

Stand und Perspektiven der Windenergienutzung in Deutschland – Ergebnisse aus dem Wissenschaftlichen Meß- und Evaluierungsprogramm

von Martin Hoppe-Kilpper,
Michael Durstewitz,
Werner Kleinkauf,
Norbert Stump und
Rolf Windheim

Dipl.-Ing. Martin Hoppe-Kilpper ist Leiter und Dipl.-Ing. Michael Durstewitz ist wissenschaftlicher Mitarbeiter der Projektgruppe Windenergie, und Prof. Dr.-Ing. Werner Kleinkauf ist Vorstandsvorsitzender des Instituts für Solare Energieversorgungstechnik e. V. (ISET), Kassel.

Dr. Norbert Stump ist Leiter und Dr. Rolf Windheim ist wissenschaftlicher Mitarbeiter des Bereichs 41 (Windenergie, Solare Prozesswärme, Wasserstoff) des Projektträgers BEO im Forschungszentrum Jülich GmbH (FZJ), Jülich.

Überblick

Die Nutzung der Windenergie hat in den Jahren seit 1990, maßgeblich unterstützt durch Förderprogramme der Länder und des Bundes, enorme Fortschritte gemacht. Entscheidend gefördert wurde diese Entwicklung durch die Verabschiedung des sogenannten Stromeinspeisungsgesetzes. Dieses regelt die Abnahme und Vergütung von Strom aus erneuerbaren Energien durch die öffentlichen Energieversorgungsunternehmen. Im Jahr 1995 konnte die installierte Windleistung in Deutschland wiederum nahezu verdoppelt werden und beträgt nunmehr ca. 1.100 MW. Der Windstromanteil lag in 1995 bei ca. 0,2% des elektrischen Energieverbrauchs (1.500 kWh). Das oftmals formulierte Ziel, in Deutschland einen Windstromanteil im Prozentbereich zu erreichen, scheint mittelfristig möglich, wenn die zur Zeit noch günstigen Rahmenbedingungen (u. a. das Stromeinspeisungsgesetz) beibehalten werden.

The technical and economical progress of wind power in Germany is very promising. It was stimulated by continuous governmental support of R&D and, since 1990, by the large-scale demonstration program „250 MW Wind“. Since 1991 another important impetus has been the „Electricity Feed Law“ which regulates incentives for power produced from renewable energy sources. In 1995, the rated wind power capacity was nearly doubled to 1.100 MW. Electricity production in 1995 was around 1.500 million kWh or 0,2% of total German electricity production. The often discussed goal of producing one or more per cent of the German electricity by wind power seems to be attainable in the medium term, based on the assumption that the favorable incentives and boundary conditions remain in force.

1. Einleitung

Die Nutzung der Windenergie hat in den Jahren seit 1990, maßgeblich unterstützt durch Förderprogramme der Länder und des Bundes – insbesondere durch das „250 MW Wind“-Programm –, enorme Fortschritte gemacht. Entscheidend gefördert wurde diese Entwicklung durch die Verabschiedung des Stromeinspeisungsgesetzes im Dezember 1990. Dieses Gesetz regelt die Abnahme und Vergütung von Strom aus erneuerbaren Energien (z. B. Wind, Sonne, Wasser) durch die öffentlichen Energieversorgungsunternehmen (EVU). Für Strom aus Windenergie beträgt die Vergü-

tung 90 Prozent des Durchschnittserlöses je Kilowattstunde aus der Stromabgabe der EVU an Endverbraucher. Im Jahr 1995 waren dies DPF 17,28.

Der Aufschwung der Windenergienutzung in Deutschland zeigt sich anhand mehrerer Aspekte. So haben die günstigen Rahmenbedingungen nicht nur einen Einfluß auf die Installationsrate neuer Windenergieanlagen (WEA), sondern wirken sich auch auf die Verbesserung der Anlagentechnik und letztendlich auf die Reduktion der Produktionskosten aus. In [Abbildung 1](#) ist zu erkennen, daß das Wachstum der WEA-Installationsrate in energiewirtschaftlich relevanter Größenordnung nun auch unabhängig von der auf 250 MW Gesamtleistung begrenzten Bundesförderung Bestand hat.

Seit 1989 werden alle im Breitentest „250 MW Wind“ geförderten Anlagen durch ein Wissenschaftliches Meß- und Evaluierungsprogramm (WMEP) im laufenden Betrieb begleitet. Dadurch stehen sehr verlässliche Daten zur Verfügung. Bis zum Jahresende 1995 wurden bereits 1.450 WEA mit gut 300 MW installierter Nennleistung in das Meßprogramm aufgenommen, das vom Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) im Auftrag des BMBF durchgeführt wird. Der größte Teil der im Laufe des Jahres 1995 neu aufgenommenen Anlagen hat eine gegenüber vorangegangenen Jahren wiederum erhöhte Nennleistung von 500 bis 600 kW. Dadurch hat sich die durchschnittliche WEA-Nennleistung im WMEP auf über 200 kW vergrößert.

Alle Maßnahmen (Förderprogramme und Stromeinspeisungsgesetz) bewirkten, daß Deutschland im internationalen Vergleich mittlerweile hinsichtlich der Windenergienutzung einen Spitzenplatz einnimmt. So wurden in den Ländern der Europäischen Union bis Ende 1995 etwa 2.500 MW Windleistung installiert. Deutschland ist Spitzenreiter mit 1.100 MW, gefolgt von Dänemark mit 590 MW, den Niederlanden mit ca. 250 MW, Großbritannien mit rund 200 MW und Spanien mit ca. 140 MW. Zusammen mit der Windleistung weiterer europäischer Länder, mit den in den USA installierten 1.630 MW (15.000 Anlagen) und

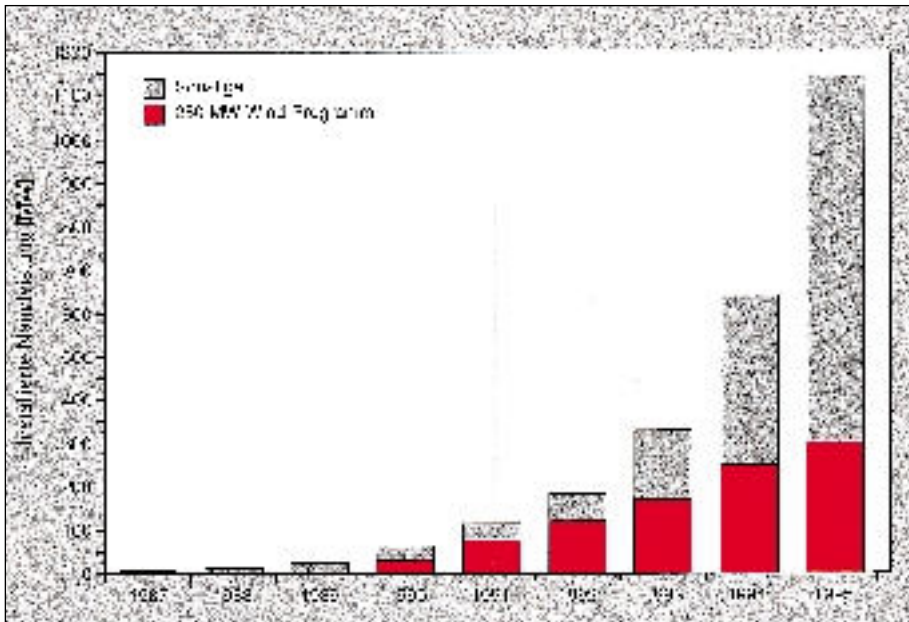
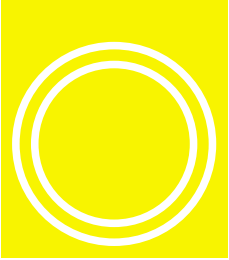
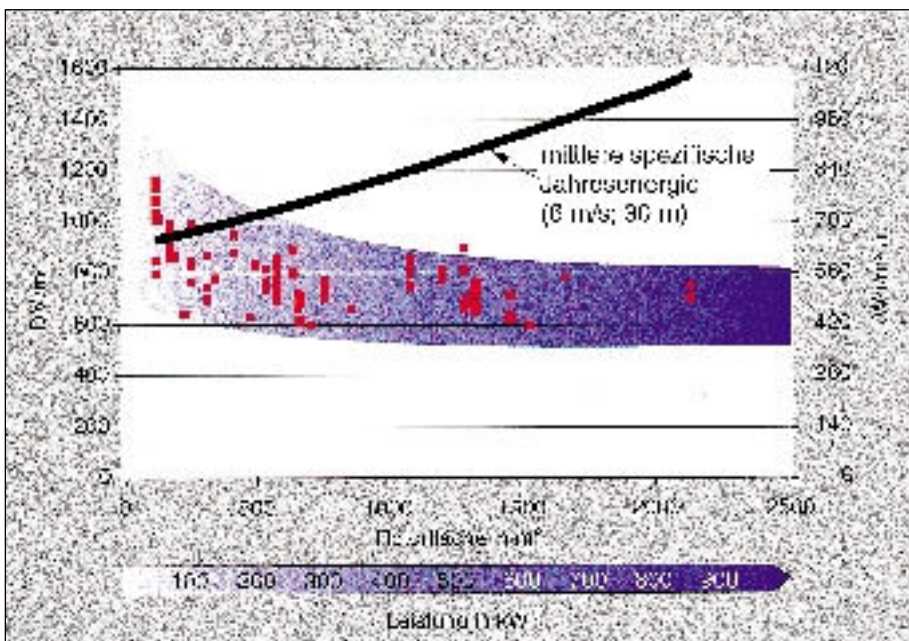


Abbildung 1: Ausbau der Windenergienutzung in Deutschland (Anlagen im Verbundnetz)

Abbildung 2: Spezifische Kosten und Jahresenergie



den sonstigen, besonders in Asien installierten WEA, sind weltweit bereits deutlich mehr als 5.000 MW Leistung errichtet.

2. Energieertrag, Verfügbarkeit, Potentiale

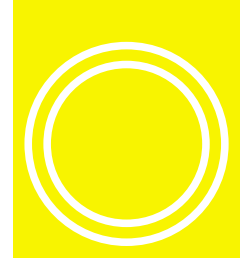
Die Auswertung der Betreibermeldungen zur Stromproduktion der Windenergieanlagen im „250 MW Wind“-Programm ergibt für 1995 die summierte Jahresarbeit von ca. 570 GWh.

Mit diesem Ergebnis ist im Vergleich zum Vorjahr (460 GWh) eine Steigerung der Windstromproduktion von rund 25% erreicht worden. In Schleswig-Holstein wurden über 270 GWh Strom durch WEA mit Bundesförderung erzeugt, danach folgt Niedersachsen mit ca. 185 GWh und Mecklenburg-Vorpommern mit rund 56 GWh. Werden die Jahreserträge der Windenergieanlagen nach Standortkategorien differenziert, so ergibt sich folgende Aufteilung: Rund 75% wurden an Küstenstandorten, 16% an

Binnenlandstandorten sowie 9% an Standorten der Kategorie Mittelgebirge erzeugt. Die gesamte Windstromproduktion aller WEA in Deutschland – d. h. inklusive der Anlagen ohne Förderung durch das „250 MW Wind“-Programm – dürfte für 1995 bei etwa 1.500 GWh liegen.

Die verbesserte Anlagentechnik wird an den inzwischen üblichen Verfügbarkeitswerten von rund 98% deutlich, die von den marktgängigen WEA-Typen in unterschiedlichen Regionen erreicht wird. Wenn die hiermit dokumentierte Zuverlässigkeit der WEA auch auf die nächst größere Anlagen-generati-on übertragen werden kann, ist bei entsprechend größeren Nabenhöhen und weiteren Wirkungsgradverbesserungen mit einer erheblichen Steigerung der spezifischen Jahresenergieerträge zu rechnen (Abbildung 2). Dennoch werden, nicht zuletzt durch verbesserte Fertigungsverfahren, die derzeitigen spezifischen Herstellkosten gehalten. Zur Stromerzeugung aus Windenergie ist während der letzten beiden Jahrzehnte eine Reihe von Potentialabschätzungen [1][2][3][4] durchgeführt worden. Dabei wurden sehr unterschiedliche Ergebnisse gewonnen. Auf aktuellen Standortanalysen basierende Ausführungen für Niedersachsen [5] und Schleswig-Holstein [6] kommen ebenfalls zu verschiedenen Erwartungen.

Alle Abschätzungen zeigen jedoch, daß die Windenergie über erhebliche Ausbaupotentiale verfügt, die einige Prozent des momentanen Stromverbrauchs in der Bundesrepublik Deutschland ausmachen würden. Um auch nur einen Teil der unteren Potentialwerte in absehbarer Zeit nutzen zu können, müssen hinsichtlich der Anlagentechnik, der Standortplanung, des Netzanschlusses und der Leitetechnik die notwendigen Voraussetzungen geschaffen und aufkommende Akzeptanzprobleme beseitigt werden. Schleswig-Holstein und Niedersachsen haben mit ihren Landesprogrammen deutliche Signale gesetzt. In Schleswig-Holstein wird bis zum Jahr 2010 ein Stromversorgungsbeitrag von knapp 25% aus Windenergie anvisiert. Bei einem Übergang zu großtechnischen Lösungen müssen allerdings Markteinbrüche mit Auswirkungen auf die Produktion und den Auf-



bau der Anlagen, die z. B. durch lange Planungsphasen hinsichtlich der Standorte, des Netzausbaus etc. entstehen könnten, vermieden werden.

3. Wirtschaftlichkeit, Stromgestehungskosten

Die Wirtschaftlichkeit eines WEA-Projektes hängt wesentlich von den betreiberspezifischen Rahmenbedingungen ab. Insbesondere ist hinsichtlich der Kalkulationsbasis zwischen EVU mit eigener Stromerzeugung und EVU ohne eigene Stromerzeugung sowie Privatpersonen und Betreibergemeinschaften zu unterscheiden. Mit einem vereinfachten Ansatz werden nachfolgend die Stromgestehungskosten in DM pro erzeugter Kilowattstunde für die Investorengruppe der Privatpersonen und Betreibergesellschaften ermittelt. Hierbei kommen die folgenden Kostenarten zum Ansatz:

- Investitionskosten: WEA-Kosten, Nebenkosten für Grundstück, Fundament, Netzanbindung, Planung, Genehmigung usw.,
- Betriebskosten: Wartung, Instandsetzung, Versicherungen, Überwachung, Leitung usw.,
- Kapitalkosten: Zins und Tilgung der Kreditaufnahme.

Der weitaus größte Teil der in Deutschland errichteten Windenergieanlagen wird mit besonderen, zinsgünstigen Darlehen für Umweltschutzmaßnahmen finanziert. Das Bundesministerium für Wirtschaft gewährt zur Finanzierung umweltrelevanter Maßnahmen z. B. Windenergieanlagen über die Deutsche Ausgleichsbank langfristige, zinsvergünstigte Darlehen, die etwa 1%-Punkt unter dem üblichen Marktzins liegen. Die Auszahlungshöhe der Darlehen ist abhängig vom prozentualen Darlehensanteil an der Gesamtinvestition und kann bis zu 100% betragen. Die ersten beiden Jahre sind tilgungsfrei, der Zins ist für die gesamte Dauer des Darlehens fest. Die Laufzeit des Kredites beträgt i. a. zehn Jahre.

Die definierte Laufzeit der Anlagenfinanzierung über Bankdarlehen (hier zehn Jahre) hat dabei wesentlichen Einfluß auf die Höhe der Stromgestehungskosten. Die Erfassung der Inve-

Tabelle 1: Investitionsnebenkosten laut Betreiberumfrage

Art	Mittelwert [%]	Maximalwert [%]
Netzanschluß	8,7	18,0
Fundament	9,1	15,0
Interne Verkabelung	5,3	11,0
Planung	1,5	2,9
Genehmigung	3,4	8,0
Infrastruktur	2,0	4,1
Grundstückskauf	2,7	5,7
Sonstige Nebenkosten	1,8	3,8

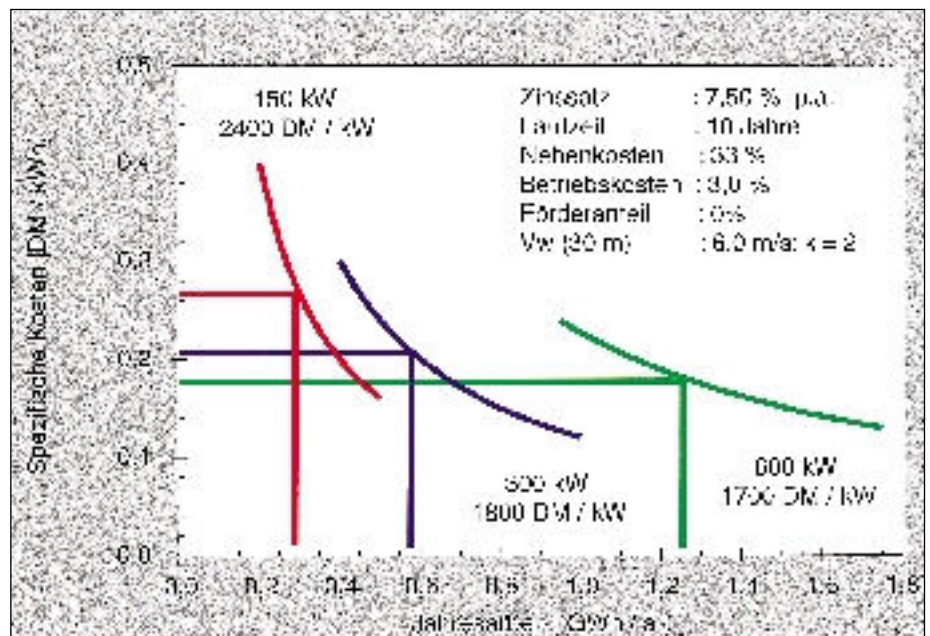
stitionsnebenkosten und der laufenden Betriebskosten von Windenergieprojekten bedarf, um verlässliche Zahlen zu erhalten, eines erheblichen Aufwandes. Die im Rahmen einer Umfrage unter mehreren hundert WEA-Betreibern im WMEP erfaßten Investitionsnebenkosten (sowohl Einzelanlagen als auch Windparks) sind in [Tabelle 1](#) dargestellt. Sie betragen im Mittel 34,5% des WEA-Kaufpreises, der auch Transport, Montage und Inbetriebnahme umfaßt. In der Berechnung der Stromgestehungskosten nach [Abbildung 3](#) wurden jedoch mittlere Nebenkosten von 33% angenommen, da nicht bei allen WEA-Projekten auch immer sämtliche Kostenarten anfallen. Für größere Windparkprojekte können die Nebenkosten auch deutlich niedrigere Werte annehmen.

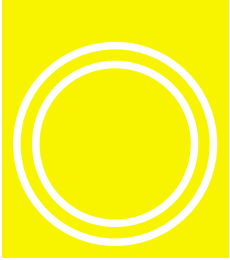
Die im WMEP ermittelten, durchschnittlichen WEA-Betriebskosten für Wartungen, Instandsetzungen und

Versicherungen etc. liegen im Durchschnitt für Anlagen mit einer Betriebszeit von mehr als zwei Jahren bei ca. 2,5% der Anlagenkosten ab Werk. Für eine zehnjährige Finanzierungszeit der WEA läßt sich hieraus bei einer jährlichen Steigerungsrate der Betriebskosten um 5% p. a. ein mittlerer Wert von ca. 3,0% als Betriebskosten für das dritte bis zehnte Betriebsjahr abschätzen. In den ersten beiden WEA-Betriebsjahren fallen auf Grund der Gewährleistung i.a. nur geringe Betriebskosten an.

Unter Berücksichtigung der genannten Kostenarten ergeben sich mit Verwendung dynamischer Berechnungsverfahren [10] Stromgestehungskosten (in DM pro Kilowattstunde) für die Stromerzeugung aus Windenergie, die maßgeblich von den spezifischen Kosten (DM/kW) der eingesetzten Anlagentypen (bzw. der WEA-Größenklasse) abhängen. Der Berechnung der Stromgestehungskosten nach der An-

Abbildung 3: Stromgestehungskosten unterschiedlicher WEA-Leistungsklassen





nuitätenmethode liegen die in Abbildung 3 genannten Randbedingungen zugrunde.

Die nominelle Jahresarbeit der betrachteten WEA ist aus vermessenen Kennlinien berechnet und bezieht sich jeweils auf einen Referenzstandort mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 6,0 m/s in 30 m Höhe (Rauhigkeitslänge $Z_0 = 0,05$ m) unter Annahme einer Rayleighverteilung. Die nominelle Jahresarbeit der betrachteten Anlagen ist mit etwa 0,29 GWh (150 kW), 0,58 GWh (300 kW) und 1,25 GWh für die 600 kW Anlage angegeben.

Trägt man für Anlagen der 150 kW-Klasse sowie für 300 kW und 600 kW-Anlagen jeweils die berechneten Stromgestehungskosten über der Bezugsgröße „Jahresarbeit“ auf (Abbildung 3), dann erreichen die größeren Anlagentypen deutlich günstigere Stromgestehungskosten. Darüber hinaus zeigen größere WEA auch eine höhere Stabilität bezüglich Schwankungen der resultierenden, jährlichen Stromgestehungskosten bei negativen Abweichungen von der nominellen Jahresarbeit. So steigen die Stromgestehungskosten von WEA der Leistungsklasse 600 kW bei einer zehnprozentigen negativen Abweichung von der nominellen Jahresarbeit (1,25 GWh) um ca. Dpf 2,0. Bei WEA der Leistungsklasse 150 kW liegt die Änderung der Stromgestehungskosten bei der gleichen Schwankungsbreite bei ca. Dpf 3,2. Die Stromgestehungskosten bei nomineller Jahresarbeit liegen hiernach bei 0,2784 DM/kWh (150 kW), 0,2088 DM/kWh (300 kW) und bei 0,1830 DM/kWh für die 600 kW-Anlage.

Aus den in Abbildung 3 dargestellten Randbedingungen ergeben sich für eine WEA der Leistungsklasse 600 kW jährliche Kosten von ca. DM 228.000, die sich aus den Finanzierungskosten für das eingesetzte Fremdkapital in Höhe von rund 198.000 DM/a sowie den Kosten für Betrieb und Wartung von 30.000 DM/a zusammensetzen. Bei der derzeitigen Einspeisevergütung (1995: 0,1728 DEM/kWh) ist zur Finanzierung der Windenergieanlage über einen Zeitraum von 10 Jahren eine Jahresarbeit von ca. 1,30 GWh/a erforderlich.

Tabelle 2: Vollaststunden-Häufigkeit nach Standortkategorien

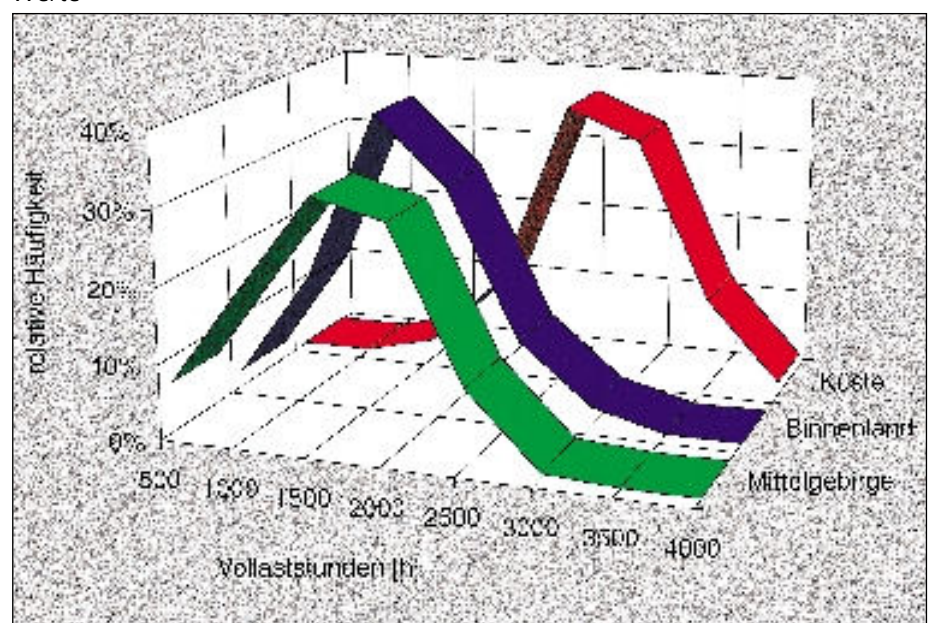
Vollaststunden	Küste	Binnenland	Mittelgebirge
bis 500	0,2 %	2,2 %	6,6 %
bis 1000	0,2 %	16,0 %	19,9 %
bis 1500	2,6 %	38,9 %	32,5 %
bis 2000	12,2 %	30,0 %	30,1 %
bis 2500	37,3 %	10,4 %	10,2 %
bis 3000	33,4 %	2,5 %	0,6 %
bis 3500	12,2 %	0,0 %	0,0 %
über 3500	1,8 %	0,0 %	0,0 %
Summe	100,0 %	100,0 %	100,00 %

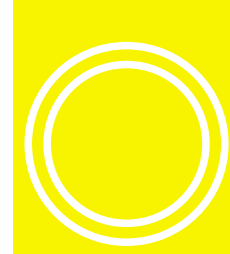
Wird die Jahresarbeit auf die WEA-Nennleistung bezogen, so erhält man die Kenngröße „Vollaststunden“. Im oben berechneten Beispiel der 600 kW-Anlage erfordert eine angenommene Amortisationszeit von zehn Jahren eine jährliche Vollaststundenzahl von rund 2.200 Stunden (300 kW-Anlage: 2.300 h). Diese Vollaststundenzahl wird in der Regel nur von Anlagen erreicht, die an windstarken d. h. für Deutschland an küstennahen Standorten errichtet sind. Hier liegt das Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in zehn Meter Höhe je nach Standort etwa zwischen 5,5 und 6,5 m/s. Im windschwächeren Küstenhinterland (Kategorie Binnenland) sowie in den Mittelgebirgsregionen liegen die bislang ermittelten Vollaststunden deutlich unter diesen Werten.

Die Ergebnisse einer Datenanalyse zu Vollaststunden in verschiedenen

Standortkategorien ist in [Tabelle 2](#) sowie in [Abbildung 4](#) zusammengefaßt. Die Auswertung berücksichtigt insgesamt mehr als 1.000 WEA von denen rund 50% an Küstenstandorten, 35% an Binnenlandstandorten und ca. 15% in Mittelgebirgsanlagen betrieben werden. Hiernach erreichen an Küstenstandorten rund 85 Prozent der Anlagen mehr als 2.000 Vollaststunden. An Binnenland- bzw. Mittelgebirgsstandorten werden über 2.000 Vollaststunden jedoch nur von ca. 13 bzw. 11% der dort installierten Anlagen erreicht. Das bedeutet, daß an den vergleichsweise windschwächeren Standorten im Binnenland sowie im Mittelgebirge unter den derzeitigen technischen und ökonomischen Randbedingungen der Betrieb von Windenergieanlagen derzeit auf investive und/oder ertragsabhängige Förderung angewiesen ist.

Abbildung 4: Vollaststunden-Häufigkeitsverteilung in unterschiedlichen Standortkategorien – Darstellung mit quasikontinuierlichem Verlauf anstatt diskreter Werte





4. Zusammenfassung und Ausblick

Günstige Rahmenbedingungen wie z. B. Förderungen von Bund und Ländern, das Einspeisungsgesetz sowie günstige Kreditzinsen auf dem Kapitalmarkt haben in den vergangenen Jahren einen Boom in der Nutzung der Windenergie in Deutschland bewirkt. Die Weiterentwicklung der Anlagentechnik bei gleichbleibenden und zum Teil sogar rückläufigen spezifischen Investitionskosten ermöglichen an windgünstigen Standorten bereits einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb, auch ohne staatliche Fördermittel. An Binnenland- sowie Mittelgebirgsstandorten sind die Anlagenbetreiber jedoch derzeit auf investive und/oder ertragsabhängige Förderungen angewiesen.

Die Nutzung der Windenergie zeigt neben ihren positiven Umwelteffekten auch entsprechende arbeitsmarktpolitische Aspekte. Momentan sind direkt ca. 5.000 Arbeitsplätze in Deutschland durch die Windenergienutzung gesichert. Wird weiterhin berücksichtigt, daß diese Technik - Anlagenbau und -betrieb - ein höheres Beschäftigungspotential gegenüber konventioneller elektrischer Energiewandlungstechnik erfordert, so lassen sich durch Ausbau der Windenergie - insbesondere über Steigerungen des Exports - auch auf dem Arbeitsmarkt in Deutschland nennenswerte Entlastungen erreichen. Gerade für die in eher strukturschwachen Gebieten angesiedelte WEA-Industrie ist dieser Gesichtspunkt von ganz besonderer Bedeutung.

Abschließend ist festzustellen, daß die in den letzten Jahren entstandene Firmenstruktur im Windenergieanlagenbereich – überwiegend kleine und mittlere Unternehmen – sich als außerordentlich leistungsfähig erwiesen hat. Diese Firmen haben die notwendige Flexibilität, um wichtige Trends aufzugreifen und fortzuführen. Damit sich die aufgebaute innovationsfreundliche Struktur stabil weiterentwickeln kann, ist ein kontinuierlicher Ausbau der Windenergie – d.h. Kontinuität am Markt sowie im Forschungs- und Entwicklungsbereich - notwendig. Diese Perspektive wird nicht vom Windpotential begrenzt, sondern ganz wesentlich vom politischen Willen zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energiequellen beeinflusst.



Der Windpark Wremen-Grauwallkanal zwischen Bremerhaven und Cuxhaven mit sieben Vestas V39/500kW Anlagen; Inbetriebnahme Juni 1994, Jahresertrag ca. 13,5 Mio kWh

Literatur

- [1] W. Kleinkauf, M. Meliß, J.-P. Molly, et al.: Energiequellen für morgen? in Teil III: Nutzung der Windenergie, BMFT-Studie, Umschau-Verlag, Frankfurt (1976)
- [2] Windheim „Nutzung der Windenergie“, Forschungszentrum Jülich (1980)
- [3] „Abschätzung des wirtschaftlichen Potentials der Windenergienutzung in Deutschland und des bis 2000/2005 zu erwartenden Realisierungsgrades sowie der Auswirkung von Fördermaßnahmen“, Fichtner Development Engineering, Studie für das BMFT, Stuttgart (1991)
- [4] Wind Power Penetration, Consulectra, Studie für die EU Kommission, (1991)
- [5] „Feststellung geeigneter Flächen als Grundlage für die Standortsicherung von Windparks im nördlichen Niedersachsen“, Deutsches Windenergie-Institut, Studie im Auftrag des Niedersächsischen Umweltministeriums, Wilhelmshaven (1993)
- [6] Glocker, R. Richter, J. Schwabe „Methoden und Ergebnisse bei der Ermittlung von Windenergiepotentialen und Flächen in Mecklenburg-Vorpommern, Hamburg und Schleswig-Holstein“, Deutsche Windenergie-Konferenz '92, Wilhelmshaven (1992)
- [7] J. Büchner „Netzbeeinflussung durch Windparks“, Studie im Auftrag des Forums für Zukunftsenergien e.V. (1992)
- [8] Durstewitz, C. Enßlin, S. Heier, M. Hoppe-Kilpper „Wind Farms in the German 250 MW Wind-Programme“, European Wind Energy Association, Special Topic Conference '92, Herning, Dänemark (1992)
- [9] „Großwindanlagen“, Ad-hoc-Ausschuß beim Bundesminister für Forschung und Technologie, Abschlußbericht, Bonn (1992)
- [10] W. Kleinkauf „Technisch-wirtschaftliche Aspekte zum Betrieb von Windenergieanlagen“, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 7 (1983)