

Untersuchung zur Genauigkeit von prognostizierten Energieerträgen von Windenergieanlagen mit dem Programm WASP

Accuracy of predictions of the energy produced by wind energy converters based on the WASP-code

Albers, Axel; Penner, Katrin

Summary

The European Wind Atlas [2] (WASP-code=Wind Analysis and Application program) is a widely distributed procedure to predict the wind conditions and energy production at future sites of wind energy converters (WEC's). Investigations performed by DEWI to verify WASP are based on the comparison between WASP-predictions and real production data of 53 wind turbine sites from 1993 and 1994 [1]. The prediction's sensitivity on different types of input data was analysed. Especially the choice of the meteorological base station had been shown to be very critical. Furthermore, it has to be recommended to always use measured power curves for the prognosis of the WEC's energy production. On average the predictions were in very good agreement with the real production data of the WEC's (average deviation 1.9 %, standard deviation 16.9 % of the real production). The scatter of the single predictions is in the range of the quoted inaccuracy of 10-15 %. However, all investigated sites are dominated by flat terrain conditions.

Future investigations should be objected on the sensitivity of the predictions accuracy on different site structures, on the problem to choose or generate base stations and on the prove of digitised maps for roughness and orography descriptions.

1. Einführung

Der Strom kommt aus der Steckdose. Ein Slogan, der nicht ganz unrichtig ist. Um den Strom an der Steckdose abzapfen zu können, muß er dem Verbraucher auch zur Verfügung gestellt werden. Eine Möglichkeit Strom zu produzieren, ist die Umwandlung der im Wind enthaltenen kinetischen Energie in elektrische Energie. Um diese Art der Energiegewinnung in Deutschland attraktiv zu machen, werden Betreiber und Investoren durch finanzielle Förderungen und staatlich garantierte Einspeisevergütungen unterstützt. Daraus wird bereits ersichtlich, daß bei der Planung von WEA finanzielle Aspekte eine gewichtige Rolle spielen. In die wirtschaftliche Analyse gehen als entscheidende Variable die Windverhältnisse am potentiellen Anlagenstandort ein; Prognosen des Windenergiepotentials an einem bestimmten Ort sind für zukünftige Betreiber und Investoren daher von großem Interesse. Gegenüber Messungen bieten Prognosen den Vorteil, daß sie räumlich variabel und kostengünstig sind und daß bei entsprechenden Eingabedaten der Zeithorizont gewählt werden kann. Prognosen basieren auf Computermodellen, deren Simulationen bedingt durch die mathematische Beschreibung der Windströmungen, die Randbedingungen und Eingabedaten fehlerbehaftet sein können. Eine hohe Genauigkeit der Prognoseergebnisse ist aber für eine Wirtschaftlichkeitsberechnung wesentlich. Je mehr das berechnete Ergebnis von der Realität abweicht, desto folgenschwerer können die finanziellen Auswirkungen sein. Kenntnisse über die Genauigkeit der Prognoseergebnisse sind sowohl für den Kunden als auch für den Gutachter zur richtigen Beurteilung des Untersuchungsgebiets unerlässlich.

Für Standortbeurteilungen ist das Europäische Windatlas - Verfahren (WASP=Wind Analysis and Application Program) [2] sehr verbreitet. Das DEWI hat Untersuchungen über die Größenordnungen der Abweichungen von Prognoseergebnissen nach dem Programm WASP und Betriebsdaten von Windenergieanlagen (WEA) durchgeführt. Die Fehlerquellen werden diskutiert.

2. Vorgehensweise

Die Anwendung von Windmeßdaten meteorologischer Stationen für die Berechnungen des Windpotentials an einem anderen Standort erfordert Methoden der Übertragung unter Berücksichtigung topographischer Einflüsse. Eine solche Methode wurde unter Verknüpfung von statistischen Verfahren und physikalischen Prinzipien atmosphärischer Strömungsmodelle im Programm WASP anwendungsorientiert umgesetzt. Unter Berücksichtigung der Rauigkeitsverhältnisse, der

Abschattungseffekte durch Hindernisse und der Oberflächenkontur eines zu untersuchenden Standorts werden mit Hilfe einer repräsentativen Basisstation die standortspezifischen Winddaten ermittelt. Bei Vorgabe einer Leistungskennlinie kann auch der Jahresenergieertrag der gewünschten Anlage ermittelt werden. Die Ergebnisse sind langjährige Mittelwerte.

a) Eingabedaten

Eingabedaten in WASP sind:

- meteorologische Daten, die in statistisch aufbereiteter Form vorliegen (Basisstation genannt),
- sektorielle Rauigkeitsverteilung um den geplanten Standort,
- Hindernisse, die die Windkraftanlagen abschatten,
- evtl. vertikale Oberflächenstruktur des Geländes,
- eine Leistungskennlinie der WEA.

Ein Standortgutachten wird durch die Wahl der Basisstation sowie von den subjektiven Größen der Rauigkeit und der Hindernisbeurteilung geprägt und kann damit je nach Einschätzung durch den Gutachter unterschiedlich ausfallen.

b) Standortauswahl

Zum Vergleich der prognostizierten und der tatsächlichen Jahresenergieerträge der WEA wurden vom DEWI durchgeführte Standortgutachten und Daten aus dem Wissenschaftlichen Meß- und Evaluierungsprogramm¹ (WMEP) herangezogen. Für Standorte des WMEP wurden die Energieprognosen mittels digitalisierter Karten (Rauigkeitskarte) nachgeholt. Dabei konnten keine Hindernisse berücksichtigt werden, da keine Begehung des Geländes stattfand. Insgesamt wurden 53 Standorte untersucht. Fast alle untersuchten Standorte waren durch ebene Geländebeziehungen geprägt.

Wesentlich für die Auswahl der Standorte war die Laufzeit der WEA. Um eine Berechnung des Jahresenergieertrags für den Zeitraum der Produktion durchführen zu können, mußten Betriebsergebnisse jeweils pro Kalenderjahr vorliegen. Die Ergebnisse beschränken sich auf die Betriebsjahre 1993 und 1994.

Standorte mit Anlagen, die eine Verfügbarkeit von weniger als 95.0 % aufwiesen, wurden nicht berücksichtigt.

c) Ermittlung der Stationsdaten

Da sich im Programm WASP die Langjahresmittel der Windgeschwindigkeit für die einzelnen Basisstationen auf Zeiträume von 1970 bis 1979 erstrecken, ist keine Repräsentativität auf die betrachteten Windjahre (1993 und 1994) gewährleistet. Um eine Aussage der Energieproduktion, bezogen auf das jeweilige Windjahr, machen zu können, wurden Basisstationen erzeugt, die sich nur auf die Daten eines Kalenderjahres beziehen. Dies ist notwendig, da eine statistische Aussage die

¹ „Wissenschaftliches Meß- und Evaluierungsprogramm „250 MW-Wind“ des Bundesministeriums für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie. Institut für Solare Energieversorgung e.V., Kassel“

Variabilität der jährlichen mittleren Windgeschwindigkeit nicht wiedergibt.

3. Fehlerquellen der Standortbeurteilungen

a) Basisstation

Als vielfältiges Problem bei der Standortprognose erweist sich die geeignete Wahl der zu verwendenden Basisstation für den konkreten Standort. Die Verwendung einer ungeeigneten Station liefert unter Umständen unrealistische Ergebnisse. Nach den Empfehlungen des Windatlas ist ein Referenzstandort so auszuwählen, daß er sich in vergleichbarer topographischer Lage befindet wie der zu untersuchende Standort. Der Aktionsradius sollte dabei maximal auf 100 km beschränkt werden. Schwerwiegende Probleme treten dann auf, wenn im Umkreis des zu untersuchenden Standorts noch keine fundierten Erkenntnisse vorliegen, bzw., keine entsprechenden Basisdaten vorhanden sind. Es bestehen daher Bestrebungen, weitere windklimatologische Grundlagen zur Windenergienutzung zur Verfügung zu stellen (siehe auch [3]).

Einige Standorte, bei welchen die Abweichung zwischen der Energieprognose und dem tatsächlichen Energieertrag über 10 % lag, wurden mit alternativen Basisstationen gerechnet. Durch die Wahl einer anderen Basisstation konnte die Abweichung von bis zu 35 % auf durchweg 5 % gesenkt werden. Dieses Ergebnis bestätigt die Notwendigkeit, für einige Regionen neue Basisstationen zu erschließen bzw. objektive Verfahren zur Auswahl der günstigsten Basisstation zu finden.

b) Leistungskennlinie

Eine wesentliche Größe der prognostizierten Daten stellt neben den Windgeschwindigkeiten zweifellos die zu erwartende mittlere Jahresenergieproduktion einer WEA dar. Die zertifizierten Leistungskennlinien haben nicht nur aufgrund der Förderformel in Niedersachsen einen hohen Stellenwert erhalten. Erfahrungsgemäß weisen vermessene Kennlinien gegenüber den theoretischen einen realistischeren Verlauf für die Berechnung der jährlichen Energieproduktion auf. In Abb. 1 ist der Vergleich einer gemessenen mit einer theoretischen Kennlinie dargestellt. Hier zeigt sich deutlich, wie sehr die Kurven voneinander abweichen können [1].

Um den Einfluß evtl. fehlerhafter Leistungskennlinien zu quantifizieren, wurden die Standorte nach dem Vorhandensein zertifizierter und nicht zertifizierter Leistungskurven der WEA unterteilt. Es zeigte sich, daß im Mittel bei WEA mit zertifizierter Leistungskennlinie die Energieprognose unterhalb des tatsächlichen Energieertrags lag, während bei WEA ohne zertifizierte Kurve im Mittel ein zu hoher Energieertrag vorausgesagt wurde.

c) Rauigkeitslänge

Die Rauigkeitslänge z_0 ist ein Maß für die mittlere Turbulenz und Abbremsung des Windes. Die sektorielle Verteilung der Rauigkeiten stellt somit eine wesentliche Information zur Standortbeurteilung dar. Die Eingabe wurde an Hand von topographischen Karten und tabellierten Werten ermittelt.

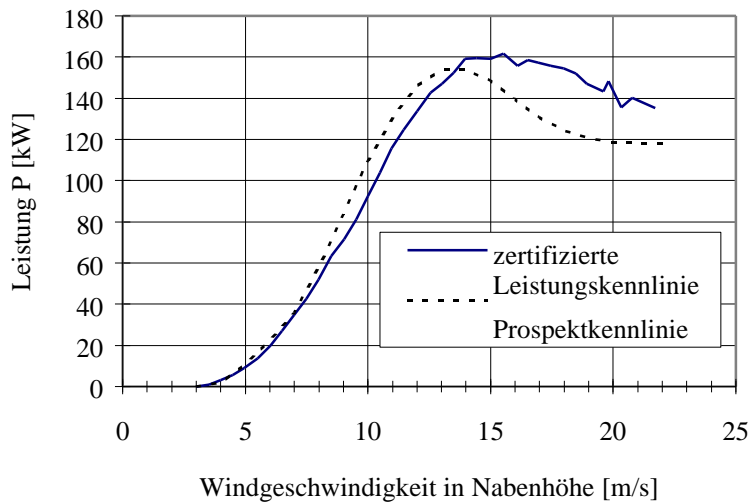


Abb. 1: Vergleich einer gemessenen und einer theoretischen Leistungskennlinie am Beispiel einer 150 kW-Anlage [1].

Fig. 1: Comparison of a measured and a theoretical power curve on the example of a 150 kW machine [1].

Folgende Analyse wurde durchgeführt, um eine Fehlerangabe bei der subjektiven Beurteilung der Rauigkeitslängen in Bezug auf den Energieertrag zu ermitteln: Berechnung des Energieertrags mit vorliegender Rauigkeitsverteilung. Dieselben Energieertragsberechnungen wurden anschließend wiederholt, jedoch mit unterschiedlichen Rauigkeitsbewertungen. So wurde zum einen in jeder Rauigkeitstabelle jede einzelne Rauigkeitslänge etwas höher bzw. etwas niedriger angesetzt. D.h., daß beispielsweise aus der Rauigkeitslänge 0,5 m eine solche von 0,4 m bzw. 0,6 m wurden. Das Ergebnis ist in Abb. 2 veranschaulicht.

Für die in Zukunft zu erwartenden Nabenhöhen von bis zu 70 m wird der prozentuale Fehler immer geringer. Dennoch läßt sich erkennen, daß bei der subjektiven Bewertung der Rauigkeitslängen eine nicht unerhebliche prozentuale Abweichung im prognostizierten Energieertrag auftreten kann. Der entscheidende Einfluß der Oberflächenrauigkeiten auf die Prognose wird bis zu einer Distanz von 2 km um den Standort geprägt. Es empfiehlt sich daher grundsätzlich eine Standortbesichtigung durchzuführen, um eine fundierte Beurteilung der Rauigkeitsstrukturen durchführen zu können [1].

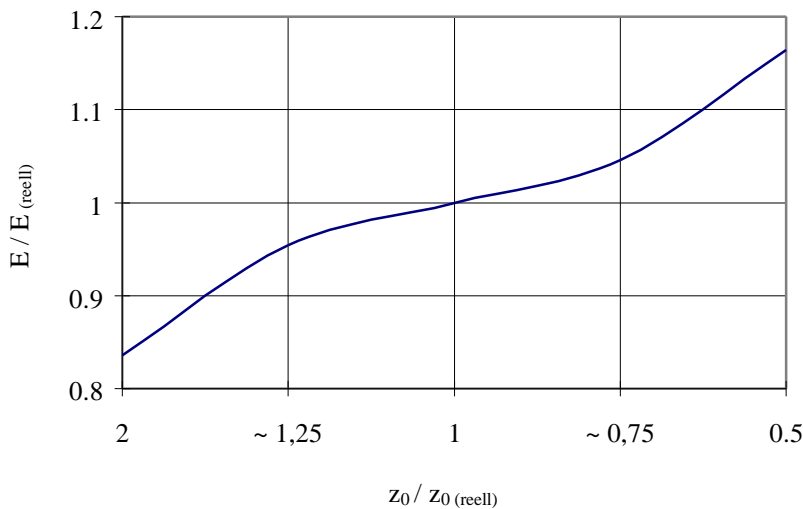


Abb. 2: Normiertes Diagramm der Ertragsabweichungen bei Änderung der Rauigkeitslängen [1].
 Fig. 2: Normalised diagram of deviations when roughness length is changed [1].

d) Rauigkeits sprünge

Die Entfernungen der Rauigkeiten vom Standort wurden um 5 % verkürzt bzw. verlängert. Daraus ergab sich eine resultierende mittlere Abweichung von 0,3 % auf den prognostizierten Energieertrag bei einer Standardabweichung von 0,2 %. Eine Kartierung der Rauigkeitselemente wird üblicherweise bis zu 10 km um den Standort vorgenommen. Bei vergleichbaren Untersuchungen zeigte sich, daß eine mittlere Abweichung von etwa 0,2 % im Energieertrag auftreten kann, sofern Kartierungen von bis zu 15-20 km vorgenommen werden [1].

4. Die statistische Güte der Standortgutachten

In Tabelle 1 sind statistische Ergebnisse der Untersuchung, unterteilt nach den jeweils verwendeten Basisstationen, zusammengefaßt.

Basisstation ²	Anzahl der Standorte	Gesamtbetriebsjahre	Prognose relativ zum Ertrag [%]	Standardabweichung [%]
Eelde	25	47	101.3	8.3
Bremen	11	18	109.0	19.7
Hamburg	12	18	81.7	18.2

Tab. 1: Statistik der Prognosen in Abhängigkeit von der Basisstation.
 Tab. 1: Statistics of the predictions in respect to the applied meteorological data.

Als Gesamtbeurteilung der Ergebnisse der Jahre 1993 und 1994 wurde ein Mittelwert der prognostizierten Energieerträge von 101,9 % bezogen auf die tatsächlichen Erträge bei einer Standardabweichung von 16,9 % erzielt. Im Mittel lagen die Standortprognosen sehr dicht an den tatsächlichen Betriebsergebnissen, wobei eine Tendenz zu leicht optimistischen Vorhersagen bestand. Bedenkt man, daß bei den Standorten, für die Daten aus dem WMEP verwendet wurden, Hindernisse unberücksichtigt blieben, so hätte der Mittelwert den Idealwert von 100 % erreichen oder sogar unterschreiten können. Besonders bei den Standorten, bei denen mit den Basisstationen Bremen und Hamburg gerechnet wurde, waren die Prognoseergebnisse im Vergleich zu solchen mit der Basisstation Eelde mit Unsicherheiten behaftet [1].

5. Ergebnis

² Basisstationen, mit denen weniger als 10 Standorte gerechnet wurden, sind nicht aufgeführt.

Insgesamt muß festgestellt werden, daß die untersuchten Standortgutachten im Rahmen der durch das Programm WASP bereits vorgegebenen Fehlerquote von 10-15 % im Energieertrag liegen und von daher als zufriedenstellend angesehen werden können. Als besonders brisante Fehlerquellen bei der Standortprognose haben sich die Wahl der Basisstation, sowie die Leistungskurve erwiesen. In dem Zusammenhang muß empfohlen werden, für Energieertragsprognosen unbedingt auf von neutralen Institutionen vermessene Leistungskurven zurückzugreifen. Zukünftige Aktivitäten zur Verifikation von WASP sollten sich auf die Abhängigkeit der Prognosefehler von der Geländestruktur, die Entwicklung von Verfahren zur Auswahl und Generation von Basisstationen sowie auf die Überprüfung digitalisierter Karten für die Rauigkeit und Orografie konzentrieren.

6. Literatur

- [1] Janssen, U.: Analyse prognostizierter und gemessener Standortdaten für Windkraftanlagen. Diplomarbeit an der Fachhochschule Wilhelmshaven in Zusammenarbeit mit dem Deutschen Windenergie-Institut, 1995, öffentlicher Zugang gesperrt
- [2] Troen, I.; Petersen, E. L.: European Wind Atlas. Published for the Commission of the European Communities Directorate-General for Science, Research and Development, Brussels, Belgium. Risoe National Laboratory, Roskilde, Denmark, 1989
- [3] Christoffer, J.; Traub, S.: Bereitstellung spezieller Winddaten als Grundlage zur Bestimmung des Windenergiepotentials an geplanten Konverterstandorten, insbesondere in orographisch gegliedertem Gelände. 2. Deutsche Windenergie-Konferenz 1994, Band 2, S. 223-225.

Impressum:	DEWI-Magazin. Informationen aus Forschung und Praxis der Windenergie, 4. Jahrgang 1995 ISSN 0946-1787
Herausgeber:	Deutsches Windenergie-Institut
Verantwortlich für den Inhalt:	Knud Rehfeldt und Jens Peter Molly
Redaktion:	Knud Rehfeldt, Jens Peter Molly, Holger Söker, Axel Albers, Gerhard Gerdes
Auflage:	3000
Erscheinungsweise:	2 x jährlich
Bezug:	Deutsches Windenergie-Institut, Ebertstraße 96, 26382 Wilhelmshaven Telefon: 04421/4808-0, Telefax: 04421/4808-43
Druck und Gesamtherstellung:	Studio für Entwurf und Offsetdruck GmbH, M. Wieser Freiligrathstraße 16, 26384 Wilhelmshaven
Copyright:	Die Vervielfältigung, der Nachdruck, die Übersetzung oder das sonstige Kopieren von ganzen Artikeln, Textabschnitten oder einzelnen Abbildungen in jeglicher Form wird hiermit untersagt bzw. ist nur mit ausdrücklicher Genehmigung durch das Deutsche Windenergie-Institut erlaubt. Zuwiderhandlungen werden strafrechtlich verfolgt.
Anzeigen:	Es gilt die Anzeigenpreisliste, die beim DEWI erhältlich ist.
Fremdartikel:	Im DEWI-Magazin können auch Institutsfremde Fachartikel veröffentlichten. Die Redaktion behält sich die Auswahl der Artikel und eine Begutachtung durch anerkannte Fachleute vor. Für die Inhalte der Fremdartikel, die nicht unbedingt die Meinung der Redaktion wiedergeben, sind die jeweiligen Autoren verantwortlich.