

Abhängigkeit des Leistungsverhaltens großer Windenergieanlagen von verschiedenen meteorologischen Parametern

Influence of Different Meteorological Conditions on the Power Performance of Large WEC's

Albers, Axel; Hinsch, Christian; DEWI

Summary

The tendency towards larger wind energy converters (WEC's) leads to an increasing interest concerning the relation between meteorological conditions and the power performance of these WEC's. The rotors of MW-scale WEC's cover a large height range of about 50-100 m in which strong vertical wind speed gradients can occur. At DEWI the relations between the power performance of the Aeolus II (rotor diameter 80.5 m) and such vertical wind shears, the turbulence intensity and the atmospheric stability were investigated. Clear trends of the dependence of the WEC's power curve and the resulting annual energy production on these meteorological conditions are evident, with an influence on the predicted annual energy production in the range of about 5 %. Both, the vertical wind shear and the turbulence are coupled to the atmospheric stability and have opposite effects on the power performance. For example stable atmospheric conditions lead to relative strong vertical wind gradients and to small turbulence intensities. Strong wind shears cause an increase of the WEC's annual energy production, while small turbulence intensities affect a decrease in the annual power output.

The observed effects compare fairly well with simple estimations of the influence of turbulence and vertical wind shear on the turbines power performance. Therefore, it's assumed that similar effects occur at other large scale WEC's. However, in the existing recommendations for power curve measurements such issues are not well reflected because neither a definite turbulence level is provided nor wind speed measurements at different heights, which cover the rotor, are demanded [1], [5]. A correction of the measured power of large WEC's due to the actual vertical wind speed gradient and the turbulence intensity, similar to the already existing correction due to the air density, seems to be desirable to take into account the fact, that e. g. measurements at high turbulence or strong vertical wind shear will lead to an overrated power curve.

Such a correction would also be useful for resource assessment, because the frequency distribution of the turbulence intensity, vertical wind shear and atmospheric stability is dependant on the site.

1. Einleitung

Mit dem Trend zu größeren Windenergieanlagen (WEA) wächst das Interesse an dem Einfluß verschiedener meteorologischer Bedingungen auf das Anlagenverhalten. Mit zunehmender Rotorgröße steigt einerseits die am Rotor auftretende Differenz der Windgeschwindigkeit aufgrund des vertikalen Windgradienten und andererseits die Wahrscheinlichkeit unsymmetrischer Rotoranströmung aufgrund der Turbulenz des Windfeldes. Beides kann Auswirkungen auf das Leistungsverhalten und auf mechanische Belastungen von WEA haben.

Anläßlich der vom DEWI durchgeführten Messungen an der nahe Wilhelmshaven errichteten Großwindenergieanlage Aeolus II (Nabenhöhe 92 m, Rotordurchmesser 80.5 m) wurde der Einfluß der folgenden meteorologischen Parameter auf das Leistungsverhalten untersucht:

- Regen
- Turbulenzintensität
- vertikaler Windgradient
- atmosphärische Schichtung.

Die über den Zeitraum 01.10.94-30.06.95 aufgezeichneten Meßdaten wurden anhand der aufgeführten Parameter klassifiziert. Für jede Klasse wurde eine Leistungskurve¹ des Aeolus II nach IEA [1] erstellt. Aus diesen Leistungskurven wurde jeweils anhand einer für den Standort Wilhelmshaven repräsentativen Windverteilung ein Jahresenergieertrag berechnet. Der beobachtete Einfluß der verschiedenen Parameter auf das Leistungsverhalten des Aeolus II stimmt tendenziell mit theoretischen Überlegungen überein.

2. Einfluß von Regen

In Abb. 1 ist die Leistungskurve für Daten mit bzw. ohne Regen wiedergegeben. Demnach hat Regen kaum Einfluß auf die Leistungsabgabe des Aeolus II. Die aus den Leistungskurven berechneten Jahresenergieerträge weichen um weniger als 1 % von dem auf Basis aller Daten berechneten Jahresenergieertrag ab. Allerdings muß beachtet werden, daß Regen lediglich angezeigt und nicht die Regenmenge gemessen wurde. Somit kann ein Einfluß von starkem Regen nicht ausgeschlossen werden.

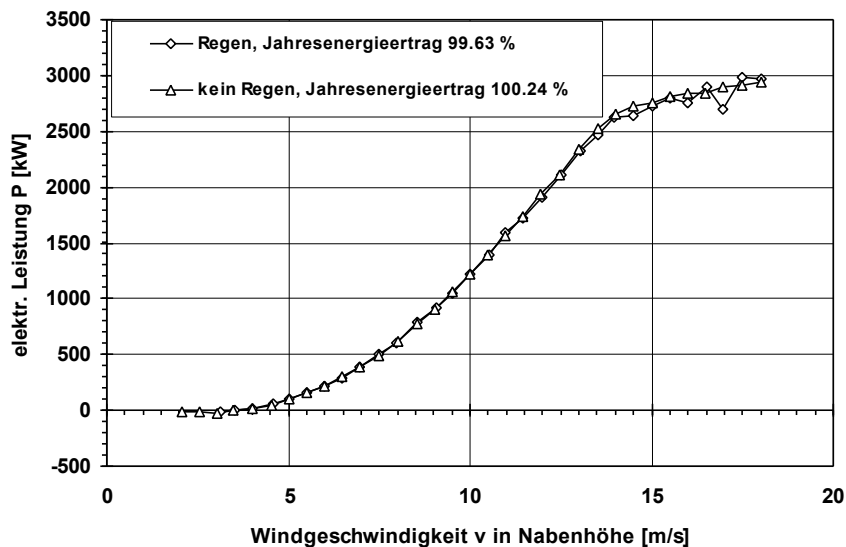


Abb. 1 Leistungskurve des Aeolus II für Daten mit und ohne Regen. Die Jahresenergieerträge wurden bezogen auf den Ertrag, welcher sich aus der Leistungskurve aller Daten ergibt.

Fig. 1 Power curves of the Aeolus II in dependence of rain. The values of the annual energy production are related to that based on all data including rain.

3. Einfluß der Turbulenzintensität

Das Leistungsverhalten des Aeolus II zeigt eine signifikante Abhängigkeit von der Turbulenzintensität (Abb. 2,3). Dieser Effekt beruht zumindest teilweise auf der zeitlichen Mittelung der gemessenen Windgeschwindigkeits- und Leistungswerte über in diesem Fall fünf Minuten bei der Erstellung der Leistungskurve (Abtastrate 1 Hz). Der Einfluß der Turbulenz durch die zeitliche Mittelung kann theoretisch abgeschätzt werden. Hierzu ist es sinnvoll, die Windgeschwindigkeit v innerhalb des Mittelungsintervalls in ihren Mittelwert \bar{v} und einen zeitlich variierenden Anteil v' einzuteilen: $v = \bar{v} + v'$. Die elektrische Leistung $P(v)$ der WEA bei einer Windgeschwindigkeit v nahe \bar{v} läßt sich in einer Taylorreihe entwickeln:

$$P(v) = P(\bar{v}) + \frac{dP(\bar{v})}{dv} (v - \bar{v}) + \frac{1}{2} \frac{d^2P(\bar{v})}{dv^2} (v - \bar{v})^2 + \dots$$

Für die über das Zeitintervall gemittelte Leistung $\overline{P(v)}$ ergibt sich bei einer Taylorentwicklung von $P(v)$ bis zum Term zweiter Ordnung (N =Zahl der Meßwerte pro Mittelungsintervall):

¹ Es sei vermerkt, daß die in diesem Artikel gezeigten Leistungskurven und die daraus prognostizierten Energieerträge aus einem Teilabschnitt des gesamten Meßzeitraums stammen und keinen endgültigen Charakter haben. Für die Dokumentation des Einflusses verschiedener Parameter auf das Leistungsverhalten sind die hier gezeigten Ergebnisse dennoch geeignet.

$$\overline{P(v)} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N P(v_i)$$

$$\Leftrightarrow \overline{P(v)} = P(\bar{v}) + \frac{dP(\bar{v})}{dv} \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (v_i - \bar{v}) + \frac{1}{2} \frac{d^2P(\bar{v})}{dv^2} \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (v_i - \bar{v})^2$$

$$\Leftrightarrow \overline{P(v)} = P(\bar{v}) + \frac{1}{2} \frac{d^2P(\bar{v})}{dv^2} \sigma_v^2$$

mit σ_v : Standardabweichung der Windgeschwindigkeit innerhalb des Mittelungsintervalls

Mittels der Turbulenzintensität $t = \frac{\sigma_v}{\bar{v}}$ erhält man:

$$\overline{P(v)} = P(\bar{v}) + \frac{1}{2} \frac{d^2P(\bar{v})}{dv^2} t^2 \bar{v}^2. \quad (1)$$

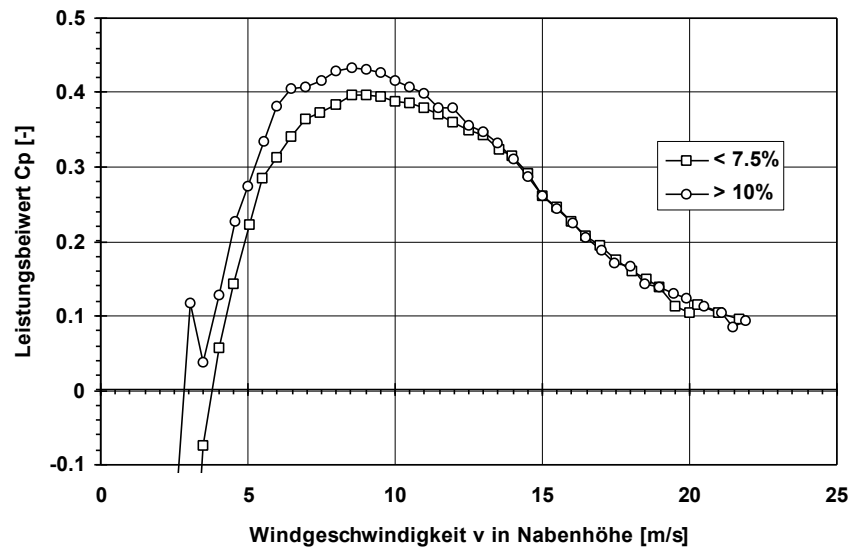


Abb. 2 Leistungskoeffizientkurve des Aeolus II für zwei Turbulenzklassen
Fig. 2 Power coefficient of the Aeolus II for two turbulence ranges

Die Leistungskurve ($\overline{P(v)}$ aufgetragen über \bar{v}) enthält gemäß der Theorie neben der tatsächlichen Leistung $P(\bar{v})$ bei der Windgeschwindigkeit \bar{v} einen Zusatzterm. Das Vorzeichen des Zusatzterms richtet sich nach der Krümmung der tatsächlichen Leistungskurve $d^2P(\bar{v})/dv^2$. Die Leistung wird überschätzt in Windgeschwindigkeitsbereichen, in welchen die Leistungskurve linksgekrümmt ist, also im Anlaufbereich, und unterschätzt bei rechtsgekrümmter Leistungskurve, d. h. im Abregelbereich. Ferner wachsen die Unter- oder Überschätzung der Leistung mit der Turbulenzintensität und der Windgeschwindigkeit. Qualitativ konnten diese theoretischen Überlegungen am Beispiel der Leistungsmessung des Aeolus II bestätigt werden, indem die Leistung als Funktion der Turbulenzintensität für verschiedene Windgeschwindigkeitsklassen dargestellt wurde (Abb. 4).

Einsetzen der Windleistung in Gleichung (1) führt auf $\overline{P_{\text{Wind}}(v)} = P_{\text{Wind}}(\bar{v})(1 + 3t^2)$. Somit müßte sich z. B. für die Turbulenzintensitäten 3 % und 11 % bei gleicher mittlerer Windgeschwindigkeit ein Unterschied in der gemessenen Windleistung von 3.4 % ergeben. Dieser Wert müßte ungefähr dem Unterschied der prognostizierten Jahresenergieerträge des Aeolus II für 3 % und 11 % Turbulenzintensität entsprechen. Die tatsächliche Differenz der prognostizierten Jahresenergieerträge liegt jedoch mit 6.5 % deutlich höher (siehe Abb. 3). Dieses deutet darauf hin, daß die Turbulenz neben dem Effekt aufgrund der zeitlichen Mittelung einen weiteren direkten Einfluß auf das Leistungsverhalten hat: Turbulenz mit einer räumlichen Ausdehnung deutlich unterhalb des Rotordurchmessers kann zu einer asymmetrischen Rotorbelastung führen. Solche

Windgeschwindigkeitsschwankungen über der Rotorfläche werden durch den Rotor hinsichtlich der Leistungsabgabe räumlich gemittelt und führen wegen des nichtlinearen Zusammenhangs zwischen Leistung und Windgeschwindigkeit zu einem Anstieg oder Abfall der Leistung, analog zum Effekt der zeitlichen Mittelung.

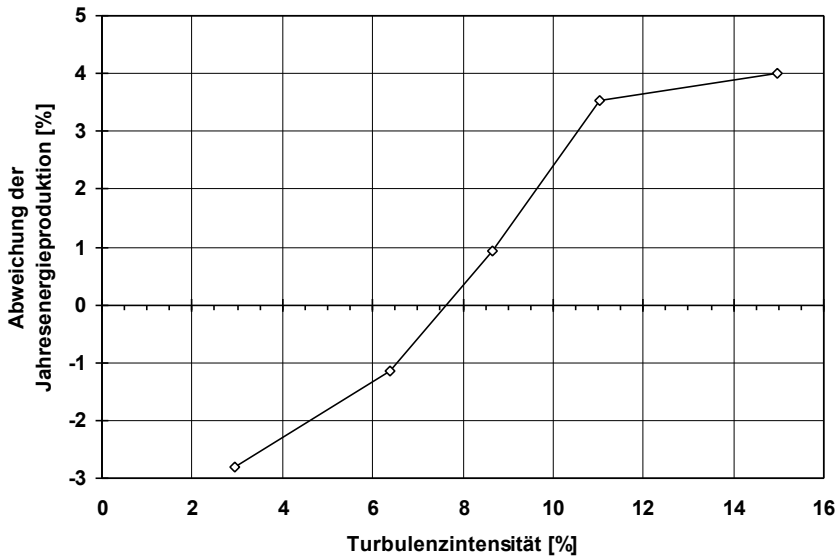


Abb. 3 Abweichungen der für unterschiedliche Turbulenzklassen berechneten Jahresenergieproduktion des Aeolus II. Der Referenzwert wurde auf Basis aller Daten berechnet.
 Fig. 3 Differences of the annual energy production of the Aeolus II for different turbulence classes. The reference value is based on all data.

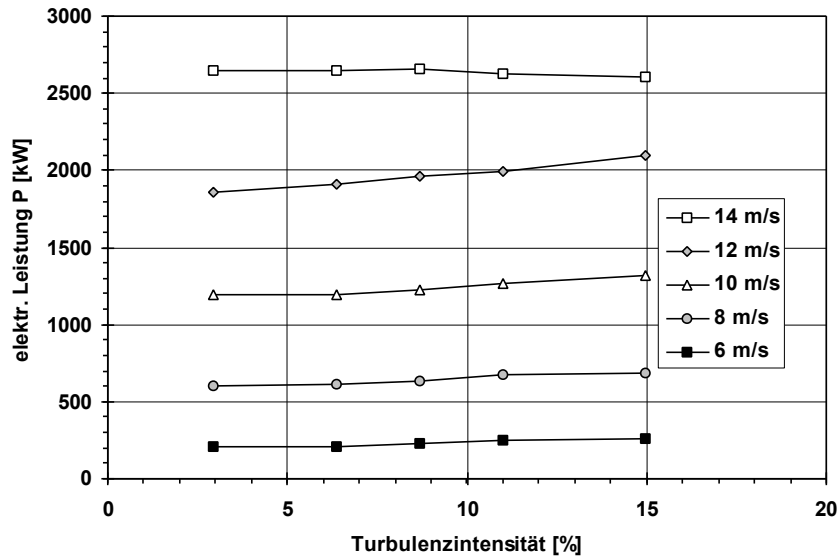


Abb. 4 Elektrische Leistung des Aeolus II als Funktion der Turbulenzintensität für verschiedene Windgeschwindigkeitsklassen
 Fig. 4 Electrical power of the Aeolus II as a function of the turbulence intensity for different wind speed classes

4. Einfluß der vertikalen Windscherung

Aus Windgeschwindigkeitsmessungen in den Höhen 32 m, 62 m, 92 m und 126 m wurde für jedes Mittelungsintervall ein vertikaler Windgradient gebildet. Dabei wurde der zwischen zwei Höhen gemessene Gradient entsprechend dem Anteil des jeweiligen Höhenbereichs an der Rotorfläche des Aeolus II gewichtet. Dieser gewichtete Windgeschwindigkeitsgradient diente als Klassierungsparameter der Meßdaten. Für jede Gradientenklasse wurde eine Leistungskurve und ein resultierender Jahresenergieertrag für den Standort Wilhelmshaven berechnet.

Der berechnete Jahresenergieertrag nimmt für die verwendete Windverteilung mit ansteigendem Windgradienten deutlich zu (Abb. 5). Dieser Effekt kann prinzipiell wie die Auswirkung der Turbulenz verstanden werden: große vertikale Windgradienten entsprechen einer großen räumlichen Streuung der Windgeschwindigkeit über die Rotorfläche. Der Rotor bewirkt eine räumliche Mittelung der Windgeschwindigkeit, welche zusammen mit dem nahezu kubischen, nichtlinearen Anstieg der Leistung mit der Windgeschwindigkeit in einer Erhöhung der mittleren Rotorleistung bzw. des Jahresenergieertrags resultiert, analog dem Effekt hoher Turbulenz.

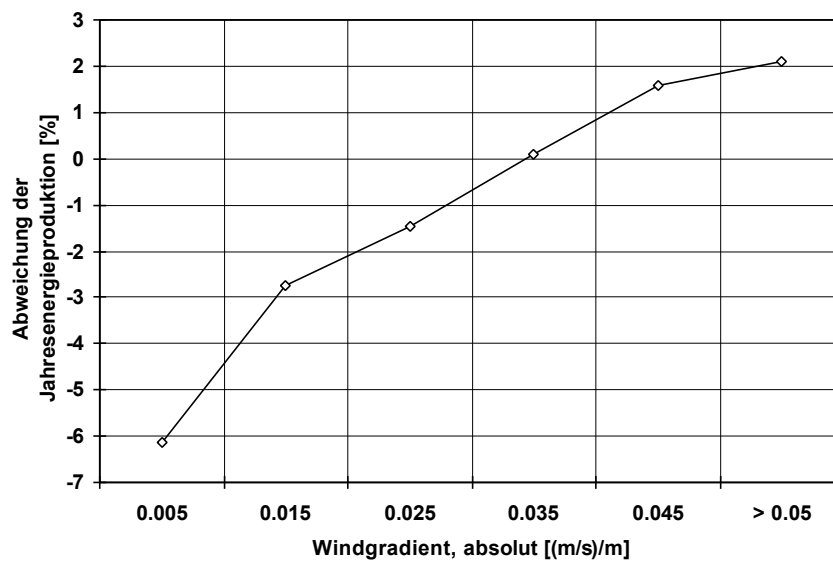


Abb. 5 Abweichungen der für unterschiedliche Windgradientenklassen berechneten Jahresenergieproduktion des Aeolus II. Der Referenzwert wurde auf Basis aller Daten berechnet.

Fig. 5 Differences of the annual energy production of the Aeolus II for different classes of vertical wind speed gradient. The reference value is based on all data.

Der Einfluß des vertikalen Windgradienten auf das dem Rotor angebotene Windpotential kann abgeschätzt werden, indem ein konstanter vertikaler Windgradient über den Höhenbereich des Rotors angenommen wird. Unter dieser Annahme läßt sich folgende Beziehung zwischen der über der Rotorfläche gemittelten Windleistung $\overline{P_{Wind}(v)}^{Rotor}$ und der Windleistung auf Nabenhöhe $P_{Wind}(v_N)$ herleiten²:

$$\overline{P_{Wind}(v)}^{Rotor} = P_{Wind}(v_N) \left(1 + 3 \left(\frac{GR \cos \alpha}{2v_N} \right)^2 \right) \quad (2)$$

- mit v_N : Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe
- G: vertikaler Windgradient im Rotorbereich
- R: Rotorradius
- α : Rotorachsneigungswinkel

Gemäß einer jüngst beim DEWI angefertigten Studie treten am Standort des Aeolus II im Rotorbereich häufig vertikale Gradienten im Bereich von ca. 0.015 s^{-1} - 0.045 s^{-1} auf [2], [3]. Bei einer Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe des Aeolus II entsprechend dem Mittelwert am Standort Wilhelmshaven von $v_N=7.9 \text{ m/s}$ unterscheidet sich nach Gleichung (2) das dem Aeolus II angebotene Windpotential bei den Windgradienten 0.015 s^{-1} und 0.045 s^{-1} um 3.4 %. Dieser Wert ist in der Größenordnung der Differenz der aus den entsprechenden Leistungskurven berechneten Jahresenergieerträge von 4.4 % (vergl. Abb. 5).

5. Einfluß der atmosphärischen Schichtung

Informationen über die atmosphärische Stabilität wurden am Standort des Aeolus II aus dem vertikalen Lufttemperaturprofil bzw. Temperaturmessungen auf 2.5 m Höhe und 90 m Höhe abgeleitet. Aus der Messung der absoluten Temperatur wurde zunächst die Potentialtemperatur θ berechnet (siehe auch Strack [3]). Eine positive Differenz der Potentialtemperatur $d\theta=\theta(90.0 \text{ m})-\theta(2.5 \text{ m})$ ist verbunden mit stabiler atmosphärischer Schichtung, während $d\theta$ nahe Null bzw. $d\theta<0$ neutrale bzw. labile Schichtung bedeutet ([3], [4]).

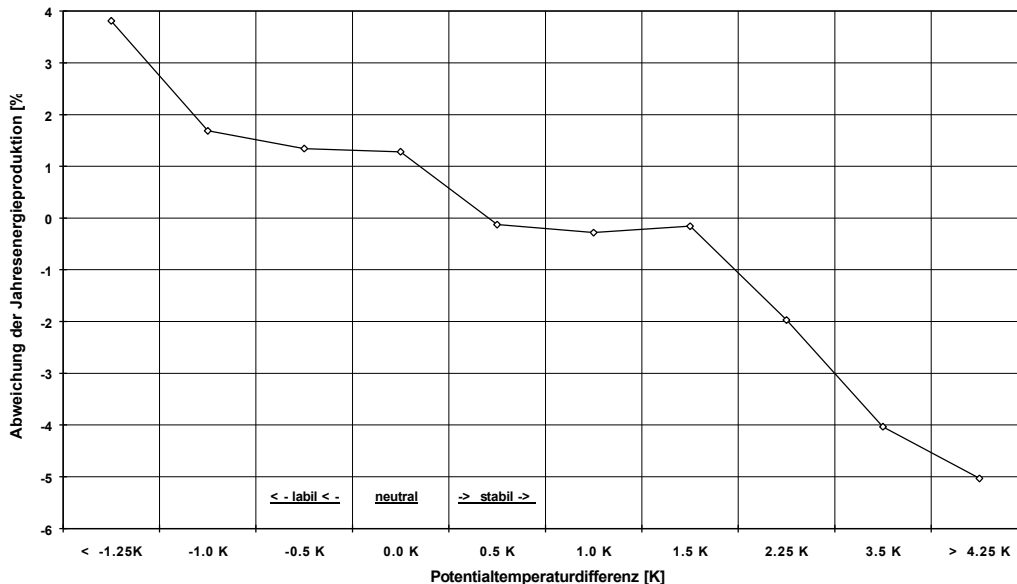


Abb. 6 Abweichungen der für unterschiedliche atmosphärische Schichtungsklassen berechneten Jahresenergieproduktion des Aeolus II. Der Referenzwert wurde auf Basis aller Daten berechnet.

Fig. 6 Differences of the annual energy production of the Aeolus II for different atmospheric stability. The reference value is based on all data.

² weitere Voraussetzungen: konstante Luftdichte über der Rotorfläche, Konuswinkel=0°

Für jede Klasse von $d\theta$ wurde eine Leistungskurve berechnet. Die resultierenden Jahresenergieerträge haben die Tendenz, mit zunehmender Stabilität abzunehmen (Abb. 6). Der Einfluß der Stabilität auf den berechneten Jahresenergieertrag liegt, wie der Einfluß der Turbulenz und der vertikalen Windscherung, im Bereich mehrerer Prozent.

Die Turbulenzintensität und die vertikale Windscherung sind über die atmosphärische Schichtung gekoppelt. Labile Schichtung ist in der Regel mit hoher Turbulenz und kleinen vertikalen Windgradienten verknüpft, während besonders niedrige Turbulenzintensitäten und große Windgradienten bevorzugt bei stabiler Schichtung auftreten (Abb. 7, siehe auch [3]). Die beobachtete Abhängigkeit der Leistungskurve von der atmosphärischen Stabilität kann vermutlich als Interferenz der Effekte der Turbulenz und der vertikalen Windscherung interpretiert werden. Da einerseits hohe Turbulenzintensitäten tendenziell wie große vertikale Windgradienten auf das Leistungsverhalten von WEA wirken und andererseits - bedingt durch die Kopplung über die atmosphärische Schichtung - hohe Turbulenzintensitäten in der Regel mit kleineren vertikalen Windscherungen verbunden sind, heben sich der Effekt der Turbulenzintensität und der Einfluß des vertikalen Windgradienten auf die Leistungskurve teilweise auf. Allerdings sind die Turbulenzintensität und die vertikale Windscherung auch stark vom Standort abhängig. So führt eine Erhöhung der Bodenrauigkeit zu einer Verstärkung der Turbulenz und des vertikalen Windgradienten und die Einflüsse auf das Leistungsverhalten addieren sich.

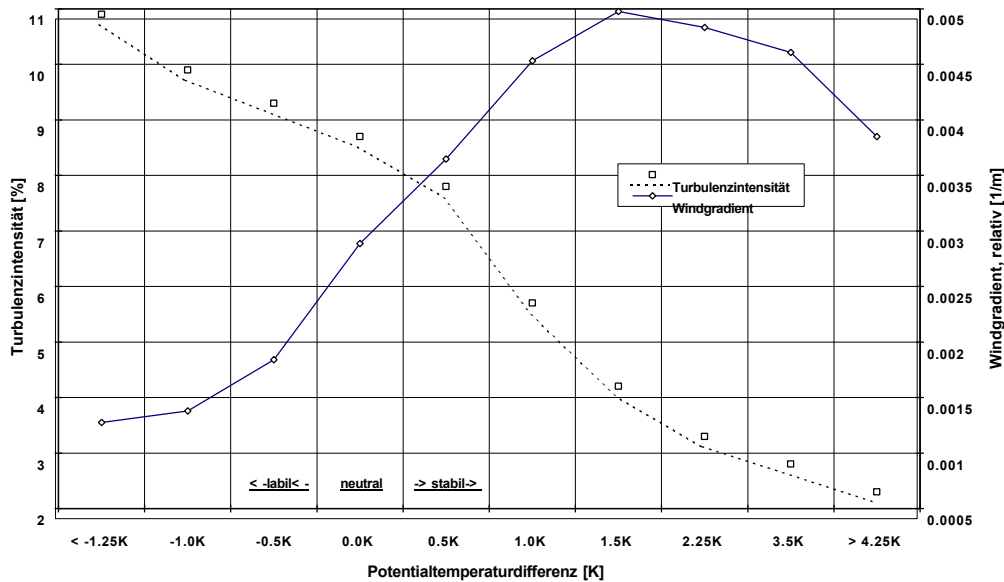


Abb. 7 Zusammenhang zwischen Turbulenzintensität, vertikalem Windgradienten und der atmosphärischen Schichtung. Aufgetragen ist der relative Windgradient im Höhenbereich des Rotors des Aeolus II, d. h. der Windgradient normiert mit der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit zwischen den Meßhöhen.

Fig. 7 Turbulence intensity and vertical wind gradient versus difference in potential temperature. Plotted is the relative vertical wind speed gradient across the rotor of the Aeolus II, i. e. the wind speed gradient normalised by the average wind speed over the measuring heights.

6. Schlußfolgerungen

Das Leistungsverhalten des Aeolus II zeigt eine deutliche Abhängigkeit von der Turbulenzintensität, dem vertikalen Windgradienten und der atmosphärischen Stabilität. Die Größenordnung der beobachteten Einflüsse der Turbulenzintensität und der vertikalen Windscherung entsprechen theoretischen Überlegungen. Somit kann davon ausgegangen werden, daß bei anderen großen WEA ähnliche Effekte auftreten.

Die untersuchten Effekte treten nicht voneinander unabhängig auf. Die Turbulenzintensität und die vertikale Windscherung sind über die atmosphärische Stabilität gekoppelt und hängen zudem stark von der Bodenrauigkeit sowie weiteren örtlichen Bedingungen ab. Je nach lokalen Gegebenheiten ist eine gegenseitige Abschwächung aber auch eine Verstärkung der verschiedenen Einflüsse auf das Leistungsverhalten von WEA möglich.

Die Ergebnisse der Untersuchung werfen Zweifel auf, ob für die Leistungskurvenermittlung großer WEA eine Windmessung nur auf Nabenhöhe, wie in den IEC- und IEA-Empfehlungen [5], [1] gefordert, ausreichend ist. Eine Leistungskurvenermittlung an einem Standort mit überwiegend stark labiler Schichtung oder hoher Turbulenzintensität könnte beispielsweise zu einer Überschätzung der Leistungsfähigkeit einer WEA führen. Eine solche Leistungskennlinie wäre für andere Standorte mit geringerem Turbulenzlevel nicht repräsentativ. Daher sollte für die Vermessung großer WEA über die Korrektur der jeweils gemessenen Leistung anhand des aktuellen vertikalen Windgradienten und der Turbulenzintensität ähnlich der bereits bestehenden Luftdichtekorrektur nachgedacht werden. Die Gleichungen (1) und (2) dieses Artikels liefern hierfür erste Ansatzpunkte. Eine solche Korrektur von Leistungskurven wäre auch im Hinblick auf die Ermittlung von Windressourcen von Interesse, da die Häufigkeitsverteilungen der atmosphärischen Stabilität, der Turbulenzintensität und des vertikalen Windgradienten standortabhängig sind.

7. Literatur

- [1] IEA: Recommended Practices for Wind Turbine Testing and Evaluation; 1. Power Performance Testing; 2. Edition 1990; Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark
 - [2] Strack, M.: Analyse und Extrapolation des Windprofils am 130-Meter-Meßmast des DEWI. Studienarbeit in angewandter Physik, Universität Oldenburg, Fachbereich 8 Physik in Kooperation mit dem Deutschen Windenergie-Institut, Wilhelmshaven, 1996
 - [3] Strack, M; Albers A.: Analyse und Extrapolation des Windprofils am 130-Meter-Meßmast des DEWI. DEWI-Magazin Nr. 8, Wilhelmshaven, 1996, Seite 65-75
 - [4] Stull, R.B.: Boundary Layer Meteorology. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, 1988
 - [5] IEC TC 88 WG 6: Recommendation Power Performance Measurement Procedure; IEC, 1994
-