

Perspektiven der Windenergienutzung in Deutschland

– Zukünftige Anforderungen an Forschung, Entwicklung und Markterschließung –

Martin Hoppe-Kilpper

Studie für die Friedrich-Ebert-Stiftung

ISBN 3-89892-227-8

Herausgeber und Redaktion:

Albrecht Koschützke, Stabsabteilung der Friedrich-Ebert-Stiftung

Copyright 2004 by Friedrich-Ebert-Stiftung, 53170 Bonn

Layout: PAPYRUS – Schreib- und Büroservice, Bonn

Umschlag: Pellens Kommunikationsdesign, Bonn

Gesamtherstellung: Toennes Satz + Druck, Erkrath

Printed in Germany 2004

Inhalt

Vorwort	5
1. Zusammenfassung und Ausblick	9
2. Stand der Windenergienutzung in Deutschland	14
2.0 Einführung	14
2.1 Zeitliche Entwicklung	15
2.2 Entwicklung der Installationszahlen	17
2.3 Entwicklung der installierten Leistung	19
2.4 Anteil der Windenergie an der Stromerzeugung	20
2.5 Technische Entwicklung	21
2.6 Technische Verfügbarkeit	23
2.7 Die Entwicklung von MW-Anlagen und Ausblick	25
3. Einfluss öffentlicher Förderung auf die Entwicklung der Windenergie	27
3.1 Eingesetzte Mittel zur Förderung der Windenergie von 1975 bis 2001	27
3.2 Gesamte Förderhöhe und Bewertung	31
3.3 Einfluss öffentlich geförderter FuE-Projekte auf die Anlagen- entwicklung	33
4. Einfluss des geschützten Marktes auf die Stromgestehungskosten	38
4.1 Entwicklung der Investitionskosten	38
4.2 Entwicklung der Betriebskosten	39
4.3 Entwicklung der Stromgestehungskosten	41
5. Einfluss des geschützten Marktes auf Anlagenkosten	45
5.1 Entwicklung der Einspeisevergütungen	45
5.2 Entwicklung der Anlagenpreise	45
6. Zukünftige Anwendungsfelder für die Windenergie	51
6.1 Windenergie in einer dezentralen, netzgebundenen Energieversorgung	51
6.2 Großtechnische Offshore-Windenergienutzung in Deutschland	54
6.3 Windenergieanlagen in Hybridsystemen zur Elektrifizierung entlegener Gebiete	56
7. Literaturverzeichnis	58
Der Autor	59

Vorwort

Eine nachhaltige Energienutzung ist ein entscheidender Schlüssel für die Zukunftsfähigkeit unseres Landes, auch für die künftige wirtschaftliche und technologische Leistungskraft auf den internationalen Märkten. Mit effizienten Kraftwerken, modernen Technologien mit hoher Energieproduktivität, intelligenten Energiedienstleistungen und der Nutzung der Erneuerbaren Energien nehmen wir eine Pionierrolle ein. Wir erschließen wichtige Zukunftsmärkte für Produkte und Dienstleistungen, auf denen sich das „Made in Germany“ auszahlt.

Die Förderung und Entwicklung der Windkraft in unserem Land ist *das* Paradebeispiel dafür, dass wir mit einer nachhaltigen Energiepolitik, wie sie zuletzt der Bundesparteitag der SPD am 17. November 2003 als Energiepolitische Agenda 2010 noch einmal konkretisiert hat, eine erfolgreiche Reformlinie verfolgen. Schon heute finden mehr als 100.000 Menschen in der Windkraftindustrie ihren Arbeitsplatz. Mit dem Export von Windkraftanlagen zeichnet sich eine internationale Erfolgsstory ab.

Nachhaltige Energiepolitik ist Innovationspolitik – oder, wie es die Friedrich-Ebert-Stiftung auf einem Forum ihres Arbeitskreises Zukunftsenergien formuliert hat: Energiepolitik ist Technologiepolitik! Wir brauchen den Mut zu mehr Innovationen, nicht nur zu energetischen oder technischen, sondern allgemeiner zu gesellschaftlichen und strukturellen Innovationen. Das ist nicht immer einfach und stößt auf heftigen Widerstand bei den Konservativen, den ewigen Bedenkenträgern und Ängstlichen in unserem Land. Die Erfolgsgeschichte der Windkraft kann damit für die Gestaltung unserer politischen Zukunft gar nicht hoch genug eingeschätzt werden.

Um diese Erfolgsgeschichte richtig einzustufen, muss man zurückblicken in die Anfangsjahre der Windenergie in Deutschland. Nach den Ölschocks in den 70er Jahren ging man die technologische Entwicklung engagiert, aber zu schnell, zu groß und zu wenig koordiniert an. Der GROWIAN, die erste Prototypanlage im Megawattbereich, erlitt Schiffbruch. Von den Befürwortern des harten Weges, die in der Atomkraft den Ausweg aus der Abhängigkeit vom Öl sahen, wurde er als Möwenschnippler verspottet. Dann aber, als der Druck in Richtung erneuerbare Energien in den 80er Jahren nicht nachließ und sich kleine und innovative Firmen ihrer annahmen, wurde die Windkraft von den großen EVUs als „Nischentechnologie“ eingestuft und, wenn auch murrend, irgendwie doch akzeptiert.

Das war gestern. Heute wird weltweit pro Jahr dreimal mehr Kraftwerkskapazität in Windkraft zugebaut als in Atomkraft. Daran haben Deutschland und die rot-grüne Energiepolitik einen kräftigen Anteil. Darauf sind wir stolz. Diesen Weg wollen wir fortsetzen. Das ist unsere Perspektive für die Zukunft der Energiewirtschaft.

Aber: Eine solche Erfolgsgeschichte ergibt sich nicht von allein – auch nicht in der weiteren Perspektive. Wir brauchen eine konsequente und verlässliche Energie- und Umweltpolitik, die den eingeschlagenen Weg fortsetzt, besser ausgestaltet und verbreitert, die auf verschiedenen Feldern ihren Beitrag zur Zukunftsfähigkeit unseres Landes leistet, um Arbeitsplätze zu schaffen, Innovationen und Investitionen anzureizen und neue Märkte zu erschließen. Eine solche energiepolitische Agenda 2010 zur Modernisierung, Einsparung und Effizienzsteigerung sowie zum weiteren Ausbau erneuerbarer Energieträger ist ein entscheidender Beitrag für die Entwicklung unserer Volkswirtschaft und Arbeitsmärkte. Sie ermöglicht das Bündnis für Arbeit und Umwelt.

Das Leitziel der SPD ist eine nachhaltige Energiepolitik, die in verträglicher Weise Ökonomie, Ökologie und Beschäftigung miteinander verbindet. Dazu haben wir nach 1998 mit dem Ausstieg aus der Atomenergie, dem Erneuerbaren-Energie-Gesetz, dem 100.000 Dächer- und Fassaden-Solarprogramm, der Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung, der Förderung biogener Kraftstoffe sowie zahlreichen Initiativen zur Energieeinsparung wichtige Schritte unternommen.

Diese Ansätze werden wir zu einer Gesamtstrategie für mehr Innovationen, Investitionen und Beschäftigung weiter entwickeln und effizienter machen. Dieses Jahrzehnt muss zu einem Jahrzehnt der Innovationen werden. Damit wollen wir sichere Rahmenbedingungen schaffen, die aber nicht auf die bloße Fortschreibung der heutigen Versorgungsstrukturen setzen, sondern mehr Raum für Innovationen gibt.

Dies gilt auch für die Windkraft selbst. Auch sie kann und muss sich weiter entwickeln. Die vorliegende Studie gibt dazu für den Bereich Forschung, Entwicklung und Markterschließung eine Reihe von Hinweisen. Besonderes Augenmerk ist auf die Regelung und Speicherung in elektrischen Netzwerken zu richten. Ein einmal erreichter technologischer Stand kann heute kein Ruhekitzen mehr sein. Wir haben heute eine Spitzenposition, aber wir werden hart daran arbeiten müssen, globale Märkte zu erschließen und die Position auch langfristig zu halten.

Dabei werden wir sorgfältig darauf achten, den Kerncharakter der Windkraft als Baustein eines nachhaltigen Energiesystems nicht aus den Augen zu verlieren. Nachhaltige Energietechniken sind dezentral und verbrauchernah, sie sind umweltverträglich und akzeptiert von den Bürgerinnen und Bürgern. Trifft diese Vorstellung noch auf die rie-

sigen Offshore-Windparks zu, wie sie in der Diskussion sind? Laufen wir nicht Gefahr, wieder einmal der verführerischen Sogwirkung des „Think big“ zu verfallen? Die vielen Bürgerinitiativen, die durch große Windparks die Zerstörung ihrer Heimat befürchten, sind ernst zu nehmen und zu überzeugen, wenn wir eine wirklich nachhaltige Entwicklung wollen.

Die Perspektive der Windkraft liegt als verlässlicher Baustein in einem breiten Mix der verschiedensten Energieangebote und Nutzungstechnologien, wie wir sie in unserer Energiepolitischen Agenda 2010 aufgezeigt haben. Dazu gehört, den Ausbau der erneuerbaren Energien zielgerichtet zu beschleunigen. Das Verdopplungsziel bis 2010 ist nur ein Zwischenschritt. Das ambitionierte Ziel der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung sieht bis etwa 2050 vor, rund die Hälfte des Energieverbrauchs durch Erneuerbare zu decken. Da bis zur Mitte dieses Jahrhunderts die gewinnbaren Erdöl- und Erdgasvorräte weitgehend erschöpft oder nur noch zu sehr hohen Preisen verfügbar sein werden, müssen bis dahin die erneuerbaren Energien in entsprechendem Umfang umweltverträglich und wirtschaftlich zur Verfügung stehen, um ihren Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten zu können.

Dies setzt allerdings voraus, dass die erneuerbaren Energien so schnell wie möglich wettbewerbsfähig sind, im Stromsektor darüber hinaus zumindest zum Teil auch „grundlastfähig“ werden und die Anwendungsbreite erneuerbarer Energien vergrößert wird, also auch verstärkt den Wärme- und Mobilitätssektor erfasst. Im Sinne strategischer Investitionen werden wir Forschungsförderung, Marktanreizprogramm und das EEG kontinuierlich weiterentwickeln, um sie noch zielgerichteter und effizienter zu machen – auch im Bereich der Windenergienutzung.

Michael Müller, MdB
stellvertretender Vorsitzender
der SPD-Bundestagsfraktion

1. Zusammenfassung und Ausblick

Die Nutzung der Windenergie hat in Deutschland seit Beginn der 90er Jahre einen selbst von Insidern nicht für möglich gehaltenen Aufschwung genommen. **In einem Zeitraum von nur 13 Jahren, also von Anfang 1990 bis Ende 2002, erhöhte sich die installierte Windleistung von ca. 18 MW auf über 11.800 MW. Allein im Jahr 2002 wurde mit 3.260 MW ein neuer Installationsrekord erreicht. Dies entsprach einem Zuwachs gegenüber dem Vorjahr von ca. 37%. Deutschland liegt damit bei der installierten Windleistung weltweit nach wie vor mit großem Abstand an der Spitze.**

Diese rasante Entwicklung wurde zunächst durch Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsprogramme des Bundes vorbereitet, durch zusätzliche Landesförderungen massiv unterstützt, aber besonders durch gesetzgeberische Maßnahmen wie dem Strom-einspeisungsgesetz von 1991 und seit dem 01.04.2000 durch das Erneuerbare Energien Gesetz ermöglicht. Erwähnt werden muss hier noch die positive Wirkung der Kreditprogramme der Deutschen Ausgleichsbank.

Markt- und Preisentwicklung von WEA: In dieser Studie wird gezeigt, dass durch größere Stückzahlen, optimierte Fertigungsverfahren, Lern- und Skaleneffekte sowie durch Weiterentwicklungen in der Anlagentechnik die Preise für Windenergieanlagen ausgehend von 1.261 €/kW bei 60 MW kumulierter installierter Windleistung Ende 1990 auf 911 €/kW bei 8.671 MW installierter Windleistung im Jahr 2001 gesenkt werden konnten. Damit sind im genannten Zeitraum die Preise für Windenergieanlagen je Verdoppelungsschritt der kumulierten installierten Leistung real um ca. 6 Prozent gefallen. Die Entwicklung der spezifischen Durchschnittspreise nach dieser Lernkurve zeigt jedoch seit 1996 keine weiteren Preisreduktionen, sondern einen nahezu konstanten Verlauf.

Um in der Darstellung der Preisentwicklungen auch den erzielten technischen Fortschritt in der Anlagentechnik zu berücksichtigen, wurde auch die Entwicklung der spezifischen WEA-Preise in €/kWh Jahresenergieertrag untersucht. Danach zeigt sich zunächst eine Lernrate von insgesamt 9% gegenüber 6% bei der Darstellung in Abhängigkeit von der installierten Nennleistung. Für die Jahre ohne erkennbare weitere Preisreduktionen, also für die Jahre 1996 bis 2001, zeigt sich jedoch auch hier kein grundsätzlich anderer Verlauf. Beide Kurven legen die Vermutung nahe, dass aufgrund der gültigen Einspeisetari-

fe und der dadurch bedingten großen Nachfrage die Hersteller am Markt zu keinen weiteren Preissenkungen veranlasst wurden. Allerdings muss hier angemerkt werden, dass in den Jahren seit 1996 von den Herstellern der Einstieg in die Megawattklasse vollzogen wurde, was weitestgehend aus eigenen Budgets finanziert wurde. Im Jahr 2002 sowie im laufenden Jahr 2003 zeigt sich zudem wieder ein stärkerer Trend zu Preisreduktionen, wenn die spezifischen Stromgestehungskosten (€/kWh) als Grundlage genommen wird. Hier scheint die degressive Gestaltung der Einspeisevergütungen nach EEG bereits erste Wirkungen zu zeigen.

Verausgabte Fördermittel: Der wesentliche Durchbruch gelang der Windenergienutzung ab 1989/90 als erstmals mit dem „250 MW Wind“-Programm langfristig, das heißt für zehn Jahre gesicherte „Aufschläge“ (8 Pf/kWh) zur damals gültigen Einspeisevergütung von durchschnittlich 8,66 Pf/kWh gezahlt wurden. Flankiert wurde dieses Programm durch Länderförderungen in beträchtlicher Höhe, mit denen die einzelnen Bundesländer versuchten, möglichst viel von den vom Bund bereitgestellten Mitteln in „ihr“ Bundesland zu ziehen. Die wichtigste Wirkung des „250 MW Wind“-Programms war jedoch die ab 1989 gegebene Planungssicherheit der WEA-Hersteller hinsichtlich der Absatzzahlen für Anlagen in diesem Programm und das stark wachsende Vertrauen in die WEA-Technik durch die Veröffentlichung der WEA-Betriebsergebnisse. Vor diesem Hintergrund konnten sich dann das Stromeinspeisungsgesetz ab 1991 und das Kreditprogramm der Deutschen Ausgleichsbank sehr erfolgreich entfalten.

Im Rahmen sämtlicher Fördermaßnahmen wurden für die Entwicklung und Nutzung der Windenergie in Deutschland von 1975 bis einschließlich 2001 Mittel in Höhe von insgesamt 2.277 Mio. € aufgewendet. Im Zeitraum von 1990 bis 2001 fielen entsprechend den angestellten Untersuchungen die spezifischen Stromgestehungskosten pro kWh Jahresreferenzertrag von 0,84 €/kWh Jahresarbeit auf 0,40 €/kWh Jahresarbeit (2002: 0,38 €/kWh), wobei die wesentliche Reduktion im Zeitraum bis 1996 stattfand (siehe Tab. 1-1). Bei der Bewertung der verausgabten Fördermittel seit 1975 in Höhe von 2.277 Mio. € muss auch die Relation zu den 35.000 Arbeitsplätzen bedacht werden, die in Deutschland mittlerweile von der Windenergienutzung abhängen. Setzt man die insgesamt stimulierten Investitionen in Höhe von 9,884 Mrd. € (8.671.000 kW installierte Windleistung mal 1.140 €/kW spezifische Investitionskosten) in Relation zu den verausgabten Fördermitteln in Höhe von 2,277 Mrd. €, so ergibt sich immerhin ein Faktor von 4,3.

Bedeutung von Demonstrations- und Monitoring-Programmen: Als weiterer wesentlicher Aspekt belegt diese Studie, wie in einem föderalen Fördersystem eine wirkungsvolle Kombination aus FuE und Markteinführung (auf Basis von gesicherten Einspeisevergütungen) entstehen kann und welche zentrale Bedeutung dabei begleitenden

	1990	1996	2001
Installierte Leistung zum Jahresende [MW]	60	1.521	8.671
Fördermittel bis einschließlich ... [Mio.]	147	672	2.277
Preis pro kW [DM /]	2.466 / 1.261	1.527 / 781	1.782 / 911
Preis pro kWh [DM /]	1,64 / 0,84	0,84 / 0,43	0,78 / 0,40

Tabelle 1-1: Aufgewendete Fördermittel und erreichte Preisreduktionen

Demonstrations- und Monitoring-Vorhaben zukommen. Diese werden benötigt, um Erkenntnisse aus dem praktischen Betrieb für gezielte technische Weiterentwicklungen in FuE-Programme einfließen zu lassen, aber beispielsweise auch, um die Parameter für die Berechnung der notwendigen Einspeisevergütungen fortlaufend neu festlegen zu können. Auch bei der Einführung der Offshore-Windenergienutzung wird dies zu bedenken sein.

Darüber hinaus wird gezeigt, dass die größte Dynamik in der Weiterentwicklung der Anlagentechnik erst dann einsetzte, als Windenergieanlagen in einer Größe zur Verfügung standen, die für private Investoren (in der Anfangszeit zumeist Landwirte) erschwinglich waren und dazu parallel, die frühere Herstellerförderung umgestellt wurde auf eine Betreiberförderung. Dadurch entstand eine steigende Nachfrage, und die WEA-Hersteller hatten durch quasi gesicherte Stückzahlen ab 1990 über geförderte Projekte im „250 MW Wind“-Programm und durch die Aussicht auf das angekündigte Stromeinspeisungsgesetz den notwendigen kommerziellen Ansporn, schnell weitere technische Entwicklungen einzubringen und die notwendigen Erweiterungen der Produktionskapazitäten zu planen und schließlich auch vorzunehmen. Außerdem hatte sich durch die Förderung neuer, kleiner, hauptsächlich windanlagenorientierter Unternehmen eine völlig andere Herstellerstruktur entwickelt, als dies bei den Großanlagen zuvor der Fall war. Stark unterstützt wurde diese Entwicklung dadurch, dass im begleitenden Messprogramm WMEP zur Fördermaßnahme „250 MW Wind“, die Betriebsergebnisse der Anlagen kontinuierlich veröffentlicht wurden und potenzielle Betreiber sich von der Leistungsfähigkeit der unterschiedlichen Anlagentypen überzeugen konnten. Diese Vertrauensbildung wirkte dann auch zunehmend gegenüber Banken, Versicherungen sowie schließlich auch gegenüber Energieversorgungsunternehmen und der Politik. Außerdem wurden von den Anlagen mit schlechten (unterdurchschnittlichen) Betriebsergebnissen zunehmend weniger Anlagen gekauft und so einer gewissen Marktberreinigung Vorschub geleistet.

Forschung und Entwicklung: Während der 90er Jahre reduzierten sich die für FuE aufbrachten öffentlichen Mittel, und es gab hinsichtlich der Weiterentwicklung der WEA-

Anlagentechnik eine Konzentration auf wenige Entwicklungslinien, die sich schließlich auch am Markt durchsetzen konnten. Wesentlich ist jedoch, dass insgesamt betrachtet in den 90er Jahren die größten Verbesserungen in der Anlagentechnik (z.B. technische Verfügbarkeit), Preisreduktionen sowie die meisten Innovationen (z.B. getriebelose WEA, auch im MW-Bereich) eingebracht wurden, als die staatlichen Mittel für FuE am geringsten waren. Diese Entwicklungen wurden durch die große Dynamik des wachsenden Windenergiemarktes induziert und im Wesentlichen durch die beteiligten Firmen auch selbst finanziert. Hier gibt es also eine starke Rückkoppelung mit den Einflüssen des geschützten Marktes. Allerdings darf man nicht den Schluss ziehen, der Staat könne sich zukünftig aus Forschung und Entwicklung zurückziehen, denn diese intensive industrielle Umsetzungsphase konnte durchaus auf vorher gewonnene Forschungsergebnisse und erkannte Schwierigkeiten aufbauen.

Bei den derzeitigen Rahmenbedingungen ist es offensichtlich aber grundsätzlich richtig, wenn die Weiterentwicklungen der WEA-Anlagentechnik im Wesentlichen durch die Hersteller selbst erfolgen. Andererseits bleibt zu bedenken, ob nicht durch eine Akzentverschiebung staatlicher Förderpolitik in Richtung Forschung und Entwicklung die enormen Anforderungen an neue Anlagengenerationen, unter anderem für den Offshore-Einsatz, wirkungsvoller gemeistert werden können.

Ein Aspekt mit wachsender Bedeutung für die Industrie im Bereich der Forschungsförderung ist die Vertraulichkeit und Exklusivität an gewonnenen Erkenntnissen. So ist es auch nicht verwunderlich, dass nur sehr wenige FuE-Aktivitäten von verschiedenen Herstellern gemeinsam durchgeführt werden. Fraglich ist, ob auf diese Weise der schnellstmögliche technische Fortschritt und entsprechende Kostenreduktionen erreicht werden können.

Neben den anlagentechnischen Weiterentwicklungen in den Herstellerfirmen gab es eine Vielzahl an windenergierelevanten Forschungsaktivitäten, die außerhalb von firmeneigenen Labors, in universitären und außeruniversitären Forschungseinrichtungen, angesiedelt waren. Dies waren z.B. Aktivitäten in den Materialwissenschaften, der Aerodynamik, der elektrischen Energieversorgungstechnik, der Mess- und Regelungstechnik, der Informations- und Kommunikationstechnik sowie der Meteorologie, die sowohl in die Weiterentwicklung der Anlagentechnik, als auch in angrenzende Bereiche, wie der Windpotenzialermittlung, der Standortfindung (z.B. im komplexen Gelände) oder der Integration von WEA in elektrische Versorgungsstrukturen eingeflossen sind. Diese Aktivitäten sind auch weiterhin für die Entwicklung der Windenergie von großer Bedeutung und bedürfen zweifellos staatlicher Förderung in Gestalt von FuE-Projekten.

In dieser Studie werden drei wesentliche Bereiche für zukünftige FuE-Arbeiten definiert, die sich aus unterschiedlichen Anwendungsfeldern ableiten lassen. Dies sind die großtechnische Offshore-Windenergienutzung, die dezentrale, netzgebundene Energieversorgung und der Bereich Windenergieanlagen in Hybridsystemen zur Elektrifizierung entlegener Gebiete. Bei den beiden netzgebundenen Anwendungsfeldern kommt mit zunehmendem Durchdringungsgrad der Regelung und Betriebsführung der Anlagen hinsichtlich des Zusammenspiels mit konventionellen Kraftwerken eine wachsende Bedeutung zu. Aus Sicht der Netzbetreiber wird es verstärkt darauf ankommen, den WEA Eigenschaften zuzuweisen, die denen konventioneller Kraftwerke mehr und mehr entsprechen. Andererseits wird es im Sinne einer möglichst kostengünstigen Integration großer Windleistungen bedeutungsvoller werden, den bestehenden Kraftwerkspark und seine Betriebsweise an die Dargebotsabhängigkeit der WEA anzupassen. Dieser Prozess wird sich sicherlich über mindestens eine Dekade erstrecken und davon abhängen, wie sich die förderpolitischen Bedingungen zukünftig entwickeln. Es hat sich insbesondere gezeigt, dass eine mittel- bis langfristige Strategie zur Offshore-Windenergienutzung erforderlich ist, um die notwendigen Investitionsentscheidungen für einen Netzausbau unter den richtigen Randbedingungen treffen zu können. Wichtig wird es dabei sein, zu klären, welche gesetzlichen Randbedingungen der Gesetzgeber vorgeben möchte, oder, anders gesagt, in wie weit der Staat regelnd in die Erschließung der Offshore-Potenziale eingreifen will (und darf).

Hinsichtlich der Weiterentwicklung von Hybridsystemen mit Windenergieanlagen sei besonders auf die Notwendigkeit eines internationalen Demonstrationsprogramms hingewiesen. Die übergeordnete Zielsetzung eines solchen Programms wäre die Förderung der wirtschaftlichen Entwicklung von Schwellen- und Entwicklungsländern sowie der weltweite Umwelt- und Ressourcenschutz zur Erhaltung der natürlichen Lebensgrundlage. Die Entwicklungsländer sollen darin unterstützt werden, ihre energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen weitestgehend ökologisch verträglich zu gestalten und sich damit am globalen Umweltschutz zu beteiligen. Darüber hinaus könnte ein solches Programm dazu beitragen, die Rahmenbedingungen für deutsche Unternehmen hinsichtlich Präsenz und Wettbewerbsfähigkeit auf den Weltmärkten zu verbessern und damit zu einem wirkungsvollen Instrument einer ökologischen Wirtschaftspolitik zu werden.

Ein derartiges Elektrifizierungsprogramm zielt damit auf die Förderung der wirtschaftlichen Entwicklung von Modellregionen mit anschaulicher Demonstration. Gezeigt werden könnte, dass sich der steigende Energiebedarf in Schwellen- und Entwicklungsländern auch durch den Einsatz erneuerbarer Energien zuverlässig und gleichermaßen umweltschonend bereitstellen lässt.

2. Stand der Windenergienutzung in Deutschland

2.0 Einführung

Seit gut zehn Jahren erlebt die Windenergienutzung in Deutschland einen in der Mitte der 80er Jahre nicht für möglich gehaltenen Aufschwung. Anlagenanzahl und installierte Leistung haben in diesem Zeitraum mit durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten von mehr als 30% zugenommen, die mittlere installierte Leistung pro neu errichteter Anlage stieg dabei um das Zehnfache und die technische Verfügbarkeit der Anlagen liegt mittlerweile bei über 98%. Mit größer werdenden Anlagen zeigt sich weiterhin ein klarer Trend zu Blattwinkel verstellbaren Konzepten, mit zunehmend drehzahlvariabler Betriebsweise.

Vor dem von Vielen für die kommenden Jahre prognostizierten Einstieg in die großtechnische Offshore-Windenergienutzung mit den damit verbundenen immensen technologischen und strukturellen Herausforderungen erscheint es sinnvoll, einen kritischen Blick zurückzuwerfen auf die 90er Jahre mit den ihnen zugrunde liegenden förderpolitischen Rahmenbedingungen. Dabei soll auch die Frage beantwortet werden, welchen Einfluss die staatlichen Forschungs- und Förderprogramme auf die Entwicklung der Windenergienutzung hatten, wie der Einfluss des geschützten Marktes durch gesetzlich garantierte Einspeisetarife zu bewerten ist und schließlich, wie hoch die dazu notwendigen staatlichen Finanzmittel waren und welche Schlussfolgerungen daraus für die Zukunft abgeleitet werden können.

Die Studie soll insgesamt dazu beitragen, den erreichten technischen Fortschritt vor dem Hintergrund der förderpolitischen Gegebenheiten besser zu verstehen und Hinweise auf die zukünftige Ausgestaltung der Förderpolitik im Bereich der Windenergie zu geben.

Dabei sollte bei der programmatischen Ausrichtung der Förderung (Forschung wie auch Markterschließung) neben der momentan vorrangig diskutierten großtechnischen Offshore-Anwendung auch die netzgebundene, dezentrale Energieversorgung in Deutschland sowie die ländliche Elektrifizierung in Schwellen- und Entwicklungsländern als Anwendungsgebiet der Windenergie mit betrachtet werden.

In der Studie konnte hinsichtlich der Ausbautzahlen und Betriebsergebnisse auf Daten mit Stand vom 31.12.2002 und bei den verausgabten Fördermitteln auf Daten mit Stand vom 31.12.2001 zurückgegriffen werden.

2.1 Zeitliche Entwicklung

Der Wind wird als Energiequelle seit Tausenden von Jahren weltweit durch Menschen zur Verrichtung mechanischer Arbeiten oder zur Fortbewegung genutzt. Die Anwendung der Windenergie zur Elektrizitätserzeugung blickt jedoch erst auf eine kurze Geschichte zurück. Im Vergleich zu anderen Energieträgern, wie z. B. Kohle und Erdöl, blieb sie bis in die 80er Jahre des 20. Jahrhunderts nahezu unbeachtet. Heutzutage erlebt die Nutzung des Windes jedoch weltweit einen bemerkenswerten Aufschwung. Angesichts endlicher Vorräte fossiler Brennstoffe, einer globalen Klimaveränderung durch den Ausstoß gigantischer Mengen Kohlendioxid und anderer klimarelevanter Gase bietet die Anwendung der Windenergie eine Möglichkeit zur ressourcen- und umweltschonenden Energiebereitstellung.

Die Anwendung der Windenergie als Technologie zur Stromerzeugung blickt in Deutschland auf eine wechselhafte Geschichte zurück. Die ersten dokumentierten Ansätze sind bereits auf die Zeit vor dem Ersten Weltkrieg datiert, wo einige Firmen in Lizenzfertigung amerikanische Windturbinen produzierten. Von diesen, eigentlich zum Wasser Pumpen konstruierten Anlagen, wurden einige jedoch umgebaut und zur Elektrizitätserzeugung verwendet. Ein bedeutender Entwicklungsschritt in der Windenergie-technik wurde durch den Göttinger Physiker Albert Betz (1925) erzielt, der die theoretischen Grundlagen und Gesetzmäßigkeiten der Windenergie-technik wissenschaftlich exakt formulierte und somit den Grundstein zur Konstruktion von Windenergieanlagen nach aerodynamischen Erkenntnissen legte. Ausgehend von den Betz'schen Erkenntnissen plante der Stahlbauingenieur Honnef 1932 bereits die Nutzung der Windenergie im großtechnischen Maßstab. Nach seinen niemals realisierten Plänen, sollten gigantische Windkraftwerke mit 100 MW Leistung auf 250 m hohen Türmen im Verbund mit konventionellen Kraftwerken betrieben werden.

Im Jahre 1939 wurde die "Reichsarbeitsgemeinschaft Windkraft" (RAW) gegründet, die aus namhaften Vertretern von Wissenschaft, Technik und Industrie bestand. Motivation zur Gründung der RAW war, eine größere Unabhängigkeit von Treibstoff- und Energieimporten zu erreichen. Ein besonderes Projekt, das von der RAW maßgeblich gefördert und dessen Realisierung schließlich durch den Zweiten Weltkrieg verhindert wurde, war die von dem Ingenieur Kleinhenz in Zusammenarbeit mit der Maschinenfabrik

Augsburg Nürnberg (MAN) geplante Windenergieanlage, die bei einer Nabenhöhe von 250 m und einem Rotordurchmesser von 130 m eine Nennleistung von 10 MW erbringen sollte.

Eine konsequente Umsetzung der aerodynamischen und mechanischen Gesetzmäßigkeiten in die Anlagentechnologie erfolgte erstmals durch den Konstrukteur und Flugzeugbauer Professor Ulrich Hütter (1910-1989). In seiner 1942 veröffentlichten Dissertation mit dem Titel „Beitrag zur Schaffung von Gestaltungsgrundlagen für die Windkraftwerke“ schuf Hütter die theoretischen Grundlagen zur Konstruktion der modernen „freifahrenden Turbinen“ mit zwei bzw. drei Rotorblättern. Sein Grundtyp der modernen Windenergieanlagen, die „W 34“, eine Anlage mit 100 kW Nennleistung und 34 m Rotordurchmesser, wurde bereits 1957 mit Rotorblättern aus glasfaserverstärktem Kunststoff gebaut /1/.

Nach Beendigung des Zweiten Weltkrieges machten die Tiefstpreise für fossile Energieträger die Anwendung der Windenergie-technik wirtschaftlich uninteressant. Erst in den 70er Jahren kam die Windenergie durch die Ölpreiskrise (1973) und steigende Brennstoffpreise weltweit wieder in die Diskussion. Auf der Basis einer verlässlichen Vergütung durch das Stromeinspeisungsgesetz und weiterer Förderprogramme des Bundes und der Länder entwickelte sie sich auch in Deutschland sehr dynamisch (Abb. 2-1).

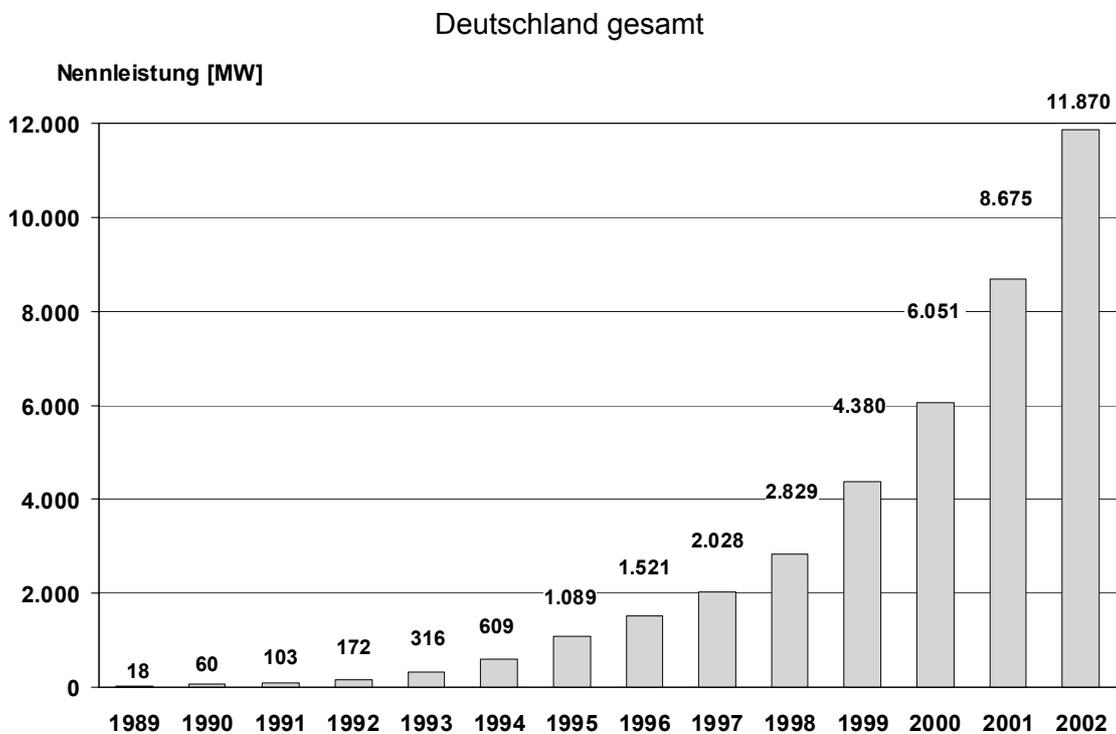


Abbildung 2-1: Entwicklung der kumulierten Windleistung in Deutschland

2.2 Entwicklung der Installationszahlen

Die Nutzung der Windenergie hat in Deutschland seit Beginn der 90er Jahre einen niemals für möglich gehaltenen Aufschwung genommen. In einem Zeitraum von nur 12 Jahren, also von Anfang 1990 bis Ende 2002, erhöhte sich die installierte Windleistung von ca. 18 MW auf über 11.800 MW. Allein im Jahr 2002 wurde mit ca. 3.200 MW (Zuwachs ca. 37%) ein neuer Installationsrekord erreicht. Diese rasante Entwicklung wurde im Wesentlichen durch Forschungs- und Förderprogramme des Bundes und der Länder, wie dem „250 MW Wind“-Programm, aber besonders durch gesetzgeberische Maßnahmen wie dem Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) von 1991 und seit dem 01.04.2000 durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) ermöglicht. Abb. 2-2 zeigt im logarithmischen Maßstab die jährlich neu installierte Windleistung bis 2001.

Die gesamte Entwicklung lässt sich im Wesentlichen in drei Hauptphasen unterteilen. Zunächst in die Zeit von 1985 bis einschließlich 1989, als im Rahmen staatlicher Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsprojekte die installierte Windleistung von 0,5 MW auf rund 18 MW mit jährlichen Wachstumsraten der neu installierten Leistung von durchschnittlich 163% anstieg. Obwohl sich die Installationen, verglichen mit den heutigen, auf einem zu vernachlässigenden Niveau bewegten, wurden in den Projekten gegen Ende der 80er Jahre viele der WEA-Typen entwickelt und getestet, die dann seit Anfang der 90er Jahre für die Deckung der boomartig gestiegenen Nachfrage dem deutschen Markt zur Verfügung standen.

Dieser Nachfrageboom in 1990 wurde ausgelöst durch das „100/250 MW Wind“-Programm und die Aussicht auf ein Stromeinspeisungsgesetz, das dann auch tatsächlich zum 01.01.1991 in Kraft trat. Die jährlichen Installationszahlen in den Jahren 1990, 1991 und 1992 erhöhten sich, bezogen auf das Jahr 1989, um das Vier- bzw. Siebenfache mit durchschnittlichen Wachstumsraten von rund 122%. Wesentlich ist, dass in diesen drei Jahren im Durchschnitt 80% der jährlich installierten Anlagen eine zusätzliche Förderung im Rahmen des „100/250 MW Wind“-Programms erhielten. Die installierte Windleistung stieg somit in diesen Jahren von rund 18 MW auf über 172 MW an.

Während die Mittel für staatliche Förderprogramme, einhergehend mit der sich kontinuierlich verbessernden Wirtschaftlichkeit der Anlagen, deutlich reduziert wurden, stellte seit 1993 das Stromeinspeisungsgesetz das wesentliche Element der deutschen Windenergieförderung dar. So sank der Anteil der im „100/250 MW Wind“-Programm geförderten Anlagen von rund 78% in 1992 über 45% in 1993 auf unter 10% in 1995 /2/. Das seit dem 1.1.1991 gültige Gesetz regelte den Netzzugang und die Vergütung der an die Energieversorgungsunternehmen (EVU) gelieferten Kilowattstunden (kWh).

Die Höhe der Vergütung pro kWh wurde dabei jährlich auf Basis des in der amtlichen Statistik des Bundes für das vorletzte Kalenderjahr veröffentlichten Durchschnittserlöses aus dem Stromverkauf an Letztverbraucher neu festgelegt. Für Windenergieanlagen betrug die Einspeisevergütung „mindestens 90 vom Hundert des Durchschnittserlöses je Kilowattstunde aus der Stromabgabe von Elektrizitätsversorgungsunternehmen an alle Letztverbraucher“.

Ausgelöst durch zunehmende Verunsicherungen am Markt, den wachsenden Widerstand von EVU gegen das StrEG, die Diskussionen im Zusammenhang mit der Liberalisierung der Strommärkte (EU Binnenmarkttrichtlinie), in denen der Fortbestand des Gesetzes auch grundsätzlich in Frage gestellt wurde und die von der damaligen Regierung angekündigten Novellierung des StrEG durchlief der Ausbau der Windenergienutzung in 1996 und 1997 eine kritische Phase. So war in diesen beiden Jahren keine Zunahme des Wachstums im Gegensatz zu den Jahren von 1992 bis 1995 festzustellen (Abb. 2-2).

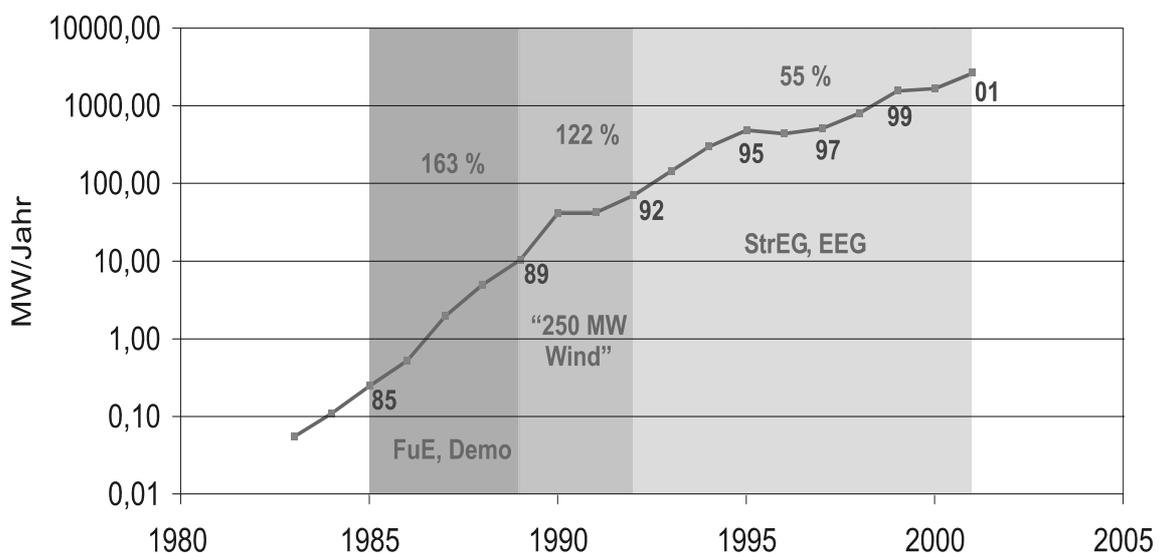


Abbildung 2-2: Staatliche Förderprogramme und ihre Auswirkungen auf die Entwicklung der jährlich neu installierten Windleistung in Deutschland

Eine neue Phase der Entwicklung begann schließlich 1998 mit dem Regierungswechsel und der Aussicht auf ein verbessertes StrEG, das dann auch als EEG zum 01.04.2000 in Kraft trat. Im gesamten Zeitraum mit dominierendem Einfluss von StrEG oder EEG, also seit Anfang 1993 stieg die jährlich neu installierte Windleistung mit durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten von 55% von 144 MW auf über 2.630 MW in 2001. Neben dem EEG haben insbesondere die gegenüber dem Marktzins um rund 1% reduzierten Zinssätze der KfW und die Programme der Bundesländer einen positiven Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von WEA-Projekten ausgeübt.

Mit 35.000 Beschäftigten und einem Umsatz von rund 3,8 Milliarden Euro in 2002 stellt nach Angaben des VDMA die deutsche Windindustrie mittlerweile einen bedeutenden Wirtschaftszweig dar. Dies auch besonders deshalb, da die Anlagenhersteller sich nicht nur auf den nationalen Markt verlassen, sondern auch verstärkt Exportaktivitäten entwickelt haben. Die Exportquote lag in 2001 anlagenbezogen insgesamt bereits bei ca. 20 Prozent, wobei einige Unternehmen schon die 50%-Marke überschritten haben.

Die Hauptexportmärkte liegen nach wie vor noch in Europa, wenngleich in den letzten drei Jahren die Aufstellungszahlen auch in außereuropäischen Ländern angestiegen sind. Als Exportmärkte sind hier Australien, Ägypten, Brasilien, China und Indien zu nennen. Die Exportentwicklung wird unterstützt durch den weltweiten politischen Willen zum Ausbau der erneuerbaren Energien.

Der VDMA gibt die Entwicklung von Umsatz und Beschäftigung in der deutschen Windbranche wie folgt an:

2001: Umsatz: 3,1 Mrd. €, Beschäftigte: 32.000

2002: Umsatz: 3,8 Mrd. €, Beschäftigte: 35.000

2003: Umsatz: 3.0 Mrd. €, Beschäftigte: 33.000 – 35.000 (geschätzt).

2.3 Entwicklung der installierten Leistung

Bei der installierten Windleistung liegt Deutschland weltweit mit großem Abstand an der Spitze. Mit fast 11.900 MW (2002) ist über 1/3 der weltweiten Kapazität in Deutschland installiert. Diese Position wurde 2002 sogar noch ausgebaut, da in Deutschland mit etwa 48% der weltweit neu installierten Nennleistung deutlich mehr hinzu gebaut wurde als in allen anderen Ländern. Sehr erfolgreich sind seit einiger Zeit auch die Rahmenbedingungen in Spanien, das durch konstant hohe Zuwachsraten in den letzten Jahren die USA, die in 2001 sehr stark zugebaut hatten, wieder überholen konnte.

Mit Spanien und Deutschland sind in Europa diejenigen Länder besonders erfolgreich, in denen nach wie vor eine gesetzliche Mindestpreisregelung für eingespeisten Windstrom sichere Planungsbedingungen schafft. Andere Fördermechanismen sind trotz hervorragender Windbedingungen z. B. in Großbritannien und Irland bislang weniger erfolgreich (Abb. 2-3).

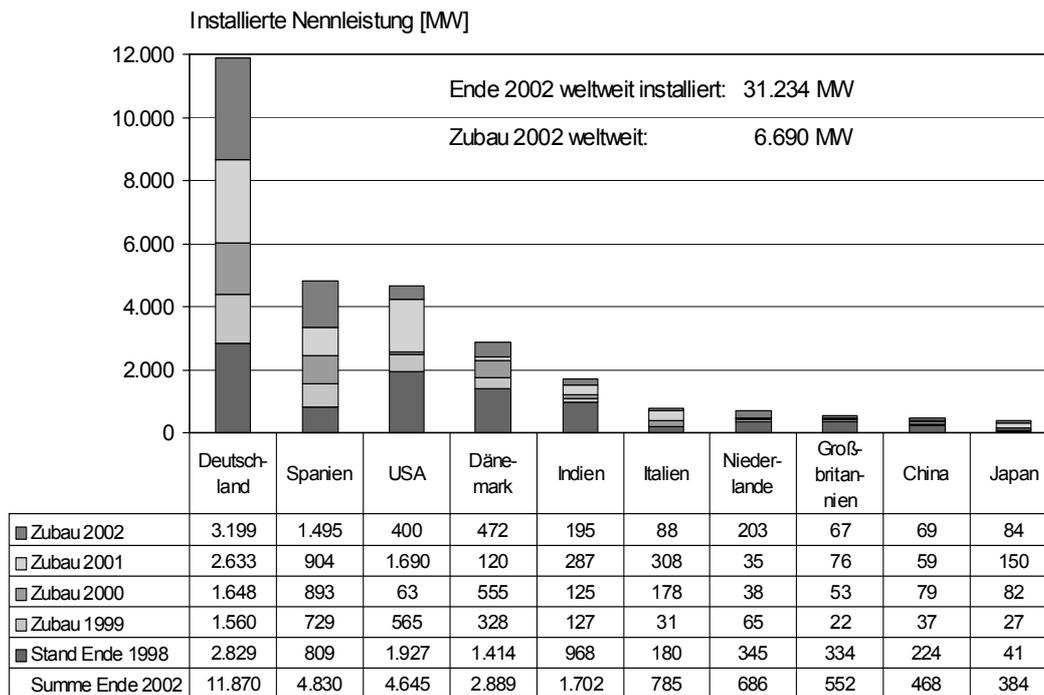


Abbildung 2-3: Installierte Windleistung im Ländervergleich /3/

2.4 Anteil der Windenergie an der Stromerzeugung

Bundesweit belief sich die Stromproduktion aus Windenergie in 2002 auf rund 17.000 Mio. kWh (17 TWh) im Gegensatz zu 10.900 Mio. kWh in 2001 (Tab. 2-1). Die Veränderungen zu den Vorjahren ergeben sich einerseits aus dem weiteren Ausbau der Windenergienutzung und andererseits aus dem von Jahr zu Jahr schwankenden Windangebot /3/. Aufgrund des im Vergleich zum Vorjahr besseren Windenergieangebotes in 2002 lag die Steigerung der Windstromeinspeisung bei rund 56%. Der Zubau an Windleistung betrug jedoch im selben Zeitraum lediglich 37%.

Die Berechnung des Deckungsbeitrags der Windenergie zum Stromverbrauch beruht auf der jährlichen Windstromeinspeisung und dem Netto-Stromverbrauch aus dem allgemeinen Netz (ohne Netzverluste). Zahlen zum Stromverbrauch für das Jahr 2002 liegen zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Auswertung noch nicht vor. Der Netto-Stromverbrauch wird daher aus früheren Berichten des Bundeswirtschaftsministeriums, Zahlen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen und des Länderarbeitskreises Energiebilanzen und Hinweisen des DIW zur Stromverbrauchsentwicklung 2002 (praktisch kein Anstieg 2002 gegenüber 2001) hochgerechnet.

Bundesland	WEA-Anzahl Ende 2002 ¹⁾	Installierte	Einspei-	Netto-	Beitrag zur
		Windleistung Ende 2002 ¹⁾	sung aus Wind 2002 ²⁾	Stromver- brauch 2002 ³⁾	Stromver- sorgung 2002
		[MW]	[GWh]	[GWh]	
Schleswig-Holstein	2.477	1.754	3.327	13.019	25,55 %
Mecklenburg-Vorpommern	929	778	977	6.048	16,16 %
Sachsen-Anhalt	1.174	1.339	1.624	12.556	12,93 %
Niedersachsen	3.532	3.281	5.095	44.976	11,33 %
Brandenburg	1.224	1.251	1.247	13.203	9,44 %
Sachsen	581	531	906	18.477	4,90 %
Thüringen	310	286	360	9.993	3,60 %
Rheinland-Pfalz	588	515	768	26.514	2,90 %
Nordrhein-Westfalen	1.777	1.423	1.795	124.671	1,44 %
Hessen	436	304	417	33.148	1,26 %
Saarland	33	25	50	7.329	0,68 %
Bremen	39	33	26	4.413	0,58 %
Hamburg	55	31	56	12.281	0,46 %
Baden-Württemberg	216	185	193	64.655	0,30 %
Bayern	166	133	160	68.440	0,23 %
Berlin	-	-	-	13.671	0,00 %
Deutschland gesamt	13.537	11.870	17.000	473.393	3,59 %

¹⁾ Datenquelle: Ingenieurwerkstatt Energietechnik (IWET)

²⁾ Hochrechnung aus Daten von ISET (WMEP) und IWET

³⁾ Stromabgabe aus dem Netz der allgemeinen Versorgung ohne Netzverluste;
Hochrechnung aufgrund von Zahlen des Bundeswirtschaftsministeriums, der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, des Länderarbeitskreises Energiebilanzen sowie des Deutschen Instituts für Wirtschaft (DIW)

Tabelle 2-1: Windenergieanlagen und Einspeisung nach Bundesländern (2002) /3/

Danach liegt Schleswig-Holstein mit über 3.300 GWh eingespeisten Windstroms hinter Niedersachsen auf dem zweiten Rang der deutschen Bundesländer, erreichte 2002 aber mit einem Beitrag zur Stromversorgung durch Windenergie von über 25 % wieder deutlich den ersten Rang hinsichtlich der Deckung des Stromverbrauchs.

2.5 Technische Entwicklung

Ende der 70er Jahre begann die Entwicklung der modernen Windenergieanlagentechnologie in Deutschland und weltweit in zwei sehr unterschiedlichen Leistungsbereichen. Einerseits wurden für private, zumeist landwirtschaftliche Betreiber Anlagen der 10 bis 50 kW-Klasse entwickelt und installiert. Andererseits strebten EVUs eher große Systeme der MW-Klasse an, die jedoch den Prototypstatus nie verließen. Dabei wurden in Deutschland innovative Konzeptionen und Leichtbauweisen bevorzugt. Andere Länder, wie z. B. Dänemark, favorisierten hingegen einfache Systeme in robuster, schwerer Ausführung.

Die Anlagentechnik zu Anfang der 80er Jahre war von vielfältigen Problemen gekennzeichnet, da erprobte Berechnungsmethoden zur Systemauslegung fehlten und nicht auf Erfahrungen aus Konstruktion und Betrieb von Vorläufermodellen zurückgegriffen werden konnte. Weiterhin wurde deutlich, dass die Anlagen mit zunehmender Größe neue technische Herausforderungen mit sich bringen.

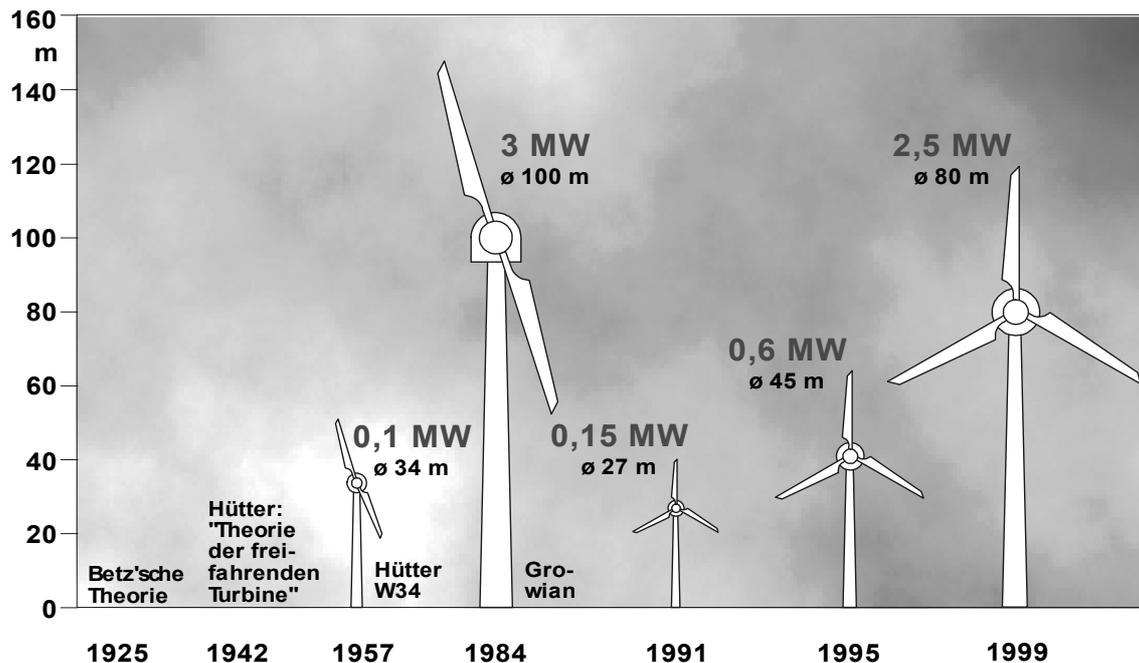


Abbildung 2-4: Zeitliche Entwicklung der Anlagentechnik in Deutschland

Zu Beginn des ersten Windenergiebooms in Kalifornien standen dem Markt somit zunächst hauptsächlich Anlagen der 50 kW-Klasse zur Verfügung. Ihre Hochskalierung in die 200 kW-Klasse gelang innerhalb weniger Jahre. Bis Ende der 80er Jahre waren dort etwa 16.000 Anlagen mit einer Gesamtleistung von gut 1.500 MW installiert. Allerdings konnten die Verfügbarkeitswerte heutiger Anlagen bei weitem nicht erreicht werden. Die 90er Jahre waren zunächst von der erfolgreichen Einführung der 200 bis 500 kW-Klasse und dem durch das Stromeinspeisegesetz beginnenden Windenergieboom in Deutschland geprägt. Bereits Mitte der 90er Jahre begann die Entwicklung und die Einführung der 1 bis 1,5 MW-Anlagen. Im Frühjahr 2000 wurde die erste 2,5 MW-Turbine neuer Prägung errichtet. Anlagen der 3- bis 5-MW-Klasse sind in der Entwicklung.

In allen Leistungsbereichen dominieren mittlerweile die 3-Blatt-Turbinen. Dabei konnten sich – ausgehend von kleinen Einheiten – mittelgroße Anlagen nach dem dänischen Konzept mit Stallregelung, Getriebe und direkt netzgekoppeltem Asynchrongenerator am Markt behaupten. Bei größeren Einheiten erreichten in stärkerem Maße Anlagen mit Pitchregelung und drehzahlvariablen Triebstrangkonzepthen, insbesondere in getriebeloser Ausführung, wachsende Marktanteile. Somit ist bei MW-Anlagen ein deutlicher Trend zu innovativen Konzepten zu erkennen. **Obwohl Windenergieanlagen bereits heute einen hohen technischen Stand aufweisen, gibt es vor allem bei großen Anlagen noch erhebliches Entwicklungspotenzial. Angesichts des verstärkten Ausbaus der Windenergienutzung werden die weitere Steigerung der Zuverlässigkeit, die**

Erhöhung der Lebensdauer sowie die Verringerung des Wartungsaufwands in Zukunft eine größere Rolle spielen.

Mit der Fortentwicklung der Anlagengröße ergab sich zwangsläufig auch die Einführung neuerer, größerer Modellreihen. Die Einteilung der Anlagen in Leistungsklassen und die Darstellung der Anteile an der in den einzelnen Jahren insgesamt installierten Windleistung zeigt, dass die neueren Modelle höherer Leistungsklassen ihre jeweiligen kleineren Vorgänger recht schnell ablösten. Die jeweils aktuelle Leistungsklasse dominierte dabei den Markt über mehrere Jahre mit Anteilen von über 50 %.

Die sich seit 1996 am Markt etablierenden Anlagen der Megawatt-Klasse hatten 2002 einen Anteil an der neu installierten Windleistung von über 70 Prozent. Damit lässt sie die zuletzt dominierende Klasse mit 500/600 kW Nennleistung (10 %) weit hinter sich. Kleinere Anlagen werden in Deutschland praktisch nicht mehr errichtet, vielmehr wurden in 2002 bereits über 280 Anlagen mit einer Nennleistung von 2 MW und mehr installiert (18 %). Da für die Offshore-Anwendung Windenergieanlagen von 3 bis 5 MW vorgesehen sind, kann erwartet werden, dass sich die Leistungsklasse der 2 bis 3 MW-Anlagen in den nächsten Jahren etablieren wird und dass die Erfahrungen mit diesen Anlagen in die Optimierung der Offshore-Anlagen einfließen werden /3/.

2.6 Technische Verfügbarkeit

Die WEA-Anlagentechnik hatte bereits zu Beginn der 90er Jahre eine hohe Zuverlässigkeit erreicht. Mit der Einführung neuer Techniken wurde diese in einzelnen Punkten sogar noch verbessert (z. B. durch verbesserte Blitzschutzmaßnahmen). So erreichen die im 250 MW Wind-Programm begleiteten Anlagen bereits seit Beginn der Maßnahme technische Verfügbarkeiten von durchschnittlich 98%. **Windenergieanlagen werden im Allgemeinen für Betriebsdauern von 20 Jahren ausgelegt. Da bis heute keine so langjährigen Betriebserfahrungen vorliegen, kann über die zu erwartende Lebensdauer von modernen WEA noch keine abschließende Aussage getroffen werden.** Es bleibt somit eine latente Unsicherheit hinsichtlich der tatsächlichen Lebensdauer bestehen. Eine zunehmende, bislang jedoch nicht feststellbare Schadenshäufigkeit (ausgedrückt durch die Anzahl von Schäden je Zeiteinheit) mit zunehmendem Betriebsalter würde jedoch schon heute Hinweise auf ein baldiges Erreichen der Lebensdauer geben.

Vielmehr scheinen es bislang eher die „Kinderkrankheiten“ während der ersten Betriebsmonate und -jahre zu sein, die besondere Schwierigkeiten bereiten. Immer wieder ist zu hören, dass Hersteller ganze Blattsätze, Generatoren oder Getriebe in großem Maßstab (im Rahmen von Garantieleistungen) austauschen. Ebenso wird

in letzter Zeit zunehmend berichtet, dass Hersteller in großem Maßstab „unzufriedenen“ Betreibern Mindererträge ihrer Anlagen finanziell ausgleichen, um Schadenersatzklagen und einer „schlechten Presse“ vorzubeugen. Hier bleibt abzuwarten, ob nicht vereinzelte Baureihen, der Dynamik der ungeheuren Nachfrage folgend, zu früh auf den Markt gebracht wurden (Abb. 2-5).

Die protokollierten Stillstandzeiten von Windkraftanlagen werden teils durch planmäßige Wartungsarbeiten, teils durch nicht vorhersehbare Störfälle und Reparaturen verursacht. Die Auswertung der Schadenshäufigkeit bezieht sich nur auf Reparaturen. **Es wird deutlich, dass die Ausfallrate der heute installierten Anlagen in den ersten Betriebsjahren besonders hoch ist.** Dies gilt sowohl für die älteren WEA unter 1000 kW als auch für die Megawatt-Anlagen, wobei die größeren Anlagen erheblich häufiger repariert werden mussten /3/.

Die prinzipielle (theoretische) Entwicklung der Schadenshäufigkeit ist aus anderen Technikbereichen gut bekannt. Oft kennzeichnen „Kinderkrankheiten“ den Beginn der Betriebszeit. Dieser Phase folgt im Allgemeinen ein längerer Zeitraum mit gelegentlichen, zufälligen Ausfällen, bevor mit zunehmendem Betriebsalter die Schäden durch Abnutzung und Schadensakkumulation wieder zunehmen (Badewannenkurve).

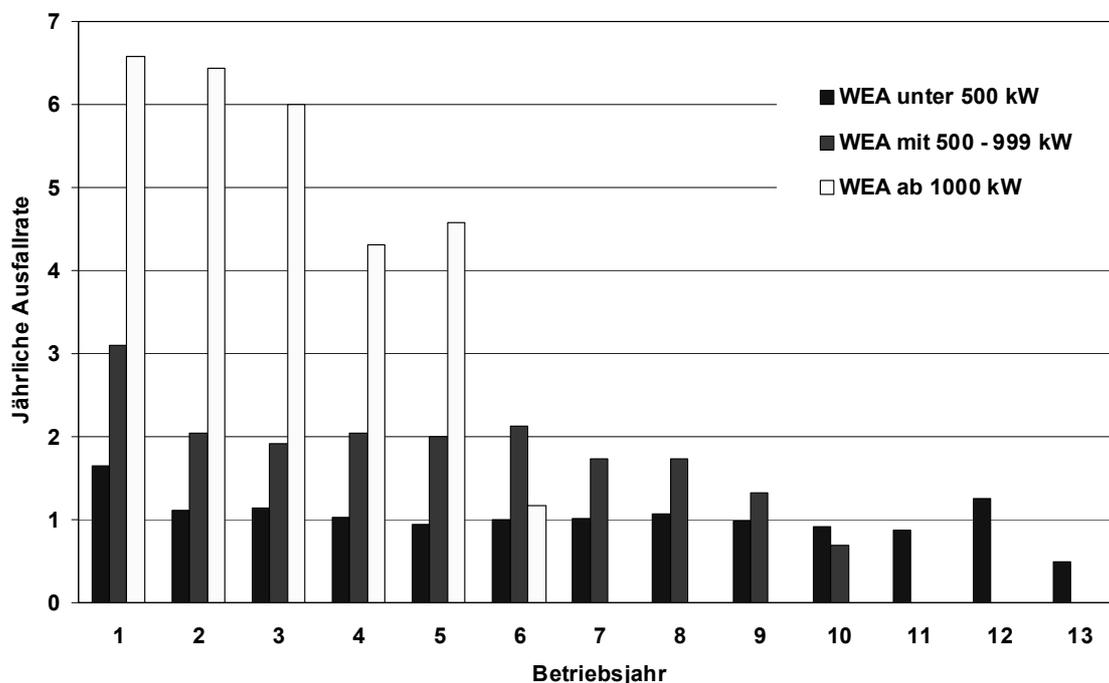


Abbildung 2-5: Jährliche Anzahl von Schadensfällen bei WEA /3/

2.7 Die Entwicklung von MW-Anlagen und Ausblick

Die Entwicklung und Errichtung von Windenergieanlagen im Megawattbereich reicht bis in die 40er Jahre zurück, als in den USA eine 1,25 MW Anlage mit einem Rotorkreisdurchmesser von 53m bei einer Nabenhöhe von 38m aufgestellt wurde. Wie auch die weiteren Anlagen dieser ersten Generation verließ auch diese nicht den Status eines Prototyps, obwohl einige der Anlagen (unter technischen Gesichtspunkten) durchaus erfolgreich betrieben wurden. Die zweite Generation europäischer Megawattanlagen entstand im Wesentlichen in den WEGA-Programmen der Europäischen Kommission. Bei der Förderung dieser Anlagenentwicklungen wurde jedoch ein erheblicher Eigenanteil seitens der Herstellerfirmen verlangt, was sicherlich mit dazu beitrug, dass diese Anlagengeneration, im Vergleich zur ersten, insgesamt erfolgreicher war. So sind einige dieser Anlagen noch heute in Betrieb und können als Serienanlagen erworben werden.

Auf die zweite Generation von Megawattanlagen folgten, gestützt auf die Erfahrungen aus Anlagenentwicklungen bis in eine Leistungsklasse von 600 bis 800 kW, die MW-Anlagen der dritten Generation. Ein wichtiger Unterschied zu den Vorläuferentwicklungen besteht hier zunächst in der Struktur der Herstellerfirmen. Diese haben alle einen großen Erfahrungsschatz in Entwicklung und Betrieb mittelgroßer Windenergieanlagen und haben sich zumeist sukzessive an diese Leistungsklasse herangearbeitet. Weiterhin bestand aufgrund des stark gewachsenen Vertrauens in die WEA-Technik von Anfang an eine große Nachfrage auch nach Anlagen in dieser Leistungsklasse. Bei den Anlagen der ersten und zweiten Generation waren private Investoren kaum bereit, sich als Betreiber zu engagieren. So blieben für diese Aufgabe zumeist nur Energieversorgungsunternehmen, jedoch eher mit mäßigem Engagement.

Mittlerweile bieten alle führenden WEA-Hersteller Anlagen in der MW-Klasse an, die zum Teil bereits in größeren Serien gebaut werden. Dabei werden Stückzahlen von 50 bis 350 Anlagen pro Jahr erreicht. Wie bei den mittelgroßen Anlagen werden auch in der Megawatt-Klasse alle Varianten zur Leistungsregelung von Pitch über Active-Stall bis Stall und von variabler bis fester Drehzahl eingesetzt. Es fällt auf, dass die allermeisten Anlagentypen eine Leistungsbegrenzung über einen variabel einstellbaren Blattwinkel (pitch) ermöglichen und bis auf eine Ausnahme (Vestas 1,65 MW) zusätzlich über ein drehzahlvariables Generatorkonzept verfügen. Von diesen wiederum setzen die meisten Hersteller auf den Doppeltgespeisten Asynchrongenerator, der bereits im GROWIAN erfolgreich zum Einsatz kam. Ein weiterer Vorteil der drehzahlvariablen Anlagen, ob mit Doppeltgespeistem Asynchrongenerator oder mit Synchrongenerator, liegt in der Möglichkeit, neben der Wirkleistung auch die Blindleistung zu regeln. Ge-

rade im Hinblick auf große Offshore-Windparks wird diese Regelbarkeit von wachsender Bedeutung sein.

Rückblickend auf die gewaltigen technischen Entwicklungen der 90er Jahre kann wohl zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch keine gesicherte Prognose darüber abgegeben werden, wo die kostenoptimale Größe zukünftiger WEA liegen wird. Auch ein Ad-hoc-Ausschuss des damaligen Bundesministeriums für Forschung und Technologie, der sich 1991 vehement für die weitere Entwicklung von Großwindanlagen ausgesprochen hatte, wollte sich in seinem Abschlussbericht /4/ nicht auf eine Aussage festlegen, wo die kostenoptimale Größe einer Windenergieanlage liegt. Für Anlagen in einer Größe von 1 MW hielt man 1.000 DM pro m² für erreichbar. Dieses Kostenniveau wird heute bereits deutlich unterschritten. Die nächste Anlagengeneration, die in Serie gefertigt wird, wird vermutlich bei 3 MW liegen. Für die danach folgende Generation könnte sich eine nochmalige annähernde Verdopplung der Leistung auf 4 bis 5 MW ergeben, wenn sich der bisherige Vergrößerungstrend weiter fortsetzt /5/.

	Erreicht	Ziel	Bis zum Jahr
WEA inkl. Turm	600 – 900 /kW	offen	
Gesamtinvestition	800 – 1.100 /kW		2010
Gestehungskosten	0,04 – 0,07 /kWh	kleiner 0,035 /kWh	2008

Tabelle 2-2: Erreichte Preisniveaus und angestrebte Ziele

Als Entwicklungsziele hinsichtlich erreichbarer Anlagenpreise und Stromgestehungskosten werden ausgehend vom erreichten internationalen Standard /6/, /7/ die in Tabelle 2-2 angegebenen Größenordnungen angestrebt. Bei dieser Zusammenstellung fällt besonders die große Breite des erreichten Preisniveaus auf. Diese Preise beziehen sich auf ausgeführte Projekte in Spanien (800 €) und Deutschland (1.100 €).

3. Einfluss öffentlicher Förderung auf die Entwicklung der Windenergie

In diesem Kapitel soll gezeigt werden, in welcher Weise die Entwicklung der Windenergienutzung in Deutschland durch öffentliche Förderung beeinflusst wurde. Dabei wird unterschieden in Maßnahmen zur Forschung und Entwicklung, zur Demonstration („250 MW Wind“-Programm) und in Maßnahmen zur Markteinführung (im Wesentlichen Stromeinspeisungsgesetz, Länderförderungen und Kreditprogramm der DtA). Dazu werden zunächst die insgesamt verausgabten staatlichen Mittel zusammengetragen und dann dargestellt, wie Forschung und Entwicklung die Weiterentwicklung der Anlagentechnik beeinflussten.

3.1 Eingesetzte Mittel zur Förderung der Windenergie von 1975 bis 2001

Die staatlicherseits verausgabten Mittel setzen sich im Wesentlichen zusammen aus Aufwendungen für Forschung, Entwicklung und Demonstration, Fördermaßnahmen der Bundesländer, zinsverbilligten Krediten sowie der Förderung nach dem Stromeinspeisungsgesetz, bzw. seit April 2000 dem Erneuerbare Energien Gesetz. Bis zum Beginn der 90er Jahre beschränkten sich die staatlicherseits verausgabten Mittel fast ausschließlich auf den Bereich Forschung und Entwicklung. Im Jahr 1975 wurden mit rund 68.850 Euro die ersten FuE Projekte gefördert.

Forschung, Entwicklung und Demonstration: Die aufgewendeten Mittel für Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsprogramme des BMBF, bzw. seit dem Regierungswechsel in 1998 des BMWi¹, verteilen sich auf die folgenden Programmbereiche: Kleine Windkraftanlagen, Mittlere Windkraftanlagen, Große Windkraftanlagen, WMEP (Wissenschaftliche Begleitung „250 MW Wind“-Programm), „250 MW Wind“-Programm (Betreiberförderung) und das „Eldorado Wind“-Programm (Herstellerförderung).

¹ Die zusammengetragenen Zahlen zur Windenergieförderung enden zum 31.12.2001. Es bleibt somit unberücksichtigt, dass seit 2002 das BMU für die anwendungsbezogene FuE und Markteinführung der Windenergie zuständig ist.

Insgesamt wurden von 1975 bis einschließlich 2001 ca. 341 Mio. Euro (667 Mio. DM) im Bereich Windenergie ausgegeben. Darin enthalten sind rund 152 Mio. Euro (297 Mio. DM) für das „250 MW Wind“-Programm (Betreiberförderung), siehe Tab. 3-1.

	1975-1989	1990-2001	Summe
FuE	117.556.000	71.867.000	189.423.000
250 MW Wind	123.000	151.671.000	151.794.000
Gesamt	117.679.000	223.538.000	341.217.000

Tabelle 3-1: Fördermittel in Euro des BMBF/BMWi im Bereich Windenergie 1975-2001 aufgeteilt in FuE und Betreiberförderung im „250 MW Wind“-Programm

Länderprogramme: Ein weiterer wichtiger Bestandteil zur Förderung der Windenergienutzung kam (bzw. kommt noch, allerdings in geringem Umfang) von den Bundesländern. Aus diesen Länderprogrammen gab es zumeist investive Zuschüsse für Betreiber von Windenergieanlagen. In einigen Bundesländern gab es jedoch auch Fördermittel für Hersteller zur Entwicklung von Vorserien. Die Höhe der Landesförderungen wurde dabei in der Regel von zusätzlichen Bundesförderungen begrenzt, indem die Bundesförderung angerechnet wurde und so die Gesamtförderung der Betreiber maximal 50% betragen konnte.

Zinsverbilligte Kredite: Die bundeseigene Deutsche Ausgleichsbank (DtA) gewährt im Auftrag des BMWA im Rahmen des ERP-Umwelt- und Energiesparprogramms und im Rahmen des DtA-Umweltprogramms langfristige und im Vergleich zum Marktzinssatz um etwa 1% günstigere langfristige Darlehen. Die jeweiligen Zinssätze sind fest und es besteht die Möglichkeit von zwei tilgungsfreien Jahren. Nach Aussage der DtA werden rund 80% bis 90% der deutschen WEA-Projekte über diese Programme mitfinanziert. Durch eine Kombination beider Programme ist eine Finanzierung von bis zu 75% der gesamten Kreditsumme möglich. Die Laufzeit der Kredite beträgt zwischen 10 und 15 Jahren. Im Zeitraum von 1990 bis 2001 sind in beiden Programmen insgesamt Kreditzusagen über 7.131.721.000 Euro (13.948.434.000 DM) erteilt worden.

Da für die DtA-Kredite keine Angaben über Förderäquivalente vorliegen, werden diese abgeschätzt. Dabei wird eine „kassenmäßige“ Betrachtungsweise aus Sicht der Darlehensnehmer vorgenommen. Bei der „kassenmäßigen“ Betrachtung wird nur die im Betrachtungsjahr „tatsächlich“ anfallende Zinsverbilligung berücksichtigt. Diese Betrachtung hat den Vorteil, dass sie kompatibel ist mit der Förderung durch Investitionszuschüsse. Zum zweiten wird diese Vorgehensweise auch bei der Ermittlung der Förder-

äquivalente aus dem Stromeinspeisungs- und Erneuerbare Energien Gesetz angewendet. Eine an den Zahlungsverpflichtungen orientierte Betrachtung würde dagegen bedeuten, dass auch die EEG-Förderung entsprechend über die gesamte Laufzeit, also i.d.R. 20 Jahre betrachtet werden müsste.

Stromeinspeisungs- und Erneuerbare Energien Gesetz: Besonders umstritten in der politischen Diskussion um die Förderung der Windenergie der letzten Jahre ist die Höhe des Förderäquivalents, das sich aus dem Stromeinspeisungs- bzw. Erneuerbare Energien Gesetz ergibt. **Dabei geht es letztendlich um die Frage, wie viel der Windstrom „wert“ ist oder um die Frage, wie groß der Preisunterschied zwischen einer aus Wind produzierten kWh im Vergleich zu einer alternativen Beschaffung aus konventionellen Quellen ist.** Wichtige Einflussgrößen, die diese Wertermittlung bestimmen, sind die folgenden Aspekte: Welcher Erzeugungsmix (Kraftwerksstruktur) wird zugrunde gelegt, werden bereits abgeschriebene konventionelle Kraftwerke (zum Teil mit Erzeugungspreisen zu Grenzkosten) betrachtet oder neu zu errichtende (Vollkosten), der Leistungsbeitrag der Windenergie (Kapazitätskredit), vermiedene Durchleitungsgebühren, vermiedene Kosten für den Netzausbau durch dezentrale Einspeisung sowie die Berücksichtigung von externen Kosten. Vor dem Hintergrund, dass sich die gegenwärtigen Preise am europäischen Energiemarkt in einem Verdrängungswettbewerb mit Überkapazitäten langfristig wieder an den Vollkosten neu zu errichtender Kraftwerke orientieren werden, wurden in einer entsprechenden Studie /8/ die Vollkosten aus einem Kraftwerksmix aus Braunkohle, Steinkohle und Erdgas-GuD mit 10,34 Pf/kWh angegeben. Davon entfallen 5,63 Pf/kWh auf Fixkosten und 4,71 Pf/kWh auf variable Kosten.

Weiterhin wird in dieser Studie für das Bezugsjahr 2000 dem gesamten regenerativen Erzeugungsmix, im Wesentlichen bestehend aus Wind (57,7%), Biogas (5,4%) sowie Wasser, Deponie-, Klär- und Grubengas (36,6), neben der Substitution der 4,71 Pf/kWh an variablen Kosten noch 3,07 Pf/kWh an ersetzter Kraftwerksleistung aus Fixkosten zugerechnet. Zusammen mit weiteren 1,5 Pf/kWh aus vermiedenen Netznutzungsgebühren im Mittelspannungsnetz ergibt sich so nach oben zitierter Studie ein „Wert“ von 9,28 Pf/kWh (4,74 c€/kWh) für den regenerativ erzeugten Strom. Auch andere neuere Arbeiten, die sich mit der Förderung erneuerbarer Energien durch staatliche Maßnahmen beschäftigen, stützen sich hinsichtlich der Förderäquivalente für erneuerbare Energien auf die genannte Studie (vergleiche auch /9/).

In den Tabellen 3-2 bis 3-4 werden nunmehr, gestützt auf die vermiedenen Kosten von 9,28 Pf (4,74 c€) pro kWh und die nach dem StrEG und dem EEG zu vergütenden Energiemengen für die Jahre 1991 bis 2001 die sich ergebenden Förderäquivalente berechnet. Die Tabellen 3-2 bis 3-4 zeigen die nach StrEG bzw. EEG durch Wind erzeugten

Kilowattstunden, die jährlich gezahlten Einspeisevergütungen, bzw. die zu berücksichtigten Fördersätze und schließlich die sich daraus ergebenden Förderäquivalente. Die Vergütungssätze werden dabei in DM/kWh angegeben, während die jährlichen Förderäquivalente in Euro angegeben sind.

	1991	1992	1993	1994
Windeinspeisung [Mio. kWh] StrEG, EEG	65	209	425	819
Vergütung StrEG, EEG [DM/kWh]	0,1661	0,1653	0,1657	0,1693
Bezugswert [DM/kWh]	0,0928	0,0928	0,0928	0,0928
Effektive Vergütung [DM/kWh]	0,0733	0,0725	0,0729	0,0765
Förderäquivalent [Euro]	2.436.050	7.747.350	15.841.101	32.034.226

Tabelle 3-2: Förderäquivalente entsprechend StrEG und EEG 1991 bis 1994

	1995	1996	1997	1998
Windeinspeisung [Mio. kWh] StrEG, EEG	1.380	1.945	2.867	4.365
Vergütung StrEG, EEG [DM/kWh]	0,1728	0,1721	0,1715	0,1679
Bezugswert [DM/kWh]	0,0928	0,0928	0,0928	0,0928
Effektive Vergütung [DM/kWh]	0,0800	0,0793	0,0787	0,0751
Förderäquivalent [Euro]	56.446.624	78.860.893	115.364.270	167.607.359

Tabelle 3-3: Förderäquivalente entsprechend StrEG und EEG 1995 bis 1998

	1999	2000	2001	1991-2001
Windeinspeisung [Mio. kWh] StrEG, EEG	5.390	8.016	10.153	35.633
Vergütung StrEG, EEG [DM/kWh]	0,1652	0,1738	0,178	
Bezugswert [DM/kWh]	0,0928	0,0928	0,0928	
Effektive Vergütung [DM/kWh]	0,0724	0,0810	0,0852	
Förderäquivalent [Euro]	199.524.499	331.966.106	442.270.433	1.450.098.909

Tabelle 3-4: Förderäquivalente entsprechend StrEG und EEG 1999 bis 2001 und gesamt

Bei der Interpretation der Förderäquivalente aus dem StrEG und EEG ist zu beachten, dass für das Jahr 2000 ein zeitlich gewichteter Mittelwert der gezahlten Einspeisevergütung aus StrEG (für 3 Monate) und dem EEG (9 Monate) gebildet wurde.

3.2 Gesamte Förderhöhe und Bewertung

Dieser Abschnitt setzt sich mit der Frage auseinander, zu welcher Zeit der Entwicklung der Windenergienutzung in Deutschland aus welchen Förderbereichen welche Aufwendungen getätigt wurden. Dazu werden die in den vorangegangenen Abschnitten erläuterten Aufwendungen zusammengetragen und miteinander verglichen. Die aus einem Marktanzreizprogramm des BMWi für den Bereich Windenergie in der Zeit von 1995 bis 1998 insgesamt aufgewendeten 2.659.000 Euro sind wegen ihrer relativ untergeordneten Bedeutung für die Entwicklung der Windenergienutzung nicht im Einzelnen erläutert worden, sondern können in ihrer zeitlichen Abfolge direkt den nachfolgenden Tabellen entnommen werden.

Von 1975 bis 1989 bestand die Förderung der Windenergie fast ausschließlich aus Aufwendungen für Forschung und Entwicklung aus Mitteln des BMBF (92%), im Wesentlichen für die Bereiche Anlagentechnik und Schaffung der ingenieurtechnischen Voraussetzungen. Dafür wurden insgesamt 117,6 Mio. Euro verausgabt. Darüber hinaus wurden im Jahr 1989 erstmals 123.000 Euro an Betreiberförderung im „250 MW Wind“-Programm ausgegeben. Für die Jahre 1987 bis 1989 wurden weiterhin 10,2 Mio. Euro der Bundesländer (Niedersachsen und Schleswig-Holstein), im Wesentlichen für Projektförderungen, bereitgestellt.

Der wesentliche Durchbruch gelang der Windenergienutzung dann ab 1989 als erstmals mit dem „250 MW Wind“-Programm langfristig, das heißt für 10 Jahre gesicherte „Aufschläge“ (8 Pf/kWh) zur damals nach der „Verbändevereinbarung“ gültigen Einspeisevergütung von 8,66 Pf/kWh gezahlt wurden. Flankiert wurde dieses Programm durch Länderförderungen in nicht zu vernachlässigender Höhe, mit denen die einzelnen Bundesländer versuchten, möglichst viel von den vom Bund bereitgestellten Mitteln in „ihr“ Bundesland zu ziehen. Neben Niedersachsen gilt dies besonders für die Länder Nordrhein-Westfalen und Brandenburg. Die wichtigste Wirkung des „250 MW Wind“-Programms war jedoch die ab 1989 vorliegende „Gewissheit“ der WEA-Hersteller über „gesicherte“ Absatzzahlen für Anlagen in diesem Programm und das stark wachsende Vertrauen in die WEA-Technik durch die Veröffentlichung der WEA-Betriebsergebnisse im begleitenden Messprogramm WMEP. Vor diesem Hintergrund konnte dann das StrEG ab 1991 und das Kreditprogramm der DtA seine Wirkung sehr erfolgreich entfalten.

Insgesamt wurden im Rahmen sämtlicher Fördermaßnahmen für die Entwicklung und Nutzung der Windenergie in Deutschland bis einschließlich 2001 Mittel in Höhe von 2.277 Mio. Euro aufgewendet. Die Verteilung auf die einzelnen Jahre und Bereiche kann den Tabellen 3-5 bis 3-7 entnommen werden.

Perspektiven der Windenergienutzung in Deutschland

	1975 – 89	1990	1991	1992	1993
FuE	117.555.496	9.600.380	5.321.731	6.273.148	6.265.069
250 MW	123.288	1.960.113	4.057.091	8.355.629	12.657.140
StrEG			2.436.050	7.747.350	15.841.101
Länder	10.200.000	7.700.000	13.191.331	16.412.469	39.983.025
Kreditprogramm		209.000	589.000	1.087.000	2.570.000
Marktanreiz					
Gesamt	127.878.784	19.469.493	25.595.202	39.875.597	77.316.334

Tabelle 3-5: Jährliche Aufwendungen in Euro zur Förderung der Windenergie von 1990 bis 1993

	1994	1995	1996	1997	1998
FuE	8.255.055	6.085.784	6.667.963	5.179.344	2.990.196
250 MW	13.905.914	16.305.205	22.591.611	17.992.004	17.822.790
StrEG	32.034.226	56.446.624	78.860.893	115.364.270	167.607.359
Länder	46.680.949	39.931.896	27.098.470	30.984.288	20.349.417
Kreditprogramm	5.538.000	8.180.000	11.433.000	15.743.000	22.423.000
Marktanreiz		1.585.005	690.244	153.388	230.081
Gesamt	106.414.144	128.534.514	147.342.180	185.416.293	231.422.843

Tabelle 3-6: Jährliche Aufwendungen in Euro zur Förderung der Windenergie von 1994 bis 1998

	1999	2000	2001	1975-2001
FuE	3.170.059	3.152.709	8.905.967	189.422.899
250 MW	16.395.910	11.864.623	7.763.745	151.795.063
StrEG/EEG	199.524.499	331.966.106	442.270.433	1.450.098.909
Länder	14.878.594	6.391.149	3.476.785	277.278.371
Kreditprogr.	33.195.000	45.621.000	59.461.000	206.049.000
Marktanreiz				2.658.718
Gesamt	267.164.061	398.995.588	521.877.930	2.277.302.960

Tabelle 3-7: Jährliche Aufwendungen in Euro zur Förderung der Windenergie von 1999 bis 2001

3.3 Einfluss öffentlich geförderter FuE-Projekte auf die Anlagenentwicklung

In diesem Abschnitt werden die wesentlichen Förderschwerpunkte und Entwicklungslinien der verschiedenen Forschungsprogramme hinsichtlich der WEA-Anlagentechnik skizziert und Folgerungen zur weiteren Förderung und Entwicklung abgeleitet.

Allgemeine Entwicklung: In den vorangegangenen Abschnitten wurde bereits erläutert, wie sich die Schwerpunkte der Forschungsförderung seit Mitte der 70er Jahre entwickelt haben. Wenn man die Frage beantworten will, welchen Einfluss die FuE-Förderung auf die Anlagenentwicklung ausgeübt hat, muss man zunächst feststellen, dass die Ideen für FuE-Projekte bei den Zuwendungsempfängern entstehen und das Ministerium schließlich nur Projekte fördern kann, die auch tatsächlich beantragt werden. Es liegen keine Statistiken darüber vor, wie viele Projektanträge vom Ministerium, bzw. seinen Projektträgern, letztendlich negativ beschieden wurden. Gleichwohl gibt es eine gewisse Steuerungsmöglichkeit des Ministeriums auf die Anzahl eingereicher Förderanträge, nämlich dadurch, welche Signale über bereitstehende Fördermittel an potenzielle Antragsteller ausgegeben werden. Schaut man sich vor diesem Hintergrund wiederum die verausgabten FuE Mittel genauer an, so stellt man für die 90er Jahre fest, dass die Aufwendungen für FuE (also ohne die Betreiberförderung im „250 MW Wind“-Programm) zunächst von 9,6 Mio. Euro in 1990 über 6 bis 8 Mio. Euro zwischen 1992 und 1996 und dem Tiefpunkt mit rund 3 Mio. Euro zwischen 1998 und 2000, in 2001 mit fast 9 Mio. Euro wieder dort angelangt sind, wo sie 1990 bereits waren. Auch in den meisten der 80er Jahre lagen die FuE- Aufwendungen für die Windenergie bei rund 8 bis 9 Mio. Euro jährlich. Lediglich in den Jahren 1980 bis 1982 lagen sie wegen der Großwindanlagenprojekte mit 16 bis 22 Mio. Euro deutlich höher. **Dies zeigt, dass in den 90er Jahren eine bewusste Verschiebung der Förderschwerpunkte von FuE in Richtung Demonstration stattfand, wobei jedoch insgesamt für den Bereich Windenergie deutlich mehr Mittel aufgewendet wurden als in der Dekade zuvor. So wurden in der Zeit von 1990 bis 1999 mit 192 Mio. Euro fast doppelt so viel Mittel bereitgestellt wie 1980 bis 1989 (102 Mio. Euro). Der Höchstwert wurde 1996 mit 29 Mio. Euro an BMBF-Förderung erreicht.**

Die Förderung begann in den 70er Jahren mit dem ambitionierten Ziel, gewissermaßen aus dem Stand eine Großwindanlage zu entwickeln und in begleitenden FuE-Projekten das Grundlagenwissen sukzessive zu verbreitern. Die Entwicklungen wurden allesamt von etablierten Großunternehmen des Maschinen- und Fahrzeugbaus sowie der Luft- und Raumfahrt durchgeführt. Es folgte dann noch die Förderung einer zweiten Generation von Großwindanlagen, die aber ebenfalls nie den Prototypsta-

tus verließen. Sämtliche Projekte werden auch deshalb landläufig als „Flop“ bezeichnet, obwohl die spätere Entwicklung durchaus auf gewonnenen Erkenntnissen aufbaute, insbesondere im Bereich der Anlagenregelung und der elektrischen Auslegung.

Interessant wird jedoch die Beantwortung der Frage, was passiert wäre, wenn das GROWIAN- Projekt ein Erfolg geworden wäre, womit gemeint ist, was passiert wäre, wenn die Anlage nicht nach 419 Stunden Probetrieb hätte stillgesetzt werden müssen, sondern 10 bis 15 Jahre elektrische Energie und Messdaten geliefert hätte? Der GROWIAN wäre sicherlich eine „erfolgreiche“ Prototypanlage geblieben, denn es fehlte der Markt, das heißt die Nachfrage von potenziellen Betreibern, um derartige Anlagen kommerziell, das heißt mit Aussicht auf Gewinn, zu betreiben. Bis in die 80er Jahre hinein waren als Betreiber von Windenergieanlagen (jedweder Größe) in erster Linie EVU vorstellbar, die in der Lage gewesen wären, die technisch anspruchsvollen Anlagen zu betreiben, oder gar auf Grund der enorm hohen Kosten zu erwerben. An einen kommerziellen Betrieb war schon gar nicht zu denken. Das heißt, **die zu jener Zeit entwickelten Anlagen waren hinsichtlich Größe und Komplexität zugeschnitten auf (große) Energieversorgungsunternehmen, die jedoch kein Interesse an einem massiven Engagement für diese neue Technik zeigten.**

Eine wirkliche Dynamik in der technischen Weiterentwicklung setzte erst ein, als Windenergieanlagen in einer Größe zur Verfügung standen, die für private Investoren (in der Anfangszeit zumeist Landwirte) erschwinglich waren und dazu die frühere Herstellerförderung umgestellt wurde auf eine Betreiberförderung. Dadurch entstand eine steigende Nachfrage und die WEA-Hersteller hatten durch quasi „gesicherte“ Stückzahlaussichten über geförderte Projekte im „250 MW Wind“-Programm und durch die Aussicht auf das angekündigte StrEG den notwendigen kommerziellen Ansporn, schnell technische Weiterentwicklungen einzubringen und die notwendigen Erweiterungen der Produktionskapazitäten zu planen und schließlich vorzunehmen. **Außerdem hatte sich durch die Förderung neuer, kleiner Unternehmen eine völlig andere Herstellerstruktur entwickelt, als dies bei den Großanlagen zuvor der Fall war. Diese Hersteller waren zumeist dort ansässig, wo dann auch die Anlagen betrieben wurden. Diese Ortsansässigkeit und die Tatsache, dass diese Hersteller offenbar „die selbe Sprache sprachen“ wie die Betreiber, war ausgesprochen vertrauensbildend.** Stark unterstützt wurde diese Vertrauensbildung dadurch, dass im begleitenden Messprogramm WMEP zur Fördermaßnahme „250 MW Wind“, die Betriebsergebnisse der Anlagen veröffentlicht wurden und die Betreiber die Leistungsfähigkeit der unterschiedlichen Anlagentypen nachvollziehen konnten. Diese Vertrauensbildung wirkte dann auch zunehmend gegenüber Banken, Versicherungen und

schließlich auch gegenüber EVU und der Politik. Außerdem wurden von den Anlagen mit schlechten (unterdurchschnittlichen) Betriebsergebnissen zunehmend weniger Anlagen gekauft und so einer gewissen Marktberreinigung Vorschub geleistet. Der Anteil aller im „250 MW Wind“-Programm geförderten Anlagen am Gesamtbestand betrug in den Jahren 1990 ca. 70%, in 1991 ca. 98% und in 1992 noch rund 78%. Danach nahm der Anteil dann weiter kontinuierlich ab.

Gegen Ende der 80er Jahre wurden vor allem zwei erfolgreiche Entwicklungslinien gefördert: Einmal die der Firma ENERCON, die in einem vom BMBF geförderten Projekt zunächst von 1985 -1986 ihre 55 kW Windenergieanlage E-15/16 entwickelte. In zwei weiteren vom BMBF geförderten Vorhaben folgte dann die Entwicklung der 80 kW Anlage E-17 (1989 -1990) und der 300 kW Anlage E-33 (1989). Die Anlage E-33 zeichnete sich bereits durch eine drehzahlvariable Betriebsweise und eine Blattwinkelverstellung aus, besaß jedoch noch ein Getriebe. Die Anlagen E-15/16 und E-17/18 hatten lediglich eine drehzahlvariable Betriebsweise. Nach dem traditionell dänischen Anlagenkonzept (robuste Bauweise mit Asynchrongenerator, festem Blatteinstellwinkel und konstanter Drehzahl) entwickelte die Husumer Schiffswerft, ebenfalls in einem vom BMBF geförderten Vorhaben, von 1986 – 1987 ihre 250 kW Anlage HSW 250. Mit diesen Entwicklungen waren für die zu der Zeit wichtigsten deutschen Hersteller die anlagentechnischen Grundlagen zur erfolgreichen Partizipation an dem ab 1989 folgenden „250 MW Wind“-Programm gelegt. So wurden in den Jahren 1990 und 1992 quasi alle aufgestellten WEA der Modellreihen E-17/18 und E-32/33 sowie HSW 250 im „250 MW Wind“-Programm gefördert. Einen ebenso hohen geförderten Anteil hatte dann 1992 noch die WEA-Baureihe TW60/80 der Firma Tacke. Zuvor wurden noch im Rahmen des Sonderdemo-Programms (1986 – 1988) eine Vielzahl anderer WEA-Typen und -Hersteller gefördert, die heute praktisch keine Bedeutung mehr haben.

Folgerungen zur Förderung und Entwicklung: Während der 90er Jahre reduzierten sich die für FuE aufgebrauchten öffentlichen Mittel und es gab hinsichtlich der Weiterentwicklung der WEA-Anlagentechnik eine Konzentration auf zwei vom BMBF geförderte Entwicklungslinien. Wiederum mit der am Markt sehr erfolgreichen Firma ENERCON sowie der aus der Firma Renk Tacke hervorgegangenen Firma Tacke Windtechnik, später ENRON, jetzt General Electric. **Entscheidend ist jedoch, dass, insgesamt betrachtet, in den 90er Jahren die größten Verbesserungen in der Anlagentechnik (z.B. technische Verfügbarkeit), Preisreduktionen sowie die meisten Innovationen (z.B. getriebelose WEA, auch im MW-Bereich) eingebracht wurden, als die staatlichen Mittel für FuE am geringsten waren. Diese Entwicklungen wurden vorwiegend durch die große Dynamik des wachsenden Windenergiemarktes indu-**

ziert und im Wesentlichen durch die beteiligten Firmen auch selbst finanziert. Hier gibt es also eine starke Rückkoppelung mit den Einflüssen des geschützten Marktes. Hieraus darf man also nicht den Schluss ziehen, der Staat könne sich zukünftig gänzlich aus Forschung und Entwicklung zurückziehen.

Bei den derzeitigen Rahmenbedingungen ist es offensichtlich grundsätzlich richtig, wenn die Weiterentwicklungen der WEA-Anlagentechnik im Wesentlichen durch die Hersteller selbst erfolgen (wobei diese etwaige staatliche FuE-Förderung vermutlich nicht abweisen werden). Ein Faktor im Bereich Forschungsförderung ist zunehmend die Frage der Vertraulichkeit und Exklusivität an gewonnenen Erkenntnissen. So ist es auch nicht verwunderlich, dass nur sehr wenige FuE-Aktivitäten von verschiedenen Herstellern gemeinsam durchgeführt werden. Fraglich ist, ob auf diese Weise der schnellstmögliche technische Fortschritt und entsprechende Kostenreduktionen erreicht werden können.

Neben den anlagentechnischen Weiterentwicklungen in den Herstellerfirmen gab und gibt es eine Vielzahl an windenergierelevanten Forschungsaktivitäten, die außerhalb von firmeneigenen Labors, in universitären und außeruniversitären Forschungseinrichtungen, angesiedelt sind. Dies sind z.B. Aktivitäten in den Materialwissenschaften, der Aerodynamik, der elektrischen Energieversorgungstechnik, der Mess- und Regelungstechnik, der Informations- und Kommunikationstechnik sowie der Meteorologie, die sowohl in die Weiterentwicklung der Anlagentechnik, als auch in angrenzende Bereiche, wie der Windpotenzialermittlung, der Standortfindung (z.B. im komplexen Gelände) oder der Integration von WEA in elektrische Versorgungsstrukturen einfließen (können). Diese Aktivitäten sind auch weiterhin für die Entwicklung der Windenergie von großer Bedeutung und bedürfen zweifellos staatlicher Förderung in Gestalt von FuE-Projekten. Eine strukturierte Zusammenstellung von sechs wesentlichen FuE-Bereichen und den entsprechenden FuE-Themen zur möglichen Berücksichtigung in zukünftigen Forschungsprogrammen ist in Tabelle 3-8 wiedergegeben.

Einfluss öffentlicher Förderung auf die Entwicklung der Windenergie

1 Wind-Klimatologie	<ul style="list-style-type: none">• Windpotenzialermittlung• Standortfindung im komplexen Gelände• Energieertragsprognose• Auslegungswindverhältnisse (Turbulenz, Böen, Scherung, Extremwindverhältnisse)
2 Umgebungsbedingungen	<ul style="list-style-type: none">• Wind- und Wellencharakteristik• Atmosphärische Schichtung und Turbulenz• Grenzschichtverhalten in Windparks• Vorhersage außergewöhnlicher Ereignisse
3 Anlagentechnik	<ul style="list-style-type: none">• Aerodynamik, Elastizität und Geräuschbildung• Generatoren, Leistungselektronik, Regelungsverfahren• Materialien, Verbundwerkstoffe, Bruchverhalten• Materialeigenschaften und Lebensdaueranalysen• Neue WEA-Konzepte
4 Integration in elektrische Netze	<ul style="list-style-type: none">• Netzanschluss und Netzurückwirkung• Windleistungsprognose• Regelung u. Betriebsführung von Windparks• Fehlerfrüherkennung, zustandsorientierte Wartung• Systeme zur Speicherung und Leistungssicherung
5 Integration in Versorgungssysteme	<ul style="list-style-type: none">• Windenergie in Kraftwerkseinsatzplanung und Stromhandel, Kommunikations- und Informationssysteme• Profilbasierte Leistungsbereitstellung• Transnationale / interkontinentale Netzverbände• Regelung großräumig verteilter Erzeugungseinheiten
6 Sozio-ökonomische Aspekte	<ul style="list-style-type: none">• Öffentliche Akzeptanz• Langfristszenarien• Risikoanalysen, Lebenszyklenuntersuchungen• Wirtschaftlichkeit, externe Kosten, Lernkurven• Vermarktungsstrategien (Zertifikatshandel usw.)

Tabelle 3-8: Strukturierte Darstellung von wesentlichen Forschungsbereichen und -themen

4. Einfluss des geschützten Marktes auf die Stromgestehungskosten

In diesem Kapitel werden die sich unter den Bedingungen des deutschen Marktes ergebenden Stromgestehungskosten aus Windenergie dargestellt. Diese Berechnungen werden auch benötigt, um daran die Höhe der geltenden Einspeisevergütungen nach EEG zu bewerten. Um die Stromgestehungskosten aus Windenergie berechnen zu können, ist es zunächst notwendig, die einzelnen Kostenbeiträge getrennt zu erfassen, um dann daraus unter Zugrundelegung der Finanzierungsbedingungen die sich ergebenden Gestehungskosten zu bestimmen /2/.

4.1 Entwicklung der Investitionskosten

Investitionen in Windenergieprojekte setzen sich aus den Kosten für die Windenergieanlagen selbst, deren Transport zum Standort, der Aufstellung und Inbetriebnahme sowie weiteren Nebenkosten zusammen. Eine detaillierte Darstellung der Entwicklung der Ab-Werk-Preise von Windenergieanlagen in Deutschland findet sich in Kapitel 5. Danach lagen die durchschnittlichen WEA-Preise im Jahr 2002 bei rund 870 Euro/kW.

Neben den reinen WEA-Kosten sind die Nebenkosten entscheidend, die aufgebracht werden müssen, um eine einzelne WEA oder einen Windpark schließlich in ein elektrisches Versorgungsnetz einspeisen zu lassen.

Investitionsnebenkosten: Die Höhe der Investitionsnebenkosten variiert innerhalb der einzelnen Projekte sehr stark, denn sie sind von vielen technischen und standortspezifischen Parametern abhängig. In zwei umfassenden Untersuchungen im „250 MW Wind“-Programm wurden für verschiedene Zeiträume Werte zwischen 33 und 27 Prozent ermittelt. Andere Studien ermittelten etwa gleich hohe Nebenkosten. Eine neue Untersuchung des ISET bestätigt diese Werte /2/. Darin wurden von 117 Projekten mit ca. 1.000 MW Nennleistung die Projektnebenkosten analysiert. Auch hier sind innerhalb der einzelnen Projekte sehr starke Unterschiede bei den Projektnebenkosten zu verzeichnen. Diese variieren von weniger als 10% bis zu 100%. Der durchschnittliche Wert für die Investitionsnebenkosten liegt insgesamt bei 26 Prozent und somit im Bereich der Ergebnisse aus vorangegangenen Studien. Bei der neueren Umfrage sind vor allem grö-

ßere Windparkprojekte berücksichtigt, während die erste Umfrage mehr Einzelprojekte und kleinere Windparks erfasste. Es wird deshalb im Rahmen dieser Betrachtung ein mittlerer Wert von 25 Prozent für die Investitionsnebenkosten angesetzt und eine Variante mit 30% gerechnet, um auch ältere, bzw. Projekte mit strukturell bedingten, höheren Nebenkosten zu berücksichtigen.

4.2 Entwicklung der Betriebskosten

Die Errichtung und der Betrieb von Windenergieanlagen zur privaten und gewerblichen Stromerzeugung sind mit Kosten verbunden, die vom Anlagenbetreiber aufgebracht werden müssen. Die Kosten des Anlagenbetriebs sind sehr vielschichtig. Diese Aufwendungen sind Voraussetzung für einen ordnungsgemäßen und zuverlässigen Anlagenbetrieb. Als Hauptkostenarten sind im Wesentlichen Ausgaben für Versicherungen, Pacht, Wartungsverträge, Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten, Geschäftsführung, Fernüberwachung, Betriebspersonal, Betriebsstrom, Verbandsbeiträge und vor allem auch Kapitalkosten anzuführen.

Für Windenergieanlagen mit z. B. 1.500 kW Nennleistung ergeben sich nach dieser Auswertung /3/ jährliche Betriebskosten von durchschnittlich 16 €/kW bzw. rund 24.000 € jährlich. Dieser Wert entspricht bei einem Anschaffungspreis von 1.500.000 € ab Werk einem Betriebskostenanteil von etwa 1,6%. Insgesamt ist ein deutlicher Trend zu reduzierten spezifischen Betriebskosten mit zunehmender Anlagengröße zu beobachten. Dennoch ist, im Vergleich zu den Vorjahresdaten, in den meisten Leistungsklassen ein Anstieg der Kosten zu verzeichnen.

Bezieht man die Betriebskosten der Windenergieanlagen in den einzelnen Leistungsklassen auf die von ihnen erbrachte Jahresarbeit so ergibt sich das folgende Bild (Abb. 4-1): Die Betriebskosten bei „kleineren“ Anlagen bis etwa 350 kW Nennleistung liegen im Mittel etwa zwischen 2 und 3,5 c€ pro erzeugter Kilowattstunde Windstrom. Bei Anlagen mit größeren Nennleistungen ab etwa 400 kW liegen die durchschnittlichen Betriebskosten zwischen etwa 1 und 2 c€ pro Kilowattstunde.

Abbildung 4-2 zeigt die zeitliche Entwicklung der Betriebskosten für drei Nennleistungsklassen: Anlagen mit Nennleistungen kleiner 500 kW (A), Anlagen zwischen 500 und 999 kW (B) und Anlagen größer als 1000 kW (C). Diese Auswertung berücksichtigt die Kostenarten Reparatur, Wartung, Versicherung (Haftpflicht-, Maschinenschaden- sowie Betriebsausfallversicherung) und Pacht. Unternehmenssteuern, Geschäftsführungs- und Strombezugskosten sind in dieser Darstellung jedoch nicht berücksichtigt.

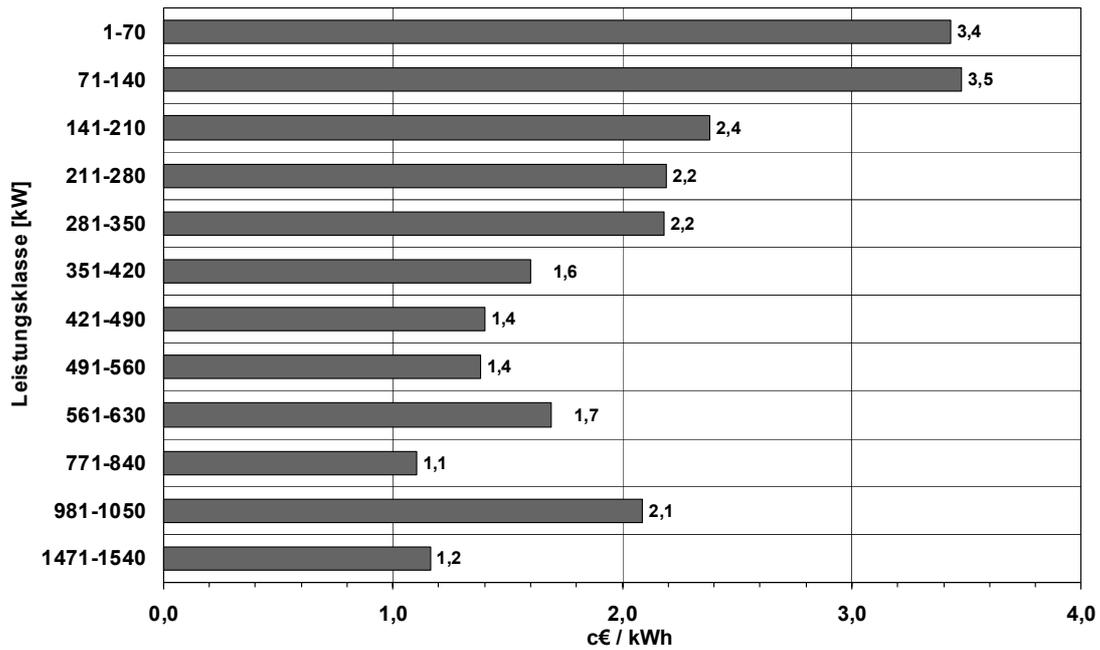


Abbildung 4-1: Betriebskosten für Windenergieanlagen im Jahr 2002 /3/

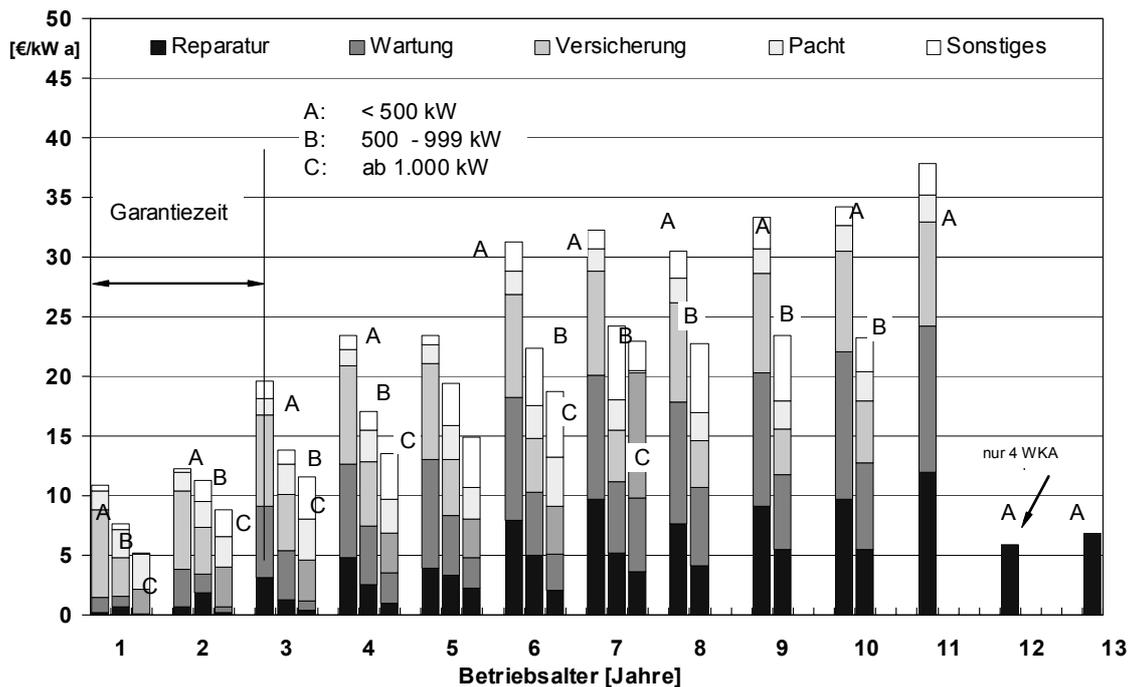


Abbildung 4-2: Entwicklung der Betriebskosten über dem Anlagenalter /3/

Es zeigt sich, dass nach Ablauf der meist zweijährigen Garantiephase besonders die Reparatur- und Wartungskosten deutlich ansteigen und sich dann auf einen Wert von zusammen etwa 20 Euro/kW einstellen. Die gesamten jährlichen Betriebskosten liegen bei Anlagen unter 500 kW ab dem sechsten Betriebsjahr zwischen 30 und 40 €/kW, bei An-

lagen von 500 KW bis knapp 1 MW unter 25 €/kW. Dies entspricht bei spezifischen WEA-Kosten von 930 Euro/kW für die kleineren WEA bis 1 MW etwa 3,8%, für WEA größer 1 MW etwa 2,7%. Wohin diese Entwicklung schließlich über 20 Jahre führt, lässt sich vom heutigen Standpunkt aus noch nicht abschließend beurteilen.

Eine Recherche bei WEA-Herstellern hat ergeben, dass auch so genannte „Partnerkonzepte“ als Rundumschutz für den WEA-Betrieb über 15 Jahre angeboten werden. Dieser Rundumschutz wird bezogen auf neueste Anlagen der 1,5 MW Klasse bereits für jährlich rund 3% der WEA-Kosten ab Werk angeboten. Da allerdings Preissteigerungen nicht ausgeschlossen werden können und weitere Kosten z.B. für Geschäftsführung, Pacht und Strombezug anfallen, wird für die Berechnung der Stromgestehungskosten über 16 Jahre in Kapitel 4.3 von jährlichen Betriebskosten von durchschnittlich 5% ausgegangen und eine Variante mit 3,5% gerechnet.

4.3 Entwicklung der Stromgestehungskosten

Die Berechnung der auf Einzelprojekte bezogenen Stromgestehungskosten erfolgt weitgehend auf

- Basis von Erkenntnissen und Erfahrungen, die in der langjährigen Arbeit im Windenergiesektor beruhen („250 MW Wind“-Programm),
- frei zugänglichen Daten und Informationen,
- vertraulichen Informationen sowie informellen Gesprächen und Interviews,
- Annahmen und Festlegungen, um für Fallbeispiele und Szenarien transparente und reproduzierbare Ergebnisse zu erzielen.

Den Berechnungen liegen die folgenden Einschränkungen und Vereinfachungen zu Grunde:

Annuitätenrechnung: Die Stromgestehungskosten werden mit dem Annuitätenverfahren berechnet, d. h. die Verzinsung und Rückzahlung des Darlehens erfolgt für die gesamte Darlehensdauer in gleichen Jahresraten. Bei realen Projekten werden jedoch häufig Kreditformen mit tilgungsfreien Zeiten angetroffen.

Abschreibung für Anlagegüter (AfA): Für alle Windkraftanlagen, die nach dem 31. Dezember 2000 angeschafft oder hergestellt werden, gilt eine Abschreibungszeit von 16 Jahren²⁾. In den nachfolgenden Berechnungen ist die steuerliche Abschreibung nicht berücksichtigt.

2 Bundesministerium der Finanzen; Verordnung vom 15.12.2000; Geschäftszeichen IV D 2 –S 1551 – 188/00

Darlehenslaufzeit: Die Kreditlaufzeiten liegen nach vorliegenden Erkenntnissen bei ca. zehn bis zwölf Jahren. Hierzu abweichend wird in den Berechnungen mit Finanzierungszeiträumen gerechnet, die dem Abschreibungszeitraum entsprechen (16 Jahre). Für die jährlichen Finanzierungskosten bedeutet dies, dass diese im Vergleich zu kürzeren Finanzierungszeiten niedriger sind, jedoch über den gesamten Zeitraum aufgebracht werden müssen.

Betrachtungszeitraum: Der Betrachtungszeitraum wird in den Berechnungen entsprechend der Abschreibungsdauer und damit ebenfalls auf 16 Jahre festgelegt. Die Lebensdauer der Anlagen wird von den Herstellern i. a. mit 20 Jahren angegeben. Praktische Erfahrungen mit modernen Windenergieanlagen liegen derzeit bei maximal 10 – 12 Jahren. Betriebserfahrungen von Anlagen der Megawattklasse sind nur für etwa sieben Jahre verfügbar.

Investitionskosten: Die Investitionskosten setzen sich aus den Preisen für die Windenergieanlagen sowie sämtlichen Nebenkosten zusammen, die für den Betrieb der Anlagen erforderlich sind.

Betriebskosten: Für die anfallenden Betriebskosten der WEA werden konservative Schätzwerte angenommen und über den gesamten Betrachtungszeitraum zu gleichen Anteilen verteilt.

Für die Analyse der Stromgestehungskosten eines fiktiven Projekts (Onshore) ist mit den folgenden (empirisch abgesicherten) Randbedingungen gerechnet worden:

Spezifische WEA-Kosten:	870 €/kW
Investitionsnebenkosten:	30% (Variante 20%)
Jährliche Betriebskosten:	5% (Variante 3,5%) der WEA-Kosten
Annuität:	11% (Variante 10,3%)
Finanzierungszeitraum:	16 Jahre
Energieertrag:	1.300 bis 3.000 Volllaststunden

Abbildung 4-3 zeigt die Ergebnisse der Berechnung für eine 16-jährige Betriebs- und Finanzierungsdauer. Die Kurvenscharen zeigen die durchschnittlichen Stromgestehungskosten über den 16-jährigen Betrachtungszeitraum für die oben genannten Randbedingungen, sowie die Höhe der Einspeisevergütung nach EEG § 7. Im Einzelnen stellen die Kurven dar:

Kurve 1 zeigt die Einspeisevergütung nach EEG. Nach dem Referenzertragsmodell liegt für Windenergieanlagen, die in 2003 in Betrieb genommen werden, die durchschnittliche Vergütung je nach Standortqualität zwischen 8,9 und 6,9 c€/kWh.

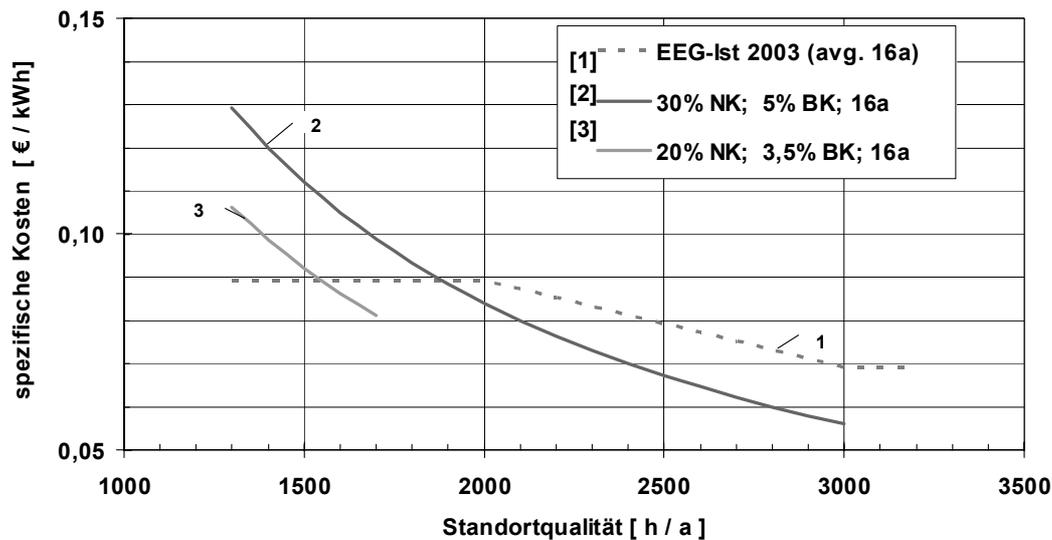


Abbildung 3-3: Stromgestehungskosten und Einspeisevergütung nach EEG /3/

Kurve 2 zeigt die Stromgestehungskosten für ein Projekt mit den folgenden Eckdaten: WEA-Kosten ab Werk 870 €/kW³⁾; Investitionsnebenkosten: 30%; jährliche Betriebskosten: 5% des WEA-Preises ab Werk; Betrachtungszeitraum 16 Jahre; (Annuität von 11%). Die Wirtschaftlichkeit stellt sich unter diesen Randbedingungen für Standortqualitäten ab 1.850 Volllaststunden (Vergütungssätze 2002) bzw. 1.900 Volllaststunden (Vergütungssätze 2004) ein.

Kurve 3 zeigt die Stromgestehungskosten für ein Projekt mit abweichenden Annahmen. Angenommen wurde hier ein Standort mit deutlich geringeren Ertragswerten (1.300 bis 1.700 Volllaststunden), wie sie vor allem im Binnenland angetroffen werden. Für die erwarteten Kosten wurden hier besonders günstige Annahmen getroffen. So betragen die Investitionsnebenkosten hier 20% des WEA Preises, die erwarteten jährlichen Betriebskosten werden mit durchschnittlich 3,5% p.a. angesetzt und die Annuität mit 10,3% festgelegt.

Zur vollständigen Finanzierung einer Windenergieanlage über einen Zeitraum von 16 Jahren ist eine durchschnittliche Jahresarbeit von etwa 1.900 Volllaststunden erforderlich, was bei einer 2-MW-Anlage einer Jahresproduktion von 3,8 Mio. kWh entspricht. Diese kann an windgünstigen Standorten, z.B. in Küstennähe, durchaus aber auch an sehr guten Binnenlandstandorten erreicht werden. Liegt der „Referenzertrag“ ebenfalls bei 3,8 Mio. kWh so würde nach EEG für Anlagen, die bis Ende 2003 in Betrieb ge-

3 Es wird hier mit 870 Euro/kW gerechnet und nicht mit dem Durchschnittspreis von 920 Euro/kW, da sich der höhere Preis auf Einzelanlagen bezieht. In diesem Rechenbeispiel wird jedoch ein Windparkprojekt mit mehreren Anlagen zugrunde gelegt.

nommen werden, die erhöhte Vergütung von 8,9 c€/kWh über einen Zeitraum von sechzehn Jahren und zwei Monaten gezahlt werden (194 Monate). Die Absenkung auf die reduzierte Einspeisevergütung (6,0 c€/kWh) erfolgt dann ab dem 195. Betriebsmonat. Rechnerisch ergibt sich – unter Annahme eines zwanzigjährigen Betriebszeitraums – dann eine durchschnittliche Vergütung von 8,34 c€/kWh.

5. Einfluss des geschützten Marktes auf Anlagenkosten

In diesem Kapitel soll gezeigt werden, wie sich die Bedingungen des geschützten Marktes in Gestalt des Stromeinspeisungs- und Erneuerbare Energien Gesetzes auf die Entwicklung der WEA-Preise ausgewirkt haben. Dies erfolgt anhand der WEA-Verkaufspreise (Listenpreise) sowie anhand der spezifischen Stromgestehungskosten nach Referenzertrag. Zunächst wird jedoch kurz auf die Entwicklung der Einspeisetarife eingegangen.

5.1 Entwicklung der Einspeisevergütungen

Vor Inkrafttreten des StrEG bestanden für EVU keine verbindlichen, einheitlichen Verpflichtungen zum Anschluss von Eigenerzeugungsanlagen an Stromversorgungsnetze und kein Mindestvergütungssatz, mit dem die eingespeiste Energie vergütet werden musste. Die Höhe der Einspeisevergütung konnte somit je nach Versorgungsgebiet stark variieren. So wurde zum Beispiel im Gebiet der Schleswig (Schleswig-Holstein) vor 1991 eine von Jahres- und Tarifzeit abhängige Vergütung gezahlt, die zwischen 7,3 Pf/kWh (Niedrigtarif, Dauer: 41,6 Prozent eines Jahres) und 16,32 Pf/kWh (Lasttarif, Dauer: 6,5 Prozent eines Jahres) betrug.

Die Entwicklung der Einspeisevergütungen nach Inkrafttreten des StrEG und seit 2000 nach Inkrafttreten des EEG und die entsprechenden Vergütungen für Strom aus Windenergie sind in Abbildung 5-1 wiedergegeben. Hierin sind sowohl die Nominalwerte als auch die inflationsbereinigten Realwerte, bezogen auf das Basisjahr 1995, dargestellt. Für die Preiskorrektur der Anfangsvergütungssätze nach EEG wurde ab dem Jahr 2002 mit einer angenommenen mittleren Inflationsrate von 1,5% gerechnet.

5.2 Entwicklung der Anlagenpreise

Angestoßen durch die stark gestiegene Nachfrage seit 1990 werden Windenergieanlagen mittlerweile als serienmäßige Industriegüter hergestellt. Durch größere Stückzahlen, optimierte Fertigungsverfahren sowie Lern- und Skaleneffekte sind die Verkaufspreise

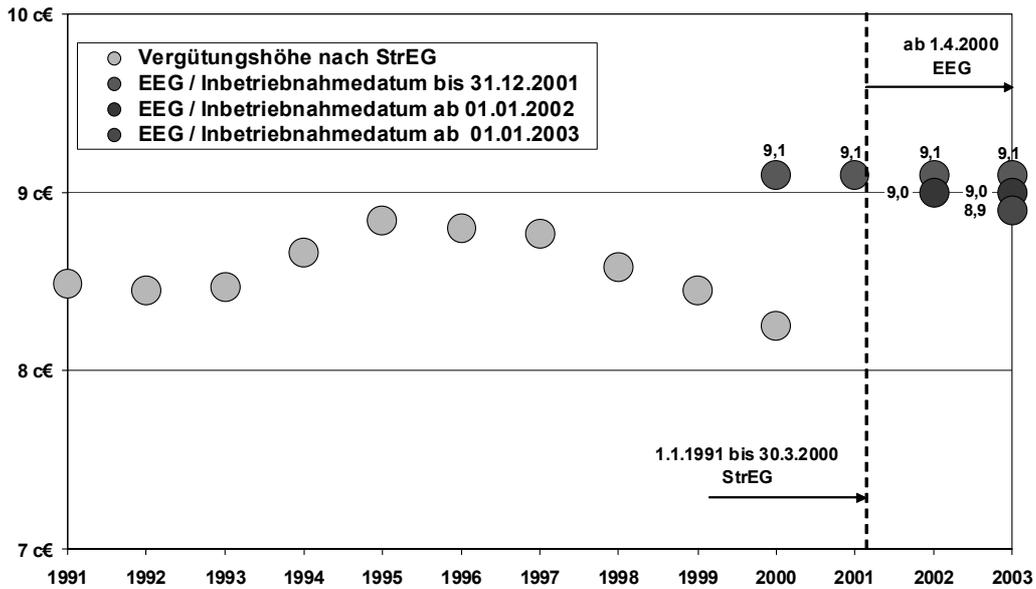


Abbildung 5-1: Entwicklung der Einspeisevergütungen nach StrEG und EEG /3/

(Listenpreise) für Windenergieanlagen in der Zeit von 1990 bis 2001 insgesamt betrachtet gesunken. Die Gesamtentwicklung der spezifischen WEA-Preise (DM/kW) in Abhängigkeit von der kumulierten installierten WEA-Leistung (MW) für den Zeitraum von 1990 bis 2001 auf dem deutschen Windenergiemarkt kann Abbildung 5-2 entnommen werden. Bei dieser Darstellungsweise muss beachtet werden, dass beide Achsen eine logarithmische Skala aufweisen.

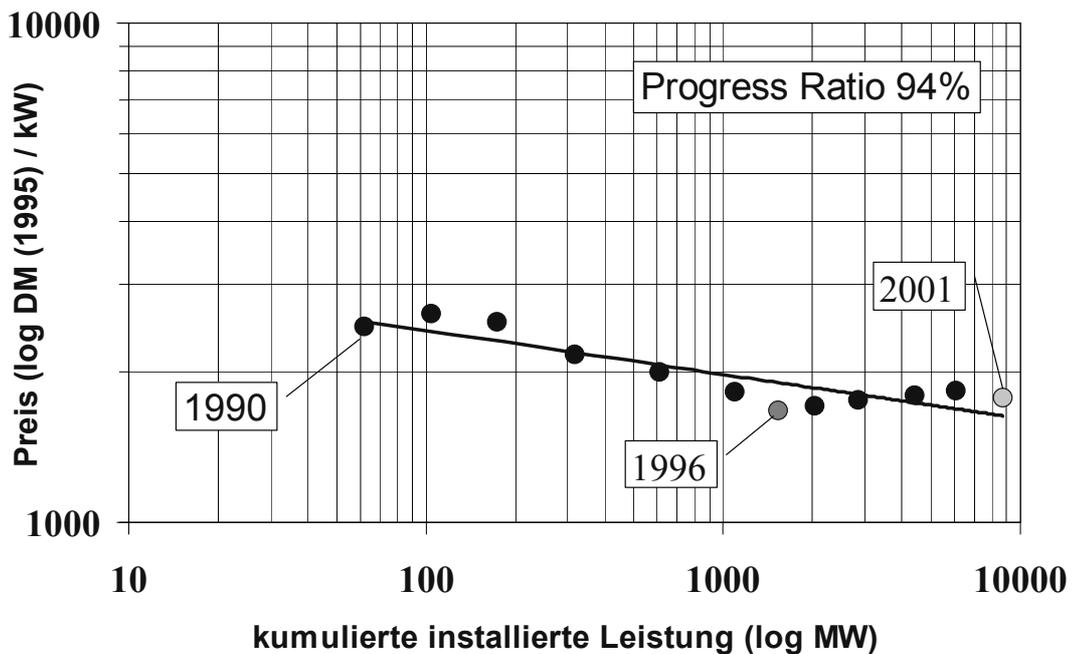


Abbildung 5-2: Entwicklung der WEA-Preise in Deutschland 1990 bis 2001

Grundlage dieser Auswertung ist eine vollständige Datei sämtlicher in Deutschland installierten WEA mit Angaben zu den technischen Eigenschaften (z.B. Typbezeichnung, Nennleistung, Nabenhöhe und neuerdings, soweit verfügbar, auch der Referenzertrag nach EEG), dem Standort, dem Aufstellungsdatum sowie dem jeweiligen Listenpreis. Im Rahmen des „250 MW Wind“-Programms war und ist es möglich, diese Daten zu erfassen und vielfältig auszuwerten. Eine Möglichkeit zur Auswertung dieser Daten besteht in der Berechnung von Lernkurven, mit denen die (spezifischen) Preisentwicklungen in Abhängigkeit der (kumulierten) Stückzahl, (kumulierten) installierten Nennleistung oder der (kumulierten) erzeugten Energie dargestellt werden können. Es ist also eine Darstellung der Preisentwicklung immer in Abhängigkeit von Mengen (als kumulierte Erfahrung) und nicht primär der Zeit. Danach reduzierten sich, ausgehend von 1.260 €/kW bei 60 MW kumulierter installierter Windleistung in 1990, die spezifischen WEA-Preise auf rund 910 €/kW bei 8.700 MW installierter Windleistung im Jahr 2001. Die genannten Preise sind inflationsbereinigt und auf das Preisniveau von 1995 bezogen. Der Lernerfolg (Progress Ratio) für diese Entwicklung liegt bei insgesamt rund 94 Prozent. Dies bedeutet, dass im Betrachtungszeitraum die Preise der Anlagen je Verdoppelungsschritt der kumulierten installierten Windleistung real, d. h. inflationsbereinigt, um ca. 6 Prozent gefallen sind. Absolut ergibt sich von 1990 bis 2001 eine reale Preisreduktion von rund 30%.

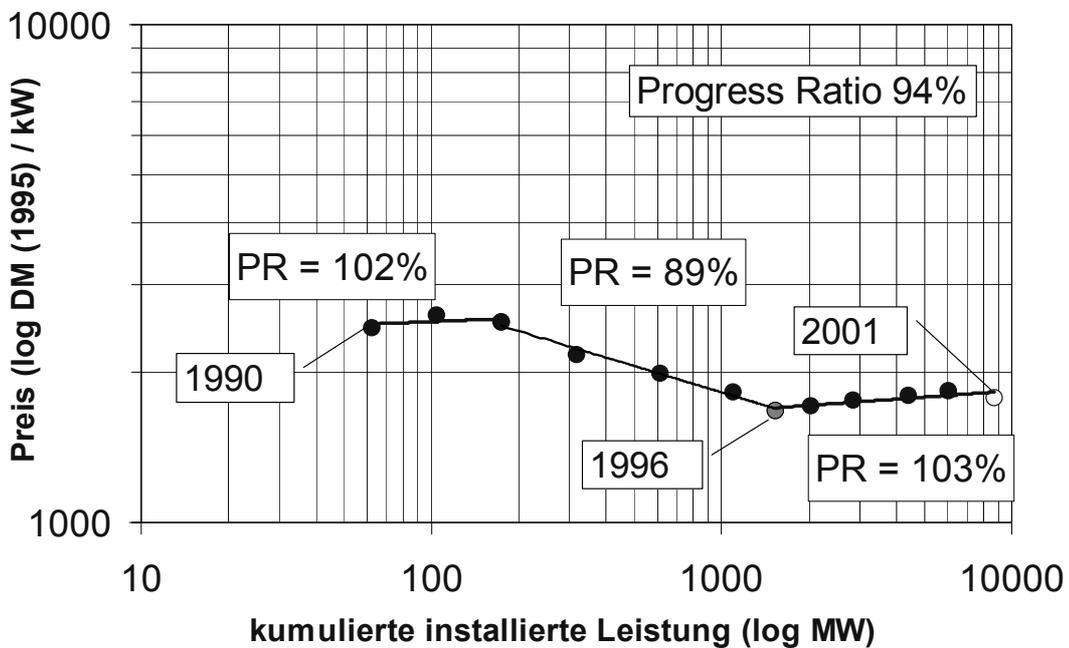


Abbildung 5-3: Entwicklung der WEA-Preise in Deutschland unterteilt in Zeitabschnitte

Die Entwicklung der spezifischen Preise (DM/kW) zeigt jedoch im Verlauf der Jahre einen deutlich unterschiedlichen Verlauf. So kann der Abbildung 5-3 entnommen werden, dass in den Jahren von 1990 bis 1992 die WEA-Preise mit einer Progress Ratio von 102% praktisch konstant blieben, um dann jedoch bis zum Jahr 1996 mit einer Rate von 89%, also pro Verdoppelungsschritt um 11%, deutlich zu fallen.

Absolut entsprach dies einer Reduktion von 1.291 €/kW in 1992 auf 859 €/kW in 1996, absolut entsprechend 34%. Seit diesem Jahr kehrte sich die Entwicklung jedoch wieder um, und es sind wieder tendenziell leicht steigende Preise zu verzeichnen.

Eine Darstellung der Entwicklung von spezifischen Anlagenpreisen in DM/kW, das heißt, mit Bezug auf die Nennleistung der einzelnen WEA, lässt zunächst außer Acht, dass die installierte Nennleistung allein noch nichts darüber aussagt, wie hoch der Energieertrag der betrachteten Anlagen ist. Dieser wird neben der Generatorleistung noch wesentlich durch die Nabenhöhe der Anlage und die Rotorkreisfläche bestimmt. Es ist also sinnvoll, neben dem Preis pro installiertem kW Nennleistung auch den Preis pro kWh des zu erwartenden Jahresenergieertrags zu betrachten. Gerade die seit 1996/97 verstärkt in den Markt gebrachten Anlagen der MW-Klasse weisen deutlich größere Nabenhöhen auf als z.B. Anlagen in der Leistungsklasse von 500/600 kW. Abbildung 5-4 zeigt eine Darstellung dieses Zusammenhangs.

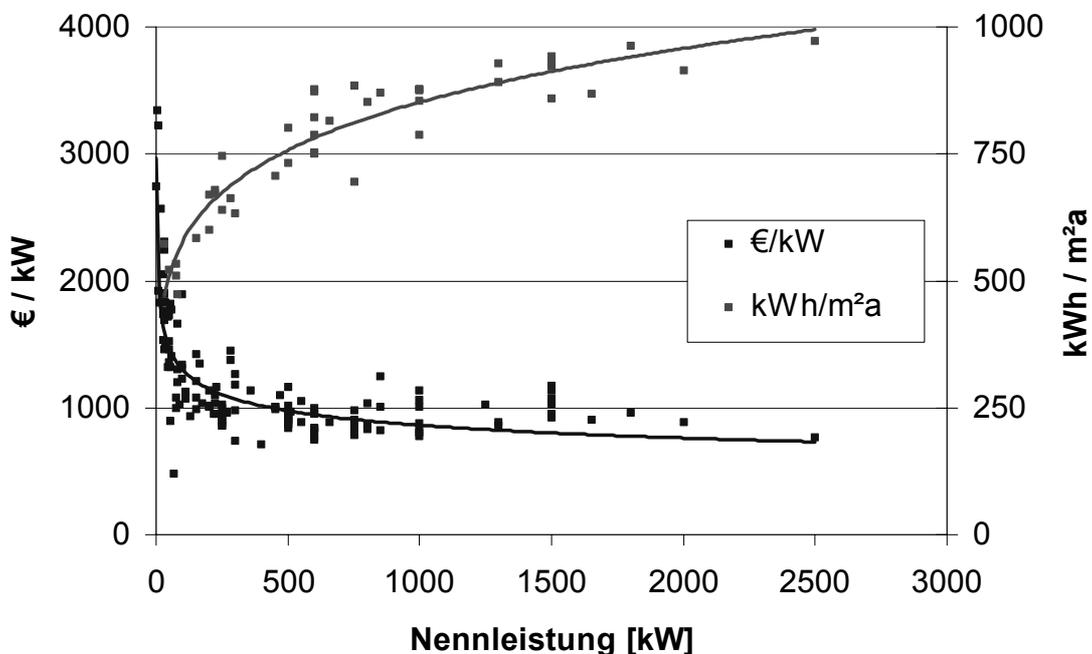


Abbildung 5-4: Spezifische Listenpreise und Jahresenergieerträge von Windenergieanlagen (entsprechend Referenzertrag nach EEG) /2/

Danach zeigen die spezifischen Preise (DM/kW) von Windenergieanlagen bis zu einer Nennleistung von rund 600/700 kW einen erkennbar sinkenden Verlauf und die entsprechenden spezifischen Energieerträge (kWh/m²) steigen deutlich an. Ab dieser Leistung bleiben die spezifischen Preise bis zu einer Leistung von rund 2 MW zumindest konstant, während die spezifischen Erträge erkennbar ansteigen. Da Windenergieanlagen mit ein und derselben Nennleistung, aber unterschiedlichen Nabenhöhen und Rotor-durchmessern am Markt angeboten werden, werden diese Anlagen in Abbildung 5-4 (mit entsprechend anderem Ertrag und Preis) wie unterschiedliche WEA-Typen behandelt. Als Richtwert für die spezifischen Preise aktueller Windenergieanlagen ab 600 kW Nennleistung können Werte von etwa 800 bis 1.100 Euro pro kW installierte Nennleistung angegeben werden.

Für die Konstruktion einer Lernkurve werden nicht ausschließlich die nach der Relation Ertrag/Preis günstigsten Anlagen berücksichtigt, sondern die tatsächlich im entsprechenden Jahr verkauften und installierten Anlagen. Auch die WEA-Betreiber entscheiden offenbar nicht ausschließlich nach den (vordergründig) günstigsten Anlagen, sondern beziehen andere Kriterien, wie z.B. das technische Konzept, die bekannten (weil veröffentlichten) Betriebsergebnisse und den Ruf des Herstellers bei Wartung und Instandsetzung mit in ihre Kaufentscheidung ein.

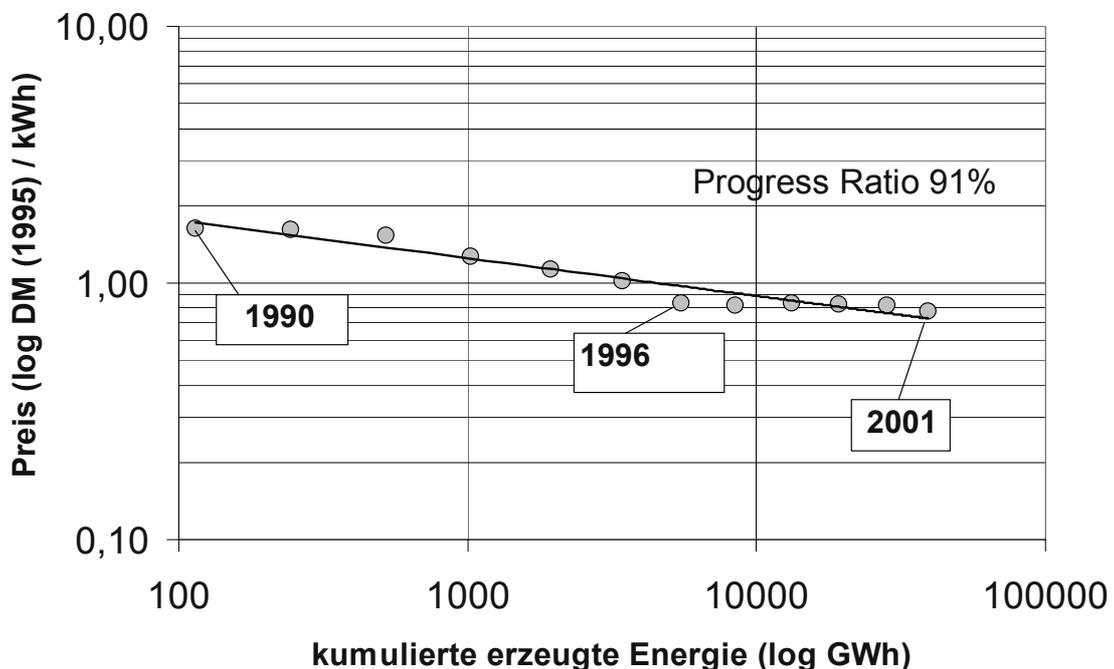


Abbildung 5-5: Entwicklung der WEA-Preise in Deutschland in DM/kWh Jahresenergieertrag nach Referenzstandort in Abhängigkeit von der kumulierten erzeugten Energie, 1990 bis 2001

Um die oben angeführten Zusammenhänge hinsichtlich Anlagenpreis und erzielbarem Energieertrag Rechnung zu tragen, ist in Abbildung 5-5 die Entwicklung der spezifischen WEA-Preise in DM/kWh Jahresenergieertrag nach Referenzstandort über der von allen WEA tatsächlich erzeugten kumulierten Energie in GWh von 1990 bis 2001 aufgetragen. Diese Darstellung zeigt zunächst eine Lernrate von insgesamt 9% gegenüber 6% bei der Darstellung in Abbildung 5-2. Für die Jahre ohne erkennbare weitere Preisreduktionen entsprechend Abbildung 5-3, also für die Jahre 1996 bis 2001, zeigt sich jedoch auch hier kein grundsätzlich anderer Verlauf. So betragen in 1990 die spezifischen Preise 0,84 € pro kWh Jahresreferenzertrag bei kumulierten 114 GWh erzeugter Energie und in 1996 nur noch 0,43 €/kWh. Dies entspricht bei absoluter Betrachtung einer Reduktion um 49%. In den Folgejahren bleiben die spezifischen Preise in etwa konstant, um dann in 2001 nochmals auf 0,40 € (7% absolut) zu fallen. Im Jahr 2002 wurde bereits ein Preisniveau von 0,38 €/kWh Jahresarbeit erreicht.

6. Zukünftige Anwendungsfelder für die Windenergie

6.1 Windenergie in einer dezentralen, netzgebundenen Energieversorgung

Unser heutiges Energieversorgungssystem wurde für die Aufgabe konzipiert, mit wenigen großen, zentralen Erzeugungsanlagen eine große Anzahl räumlich verteilter Lasten, bzw. Verbraucher zuverlässig und kostengünstig mit Energie zu versorgen. Diese Aufgabe wurde in Europa noch bis vor wenigen Jahren von Versorgungsunternehmen wahrgenommen, die in geschützten, monopolistischen Märkten von der Energieerzeugung und -übertragung bis hin zur -verteilung an den Endkunden für die gesamte Versorgungskette zuständig waren. Ausgelöst durch die EU Richtlinien zur Deregulierung der Energiemärkte und nachfolgende nationale Gesetzgebungen wurde auch in Deutschland durch Aufhebung der Gebietsmonopole und die unternehmerische Trennung entsprechend den Versorgungsaufgaben erste Schritte zur Umstrukturierung unseres Energieversorgungssystems unternommen.

Ebenfalls initiiert durch gesetzgeberische Maßnahmen begann Anfang der 90er Jahre mit dem Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) der verstärkte Ausbau zur Nutzung erneuerbarer Energien (EE) in Deutschland. Durch die erfolgreiche Kombination aus Anschlussverpflichtung und Mindestpreis wurde für den Bereich der Windenergie der ökonomische Durchbruch in einem gesetzlich geschützten Rahmen vollzogen. Mit dem Inkrafttreten des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) im April 2000 soll diese Entwicklung weiter verstärkt und vor allem auf andere EE-Technologien ausgeweitet werden. Zusammen mit weiteren administrativen Maßnahmen zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung und zur rationellen Energieverwendung sollen damit die Grundlagen zur Erfüllung der nationalen CO₂ Minderungsziele und zur massiven Nutzung Erneuerbarer Energien gelegt werden.

Die verstärkte Nutzung von weiträumig verteilten, zum Teil auch verbrauchernahen und dargebotsabhängigen Erzeugungseinheiten führt in Abhängigkeit vom erreichten Durchdringungsgrad sukzessive zu einer Umstrukturierung des heute noch zentral ausgerichteten Versorgungssystems hin zu einem mehr von kleineren, de-

zentralen Elementen gekennzeichneten System. Insofern bedeutet „Integration“ von erneuerbaren Energien bei tatsächlicher Umsetzung der im politischen Raum diskutierten Ausbauszenarien letztendlich eine „Transformation“ des bestehenden Versorgungssystems hin zu mehr Dezentralität, das heißt zu mehr verbrauchernaher Erzeugung. Neben dieser zu erwartenden Regionalisierung der Energieversorgung soll darüber hinaus die wachsende Bedeutung der Erschließung großer EE-Potenziale in großen Entfernungen zu Verbrauchszentren, bis hinein in andere Klimazonen, gleichermaßen betont werden.

Die sich in Deutschland aus der zunehmenden Nutzung von erneuerbaren Energien ergebende Entwicklung hin zu mehr Dezentralität wird durch eine sich davon unabhängig vollziehende Entwicklung in der konventionellen Energietechnik mehr und mehr begünstigt. Besonders in den USA ist in den letzten Jahren eine deutliche Zunahme der Marktanteile von Dieselaggregaten und Gaskraftwerken im Leistungsbe- reich von einigen kW bis zu einigen MW zu verzeichnen, die ebenfalls zur dezentralen, verbrauchernahen Stromerzeugung beitragen. Der Absatz dieser Kleinkraftwerkstypen wächst dort jährlich im Schnitt um 7%. Diese Entwicklung ist auch deshalb für die wei- tere Nutzung von erneuerbaren Energien so wichtig, weil sie in einem dezentralen Ener- gieversorgungskonzept die für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb notwendigen Backup- und Regelungskapazitäten bereitstellen können.

Dezentrale Energieversorgung umfasst sowohl den netzparallelen als auch den autono- men Betrieb von kleinen, modularen Erzeugungsanlagen durch Energieversorgungsun- ternehmen, deren Kunden, oder aber davon unabhängigen Dritten. Das dezentrale Kon- zept unterscheidet sich dabei fundamental vom zentralen Versorgungsansatz. Die Er- zeugungseinheiten können nämlich auch direkt am Verbrauchspunkt betrieben werden und damit entweder zur unmittelbaren Bedarfsdeckung eines zugeordneten Verbrau- chers oder aber zum Nutzen des gesamten dezentralen Versorgungssystems beitragen.

Zukünftige Versorgungssysteme werden zunehmend daran gemessen werden, in wie weit ein effizienter, ökonomischer Betrieb und die Forderungen zur Nachhaltigkeit miteinander in Einklang gebracht werden. Im Detail sollten zukünftige Versor- gungssysteme folgende Anforderungen erfüllen:

- **Zuverlässiger und kostengünstiger Betrieb,**
- **Hohe Effizienz hinsichtlich Umweltverträglichkeit und Ressourcenverbrauch,**
- **Möglichkeit zur regionalen Nutzung erneuerbarer Energien,**
- **Modulare Erweiterbarkeit,**
- **Kurze Planungs-, Genehmigungs- und Errichtungszeiten.**

Dezentrale, verbrauchernahe Energieversorgung bedeutet nicht, dass zukünftig nur noch separierte (autonome) Verteilungsnetze auf Mittel- oder Niederspannungsebene die Stromversorgung einzelner Regionen oder Städte sicherstellen sollen und keine Übertragungsnetze auf Höchstspannungsebene mehr benötigt würden. Obwohl es derartige Versorgungslösungen durchaus geben kann, wird das Übertragungsnetz für einen Ausgleich zwischen entfernten Regionen sowie für Stromimporte aus dem Ausland weiterhin seine Bedeutung behalten. Nur durch eine elektrische Verbindung – auch über längere Distanzen – können die regionalen Ressourcen an erneuerbaren Energien umfassend genutzt werden. So müssen schon heute Windleistungen aus den deutschen Küstengebieten mit Hilfe des Übertragungsnetzes in andere Regionen transportiert werden. Dabei wird in Schwachlastzeiten bei gleichzeitig hohen Windgeschwindigkeiten z.B. aus dem schleswig-holsteinischen Mittelspannungsnetz ins vorgeschaltete Übertragungsnetz zurückgespeist. Möchte man auf derartige Möglichkeiten verzichten, müssten zwangsläufig die Windenergieanlagen abgeregelt werden, mit entsprechend negativen Auswirkungen auf die Auslastung. Dieser Aspekt wird sich noch drastisch verstärken, wenn die immensen Offshore-Potenziale in Nord- und Ostsee erschlossen werden. So sieht ein Szenario des Bundesministeriums für Umwelt und Reaktorsicherheit vor, bis zum Jahr 2030 mit ca. 25 GW installierter Windleistung rund 16% des deutschen Stromverbrauchs allein aus Offshore-Windenergie zu decken. Diese Leistungen können nur dann effektiv genutzt werden, wenn sie auch in die Verbrauchszentren, z.B. an Rhein und Ruhr, transportiert werden können.

Trotz des Fortbestands des Hoch- und Höchstspannungs-Übertragungsnetzes werden sich demnach in einem zukünftigen dezentralen Versorgungssystem wesentliche Verschiebungen bei den Aufgaben ergeben:

Durch die verstärkte (regionale) Nutzung erneuerbarer Energien und anderer dezentraler Anlagen werden sich die Erzeugungskapazitäten am Mittelspannungsnetz weiterhin tendenziell erhöhen, während die bestehenden (konventionellen) größeren Erzeugungseinheiten am Höchstspannungsnetz sukzessive eher abnehmen werden. Dieser Prozess wird sich vermutlich so abspielen, dass alte, ausgediente Großkraftwerke am Höchstspannungsnetz nicht mehr durch entsprechend große Einheiten ersetzt werden, sondern kostengünstige, schnell regelbare Einheiten (auch) am Mittelspannungsnetz neu aufgebaut werden. Daneben werden sicherlich auch neu zu errichtende thermische Kraftwerke am Übertragungsnetz als Backup-Kraftwerke zu großen Offshore-Windparks, die gleichermaßen an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, betrieben werden.

Die Windenergie wird im Verbund mit anderen Erneuerbaren Energien zukünftig einen wachsenden Beitrag zur Energieversorgung leisten. Für die nächsten Jahre werden besonders Fragen zur Interaktion vieler dezentraler (dargebotsabhängiger) Versorgungseinheiten mit dem bestehenden thermischen Kraftwerkspark im Mittelpunkt stehen. Die Europäische Kommission hat auf diese Herausforderung bereits mit einem eigenen Forschungsschwerpunkt (Integration of distributed generation) reagiert.

6.2 Großtechnische Offshore-Windenergienutzung in Deutschland

Zum Thema Potenziale und Kosten einer großtechnischen Offshore-Windenergienutzung hat in den letzten Jahren national wie international eine lebhafte Diskussion eingesetzt, nachdem mit (kleineren) Projekten in Dänemark, Schweden und Holland erste Erfahrungen gesammelt werden konnten. In Deutschland wurde mit zahlreichen Projektplanungen begonnen, seit mit dem Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) auch Vergütungsregelungen für die Offshore-Windenergienutzung in der Nord- und Ostsee geschaffen wurden. Um für eine großtechnische Offshore-Windenergienutzung möglichen Konflikten mit anderen Nutzern und Interessenträgern so weit wie möglich aus dem Weg zu gehen, werden in Potenzialstudien für Deutschland besonders Gebiete außerhalb der 12 Seemeilenzone, in der so genannten Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ), betrachtet. In diesen Gebieten, mit Küstenabständen von mindestens 30 bis 40 km und Wassertiefen von mindestens 25 bis 30 Metern, unterliegen Errichtung, Betrieb und Netzanbindung von WEA grundsätzlich anderen Bedingungen als in den küstennahen Gebieten, auf die sich die bisher vorliegenden Erfahrungen beschränken.

Zudem befinden sich die Anlagen der 3 bis 5 MW-Klasse, die in den geplanten Großprojekten in der deutschen AWZ zumeist vorgesehenen sind, noch im Entwicklungsstadium und die Betriebserfahrungen mit landgestützten, größeren WEA beschränken sich auf Zeiträume deutlich unter 10 Jahren. Weiterhin liegen über die technischen Voraussetzungen zur Integration von großen, aber räumlich konzentrierten Offshore-Windleistungen in elektrische Versorgungsnetze bislang noch keinerlei belastbare Erfahrungen vor. Vielmehr beschränken sich diese bislang eher auf das Verhalten von WEA im großräumigen landgestützten Netzverbund. **Deshalb betritt man mit den in Deutschland vorgesehenen Offshore-Projekten absolutes Neuland mit den entsprechenden Anforderungen zunächst an Forschung und Entwicklung, dann an die Demonstration der technischen Einsatzreife und danach an die Sicherstellung eines zuverlässigen Dauerbetriebs. Erst dann sind vermutlich die notwendigen Grundlagen geschaffen,**

um Versicherungen und Banken zu bewegen, sich in frei finanzierten Offshore-Projekten im notwendigen Umfang zu engagieren.

Trotz der bereits vielfältig vorliegenden Erkenntnisse und Ansätzen zur Verbesserung der Integrationsfähigkeit von großen Windleistungen in Versorgungssysteme sind besonders auf diesem Sektor viele Fragen offen, die im Rahmen weiterer, intensiver Untersuchungen geklärt werden müssen. **Insbesondere hat sich gezeigt, dass eine mittel- bis langfristige Strategie zur Offshore-Windenergienutzung erforderlich ist, um die notwendigen Investitionsentscheidungen für einen Netzausbau unter den richtigen Randbedingungen treffen zu können. Wesentlich wird es dabei sein, zu klären, welche gesetzlichen Randbedingungen der Gesetzgeber vorgeben möchte, oder anders gesagt, in wie weit der Staat regelnd in die Erschließung der Offshore-Potenziale eingreifen will (und darf).**

Nachfolgend werden die wichtigsten Fragestellungen hinsichtlich der Integration großer Windleistungen in Versorgungssysteme zusammengefasst:

- Mit welcher Entwicklung der installierten Leistung ist offshore sowie an Land bis 2010 und danach in den deutschen Regelzonen zu rechnen?
- Wo liegen die geeigneten Netzanschlusspunkte für die Offshore-Windparks?
- Welche Netzausbaumaßnahmen sind erforderlich um den Windstrom aufzunehmen und zu den Verbrauchszentren zu transportieren?
- Sind diese Netzausbaumaßnahmen genehmigungsfähig?
- Mit welcher Übertragungstechnik wird der von den Offshore-Windparks erzeugte Strom ins Netz eingespeist. Das Anbindungskonzept und weitere Maßnahmen stehen in direktem Zusammenhang?
- Welche Trassen stehen für die Übertragung durch das norddeutsche Wattenmeer zur Verfügung?
- Wie groß ist die maximale Übertragungsleistung pro Trasse?
- Wie verhält sich das Gesamtsystem bestehend aus den Offshore-Windparks, den Windparks an Land, den Seekabelübertragungen einschließlich der Konverter und dem aufnehmenden Höchstspannungsnetz bei elektrischen Fehlern?
- Wie sind die Rückwirkungen auf die Systemstabilität?
- Welche Kraftwerksleistung muss am Netz verbleiben, um das Gesamtsystem sicher zu betreiben?
- Welche elektrischen Wechselwirkungen gibt es mit benachbarten Verbundnetzen Dänemarks und den Niederlanden sowie mit den Verbundnetzen benachbarter deutscher Netzbetreiber?

- Welche Möglichkeiten wird es geben, Offshore-Windparks zu regeln?
- Wie viel Reserve an Kraftwerksleistung ist von den Verbundnetzbetreibern vorzuhalten?
- Im UCTE-Netz werden 3.000 MW an Primärregelleistung auf Gegenseitigkeit anteilig vorgehalten, entsprechend eines Doppelblockausfalls. Bei Offshore-Windeinspeisung mit höherer, konzentrierter Leistung reicht diese Leistung ggf. nicht mehr aus.
- Welche Auswirkungen sind somit für den UCTE-Primärregelbedarf zu erwarten und welche Aufteilungen müssen gefunden werden?

6.3 Windenergieanlagen in Hybridsystemen zur Elektrifizierung entlegener Gebiete

In zahlreichen Szenarien zur Entwicklung des weltweiten Energieverbrauchs wird analog zum exponentiellen Wachstum der Weltbevölkerung auch ein damit einhergehendes dramatisches Wachstum des weltweiten Energieverbrauchs prognostiziert. Dieses Wachstum, induziert durch die zu erwartende steigende Energienachfrage, wird vor allem die Schwellen- und Entwicklungsländer betreffen und die entsprechenden Volkswirtschaften vor große, bislang ungelöste Aufgaben im Bereich der Energieversorgung stellen. Aus Gründen des weltweiten Klima- und Umweltschutzes sowie der Ressourcenschonung ist es sinnvoll, so weit wie möglich, Windenergie, wie auch andere erneuerbare Energiequellen zur Deckung dieser wachsenden Energienachfrage heranzuziehen und gleichermaßen eine nachhaltige Antriebswirkung der wirtschaftlichen Entwicklung dieser Länder zu erreichen.

Für die Versorgung entlegener Gebiete werden bislang vorwiegend Dieselgeneratoren im Leistungsbereich von einigen kW bis zu mehreren MW eingesetzt. Die gesamte installierte Dieselgenerator-Leistung in Entwicklungsländern wird mit annähernd 60 GW angegeben. Durch den Betrieb dieser Anlagen – und insbesondere durch zu erwartende Neuinstallationen – werden die Zielsetzungen der internationalen Staatengemeinschaft hinsichtlich der Reduktion von Schadstoff-Emissionen und der Ressourcenschonung massiv in Frage gestellt.

Demgegenüber bietet gerade hier der notwendige Neubau oder Ersatz von fossilen Stromerzeugungsanlagen die Chance für einen grundlegenden Wechsel zu erneuerbaren Energieträgern. **Generell stellt der Aufbau von Versorgungsstrukturen mit hohem Anteil an erneuerbaren Energien im Leistungsbereich von einigen kW bis zu mehreren MW weltweit ein Einsatzpotenzial dar, welches eine großmaßstäbliche Einführung der regenerativen Energien verspricht.** Einen günstigen Ansatzpunkt hierfür

bietet vor allem die lokale und regionale Energieversorgung, beginnend mit einzelnen Gewerbebetrieben und Industrieparks bis hin zu ganzen Gemeinden, die als Ausgangspunkt zur sukzessiven Elektrifizierung sowie zur wirtschaftlichen Entwicklung ganzer Regionen dienen können.

Die elektrische Energieversorgung netzferner Gebiete oder einzelner Verbraucher ohne Anschlussmöglichkeit an die öffentliche Stromversorgung stellt eine gleichermaßen politische, ökonomische und technische Herausforderung dar. Das BMBF förderte seit Beginn der 80er Jahre in mehreren Projekten die Entwicklung der zum Aufbau hybrider Versorgungssysteme notwendigen Systemtechnik. Darüber hinaus wurden bereits erste Pilotanlagen, z.B. auf der irischen Insel Cape Clear oder der griechischen Insel Kythnos im Rahmen von FuE -Projekten unterstützt. Bei der Weiterentwicklung der verschiedenen Komponenten in Hybridsystemen lag seit den 90er Jahren der Schwerpunkt eher auf dem Gebiet der PV-Wechselrichter oder der Umkehrstromrichter zum Laden bzw. Entladen von Batterien, jedoch weniger auf der Entwicklung preiswerter, robuster WEA im Leistungsbereich zwischen 5 und 10 kW.

Die Marktpreise verfügbarer WEA im Leistungsbereich zwischen 1 und 10 kW bewegen sich in Gleichstromausführung, z.B. zum Laden von Batterien, im Bereich von rund 1.500 €/kW oder in Wechselstromausführung zum Netzparallelbetrieb im Bereich von bis zu 5.000 €/kW. Damit liegen die Preise fernab dem Niveau, das für marktgängige größere Anlagen bereits erreicht wurde. Für die technische Reife der Kleinanlagen ist ein ähnlicher Unterschied zu unterstellen, konzentrierten sich doch die Entwicklungen der letzten Jahre ausschließlich auf größere Anlagen für den Netzparallelbetrieb. Der Grund hierfür liegt ganz einfach darin, dass durch die gesetzlichen Regelungen ein (geschützter) Markt mit entsprechender Nachfrage entstehen konnte. Dies war und ist für Kleinanlagen oder ganze Hybridsysteme zur Elektrifizierung entlegener Gebiete nicht der Fall. Hier gibt es zwar einen gewaltigen Bedarf an Elektrizität und zum Teil bessere Windbedingungen, aber keinen (geschützten) Markt mit entsprechender Nachfrage und Kaufkraft. Ziel zukünftiger Aktivitäten sollte es also sein, sowohl die Weiterentwicklung der Anlagentechnik zu betreiben, als auch durch entsprechende Förderprogramme, z.B. im Rahmen der Entwicklungszusammenarbeit, für entsprechende Nachfrage zu sorgen. Wünschens- und erstrebenswert wäre dabei eine Gesamtentwicklung, wie sie bei den netzgebundenen größeren Anlagen bei Preis und Technik bereits stattgefunden hat.

7. Literaturverzeichnis

- /1/ G. Czisch, M. Durstewitz, M. Hoppe-Kilpper, W. Kleinkauf: „Windenergie gestern, heute und morgen“ in: Tagungsband Husum Wind '99, Hrsg.: Husumer Wirtschaftsgesellschaft, September 1999
- /2/ M. Durstewitz, M. Hoppe-Kilpper, unter Mitwirkung von G. Czisch und B. Hahn: „Markt- und Kostenentwicklung bei der Windenergie“, Studie im Auftrag des BMWi, Kassel, 2002
- /3/ M. Durstewitz, C. Ensslin, B. Hahn, M. Hoppe-Kilpper, K. Rohrig: „Windenergie Report Deutschland“, ISET, 2003
- /4/ Ad-hoc-Ausschuss Großwindanlagen beim Bundesministerium für Forschung und Technologie: „Abschlussbericht“, BMBF, Bonn, 1992 (unveröffentlicht)
- /5/ M. Durstewitz, B. Hahn, M. Hoppe-Kilpper, C. Nath, V. Köhne: „Offshore-Windenergienutzung in der AWZ“, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Kassel, 2001
- /6/ M. Hoppe-Kilpper: „Performance Indicators for Wind Power Operation“ in Performance of Generating Plants, Hrsg.: World Energy Council, London, 2001
- /7/ „Energy Technology Indicators, Wind Energy Technologies“, European Commission, DG Research, ftp://ftp.cordis.lu/pub/eesd/docs/indicators_019b_wind.pdf
- /8/ N. Krzikalla: „Auswirkungen des EEG und des KWK Gesetzes auf die Endkundenpreise“, Studie des Büro für Energiewirtschaft und Technische Planung GmbH BET, Aachen, Mai 2001
- /9/ F. Staiß: „Jahrbuch Erneuerbare Energien“, Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg, Biebertstein-Fachbuchverlag, Radebeul, 2001

Der Autor

Dr.-Ing. Martin Hoppe-Kilpper, Jahrgang 1955, studierte Elektrotechnik mit den Vertiefungsrichtungen Energietechnik sowie Mess- und Regelungstechnik an der Universität Kassel. Er war zunächst Wissenschaftlicher Assistent am Lehrstuhl Elektrische Versorgungssysteme von Professor Kleinkauf, Universität Kassel. Heute arbeitet er am Kasseler Institut für Solare Energieversorgungstechnik, ISET und ist dort Leiter des Forschungsbereichs Information und Energiewirtschaft mit den Arbeitsgruppen Windenergienutzung, Informations- und Prognosesysteme sowie elektrische Versorgungsstrukturen.

Reihe Ökologische Marktwirtschaft

www.fes.de/stabsabteilung **Ökologische Marktwirtschaft – Nachhaltigkeit, Publikationen**

Kommunales Energiemanagement – Strategien, Akteure, Hemmnisse, Vollrad Kuhn, Bonn 2003, 52 Seiten, ISBN 3-89892-191-3

Lebensqualität, Konsum und Umwelt: intelligente Lösungen statt unnötiger Gegensätze / Joachim H. Spangenberg, Sylvia Lorek, Bonn 2003. 46 S. ISBN 3-89892-165-4

Agenda 2002 ff: Perspektiven und Zielvorgaben nachhaltiger Entwicklung für die nächste Legislaturperiode; Kurzgutachten / Martin Jänicke; Axel Volkery. Bonn 2002. 38 S. ISBN 3-89892-083-6

Unbezahlbares Wachstum: Chinas ökologische Herausforderungen / Jürgen Kahl. Bonn 2002. 22 S.

International trade law and climate change: a positive way forward / Matthias Buck and Roda Verheyen. Bonn 2001. 45 S.

Energiepolitik für die Zukunft: Leitlinien zur Energiepolitik; Schlussdokument – Energiedialog 2000 / Hrsg. Albrecht Koschützke. Bonn 2000. – 67 S. ISBN 3-86077-918-4

Bündnis für Arbeit und Umwelt: ein Beitrag zur ökologischen Modernisierung und zur Schaffung zukunftsfähiger Arbeitsplätze; Kongress am 21. Oktober 1999 im Reichstag, Berlin. Bonn 2000. 107 S. ISBN 3-86077-902-8

Ökologische Produktion und Neue Medien: Produkte der Zukunft auf dem Gebiet der IuK-Techniken / Ulrich Briefs. Bonn 1999. 44 S. ISBN 3-86077-794-7

Bonusregelung für Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen / Manfred Fishedick; Peter Hennicke. Bonn 1999. 42 S. ISBN 3-86077-858-7

Die Praxis der Kreislaufwirtschaft: Ergebnisse des Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetzes / Roda Verheyen; Joachim H. Spangenberg. Bonn 1998. 93 S. ISBN 3-86077-761-0

Wohlstand für das nächste Jahrhundert – Ökologische Konzepte für eine gute Zukunft / Hrsg. Werkstatt Produkte der Zukunft der Friedrich-Ebert-Stiftung, Michael Müller. Bonn 1997. 62 S. ISBN 3-86077-698-3

Schutz der Erde: ein neuer Anlauf in der deutschen Klimapolitik / Edda Müller; Reinhard Loske; Hermann E. Ott. Bonn 1997. 50 S. ISBN 3-86077-698-3

Protecting the earth: a new start in German climate policy / by Edda Müller; Reinhard Loske; Hermann E. Ott. Bonn 1997. 48 S. ISBN 3-86077-697-5

Waldpolitik und nachhaltige Entwicklung / Ralf Schmidt. Bonn 1997. 51 S. ISBN 3-86077-656-8

Von der Abfallwirtschaft zum Stoffstrom-Management / Joachim H. Spangenberg und Roda Verheyen. Bonn 1996. 80 S. ISBN 3-86077-535-9