

## Ergebnisse mit WASP in mäßig strukturiertem Gelände

### Results From WASP Calculations in Medium Complex Terrain

Gerhard Gerdes, Bärbel Schwenk, Thomas Pahlke; DEWI

#### Summary

*WASP and the European wind atlas model are widely used for prediction of annual energy yields in Germany, in inland as well as in coastal areas. It is known from a number of publications, that the application of WASP to complex terrain situations can be associated with large errors, while the use in medium complex terrain gives reliable results. In this paper we will show, that this is not true in general. The results of WASP rely very much on an exact description of surface roughness, obstacles and orography but also on reliable meteorological input data. The quality of the meteorological data very much depends on continuous data recording, calibrated and maintained anemometers, but it also depends strongly on the height of the met-mast (typically only 10m) and the influence by roughness and obstacle elements, which may vary during lapse of measurement time (i.e. 10 years). The quality of the data and their suitability usually cannot be examined by the WASP user.*

*To verify the results of the European wind atlas method in moderate complex terrain, WASP was applied to estimate the energy yield of an existing wind farm in southern Brandenburg. The wind farm was chosen because it consists of modern wind turbines (WTGS) with a certified, measured power curve, which is an essential input to reliable energy yield estimations.*

*The energy yield of the wind farm in 1995 and 1996 was compared with the energy yield of a nearby single WTGS, operated over four years, to find out a value of the annual energy yield which is representative for a several years period. The single WTGS was not chosen for direct comparison because of its missing certified power curve. The energy yield in 1995 was chosen to be representative.*

*The example calculation was performed with data from different meteorological sites. The results with data from three nearby stations (distance < 45km) were extremely bad, ranging from 42 to 48 % deviation from the real energy yield. The farther met-station Leipzig gave better results, even though the surrounding topography is not so much related to the wind farm area as the one of the three nearby met-stations. The atlas data for Leipzig were taken from DWD (German Meteorological Service) and for comparison from own generated data. The own atlas data were generated conservatively giving a slightly better result. But it should be noted, that this result could be random and that the Leipzig station should not be taken generally in this area.*

*The application of WASP to moderate complex inland areas is difficult and should only be done, if a verification with energy yield data from existing WTGS is possible.*

#### 1. Einleitung

Für die Ermittlung der mittleren Jahresenergieerträge wird im Allgemeinen das weitverbreitete Winddatenanalyseprogramm WASP [1] herangezogen, das auf der sogenannten europäischen Windatlas-methode beruht. Dieses Verfahren wiederum basiert auf der vom dänischen Risø National Laboratory für Dänemark entwickelten dänischen Windatlas-methode und wurde mit Förderung der Europäischen Union zum europäischen Modell erweitert. Die Eignung im nordwest-europäischen Küstenbereich wird dem Modell allgemein zuerkannt, wenngleich selbst für dänische Gebiete eine Korrektur der Ergebnisse erforderlich ist (siehe [2]).

Die Genauigkeit der Berechnung mit dem europäischen Windatlas-Verfahren hängt wesentlich von der exakten Beschreibung der direkten Einflüsse wie Rauigkeit der Umgebung, Orographie und Hindernisse ab. Mit zunehmender Nabenhöhe der Windenergieanlagen (WEA) nimmt allerdings der Einfluß dieser Parameter deutlich ab. Der zweite, wesentliche Faktor bei der Bestimmung der Windgeschwindigkeit ist die Qualität der verwendeten meteorologischen Basisdaten. Einfluß auf die Qualität der Daten haben neben der Kontinuität der Datenaufzeichnung, Wartung und Kalibration der Anemometer vor allem die Höhe des Meßmastes und Abschattungen durch Hindernisse.

Die zumeist verwendeten Daten des Deutschen Wetterdienstes haben in der Regel eine Meßhöhe von 10 m. In dieser Höhe sind die Anemometer noch wesentlich durch Hindernisse wie Bäume, Büsche und eventuell Häuser beeinflusst. Das Europäische Windatlas-Verfahren berücksichtigt dies zwar bei der Berechnung der Atlasdaten, auch hier werden Rauigkeit, Orographie und Hindernisse herangezogen, jedoch ist aufgrund der geringen Höhe der Anemometer eine große Beeinflussung durch diese

Parameter zu erwarten und es ist davon auszugehen, daß das Atlasverfahren in der geringen Höhe auch mit größeren Fehlern arbeitet. Hinzu kommt, daß als Eingangsdaten für die Atlasberechnung langjährige Daten verlangt werden, in der Regel etwa 6 - 10 Jahre. Es ist damit zu rechnen, daß sich die Umgebung innerhalb dieses Zeitraums, gerade bei einer Meßhöhe von nur 10 m, verändert, indem Bäume und Büsche wachsen oder entfernt werden, desgleichen können Gebäude aufgebaut, verändert oder abgerissen werden. Informationen über derartige Änderungen sind den meteorologischen Daten nicht zu entnehmen, so daß der Benutzer in der Regel die Qualität und die Eignung der Daten für seine Zwecke nicht überprüfen kann.

Wie bereits oben erwähnt, wurden das dänische und europäische Windatlas-Verfahren zunächst für flache, wenig komplexe Küstenlandstriche entwickelt. Für komplexes Gelände ist das Verfahren entsprechend wenig geeignet (siehe [3]). Die Verwendbarkeit in mäßig strukturiertem Gelände, das in Deutschland oft anzutreffen ist, wurde bislang als gut angenommen. Entsprechend weit verbreitet ist es, in diesen Gebieten Standortanalysen mit dem europäischen Windatlas-Verfahren durchzuführen. Das dies nicht unproblematisch ist, zeigt die folgende Berechnung, die in einem mäßig strukturierten Gebiet im südlichen Brandenburg anhand der Ertragsberechnung für einen bereits existierenden Windpark durchgeführt wurde.

## 2. Verifizierung von prognostizierten Daten

Ergebnisse von Standortanalysen sollten grundsätzlich verifiziert werden. Voraussetzung ist jedoch, daß entweder Windgeschwindigkeitsmessungen oder Jahresenergieerträge von WEA in der Nähe des Standortes bekannt sind. Gemessene langjährige Windgeschwindigkeitsdaten sind in der Regel nicht vorhanden, Jahresenergieertragsdaten hingegen sind schon eher zu erwarten, wenngleich gerade in schwierigen Bereichen mit nur leicht komplexem oder komplexem Gelände oftmals noch keine WEA über einen längeren Zeitraum betrieben wurden. Jahresenergieertragsdaten haben den Vorteil, daß zum einen die Verfügbarkeit der Anlage im Meßzeitraum bekannt ist und zum anderen der Betreiber sehr viel Wert darauf legt, die WEA ohne lange Ausfallzeiten zu betreiben.

Sind die Jahresenergieerträge einer zum Analysestandort benachbarten WEA bekannt, so sind zwei Kriterien für die Beurteilung von WASP-Ergebnissen von entscheidender Bedeutung. Zum einen muß die für eine Verifizierung herangezogene Anlage über eine verlässliche, nach gültigen Richtlinien (IEA, IEC, Länderrichtlinie) vermessene Kennlinie verfügen, zum anderen muß der Vergleich mit Energieerträgen aus langjährigen Zeiträumen möglich sein.

Gerade an Standorten im Binnenland, an denen die Verifizierung von WASP-Ergebnissen von besonderem Interesse ist, werden WEA, die über eine verlässliche, vermessene Leistungskennlinie verfügen, erst seit kurzer Zeit betrieben. Eine exakte Leistungskennlinie ist aber grundsätzlich für eine genaue Energieertragsprognose erforderlich. Somit beschränkt sich die Auswahl der verfügbaren Daten zu meist auf Anlagen der mittleren Größe ( $\geq 250$  kW).

Energieerträge, die für mehrere (4-6) Jahre vorliegen, stammen im Binnenland in der Regel von WEA im Bereich um 50 kW mit Nabenhöhen von ca. 30 m. WEA mit größeren Nabenhöhen, von 50 m an aufwärts, sind für die Prognoseverifizierung von größerem Interesse, da ihre Jahresenergieerträge wesentlich weniger von örtlichen, richtungsabhängigen Einflüssen abhängig sind. Diese Anlagen werden aber im Binnenland erst seit wenigen Jahren betrieben, so daß Jahresenergieerträge in der Regel nur für ein oder zwei vollständige Jahre vorhanden sind. Die aktuellen vermessenen Leistungskennlinien dieser WEA machen diese Jahresenergieerträge sehr gut zur Verifizierung verwendbar, aufgrund des kurzen Betriebszeitraums sind die Daten jedoch schwer mit den langzeiträumlichen Prognoseergebnissen zu vergleichen.

Für die exemplarische Verifizierung einer WASP-Berechnung wurde im vorliegenden Fall auf den Jahresenergieertrag eines Windparks mit modernen 500 kW-WEA, Nabenhöhe 50 m, mit aktuellen Leistungskennlinien zurückgegriffen, die für die Jahre 1995 und 1996 zur Verfügung stehen. Um die Übertragbarkeit dieser Daten auf einen mehrjährigen Zeitraum zu prüfen, wurden die Betriebsergebnisse einer seit 1992 betriebenen, benachbarten 80 kW-WEA zum Vergleich herangezogen, die hingegen nicht über eine vermessene Leistungskennlinie verfügt.

Beim Vergleich von Energieertragsdaten verschiedener WEA muß beachtet werden, daß mit der Himmelsrichtung stark variierende Oberflächenrauigkeiten und Hindernisse im Zusammenhang mit schwankenden jährlichen Windrichtungsverteilungen unterschiedliche, langzeitliche Schwankungen

hervorrufen, wie das Beispiel in Abbildung 1 zeigt. Verglichen wurden Jahresenergieerträge von WEA mit einer Nabenhöhe zwischen 30 und 35 m. Nr. 1, 2 und 3 sind WEA mit 300 kW Nennleistung, Nr. 4 mit 80 kW. Nabenhöhen und Zeitraum der Energieertragsdaten wurden entsprechend der vorliegenden Daten der 80 kW-WEA gewählt.

WEA Nr. 1 stellt den Ertrag einer WEA berechnet mit den Windgeschwindigkeitsdaten des 130 m Meßmastes des DEWI dar; die Jahresenergieerträge Nr. 2 stammen von einem Windpark an der Nordseeküste. Beide Standorte liegen in nach allen Richtungen offenem Gelände. WEA Nr. 3 liegt in einem weitgehend, nach Norden und Südwesten jedoch eingeschränkt offenem Gelände in Nordrhein-Westfalen. WEA Nr. 4 liegt in nach Westen offenem und nach Osten mit Hindernissen bebautem Gelände in Sachsen-Anhalt. Aufgrund der starken östlichen Winde im Jahr 1996 (siehe [4]), weicht die WEA Nr. 4 in diesem Jahr am stärksten vom allgemeinen Trend ab.

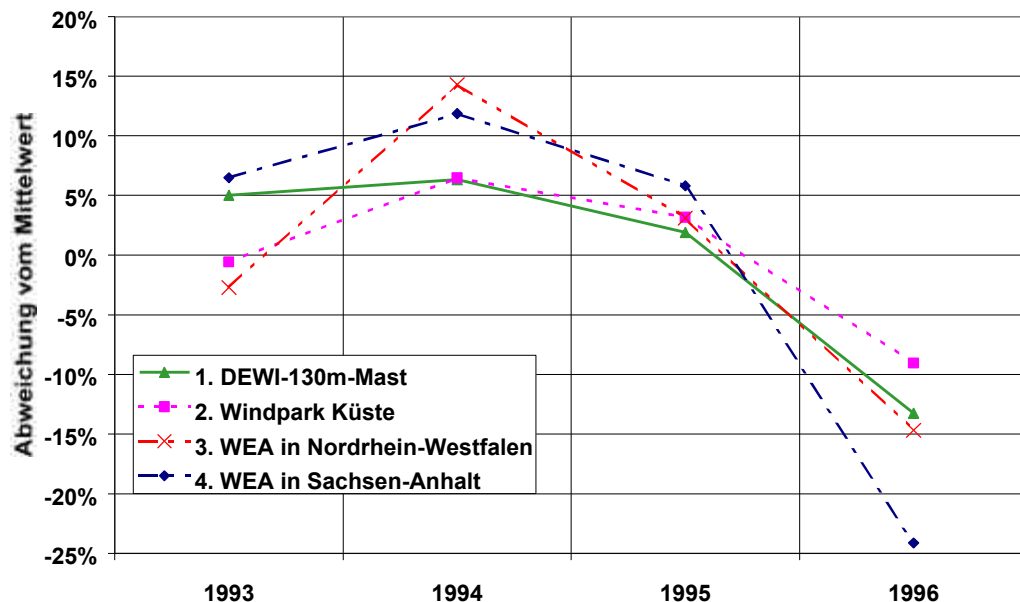


Abb. 1: Vergleich der Jahresenergieerträge mehrerer WEA an unterschiedlichen Standorten. Die Jahresenergieerträge wurden auf den mehrjährigen Mittelwert bezogen.

Fig. 1: Comparison of annual energy yields of wind turbines (WTGS), hub height 30-35 m, at different sites. The annual energy yields are related to the long term average value. WTGS 1 to 3 are located in open terrain, WTGS 4 in a terrain with open appearance to the westerly and closed to easterly directions. In 1996 the main wind direction was east, see [4].

Für die Verifizierung wurden die Energieerträge des Windparks aus dem Jahr 1995 herangezogen, da dieses Jahr für die Windenergienutzung auch an diesem Standort als typisches Windjahr angenommen werden kann (vergl. auch Abb. 1). Der Energieertrag des Jahres 1996 wird nicht verwendet, da dieses Jahr aufgrund der ungewöhnlichen Windrichtungs- und Windgeschwindigkeitsverteilung als sehr untypisches Jahr bezeichnet werden kann. Auch im Küstenbereich gilt für Gebiete mit relativ freier Anströmung das Jahr 1995, im Vergleich zum Mittelwert der Energieerträge längerer Zeiträume (6 Jahre), als repräsentatives Windjahr. Daher wird diese Tatsache auch für den untersuchten Standort angenommen, d.h. die vorgelegten Energieerträge für das Jahr 1995 werden als repräsentativ für mehrere Jahre angesehen.

### 3. Verifizierung der prognostizierten Daten

Bei der im folgenden aufgeführten exemplarischen Berechnung handelt es sich um eine Ertragsberechnung für einen bereits existierenden Windpark im mäßig gegliederten Gelände im südlichen Brandenburg. Zusätzlich zur WASP-Berechnung wurde der Windparkenergieertrag mit dem PARK-Verfahren (Risø) ermittelt. Der Windparkstandort ist auf einer leichten Anhöhe gelegen und nach allen Seiten relativ frei.

Als meteorologische Eingangsdaten für die Standortanalyse wurden die Messungen der DWD Meßstationen Leipzig (Zeitraum: 1976-1988), Baruth (1993-1995), Wittenberg (1981-1990) und Wiesen-

burg (1987-1995) herangezogen. Bis auf die Station Leipzig befinden sich alle Stationen in einer Entfernung von weniger als 50 km zum Windpark in einem landschaftlich sehr verwandten Gelände. Die Station Leipzig (Flughafen) liegt in einer Entfernung von ca. 100 km vom Windpark in einem zum Windparkstandort topographisch sehr verschiedenem Gelände. Die Stationen Baruth, Wittenberg und Wiesenburg wurden besichtigt und Atlasdaten erzeugt; für die Station Leipzig wurde sowohl die vom DWD erstellten Atlasdaten verwendet als auch eigene erzeugt.

Die Ergebnisse der Berechnung sind in Tabelle 1 dargestellt. Es zeigte sich, daß mit den Daten der Basisstation Wittenberg der zu erzielende Jahresenergieertrag um 48 % gegenüber dem tatsächlich erzielten Ertrag unterschätzt wird. Die Stationen Baruth und Wiesenburg zeigen nur leicht bessere Ergebnisse. Für die Basisstation Leipzig zeigt sich eine Abweichung der berechneten Jahresenergieerträge von 21% bei Verwendung der vom DWD erstellten Atlasdaten. Zum Vergleich wurden eigene Atlasdaten mit einer konservativen Rauigkeitsbewertung erstellt, das Ergebnis zeigt ein leicht verbessertes Ergebnis mit 14 % Abweichung. Für die Windprognose wäre ohne Vergleich der theoretischen Ergebnisse mit den tatsächlich erzielten Jahresenergieerträgen die drei nächstgelegenen, topographisch ähnlichen Stationen gewählt worden, die darüber hinaus noch sehr ähnliche Ergebnisse erbringen. Die Station Leipzig wäre aufgrund der großen Entfernung und des größeren topographischen Unterschieds nicht als Atlasstation gewählt worden. Allerdings können die relativ guten Ergebnisse mit dieser Station zufälliger Natur sein, so daß eine generelle Anwendung dieser Daten im Untersuchungsgebiet nicht anzuraten ist.

Meteorologische Meßstation	Baruth (1993-1995)	Wittenberg (1981-1990)	Wiesenburg (1987-1995)	Leipzig (1976-1988)	Leipzig (1976-1988)
Atlasdaten	DEWI	DEWI	DEWI	DWD	DEWI
Entfernung zum Windpark	< 45 km			ca. 90km	
Ermittelte Jahresenergieerträge* [kWh]	512'620	476'298	534'672	722'095	782'420
Tatsächliche Jahresenergieerträge* [kWh] (1995)	914'491				
Prozentuale Abweichung bezogen auf den tatsächlichen Energieertrag	- 44 %	- 48 %	- 42 %	- 21 %	- 14 %

\* WEA-Typ: Nennleistung 500 kW, Nabenhöhe 50 m

Tab. 1: Verifizierung der WASP-Berechnung mit Daten verschiedener Basisstationen anhand des erzielten Energieertrags eines Windparks für das Jahr 1995.

Tab. 1: Verification of a WASP calculation with data from different meteorological stations by comparison with energy yield from the 1995 of a close-by wind farm. The deviation of theoretical from real energy yield is given in %.

Am Vergleich der drei Stationen Baruth, Wittenberg und Wiesenburg wird ebenfalls deutlich, daß der Einfluß der unterschiedlichen Meßzeiträume in diesem Fall nicht den entscheidenden Einfluß auf die Ergebnisse hat. Die Energieerträge im Zeitraum 1993-95, der dem Meßzeitraum der Station Baruth entspricht, liegen leicht über denen im Jahr 1995 (siehe Abb. 1), so daß die prognostizierten Erträge unter Verwendung dieser Station eher höher als die tatsächlichen Energieerträge ausfallen.

#### 4. Zusammenfassung

Die Verwendung des Jahres 1995 als typisches Windjahr für die Jahre seit 1990 scheint auch im Binnenland annehmbar zu sein, wengleich Abweichungen im Bereich bis 5 % vom 100%-Wert im Ener-

gieertrag des Jahres 1995 für WEA im offenen Gelände mit Nabenhöhen nicht unter 30 m zu erwarten sind. Für die vorliegende exemplarische Verifizierung von WASP wurde daher der Energieertrag eines Windparks für das Jahr 1995 verwendet.

Die Ergebnisse der Verifizierung legen nahe, daß die europäische Windatlas­methode bereits im mäßig komplexen Gelände zu erheblichen Abweichungen der prognostizierten Daten im Vergleich zu real erzielten Jahresenergieerträgen führen kann. Eine Ursache liegt sicherlich in der europäischen Windatlas­methode im Bereich der Modellierung der Über- und Umströmung gemäßigter und komplexer orographischer Strukturen. Eine weitere Unsicherheit bei der Ermittlung der Jahresenergieerträge liegt in der begrenzten Genauigkeit der zugrundegelegten gemessenen Windgeschwindigkeitsdaten der meteorologischen Basisstationen. Weder die lückenlose Aufzeichnung der Daten noch eine periodisch wiederholte Kalibration der Anemometer wird von den Wetterdiensten garantiert, etwaige Datenausfälle oder Fehler können vom Anwender der Daten nicht erkannt werden. Weiterhin sind die Anemometer der meteorologischen Basisstationen in der Regel in einer Höhe von 10m installiert, so daß Bodenrauigkeit und umgebende Hindernisse einen erheblichen Einfluß auf die Messung haben, die vom Windatlasverfahren nicht hinreichend bereinigt werden können.

Die Anwendung des europäischen Windatlasverfahrens ist bereits im mäßig gegliederten Gelände problematisch und sollte nur in Zusammenhang mit einer Verifizierung anhand von Meßdaten oder Jahresenergieerträgen durchgeführt werden.

## 5. Literatur

- [1] I. Troen, N.G. Mortensen und E. L. Petersen, *WASP - Wind Atlas Analysis and Application Programme*, Risø National Laboratory, Roskilde, Dänemark.
  - [2] Charting performance production results, *WindStats Newsletter* Vol.5, No.3, Summer 1992.
  - [3] A. Bowen, N. Mortensen, *Exploring the limits of WASP*, EUWEC'96, Göteborg, Schweden.
  - [4] Axel Albers, *Windjahre im Vergleich*, DEWI-Magazin Nr.11, August 1997, Wilhelmshaven.
-