

## **"Darf es ein wenig mehr sein?" oder "Wann kommt der europäische Binnenmarkt für Leistungskennlinien?"**

"How much would you like?" or "Will there be a harmonized European home market for power curves?"

Klug, Helmut; Westermann, Dieter

### *Summary*

*Since 1992, the power curve of the wind energy converter (WEC) is one of the measures for the determination of subsidies for wind projects in Lower Saxony. Power curve measurements normally last some months, specially during the low winds of the summer season. To shorten the waiting time for clients DEWI has measurement equipments for 14 parallel power measurement campaigns in situ. However when determining state subsidies in Lower Saxony often measurements of other institutes have to be accepted, to avoid new costs for the industry. The quality and calibration of the anemometer has the main influence on the accuracy of the power curve. DEWI therefore compared calibrations of several anemometers of other institutes with own calibrations done at the wind tunnel of the University of Oldenburg. The calibrations of ECN (NL) and Windtest (DE) were within the IEA recommended accuracy limits of less than 0.1 m/s deviation. The RISØ anemometer showed a deviation -0.3 m/s at 8 m/s which finally leads to much better power coefficients. An average calibration error of only -0.2 m/s results in a subsidy advantage of 12 %, a situation which can not be tolerated. DEWI therefore became active within the EUREC-Agency, an association of the major test stations are members, to find out the reasons for the discrepancies and to achieve a European harmonization.*

Für die energetische Beurteilung einer Windkraftanlage (WKA) ist die Leistungskennlinie ein wichtiges Instrument. Mit ihrer Hilfe wird der Jahresenergieertrag abgeschätzt, und somit ist die Leistungskennlinie neben den Anlagenkosten und den Windverhältnissen die entscheidende Größe, die über die Wirtschaftlichkeit eines Windkraftanlagenprojektes entscheidet. Seit 1992 wird die gemessene Leistungskennlinie (neben anderen Faktoren) auch als Maßstab für die Landesförderung in Niedersachsen benutzt. Die gemessene Leistungskennlinie beeinflusst somit über den Jahresenergieertrag und den Landeszuschuß die Amortisationszeit einer WKA. Um Ungerechtigkeiten bei der Bemessung des Landeszuschusses zu vermeiden, besteht ein berechtigtes Interesse, das Leistungsverhalten einer WKA möglichst genau zu bestimmen. Die Messung der Leistungskennlinie erfolgt auf internationaler Ebene z.Z. gemäß einer IEA-Empfehlung. Neuerdings liegt auch eine IEC -Norm als Entwurf vor. Mit dem Inkrafttreten dieser Richtlinie ist 1994 zu rechnen.

Selbst Rotoren von "kleinen" Windkraftanlagen überstreichen Flächen, die um Größenordnungen die Querschnittsflächen vorhandener Windkanäle überschreiten. Deshalb wird das Leistungsverhalten von WKA ausschließlich in einer Freifeldmessung bestimmt. Dabei unterscheidet sich die Vermessung von WKA wesentlich von einem klassischen Laborexperiment. Die Eingangsgröße "Wind" unterliegt den Launen des Wetters. Ein längerer Meßzeitraum wird benötigt, um eine statistisch abgesicherte Kennlinie zu erhalten. Sollen dem Kunden lange Wartezeiten bis zur Vermessung seiner WKA erspart bleiben, so müssen diese parallel durchgeführt werden können. Das DEWI verfügt deshalb über die Möglichkeit, an bis zu 14 Windkraftanlagen gleichzeitig die Leistungskennlinie zu bestimmen. Die Höhe der zur Verfügung stehenden Meßmasten reicht von 30 bis zu 60 m. Unsere Meßschranke sind alle über MODEM direkt telefonisch zu erreichen. Im Institut ist ein Rechner für das automatische Abfragen der einzelnen Datenlogger eingerichtet, so daß eine schnelle und flexible Auswertung möglich ist. Der Datenlogger kann über das Telefonnetz programmiert werden. Somit bietet sich die Möglichkeit -auch hochaufgelöst bis 20 Hz - Daten aufzuzeichnen und sofort auszuwerten.

Bei unseren Messungen zeigte sich, daß in einem Zeitraum von ein bis drei Monaten eine Messung erfolgreich abgeschlossen sein kann. Voraussetzungen dazu sind, daß keine Änderungen an der WKA vorgenommen werden müssen und daß ein Sturmtief in den Meßzeitraum fällt. Damit ist schon gesagt, daß vollständige Leistungskennlinien in den Sommermonaten nur über einen längeren Zeitraum zu erzielen sind. Allerdings können nach einer ersten Starkwindphase im Herbst alle im Sommer begonnenen Leistungskurvenvermessungen kurzfristig abgeschlossen werden. Erste Meßergebnisse auch in Schwachwindphasen können schon wertvolle Hinweise liefern, welche Veränderungen an der

WKA vom Hersteller vorgenommen werden sollten, um das Leistungsverhalten zu verbessern (Bsp. s. Abb. 1 + 2). Von den zwölf 1992 vom DEWI durchgeführten Leistungsvermessungen entsprachen die Mehrzahl der Kennlinien nicht den Erwartungen des Herstellers. Die häufigsten vorgenommenen Änderungen betrafen den Blatteinstellwinkel und die Parameter der Betriebsführung.

*Abb. 1: Leistungskurvenvermessung bei unkorrekter Windrichtungsnachführung*  
*Fig. 1: Power curve with incorrect yaw control*

*Abb. 2: Leistungskennlinie nach der Korrektur der Windrichtungsnachführung*  
*Fig. 2: Power curve after correction of the yaw control*

In der Abb. 3 sind einige Ergebnisse von Leistungskennlinienvermessungen dargestellt. Die Abbildung zeigt den maximalen gemessenen elektrischen Wirkungsgrad ( $C_{P-gesamt}$ ) sowie den spezifischen Jahresenergieertrag ( $MWh/m^2$ ). Die Berechnung des Ertrags wurde auf eine einheitliche Nabenhöhe von 40 m und ein Jahresmittel in der Windgeschwindigkeit von 5.5 m/s in 10 m Höhe (Rayleigh-Verteilung) normiert. Die Anlagengröße liegt zwischen 50 kW und 500 kW.

Der Grafik läßt sich entnehmen, daß der maximale Gesamtleistungsbeiwert mit der Anlagengröße zunimmt. Die Ursachen für die Zunahme des Wirkungsgrades sind geringere Umwandlungsverluste von Getriebe und Generator mit zunehmender Leistung sowie größenbedingte, aerodynamische Verbesserungen. Die Streuungen sind unterschiedlich, weil beim spezifischen Jahresenergieertrag auch die spezifische Leistung ( $W/m^2$ ) und die Eigenschaften der Betriebsführung zum Tragen kommen.

Wird nur eine Meßungenauigkeit von ca. 1% in der Leistungsmessung und der Dichtebestimmung sowie eine Unsicherheit von 0,1 m/s in der Windgeschwindigkeit angenommen, so ergibt sich bereits eine Gesamtunsicherheit von mehr als 5% im Jahresenergieertrag. Der "Fehlerbalken" in Abb. 3 beträgt somit ca. 5%. Hierbei bewirkt eine Ungenauigkeit von einem Prozent in der

Windgeschwindigkeit auf Grund des kubischen Zusammenhanges zwischen Leistung und Windgeschwindigkeit eine Meßunsicherheit in der Leistung von ca. 3%. Dieses Beispiel zeigt, daß Fehler in der Messung der Windgeschwindigkeit einen dominanten Einfluß auf den Gesamtfehler der Messung haben. Der Zuverlässigkeit des Anemometers und dessen korrekter Kalibration kommt daher eine überragende Rolle zu. Wir führen die Kalibrationen unserer Anemometer im Windkanal der Universität Oldenburg selbst durch. Als Referenzmessung dient uns sowohl die klassische Methode über ein Prandtl-Staurohr als auch ein modernes **Laser-Doppler-Anemometer**. Die Vorteile des LDA liegen in der berührungs- und rückwirkungsfreien Messung der Strömungsgeschwindigkeit.

*Abb. 3: Maximaler gemessener Gesamtwirkungsgrad sowie der spezifische Jahresenergieertrag in Abhängigkeit vom Anlagendurchmesser (13 Messungen vom DEWI , 5 Messungen von anderen Instituten)*

*Fig. 3: Maximum measured total efficiency and specific annual energy yield versus rotor diameter (13 measurements by DEWI; 5 measurements by other institutes)*

In der Abb. 3 fallen zwei Leistungsbeiwerte deutlich aus der Meßreihe heraus. Diese Anlagen wurden von einem dänischen Institut vermessen. Bei der Interpretation dieser zu großen Abweichung muß zuerst an Unsicherheiten in der Windgeschwindigkeitserfassung gedacht werden. Wir haben aus diesem Grund ein Anemometer von ECN (Niederlande) und ein Anemometer von der WINDTEST Kaiser-Wilhelm-Koog GmbH im jeweiligen Austausch untersucht bzw. untersuchen lassen. Zudem waren Wissenschaftler von RISØØ (Dänemark) mit ihrem Standardanemometer bei uns. Aus den Kalibrationsgeraden wurden die jeweiligen Abweichungen gegenüber unserer Kalibration errechnet.

Die Ergebnisse dieses Rundversuches sind in Abb. 4 dargestellt. Die Abweichungen zwischen der niederländischen Kalibration (1) und unserer Messung sind deutlich kleiner als die Genauigkeit entsprechend der IEA Empfehlung von 0.1 m/s. Das gleiche gilt für die Kalibration, die von WINDTEST (2) vorgenommen wurde. Relativ große Abweichungen ergeben sich zwischen unserer Kalibration und der von RISØØ vorgenommenen. Die Abweichung beträgt bei einer Windgeschwindigkeit von 8 m/s ca. -0.3 m/s. Diese negative Abweichung führt zu erheblich erhöhten Leistungsbeiwerten der vermessenen Windkraftanlage.

Bei einer Abweichung in der Windgeschwindigkeitserfassung von -0.2 m/s ergibt sich bereits ein Fehler von ca. 6% im Jahresenergieertrag. Auf Grund des quadratischen Zusammenhanges zwischen Fördersumme gemäß der Landesförderung und Jahresenergieertrag ergibt sich daraus eine Mehrförderung von 12%. Dies ist ein Zustand, der aus Fairneßgründen so nicht akzeptiert werden kann. Hier muß sehr schnell geklärt werden, woher die Differenzen kommen und wie eine europäische Harmonisierung herbeigeführt werden kann. Für eine bestimmte Übergangszeit sind Korrekturrechnungen bzw. Nachmessungen denkbar. Das DEWI ist in dieser Sache innerhalb der EUREC-Agency, in der die wichtigsten Windtestzentren Europas Mitglied sind, aktiv geworden.

*Abb. 4 Vergleich der Anemometerkalibrationen von RISØÆ, ECN, WINDTEST und DEWI. Dargestellt ist die absolute Abweichung von der DEWI Kalibration in m/s. Die IEA Empfehlung geht von einer Meßgenauigkeit von 0.1 m/s aus.*

*Fig. 4 Comparison of anemometer calibrations of RISØÆ, ECN, WINDTEST and DEWI in terms of the absolute variation from the DEWI calibration in m/s. The IEA recommendations assume that the measurement error is about 0.1 m/s*

---