

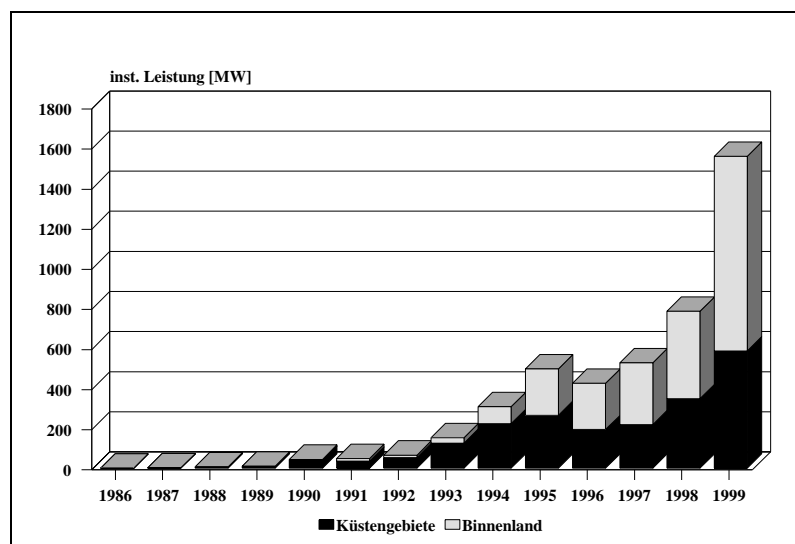
Windverhältnisse und Energieerträge im Binnenland – Windprognose und Fehlerquellen, Windindex

Dr. Norbert Allnoch, Ralf Schlusemann

Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR), Robert-Koch-Str. 26, 48149 Münster

1 Einleitung und Zielsetzung

Obwohl Binnenlandstandorte i.d.R. ein niedrigeres Windpotenzial als Standorte im Küstenbereich aufweisen, zeigt die regionale Verteilung der jährlich neu errichteten Windenergieanlagen (WEA) in Deutschland etwa seit 1994 einen kontinuierlich stärker werdenden Trend zur Errichtung von Anlagen im windschwächeren Binnenland. Seit 1996 ist die Leistung der installierten WEA im Binnenland höher als in den Küstengebieten. Von den insgesamt im Jahr 1999 installierten 1554 MW entfallen bereits rd. 63 % der WEA-Zubauleistung auf das Binnenland (Grafik 1).



Grafik 1: Die jährlich installierte WEA-Leistung in Deutschland

Zurückzuführen ist der Trend zur Verlagerung der Windenergienutzung ins Binnenland einerseits auf eine Verknappung von Standorten im Küstenraum. Gleichzeitig ermöglicht die anhaltende Kostendegression im Zuge des Anlagenupscalings in Verbindung mit der Serienproduktion sowie dem anhaltenden Wettbewerb unter den Herstellern zunehmend die wirtschaftliche Nutzung von WEA auch an Standorten im Binnenland. Flankiert wird diese Entwicklung durch das am 1. April 2000 in Kraft getretene Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Es ist daher zu erwarten, dass sich die Verlagerung der Windenergienutzung ins Binnenland in Zukunft weiter verstärken wird [1].

Wegen des i.d.R. niedrigeren Windpotenziales hat die möglichst realistische Ermittlung der Windverhältnisse als Voraussetzung für eine zuverlässige Energieertragsberechnung insbesondere in Verbindung mit der Errichtung der heutzutage marktgängigen Großanlagen mit hohen Investitionsvolumina im Binnenland für Investoren unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten eine entscheidende Bedeutung. Dabei wirken sich jedoch die vor allem an komplexeren Standorten auftretenden Inhomogenitäten erschwerend auf die Ermittlung des Windpotenzials und die Ertragsprognose aus.

Ziel des vorliegenden Beitrages ist es, ausgehend von den Besonderheiten der binnenländischen Windklimatologie einen Überblick über die Verfahren zur Wind- und Ertragsprognose zu geben und mögliche Fehlerquellen aufzuzeigen.

2 Die Windverhältnisse im Binnenland und Methoden der Prognose

Großräumig betrachtet ist mit zunehmender Entfernung von den Küstengebieten im Binnenland aufgrund des wachsenden Einflusses der Bodenrauigkeit eine Abnahme der Windgeschwindigkeiten zu beobachten. Diese wird z.T. durch eine Zunahme der Windgeschwindigkeit mit wachsender Meeresspiegelhöhe kompensiert. Anders als in den Küstenregionen werden die mesoskaligen Strömungsverhältnisse im Binnenland im bodennahen Windfeld wegen der häufig auf engem Raum wechselnden lokalen Raumausstattung sowie der unterschiedlichen Reliefstrukturen jedoch wesentlich stärker überlagert. Im Vergleich zu den Küstengebieten ergeben sich daher bei Windprognosen an Binnenlandstandorten höhere Anforderungen. Voraussetzung für eine optimale Erschließung der auf kommunaler oder regionalplanerischer Ebene ausgewiesenen Windvorranggebiete ist zunächst die möglichst genaue Erfassung der Windverhältnisse an den potenziellen WEA-Standorten. Auf dieser Grundlage kann dann eine realistische Abschätzung der potenziell zu erwartenden Jahresenergieerträge unter Einbeziehung der WEA-spezifischen Leistungskennlinie vorgenommen werden und eine belastbare Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Vorhabens erfolgen.

2.1 Windpotenzialkarten und Prognosemethoden

2.1.1 Windpotenzialkarten

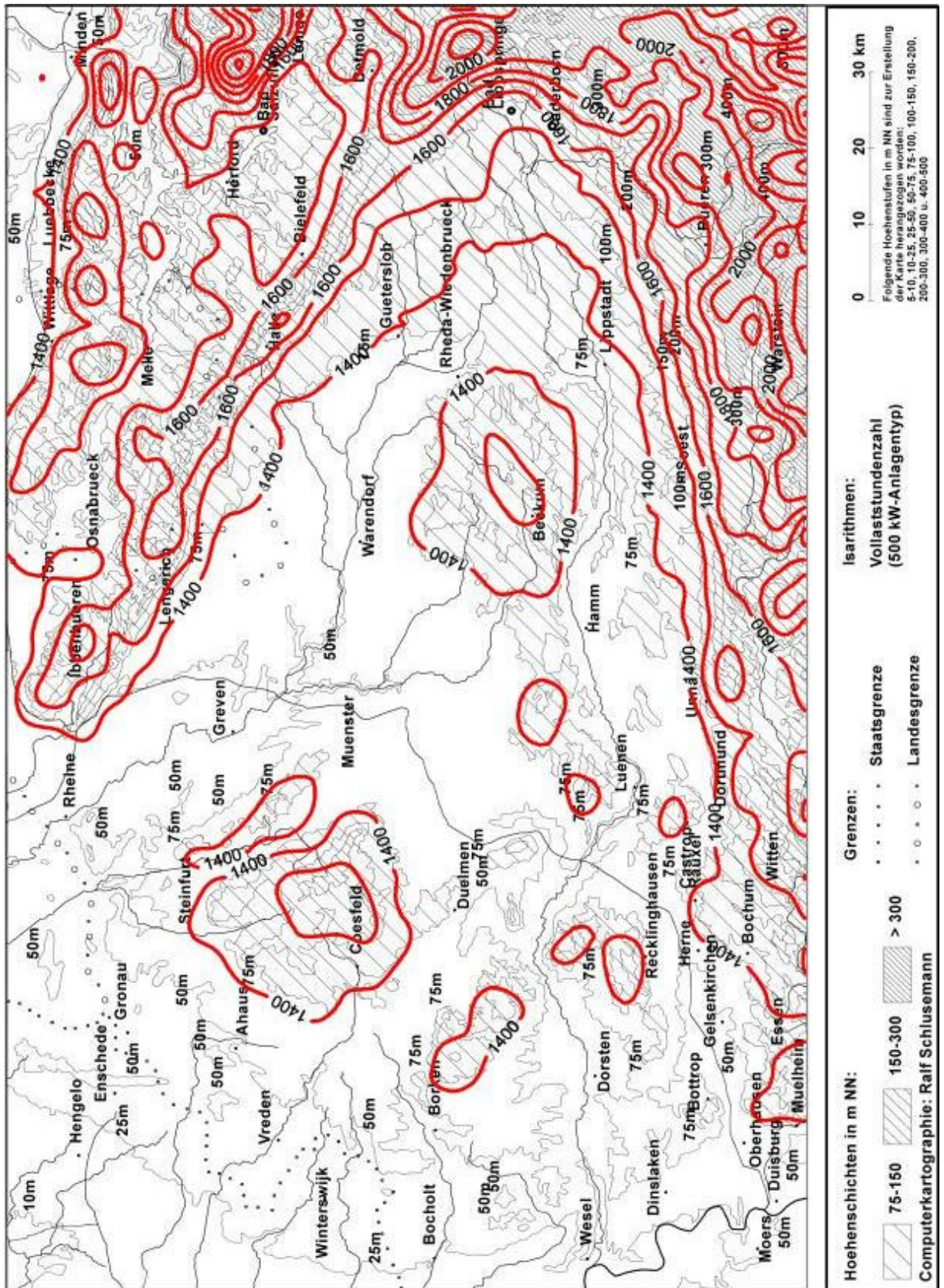
Ein relativ grobes Verfahren zur Windprognose ist die flächenhafte Darstellung der Windverhältnisse in Windpotenzialkarten. Da die kleinräumigen Potenzialänderungen innerhalb eines Landschaftsraumes wie dem Binnenland nur unzureichend darstellbar sind, eignen sich Windkarten lediglich für eine erste Orientierung über das zu erwartende Windpotenzial. Häufig werden in Windkarten Parameter wie die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit, die Weibullparameter, die Vollastbenutzungsstundenzahl oder der Jahresertrag in Quadratmeter Rotorkreisfläche in Form von Isolinien dargestellt.

Vom IWR wurde für die Westfälische Bucht und ihre Randbereiche beispielsweise eine Windkarte mit der Größenordnung möglicher Vollastbenutzungsstundenzahlen von Windenergieanlagen der 500 kW-Klasse angefertigt [2]. Der Karte liegt ein Raster von 3,33 km Maschenweite zugrunde (Grafik 2). Das Spektrum der Vollastbenutzungsstundenzahlen reicht von ca. 1.400 Stunden im Zentralbereich der Westfälischen Bucht bis auf über 2.200 Stunden in den Höhenlagen der Mittelgebirgsregionen. Für eine 500 kW-Anlage im Raum Borken wäre demnach als erste Näherung bei 1.400 Vollastbenutzungsstunden im Langjahresmittel rein rechnerisch ein Energieertrag von etwa 700.000 kWh ($1.400 \text{ h} * 500 \text{ kW}$) zugrunde zu legen. Demgegenüber könnte man an einem Standort im Raum Büren bei 2.200 Vollastbenutzungsstunden einen Energieertrag von 1.100.000 kWh erwarten. Diese Energieerträge sind jedoch lediglich als Größenordnung für eine erste Beurteilung des Windpotenzials in dem jeweiligen Kartenausschnitt anzusehen. Im Einzelfall können die tatsächlichen Energieerträge je nach Qualität des Windjahres sowie der lokalen Raumausstattung an dem betrachteten Standort mehr oder weniger stark von den Orientierungswerten abweichen.

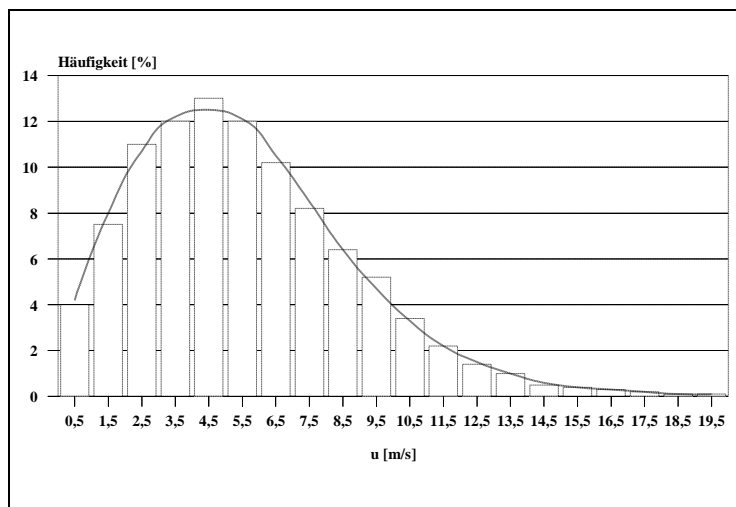
2.1.2 Verfahren zur Bestimmung des lokalen Windpotenzials

Häufig wird als Kriterium zur Beurteilung von WEA-Standorten die durchschnittliche Jahreswindgeschwindigkeit herangezogen. Da diese jedoch mit der 3. Potenz in die Leistung eingeht, bietet allein der Jahresmittelwert keine ausreichende Grundlage zur Abschätzung der zu erwartenden Erträge an dem Standort. Darüber hinaus werden Angaben über die Häufigkeitsverteilung des Windgeschwindigkeitsspektrums benötigt.

Die Ermittlung der Häufigkeitsverteilung kann beispielsweise durch eine kontinuierliche Aufzeichnung der Daten im Rahmen einer mehrmonatigen, lückenlosen Windmessung (empfohlen werden i.d.R. 12 Monate) erfolgen. Aus der Messung lassen sich die prozentualen Anteile der einzelnen Windgeschwindigkeitsklassen für den Messzeitraum ableiten. Aus Gründen der Vergleichbarkeit und zur Berechnung der standortspezifischen Energieerträge unter Einbeziehung der WEA-Leistungskennlinie werden Häufigkeitsverteilungen oft mit Hilfe der Weibullfunktion approximiert (Grafik 3). Weibullverteilungen lassen sich durch die Angabe eines shape- und eines scale-Parameters eindeutig charakterisieren. Da der scale-Parameter und die mittlere Windgeschwindigkeit eines Standortes in enger Beziehung zueinander stehen, weist er an Küstenstandorten i.d.R. höhere Werte auf als an Binnenlandstandorten.



Grafik 2: Größenordnung möglicher Vollastbenutzungsstunden von WEA der 500 kW-Klasse mit Nabenhöhen von 50 m ü. Gr. für die Westfälische Bucht und ihre Randbereiche [2]



Graphik 3: Statistische Verteilung der Windgeschwindigkeit und Approximation mittels einer Weibullfunktion

Zur Ermittlung der Windverhältnisse an einem Einzelstandort werden in der Praxis im Wesentlichen zwei Verfahren eingesetzt:

- **Windmessungen vor Ort**
- **EDV-gestützte Windpotenzialbestimmung nach dem Europäischen Windatlasverfahren**

Windmessungen vor Ort

Die Bestimmung der Windverhältnisse an einem potenziellen WEA-Standort durch standortnahe Windmessungen bietet – fehlerfrei durchgeführt – gegenüber den rein rechnerischen EDV-gestützten Analyseverfahren vor allem an komplexer strukturierten Standorten, wie sie im Binnenland häufig auftreten, eine wesentlich höhere Genauigkeit. Allerdings ist dieses Verfahren wegen des höheren Messaufwandes und des i.d.R. mehrmonatigen Messzeitraumes zeit- und kostenintensiver. Im Idealfall werden Windmessungen in Nabenhöhe der zu errichtenden Anlagen durchgeführt. Unter anderem aus Kostengründen ist es jedoch üblich, nicht in der tatsächlichen Nabenhöhe zu messen, sondern eine niedrigere Höhe zu wählen.

Um das vertikale Windprofil an dem Standort zu ermitteln und auf die spätere Nabenhöhe zu extrapolieren, ist es sinnvoll, in zwei Höhen zu messen. Erfahrungen aus der Praxis haben gezeigt, dass es in einfach strukturiertem Gelände mit geringem Hinderniseinfluss ausreichend sein kann, Messungen in 10 m und 30 m über Grund vorzunehmen. In komplexerem Gelände sind größere Messhöhen anzusetzen. Je nach Standortverhältnissen werden hier Messhöhen bis 50 m oder höher erforderlich.

In den Messhöhen wird die Windgeschwindigkeit in festgelegten Zeitintervallen (z.B. 1 Minute) erfasst. Daraus werden Mittelwerte (i.d.R. 10-Minuten-Mittelwerte) berechnet und in einem Datenlogger abgespeichert. Zusätzlich werden Informationen über die Windrichtungsverteilung aufgezeichnet. Falls keine größeren Messausfälle auftreten, ist nach Beendigung der Messung auf der Grundlage der erfassten Daten eine relativ genaue Beschreibung der standortspezifischen Windverhältnisse möglich.

Da die Windverhältnisse und die Energieerträge je nach Windjahr erhebliche Schwankungsbreiten aufweisen können, gibt eine Messung lediglich die Windverhältnisse während des Messzeitraumes wieder, lässt aber noch keine Rückschlüsse auf die Verhältnisse im langjährigen Mittel zu. Daher ist es erforderlich, die prognostizierten Windwerte und Energieerträge auf die im Langjahresmittel zu erwartenden Werte zu korrigieren [3].

EDV-gestützte Windpotenzialbestimmung nach dem Europäischen Windatlasverfahren

Alternativen zur Durchführung von Messungen bieten EDV-gestützte Verfahren zur Standortbeurteilung. Als Standardmethode wird dabei in der Praxis das Verfahren nach dem Europäischen Windatlas mit dem Wind Atlas Analysis and Application Programme (WASP) eingesetzt. Im Vergleich zu Windmessungen besteht ein

wesentlicher Vorteil dieses Verfahrens in dem deutlich geringeren Kosten- und Zeitaufwand. WASP dient der horizontalen und vertikalen Extrapolation von Windmessdaten und der Berechnung von Energieerträgen an potenziellen WEA-Standorten. Als Basisdaten werden die langjährigen Windmessungsdaten meteorologischer Messstationen herangezogen, die rechnerisch von den das Windfeld beeinflussenden Faktoren bereinigt wurden und daher als repräsentativ für einen größeren Umkreis gelten können. Der langjährige Einsatz von WASP hat gezeigt, dass mit dem Programm bei Potenzialabschätzungen im Küstenbereich relativ gute Ergebnisse erzielt werden können. Vergleiche mit realen Ertragsdaten zeigen jedoch, dass es bei der Anwendung von WASP in komplexerem Gelände zu erheblichen Abweichungen von den prognostizierten Werten kommen kann [4].

2.1.3 Weitere Ansätze zur Bestimmung des Windpotenzials in komplexem Gelände

Vor dem Hintergrund der Schwierigkeiten, die sich bei den Prognoserechnungen mit WASP an Binnenlandstandorten ergeben können, wird vermehrt der Einsatz von numerischen Strömungsmodellen diskutiert und geprüft. Der Einsatz numerischer Strömungsmodelle ist allerdings mit zunehmender Komplexität der Verfahren auch mit einem höheren Rechenaufwand verbunden. Daher sind die Erfahrungen insbesondere im Hinblick auf die Verwendung von dreidimensionalen, nicht-hydrostatischen Strömungsmodellen, die ursprünglich überwiegend für die Berechnung von Schadstoffausbreitungen konzipiert wurden, zur Windpotenzialbestimmung bislang eher gering.

Zu den im Rahmen der Windprognostik getesteten bzw. eingesetzten Modellen gehören z.B. in der Kategorie der massenkonsistenten Verfahren das numerische Strömungsmodell AIOLOS [5] sowie das ebenfalls auf einem massenkonsistenten Strömungsmodell basierende Programmsystem WIEN [6]. An der Universität Oldenburg wird ferner der Einsatz des nicht-hydrostatischen Strömungsmodells GESIMA [7] zur Windpotenzialbestimmung in komplexem Gelände erforscht. Vom Deutschen Wetterdienst wurde im Rahmen eines vom Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie geförderten Forschungsvorhabens das PC-gestützte Applikationsprogramm APPLP entwickelt [8].

3 Fehlerquellen bei der Wind- und Ertragsprognose

Windmessungen

Windmessungen haben sich gerade an komplexeren Standorten des Binnenlandes als zuverlässigstes Verfahren zur Standortevaluierung erwiesen. Gleichwohl sind zur Ermittlung belastbarer Messwerte einige Grundregeln zu berücksichtigen. In diesem Zusammenhang sind Aspekte wie die Auswahl des Standortes und der Sensorik, Montage von Windmessmast und Sensorik, Wahl der Messhöhen, Dauer der Messung sowie Einordnung der Werte in das langjährige Mittel von Bedeutung. Einen Überblick über wichtige bei Windmessungen relevante Faktoren gibt z.B. die IEA-Richtlinie „Wind Speed Measurement and Use of Cup Anemometry“ [9].

Standortgutachten mit WASP

Wie sich beim Einsatz in der Praxis gezeigt hat, eignet sich die häufig verwendete Methode der Energieertragsprognose nach dem Europäischen Windatlasverfahren mit WASP vor allem für Standorte im Küstenbereich. An Standorten in komplexem Gelände ist das Verfahren dagegen mit größeren Unsicherheiten behaftet. Die Gefahr der windklimatologischen Fehleinschätzung von Standorten lässt sich durch eine sorgfältige Erfassung der erforderlichen Eingabeparameter (Geländedaten, technische Daten der WEA, meteorologische Daten) sowie Plausibilitätsprüfung der Daten verringern.

Vertikales Windprofil

Von hoher Bedeutung für den Energieertrag einer WEA ist die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe. Sofern sich der Investor für eine Windmessung am Standort entschieden hat, wird diese u.a. aus Kostengründen nicht immer in der späteren Nabenhöhe durchgeführt.

Um den Energieertrag in Nabenhöhe zu prognostizieren, ist daher auf der Grundlage der zur Verfügung stehenden Windwerte i.d.R. eine Extrapolation auf diese Höhe erforderlich. Für eine zuverlässige Prognose ist dabei die realitätsnahe Abbildung des vertikalen Windprofils ausschlaggebend. Zur Extrapolation auf eine beliebige Nabenhöhe existieren verschiedene Ansätze. Der von *Hellman* eingeführte einfache Potenzansatz zur Extrapola-

tion hat sich in der Praxis aufgrund von hohen Schwankungen zwischen tatsächlichen und prognostizierten Werten als wenig brauchbar erwiesen [10, 11]. In der Regel erfolgt die Extrapolation auf Nabenhöhe daher über das logarithmische Windprofil. So liefert beispielsweise das hierauf beruhende Verfahren nach WERNER insbesondere dann brauchbare Ergebnisse, wenn die Windmessungen in der oberen Hälfte der vorgesehenen WEA-Nabenhöhe durchgeführt werden. Wegen der Nichtberücksichtigung der jeweiligen Schichtungsverhältnisse der Atmosphäre und der dadurch bei dem logarithmischen Ansatz auftretenden Unschärfen verweisen STRACK und ALBERS darauf, dass genauere Hochrechnungen unter Einbeziehung der Temperaturschichtung (z.B. über den Monin-Obukhov-Ansatz) möglich sind [11]. Als neues Verfahren zur detaillierten Windprofilvermessung wird seit einigen Jahren der Einsatz von SODAR-Systemen erprobt und weiterentwickelt [12].

Einordnung in das langjährige Mittel

Auch wenn Windprognosen auf fehlerfrei durchgeführten Windmessungen basieren, spiegeln sich darin lediglich die Verhältnisse während des Messzeitraumes wider. Da Windgeschwindigkeiten und Energieerträge je nach Windjahr jedoch z.T. erheblichen Schwankungen (bis zu ? 20 %) unterliegen, ist es erforderlich, die berechneten Energieerträge in Bezug auf das langjährige Mittel zu korrigieren. Je nach Qualität der verwendeten Korrekturdaten kann es dabei zu erheblichen Fehlern kommen. Neben den Daten nahe gelegener Wetterstationen oder Vergleichsdaten benachbarter Windenergieanlagen kann eine Einordnung in das Langjahresmittel auch auf der Basis des von ALLNOCH und WERNER entwickelten Verfahrens zur Berechnung und Einordnung zeitlich repräsentativer WEA-Energieerträge vorgenommen werden [3].

Aussagekraft mittlerer Jahreswindgeschwindigkeitswerte

Oft ist es zu beobachten, dass potenzielle Investoren oder Projektentwickler im Rahmen ihrer Fondsprospekte die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit als Eignungsmaß für eine WEA-Lokalität heranziehen. Aus rein windklimatologischer Sicht und als Orientierung für eine kartographische Darstellung und Abgrenzung windhöffiger Teilräume kann die Verwendung von Jahresmittelwerten durchaus praktikabel sein. Es hat sich allerdings gezeigt, dass ihre Aussagekraft für die Verwendung als „hartes“ Entscheidungskriterium für oder gegen ein WEA-Vorhaben nicht ausreichend ist [13]. Von Bedeutung ist dabei u.a., dass ein und demselben Jahresmittelwert eine Vielzahl unterschiedlicher Häufigkeitsverteilungen zugrunde liegen können, die unter Einbeziehung der WEA-Leistungskennlinie zu deutlich voneinander abweichenden Energieerträgen an einem Standort führen.

Leistungskennlinie und Parkwirkungsgrad

Die Qualität von Energieertragsprognosen wird neben der Qualität der herangezogenen Winddaten entscheidend von der für die Energieertragsprognose verwendeten anlagenspezifischen Leistungskennlinie bestimmt. Das allgemein anerkannte Verfahren zur Vermessung von Leistungskennlinien wird in der IEC EN 61400, Teil 12 [14] beschrieben. Im realen Betrieb können jedoch in der Serienfertigung auftretende Toleranzen sowie die konkreten Bedingungen am Standort zu einer Abweichung vom offiziell vermessenen Leistungsverhalten der Anlage führen.

Bei Windparks sind zusätzlich die Abschattungseffekte der Konverter untereinander zu berücksichtigen, die im Vergleich zum Einzelstandort eine optimale Anströmung der Anlagen verhindern und den Energieertrag der Anlagen im Parkverbund reduzieren. Bei der Windparkkonfiguration wird dieser Aspekt berücksichtigt, indem durch eine möglichst optimale Platzierung der Anlagen versucht wird, einen hohen Parkwirkungsgrad zu erzielen.

4 Energieerträge im Binnenland und ihre Einordnung mittels Windindizes

Energieerträge im Binnenland

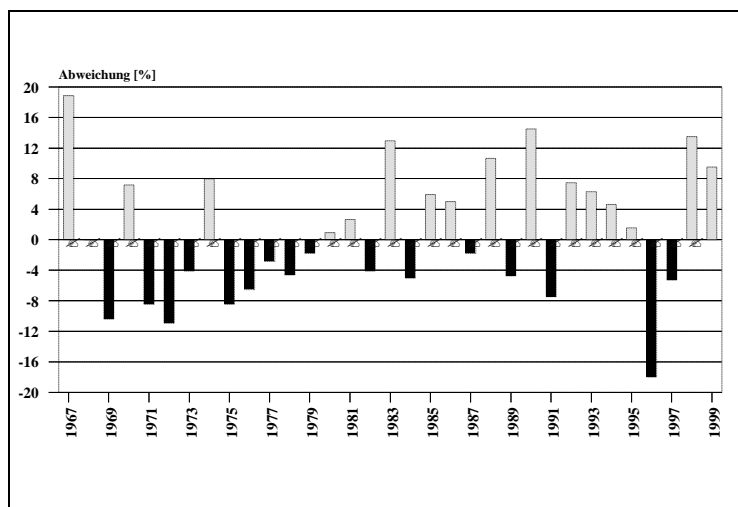
Vergleicht man die Jahresenergieerträge ausgewählter WEA mit gleicher Nennleistung im Binnenland, so zeigt sich eine hohe Schwankungsbreite. Tendenziell ist zwar aufgrund der regionalen landschaftsräumlichen Differenzierung zu erwarten, dass sich mit zunehmender Entfernung vom Küstenbereich eine Ertragsabnahme bzw. mit zunehmender Höhe über NN wie z.B. an Mittelgebirgsstandorten eine Zunahme der Energieerträge einstellt. Gleichzeitig zeigt sich jedoch auch, dass die Erträge entscheidend von weiteren Faktoren wie den standortspezi-

fischen Bedingungen, der eingesetzten Anlagentechnik, etc. abhängen und eine Übertragbarkeit von Ertragswerten auf den weiteren Umkreis oder den jeweiligen Landschaftsraum daher nicht ohne weiteres möglich ist.

Windindizes

Vor allem das im Vergleich zum Normaljahr äußerst unterdurchschnittliche Windjahr 1996 hat gezeigt, dass sich durch unerwartet ertragsschwache bzw. überdurchschnittlich starke Witterungsabschnitte verhältnismäßig hohe jährliche Produktionsschwankungen ergeben können, die zu deutlichen Abweichungen vom erwarteten mittleren Jahresenergieertrag führen (Grafik 4). Wegen dieser Produktionsschwankungen besteht bei Betreibern und Planern von WEA ein besonderes Interesse an zeitlich repräsentativen Energieerträgen, die eine Einordnung des aktuellen Windjahres bzw. Windmonats in Bezug auf das langjährig zu erwartende Mittel ermöglichen. Hilfestellungen zur Beurteilung der natürlichen Schwankungen des Windangebotes kann ein aus dem aktuellen Wert und dem langjährigen Mittelwert gebildeter Index leisten. Grundsätzlich kann zwischen windklimatologischen und ertragsbasierten Ansätzen unterschieden werden. Ein statistischer Modellansatz zur Ermittlung eines ertragsbasierten Index wurde vom IWR in [15] entwickelt.

Grundlage des IWR-Index ist ein regressionsanalytischer Ansatz zur Ermittlung zeitlich repräsentativer WEA-Energieerträge. Als Basisdaten dienen reale WEA-Monaterträge standardisierter Referenzanlagen sowie die monatlichen Mittelwerte der Windgeschwindigkeit im 850 hPa-Niveau (ca. 1500 m ü. Gr.). Im Unterschied zu Indizes auf der Basis mehrjähriger realer WEA-Ertragsdaten ist mit dem IWR-Windindex aufgrund des theoretischen Ansatzes die Einordnung aktueller Ertragswerte in Bezug auf ein 30-jähriges Mittel (Normaljahr) möglich. Der IWR-Windindex eignet sich sowohl für einen Vergleich zwischen den kalkulierten Energieerträgen des aktuellen Monats und den Werten des Normaljahres als auch für eine Einordnung des aktuellen Windjahres anhand des Verlaufs des Normaljahres.



Grafik 4: Prozentuale jährliche Ertragsabweichungen vom erwarteten Langjahresmittel für eine binnenländische Referenzanlage (Zeitraum: 1967 – 1999)

5 Zusammenfassung und Ausblick

Die Prognose von Windverhältnissen und Energieerträgen im Binnenland ist insbesondere an Standorten in komplexem Gelände mit einer Reihe von Unsicherheiten behaftet. In der Praxis hat sich gezeigt, dass auch das verwendete Prognoseverfahren je nach Standortbedingungen großen Einfluss auf das Prognoseergebnis haben kann. Voraussetzung für eine maximale Prognosequalität ist die sorgfältige Auswahl des Prognoseverfahrens unter Berücksichtigung der potenziell auftretenden Fehlerquellen. Dennoch können auch dann aufgrund verschiedener, sich z.T. überlagernder, Faktoren erhebliche Schwankungsbreiten bei den tatsächlich erzielten Energieerträgen beobachtet werden. Neben dem Betriebsverhalten und der Anlagenverfügbarkeit wirkt sich vor

allem die Güte des Windjahres auf die tatsächlichen Energieerträge aus. Die Größenordnung der auftretenden Abweichungen vom langjährig im Mittel zu erwartenden Energieertrag kann dabei ? 20 % betragen. Vor dem Hintergrund der potenziellen Fehlerquellen und Einflussfaktoren besitzt die Angabe eines zielgenauen Energieertragswertes nur eine eingeschränkte Aussagekraft. Daher erscheint es sinnvoll, neben dem Mittelwert eine Art Ertragskorridor anzugeben.

6 Literaturangaben

- [1] Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG), Bundestags-Drucksache Nr. 14/2776 vom 23. Februar 2000.
- [2] Allnoch, N. (1995): Windkraftnutzung auf NRW-Bergehalden. Unveröffentlichte Studie. – Erstellt im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft und Mittelstand, Energie und Verkehr des Landes Nordrhein-Westfalen
- [3] Allnoch, N.; Werner, J. (1993): Ein Verfahren zur Berechnung und Einordnung zeitlich repräsentativer WKA-Energieerträge. In: Neue Energie, Jg. 3, H. 30, S. 1286 - 1290
- [4] Gerdes, G.; Schwenk, B.; Pahlke, Th. (1997): Ergebnisse mit WASP in mäßig strukturiertem Gelände. In: DEWI-Magazin, H. 11, Jg. 6, S. 39 – 43
- [5] Focken, U.; Heinemann, D.; Waldl, H.-P. (1998): Windpotentialbestimmung in komplexem Gelände mit dem numerischen Strömungsmodell AIOLOS. In: DEWEK '98 Tagungsband, S. 65 - 68
- [6] Hänsch, R.; Sperling, Th. (2000): Ertragsprognosen jetzt leichter zu berechnen – Windenergieprognosen für europäische Mittelgebirgsstandorte. In: Erneuerbare Energien, H. 9., Jg. 10, S. 38 – 40
- [7] Heinemann, D.; Mengelkamp, H.-Th.; Strack; M.; Waldl, H.-P. (1998): Erfahrungen mit der Anwendung des nichthydrostatischen mesoskaligen Strömungsmodells GESIMA zur Windpotentialbestimmung in komplexem Gelände. In: DEWEK '98 Tagungsband, S. 69 - 72
- [8] Kruse, B.; Riecke, W.; Sattler, K., Traup, St. (1998): Klimatologische Grundlagen zur Abschätzung des Windenergieangebots in gegliedertem Gelände. In: DEWEK '98 Tagungsband, S. 61 - 64
- [9] IEA Expert Group (1999): 11. Wind Speed Measurement and Use of Cup Anemometry. 1. Edition 1999
- [10] Werner, J. (1993): Ein Verfahren zur überschlägigen Höhenextrapolation von Windgeschwindigkeiten und WKA-Stromerträgen. In: Windenergie aktuell. H. 8, Jg. 3, S. 8 - 11
- [11] Strack, M.; Albers, A. (1996): Analyse und Extrapolation des Windprofils am 130 Meter-Meßmast des DEWI. In: DEWI-Magazin, H. 8, Jg. 5, S. 65 - 75
- [12] Albers, F.; Warmbier, G. (2000): Windprofilmessungen mit Schallwellen. In: Tagungsband DEWEK 2000, S. 112 - 115
- [13] Allnoch, N. (1996): Zur Aussagekraft mittlerer Jahreswindgeschwindigkeitswerte. In: Wind Kraft Journal, H. 4, Jg. 16, S. 24 - 26
- [14] DIN EN 61400-12 (1998): Messverfahren zur Bestimmung des Leistungsverhaltens bei Windenergieanlagen
- [15] Allnoch, N. (1997): Zur Windstromerzeugung im Normaljahr. In: Elektrizitätswirtschaft, H. 24, Jg. 96, S. 1431 – 1434