



Bundesverband WindEnergie e.V.

Herrenteichsstr. 1

49074 Osnabrück

Tel.: 0541 / 350 60 0

Fax: 0541 / 350 60 30

E-mail: bwe_os@t-online.de

www.wind-energie.de

**Tagungsband
zum
BWE-Windcongress**

**20.03.2000 und 21.03.2000
Tagungs-Centrum Messe (TCM) Hannover**

Geld in den Sand ?

oder

Warum jedes Prozent weniger in der Windgeschwindigkeit den Gewinn um 30 % reduziert und was man dagegen tun kann

Dr. Helmut Klug, DEWI
Deutsches Windenergie-Institut, 26382 Wilhelmshaven,
Tel.: 04421/4808-15; FAX.: 04421/4808-43;
E-mail: h.klug@dewi.de

1. Einleitung

Bei der im Titel genannten Problemstellung handelt es sich um ein stark vereinfachtes Beispiel, bei dem der „Gewinn“ aus einem Windparkprojekt aus 10 % des Energieertrages besteht, unter der Annahme, daß 90% der Einspeisevergütung für die Refinanzierung und die Betriebskosten aufgewandt werden müssen. Liegen die tatsächlichen Windverhältnisse auch nur ein Prozent unter den in der Energieertragsprognose angenommenen Windverhältnissen, d.h. zum Beispiel ein Jahresmittel der Windgeschwindigkeit von 5.43 m/s anstelle von 5.48 m/s, sinken die Energieerträge schon um 3 % (wegen der dritten Potenz bei der Abhängigkeit der Energieerträge von der Windgeschwindigkeit). Das bedeutet jedoch, daß fast ein Drittel des „Gewinnes“ ausbleibt. Liegt die tatsächliche Windgeschwindigkeit mehr als 4% unter der Annahme, d.h. bei 5.26 m/s oder weniger, wird aus dem „Gewinn“ ein Verlustgeschäft.

Auch wenn das Beispiel zunächst als trivial bezeichnet werden kann, macht man sich damit immer wieder die Bedeutung einer genauen Analyse der Windverhältnisse klar. Die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit eines geplanten Windparks erfordert ein sorgfältiges Abwägen der damit verbundenen technischen Risiken. Neben der Analyse der Windverhältnisse am Standort, der „Lebensdauer“ und der Verfügbarkeit der Windenergieanlagen kommt auch der Genauigkeit der für den Anlagentyp zugrundegelegten Leistungskurve eine besondere Bedeutung zu.

2. Windpotentialprognosen

Bei Ertragsprognosen für Windparks lassen sich im Wesentlichen zwei Verfahren unterscheiden;

- a) In einfach strukturiertem Gelände und gemäßigtem Klima kann der zu erwartende Ertrag eines Windparks direkt mit Hilfe meteorologischer Berechnungsverfahren beruhend auf Windmessungen meteorologischer Stationen sowie der anschließenden Windparkberechnung ermittelt werden.
- b) Im Fall eines komplexen Geländes und/oder eines Klimas, für das gängige meteorologische Berechnungsverfahren nur eingeschränkt tauglich sind, muß

eine Kombination aus Windmessungen direkt am Windparkstandort, Korrelation mit Langzeitmessdaten meteorologischer Stationen, meteorologischen Berechnungsverfahren und Windparkberechnung gewählt werden.

3. Windmessungen

Leider werden in keiner Branche so hohe Anforderungen an die Genauigkeit von Windmessungen gestellt wie in der Windenergienutzung [1], [4], da sich nur hier Meßfehler in der Windgeschwindigkeit in hohem Maße direkt auf das finanzielle Risiko auswirken. Für Windpotentialanalysen geeignete meteorologische Meßstationen sind daher rar. Deswegen werden z. B. beim DEWI alle für Windpotentialanalysen verwendeten Meßstationen u. a. durch eine Besichtigung vor Ort auf ihre Tauglichkeit für den Zweck der Energieertragsermittlung beurteilt.

Die standortnahen Windmessungen sollten über einen Zeitraum durchgeführt werden, in dem alle meteorologischen Bedingungen mit einer ausreichenden Datenmenge abgedeckt werden (i. d. Regel 12 Monate). Um jahreszeitliche bzw. jährliche Schwankungen des Windpotentials zu berücksichtigen, müssen die über eine relativ kurze Periode am Windparkstandort aufgenommenen Winddaten mit zeitgleichen Winddaten einer nahegelegenen Langzeitmeßstation korreliert und schließlich entsprechend der Häufigkeitsverteilung der Langzeitmeßstation gewichtet werden (MCP-Verfahren, engl.: Measure, Correlate, Predict) [2].

Die im Windpark gemessenen und auf die Langjahresstatistik bezogenen Winddaten müssen auf die genauen Standorte und Nabenhöhen der Windenergieanlagen umgerechnet werden. Dieser Vorgang wird Micro Siting genannt. Da die Übertragung der gemessenen Winddaten lediglich über Entfernungen im Bereich einiger hundert Meter erfolgt, ist eine weitere erhebliche Verminderung der Unsicherheit gegenüber einer rein rechnerischen Windpotentialanalyse ohne standortnahe Windmessung gegeben.

Was bei einer Windmessung beachtet werden muß, wird in der IEA-Richtlinie "Wind Speed Measurement and Use of Cup Anemometry" im einzelnen sehr genau beschrieben. Die häufigsten Fehler werden bei der Wahl der Anemometer, der Montage der Anemometer, der Kalibration der Anemometer im Windkanal, der Meßhöhe und der Meßdauer gemacht. Die Kalibration der Anemometer sollte auf jeden Fall nach der neuen IEA-Richtlinie erfolgen, nach der bereits alle nach MEASNET [3] akzeptierten Meßinstitute kalibrieren.

4. Energieertragsberechnung und Ertragsgarantien

Nachdem über die Windpotentialanalyse die Windverhältnisse an jedem einzelnen Anlagenstandort innerhalb des Windparks ermittelt wurden, kann mit Hilfe der Leistungskurve des Anlagentyps unter Berücksichtigung der gegenseitigen Abschattung der Anlagen der zu erwartende Energieertrag des Windparks berechnet werden. Die zugrunde gelegte Leistungskurve sollte mindestens nach dem in der Norm IEC 61400-12 festgelegten Standard vermessen sein. Weitere Ansprüche an die Genauigkeit der Vermessung werden im Rahmen einer Vermessung nach MEASNET gestellt. MEASNET [3] ist ein Zusammenschluß Europäischer Meßinstitute, die ihre Meßverfahren aufbauend auf den IEC-Normen

näher spezifiziert haben, um zu genaueren, reproduzierbaren Ergebnissen zu kommen, so daß die Meßergebnisse auf europäischer Ebene gegenseitig anerkannt werden.

Wenn die realen Energieerträge hinter den Erwartungen bzw. Berechnungen zurückliegen, besteht die Schwierigkeit darin, festzustellen, ob es am Windpotential oder an den Anlagen liegt. Letzteres läßt sich nur durch eine Nachvermessung der Leistungskurve feststellen. Diese Nachmessung kann je nach Nabenhöhe mit erheblichen Kosten verbunden sein. Deshalb sollte schon im Kaufvertrag klar formuliert sein, wie die Gewährleistung bezüglich der Leistungskurve geregelt ist [5].

Welche Art der Verifizierung von Energieerträgen und welche Gewährleistungen im Einzelfall zum Tragen kommen ist Sache der Vertragspartner[6]. Die Erfahrungen zeigen, daß das Hinzuziehen eines technischen Beraters schon in einem möglichst frühen Planungsstadium den Vertragspartnern einen Verhandlungsrahmen ermöglichen, in dem sich alle Vertragsparteien über die finanziellen Auswirkungen von technischen Risiken eines Windparkprojektes [7] bewußt sind.

Literatur

- [1] Klug, H.; Albers, A.; Hirsch, C.: How complex can a wind speed measurement be? : Proceedings of the IEA-Expert Group Meeting Power Performance in Complex Terrain, Athens, Dec. 1997.
- [2] Gerdes, Gerhard; Strack, Martin: Long-term Correlation of Wind Measurement Data Correlación a largo plazo de datos de medida de viento, DEWI-Magazin 15, Wilhelmshaven 1999
- [3] Molly, J. P.: MEASNET: Network of European measuring institutes. - DEWI-Magazin (1998) 12, S. 75-79
- [4] Albers, Axel; Klug, Helmut: Windmessung ist nicht gleich Windmessung, Erneuerbare Energien 7(1999) 7, S. 30-31
- [5] Klug, Helmut: Energieertrag garantiert? : Gewährleistungsfragen in Kaufverträgen von Windenergieanlagen. - Erneuerbare Energien (1999) 2, S. 34-35
- [6] Klug, Helmut; Verifizierung von Energieerträgen. Proceedings/Kongreßband Husum Wind 99, 209-216
- [7] Klug, H.; Gerdes, G.; Albers, A: Zuverlässigkeit von Energieertragsprognosen; Marktübersicht Windenergie 2000, 119 – 122, Hrsg. Bundesverband Windenergie e.V. , 2000.