

Analyse und Extrapolation des Windprofils am 130 Meter-Meßmast des DEWI

Analysis and Extrapolation of the Wind Profile Measured at the DEWI 130-m-Meteorological Mast

Strack, Martin; Albers, Axel; DEWI

Summary

The wind data from the DEWI 130-m-mast at the Jade windfarm near Wilhelmshaven, Germany were examined for different vertical wind speed gradients and their dependence on the atmospheric stratification and other meteorological parameters [1]. Such investigations are of interest with respect to the power performance of wind energy converters (WEC's) and the mechanical loads due to the wind shear.

With the trend towards larger WEC's wind speed measurements at hub height, e. g. for power curve measurements, become more and more impracticable due to the tremendous expenditure for the necessary meteorological mast. Therefore in this work an attempt is made to extrapolate 5-minute mean values of wind speed at hub height (92 m) of the large scale WEC Aeolus II, which is also sited at the Jade wind farm, from wind speed measurements at lower heights (11 m, 32 m, 62 m). Accurate wind speed extrapolations were possible only when taking into account the atmospheric stability based on measurements of the temperature profile. The wind speeds extrapolated according to the Monin-Obukhov similarity theory [2] agreed well with the measured wind speeds at the same height. From both, the extrapolated and the measured wind speeds power curves of the Aeolus II were calculated. The annual energy production derived from these power curves differs only 1%.

1. Einleitung

Für das Leistungsverhalten sowie die Berechnung mechanischer Belastungen großer Windenergiekonverter ist nicht nur die Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe, sondern die Verteilung der Windgeschwindigkeit über die gesamte Rotorfläche von Interesse.

Im Rahmen einer Studienarbeit [1] beim DEWI in Kooperation mit dem Fachbereich Physik der Carl von Ossietzky Universität Oldenburg wurden die an einem 130 m hohen Windmeßmast im Jade-Windpark bei Wilhelmshaven aufgezeichneten Windmeßdaten statistisch ausgewertet. Ziel der Arbeit war die Beschreibung des gemessenen Windprofils, insbesondere der vorkommenden vertikalen Windgeschwindigkeitsgradienten und deren Abhängigkeit von meteorologischen Bedingungen. Aufbauend auf eine frühere Arbeit [3], wurde die Monin-Obukhov-Ähnlichkeitstheorie [2], eine Modellierung der Windprofile unter Berücksichtigung der atmosphärischen Schichtung, zur Anwendung gebracht, um aus den Meßwerten der Windgeschwindigkeit auf 11 m, 32 m und 62 m Höhe die Windgeschwindigkeit auf 92 m Höhe hochzurechnen. Eine solche Höhenextrapolation der Windgeschwindigkeit ist vor allem für Leistungskurvenuntersuchungen von Interesse, da die derzeit in den Richtlinien [4], [5] vorgesehene Windmessung auf Nabenhöhe mittels Meßmasten wegen des Trends zu größeren Anlagen an finanzielle Grenzen stößt.

Am Beispiel der ebenfalls im Jade-Windpark errichteten Großwindkraftanlage Aeolus II (Nabenhöhe 92 m, Rotordurchmesser 80 m) wurde die Tauglichkeit der Höhenextrapolation für die Leistungskurvenauswertung überprüft. Ferner finden derzeit beim DEWI Untersuchungen statt, wie sich unterschiedliche vertikale Windgradienten und andere meteorologische Parameter auf das Leistungsverhalten des Aeolus II auswirken.

2. Der 130-Meter-Meßmast des DEWI

An dem 130 m hohen Mast werden in den Höhen 11 m, 32 m, 62 m, 92 m und 126 m mittels Schalenkreuzanemometern jeweils der 5-Minuten-Mittelwert und die Standardabweichung der Windgeschwindigkeit (bzgl. 1 Hz Abtastrate) aufgezeichnet. Weiterhin werden die Windrichtung in 62 m Höhe, die Umgebungstemperatur auf 2,5 m und 90 m Höhe, der Luftdruck und die Regenhäufigkeit gemessen.

Für die Auswertungen wurde der Meßzeitraum 01.01.93 bis 31.05.95 betrachtet, nachdem die Daten von Aufzeichnungsfehlern (Anemometervereisung etc.) bereinigt worden waren. Nach der Analyse der Windgeschwindigkeit und Turbulenzintensität in Abhängigkeit von der Windrichtung und der Lokalisierung von Störungsobjekten in der Umgebung des Meßmastes wurde der betrachtete Windrichtungsbereich auf die südlichen Richtungen von 165° bis 210° eingeschränkt, da dies der einzige größere zusammenhängende Bereich ist, in dem die störungsfreie Anströmung auch des 11 m - Anemometers gewährleistet ist.

3. Das vertikale Windprofil

Wind in der Atmosphäre wird im wesentlichen durch Druckunterschiede zwischen großräumigen, langsam veränderlichen Hoch- und Tiefdruckgebieten hervorgerufen. In großen Höhen ergibt sich daraus der sogenannte *geostrophische Wind*, der unbeeinflusst von den lokalen Gegebenheiten am Erdboden weht. In der unteren Luftschicht stellt sich zwischen dem geostrophischen Wind und den Reibungskräften am Erdboden eine Balance ein. Diese Luftschicht wird *atmosphärische Grenzschicht* genannt und hat eine Höhenausdehnung von 100 m bis 3 km je nach Wetterlage und Windgeschwindigkeit; in den für die Windenergienutzung interessanten Fällen mittlerer Windgeschwindigkeiten von über 4 m/s kann von einer Ausdehnung von mindestens 1 km Dicke ausgegangen werden. Der untere Teil der Grenzschicht, ungefähr 1/10 der Dicke, wird als *Grundsicht* bezeichnet. Für die Grundsicht existieren verschiedene Beschreibungen des (*vertikalen*) *Windprofils*, d.h. der Abhängigkeit der mittleren Windgeschwindigkeit von der Höhe:

Ist die mittlere Windgeschwindigkeit u_1 auf Höhe z_1 bekannt, so läßt sich mittels der empirisch gewonnenen Beziehung

$$u = u_1 \left(\frac{z}{z_1} \right)^p \quad (1)$$

die mittlere Windgeschwindigkeit u auf Höhe z berechnen (s. dazu [6], „power law“, *Hellmann-Profil*). Aus den Grundgleichungen der Hydrodynamik läßt sich das *logarithmische Windprofil* ableiten. Demnach gilt für die mittlere Windgeschwindigkeit $u(z)$ in der Höhe z über den Erdboden [7]:

$$u(z) = \frac{u_*}{k} \ln \left(\frac{z}{z_0} \right) \quad (2)$$

u_* heißt *Schubspannungsgeschwindigkeit* und ist ein Maß für die Schubspannung am Boden; z_0 heißt *Rauhigkeitslänge*, ein Maß für die Windhindernisse am Erdboden. Die Konstante k wird *von-Kármán-Konstante* genannt und ist empirisch ermittelt worden ($k \approx 0,40$). Das logarithmische Windprofil gilt für eine *neutral geschichtete Atmosphäre* (s.u.).

Der Einfluß der Temperaturschichtung auf das Windprofil wird in der *Monin-Obukhov-Theorie* modelliert, indem das logarithmische Windprofil um die sogenannte *empirische Stabilitätsfunktion F* korrigiert wird. Nach einem Postulat von A. S. Monin und A. M. Obukhov muß Φ von der Höhe z abhängen, außerdem natürlich von einem Parameter, der die Temperaturschichtung beschreibt (*Monin-Obukhov-Länge L*). Das logarithmische Windprofil wird damit zu

$$u(z) = \frac{u_*}{k} \left[\ln \left(\frac{z}{z_0} \right) - \Phi \left(\frac{z}{L} \right) \right] \quad (3)$$

Für die Stabilitätsfunktion Φ existieren verschiedene empirische Beschreibungen. In dieser Arbeit wird die Beschreibung nach Businger/Dyer [8], [9] verwendet.

Die Windverhältnisse in den restlichen 90% der Grenzschicht können nicht durch einfache Modelle beschrieben werden und variieren stark, im wesentlichen abhängig von den Temperaturverhältnissen.

4. Die Temperaturschichtung der Atmosphäre

Wird der Erdboden von der Sonne beschienen, so erwärmt sich die bodennahe Luft stärker als die höherliegende und hat die Tendenz, aufzusteigen. Bei zunehmender Höhe nimmt jedoch der Luftdruck ab und dieses hat zur Folge, daß sich die aufsteigende Luft abkühlt. Insgesamt steigt die erwärmte Luft also nur dann auf, wenn die erhöhte Temperatur nicht durch die Abnahme des Luftdrucks ausgeglichen wird.

Um Temperaturen unter verschiedenen Luftdruckverhältnissen vergleichbar zu machen, wird eine auf einen Standarddruck genormte Temperatur, die *Potentialtemperatur*, eingeführt: Die Potentialtemperatur Θ eines Luftpakets ist die Temperatur, die dieses Luftpaket annimmt, wenn es adiabatisch (ohne Wärmeaustausch mit der Umgebung) auf einen Standarddruck gebracht wird. Für die Verhältnisse in der Atmosphäre kann man in guter Näherung einen Druckabfall von 0.12 hPa pro Meter Höhendifferenz annehmen, so daß einem Druck p eine Höhe h zugeordnet werden kann und umgekehrt.

Ist die Potentialtemperatur in allen Höhen gleich, so gibt es keine Tendenz für Auf- oder Abwärtsbewegungen der Luft. „Von allein“ wird es also keine vertikale Luftbewegungen geben, und ein einmal in Bewegung gesetztes Luftpaket wird sich (theoretisch) gleichförmig weiterbewegen. In diesem Fall spricht man von einer *neutralen Schichtung* der Atmosphäre. Ist die Potentialtemperatur am Boden größer als in höheren Luftschichten, wie z.B. bei starker Sonneneinstrahlung auf den Erdboden, so steigt bodennahe Luft auf und höherliegende sinkt ab. Jegliche vertikale Luftbewegung, z.B. mechanische Turbulenz der Luft, wird verstärkt. Dieser Fall heißt *labile Schichtung*. Der umgekehrte Fall liegt nachts vor, wenn sich der Boden im Gegensatz zur höherliegenden Luft stark abgekühlt hat: vertikale Luftbewegungen, z.B. Turbulenz, werden gehemmt, man spricht von einer *stabilen Schichtung*.

Bei den hier zusammengefaßten Auswertungen wurden zur Bestimmung der Temperaturschichtung aus den in 2,5 m und 90 m Höhe gemessenen Temperaturen $T_{2,5}$ und T_{90} die zugehörigen Potentialtemperaturen $\Theta_{2,5}$ und Θ_{90} berechnet. Die *Potentialtemperaturdifferenz* $\Delta\Theta = \Theta_{90} - \Theta_{2,5}$ dient als Schichtungsparameter. Ein positives $\Delta\Theta$ bedeutet stabile, negatives $\Delta\Theta$ labile und $\Delta\Theta$ nahe 0 neutrale Schichtung.

5. Abhängigkeit des Windprofils von der Temperaturschichtung

Die Eigenschaft der labilen Temperaturschichtung, vertikale Luftdurchmischung zu fördern, bedeutet eine Zunahme des Impulsaustausches (der „Reibung“) zwischen den Luftschichten. Das hat zur Folge, daß der Einfluß höhergelegener Luftschichten mit größerer Windgeschwindigkeit tiefer in die Grundsicht hineinreicht als bei neutraler Schichtung.

Das Windprofil wird „bauchiger“ - eine große Windscherung liegt nur in den unteren Metern der Grundsicht vor, während sich darüber die Windgeschwindigkeit, je nach Ausprägung der Schichtung, nur noch wenig bis gar nicht ändert. Dieser Zusammenhang ist erkennbar in Abb. 1(a), in der die am 130-Meter-Mast gemessenen und über verschiedene Klassen der Potentialtemperaturdifferenz gemittelten Windprofile dargestellt sind. An den Kurven ist die Häufigkeit der jeweiligen Klasse in % angegeben. Es ist erkennbar, daß labile Schichtungen selten und nur bei geringer mittlerer Windgeschwindigkeit auftreten. Bei stabiler Schichtung bildet sich aufgrund der geringeren Reibung der Luftschichten ein weniger gewölbtes Profil aus als bei neutraler Schichtung - über die ganze Höhe der Grundsicht nimmt die mittlere Windgeschwindigkeit mit der Höhe deutlich zu. Jedoch zeigt Abb. 1(b), daß die mittlere Windgeschwindigkeit am 130-Meter-Meßmast bei extrem stabilen Schichtungen oberhalb des 62 m Meßpunktes abnimmt. Dies ist kein Widerspruch, da die Fälle stark stabiler Schichtung vorwiegend in den Nachtstunden bei niedriger Windgeschwindigkeit auftreten - in Situationen, wo die stabile Grundsicht durchaus dünner als 60 m werden kann (s. dazu z.B. [7]).

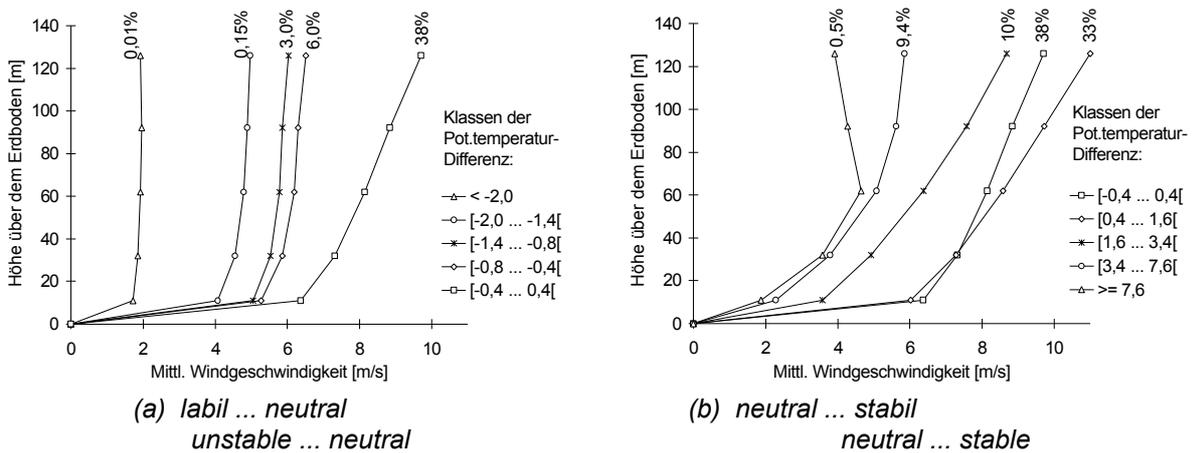


Abb. 1: Vergleich der über verschiedene Schichtungsklassen gemittelten Windprofile am DEWI 130 m Mast

Fig. 1: Comparison of wind profiles at the DEWI 130 m mast averaged over different stratification classes

6. Abhängigkeit des Windgeschwindigkeitsgradienten von der Temperaturschichtung

Die Veränderungen des Windprofils mit der Temperaturschichtung wurden anhand der *Windgeschwindigkeitsgradienten* weiter untersucht. Der (absolute) Windgeschwindigkeitsgradient beschreibt die Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe und ist definiert als die Differenz der mittleren Windgeschwindigkeiten zweier Meßhöhen dividiert durch den Höhenunterschied. Um der in der Abb. 1 erkennbaren Tatsache unterschiedlicher mittlerer Windgeschwindigkeiten bei verschiedenen Schichtungen Rechnung zu tragen, wurde der auf die Windgeschwindigkeit normierte *relative Windgeschwindigkeitsgradient* betrachtet, der sich aus dem absoluten Windgeschwindigkeitsgradienten durch Division durch den Mittelwert der beiden betreffenden Windgeschwindigkeiten ergibt. Die relativen Gradienten wurden über Klassen der Potentialtemperaturdifferenz (Breite 0,2 K) gemittelt (s. Abb. 2); zusätzlich ist die relative Häufigkeit jeder Klasse - willkürlich normiert - aufgetragen.

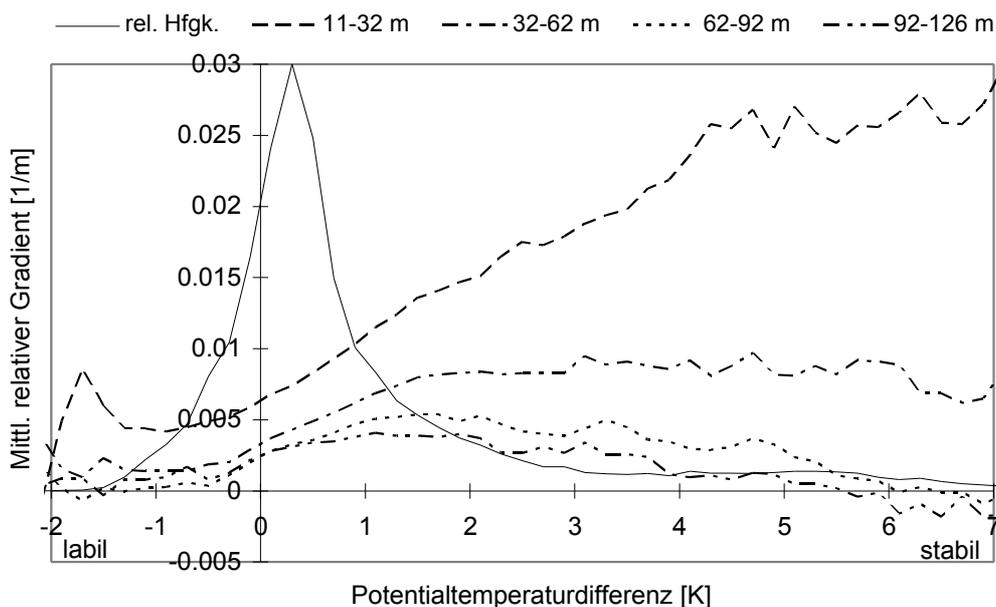


Abb. 2 Darstellung der mittleren relativen Windgeschwindigkeitsgradienten über Potentialtemperaturdifferenz

Fig. 2: Plotting of mean relative wind speed gradients versus potential temperature difference

Im Bereich häufig anzutreffender Potentialtemperaturdifferenz nehmen die relativen Gradienten bei ansteigender Potentialtemperaturdifferenz zu. Für die drei oberen Anemometer des Meßmastes gibt es jeweils eine kritische Potentialtemperaturdifferenz, bei der die Grundschicht so dünn geworden ist, daß sich das Anemometer oberhalb der stabilen Grenzschicht befindet. Bei weiter steigender Potentialtemperaturdifferenz nimmt der relative Gradient zum nächstunteren Anemometer wieder ab. Für die Klassen im Bereich unter -1,4 K werden Häufigkeiten nahe Null gemessen. Aufgrund der geringen Anzahl der gemittelten Meßwerte und der recht hohen Standardabweichung bei dieser Auswertung unterliegen die Mittelwerte stark dem Zufall und sind für den Trend nicht signifikant.

7. Abhängigkeit des Windgeschwindigkeitsgradienten von der Turbulenzintensität

Die Turbulenzintensität ist definiert als der Quotient aus Standardabweichung der Windgeschwindigkeit und dem Mittelwert und beschreibt den Anteil kurzzeitig variierender, turbulenter Bewegungen der Luft. Da Turbulenz ein dreidimensionales Phänomen ist, beschreibt die Turbulenzintensität auch den Anteil vertikaler Luftbewegungen und damit die Reibung zwischen den Luftschichten. Nach Abschnitt 4 ist daher bei zunehmender Turbulenzintensität mit einer Abnahme der Windgeschwindigkeitsgradienten zwischen den Meßhöhen zu rechnen. Wie in Abb. 3 zu sehen ist, wird dieser Zusammenhang durch die Meßdaten belegt, zumindest für Werte der Turbulenzintensität, die mit maßgeblicher Häufigkeit auftreten.

Die Situationen sehr geringer Turbulenz sind bei im Mittel extrem stabilen Temperaturschichtungen zu finden. Die geringen mittleren Gradienten in diesen Fällen dürften also auf den schon beschriebenen Effekt der dünnen Grundschicht zurückzuführen sein. Die Zunahme des Gradienten zwischen 11 und 32 m bei höheren Turbulenzintensitäten läßt sich auf Turbulenz aufgrund von Hindernissen zurückführen.

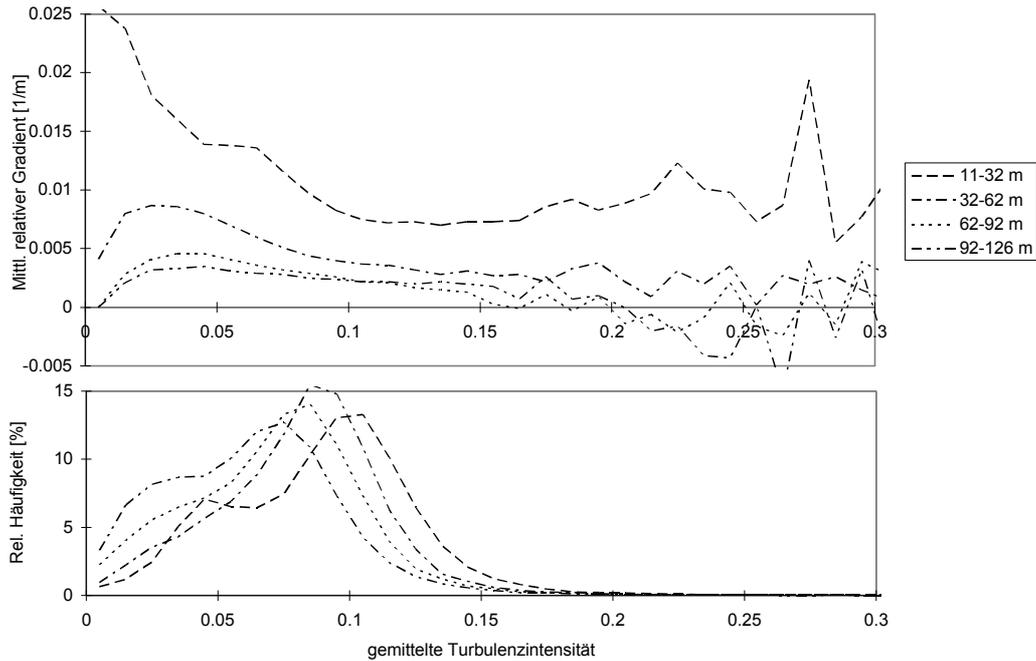


Abb. 3: Darstellung der mittleren relativen Windgeschwindigkeitsgradienten und der relativen Häufigkeit über die (zwischen den Meßhöhen) gemittelte Turbulenzintensität
 Fig. 3: Plotting of mean relative wind speed gradients and relative frequency versus turbulence intensity (averaged between measuring heights)

8. Häufigkeit der Windgradienten

Für die Dimensionierung von Windenergiekonvertern im Hinblick auf Extremlastfälle und Ermüdungslasten ist die Größe der auftretenden vertikalen Windgradienten von Interesse.

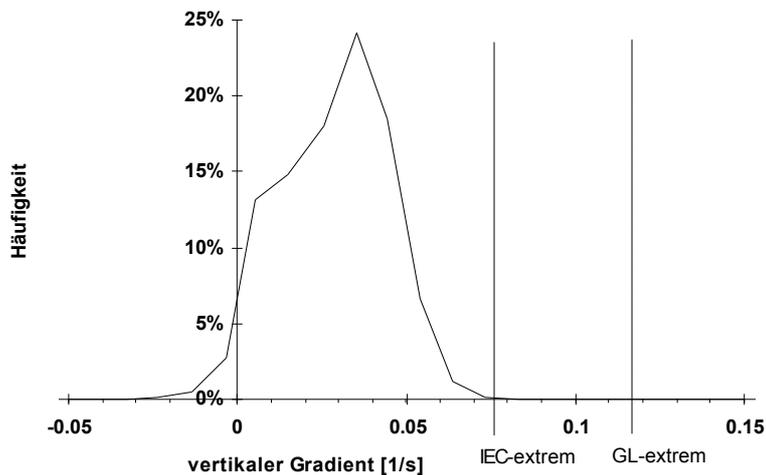


Abb. 4: Häufigkeitsverteilung des über den Höhenbereich des Rotors des Aeolus II gemittelten vertikalen Windgradienten (Binbreite: 0.01 1/s).
 Fig. 4: Frequency of vertical wind speed gradients (bin with: 0.01 1/s). The gradients are averaged over the height range covered by the rotor of the Aeolus II.

Da Windmessungen auf größeren Höhen i. a. relativ rar sind, ist in Abb. 4 exemplarisch die Häufigkeitsverteilung der Windgradienten gemittelt über den Höhenbereich des Rotors des Aeolus II (52m-

132m) wiedergegeben¹. Derartige Auswertungen sind insbesondere angesichts des Trends zu größeren WKA hinsichtlich der Weiterentwicklung von Richtlinien von Bedeutung. In Abb. 4 sind zum Vergleich die Extremgradienten gemäß IEC 1401-1 [10] und dem Germanischen Loyd [11] im Falle des Aeolus II für den Standort Wilhelmshaven/Sengwarden wiedergegeben².

In Abb. 5 ist die Abhängigkeit des über die Rotorhöhe des Aeolus II gemittelten Windgeschwindigkeitsgradienten von der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe dargestellt. Unterhalb ca. 9 m/s nehmen die Gradienten im Mittel fast linear mit der Windgeschwindigkeit zu. Im Bereich 10-15 m/s ist hingegen nur ein schwacher Anstieg mit der Windgeschwindigkeit feststellbar. Bemerkenswert ist das scharfe Abknicken der Kurve im Bereich um 9 m/s.

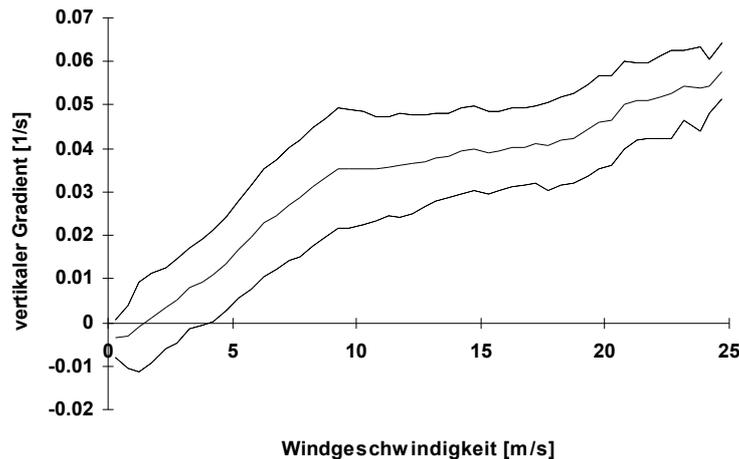


Abb. 5: Abhängigkeit des vertikalen, über die Rotorhöhe des Aeolus II gemittelten Windgradienten von der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe. Die gestrichelten Linien markieren die Standardabweichung.

Fig. 5: Vertical wind gradient averaged over the rotor height of the Aeolus II versus wind speed at hub height. Dotted lines: standard deviation.

9. Extrapolation von Windgeschwindigkeiten mittels der Monin-Obukhov-Theorie

Zur Extrapolation von Windgeschwindigkeiten wurde die in Abschnitt 3 beschriebene Monin-Obukhov-Theorie auf die Meßdaten des 130-Meter-Meßmastes angewendet. Mittels eines iterativen Algorithmus wurde den gegebenen Meßwerten der Temperatur und Windgeschwindigkeit jeweils ein Potentialtemperatur- und Windgeschwindigkeitsprofil nach der Monin-Obukhov-Theorie so angepaßt, daß die Summe der Fehlerquadrate minimal wurde. Der Algorithmus war bereits in einer Studienarbeit [3] entwickelt worden und wurde für die hier beschriebene Arbeit modifiziert.

Bei den Hochrechnungen wurde aus den gemessenen 5-Minuten-Mittelwerten der Windgeschwindigkeit auf 11m, 32m und 62 m Höhe (*Ausgangshöhen*) und der Temperatur auf 2.5 m und 90 m der 5-Minuten-Mittelwert für 92 m Höhe (*Berechnungshöhe*) extrapoliert und die Abweichung zum dortigen Meßwert berechnet (=Rechenwert-Meßwert). Versuchsweise wurde auch mit zwei Ausgangshöhen (32 m u. 62 m) hochgerechnet. Für die Hochrechnungen wurden, wenn nicht anders angegeben, Meßdaten des ungestörten Windrichtungsbereichs 165°-210° aus dem Zeitraum 18.08.1995 bis 20.11.1995 verwendet, da seit dem 18.08.1995 sämtliche Anemometer des Meßmastes kalibriert sind.

¹Da es bei dieser Auswertung auf die ungestörte Anströmung der Windmessung auf 11 m Höhe nicht ankommt, konnte von dem sonst verwendeten Windrichtungsbereich 165°-210° abgewichen werden. Die in diesem Abschnitt dargestellten Ergebnisse beziehen sich auf den Zeitraum 01.01.94-30.06.95.

² Die dargestellten Extremgradienten gemäß der Richtlinien sind bezogen auf 10 Minuten-Mittelwerte. Nach der IEC-Richtlinie ist im Kurzzeitbereich (wenige Sekunden) mit erheblich höheren, durch Böen bedingte vertikale Gradienten zu rechnen, als hier dargestellt.

Bei einem Teil der Datensätze wurden während der Berechnung (Zwischen-)Ergebnisse erzeugt, deren Werte außerhalb des Darstellungsbereichs des Computers lagen. Die Berechnung dieser Datensätze wurde erfolglos abgebrochen. Der Anteil der Berechnungsabbrüche bei den Ausgangshöhen 32 m und 62 m („Obu2“) lag bei 63% aller Datensätze, bei drei Ausgangshöhen („Obu3“) bei 11%. Die bei drei Ausgangshöhen nicht berechneten Datensätze waren durch geringe mittlere Windgeschwindigkeiten und hohe Turbulenzintensitäten charakterisiert. Die Hochrechnungen von zwei Ausgangshöhen wurden hier aufgrund des hohen Anteils der Berechnungsabbrüche nicht weiter ausgewertet.

Alle Datensätze, die sich nach Monin-Obukhov mit drei Ausgangshöhen hochrechnen ließen, wurden zum Vergleich zusätzlich mit dem Hellmann-Profil nach Gleichung 1 („Hel“) und dem einfachen logarithmischen Windprofil nach Gleichung 2 („Log“) (siehe Abschnitt 3) hochgerechnet. Hierbei wurden den drei Ausgangshöhen das entsprechende Profil ebenfalls nach der Methode der kleinsten Fehlerquadrate angepaßt.

10. Vergleich der berechneten und gemessenen Windgeschwindigkeit

In Tabelle 1 ist das Ergebnis der Hochrechnungen zusammengefaßt. Demnach ist der Mittelwert der Abweichung bei der Hochrechnung nach der Monin-Obukhov-Theorie mit -0.02 m/s deutlich kleiner als nach den anderen Verfahren. Die übrigen statistischen Parameter sind hingegen kaum verändert.

Parameter	Bedeutung	Log	Hel	Obu3
correlation coefficient	Korrelationskoeffizient zw. Meß- und Rechenwert der Windgeschw.	0.979	0.974	0.982
mean dev. [ms⁻¹]	Mittlere Abweichung	-0.48	-0.25	-0.02
bias [ms⁻¹]	Standardabweichung der Abw.	0.58	0.61	0.49
max.pos.dev. [ms⁻¹]	Maximale positive Abweichung	2.30	4.15	4.42
max.neg.dev. [ms⁻¹]	Maximale negative Abweichung	-2.48	-2.12	-1.54

Tabelle 1: Ergebnisse und Vergleich der verschiedenen Hochrechnungsmethoden
Table 1: Results and comparison of different extrapolation methods

Wie die Standardabweichung der Abweichung zeigt, ist die Streuung der extrapolierten Werte um die Meßwerte bei der Monin-Obukhov-Extrapolation ähnlich groß wie bei den anderen Verfahren, jedoch mittelt sich die Streuung weit besser heraus. Dies bestätigte sich bei der Auswertung anderer Meßzeiträume und Windrichtungsbereiche. Bei allen Verfahren gibt es Situationen mit deutlicher Über- oder Unterschätzung des Meßwertes.

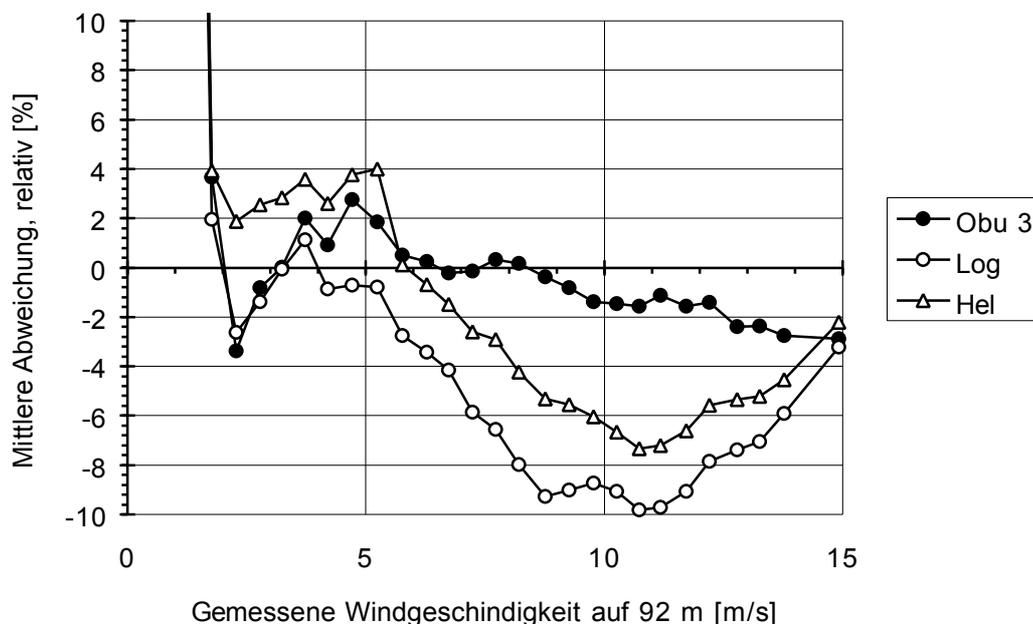


Abb. 6: Mittlere relative Abweichung über gemessene Windgeschwindigkeit
Fig. 6: Mean relative deviation versus measured wind speed

Zur Einschätzung der Extrapolationsgenauigkeit für verschiedene Windgeschwindigkeiten wurde die *relative Abweichung* $(=(\text{Rechenwert}-\text{Meßwert})/\text{Meßwert})$ über Klassen der gemessenen Windgeschwindigkeit gemittelt und in Abb. 6 aufgetragen. Es zeigt sich, daß bei geringen Windgeschwindigkeiten die relative mittlere Abweichung bei allen Hochrechnungsverfahren sehr groß wird. In dem für die Windenergienutzung besonders interessanten Windgeschwindigkeitsbereich von ca. 5 - 12 m/s liegt die relative Abweichung der Hochrechnung nach Monin-Obukhov im Bereich von $\pm 2\%$, was durch Auswertungen anderer Windrichtungsbereiche bestätigt wird. Die aus Abb. 6 zu vermutende Tendenz einer zunehmenden Unterschätzung hoher Windgeschwindigkeiten bestätigt sich für andere Windrichtungsbereiche nicht.

Wie ergänzende Auswertungen ergaben, ist allen Hochrechnungsverfahren gemeinsam, daß für zunehmende Windgeschwindigkeiten die relative Standardabweichung der Abweichung, also die (relative) Streuung des Rechenwerts um den Meßwert, abnimmt.

11. Reproduzierbarkeit der Extrapolationsgenauigkeit

Zur Einschätzung der Reproduzierbarkeit der Extrapolationsgenauigkeit werteten wir die Hochrechnungen für andere Meßzeiträume aus. Wiederum wurde der ungestörte Windrichtungsbereich 165°-210° betrachtet. In Tabelle 2 sind die Ergebnisse zusammengestellt. Demnach ist die mittlere Abweichung der Hochrechnung für die Jahre 1993 und 1994 in der gleichen Größenordnung, aber höher als die der Meßzeiträume aus 1995. Dies könnte seine Ursache darin haben, daß am 31.01.1995 das unkalibrierte 32 m - Anemometer durch ein kalibriertes ersetzt wurde. Die mittlere Abweichung liegt für alle Zeiträume in der Größenordnung der Korrektur, die durch Kalibrierung eines Anemometers typischerweise entsteht. Der Zeitraum 18.08. bis 20.11.1995, in dem erstmals alle Anemometer kalibriert waren, ist der mit der geringsten mittleren Abweichung.

Eine weitergehende Analyse, vor allem für andere Meßstandorte und Meßhöhen, steht noch aus und wäre für die Einschätzung der Güte des Verfahrens notwendig.

Meßzeitraum <i>measuring period</i>	Mittl. Abweichung <i>mean deviation</i> [ms ⁻¹]	Std.Abw. der Abw. <i>bias</i> [ms ⁻¹]	Berechnungsabbrüche <i>computation faults</i> [%]
01.01. - 31.12.1993	0,121	0,470	15,2
01.01. - 31.12.1994	0,067	0,391	10,2
01.02. - 31.05.1995	-0,023	0,510	6,5
18.08. - 20.11.1995	-0,018	0,476	11,3

Tabelle 2: Hochrechnungsergebnisse verschiedener Meßzeiträume

Table 2: Extrapolating results for different measuring periods

12. Anwendung der Windgeschwindigkeitsextrapolation zur Leistungskurvenvermessung

Mit den extrapolierten Windgeschwindigkeitswerten der Extrapolationsverfahren nach dem Hellman-Profil (Hel), einfachen logarithmischen Profil (Log) und der Obukhov-Theorie mit 2 Ausgangshöhen (Obu2) sowie 3 Ausgangshöhen (Obu3) wurde jeweils die Leistungskurve für den Aeolus II berechnet. Diese Leistungskurven wurden mit der aus den Windmeßwerten auf 92 m Höhe ermittelten verglichen. Es lag dabei der Meßzeitraum 18.08. bis 20.11.1995 zugrunde. Da die Zahl der Meßwerte aus dem Windrichtungsbereich 165°-210° dafür kaum ausreichte, wurden die Extrapolationsergebnisse eines anderen Windrichtungsbereichs mit vergleichbarer Extrapolationsgenauigkeit für die Berechnung verwendet.

Die mit den extrapolierten Werten nach Obu3 ermittelte Leistungskurve weicht von der aus den Meßwerten berechneten im Windgeschwindigkeitsbereich von 6 m/s bis 15 m/s um weniger als ±5% ab. Es wurde die Windgeschwindigkeitsverteilung eines Referenz-Standorts (Weibull-Parameter A=8,9 m/s, k=2,23) mit den Leistungskurven zu jeweils einem Jahresenergieertrag verrechnet. Tabelle 3 zeigt die Abweichung der ermittelten Jahresenergieerträge relativ zu dem aus der Meß-Leistungskurve berechneten Wert. Die Jahresenergieerträge wurden für den Windgeschwindigkeitsbereich 5 m/s bis 15 m/s berechnet, da außerhalb dieses Bereichs die Extrapolation mit Obu2 nur wenig erfolgreich war.

	Abweichung im Jahresenergieertrag <i>deviation in annual energy production</i> [%]
Log	+10,2
Hel	-4,8
Obu2	+2,9
Obu3	+1,1

Tabelle 3: Genauigkeit der mit extrapolierten Daten erstellten Leistungskurven

Table 3: Accuracy of power curves calculated from extrapolated data

Die Extrapolation nach Monin-Obukhov mit drei Ausgangshöhen lieferte das beste Ergebnis mit einer Abweichung des Jahresenergieertrags um 1,1%. Selbst die Extrapolation mit nur zwei Ausgangshöhen

lieferte eine geringere Abweichung, als die Extrapolation nach dem logarithmischen Profil oder dem Hellmann-Profil.

13. Schlußfolgerungen

Während der hier vorgestellten Untersuchungen wurden eindeutige Tendenzen hinsichtlich der Zusammenhänge zwischen dem vertikalen Windgradienten, der Temperaturschichtung sowie der Turbulenzintensität gefunden. Daher ist es nicht verwunderlich, daß von den getesteten Verfahren zur Extrapolation von gemessenen Windgeschwindigkeiten auf eine größere Höhe die Monin-Obukhov-Theorie, welche als einzige die atmosphärische Schichtung berücksichtigt, mit Abstand am besten abschneidet. Mit dieser Methode scheint die Anfertigung von Leistungskurven unter Verzicht der bei großen Windenergiekonzentrationen aufwendigen Windmessung auf Nabenhöhe möglich. Ein entsprechender Vorschlag wurde bereits hinsichtlich der Weiterentwicklung der Richtlinie IEC TC 88 WG 6 [4] unterbreitet.

Trotz der relativ großen Differenz von 30 m zwischen der Extrapolationshöhe und der nächstniedrigeren Windmessung stimmten die extrapolierten und auf gleicher Höhe gemessenen Windgeschwindigkeiten gut überein und die Differenz der aus den entsprechenden Leistungskurven berechneten Jahresenergieerträge beträgt nur ca. 1%. Die größeren Abweichungen zwischen den extrapolierten und gemessenen Windgeschwindigkeiten im Bereich unterhalb ca. 5-6 m/s sind für die Windenergienutzung nicht von maßgebender Bedeutung, da in diesem Windgeschwindigkeitsbereich nur ein sehr kleiner Teil des Gesamtenergieertrags produziert wird und Windmessungen ebenfalls mit größeren Unsicherheiten verbunden sind.

In der hier vorgestellten Arbeit konnte das an die Monin-Obukhov-Theorie angelehnte Hochrechnungsverfahren nur exemplarisch anhand einer beschränkten Datenmenge ausprobiert werden. Die notwendige Validierung für andere Standorte und Extrapolationshöhen wird derzeit beim DEWI vorbereitet.

14. Literatur

- [1] Strack, M.: Analyse und Extrapolation des Windprofils am 130-Meter-Meßmast des DEWI. Studienarbeit in angewandter Physik, Universität Oldenburg, Fachbereich 8 Physik, 1996 (in Vorbereitung)
- [2] Monin, A. S.: Statistical fluid mechanics: Mechanics of turbulence, Vol. 1, MIT press, Cambridge, 1979
- [3] Prante, H.; Englich, D.: Bestimmung von Wind- und Temperaturprofilen in der freien Atmosphäre. Studienarbeit in angewandter Physik, Universität Oldenburg, Fachbereich 8 Physik, 1988
- [4] IEC TC 88 WG 6: Recommendation Power Performance Measurement Procedure; IEC, 1994
- [5] IEA: Recommended Practices for Wind Turbine Testing and Evaluation; 1. Power Performance Testing; 2. Edition 1990; Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark
- [6] Panofsky, H. A.; Dutton, J. A.: Atmospheric Turbulence. John Wiley & Sons, New York, 1983
- [7] Stull, R.B.: Boundary Layer Meteorology. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, 1988
- [8] Businger, J. A. et al.: Flux-profile relationships in the atmospheric surface layer; J. Atmos. Sci. 28, 1971
- [9] Dyer A. J.: A review of flux-profile relationships; Boundary-Layer Meteorology 7, 1974
- [10] IEC 1401-1: International Standard, Wind turbine generator systems - Part 1 Safety requirements, 1994
- [11] Germanischer Lloyd: Vorschriften und Richtlinien, IV - Nichtmaritime Technik, Teil 1 - Windenergie, Richtlinie für die Zertifizierung von Windkraftanlagen, 1993