

## **Windmessungen als Grundlage für die Ertragsprognose von Windkraftprojekten**

Dipl.-Ing. Henning Krebs, Dipl.-Ing. Gerhard Gruber, Ingenieurbüro Jörg Kuntzsch, Dresden

Adresse: Moritzburger Weg 67, 01109 Dresden

### **1. Einleitung - Methoden zur Ertragsprognose**

Windkraftprojekte sind einschneidende Investitionen. Wer den Preis für eine moderne Megawattanlage bezahlt, will sich vorher im klaren darüber sein, welcher mittlere Energieertrag jährlich erwartet werden kann. Wie schwierig diese Vorhersage ist, zeigt sich unter anderem daran, daß sich der „garantierte Ertrag“, bei großen thermischen Solaranlagen z.T. angewendet, auch nach 15 Jahren moderner Windenergienutzung in der Branche noch nicht etablieren konnte. Es wird stets nur ein Jahresmittelwert für den Zeitraum der Anlagenlebensdauer (i. allg. 20 Jahre) unverbindlich prognostiziert. Liegt das nur an der Spezifik des Energieträgers Wind?

Grundsätzlich können zwei Methoden zur Ermittlung einer Ertragsprognose angewendet werden: die direkte *Messung* oder die indirekte *Berechnung*.

Die Windmessung direkt am vorgesehenen Anlagenstandort erscheint auf den ersten Blick am zuverlässigsten, wird doch genau der Wind gemessen, der später die Anlage treiben soll. Die Frage, nach welchem Zeitraum die Messung als repräsentativ betrachtet werden kann, ist aber nicht leicht zu beantworten. Die windschwachen Jahre 1995/96 haben gezeigt, daß ein Meßzeitraum von zwei Jahren zu kurz sein kann, wenn die Ergebnisse nicht durch Kopplung an andere Messungen in das langfristige Wettergeschehen eingeordnet werden. Dazu kommt der Aufwand zur Errichtung und Wartung der Windmeßanlage, der für viele Projekte zu hoch erscheint.

Einfache Strömungsmodelle erfordern einen geringeren Geräte- und Zeitfond. Sorgfältige Auswahl und Bearbeitung der Datenbasis (u.a. digitales Höhenmodell, Angaben zur Bodenrauigkeit, zu benachbarten Strömungshindernissen, Leistungskennlinien,...) vorausgesetzt, wird für die Prognoseergebnisse fast dieselbe Zuverlässigkeit wie für die zugrundeliegenden Langzeitmeßdaten erwartet. Unter diesen Voraussetzungen wird insbesondere das dänische Prognosesystem *WAsP* sehr verbreitet eingesetzt /1/. In den letzten Jahren hat sich gezeigt, daß die Verwendung des Modells, ursprünglich für das dänische Flachland entworfen, in orografisch stark gegliedertem Gelände mit vielen Rauigkeitssprüngen große Umsicht und eine umfangreiche Datenbasis zur Berücksichtigung regionaler Windverteilungen erfordert. Im vergangenen Jahr sind in diesem Zusammenhang mehrere verfeinerte meteorologische Modelle vorgestellt worden, die für derart komplexe Bedingungen bessere Ergebnisse erzielen (z.B. /2/). Allerdings wird dieser Vorteil mit erhöhten Anforderungen an Computerressourcen, Rechenzeit und damit Kosten erkauft.

Welchen Platz haben also Windmessungen in der Vielfalt der Prognosemethoden?

### **2. Windmeßdaten - Erfassung und Auswertung**

#### **2.1. Aufbau von Windmeßsystemen**

Windmeßsysteme zur Erfassung von Windgeschwindigkeit und Windrichtung bestehen aus dem Meßmast, den Meßwertgebern und dem Datenlogger /3/.

Der Meßmast besteht aus miteinander verschraubten Stahlrohrelementen und wird über Abspannseile mit Erdankern gehalten. Er sollte dabei möglichst hoch sein (mind. 30m), da der Einfluß der Orografie und der Oberflächenrauigkeit auf die Windgeschwindigkeit mit der Höhe abnimmt. Eine Blitzschutzeinrichtung ist unerlässlich. Bereits vorhandene Antennenmaste oder andere hohe Bauwerke können bei freier Anströmung durch den Wind ebenfalls kostengünstig als



Meßmast verwendet werden.

Als Meßwertgeber zur Messung der Windgeschwindigkeit werden meist Schalenradanemometer eingesetzt. Da der Ertrag einer Windkraftanlage bekanntlich von der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit abhängt, muß vor der Messung die exakte Kennlinie der Schalenradanemometer im Windkanal ermittelt werden. Dadurch wird eine genaue Energieertragsprognose ermöglicht. Mehrere auf unterschiedlichen Höhen des Meßmastes angebrachte Schalenradanemometer ermöglichen die Berechnung des Höhenexponenten aus der Formel für das vertikale Windprofil. Die Unsicherheit bei der Abschätzung der Rauigkeitslänge wird dadurch vermieden. Die Windfahne zur Erfassung der Windrichtung wird zusammen mit einem Anemometer auf der Spitze des Meßmastes montiert.

Der Datenlogger zeichnet die Werte von Windgeschwindigkeit und Windrichtung gewöhnlich als 10-Minuten-Mittelwerte auf. Das regelmäßige Auslesen der Meßdaten ist nicht nur mit Hilfe eines Laptops möglich, sondern erfolgt in zunehmendem Maße durch Fernabfrage über Funk oder das Telefonnetz vom heimischen PC aus. Zur Stromversorgung können neben der im Logger vorhandenen Batterie Solarmodule verwendet werden (siehe Abb. 2). In Hochregionen erfordert die Beheizung der Meßwertgeber aufgrund der Vereisungsgefahr jedoch einen Netzanschluß.

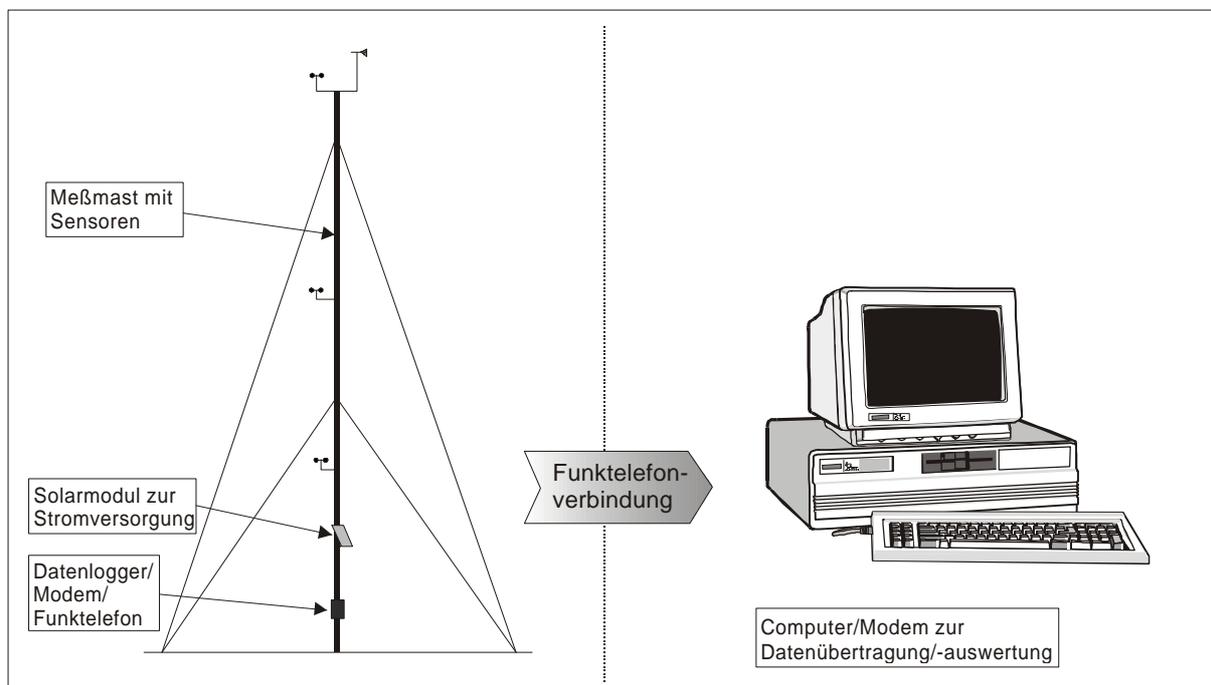


Abb. 2: Aufbau eines Windmeßsystems mit Solarversorgung und Datenfernübertragung

## 2.2. Nutzung der Daten

Kabel können durchscheuern, Windfahnen einfrieren, Sensoren ausfallen. Deshalb sind vor der Auswertung der Meßdaten Plausibilitätstests erforderlich. Angesichts des beträchtlichen Datenvolumens erfolgen diese zusammen mit der komprimierten Archivierung weitgehend automatisiert durch spezielle Software.

Die Datenauswertung ist zunächst eine statistische Aufgabe. Ist der Höhenexponent der Windgeschwindigkeit bestimmt, kann nach Umrechnung auf die Nabenhöhe und Bestimmung relativer Häufigkeiten für Windgeschwindigkeitsklassen mit meist 1 m/s Breite ein fiktiver Ertrag für eine Windkraftanlage berechnet werden. Die Nutzung der Meßanlage als Basisstation für das Windatlasverfahren (WAsP) ist nach zweidimensionaler Klassierung der Daten nach Windrichtung und -geschwindigkeit sowie sorgfältiger Bonitierung der Standortumgebung möglich. Beide Anwendungen erfordern aber eine Meßdauer von mindestens vier Jahren, um repräsentative Werte zu erhalten - eine Frist, die für viele Anwender zu lang ist.

Sie kann umgangen werden, indem man Kurzzeitmeßergebnisse statistisch an die Ergebnisse benachbarter Langzeitmessungen koppelt. Die grundsätzliche Vorgehensweise der sog.

Korrelationsanalysen geht aus Abb. 3 hervor (siehe auch /4/,/5/). Resultat sind neben berechneten Prognosewerten für den Kurzzeitmeßort auch Aussagen über die Zuverlässigkeit dieser Werte.

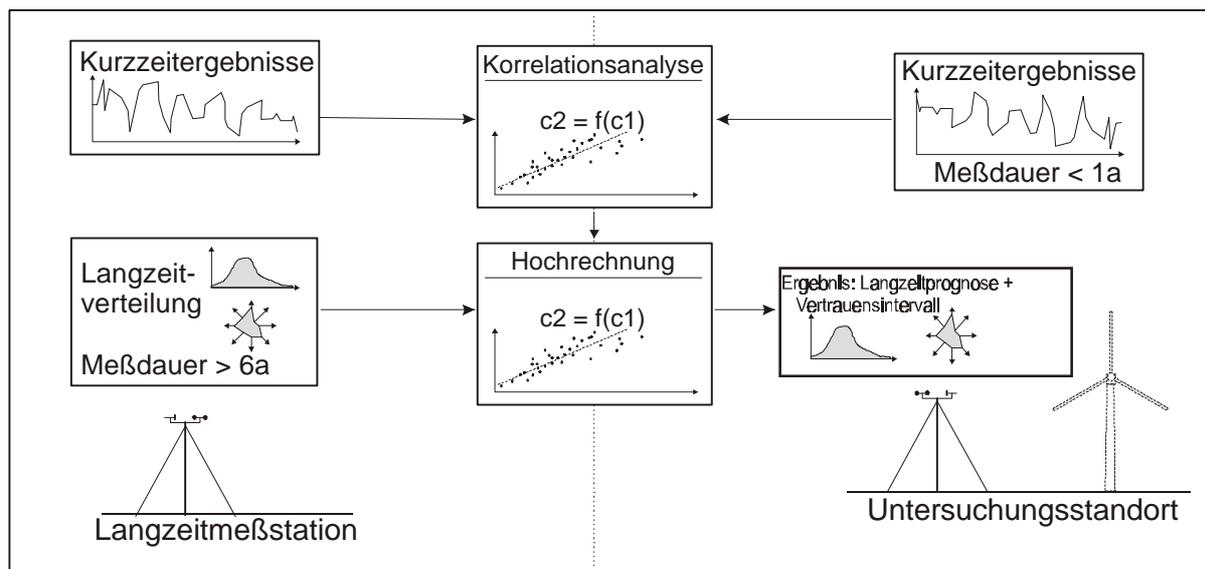


Abb.3: Schrittfolge bei Korrelationsanalysen für Windmeßdaten

### 3. Zusammenfassung und Ausblick

Auch mit der Verfügbarkeit computerimplementierter Strömungsmodelle sind Windmessungen aus der Ertragsprognose für Windkraftprojekte nicht wegzudenken. Die Basisstationen der Windatlasermethode sollten möglichst hochwertige und frei gelegene Windmeßstationen sein; auch die meisten der o.g. verfeinerten meteorologischen Modelle verwenden bodennahe Windmessungen zumindest zur Kalibrierung. Planer und Betreiber sollten angesichts der steigenden Investitionen in Mittelgebirgswindparks überlegen, inwieweit der Aufwand für die Installation einer Windmessung zur Kontrolle der berechneten Ertragswerte gerechtfertigt ist. Mit den beschriebenen statistischen Methoden kann meist eine zuverlässigere Ertragsprognose angegeben werden, als das nach einer einfachen WAsP-Berechnung möglich ist.

Das Windmeßnetz des Ingenieurbüros Kuntzsch wird deshalb auch in Zukunft weiter gepflegt und ausgebaut. Zur Zeit sind Daten aus 20 eigenen hochwertigen Stationen verfügbar. Geplant ist insbesondere der Aufbau weiterer Anlagen in Thüringen, Bayern und Hessen. Neben Ertragsprognosen für geplante Windkraftprojekte sind auch weitere Anwendungen der Meßwerte interessant, z.B. die Ertragsberechnung bei Ausfällen benachbarter Windkraftanlagen (Betriebsausfallversicherung), Vergleichsmessungen für die Analyse und Prognose der Schadstoffausbreitung im mittleren Erzgebirge, wie sie gegenwärtig durch das Sächs. Landesamt für Umwelt und Geologie im Rahmen eines EU-Projektes (INTERREG II / OMKAS) erfolgt, oder Abschattungsuntersuchungen in Windparks, die zur Zeit für das Windfeld Uckermark durchgeführt werden.

### 4. Literatur

- /1/ I. Troen u.a.: European Wind Atlas. - Risø National Laboratory, Roskilde 1989.
- /2/ H.-T. Mengelkamp u.a.: Regionalisierung von Windklima. - in: 3. DEWEK, Tagungsband, Wilhelmshaven 1996.
- /3/ N.G. Mortensen: Wind measurements for wind energy applications - a review. - in: Proceedings of the 16th BWEC, Sterling 1994.
- /4/ H. Kluttig: Kurzzeitmessungen oder Langzeitprognose - was können Korrelationsanalysen leisten? - in: 2. DEWEK, Tagungsband, Wilhelmshaven 1994.
- /5/ A.A. Mortimer: A new correlation/prediction method for potential wind farm sites. - in: Proceedings of the 16th BWEC, Sterling 1994.