

Extrapolation von gemessener Windgeschwindigkeit auf große Nabhöhen

Extrapolation of Measured Wind Speeds to Larger Hub Heights

Penner, Katrin

Summary

In order to establish the power curve of a wind turbine a meteorological tower as high as the rotor hub has to be installed. In the near future higher hub heights are expected that cannot be reached by conventional meteorological for various reasons. Thus, a method is introduced to extrapolate wind speed data measured at lower levels to hub height. Here data measured in 10m, 30m, 60m are extrapolated to 70m by means of a Spline function. The extrapolated result is compared to a reference value. The reference is interpolated also by a Spline function from 5 measured heights. The error in the energy yield below rated wind speed due to the extrapolation is in between the uncertainties of the measuring equipment.

Einführung

500 kW-Anlagen mit möglichst großen Nabhöhen liegen sowohl bei Herstellern als auch bei potentiellen) Betreibern von Windkraftanlagen voll im Trend. Die Tendenz geht zu immer leistungsstärkeren Maschinen. Gleichzeitig werden größere Turmhöhen angestrebt, um die vertikal zunehmende Windgeschwindigkeit zu nutzen und damit auch den Energieertrag zu steigern. Demnach werden Nabhöhen von 60 oder 70m in Zukunft realistisch sein.

Um Standortgutachten zu erstellen, die den zu erwartenden Jahresenergieertrag prognostizieren, erwarten potentielle WKA-Betreiber gemessene Kennlinien, um entsprechend der Förderrichtlinien finanzielle Zuschüsse beantragen zu können. Nach den Empfehlungen der IEA [1] muß die Windgeschwindigkeit zur Ermittlung der Leistungskennlinie in Nabhöhe vermessen werden. Dazu wird ein meteorologischer Meßmast verwendet, der in der entsprechenden Höhe ein Anemometer besitzt. Bisher war die Vermessung kein Problem, da die verhältnismäßig niedrigen Nabhöhen mit mobilen Masten, deren Anschaffungskosten in verträglichem Rahmen liegen und deren Auf- und Abbau innerhalb von 1-2 Tagen zu erledigen ist, gut zu erreichen sind. Da die einfache Handhabung solcher Masten z. Z. bei Höhen von ca. 50m endet, werden die meteorologischen Masten mit den steigenden Turmhöhen nicht mithalten können. Für zeitlich begrenzte Meßkampagnen scheiden dann Masten, die höher als 50m sein müssen, aus, da sie nur noch als stationäre Masten mit hohen Kosten einsetzbar sind. Die Kosten für solche Masten sind in Abb. 1 dargestellt. Zwischen Masthöhen und -preisen besteht eine lineare Beziehung in einem einfach logarithmischen Diagramm.

Es soll nun überprüft werden, inwieweit das Windgeschwindigkeitsprofil der fehlenden 10-15m bis zur Nabhöhe extrapoliert werden kann und wie genau ein solches Verfahren zur Messung der Leistungskurve und der Prognose des Energieertrags ist.

Vorgehensweise

Im Laufe der Zeit sind in der Meteorologie verschiedene Methoden entwickelt worden, die das vertikale Windgeschwindigkeitsprofil bestimmen. Diese Methoden unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Eingabedaten und damit auch in ihrer Komplexität. Die vielfach verwendeten vereinfachten Formeln gelten streng genommen nur für eine neutral geschichtete Atmosphäre, so daß bei anderen Atmosphärenzuständen Fehler auftreten. Im folgenden wird gezeigt, mit welchen Ergebnissen zu rechnen ist, wenn auf die herkömmlichen Formeln verzichtet wird und statt dessen Extra- und Interpolationen von gemessenen Windgeschwindigkeitsdaten mit Hilfe einer SPLINE-Funktion durchgeführt werden.

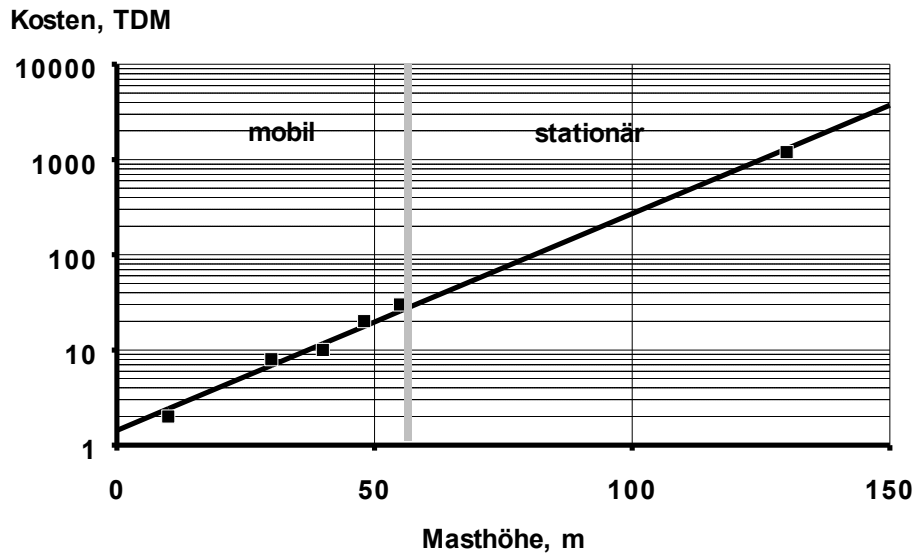


Abb. 1: Investitionskosten für mobile und stationäre meteorologische Meßmasten verschiedener Höhen

Fig. 1: Investment costs of meteorological measuring towers as a function of tower height

In dieser ersten Untersuchung werden Windgeschwindigkeitsdaten verwendet, die als 5-Minuten-Mittelwerte an dem 130m-Meßmast im Jade-Windenergie-Park bei Hooksiel (Kreis Wangerland) in 10m, 30m, 60m, 90m und 130m Höhe gemessen wurden. **In der Berechnung sind alle gemessenen Profile eliminiert worden, von denen angenommen werden muß, daß sie durch Baumbestand, Häuser oder benachbarte Windkraftanlagen gestört wurden.** Für die vorliegende

Auswertung dienen die Meßdaten der Monate Januar und Oktober 1993, die vollständig vorliegen und den üblichen Betriebsbereich von Windkraftanlagen vollständig abdecken. Im Bereich des Teillastbereichs stehen so eine ausreichende Anzahl von Daten (5-Minuten-Mittelwerte) zur Verfügung. Aus dieser Zeitreihe werden die Windgeschwindigkeitswerte herangezogen, die mit einer Windrichtung aus Süden ($180^{\circ} \pm 15^{\circ}$) verbunden sind.

Abb. 2: Auf 70m extrapolierte Windgeschwindigkeitswerte in Abhängigkeit von interpolierten Referenzwerten

Fig. 2: Wind speed data extrapolated to 70m related to interpolated reference data

Bei der Extrapolation sollte von realistischen Höhen ausgegangen werden. Es wird angenommen, daß der oberste Meßpunkt eines mobilen Mastes bei 60m liegt, die Nabhöhe der zu vermessenden Anlage bei 70m. Da am vorhandenen Meßmast die Windgeschwindigkeiten nur in 30m Abständen gemessen werden, muß die Referenzwindgeschwindigkeit v_{ref} in 70m Höhe aus allen Werten von 10m, 30m, 60m, 90m und 130m für jedes 5-Minuten-Mittel interpoliert werden. Als Interpolationsroutine ist dieselbe Spline-Funktion verwendet worden, wie bei der anschließenden Extrapolation der in 10m, 30m und 60m Höhe gemessenen Daten auf 70m (v_{ext}). Abb. 2 zeigt die auf 70m extrapolierten Werte in Abhängigkeit von den aus allen Meßwerten gewonnenen interpolierten Meßwerten (Referenzwerte).

Die mittlere Abweichung beträgt im vorliegenden Fall nur 1,38%. Nun ist zu berücksichtigen, daß Windgeschwindigkeiten außerhalb der Einschaltwindgeschwindigkeit v_e für die Bestimmung der Leistungskurve nicht relevant sind. Ebenso fordern Windgeschwindigkeiten oberhalb der Nennwindgeschwindigkeit v_r keine so hohe Genauigkeit, da ab diesen Geschwindigkeiten die Leistung von der Regelung konstant gehalten wird.

Da in der Windenergie die Windgeschwindigkeitsverteilung in Häufigkeitsintervallen von 1 m/s-Breite angegeben wird, wurde sowohl mit dem interpolierten als auch dem extrapolierten Datensatz eine Binanalyse durchgeführt. Abb. 3 zeigt die Abweichung der extrapolierten Werte von den Referenzwerten. Bei einem Fehler von 1% ist eine Markierung gesetzt, um die Größenordnung weiterer Fehler wie z. B. die Meßgenauigkeit des Anemometers ins Verhältnis zu setzen.

Es wurde eine theoretische Leistungskurve ausgewählt, die durch die v_{ref} -Daten beschrieben wird.

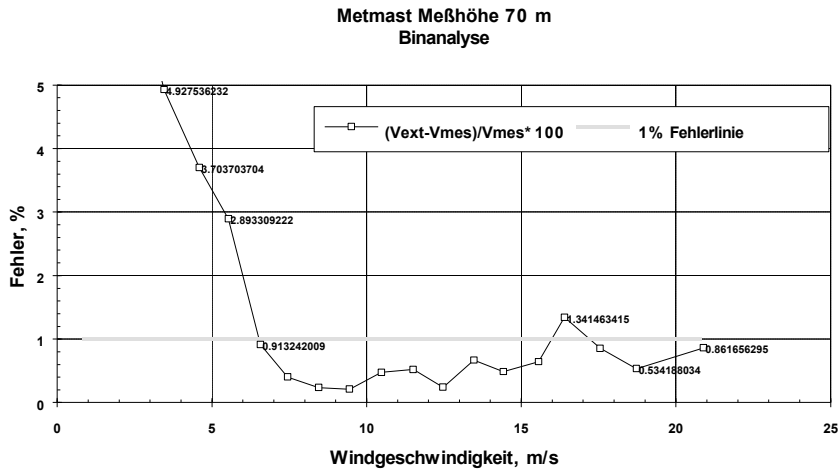


Abb. 3: Prozentuale Abweichung der extrapolierten Windgeschwindigkeit von der Referenzwindgeschwindigkeit nach der Binanalyse
 Fig. 3: Percentages of the extrapolated wind speed related to the reference wind speed using bin method

In der nachfolgenden Abb. 4 ist diese Leistungskurve über die Geschwindigkeiten v_{ref} und v_{ext} aufgetragen. Gleichzeitig ist die Streuung der extrapolierten Windgeschwindigkeitswerte um die mit v_{ref} berechnete Leistungskurve zu erkennen. Beide Windgeschwindigkeitsdatensätze müssen auf die gleiche Leistungskurve bezogen werden, da davon ausgegangen wird, daß diese Kurve richtig ist und auch durch eine Datenextrapolation erreicht werden soll.

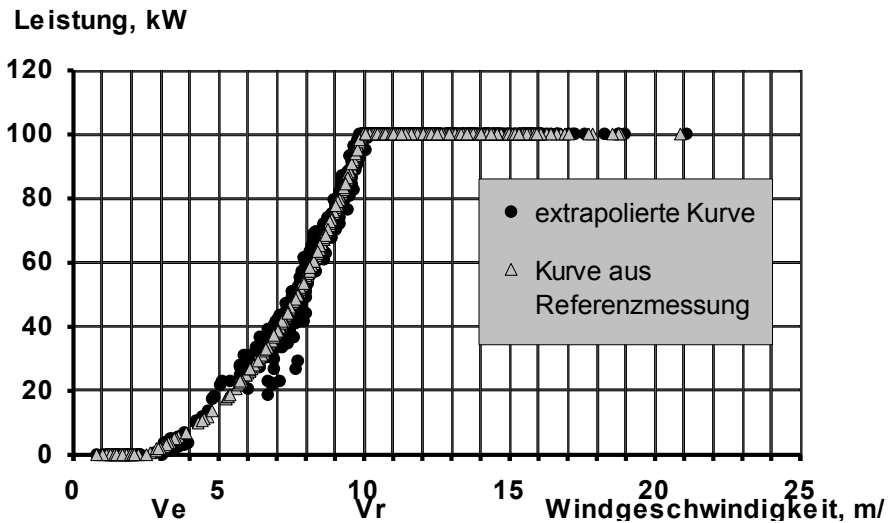


Abb. 4: Abweichung der Leistungspunkte
 Fig. 4: Deviation of power curves

Wird nun der relative Fehler der Leistungskurven graphisch dargestellt, nachdem die Binanalyse durchgeführt wurde, ergibt sich Abb. 5.

Für die Erstellung von Standortgutachten, die auch den mittleren Jahresenergieertrag von WKA prognostizieren, ist es interessant zu wissen, welcher Fehler im Jahresenergieertrag gemacht wird, wenn in niedrigen Höhen gemessene Windgeschwindigkeitsdaten auf Nabenhöhe extrapoliert werden. Dazu werden beide Leistungskurven, sowohl die Kurve, die als Referenz herangezogen wird, als auch diejenige, die auf den extrapolierten Daten beruht, in das Auswerteprogramm ALWIN eingegeben. Damit wird für verschiedene mittlere Windgeschwindigkeiten der Jahresenergieertrag ermittelt. Es wird angenommen, daß sich die Daten gemäß einer Rayleigh-Verteilung verhalten. Abb. 6 zeigt das Ergebnis.

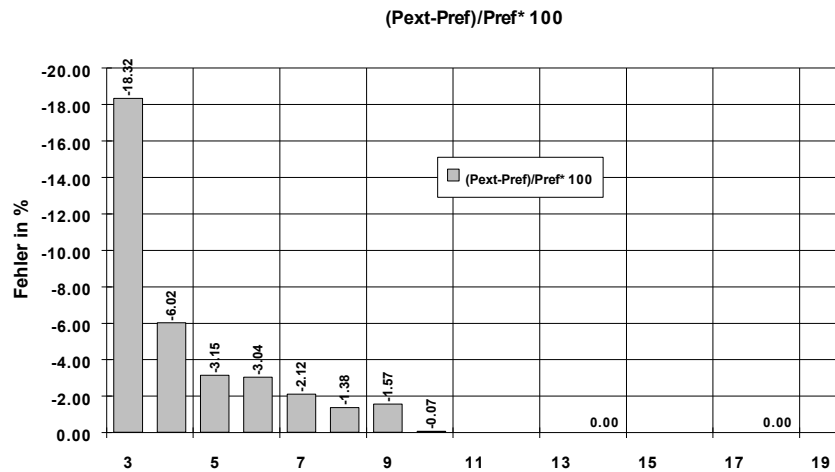


Abb. 5: Prozentuale Abweichung der Leistungskurven, analysiert in Bins

Fig. 5: Deviation of power curves in percentages, evaluated by method of bins

Ergebnis

Diese erste Untersuchung hat gezeigt, daß eine Extrapolation von in mehreren Höhen gemessenen Windgeschwindigkeiten auf eine größere Höhe für Leistungskurvenvermessungen eine hinreichend genaue Methode darstellen kann. Im Teillastbereich der Windkraftanlage liegen die Fehler innerhalb der Meß- und Kalibrierengenauigkeit der Anemometer. Allerdings muß an dieser

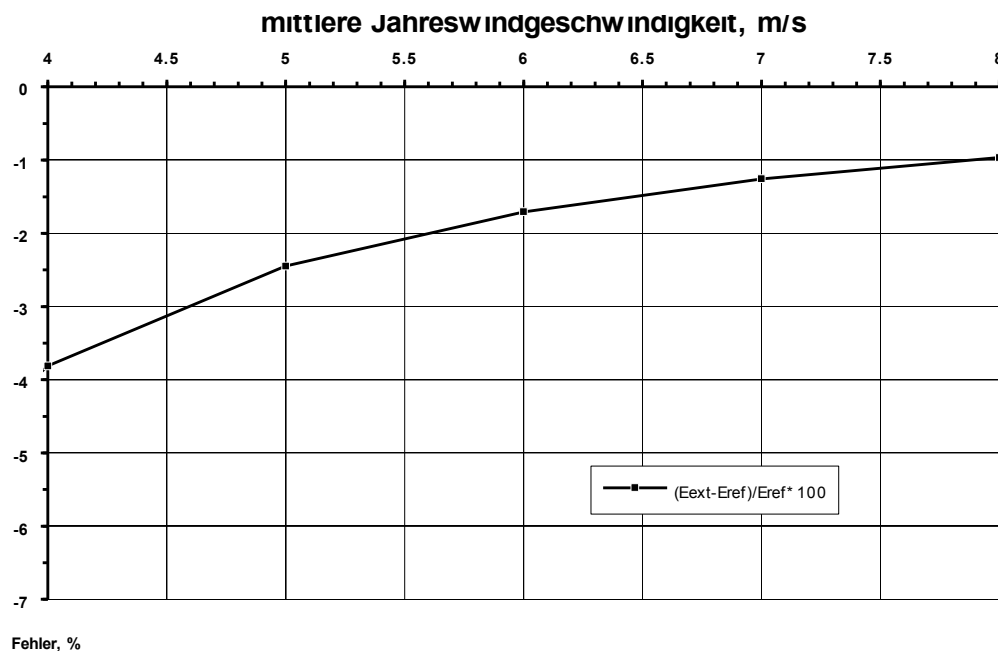


Abb. 6: Abweichung der Jahresenergieerträge E_{ext} und E_{ref} bei verschiedenen Jahreswindgeschwindigkeiten

Fig. 6: Deviation of annual energy yield E_{ext} and E_{ref} as function of annual mean wind speeds

Stelle betont werden, daß die Kalibrationskurven der Anemometer nicht berücksichtigt wurden. Der Fehler der am 130m-Mast installierten Geräte liegt üblicherweise im Bereich von 0,1 m/s.

Die extrapolierten Windgeschwindigkeitsdaten tendieren zu höheren Werten, als wahrscheinlich gemessen werden. Die aufgetretenen Differenzen liegen für Windgeschwindigkeiten, die für die Windenergie entscheidend sind, im Bereich der Meßungengenauigkeit. Bei niedrigen Windgeschwindigkeiten treten Fehler bis zu 4,9 % auf. Vermutlich spielt bei diesen Geschwindigkeiten die Temperaturschichtung eine übergeordnete Rolle. Im Jahresenergieertrag werden mit der Extrapolation durch diese Methode geringere Erträge prognostiziert, als tatsächlich zu erwarten sind. Für eine Vorhersage liegt man damit auf der sicheren Seite, so daß wirtschaftliche Fehlberechnungen bei der Aufstellung einer Windkraftanlage weitgehend vermieden werden.

Ausblick

Dies ist eine erste Studie. Inwieweit dieses Verfahren tatsächlich Anwendung finden kann, muß eine weitergehende Parameterstudie zeigen. In nachfolgenden Untersuchungen sollen:

- * größere Datenmengen herangezogen werden
- * verschiedene Standorte untersucht werden
- * Extrapolationen auf größere Höhen durchgeführt werden
- * Einflüsse der atmosphärischen Temperaturschichtung erfaßt werden.

Bei einer Bestätigung des hier vorgestellten Verfahrens stellen in Zukunft auch größere WKA-Turmhöhen kein unüberwindliches Hindernis für die für Betreiber und Hersteller wichtigen Leistungskurvenvermessungen dar.

Literatur

- [1] FRANDSEN, S.; PEDERSEN, B.M., 1990: Recommended Practices for Wind Turbine Testing and Evaluation, 1. Power Performance Testing, 2. Edition 1990, submitted to the Executive Committee of the International Energy Agency Programme for Research and Development on Wind Energy Conversion Systems