

## Windgeschwindigkeits- und Turbulenzauswertung aus Leistungs- und Gondelanemometer-Meßdaten

Wind Speed and Turbulence Evaluations From Power and the Nacelle Anemometer Data

Albers, Axel; Söker, Holger; DEWI

### Summary

*Mechanical loads on wind energy converters (WECs) are strongly influenced by the incident wind field. Especially concerning the wind conditions in wind farms, where WECs operate in wake situations and hence are exposed to increased turbulence, a relatively small amount of experimental data is available. In the framework of the EC-funded research project "European Wind Turbine Standards II" it is aimed to validate different models for the wind conditions in wakes with experimental data to improve the recommendations for wind turbine certification. Because of the large expense which is linked to full scale wake measurements, DEWI made an attempt to provide wake data on the base of power curve measurements. Commercial power curve measurements exist for nearly all modern WECs, especially for the larger sizes up to the MW-scale.*

*In the presented method situations in which a meteorological mast is placed in the wake of a WEC are investigated. The wind speed in the undisturbed air flow is then derived from the momentary electrical power by use of the power curve. The turbulence intensity of the undisturbed air flow upwind of the WEC is determined from the standard deviation of the electrical power within every 10 minutes by using the Power Fluctuation Coefficient (PFC) curve, which itself is usually established during power curve evaluations according to the IEC recommendation [2]. Alternatively, the undisturbed wind speed and turbulence intensity can be gained from the nacelle anemometer by calibration with mast measurements.*

*The wind speed and turbulence intensity determined by power data and the nacelle anemometer are in close agreement with the conventional mast measurements for situations in which the mast as well as the WEC are in undisturbed air flow. For both procedures the overall uncertainty is below 0.2 m/s in the wind speed (10 minute averages) and 2 % (absolute) in the turbulence intensity. However, the utilisation of the power data is only possible below rated power, while the advantage of this method compared to anemometer measurements is the provision of wind conditions representative for the whole rotor area.*

*Besides the originally intended wake analysis, there exists a large variety of possible applications for the determination of wind speed and turbulence properties via power data or nacelle anemometer. These are, as known to the authors:*

- WEC specific measurements without explicit wind speed measurement, e. g. monitoring of fatigue loads, noise measurements, power quality measurements*
- derivation of long term wind statistics and resource assessment*
- providing input to control systems of WECs*
- check of measured wind data, especially of power curve evaluations*

### 1. Einleitung

Für Anlagen, die innerhalb eines Windparks aufgestellt werden, ist die gegenseitige Beeinflussung zu berücksichtigen. Diese äußert sich unter anderem in erhöhter Turbulenz und Ungleichmäßigkeit der Anströmung.“ - So fordert es die Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen des Germanischen Lloyd, wenn der Nachweis der Betriebsfestigkeit einer Windenergieanlage (WEA) in einem Windpark zu führen ist. Eine Forderung, deren Richtigkeit durch Belastungsmessungen an WEA in Windparks hinreichend nachgewiesen wurde. Damit fängt das Problem jedoch erst an, denn einerseits wird mittlerweile die große Mehrzahl von WEA in Windparks aufgestellt. Andererseits wird in Fachkreisen nicht erst seit gestern intensiv diskutiert, welche Methode bei der rechnerischen Auslegung von WEA anzuwenden sei, um eben jene vorgenannten Beeinflussungen adäquat zu erfassen. Verschiedene, mehr oder weniger empirische Ansätze sind in der Literatur zu finden und insbesondere scheint umstritten, ob eine Berücksichtigung der gegenseitigen Beeinflussung durch

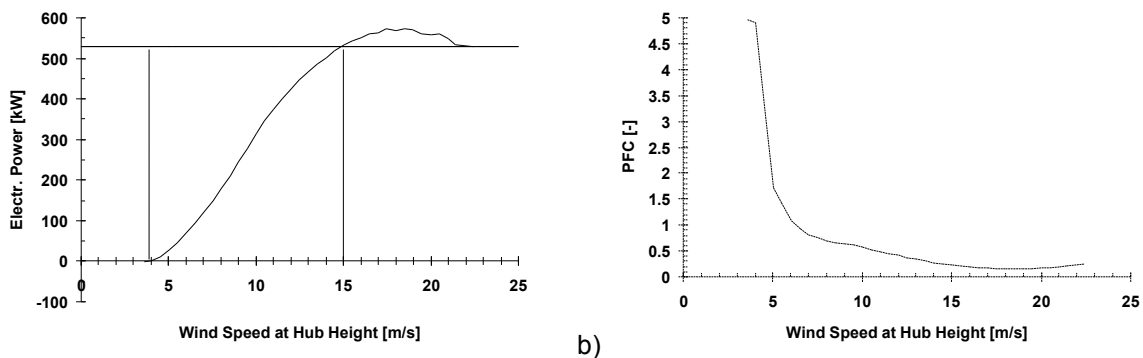
eine pauschale Anhebung der anzunehmenden Turbulenzintensität angemessen ist. Auch das auf europäischer Ebene durchgeführte und von der Europäischen Kommission unterstützte Forschungsprojekt *European Wind Turbine Standards* (EWTS), welches im Frühjahr 1996 abgeschlossen wurde, konnte keine direkt anwendbare Empfehlung hinsichtlich der besten Methode geben. Fazit war, daß die bisherige Beschreibung der externen Betriebsbedingungen, wie sie in den derzeit gültigen nationalen und internationalen Richtlinien zu finden sind, in der Struktur beibehalten werden sollen, jedoch die darin enthaltenen Parameter *mittlere Windgeschwindigkeit*, *Turbulenzintensität* und *integrales Längenmaß der Turbulenz im Nachlauf* die Windparkbedingungen berücksichtigen sollen. Um Werte für diese Parameter zu berechnen, lassen sich verschiedene Abströmungsmodelle anwenden, die im Nachfolgeprojekt EWTS-II durch bei den Projektteilnehmern vorhandene Messungen überprüft werden sollen. Nun sind Messungen der Windgeschwindigkeit und Turbulenz im Nachlauf einer WEA nicht eben billig und auch zeitaufwendig, weshalb das DEWI als Projektteilnehmer ein Verfahren entwickelt, welches auf der Auswertung der vielen im Hause vorhandenen Leistungskurvenvermessungen beruht. Im folgenden soll das Verfahren kurz beschrieben werden.

Der Einsatz der hier vorgestellten Methode zur Bestimmung von Windverhältnissen aus Leistungsmeßdaten ist nicht auf die Untersuchung von Nachlaufströmungen beschränkt. Vielmehr ergeben sich zahlreiche mögliche Anwendungen hinsichtlich verschiedener Meßaufgaben, der Ermittlung von Langzeitwindstatistiken und der Betriebsführung von WEA. Alternativ bietet sich für viele Anwendungen die Ermittlung des Windfeldes über das Gondelanemometer an, wie dies bereits in [1] zur Bestimmung von Leistungskennlinien beschrieben wurde.

## 2. Ermittlung der über mehrere Minuten gemittelten Windgeschwindigkeit

Bei Kenntnis der –nach Möglichkeit vermessenen– Leistungskurve einer WEA kann von der jeweils aktuellen elektrischen Leistung auf die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe vor dem Rotor zurückgerechnet werden. Dieses Vorgehen funktioniert nur in den Leistungsbereichen, in welchen der Leistung gemäß der Leistungskurve genau eine Windgeschwindigkeit zugeordnet ist, also nicht unterhalb der Anlaufwindgeschwindigkeit sowie im Abregelbereich (vergl. Abb. 1 a).

Abb. 1: Vermessene Leistungskurve a) und PFC-Kennlinie b) einer stallgeregelten WEA mit 500 kW Nennleistung. Aus der elektrischen Leistung läßt sich nur der Windgeschwindigkeitsbereich



von 4 m/s-15 m/s reproduzieren.

Fig. 1: Measured power curve a) and PFC curve b) of a stall regulated WEC with a rated power of 500 kW. The wind speed can be derived from the electrical power only in the wind speed range 4 m/s-15 m/s.

Da die Leistung neben der Windgeschwindigkeit von der Luftdichte abhängt, sollte die aktuelle Luftdichte bei der Ermittlung der Windgeschwindigkeit berücksichtigt werden. Vermessene Leistungskurven beruhen in der Regel auf 10-Minutenmittelwerten der Leistung bzw. der Windgeschwindigkeit. Daher sollte auch bei dem Rückschluß von der Leistung auf die Windgeschwindigkeit zunächst die Leistung über zehn Minuten gemittelt werden, um dann schließlich die Windgeschwindigkeit im 10-Minutenmittel zu erhalten.

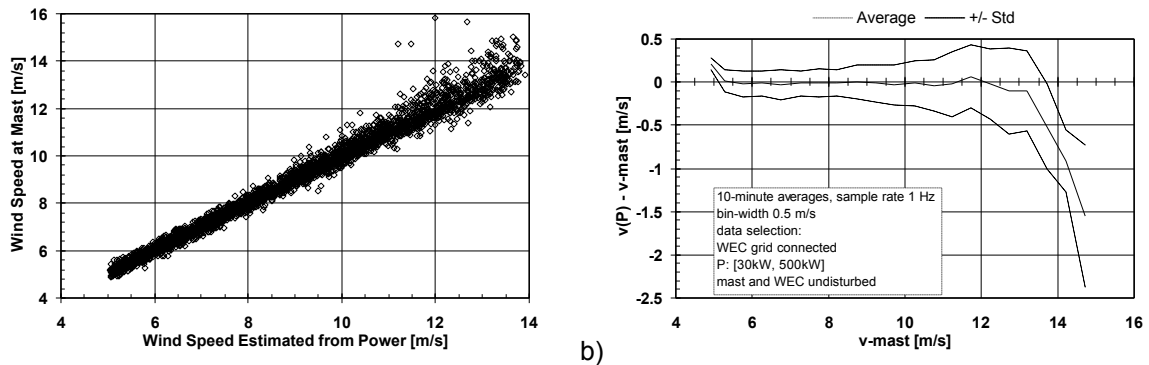


Abb. 2: Windgeschwindigkeit abgeleitet aus der elektrischen Leistung im Vergleich zur Mastmessung auf Nabenhöhe, a) 10-Minutenmittelwerte, b) bin gemittelte Differenz der Windgeschwindigkeiten und Standardabweichung der Differenz in jeder Windgeschwindigkeitsklasse

Fig. 2: Wind speed derived from the electrical power versus mast measurement, a) 10 minute averages, b) bin averaged wind speed deviation and standard deviation of the deviation

Auf Basis der Leistungskurvenvermessung einer stallgeregelten WEA mit einer Nennleistung von 500 kW (Leistungskennlinie siehe Abb. 1a) wurde die mittels eines Windmeßmastes auf Nabenhöhe (50 m) gemessene Windgeschwindigkeit mit der aus der elektrischen Leistung errechneten Windgeschwindigkeit verglichen (Abb. 2). Der Standort der betreffenden WEA zeichnet sich durch ebenes Gelände aus und befindet sich in der Nähe der Nordseeküste. Die Entfernung der WEA zum Meßmast betrug ca. 100m (2.4 Rotordurchmesser).

Die beiden Windgeschwindigkeiten zeigen im Leistungsbereich von 30 kW bis 500 kW eine hohe Korrelation (Korrelationskoeffizient=0.992, vergl. Tabelle 1 in Kap. 3). Im gesamten Windgeschwindigkeitsbereich von 5.5 m/s bis 13.5 m/s ist die mittlere Abweichung kleiner als 0.1 m/s und somit sehr gering. Dieses Ergebnis ist u. a. darauf zurückzuführen, daß die zu Grunde gelegte Leistungskurve bei derselben WEA aufgezeichnet wurde. In der praktischen Anwendung des Verfahrens wird dies nicht immer der Fall sein, so daß ggf. mit größeren Abweichungen zu rechnen ist. Die Standardabweichung der Windgeschwindigkeitsdifferenz liegt zwischen 0.1 m/s und 0.4 m/s und steigt mit zunehmender Windgeschwindigkeit an (Abb. 2 b). Im Abregelbereich der WEA, ab ca. 13.5 m/s aufwärts, steigen die Abweichungen der am Mast gemessenen von der über die Leistungskurve bestimmten Windgeschwindigkeit stark an. Hier stößt das Verfahren an seine Grenzen.

Eine weitere einfache Methode zur Bestimmung der Windgeschwindigkeit besteht in der Verwendung des Gondelanemometers [1]. Bei diesem Verfahren ist zunächst eine Kalibration des Gondelanemometers auf die ungestörte Windgeschwindigkeit vor dem Rotor mittels eines Windmeßmastes für den jeweiligen Anlagentyp erforderlich. Ferner muß sichergestellt sein, daß das Anemometer an der gleichen Stelle auf der Gondel montiert wurde wie bei der zur Kalibration dienenden WEA. Durch eine individuelle Kalibration des Gondelanemometers im Windkanal kann zudem die Genauigkeit der Methode bedeutend erhöht werden.

Das Verfahren wurde anhand der selben Leistungskurvenvermessung getestet (Abb. 3) wie die Bestimmung der Windgeschwindigkeit über die elektrische Leistung. Die über das Gondelanemometer ermittelte Windgeschwindigkeit der ungestörten Strömung korreliert ähnlich gut mit den am Mast gemessenen Daten wie die über die Leistungskurve bestimmte Windgeschwindigkeit (Tabelle 1 in Kap. 3). Die Windgeschwindigkeitsermittlung über das Gondelanemometer weist den Vorteil auf, auch im Vollastbereich der WEA, d. h. bei hohen Windgeschwindigkeiten, anwendbar zu sein. Hingegen zeigt der bingemittelte Vergleich zwischen Mastmessung und Gondelanemometer (Abb. 3 b), daß das Verfahren im Teillastbereich der WEA bis ca. 13 m/s eine größere Ungenauigkeit aufweist als die Methode über die Leistung. Konsequenterweise sollte demnach die Windgeschwindigkeit im Teillastbereich über die Leistung und im Vollastbereich über das Gondelanemometer bestimmt werden. Eine bessere Genauigkeit des Gondelanemometerverfahrens kann erzielt werden, indem nicht –wie hier– von einem linearen Zusammenhang zwischen Gondelwindgeschwindigkeit und ungestörter Windgeschwindigkeit ausgegangen wird, sondern eine Regressionsanalyse höherer Ordnung durchgeführt wird.

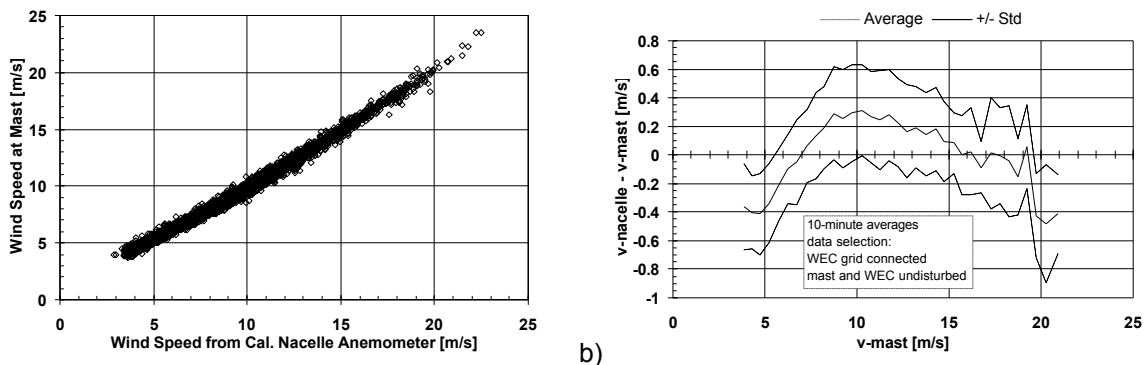


Abb. 3: Kalibrierte Gondelanemometerwindgeschwindigkeit im Vergleich mit der Mastmessung auf Nabenhöhe, a) 10-Minutenmittelwerte, b) bingemittelte Differenz der Windgeschwindigkeiten und Standardabweichung der Differenz in jeder Windgeschwindigkeitsklasse

Fig. 3 Wind speed according to the calibrated nacelle anemometer versus mast measurement, a) 10 minute averages, b) bin averaged wind speed deviation and standard deviation of the deviation

### 3. Ermittlung der Standardabweichung der Windgeschwindigkeit bzw. der Turbulenzintensität

Bei der Erstellung von Leistungskennlinien nach der IEC-Richtlinie [2] wird neben der Abhängigkeit der Leistung von der Windgeschwindigkeit auch der sogenannte Power Fluctuation Coefficient (PFC) ermittelt. Der PFC ist ein Maß dafür, inwieweit zeitliche Schwankungen der Windleistung auf die elektrische Leistung einer WEA übertragen werden und ist gemäß folgender Gleichung definiert (siehe [3]):

$$PFC = \frac{\sigma_P}{P} \quad (1)$$

$$3 \frac{\sigma_v}{v}$$

- mit P: Mittelwert der elektrischen Leistung  
 v: Mittelwert der Windgeschwindigkeit  
 $\sigma_P$ : Standardabweichung der elektrischen Leistung  
 $\sigma_v$ : Standardabweichung der Windgeschwindigkeit

Die Standardabweichung der Windgeschwindigkeit kann bei Kenntnis der Leistungskurve einer WEA und des PFC als Funktion der Windgeschwindigkeit aus einer Leistungsmessung nach folgendem Schema ermittelt werden:

- i) Bestimmung der über ca. 10 Minuten gemittelten Windgeschwindigkeit aus der über den selben Zeitraum gemittelten elektrischen Leistung anhand der Leistungskennlinie (siehe Kap. 2).

- ii) Bestimmung des PFC aus der gemäß i) ermittelten mittleren Windgeschwindigkeit anhand der PFC-Kennlinie (vergl. Abb. 1 b).
- iii) Berechnung der Standardabweichung der Windgeschwindigkeit  $\sigma_v$  entsprechend Gl. (1) unter Verwendung der mittleren Windgeschwindigkeit gemäß i), des PFC gemäß ii) und der gemessenen mittleren elektrischen Leistung sowie der gemessenen Standardabweichung der elektrischen Leistung.

Alternativ kann in Schritt i) für die Bestimmung der mittleren Windgeschwindigkeit das Gondelanemometer verwendet werden. Ferner kann nach der Bestimmung der Standardabweichung entsprechend obigem Schema die Turbulenzintensität  $t$  gemäß

$$t = \frac{\sigma_v}{v}$$

ermittelt werden.

Das Verfahren wurde anhand der bereits für Kap. 2 verwendeten Leistungskurvenvermessung untersucht. Die über die elektrische Leistung gewonnene Standardabweichung der Windgeschwindigkeit bzw. die Turbulenzintensität wurde mit den entsprechenden mittels Meßmast in der ungestörten Strömung gemessenen Daten verglichen (Abb. 4). Die Korrelation der Standardabweichungen der Windgeschwindigkeiten von 0.923 bzw. der Turbulenzintensitäten von 0.899 scheint für viele Anwendungen ausreichend (s. a. Kap. 4). Die mittlere Abweichung in der Standardabweichung der Windgeschwindigkeit wie auch bezüglich der Turbulenzintensitäten ist sehr klein (vergl. Tabelle 1). Letzteres gilt unabhängig von der Größe der Turbulenzintensität (Abb. 4 b). Gemäß Abb. 4 b) wächst tendenziell die absolute Unsicherheit bei der Bestimmung der Turbulenzintensität von ca. 1% (bei  $t=5\%$ ) auf ca. 4% (bei  $t=20\%$ ) mit steigender Turbulenzintensität an.

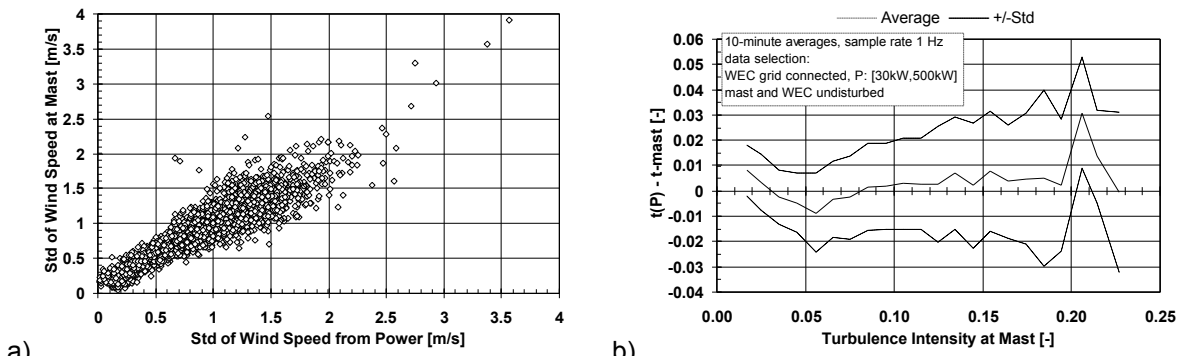


Abb. 4: Standardabweichung der Windgeschwindigkeit bzw. Turbulenzintensität abgeleitet aus der elektrischen Leistung im Vergleich mit der Mastmessung auf Nabenhöhe, a) 10-Minutenintervalle der Standardabweichung, b) bingemittelte Differenz der Turbulenzintensitäten und Standardabweichung der Differenz in jeder Turbulenzklasse (Binbreite 1%)

Fig. 4 Standard deviation of wind speed and turbulence intensity according to the electrical power versus mast measurement, a) 10 minute averages of the standard deviation, b) bin averaged deviation in turbulence intensity and standard deviation of the deviation in each turbulence class (bin width 1%)

In Analogie zur Bestimmung der mittleren Windgeschwindigkeit kann die Standardabweichung der Windgeschwindigkeit auch direkt von dem Gondelanemometer abgeleitet werden, indem das Gondelanemometer mit Hilfe der Windmessung in der ungestörten Strömung hinsichtlich der Standardabweichung der Windgeschwindigkeit für den Anlagentyp kalibriert wird. Zur Validierung dieser Methode wurde wieder die Windmessung mit Hilfe eines in der ungestörten Strömung befindlichen Windmeßmastes bei der in Kap. 2 beschriebenen Leistungskurvenvermessung benutzt. Die erzielbare Genauigkeit, sowohl hinsichtlich der Ermittlung der Standardabweichung der Windgeschwindigkeit als auch in Bezug auf die Turbulenzintensität, ist vergleichbar mit der des Verfahrens über die elektrische Leistung der WEA (Abb. 5, Tabelle 1).

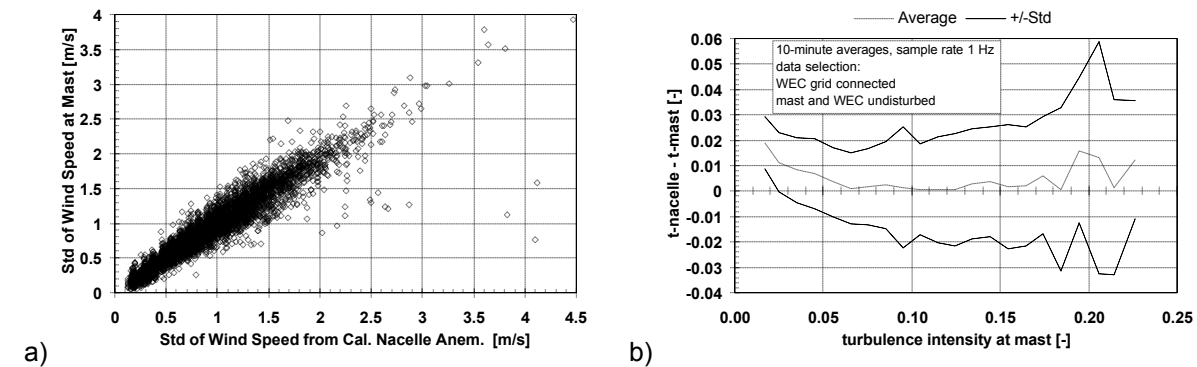


Abb. 5: Standardabweichung der Windgeschwindigkeit bzw. Turbulenzintensität entsprechend dem kalibrierten Gondelanemometer im Vergleich zur Mastmessung auf Nabenhöhe, a) 10 Minutenintervalle der Standardabweichung, b) bingemittelte Differenz der Turbulenzintensitäten und Standardabweichung der Differenz in jeder Turbulenzklasse (Binbreite 1%).

Fig. 5 Standard deviation of wind speed and turbulence intensity according to the calibrated nacelle anemometer versus mast measurement, a) 10 minute averages of the standard deviation, b) bin averaged deviation in turbulence intensity and standard deviation of the deviation in each turbulence class (bin width 1%)

| Statistics  | Power                 |                                |        | Nacelle               |                                |        |
|-------------|-----------------------|--------------------------------|--------|-----------------------|--------------------------------|--------|
|             | $v_{10 \text{ min.}}$ | $\text{Std}_{10 \text{ min.}}$ | t      | $v_{10 \text{ min.}}$ | $\text{Std}_{10 \text{ min.}}$ | t      |
| R           | 0.992                 | 0.923                          | 0.899  | 0.995                 | 0.944                          | 0.866  |
| Av. Dev.    | -0.034 m/s            | 0.011 m/s                      | 0.15 % | 0.055 m/s             | 0.015 m/s                      | 0.26 % |
| Std of Dev. | 0.294 m/s             | 0.170 m/s                      | 1.86 % | 0.373 m/s             | 0.171 m/s                      | 1.98 % |

$v_{10 \text{ min.}}$ : 10 minute average of wind speed

$\text{Std}_{10 \text{ min.}}$ : standard deviation of wind speed within 10 minutes

t: turbulence intensity

R: correlation coefficient between mast data and data estimated by power or nacelle anemometer

Av. Dev.: average deviation of data derived from power or the nacelle anemometer minus mast data

Std. of Dev.: standard deviation of the deviation

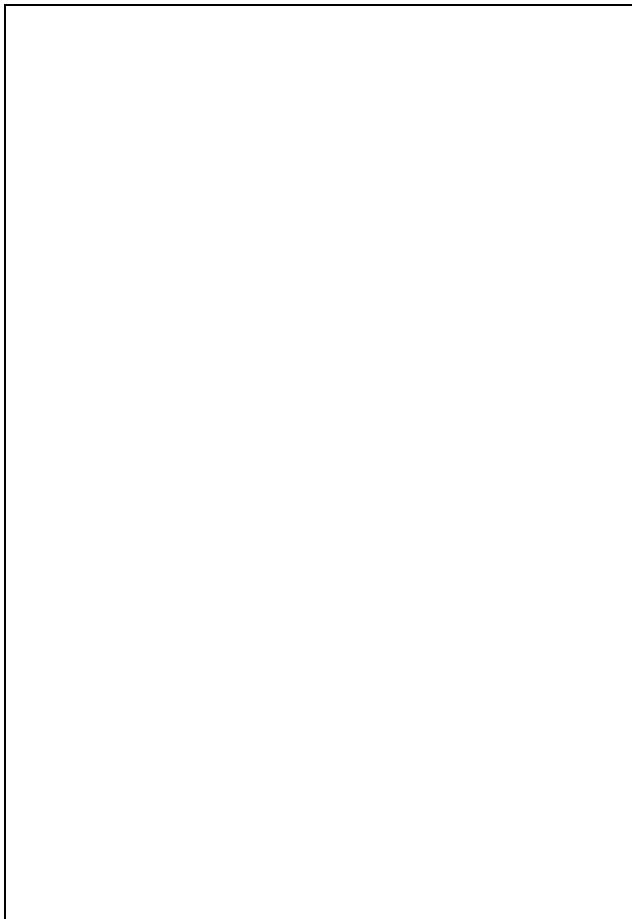
**Tabelle 1:** Genauigkeit der vorgestellten Verfahren im Vergleich zur Mastmessung

**Table 1:** Accuracy of the presented methods

## 4. Anwendungen

### 4.1 Analyse von Nachlaufströmungen und Windverhältnissen in Windparks

Nachlaufströmungen (Wakes) von WEA sind gekennzeichnet durch eine verminderte mittlere Windgeschwindigkeit und erhöhte Windgeschwindigkeitsfluktuationen. Abgeschattete WEA in Windparks erzielen daher einen verringerten Energieertrag und sind zudem erhöhten mechanischen Belastungen ausgesetzt. Bisher basieren meßtechnische Untersuchungen von Wakes auf mindestens zwei Windmessungen, eine in der Nachlaufströmung und die andere zur Feststellung der Windbedingungen in der ungestörten Strömung außerhalb der Wake. Sollen nur die mittlere Windgeschwindigkeit und die Standardabweichung der Windgeschwindigkeit bzw. die Turbulenzintensität untersucht werden, so kann auf eine explizite Windmessung der ungestörten Strömung verzichtet werden, indem auf die Windgeschwindigkeitsbestimmung über die elektrische Leistung oder das Gondelanemometer zurückgegriffen wird.



Prinzipiell ist jede Leistungskurvenvermessung dazu geeignet, auch die Wake der vermessenen WEA zu untersuchen. In Situationen, in welchen sich der Windmeßmast in der Nachlaufströmung der WEA befindet, kann die ungestörte Strömung auf Nabenhöhe anhand der Leistungskurve und der jeweils aktuellen elektrischen Leistung festgestellt werden. Da Leistungskurven in der Regel bei jedem neuen WEA-Typ gemessen werden, steht eine erheblich breitere Datenbasis als bisher für Wakeuntersuchungen zur Verfügung. Dies gilt insbesondere für die neuen WEA-Typen der MW-Klasse, deren Leistungskurven derzeit vermessen werden.

In Abb. 6 ist exemplarisch eine Wakeanalyse auf Basis der bereits in Kap. 2 und 3 verwendeten Leistungskurvenvermessung dargestellt. In der Nachlaufströmung (Windrichtung: 150°-210°) erfährt die Windgeschwindigkeit einen deutlichen Einbruch, aus welchem u. a. für den WEA-Hersteller wichtige Informationen über den Schub der WEA abgeleitet werden können. Die Turbulenzintensität in der Wake ist gegenüber der freien Strömung nicht nur deutlich erhöht, sondern zeigt zudem Spitzen in dem Bereich, in dem die mittlere Windgeschwindigkeit besonders stark abfällt

(Richtungen 165°, 200°). Dieses indiziert, daß die Turbulenzerhöhung hier von der erhöhten Windscherung herrührt.

Eine Windfeldbeschreibung auf der Basis von Leistungsmeßdaten kann auch dazu dienen, die Strömungsverhältnisse in Windparks zu untersuchen, in welchen eine Abschattung von WEA durch mehrere vorgelagerte WEA auftreten kann. Hier bietet sich die Möglichkeit, sowohl die Windverhältnisse in der ungestörten Strömung über die Leistung einer frei angeströmten WEA als auch die Windbedingungen in den Wakes über die Leistungen der abgeschatteten WEA zu ermitteln.

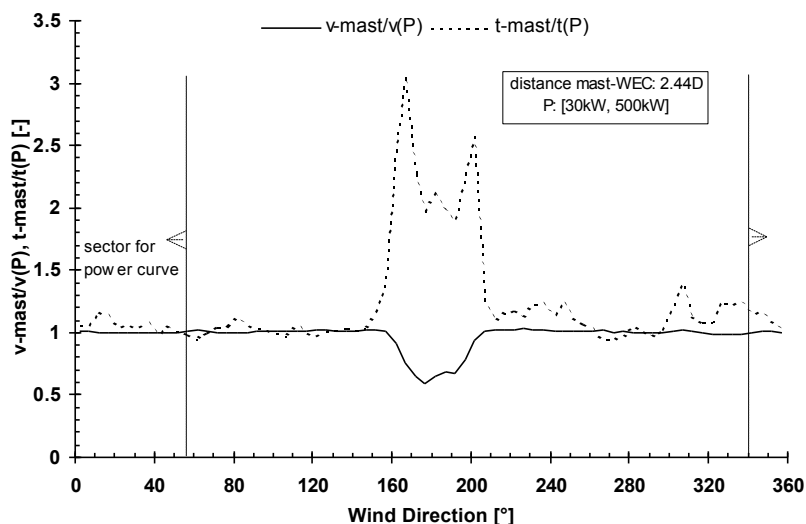


Abb. 6: Verhältnis der Windgeschwindigkeit bzw. Turbulenzintensität auf Nabenhöhe gemessen am Meßmast und ermittelt aus der Leistung. Der Windrichtungsbereich 340°-55° dient zur Bestimmung der Leistungskurve. Bei 150-210° befindet sich der Mast in der Wake. Ausgewerteter Leistungsbereich: 30-500 kW entsprechend ca. 5-14 m/s.

Fig. 6 Relation of wind speed and turbulence intensity derived from mast measurements and electrical power. Evaluated range of power: 30-500 kW, i. e. 5-14 m/s. Wake sector: 150°-210°.

#### 4.2 WEA-Vermessungen ohne explizite Windmessung

Bei zahlreichen Meßaufgaben kann auf eine aufwendige Windmessung via Meßmast verzichtet werden und statt dessen eine Zuordnung der Windverhältnisse zu den jeweils gemessenen Daten via Leistungs- oder Gondelanemometeraufzeichnung erfolgen. Es seien insbesondere genannt:

- Dynamische Vermessungen von WEA  
Zuordnung der Windgeschwindigkeit und Turbulenzintensität zu gemessenen Lastkollektiven
- Ermittlung der Schallemission von WEA  
Bei Schallemissionsermittlungen wird bereits seit einiger Zeit über die WEA-Leistung die Windgeschwindigkeit ermittelt, alternativ oder als Ergänzung zu einer Windmessung auf 10 m Höhe [4], [5].
- Netzverträglichkeitsvermessungen von WEA  
Für die Zukunft ist eine Windgeschwindigkeitsbestimmung vorgesehen [6]. Da hier insbesondere die Windgeschwindigkeit im Vollastbereich von Interesse ist, bietet sich die Windgeschwindigkeitsermittlung über das Gondelanemometer an.



### 4.3 Ermittlung von Langzeitwindstatistiken, Energieertragsprognosen

Auf der Grundlage der bereits für Kap. 2 verwendeten Leistungskurvenvermessung wurde mit Hilfe der aufgezeichneten elektrischen Leistung der WEA und des entsprechend der Mastmessung kalibrierten Gondelanemometers eine Windstatistik über den ca. achtmonatigen Meßzeitraum erstellt (Abb. 7). Die aus der elektrischen Leistung errechnete Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit (Abb. 7 a) weist zunächst unterhalb der Einschaltwindgeschwindigkeit und oberhalb der Abschaltwindgeschwindigkeit Lücken auf, welche durch Anpassung einer Weibullverteilung innerhalb des Betriebsbereichs der WEA geschlossen werden können (Abb. 7 b).

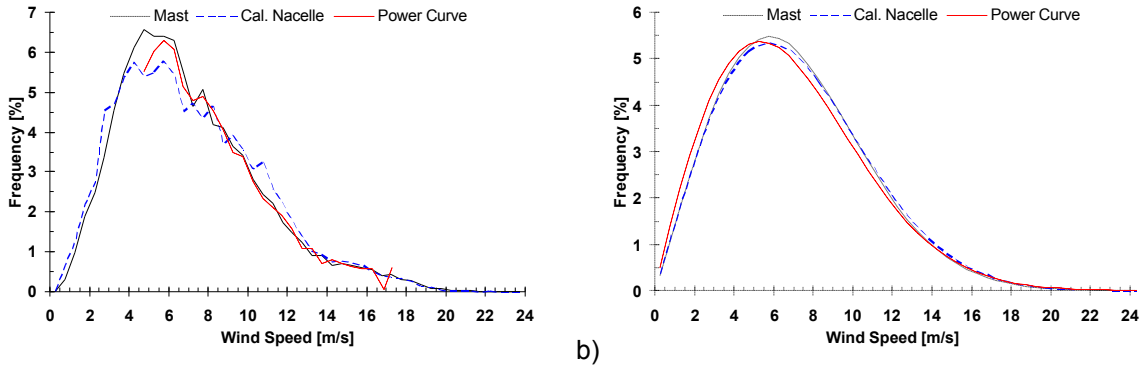


Abb. 7: Windgeschwindigkeitsverteilung auf Nabenhöhe ermittelt aus der WEA-Leistung, dem Gondelanemometer und der Mastmessung, a) gemessene Verteilungen, b) angepasste Weibullverteilungen.

Fig. 7: Wind speed distributions at hub height derived from the electrical power, the calibrated nacelle anemometer and the mast measurement. a) measured, b) fitted Weibull distributions.

Die so erzielte Weibullverteilung korreliert gut mit der aus der Mastmessung abgeleiteten Verteilung, genauso wie die aus dem Gondelanemometer gewonnene Windgeschwindigkeitsverteilung (siehe Tabelle 2). Im Falle der Verwendung der elektrischen Leistung erfolgte die Einschätzung des Energiegehalts des Windes anhand der Weibullverteilung mit einer Abweichung von 0.2 % bezogen auf die Mastmessung. Dieses ist um so erstaunlicher, als daß die betreffende WEA nur zu ca. 79% des betrachteten Zeitraums netzgekoppelt war. Mit Hilfe des Gondelanemometers wurde das der Mastmessung entsprechende Energiepotential um ca. 6% überschätzt. Ursache hierfür könnte die Abschattung des Windmeßmastes durch die WEA während eines Teils des betrachteten Zeitraums sein.

| Statistics     |       | Mast | Cal. Nacelle | Power Curve |
|----------------|-------|------|--------------|-------------|
| Weibull-A      | [m/s] | 7.99 | 8.09         | 7.80        |
| Weibull-k      | [-]   | 2.06 | 2.03         | 1.93        |
| R              | [-]   | 1    | 0.99989      | 0.99575     |
| v              | [%]   | 100  | 101.3        | 97.7        |
| v <sup>3</sup> | [%]   | 100  | 105.8        | 99.8        |

R: correlation coefficient between Weibull distributions derived from mast anemometer and el. power or nacelle anemometer

v: average wind speed relative to mast measurement

v<sup>3</sup>: average cubic wind speed or energy content relative to mast measurement

Tabelle 2: Genauigkeit der ermittelten Windgeschwindigkeitsverteilungen

Table 2: Accuracy of the derived wind speed distributions

Die Erstellung von Windgeschwindigkeitsverteilungen anhand der elektrischen Leistung oder des Gondelanemometers scheint mit hoher Genauigkeit möglich zu sein. Anwendungen finden sich bei der Absicherung von Energieertragsprognosen potentieller benachbarter WEA-Standorte. Auch die Möglichkeit der Erstellung von Basisstationen für das Europäische Windatlasverfahren [7] durch eine langfristige Aufzeichnung von Leistungsdaten sollte erwogen werden (vergl. [8]).

Voraussetzung hierfür ist allerdings eine zusätzliche Aufzeichnung der Windrichtung. Für derartige Messungen bietet vor allem das Wissenschaftliche Meß- und Evaluierungsprogramm (WMEP) des Bundesministeriums für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie eine breite Datenbasis. Im WMEP werden an einer Vielzahl von WEA im gesamten Bundesgebiet die Windgeschwindigkeit und Windrichtung auf 10 m Höhe sowie die elektrische Leistung langfristig detektiert. Die oftmals durch

nahegelegene Hindernisse gestörte Windgeschwindigkeitsmessung auf 10 m Höhe könnte durch die Ermittlung der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe anhand der WEA-Leistung sinnvoll ergänzt werden.

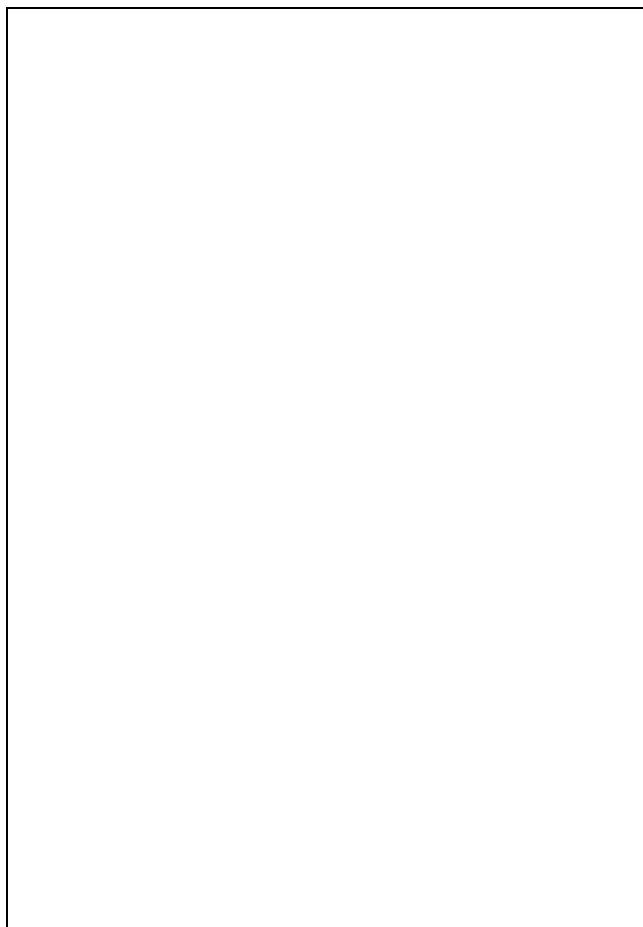
#### 4.4 Betriebsführung von WEA

Für die Betriebsführung von WEA wird die Windgeschwindigkeit seit jeher anhand der aktuellen Leistung mit Hilfe einer einprogrammierten Leistungskurve oder mittels des Gondelanemometers bestimmt. Darüber hinaus bietet sich mit den in Kap. 3 beschriebenen Verfahren die Möglichkeit, die Turbulenzintensität in die Betriebsführung einfließen zu lassen. Die elektrische Leistung von WEA kann deutlich von der Turbulenzintensität beeinflusst werden. Experimentelle Befunde sowie theoretische Überlegungen indizieren, daß der Effekt prinzipiell mit der Rotorgröße anwächst und somit insbesondere für die WEA der MW-Klasse von Wichtigkeit ist [9]. Als potentielle Anwendung sei beispielhaft die Regelung der Rotordrehzahl genannt. Bei der Einstellung der Drehzahl entsprechend der aktuellen Windgeschwindigkeit auf Basis der elektrischen Leistung beachten einige Hersteller die Abhängigkeit der Leistung von der Luftdichte. Analog könnte durch die Berücksichtigung der Turbulenzintensität eine weitere Verbesserung erzielt werden.

#### 4.5 Selbstkonsistenztest für Leistungskurvenauswertungen

Die Ermittlung von Leistungskurven setzt eine ungestörte Anströmung, sowohl des Windmeßmastes als auch der WEA voraus. Nun ist es nicht immer einfach einen geeigneten Windrichtungsbereich für die Auswertung der Leistungskurve festzulegen. Gerade mit der zunehmenden Errichtung und Vermessung von WEA an Standorten mit komplexer Geländestruktur im Binnenland sowie in Windparks wächst das Potential von Auswertungsfehlern.

Normalerweise wird der Windrichtungsbereich anhand der Geländestruktur und umliegender Hindernisse aus der Erfahrung gemäß der Richtlinien (z. B. [2]) festgelegt. Die Windgeschwindigkeitsermittlung über die elektrische Leistung bietet die Möglichkeit einen solchen per Hand festgelegten Sortierungsbereich zu überprüfen, indem wie in Abb. 6 dargestellt, das Verhältnis der aus der Leistung bestimmten Windgeschwindigkeit bzw. Turbulenzintensität und der am Meßmast gemessenen Daten über der Windrichtung aufgetragen wird. In dem Windrichtungsbereich, in welchem die WEA und der Windmeßmast ungestört angeströmt werden, ist das Windgeschwindigkeitsverhältnis bzw. Turbulenzverhältnis nahezu 1. Insbesondere in dem Turbulenzverhältnis spiegeln sich jegliche Hindernisse, welche die Umströmung des Windmeßmastes oder der WEA beeinflussen, wider. In obigem Beispiel (Abb. 6) ist beispielsweise durch den Einfluß verschiedener Gehöfte im Windrichtungsbereich 220°-250° sowie im Bereich 300°-340° das Turbulenzverhältnis merklich größer als 1.



#### 5. Fazit

Die präsentierten Verfahren zur Ermittlung der Windgeschwindigkeit und der Turbulenzintensität weisen eine Genauigkeit auf, die für eine Vielzahl von Anwendungen hinreichend ist. Im Gegensatz zur

Windfeldbestimmung über das Gondelanemometer ist das Verfahren unter Einbeziehung der WEA-Leistung im Vollastbereich nicht anwendbar. Generell hat jedoch die Verwendung der elektrischen Leistung der WEA gegenüber einer punktuellen Anemometermessung den Vorteil für die gesamte Rotorfläche repräsentativ zu sein.

Die vorgestellten ersten Ergebnisse lassen hoffen, daß auf die beschriebene Weise hinsichtlich der Zertifizierung von WEA ein Maximum an Informationen aus den durchgeführten Leistungskurvenvermessungen extrahiert werden kann. Die Bearbeitung einer großen Anzahl nicht nur beim DEWI verfügbarer kommerzieller Messungen birgt die Möglichkeit statistisch abgesicherte Kennwerte zu finden, die dann wiederum zum Vorteil der gesamten Windenergieindustrie in den Standardisierungsprozeß einfließen können. Es soll zu gegebener Zeit an dieser Stelle davon berichtet werden.

## 6. Literatur

- [1] Hinsch, C.; Westermann, D.: Leistungskurvenvermessung mit Hilfe eines Gondelanemometers. DEWI-Magazin Nr. 8, Wilhelmshaven, 1996, Seite 58-64.
- [2] IEC TC 88 WG 6: Recommendation Power Performance Measurement Procedure. IEC, 1994
- [3] Albers, A.: Mathematische Formulierung des Power Fluctuation Coefficient. DEWI-Magazin Nr. 6, Wilhelmshaven, 1995, Seite 40-46.
- [4] IEA; Recommended Practices for Wind Turbine Testing and Evaluation; 4. Acoustics, Measurement of Noise Emission from Wind Turbines. 3. Edition 1994; Department of Building Technology, The Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden.
- [5] IEC TC 88 1400-11: Wind Turbine Generator Systems: Acoustic Noise Measurement Techniques. IEC, draft
- [6] IEC TC 88 WG 10: Power Quality Requirements for Grid Connected Wind Turbines. IEC, draft #2 200996
- [7] Troen, I.; Petersen, E. L.: European Wind Atlas. Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, 1989
- [8] Albers, A; Penner, K.: Untersuchung zur Genauigkeit von prognostizierten Energieerträgen von Windenergieanlagen mit dem Programm WASP. DEWI-Magazin Nr. 7, Wilhelmshaven, 1995, Seite 66-71.
- [9] Albers, A.; Hinsch, C; Klug, H., Westermann, D.: Einfluß verschiedener meteorologischer Parameter auf das Leistungsverhalten großer Windenergieanlagen. Deutsche Windenergie Konferenz 1996, Tagungsband, Wilhelmshaven