- und Landesmittel in Deutschland erst in etwa fünfzehn Jahren zu erwarten ist [9], stellt die Integration neuer Anlagen schon heute eine technische und wirtschaftliche Herausforderung dar. Dies liegt an der regionalen Konzentration in den nord- und ostdeutschen Küstenländern sowie den täglichen und saisonalen Windschwankungen. Zeitweise übersteigt die Windenergieeinspeisung dort die Netzlast, während zu anderen Zeiten kaum Windenergie in der Region zur Verfügung steht.

Eine dezentrale Einspeisung in die schwache Netzperipherie, neue Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen und die Marktliberalisierung erfordern eine Umgestaltung der Jahrzehnte alten Struktur des europäischen Versorgungsnetzes in ein Transportnetz für große Handelsströme. Eine von der Deutschen Energie Agentur (dena) im Konsens mit der Energiewirtschaft und der Windenergiebranche durchgeführte Studie untersuchte im Jahre 2005 die Konsequenzen einer Erhöhung des Windstromanteils auf 15 Prozent bis zum Jahre 2015. Demnach bestehen keine wesentlichen technischen Hindernisse und es werden nur moderate Mehrkosten auftreten. Rund 400 Kilometer des vorhandenen 380-kV-Verbundnetzes müssen verstärkt und rund 850 Kilometer neu gebaut werden. Das entspricht fünf Prozent des derzeitigen Übertragungsnetzes. In zehn Jahren werden die Mehrkosten je nach Szenario zwischen 0,39 und 0,49 ct/kWh für private Haushalte und 0,15 ct/kWh für die Industrie betragen. Hierbei sind neben dem Netzausbau auch die erhöhte Einspeisevergütung und die Regel- und Reservehaltungskosten abzüglich vermiedener Kosten konventioneller Erzeugung, enthalten [10].

Seit 2003 wird bei Neuanlagen in Gebieten mit hohem Windstromanteil ein Erzeugungsmanagement angewendet, das dem Übertragungsnetzbetreiber die Drosselung oder Abschaltung bei zu geringer Netzlast oder Netzengpässen erlaubt. Bei konventionellen Kraftwerken führt ein solches Verfahren zu einer Brennstoff- und Kosteneinsparung. Dagegen kann es für Windenergieerzeuger einen empfindlichen Einnahmeverlust bedeuten, weil hier die Betriebs- und Finanzierungskosten nahezu gleich bleiben.

Neue Anlagen benötigen zusätzliche Kapazitäten im Netz, aber Akzeptanzprobleme und langwierige Verfahren erschweren die Planung neuer Freileitungen. Neue Lösungsansätze wie konventionelle Erdkabel oder neue bipolare Kabelkonzepte mit hoher Kapazität verfolgt die Energiewirtschaft teils zögerlich. Jedoch schlummern auch im derzeitigen Verbundnetz noch erhebliche Kapazitätsreserven, wenn bei kälterer Witterung oder stärkerem Wind die tatsächliche thermische Übertragungsleistung ausgenutzt wird. Durch Messung von Wetterdaten können 30 Prozent, mit einem Monitoring der Leitungstemperatur sogar bis zu 100 Prozent höhere Ströme übertragen werden [11]. In Deutschland wurde 2006 erstmalig ein solches Monitoring durchgeführt, das in anderen EU-Ländern schon länger verwendet wird.

Die Betriebsführung des Verbundnetzes durch die vier deutschen Netzbetreiber besteht vor allem aus einer permanenten Anpassung der eingespeisten Erzeugungsleistung an die schwankende Last. Leistungserzeugung und Stromeinkäufe werden jeweils 24 Stunden im Voraus geplant. Durch Zu- und Abschalten von unterschiedlich schnell regelbaren Kraftwerken und die kurzzeitige Pufferung über die Rotationsenergie der Generatoren und Turbinen erreicht man ein Gleichgewicht. Während bisher nur die Lastschwankungen und mögliche Kraftwerksstörungen auszugleichen waren, wird nun das Ausregeln durch die Schwankungen der vorrangig abzunehmenden Windenergie erschwert. Windenergie-Prognoseprogramme werden eingesetzt, um die erforderliche Kapazität an konventionellen Kraftwerken und von zusätzlicher Regenergie zu minimieren. Inzwischen liegt die durchschnittliche Abweichung von 24-Stunden-Vorhersagen bei etwa 6,5 Prozent (ausgedrückt als quadratischer Mittelwert

des Fehlers normiert auf die installierte Leistung) [12].

Erhebliche Prognoseabweichungen treten vor allem durch Zeitverschiebungen beim Durchzug von Wetterfronten und damit korrespondierenden großen Leistungsgradienten auf. Unter solch ungünstigen Bedingungen kann die Windeinspeisung in einer Regelzone um mehrere Gigawatt innerhalb einiger Stunden abnehmen. Weitere Prognoseverbesserungen und eine Reduktion von Reserveleistung sind durch Einsatz neuer Kommunikationstechniken, eine flexiblere Kraftwerksplanung und einen kurzfristigen Ausgleich zwischen den Netzbetreibern möglich. Sinnvolle Maßnahmen umfassen die Kurzzeitkorrektur der 24-Stunden-Prognose, die Messung der tatsächlich erzeugten Windleistung und die Einführung von kürzeren Handelszeiträumen an den Strombörsen (Intraday-Handel). Aktuelle Forschungsprojekte, die unter anderem vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) und dem Stiftungslehrstuhl Windenergie verfolgt werden, setzen hier beispielsweise darauf, den Prognosefehler für den Ertrag von Windenergieanlagen mit einem Ansatz basierend auf rekurrenten neuronalen Netzen zu minimieren. Eine auf dieser Methode beruhende verbesserte Vorhersage von Sturmabschaltungen kann zu einer Verringerung des Vorhaltebedarfs für Reserveleistung führen. Zusätzliche Kraftwerke sind dabei nach der Dena-Studie bis zum Jahr 2015 zur Bereitstellung von Regel- und Reserveleistung in keinem Fall erforderlich: Im Mittel reicht eine Stunden- und Minutenreserve konventioneller Kraftwerke in Höhe von acht bis neun Prozent der installierten Windenergieleistung aus.

Um die traditionell sehr hohe Netzstabilität und Versorgungssicherheit in Deutschland aufrecht zu erhalten, wurden 2003 neue Netzanschlussregeln für Windenergieanlagen eingeführt, die nun bestimmte Kraftwerkeigenschaften einhalten müssen. Zuvor installierte Windenergieanlagen müssen entsprechend den früheren Bedingungen bei Netzfehlern augenblicklich abgeschaltet werden. Das könnte im ungünstigen Falle zu einem schlagartigen Ausfall von mehreren Gigawatt an Leistung und Instabilitäten im europäischen Stromverbund führen. Mit modernen Windenergieanlagen mit Umrichter-

technologie, Nachrüstungen und eine ohnehin notwendige Netzmodernisierung lassen sich diese Risiken jedoch minimieren. So kann die Netzsicherheit auch bei einem weiteren Windenergiezuwachs gewährleistet werden.

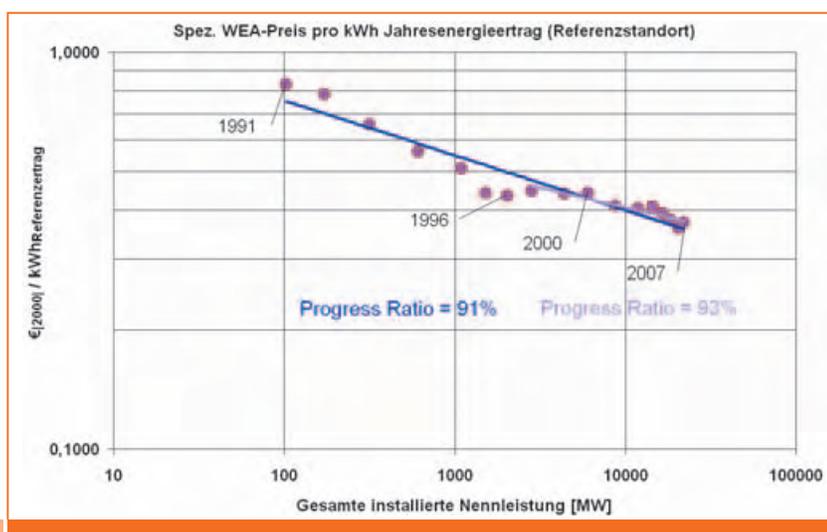
Ein steigender Anteil von täglich schwankender Windenergieleistung wird mittelfristig Energiespeicher im Kraftwerksmaßstab erfordern, da neue Pumpspeicher-Wasserkraftwerke in Deutschland nicht zu erwarten sind. Die Speicherung durch elektrolytisch erzeugten Wasserstoff als Alternative besitzt einen sehr geringen Systemwirkungsgrad. Auf absehbare Zeit

weil sie eine Mindestvergütung für Windstrom und die damit verbundene Planungssicherheit erreicht haben. Technologische Weiterentwicklung und der Bau großer Stückzahlen haben die Anlagenkosten weiter sinken lassen. Derzeit kostet eine Anlage mit 2 MW Leistung, 90 Meter Rotordurchmesser und 105 Meter Nabenhöhe circa 2,3 Millionen Euro ab Werk, zuzüglich 25–30 Prozent Infrastrukturkosten im Windpark. An einem küstennahen Referenzstandort (5,5 m/s mittlere Jahreswindgeschwindigkeit in 30 Metern Höhe) können etwa 6,1 GWh pro Jahr erzeugt und damit 1750 Haushalte mit jeweils vier Personen versorgt werden.

Wichtiger als die reinen Investitionskosten sind die spezifischen Kosten pro produzierter Kilowattstunde. (08) zeigt eine inflationsbereinigte Reduktion der Anlagenkosten pro jährlich erzeugter kWh am Referenzstandort von deutlich über 50 Prozent zwischen 1990 und 2007. Aus dieser Entwicklung ergibt sich eine Lernkurve mit einem Fortschrittsgrad von 91 Prozent, seit 1997 von 93 Prozent. Das heißt, bei jeder Verdoppelung der Leistung fielen die Kosten um neun Prozent (sieben Prozent) (08).

Während 1991 die Einspeisevergütung noch maximal 18,31 ct/kWh betrug, verringerte sie sich bis zum Jahre 2006 um 59 Prozent auf einen mittleren Wert von 7,44 ct/kWh. Diese historische Entwicklung wird im aktuellen Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) extrapoliert und regelmäßig überprüft. Die Mindestvergütung für neu in Betrieb genommene Anlagen an Land verringert sich von einem Jahr zum nächsten um nominal ein Prozent. Unter Berücksichtigung der Inflation müssen also neue Anlagen pro Jahr um circa drei Prozent kosteneffektiver werden.

Zwischen 2006 und 2008 sind jedoch wegen der steigenden Rohstoffpreise für Kupfer und Stahl sowie die weltweit stark zunehmende Nachfrage die Verkaufspreise von Windenergieanlagen in Deutschland um fast 30 Prozent gestiegen. In der Novellierung des EEG zum 1.1.2009 wurde dem Rechnung getragen. Onshore steigen die Grundvergütung von 4,97 ct/kWh auf 5,02 ct/kWh und die erhöhte Anfangsvergütung von 7,87 ct/kWh auf 9,2 ct/kWh, bei einer von zwei auf ein Prozent reduzierten Degression. Erstmals wird ein Systemdienstleistungsbonus von 0,5 ct/kWh für moderne Anlagen eingeführt, die die



08

Anlagenkosten • Entwicklung der Anlagenkosten bezogen auf den Jahresenergieertrag am Referenzstandort in Abhängigkeit der insgesamt installierten Leistung (Grafik: ISET)

wird es sinnvoller sein, durch den Einsatz von Windenergie fossile Brennstoffe einzusparen und Windschwankungen gegebenenfalls mit konventionellen Kraftwerken zu überbrücken [13]. Relativ gute Zukunftsaussichten besitzen unterirdische adiabate Druckluftspeicher, die durch Wärmerückgewinnung Wirkungsgrade um 70 Prozent erreichen könnten. Allerdings werden erste Anwendungen dieser noch völlig neuen Technologie nicht vor 2015 erwartet. Langfristig können durch den Einstieg in die Elektromobilität auch die Energiespeicher von Fahrzeugen Schwankungen aus Wind- und Sonnenenergie auffangen und so das Netz stabilisieren.

## 6. Wirtschaftlichkeit

Das Stromeinspeisegesetz (1991 bis 2000) und das Erneuerbare Energien Gesetz (ab April 2000) haben den Ausbau der Windenergie in Deutschland maßgeblich stimuliert,

Stabilität des Verbundnetzes stützen können. Offshore sinkt die Grundvergütung von 5,95 ct/kWh auf 3,5 ct/kWh bei einer von 8,74 ct/kWh auf 15 ct/kWh (13 ct/kWh bei Inbetriebnahme nach 2015) erhöhten Anfangsvergütung. Ab 2015 wird zudem für Offshore-Anlagen eine jährliche Degression von fünf Prozent eingeführt. Bei dem so genannten Repowering (Ersetzen alter Anlagen durch neue Anlagen mit höherem Ertrag) wurde die Anfangsvergütung um 0,5 ct/kWh erhöht.

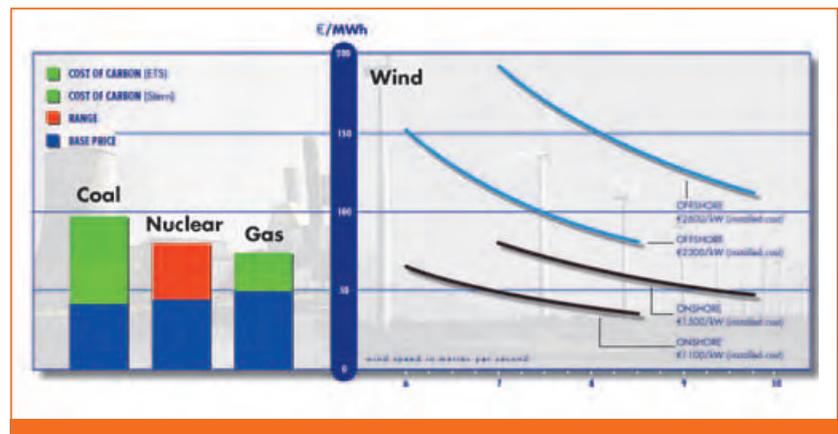
Eine andere Regelung des EEG berücksichtigt die große Bedeutung der lokalen Windbedingungen für die Wirtschaftlichkeit. Hierdurch bestimmt sich die Höhe und die zeitliche Staffelung der unterschiedlichen Vergütungsstufen während des zwanzigjährigen Vergütungszeitraums. Offensichtlich unwirtschaftliche Projekte sind inzwischen von einer Förderung ausgeschlossen. Besonders günstige Bedingungen gelten hingegen für Offshore-Standorte und das Repowering.

Die starke weltweite Nachfrage nach Windenergieanlagen wird nicht nur durch den Umwelt- und Klimaschutz, sondern durch die inzwischen an sehr guten Landstandorten erreichte Wirtschaftlichkeit gegenüber neu zu bauenden konventionellen Kraftwerken vorangetrieben. Ein aktueller internationaler Kostenvergleich (09), der die Preissteigerungen im Kraftwerks- und Windenergiemarkt berücksichtigt, verdeutlicht dies.

## 7. Naturschutz und Akzeptanz

Mit dem Aufkommen größerer Windparks hat diese Form der Erneuerbaren Energie zunehmend Akzeptanzprobleme bekommen. Windkraftanlagen wirken sich aber nur lokal und in vergleichsweise geringem Maße negativ aus. Dies muss man vergleichen mit anderen Natureingriffen, wie der Anreicherung der Atmosphäre mit CO<sub>2</sub>- und Schadstoffemissionen, Verkehr, Freileitungen und vielem mehr. Angesichts der direkt spürbaren Konsequenzen der traditionellen Energieversorgung ist nach wie vor eine deutliche Mehrheit der Bundesbürger für einen weiteren Ausbau der Windkraft. Trotzdem tritt häufig ein paradoxes Verhalten auf, englisch treffend als „Not in my backyard!“-Phänomen (NIMBY) charakterisiert: Windkraft ja, aber nicht vor meiner Haustür.

Für konkrete Windparkprojekte ist daher eine sozial- und umweltverträglichen Planung unverzichtbar. Sie muss die Interessen der lokalen Bevölkerung einbeziehen und anerkannte Mindeststandards des Natur- und Landschaftsschutzes berücksichtigen [14]. Hierdurch wird eine häufig beobachtete politische Voreingenommenheit und Polarisierung auf allen Seiten vermieden, die kaum mit wissenschaftlichen Fakten oder technischen Lösungen zu beseitigen ist.



09

## 8. Ökologie und Wirtschaft

Vor dem Hintergrund der Klimaproblematik befindet sich die Elektrizitätswirtschaft in einem Dilemma. In den nächsten Jahrzehnten steht ein Großteil der Kraftwerkskapazität zur Erneuerung an. Mit etwa 596 Gramm emittiertem CO<sub>2</sub> pro produzierter Kilowattstunde liegt die Bundesrepublik zur Zeit deutlich über dem europäischen Durchschnitt [15, 16]. Eine Fortsetzung des derzeitigen Erzeugungsmixes bei einem nur moderat ansteigenden Anteil Erneuerbarer Energie scheint wenig aussichtsreich, insbesondere auch angesichts der Selbstverpflichtung der Bundesregierung, die CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber den Werten von 1990 um 40 Prozent zu senken.

Ein gesellschaftlicher Konsens über den Neubau von Kernkraftwerken ist nicht zu erwarten; auch die Entsorgung verbrauchter Brennelemente ist nicht geklärt. Die verbleibenden Optionen der CO<sub>2</sub>-armen Stromerzeugung aus fossilen Energiequellen sind wenig überzeugend: Die noch reichlich vorhandenen Kohlereserven können weiter ausgebeutet und in Kraftwerken mit technologisch unausgereifter CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Sequestrierung (CCS) mit hohen Infrastrukturkosten und

Energiegestehungskosten • Vergleich der Energiegestehungskosten für On- und Offshore-Windparks mit verschiedenen konventionellen Energieträgern (Grafik: Windpower Monthly 1/2008)

Effizienzverlusten von bis zu 40 Prozent verstromt werden [17]. Auch eine politisch riskante, mittelfristig teure und lediglich CO<sub>2</sub>-reduzierte Verstromung von importiertem Erdgas erscheint problematisch. Zu den steigenden Rohstoffpreisen kommen so bei der Verwendung fossiler Energieträger die ökologischen und politischen Kosten hinzu, die sich auf der einen Seite aus dem Vermeiden und Bewältigen von Umweltschäden und auf der anderen Seite aus entstehenden einseitigen Abhängigkeiten von Rohstofflieferanten aus oft politisch instabilen Regionen ergeben. Kurzfristig können diese Ansätze sicherlich zu einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen beitragen, langfristig tragfähig im Sinne einer nachhaltigen Energieversorgung bei überschaubarer Kostenentwicklung sind sie jedoch nicht.

Als neue Herausforderungen treten die beschriebene Netzintegration Erneuerbarer Energien und die Anpassung der energiewirtschaftlichen Strukturen auf. Das Institut für Solare Energieversorgung (ISET) in Kassel zeigte 2005, wie die Stromversorgung Europas und seiner Nachbarn unter ausschließlicher Nutzung Erneuerbarer Energie mit bereits heute weitgehend entwickelten Technologien und zu Stromgestehungskosten sehr nahe am heute Üblichen gesichert werden könnte [18]. Zentrales Element eines solchen Konzepts mit sehr hohem Windenergieanteil ist der regionsübergreifende Ausgleich der Angebotschwankungen erneuerbarer Energieformen untereinander. Dies kann mit einer Kombination verschiedener Energiequellen und durch Energietransport in einem transkontinentalen Verbundnetz auf der Basis von Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) mit geringen Verlusten (10 bis 15 Prozent) erreicht werden. Eine ähnliche Idee wird im kleineren Rahmen mit dem Konzept dezentraler Kombikraftwerke verfolgt, bei denen Wetterprognosen und Prognosen des Lastverlaufs als Ausgangsdaten für die Anlagensteuerung genutzt werden, die dann je nach realer Erzeugung und Bedarf angepasst wird. Biogasanlagen und Pumpspeicherwerke gleichen aus Wind und Sonne entstehende Lastschwankungen aus. Erste Erfahrungen mit einer Pilotanlage scheinen erfolversprechend [19] und stützen und ergänzen die Ergebnisse der ISET-Studie. Mit dem DESERTEC-Projekt schließt die deutsche Industrie an

diese Ideen an und beginnt Strategien in Richtung eines integrierten Kraftwerksparks auf Basis Erneuerbarer Energien zu entwickeln.

Im Rahmen internationaler Energiesysteme verbessern sich so die technischen und wirtschaftlichen Perspektiven deutlich. Bei weiter steigenden Rohstoffkosten wird prognostiziert, dass bereits 2015 ein Energiemix aus Erneuerbarer Energie (ohne Photovoltaik) kostengünstiger ist als aus fossiler Strombereitstellung [9]. Damit ist der weitere zügige Ausbau Erneuerbarer Energie mittelfristig ein Garant für eine Stabilisierung der Strompreise und damit letztlich auch für die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie. • Martin Kühn, Tobias Klaus

## Literatur

- 1 J. P. Molly, *Status der Windenergienutzung in Deutschland, Stand 30.06.2009*, DEWI GmbH 2009, [www.dewi.de/dewi/index.php?id=47&L=1](http://www.dewi.de/dewi/index.php?id=47&L=1)
- 2 R. Gasch, J. Twele (Hrsg.), *Windkraftanlagen – Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb*, 6. Aufl., Teubner, 2009
- 3 H. Dörner, *Drei Welten – ein Leben*, Prof. Dr. Ulrich Hütter – Hochschullehrer, Konstrukteur, Künstler, 2. Aufl., Selbstverlag, 2002
- 4 Institut für Solare Energieversorgung (ISET), *Windenergie Report Deutschland 2005*, [reisi.iset.uni-kassel.de](http://reisi.iset.uni-kassel.de)
- 5 VDMA, BWE, *Die deutsche Windindustrie im Weltmarkt, 2009*, [www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/statistiken/WE%20Deutschland/090723\\_PK\\_BWE\\_VDMA.pdf](http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/statistiken/WE%20Deutschland/090723_PK_BWE_VDMA.pdf)
- 6 WWEA, *World Wind Energy Report 2008*, [www.unendlich-viel-energie.de/en/wind/details/article/53/world-wind-energy-report-2008.html](http://www.unendlich-viel-energie.de/en/wind/details/article/53/world-wind-energy-report-2008.html)
- 7 EWEA, *Delivering Offshore Wind Power in Europe*, European Wind Energy Association (EWEA), Dezember 2007, [www.ewea.org/fileadmin/ewea\\_documents/images/publications/offshore\\_report/ewea-offshore\\_report.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/images/publications/offshore_report/ewea-offshore_report.pdf)
- 8 BTM Consult Aps, *World Market Update 2008*, März 2009
- 9 J. Nitsch, *Leitstudie 2008: Weiterentwicklung der „Ausbastrategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit*, Oktober 2008, [www.bmu.de/erneuerbare\\_energien/downloads/doc/42383.php](http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/42383.php)
- 10 Deutsche Energie-Agentur (dena), *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore*

bis zum Jahr 2020 (dena-Netzstudie), 2005, [www.dena.de/de/themen/thema-esd/publikationen/publikation/netzstudie/](http://www.dena.de/de/themen/thema-esd/publikationen/publikation/netzstudie/)

- 11 Bundesverband Windenergie, Pressemitteilung 18.9.2006, [www.wind-energie.de](http://www.wind-energie.de)
- 12 B. Lange, *Wind Power Prediction in Germany – Recent Advances and Future Challenges*, European Wind Energy Conference (EWEC), Athen 2006
- 13 G. Eisenbeiß, *Physik in unserer Zeit*, 2005, 36 (3), 135
- 14 Deutscher Naturschutzring (DNR), *Umwelt- und naturverträgliche Nutzung der Windenergie an Land*, Bonn 2005, [www.wind-ist-kraft.de](http://www.wind-ist-kraft.de)
- 15 Umweltbundesamt, *Climate Change 01/07: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix*, Berlin, April 2007
- 16 Umweltbundesamt, *Climate Change 06/03: Anforderungen an die zukünftige Energieversorgung*, Berlin, Aug. 2003
- 17 Umweltbundesamt, *CCS – Rahmenbedingungen des Umweltschutzes für eine sich entwickelnde Technik*, Mai 2009
- 18 G. Czisch, *Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung – Kostenoptimierte Variationen zur Versorgung Europas und seiner Nachbarn mit Strom aus erneuerbaren Energien*, Universität Kassel, Dissertation, 2005
- 19 H. Emanuel, R. Mackensen, K. Rohrig, *Das regenerative Kombikraftwerk, Abschlussbericht*, Kassel, April 2008

#### Internet

- Bundesumweltministerium:  
[www.erneuerbare-energien.de](http://www.erneuerbare-energien.de)
- European Wind Energy Association:  
[www.ewea.org](http://www.ewea.org)
- World Wind Energy Report 2008:  
[www.unendlich-viel-energie.de/en/wind/details/article/53/world-wind-energy-report-2008.html](http://www.unendlich-viel-energie.de/en/wind/details/article/53/world-wind-energy-report-2008.html)
- Stiftungslehrstuhl Windenergie  
Universität Stuttgart:  
[www.uni-stuttgart.de/windenergie](http://www.uni-stuttgart.de/windenergie)

#### DIE AUTOREN

##### MARTIN KÜHN

geb. 1963, Studium der Physikalischen Ingenieurwissenschaften in Hannover, Berlin und Delft, bis 1999 wissenschaftlicher Mitarbeiter der TU Delft, danach bis 2003 Project Manager Offshore Engineering bei GE Wind Energy GmbH, 2001 Dissertation TU Delft, seit 2004 Inhaber des ersten deutschen Lehrstuhls für Windenergie, Universität Stuttgart.



##### TOBIAS KLAUS

geb. 1967, Studium der Politikwissenschaft in Bonn, Frankfurt und Dublin, seit 2008 Mitarbeiter am Stiftungslehrstuhl Windenergie der Universität Stuttgart.



#### Kontakt

Prof. Dr. Dipl.-Ing. Martin Kühn  
Stiftungslehrstuhl Windenergie (SWE)  
Allmandring 5B, 70550 Stuttgart  
Tel. 0711/685-68258  
E-Mail: [kuehn@ifb.uni-stuttgart.de](mailto:kuehn@ifb.uni-stuttgart.de)  
Internet: <http://www.ifb.uni-stuttgart.de/index.php/institut/41-stiftungslehrstuhl-windenergie-swe>