

Windenergie in Deutschland

Wind Energy in Germany

Molly, Jens Peter; DEWI

Summary

End of June 1994 429 MW in about 2100 wind energy converters (WECs) have been installed in Germany, able to produce 1.1% of the electrical energy demand of the five German coastal states Lower Saxony, Bremen, Hamburg, Schleswig-Holstein and Mecklenburg-Vorpommern. Determining factor for the again increased installation rate, compared with 1993, is the new 500/600-kW-class which now dominates the market. Dramatically reduced WEC prices during the last two years now allow an economic operation in good wind speed regions even without any subsidy. The goal to reach a total of 2000 MW WEC installations in the year 2000 is suddenly near at hand. In the course of the next seven years an installation rate of 250 MW/year will be necessary, a value which could be reached already in 1994. Nevertheless, there still is a long way to go, if the 2000 MW shall be achieved in the year 2000. New obstacles have arisen due to the increasingly restrictive handling of WEC site permission by conservationists, often in discrepancy with the generally recognized global ideas of the eco-organizations.

After more than two years of experience, the WEC quality dependent subsidy as applied in Lower Saxony proves to be a very effective stimulation for the technical development. WECs are now optimized for maximum energy production and minimum noise emission. The new 500/600-kW class is only half as noisy as could be expected from an extrapolation based on smaller WEC units. The energy cost reduction with the size of the WECs is still going on, indicating that the new Megawatt-WECs in development can offer again an economic advantage for the operator.

1. Installierte Leistung in Deutschland

Zur Jahresmitte 1994 waren nach der DEWI-Statistik 429 MW Windkraftanlagenleistung in Deutschland installiert (siehe Artikel in diesem Heft: "Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland, Stand 30.06.1994")[1]. Mit einer Zuwachsrate von über 150 MW in 1993 fand schon damals beinahe eine Verdopplung der bis dahin installierten Leistung statt. Bis Juni 1994 kamen nochmals rund 100 MW hinzu, so daß zum Jahresende die dann in Dänemark installierten etwa 500 MW überholt sein dürften. Deutschland wird damit noch dieses Jahr das Land mit der größten Windenergieinstallation in Europa werden. Mit etwa 2100 Anlagen liegt die rechnerische Durchschnittsleistung pro Windkraftanlage (WKA) derzeit mit 206 kW fast 50% höher als in Dänemark, wo dieser Wert nur bei rund 140 kW zu liegen kommt. Grund hierfür ist der sehr viel später begonnene Ausbau der Windenergie in Deutschland, wodurch sich das überwiegende Interesse der Betreiber auf die kostengünstigeren WKA oberhalb 200 kW konzentriert. Sie machen in der Zahl mehr als 40% aller in Deutschland aufgestellten Anlagen aus und liefern 80% des aus Wind erzeugten Stroms. Dänemark benötigt heute 50% mehr Fläche für die gleiche installierte Leistung als Deutschland, wo demnach die für den Wind zur Verfügung stehenden Standortflächen sehr viel besser ausgenutzt werden!

Bezogen auf den jährlichen Strombedarf von 81 TWh [1] der fünf Küstenländer Niedersachsen, Bremen, Hamburg, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern erzeugen diese 2100 Anlagen etwa 1,1% des Bedarfs. Lag in den Jahren 1991 und 1992 die jährliche Installationsrate noch bei 50 bis 60 MW, so schnellte sie 1993 auf 150 MW empor. Nach dem Zwischenstand der DEWI Umfrage zum 30. Juni 1994 kann für das Jahr 1994 ein Zuwachs von über 200 MW erwartet werden. Das sind alleine im Bereich der Anlagenhersteller und Zulieferer mindestens 2.500 gesicherte Arbeitsplätze, zu denen nochmals mindestens 500 Stellen für die begleitenden Aktivitäten, wie beispielsweise Einrichtung der Infrastruktur, hinzukommen. Die Branche dürfte damit 1994 fast 500 Millionen DM Umsatz erreichen, wobei über die Hälfte davon auf deutsche Hersteller entfallen wird.

Mit Enercon als Marktführer und Tacke Windtechnik auf dem zweiten Platz in der Rangfolge der erfolgreichsten Hersteller im ersten Halbjahr 1994 kommen die beiden größten deutschen WKA-Hersteller aus Niedersachsen. Beide zusammen haben über 56 % Marktanteil. AN-Maschinenbau aus Bremen, mit den in Lizenz gefertigten dänischen BONUS Windkraftanlagen, ist mit dem derzeit vierten Rang in der Liste der erfolgreichsten Hersteller ebenfalls hervorragend vertreten. Die dänischen Hersteller Vestas, Nordex und WindWorld komplettieren das Feld der sechs führenden Firmen in Deutschland, die zusammen rund 88% aller 1994 in Deutschland aufgestellten Anlagen lieferten, Zeichen einer beginnenden Konzentration auf einige, wenige Hersteller [1]. Wie aus Abb. 1 [2] hervorgeht ist die Größenklasse über 32 m Rotordurchmesser am meisten gefragt (78 %), während der Anteil der Größe von 22 bis 32 m nur noch auf etwa 20% kommt, mit stark abnehmender Tendenz.

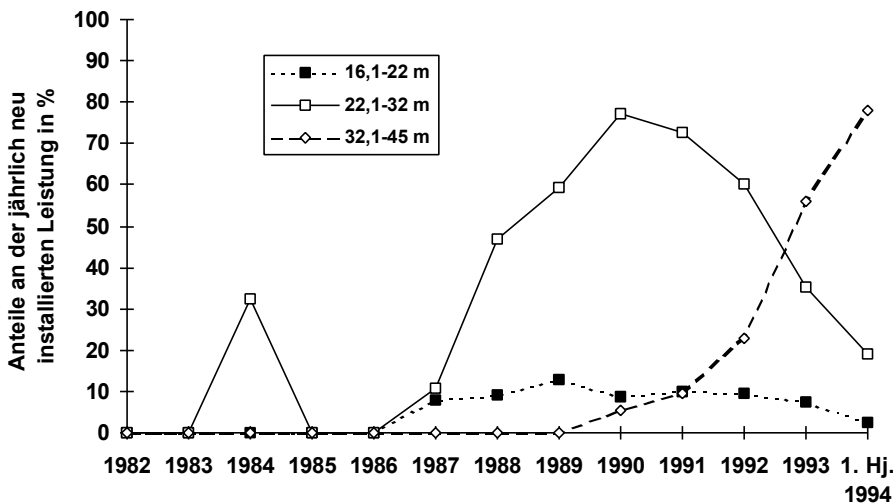


Abb. 1: Jährlicher Marktanteil der drei Rotordurchmesserklassen 16,1 bis 22, 22,1 bis 32 und 32,1 bis 45m [2].

Fig. 1: Annual shares on the German market of the rotor diameter classes 16.1-22, 22.1-32 and 32.1-45 m [2].

Interessant ist der fast konstante Anteil der Anlagen mit 16-22 m Rotordurchmesser, offensichtlich vorwiegend im Binnenland eingesetzt und dort mehr zur Eigenversorgung als für den Stromverkauf an das Energieversorgungsunternehmen. Im ersten Halbjahr 1994 fällt er allerdings von rund 10 % während der Vorjahre auf nur noch etwa 3 % Anteil am Markt. Absolut gesehen bleibt der Absatz dieser Anlagengröße aber in etwa konstant.

2. Künftiger Ausbau der Windenergie

Mit Ende 1994 sind 500 bis 550 MW installierte Windenergieleistung in Deutschland zu erwarten, mehr als ein Viertel des von Niedersachsen und Schleswig-Holstein 1991 formulierten Ziels von zusammen 2000 MW für das Jahr 2000. Dieses ehrgeizige Ziel war durch den zunächst schleppend stattfindenden Ausbau zu Beginn der neunziger Jahre schon in weite Ferne gerückt. Jetzt plötzlich scheint es, für alle überraschend, doch noch im vorgesehenen Zeitraum erreichbar. Dazu ist für die nächsten Jahre ein durchschnittlicher Ausbau von 250 MW/Jahr erforderlich, ein Wert, der schon 1994 erreicht werden könnte. Voraussetzung ist die Beibehaltung der Stromeinspeisevergütung und eine nicht zunehmende Konfliktsituation mit dem Naturschutz.

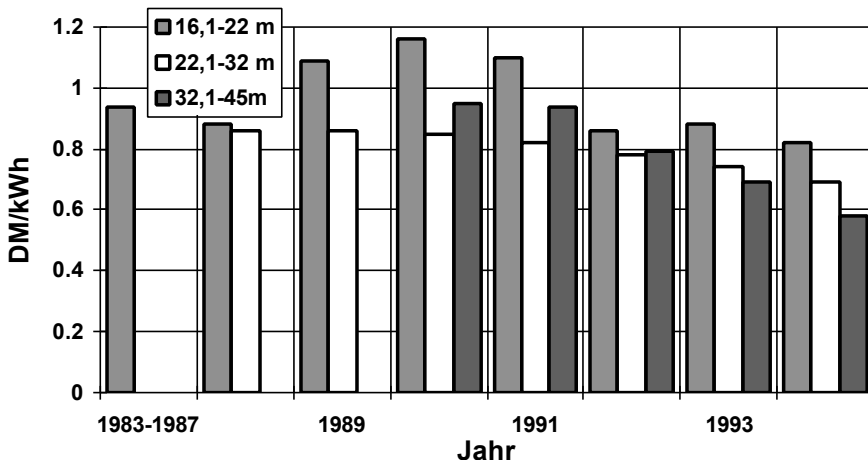
Heute werden etwa 55 km² Fläche von den zum Jahresende 1994 rund 2300 WKA energetisch abgeerntet. Der Ausbau auf 2000 MW wird voraussichtlich rund 4700 WKA benötigen, was dann einer Fläche von 220 km² entspricht. Das sind dann gerade mal 1-2% der in Deutschland vorhandenen Flächen der Küstenkreise, aber immerhin viermal mehr als heute, wo es schon vielerorts zu Konflikten mit dem Naturschutz kommt. Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes und der Vogelwelt sind die vorgebrachten Argumente bei Ablehnung von Windenergieprojekten, so als gäbe es beliebige andere Energieerzeugungsalternativen, die uns den Verzicht auf diese umweltfreundliche Energiegewinnungsform erlaubten. Heute geht es in erster Linie darum Wege einzuschlagen, mit denen der Verschmutzung und Erwärmung unserer Umwelt Einhalt geboten werden können. Außerdem scheint die Menschheit zu vergessen, daß sie unbekümmert von den nicht regenerierbaren Energiereserven dieser Erde lebt, so als seien sie unerschöpflich. Die Nutzung der regenerativen Energien ist deshalb nicht nur ein Gebot zur Erhaltung des Gleichgewichts auf unserer Erde, sondern im gleichen Maße auch unabdingbare Notwendigkeit zur Schonung unserer endlichen Energieressourcen. Windenergienutzung muß unter diesem Aspekt gesehen und bewertet werden. Seit es den Menschen gibt, hat er auch das Landschaftsbild verändert. Was heute geschützt werden soll, ist nicht mehr die Natur von ehemals, sondern eine vom Mensch

geschaffene Kulturlandschaft, entstanden aus den Ernährungs-, Energie- und Bequemlichkeitsbedürfnissen des sich entwickelnden Menschen. Unsere Energiebedürfnisse haben bisher nicht so sehr zur Prägung des Landschaftsbildes beigetragen, da die Energieträger vornehmlich unter der Erdoberfläche liegen und punktuell gefördert oder importiert werden. Künftig wird die Menschheit nur noch den Energiekreislauf der Sonne zur Befriedigung der Energienachfrage nutzen können, das heißt, unsere Landschaft wird durch großflächige Energiefarmen geprägt werden, so wie die schon immer auf die Sonne angewiesene Landwirtschaft das Erscheinungsbild unseres Planeten gestaltet hat. Zum Ernährungslandwirt wird sich der Energielandwirt gesellen, sei es durch den Anbau nachwachsender Rohstoffe, den Betrieb von Windparks oder durch individuelle Nutzung der Solarstrahlung auf dem eigenen Hausdach. Das Erscheinungsbild der Welt wird sich dadurch grundlegend ändern, ohne das dies bedauert werden müßte, denn es ist nichts anderes als der Ausdruck einer neuen Lebensweise, die sich in das Gleichgewicht der Natur einfügt. Wenn der Mensch das verinnerlicht hat, dann kann er auch den heute viel diskutierten Eingriff in die Natur unter globalen Gesichtspunkten besser einschätzen und bewerten.

3. Kosten der Energieerzeugung aus Wind

Seit Beginn des Jahres 1993 sind die Kosten für die aus Wind erzeugte Energie deutlich zurückgegangen. Zunächst kann festgehalten werden, daß die Preise der WKA in Deutschland vor einigen Jahren deutlich höher lagen als vergleichsweise in Dänemark, nicht zuletzt wegen der hierzulande erzielbaren staatlichen Förderung. Diese hohen WKA-Preise hatten aber ganz entscheidende Wirkung auf die Markt- und Technikentwicklung, die die Windenergie zum viel beachteten "Selbstläufer" in Deutschland gemacht haben, ganz im Gegensatz zur Anwendung anderer erneuerbarer Energien. Eine überschlägige einfache Ermittlung der Energieerzeugungskosten für WKA der Größe von 16,1 bis 45 m Rotordurchmesser ergab für die Jahre von 1991 bis 1994 einen Rückgang um 32% (Abb. 2), während die Vergütung der erzeugten Kilowattstunde im gleichen Zeitraum um nur 27% abnahm, berechnet in DM-Werten für 1991. Der Rückgang der Vergütung war durch zwei Faktoren bedingt. Zum einen durch die Reduzierung der staatlichen Förderung, zum andern durch den Inflationsverlust bei gleichzeitiger, nur geringer Zunahme der Einspeisevergütung von 16,61 Pf/kWh in 1991 auf heute 16,93 Pf/kWh, was einem inflationsbereinigten Minus von über 9% entspricht und, in DM-Werten von 1990 ausgedrückt, zu nur noch knapp über 15 Pf/kWh führt. So konnte in den Jahren 1991/92 mit Förderung im Extremfall für die Kilowattstunde nahezu 28 Pf erlöst werden, während es heute in der Regel nicht mehr als 20 Pf sein dürften. Allerdings muß festgehalten werden, daß während dieser Zeit die Netzanschlußkosten kontinuierlich angestiegen sind (Abb. 3) [3] und damit zumindest ein Teil der durch die Preisreduktion der WKA hervorgerufenen positiven Differenz wieder aufgezehrt wurde. Die starke Konzentration auf den Küstenbereich läßt die Kosten für den Netzanschluß weiter ansteigen, da vielerorts die Netzkapazitäten erreicht werden und somit in Netzverstärkungen investiert werden muß. Dennoch scheint das Kosten-/Nutzenverhältnis für den Betreiber heute günstiger zu sein, als noch vor drei Jahren.

Auslöser dieser positiven Kostenentwicklung war die seit 1993 kommerziell angebotene 500/600-kW-



Klasse, die die kleinere Version mit 250 bis 400 kW so deutlich verdrängt hat, daß einige Hersteller diese Größe aus dem Programm genommen haben oder sie nur noch in neuen Varianten für den erwarteten Export weiterentwickeln. Und, die Entwicklung bleibt

Abb. 2: Entwicklung der auf den Jahresenergieertrag bezogenen Preise der WKA in DM von 1991 (inflationbereinigt).

Fig. 2: Development of the WEC prices in 1991 DM (inflation included) with respect to the annual energy yield.

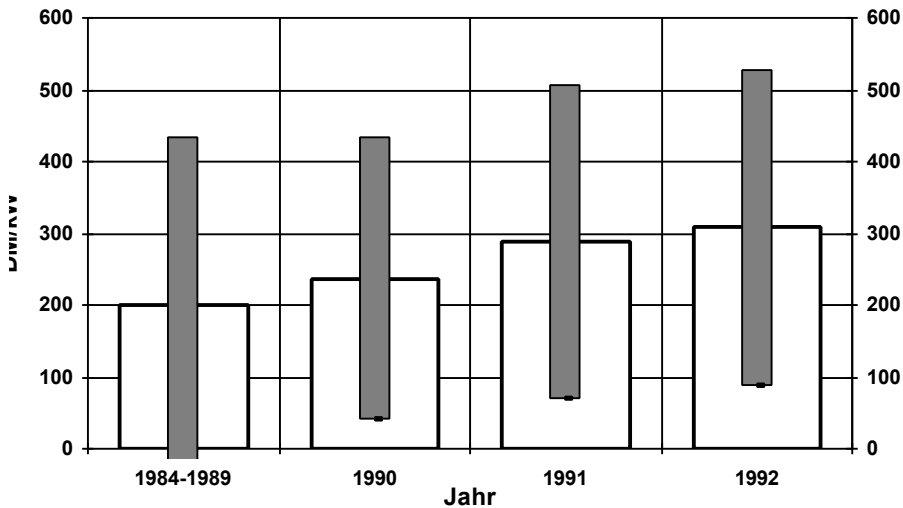


Abb. 3: Entwicklung der Netzanschlußkosten während der letzten Jahre. Die Standardabweichungen sind eingetragen. [3]

Fig. 3: Development of grid connection costs in the last years. The variance is shown. [3]

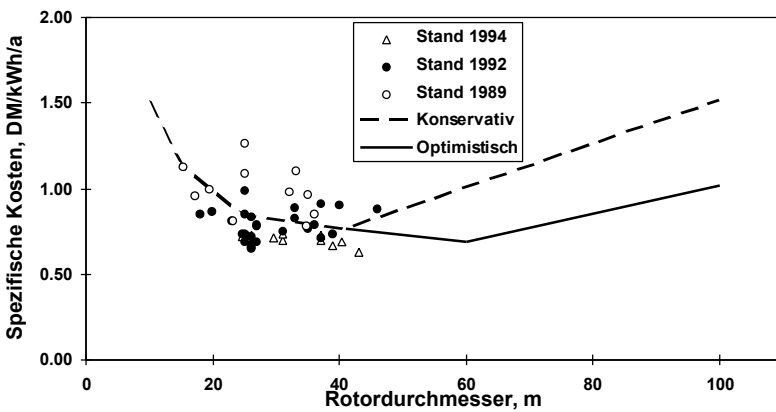


Abb. 4: Auf den Jahresenergieertrag bezogene Energieerzeugungskosten bei Annahme einer konservativen und einer optimistischen technischen Entwicklung im Vergleich mit heute erzielten Werten einzelner kommerzieller WKA.

Fig. 4: Energy generation costs related to annual energy yield with the assumption of a conservative and an optimistic technological development in comparison with today's values of commercial WECs.

ist aus jetziger Sicht mit den MW-WKA tatsächlich noch eine weitere Senkung der Stromerzeugungskosten zu erwarten, eine Entwicklung, die wegen der erforderlichen optimalen Nutzung der in Deutschland begrenzt vorhandenen Aufstellflächen nur begrüßt werden kann.

4. Qualitätsbezogene Förderung

Im Jahr 1992 hat die niedersächsische Landesregierung sich für eine qualitätsbezogene Förderung der WKA entschieden. Das DEWI entwickelte daraufhin eine Förderformel, die den Energieertrag und die Geräuschentwicklung der WKA als die Förderhöhe bestimmende Kriterien enthält [5].

$$D = E^2 \cdot (A/F + B/(8760 \cdot P))$$

- E = Jährliche Energieerzeugung am Referenzstandort
- F = Akustisch mit mehr als 45 dB belastete Fläche
- P = Maximale Leistung aus der gemessenen Leistungskurve

nicht stehen, denn schon entsteht die 1-MW-Klasse bei einigen europäischen Herstellern, gedrängt durch den Markt, der immer nach der größten WKA verlangt, weil diese einen erneuten Kostenvorteil erwarten läßt. Frühere Prognosen über die weitere Größenentwicklung der WKA lassen vermuten, daß nicht automatisch mit der Zunahme der Größe auch eine Reduktion der Stromerzeugungskosten aus Wind verbunden sein muß, letztlich einziges Kriterium für die erfolgreiche Einführung eines größeren Modells. So war bei [4], unter der Annahme einer günstigen technischen Entwicklung, zumindest bis etwa 60 m Rotordurchmesser mit einer weiteren Kostenreduktion gerechnet worden. Der Vergleich mit den heute zu erzielenden Stromerzeugungskosten (Abb. 4) zeigt die mit der Größe abnehmenden Stromerzeugungskosten, parallel zur Vorhersage, die sich im wesentlichen auf physikalische Abhängigkeiten begründete. Die parallele Verschiebung hin zu den heute niedrigeren Kosten liegt an der damals nicht vorhersehbaren drastischen Preissenkung, hat aber auf die Tendenz keinen Einfluß. Demnach

- A = Förderhöhe bestimmender Faktor aus der Akustikmessung
 B = Förderhöhe bestimmender Faktor aus dem Ausnutzungsgrad der gemessenen Maximalleistung

Die Fördersumme D ergibt sich dann in DM und kann in ihrer Höhe über die Faktoren A und B eingestellt werden. Derzeit gilt für die Landesförderung der Wert $A = 0,4$ und $B = 240$, für den speziellen Fall des Binnenlandes $A = 0,7$ und $B = 400$ [6]. Zur Berechnung der Fördersumme wird ein Datenblatt ausgestellt, das neben den technischen Angaben und den Meßergebnissen der WKA die Faktoren E, F und P enthält. Jetzt, nach mehr als zwei Jahren Erfahrung mit dieser Förderart kann eine durchweg positive Bilanz gezogen werden. Zu Anfang der Pflichtmessungen gab es wohl keine WKA, die optimal eingestellt war. Zumindest wurden nach den ersten, oft frustrierenden Leistungsergebnissen zunächst die Betriebseigenschaften der WKA durch den Hersteller verbessert, nicht nur wegen der höheren erzielbaren Förderung, sondern auch weil nun die Kunden die Ergebnisse der Messungen mit anderen WKA vergleichen konnten. An die Meßgenauigkeit werden dabei besonders hohe Ansprüche gestellt, denn die verschiedenen Meßinstitute im In- und Ausland müssen die selben Meßmethoden anwenden, damit vergleichbare Ergebnisse erzielt werden, sollen Ungerechtigkeiten bei der Förderung vermieden werden, so wie sie zu Beginn der Aktion aufgetreten sind.

In Abb. 5 sind die aus den Messungen errechneten jährlichen Energieerträge pro Quadratmeter Rotorfläche einiger ausgewählter vermessener WKA zu Vergleichszwecken aufgetragen, bezogen auf eine normierte Windgeschwindigkeitsverteilung, entsprechend 50 m Nabenhöhe, Rayleigh-Verteilung und 1/7 Potenzgesetz zur Grenzschichtbestimmung [7]. Das Ergebnis erlaubt somit einen Vergleich der Energieumwandlungsgüte des Rotors einschließlich der mechanisch/elektrischen Wandlung der einzelnen vermessenen WKA, da der Einfluß der Turmhöhe eliminiert ist. Schön ist zu erkennen, wie alle WKA über 250 kW im Bereich von 1,13 bis 1,18 MWh/m² Jahresenergieertrag liegen. Das ist eine Differenz von nur 4%, wobei mögliche Meßungenauigkeiten nicht berücksichtigt sind. In der Leistung darunter liegende WKA fallen nahezu linear bis auf 30% weniger Energieertrag pro Rotorflächeneinheit bei 50 kW installierter Leistung ab. Dieser starke Abfall beruht in erster Linie auf der nicht der Windhäufigkeitsverteilung in 50m Höhe angepaßten Leistungsinstallation (sie haben eine auf wesentlich geringere Turmhöhen ausgelegte spezifische Leistung), aber er ist auch ein Hinweis auf geringere aerodynamische Effizienz und höhere mechanisch/elektrische Verluste bei den kleineren WKA.

Während bei der Leistungskurve der Vergleich zu nicht optimierten WKA wegen der fehlenden Vermessung früherer Anlagen nicht so leicht möglich ist und deshalb nur qualitativ der positive Effekt der Pflichtvermessung konstatiert werden kann, sieht die Situation bei der Geräuschemission der WKA anders aus. Abb. 6 zeigt den Schalleistungspegel über dem Rotordurchmesser [7]. Wird durch die gemessenen Schalleistungspegel der älteren WKA bis ca. 31 m Rotordurchmesser, entsprechend etwa 400 kW, eine Regressionsgerade gelegt, so müßten heutige WKA mit 500/600 kW und bis zu 43 m Rotordurchmesser mehr als doppelt so laut sein als es die tatsächlich festgestellten Werte belegen. Die besten WKA dieser Größe liegen heute bei ausgezeichneten 99 dB(A), d.h. im Bereich der WKA bis 25 m Rotordurchmesser. Diese Entwicklung ist sehr erfreulich, denn sie unterstützt die optimale Nutzung vorhandener Standortflächen und entspricht damit dem gewünschten Ziel der Förderformel.

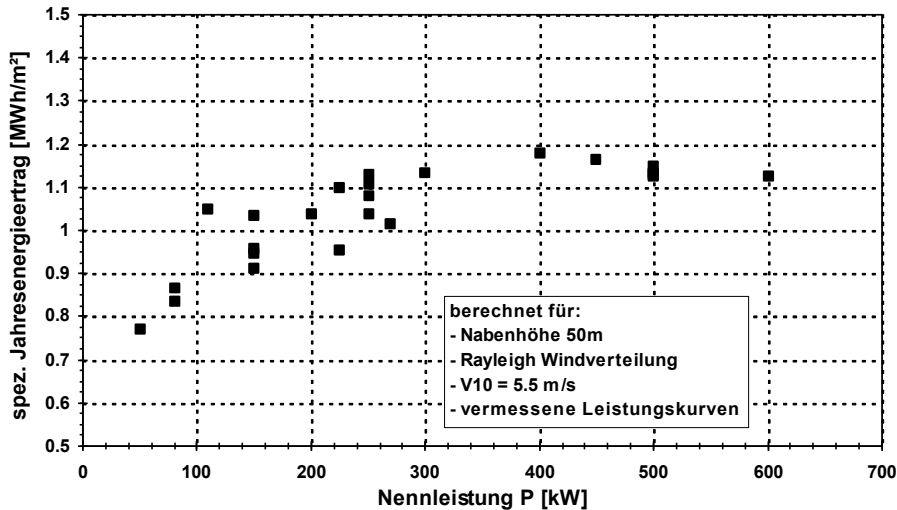


Abb. 5: Normierte Jahresenergieerträge einiger ausgewählter, vermessener WKA zu Vergleichszwecken bezogen auf eine einheitliche Nabenhöhe von 50m [7].

Fig. 5: Standardized annual energy yield of selected measured WECs. All values have been calculated for a uniform hub height of 50 m.

werden, um faire Bewertungskriterien erstellen zu können. Unterschiede im typischen Betriebsverhalten einer drehzahlstarr, direkt netzgekoppelten und einer drehzahlvariablen, über einen Wechselrichter ans Netz angeschlossenen WKA, zeigen die Abb. 7+8. Der sogenannte Power Fluctuation Coefficient (PFC: Leistungsschwankungs-Koeffizient) [8] ist ein Maß dafür, wie stark eine Änderung des Windleistungsangebots als elektrische Leistungsänderung durchschlägt. Ist der Wert 1, wird die Windgeschwindigkeitsänderung voll mit der dritten Potenz in eine Leistungsänderung an der Generator клемме umgesetzt. Ist der PFC 0 führt die Windgeschwindigkeitsänderung zu keiner Leistungsänderung, d.h. die WKA hat ein ideales Leistungsregelungssystem. Schon im Teillastbereich, in dem normalerweise auch bei blattgeregelten WKA keine leistungsändernde Blattverstellung stattfindet, sind in der Standardabweichung des PFC deutliche Unterschiede zwischen den beiden Betriebsarten, drehzahlstarr mit Stall- und drehzahlvariabel mit Pitchregelung, zu sehen. Durch die Möglichkeit der drehzahlvariablen WKA in die Drehzahl ausweichen zu können, kann die durchgeleitete Leistungs-

Bisher erfaßt die Förderformel nur die Güteermkmale Energieertrag und Schalleistungspegel einer WKA. Aber es gibt in den elektrischen Netzrückwirkungen der WKA noch einen anderen, die optimale Nutzung eines Standortes limitierenden Bereich. Als erster Schritt sind ab September 1994 ausführliche Netzrückwirkungsmessungen für alle Hersteller Pflicht, damit ihre Kunden an der Landesförderung partizipieren können. Das Meßergebnis wird zunächst noch nicht wie Schall und Leistung in eine Förderformel eingehen, denn es müssen erst Erfahrungen gesammelt

erheblich verringert werden. Völlig unterschiedlich verhalten sich beide WKA im Nennleistungsbereich. Während die drehzahlstarre Stall-WKA im vorliegenden Fall bestenfalls durchschnittlich einen PFC von 0,5 bis 0,4 erreicht, d.h. nur 50-60% der vom Wind angebotenen Leistungsänderung durch die Stallregelung "geschluckt" wird, erreicht die drehzahlvariable WKA einen PFC von nahezu 0, d.h. Böen führen durchschnittlich nur zu sehr geringen Leistungsänderungen von einigen wenigen Prozent. Interessant wird diese Eigenschaft, wenn die vorhandene

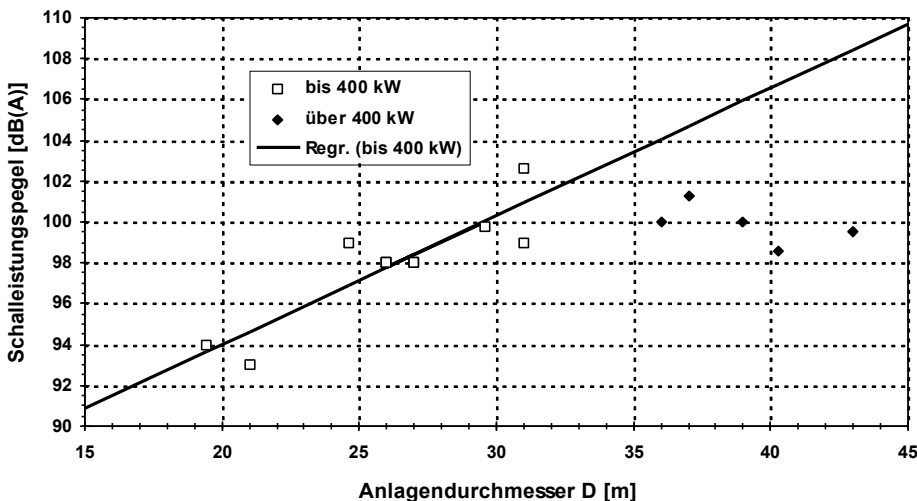
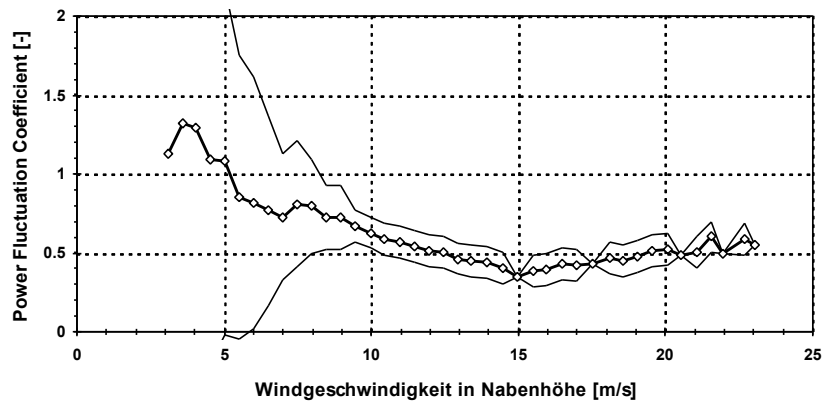


Abb. 6: Gemessene Schalleistungspegel aller WKA, für die ein gültiges Datenblatt vorliegt (Stand 10.06.1994) mit Regressionsgerade für WKA mit 31m Rotordurchmesser und kleiner [7].

Fig. 6: Measured sound power level of all WECs with a valid data sheet (status June 10th 1994) including the regression curve for WECs with rotor diameters of 31 m and less [7].



Netzanschlußkapazität gut ausgenutzt werden soll. Weit über die Nennleistung hinausgehende Leistungsschwankungen der WKA reduzieren natürlich die Anzahl der Anlagen, die an dieser Stelle in das Netz einspeisen können, denn die überhöhte

Abb. 7 Leistungsschwankungs-Koeffizient (power fluctuation coefficient) mit Standardabweichung für eine direkt netzgekoppelte, drehzahlstarre, stallgeregelte WKA.

Fig. 7: Power fluctuation coefficient with variance for a directly grid connected, fixed speed, stall controlled WEC.

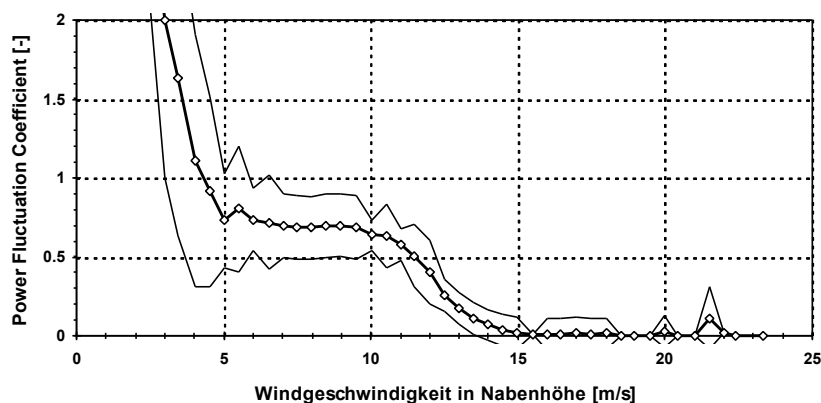


Abb. 8: Leistungsschwankungs-Koeffizient (power fluctuation coefficient) mit Standardabweichung für eine indirekt netzgekoppelte, drehzahlvariable, pitchgeregelte WKA.

Fig. 8: Power fluctuation coefficient with variance for a indirectly grid connected, variable speed, pitch controlled WEC.

Leistung muß, wenn auch nur immer kurzfristig, vom Netz verkraftet werden. Durch die geringere mögliche Anzahl WKA an diesem Standort würde dieser dann energetisch schlechter genutzt, als dieses mit Anlagen geringerer Leistungsschwankung möglich wäre. Diese Art der Netzurückwirkung ist aber nur ein Aspekt der abgegebenen Leistungsqualität. Heute werden mit den vorgenommenen Messungen vornehmlich Netzflicker und Oberwellen untersucht, für das EVU wichtige Informationen zur

Aufrechterhaltung der Stromqualität im Netz (siehe Bericht in diesem Heft: "Netzurückwirkungen, verursacht durch den Betrieb von Windkraftanlagen am Netz" [9]).

Mit dem sehr schnellen Ausbau der Windenergie kommt den Netzurückwirkungen verstärkt Bedeutung zu, denn WKA mit guten Regelqualitäten und geringen Rückwirkungen helfen bei ihrer Anbindung ans Netz erhebliche Kosten für den Netzausbau sparen. Unter diesen Aspekten bringt die qualitätsbezogene Förderung insgesamt eindeutige Vorteile für Hersteller und Betreiber und nicht, wie oft vordergründig reklamiert, nur zusätzliche Kosten für die Messung.

5. Literatur

- [1] Keuper, Armin. Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland, Stand 30.06.1994. DEWI-Magazin Nr. 5, August 1994
- [2] Keuper, Armin. Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland, Stand 31.12.1993. DEWI-Magazin Nr. 4, Februar 1993
- [3] Everding, Holger; Keuper, Armin; Veltrup, Martin. Der steinige Weg zur eigenen Windkraftanlage. DEWI-Magazin Nr. 3, August 1993
- [4] Molly, Jens Peter. Windenergie, Theorie Anwendung, Messung. Kap. 6.3. Verlag C.F. Müller, Karlsruhe, 1990
- [5] Klug, Helmut; Molly, Jens Peter. Förderung der Windenergie in Niedersachsen. DEWI-Magazin Nr.1, August 1992
- [6] N.N. Richtlinie Energie mit Stand vom 27.04.1994 des Landes Niedersachsen. Nds. Ministerium für Wirtschaft, Technologie und Verkehr, Hannover
- [7] N.N. Datenblätter für die Landesförderung. Deutsches Windenergie-Institut, Wilhelmshaven, Juni 1994
- [8] Stam, W.J.; v.d.Borg, N.C.J.M.. Fluctuations in the Electric Power from Wind Turbines. Contribution for the IMTS-Meeting 1986, ECN Wind Turbine Test Station ECN-86-132
- [9] Santjer, Fritz; Gerdes, Gerhard. Netzurückwirkungen, verursacht durch den Betrieb von Windkraftanlagen am Netz. Konferenzband DEWEK '94, 22./23. Juni 1994, Wilhelmshaven