

Analyse der Unsicherheiten bei der Ertragsberechnung von Windparks*Analysis of Uncertainties of Wind Farm Projects*

Martin Strack, Wolfgang Winkler;
 Deutsches Windenergie-Institut, Ebertstr. 96, D-26382 Wilhelmshaven
 E-Mail: m.strack@dewi.de

An uncertainty analysis of a wind farm project is essential for a correct assessment of the project and the risks. Furthermore, it enables to recognize the required efficient measures to reduce uncertainties. In this article the relevant uncertainty components of a wind farm energy yield prediction are described and assessed regarding their uncertainties: meteorological input data, flow models, terrain description, wind turbine power curve and others. From this the overall uncertainties of different approaches are calculated. From the analysis of the main uncertainties a concept for minimizing the overall uncertainties is derived and discussed. In conclusion, the link between uncertainty analysis and risk management is given.

For a complete english translation of this article, please contact the author (m.strack@dewi.de)

1 Einleitung

Das Ergebnis einer Ertragsberechnung eines Windparkprojektes ist mit Unsicherheiten behaftet, die je nach Projekt, der Art der verwendeten Eingangsdaten und der Berechnungsverfahren ein unterschiedliches Ausmaß annehmen können. Während vielfach bei deutschen Windenergieprojekten noch pauschal eine Unsicherheit von 10% angenommen und in einer Wirtschaftlichkeitsberechnung als Sicherheitsabschlag eingerechnet wird, erlaubt erst die Projektprüfung mit spezifischer Analyse der relevanten Unsicherheiten die korrekte Bewertung eines Projektes und dessen Risikos. Da gerade bei ertragsschwachen Projekten die Unsicherheiten des Ertrages im Allgemeinen besonders hoch sind, kann eine solche Analyse immens wichtig für den Erfolg eines Projektes werden.

In diesem Artikel werden nach Darstellung möglicher Indikationen für eine Unsicherheitsanalyse die Unsicherheitskomponenten einer Ertragsberechnung analysiert und in Abschnitt 4 typische Unsicherheiten dargestellt. In Abschnitt 5 wird die Unsicherheit der Ertragsberechnungen tatsächlich realisierter Projekte ausgewertet. In Abschnitt 6 wird ein Konzept zur Minimierung der Unsicherheiten vorgestellt. Der Zusammenhang der Unsicherheitsanalyse und der Risikobewertung eines Projektes wird in Abschnitt 7 hergestellt.

2 Indikationen für eine Unsicherheitsanalyse

Die berechneten Erträge stellen die wesentliche Grundannahme für die Wirtschaftlichkeitsberechnung eines Windparkprojektes dar. Daher kann die Notwendigkeit für eine Unsicherheitsanalyse eines Windparkprojektes in verschiedenen Stadien gegeben sein:

- **Vorplanung:** Nur mit einer frühzeitigen Analyse eines Standortes lässt sich nach Identifizierung der wesentlichen Unsicherheitsfaktoren ein angepasstes Konzept zur Bestimmung des Energieertrages entwickeln, welches einen zeitlich abgestimmten ökonomischen Einsatz der Mittel mit möglichst frühzeitigen Aussagen erlaubt.
- **Bewertung:** Die Prüfung und Bewertung der Unsicherheiten einer vorliegenden Ertragsberechnung ist eine anspruchsvolle Aufgabe aufgrund der komplexen Berechnungsmethoden, der relevanten und oft nicht allgemein bekannten Einflussfaktoren und der notwendigen Erfahrung zur Bewertung von Methoden und Daten. Die vielfach gewählte Strategie, im Zweifelsfall ein drittes oder viertes Windgutachten einzuholen,

führt oft nicht zu einer Reduzierung der Unsicherheiten. Erst eine Projektprüfung mit systematischer Analyse der Unsicherheiten und der Gründe für Abweichungen verschiedener Ergebnisse kann hier Klärung bringen.

- **Risikominimierung:** Erweist sich eine Planung als zu risikoreich und droht deshalb zu scheitern, können nach Analyse der Unsicherheitsfaktoren mit Hilfe gezielter Maßnahmen die Unsicherheiten und damit die Sicherheitsabschläge reduziert werden. Hierzu gibt es Konzepte, die auch kurzfristig wirksam umgesetzt werden können.
- **Projektverifizierung:** Bei der Auswertung der Ergebnisse unbefriedigender Projekte ist anhand der verfügbaren Daten zumeist keine Identifizierung der Ursachen möglich. Mittels einer Analyse der zugrundeliegenden Berechnungen kann zunächst die Planungsgrundlage überprüft werden. Mit einem Windpark-Leistungskurven-Konzept, wie in Abschnitt 6 beschrieben, können mögliche technische Ursachen weitaus besser erfasst werden, als mit der exemplarischen Vermessung einer WEA. Gleichzeitig kann die Basis für den zukünftigen Umgang mit Mindererträgen (ggf. Ausgleichzahlungen) gelegt werden.

3 Unsicherheitskomponenten einer Ertragsberechnung

Eine Ertragsberechnung basiert auf wesentlichen meteorologischen, topographischen und technischen Eingangsdaten und darauf angewendeten Rechenschritten. Verschiedene Verfahren unterscheiden sich dabei in der Detaillierung, Herkunft und dem Umfang berücksichtigter Eingangsdaten sowie der Art der Modellierung.

Die Ermittlung der Unsicherheiten einer Ertragsberechnung setzt die Identifizierung und Quantifizierung der verschiedenen Unsicherheitskomponenten und die geeignete Verknüpfung unter Berücksichtigung etwaiger Abhängigkeiten zu einer Gesamtunsicherheit im Rahmen einer Fehlerrechnung voraus.

Im Abbildung 1 ist schematisch das prinzipielle Vorgehen anhand des Europäischen Windatlas-Verfahrens [1] (WASP) dargestellt, welches nach wie vor überwiegend zur Ertragsberechnung eingesetzt wird. Im folgenden werden die einzelnen Schritte und die damit verbundenen Unsicherheiten anhand dieses Schemas beschrieben, wobei auch auf Besonderheiten anderer Berechnungsmethoden (Strömungsmodelle) eingegangen wird, die zunehmend an Bedeutung für die Ertragsberechnung gewinnen.

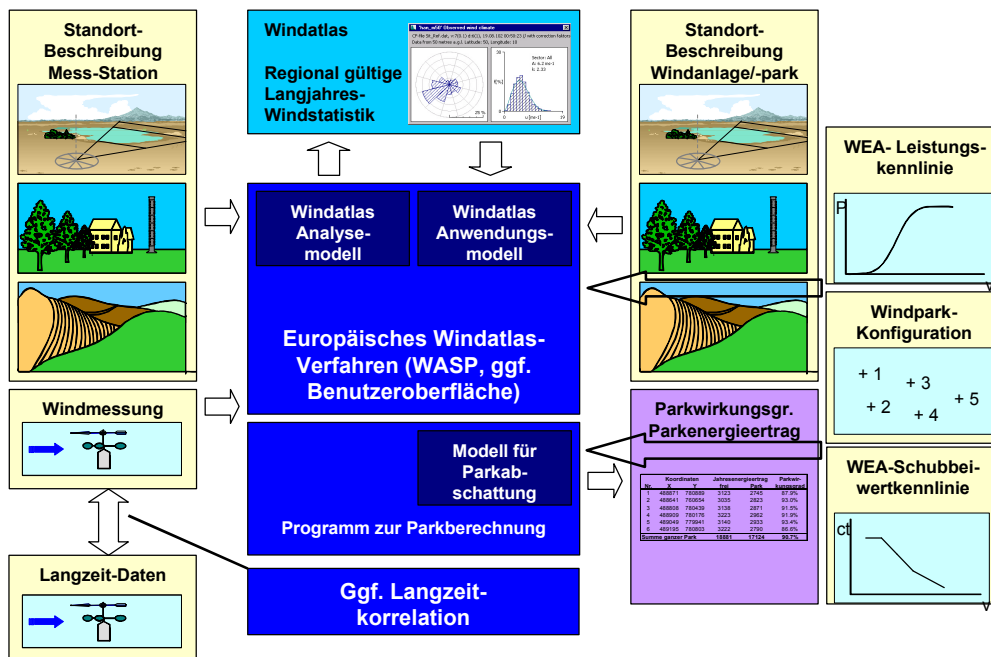


Abb. 1: Schematische Darstellung der Anwendung des Europäischen Windatlas-Verfahrens

3.1 Meteorologische Messdaten

Eine wesentliche Eingangsgröße für die Ertragsberechnung sind meteorologische Daten, die je nach Berechnungsverfahren von Wetterstationen, Windmessmasten oder numerischen Berechnungsmodellen stammen können.

Bei der ursprünglichen Konzeption von WASP, wie sie in Deutschland häufig noch angewendet wird, stammen diese Daten von **Langzeit-Wetterstationen**, an denen üblicherweise auf 10 m Höhe in einem stark von Umgebungseinflüssen (Hindernisse, Bewuchs) geprägten Umfeld gemessen wird.

Die Datenqualität dieser Stationen entspricht nicht den Anforderungen der Windenergie [2]. Neben häufigen Mängeln in der Datenerfassungsrate und Vollständigkeit ist vor allem die Messtechnik oft von niedriger Qualität und nicht exakt kalibriert. Die Messunsicherheiten wirken sich aufgrund der im Allgemeinen niedrigen Messwerte zudem stärker aus, was aufgrund der Standorteinflüsse auch für störende Anemometereigenschaften wie Schräganströmungs- und Turbulenzabhängigkeit [7] gilt. Die Unsicherheit solcher Windmessdaten lässt sich meist nur schätzen, eine typische Unsicherheit liegt bei über 10% im Energieertrag.

Eine **hochwertige Windmessung** in großer Höhe weist relativ geringe Unsicherheiten auf, die sich anhand der Meßunsicherheiten zu 1-2% der Windgeschwindigkeit bestimmen lassen (entspricht ca. 3-5% im Ertrag), wenn die Messung und Aufbereitung der Daten in *allen Punkten optimal durchgeführt* wird. Dieses kann im Allgemeinen nur von einem Experten bewertet werden.

Besonders im Zusammenhang mit der Anwendung numerischer Strömungsmodelle zur Ertragsberechnung werden auch langjährige Boden- oder Höhenwinddaten aus **Klima- oder Wettermodellen** als (regional gültige, vgl. Abb. 1) Eingangsdaten verwendet. Die Unsicherheit dieser Daten lässt sich nur schwer quantifizieren. Aus langjährigen Erfahrungen mit der Auswertung solcher Daten am DEWI begründet sich allerdings der Verdacht, dass solche Daten als *alleinige Basis* zur Ertragsberechnung den Genauigkeitsanforderungen der Windenergie nicht genügen können.

3.2 Langzeitabgleich

Durchgeführte Messungen am Standort (bzw. verfügbare WEA-Ertragsdaten) umfassen meist einen relativ kurzen Zeitraum von

1-2 Jahren oder weniger, der klimatisch nicht repräsentativ ist. Um eine belastbare Aussage hinsichtlich der *zukünftigen* Windbedingungen zu erhalten, ist ein Bezug auf eine möglichst langjährige und damit möglichst repräsentative Periode aus der *Vergangenheit* herzustellen. Dazu werden **Korrelationsverfahren** und geeignete, konsistente langjährige Referenzdaten (bzw. ein geeigneter Ertragsindex) benötigt.

Die Anforderungen an Verfahren zur Langzeitkorrelation (auch MCP = Measure-Correlate-Predict) sind umso höher, je kürzer der vorliegende Messzeitraum ist. Dieses gilt im besonderen Maße für nicht abgeschlossene Klimaperioden von unter einem Jahr. DEWI hat im Rahmen einer umfangreichen Entwicklungs- und Verifizierungsarbeit ein MCP-Verfahren optimiert und dessen Unsicherheiten ermittelt. Demnach lässt sich ein 3-monatiger Meßzeitraum mit einer mittleren Unsicherheit von ca. 4% im Ertrag auf ein volles Jahr extrapolieren [3].

Eine derart geringe Unsicherheit lässt sich jedoch nur mit hochwertigen Korrelationsverfahren, die sich auf unterschiedliche Windsituationen einstellen können, und setzen geeigneten, konsistenten Referenzdaten erzielen. Demgegenüber besteht die Gefahr, durch die Verwendung ungeeigneter Verfahren oder Daten durch Korrelationsunsicherheiten von 20% und mehr die mit grossem (Mess-)Aufwand erkaufte Genauigkeit zunichte zu machen. Die Identifizierung geeigneter Referenzdaten ist im allgemeinen sehr anspruchsvoll und nur durch vergleichende Konsistenz-Analysen von Messdaten aus verschiedenen Quellen möglich.

Der vielfach verwendete **IWET-Ertragsindex** [4], der auf WEA-Erträgen basiert, wird in Deutschland oft zur Langzeitkorrelation von Energieerträgen angewendet. Aufbauend auf vergleichenden Konsistenz-Analysen mit Höhenwinddaten aus Wettermodellen und meteorologischen Daten deckte DEWI gewisse Unsicherheiten und systematische Abweichungen dieser Methodik auf [5], die standortspezifisch korrigiert werden müssen, um eine ausreichende Genauigkeit zu erzielen.

Der vielfach verwendete **IWET-Ertragsindex** [4], der auf WEA-Erträgen basiert, wird in Deutschland oft zur Langzeitkorrelation von Energieerträgen angewendet. Aufbauend auf vergleichenden Konsistenz-Analysen mit Höhenwinddaten aus Wettermodellen und meteorologischen Daten deckte DEWI gewisse Unsicherheiten und systematische Abweichungen dieser Methodik auf [5], die standortspezifisch korrigiert werden müssen, um eine ausreichende Genauigkeit zu erzielen.

3.3 Geländebeschreibung

Die **Bodenrauigkeit** eines Geländes ist eine theoretische Größe und ein wesentlicher Parameter, der die Windgeschwindigkeit und deren Variation mit der Höhe bestimmt. Die Zuweisung einer Rauigkeitslänge zu einem Gelände erfordert Erfahrung, ist subjektiv beeinflusst und unterliegt gewissen Unsicherheiten, die auch quantifizierbar sind [1]. Mit Hilfe von Sensitivitätsuntersuchungen für zahlreiche Standorte konnten daraus Unsicherheiten im Energieertrag abgeleitet werden, die stark von der Höhe und der jeweiligen Konstellation (z.B., ob eine Windmessung am Standort durchgeführt wird) abhängig sind. Analog wurde die Sensitivität des Ertrages auf die **Orographiebeschreibung** ermittelt.

In der Praxis lässt sich aufgrund empirischer Anteile die Unsicherheit der Geländebeschreibung oft nicht von der Unsicherheit der Windfeldmodellierung trennen.

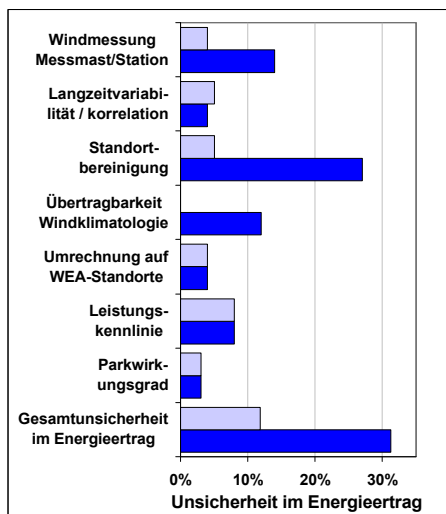


Abb. 2: Darstellung der Unsicherheiten im Ertrag für die Berechnung auf Basis einer hochwertigen Windmessung (hell) und einer meteorologischen Station (dunkel)

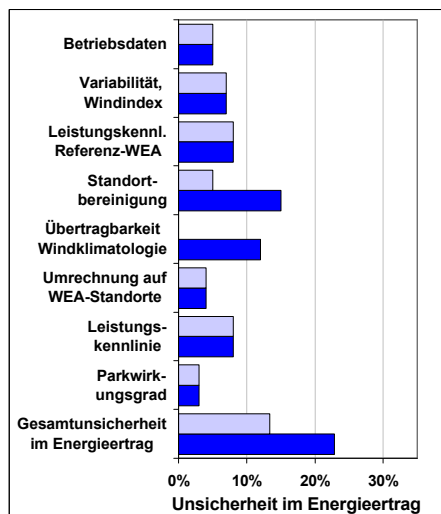


Abb. 3: Darstellung der Unsicherheiten im Ertrag für die Berechnung auf Basis von nahestehenden Referenz-WEA – günstiger Fall (hell) und komplexes Gelände (dunkel)

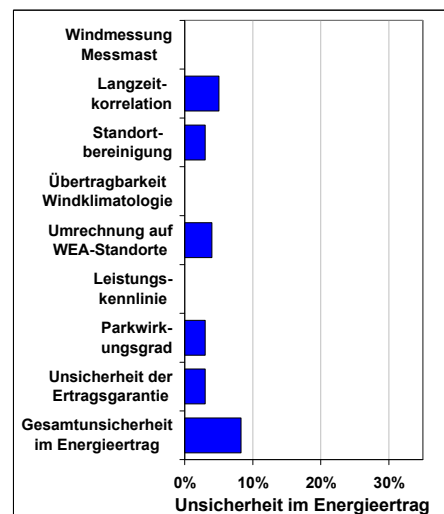


Abb. 4: Darstellung der Unsicherheiten im Ertrag für die Berechnung mit einem geeignetem Ertragssicherungs-Konzept (Abschnitt 6)

3.4 Windfeldmodellierung

Die Unsicherheiten der Windfeldmodellierung in Kombination mit der Geländebeschreibung bestimmen die Unsicherheiten bei der Bereinigung von Messdaten von deren Umgebungseinflüssen und der Übertragung auf andere Standorte. Komplexe und starke Umgebungseinflüsse, wie sie an meteorologischen Langzeitstationen meist in Form von Abschattungen und Turbulenz aufgrund naher Hindernisse auftreten, lassen sich nicht vollständig bereinigen, was die erheblichen Unsicherheiten dieser Datenbasis erklärt. Bei fachgerecht durchgeführten Messungen mit Messhöhen in der Größenordnung von 50 m fällt aufgrund der geringeren Umgebungseinflüsse und aufgrund von Ausgleichseffekten die diesbezügliche Unsicherheit moderat aus, solange es sich um flaches oder nur leicht welliges Gelände handelt.

Bei stärker komplexen Gelände können die Geländeeinflüsse durch das einfache Orographiemodell des Europäischen Windatlasverfahrens nicht vollständig beschrieben werden und WASP kann nur mit erhöhten Unsicherheiten angewendet werden, die nur aufgrund von Erfahrungswerten unter Berücksichtigung des Geländetyps sowie des Abstandes zum Messpunkt abgeschätzt werden können. Hier kann die Anwendung von **Strömungsmodellen** angezeigt sein, die potentiell in der Lage sind, die relevanten Effekte zu beschreiben.

Generell ist aufgrund der komplexen Thematik und des relativ geringen Erfahrungsschatzes eine Bewertung von Ergebnissen aus Strömungsberechnungen sehr schwierig. DEWI hat im Rahmen eines Europäischen Forschungsprojektes umfangreiche Verifizierungen verschiedener Strömungsmodelle vorgenommen [8] [9] und konnte so die typischen Probleme und Grenzen dieser Modelle untersuchen. Demnach bleibt auf diesem Gebiet ein erheblicher Verifizierungsbedarf, weshalb DEWI einen **Ringversuch numerische Strömungssimulation in der Windenergie** initiiert hat [10], mit dem die Unsicherheiten dieser Modelle unabhängig und systematisch untersucht werden sollen.

3.5 Windparkmodell

Zur Berechnung der Parkabschattungsverluste wird in der Regel das Risø-Windparkmodell angewendet, welches auf einfachen, empirisch begründeten Annahmen basiert. Die berechneten Parkabschattungen sind daher mit deutlichen Unsicherheiten behaftet, die sich jedoch im Energieertrag nur leicht bemerkbar machen. In Situationen mit großen Windparks (insbesondere Offshore) sowie bei konsequenter Ausschaltung anderer Unsicherheitsquellen (s. Abschnitt 6) gewinnen diese Unsicherheiten je-

doch an Bedeutung, so dass die Verwendung von realistischeren Modellen (Eddy-Viscosity-Modellen) angezeigt ist.

3.6 Leistungskennlinien

Die WEA-Leistungskennlinien sind mit einem erheblichen Anteil an den Gesamtunsicherheiten beteiligt. Je nach Windbedingungen kann bei einer nach IEC [6] vermessenen Kennlinie von 6-8% Unsicherheit ausgegangen werden. Hinzu können Abweichungen oder Unsicherheiten durch dynamische Anemometereffekte kommen. Durch Analyse des Messberichtes und Anpassung einer oder mehrerer unabhängiger Vermessungen an die Standorteigenschaften lassen sich diese zum Teil deutlich verringern [11].

Eine wesentliche Verringerung der diesbezüglichen Unsicherheit lässt sich über geeignete vertragliche Regelungen (Garantien) und geeignete Konzepte zu deren Verifizierung und Umsetzung erreichen [12].

4 Typische Unsicherheiten bei der Ertragsermittlung

Aufbauend auf die in Abschnitt 3 identifizierte Unsicherheitskomponenten werden die Gesamtunsicherheiten einer Ertragsprognose für exemplarische, typische Situationen ermittelt. Nach Abb. 3 ergibt sich die typische Unsicherheit einer Berechnung ausschließlich auf Basis einer meteorologischen Station auf über 30% im Ertrag, was als Planungsgrundlage ungeeignet ist. Hingegen lassen sich mittels einer hochwertigen Windmessung am Standort die Unsicherheiten auf ca. 12% reduzieren, wenn die Messung und Auswertung fachgerecht durchgeführt wird.

Liegen geeignete Ertragsdaten von benachbarten WEA vor, dann lassen sich im günstigen Fall durch Abgleich der Daten Ertragsberechnungen mit nur leicht höheren Unsicherheiten realisieren (Abb. 4). Dieses setzt jedoch einen standortspezifisch korrigierten Windindex und eine gute Datenbasis der Betriebsdaten voraus. Im komplexen Gelände hingegen erweisen sich nicht nahe am Standort befindliche Referenz-WEA oft als nicht repräsentativ für den Standort, was Unsicherheiten von deutlich über 20% zur Folge haben kann.

5 Auswertung realisierter Projekte

Zur Ermittlung der Abweichungen zurückliegender Ertragsberechnungen wurden die Ergebnisse von über 400 WEA, für die DEWI in der Vergangenheit Ertragsberechnungen durchgeführt hat, ausgewertet. Die tatsächlich realisierten Erträge wurden mit

dem IWET-Index mit angepasster Normierung¹ korrigiert, um die Verfügbarkeit korrigiert und dem Ergebnis der Ertragsberechnung gegenübergestellt (Abb. 5).

Es ist eine deutliche Streuung sichtbar, die sich in einer Standardabweichung der Parkmittelwerte von 16% äußert, während sich der Mittelwert der berechneten Erträge 2% oberhalb der tatsächlichen befindet. Rechnet man aus dieser Unsicherheit die Unsicherheit der Betriebsdaten sowie der Windindexkorrektur wie in Abb. 3 angegeben heraus, so resultiert eine Standardunsicherheit von 13% für die Ergebnisse der Ertragsberechnungen.

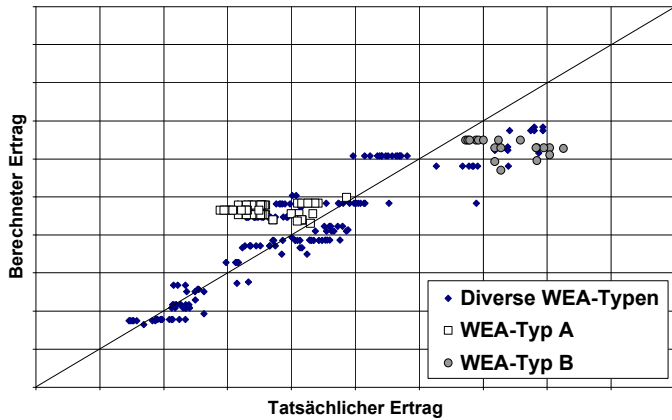


Abb. 5: Gegenüberstellung berechneter zu tatsächlich realisierter Erträge zurückliegender Ertragsermittlungen (Horizontale Muster ergeben sich aufgrund der Tatsache, dass für diese Auswertung der *mittlere Ertrag eines Windparks* den tatsächlichen Erträgen der Einzel-WEA gegenüberstehen)

In diese Auswertungen gehen überwiegend Ertragsberechnungen von 1997 und früher mit dem damaligen Stand der Technik und den damals deutlich weniger vorhandenen Referenz-WEA für Abgleiche ein, d.h. es wurde ein großer Teil der Berechnungen ausschließlich auf Basis von meteorologischen Stationen durchgeführt. Unter dieser Voraussetzung stellt sich die Standardunsicherheit von 13% als gering dar.

In Abbildung 5 sind nun die Ergebnisse von zwei exemplarisch ausgewählten WEA-Typen hervorgehoben. Während die tatsächlichen Erträge der WEA des Typs A offensichtlich systematisch niedriger als die Prognose liegen, ist dieses bei der WEA B umgekehrt. Es gibt eine gewisse Korrelation dieser Eigenschaft auch mit der Region, so dass diese Eigenschaft nicht vollständig, aber doch zu einem deutlichen Anteil dem WEA-Typ zugeordnet werden kann.

Es zeigt sich hieran die Bedeutung der Leistungskennlinie und die Notwendigkeit, diese grundlegende Eigenschaft der WEA abzusichern.

6 Ertragsberechnung mit minimierten Unsicherheiten

Eine Minimierung der Unsicherheiten einer Ertragsberechnung lässt sich wirksam durch die Eliminierung von zwei wesentlichen Unsicherheitsfaktoren, der Unsicherheit der Windmessung sowie die der Kennlinienvermessung, erreichen. Dieses ist möglich durch eine spezielle Konstellation, bei der der WEA-Hersteller eine Garantie des Energieertrages einräumt, die in Abhängigkeit von einer installierten Windmessung formuliert ist, die ihrerseits vor Installation des Parks als Basis für die Ertragsprognose dient. Dadurch ist es möglich, zu Gesamtunsicherheiten im Energieertrag von unter 10% zu gelangen (Abb. 4).

¹ Es konnte keine *standortspezifische* Windindexanpassung vorgenommen werden, sondern lediglich eine Um-Normierung.

Die erfolgreiche Umsetzung und Akzeptanz einer solchen Konstellation erfordert ein gutes und vollständiges Gesamtkonzept und nicht zuletzt eine hohes Maß an Vertrauen in die Fähigkeiten und die Unabhängigkeit des Ausführenden.

DEWI hat diesen Ansatz zu einem Konzept ausgebaut, welches sowohl die vertragliche Regelung, die Berechnung der notwendigen Relationen und Leistungskennlinien, die Minimierung und sorgfältige Bestimmung und Behandlung der verbleibenden Unsicherheiten sowie die Bereitstellung von Dienstleistungen und Werkzeugen zur Überwachung der Performance und der technischen Betriebsführung umfasst.

Für den Betreiber ergibt sich neben den verminderten Unsicherheiten und damit einem möglichen geringeren Sicherheitsabschlag der Vorteil der gesicherten Performance des Windparks, dessen Kontrolle sich einfach und transparent gestaltet. Das Projektrisiko reduziert sich im wesentlichen auf das Risiko von Windschwankungen, die ihrerseits mit einem Wetterderivat abgemildert werden könnten.

Dieses verringerte Risiko kommt nicht nur dem Betreiber zugute, sondern auch dem Hersteller, da daraus aufgrund des geringeren Sicherheitsabschlages einen Marktvorteil seiner WEA erwächst und u.U. bestimmte Projekte oder Anlageformen erst mit einem solchen Konzept realisierbar werden.

Für den Hersteller stellt die Konstellation zudem eine gute Basis zur standortspezifischen Optimierung jeder einzelnen WEA dar und kann aufgrund eines Ausgleichseffektes der verschiedenen WEA des Windparks auch das Regressrisiko des Herstellers gegenüber der Variante einer Kennliniengarantie einer exemplarischen WEA vermindern.

7 Risikobewertung

Die Analyse der Unsicherheiten ist ein notwendiger Schritt zur Ermittlung der Risiken eines Projektes im Rahmen der Projektbewertung oder der Erstellung eines angepassten Finanzierungs-konzeptes.

Das ermittelte Ertragsergebnis ist als das wahrscheinlichste Ergebnis und die Unsicherheit als Schwankungsbreite des zu erwartenden Ergebnisses um das wahrscheinlichste Ergebnis im Sinne einer Standardunsicherheit zu verstehen (Abb. 6).

Die kumuliert Häufigkeit stellt bei dieser Betrachtungsweise die **Unterschreitungswahrscheinlichkeit** eines Energieertrages dar, und damit ein Maß für das Risiko von Mindererträgen.

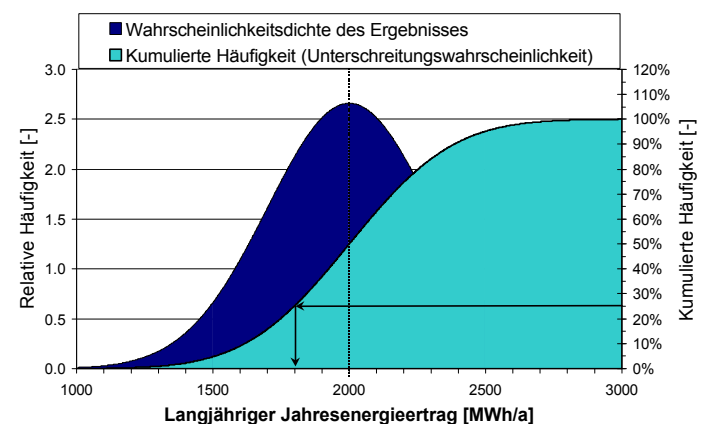


Abb. 6: Darstellung der (kumulierten) Wahrscheinlichkeitsdichte eines Energieertragsergebnisses.

Ein für eine gewisse Planungssicherheit benötigter Abschlag im Energieertrag lässt sich nun durch Vorgabe des tolerierbaren Risikos aus der kumulierten Wahrscheinlichkeitsdichte berechnen.

Im Zuge einer Unsicherheitsanalyse werden also alle für eine fall-spezifische Wahl eines Abschlages notwendigen Daten ermittelt. Neben der Analyse des Ertragsergebnisses werden in diese Betrachtung bei einer umfassenden Projektprüfung (Due Diligence) auch die technischen, vertragliche und weitere Risikofaktoren einbezogen.

8 Zusammenfassung

Die Ertragsberechnungen für Windparkprojekte ist mit Unsicherheiten verbunden, die von Fall zu Fall unterschiedlich sind. Pauschalannahmen oder eine Ignorierung der Unsicherheiten werden der Situation nicht gerecht.

Durch sorgfältige Analyse der Einflussfaktoren können die Unsicherheiten fallspezifisch ermittelt werden. Das stellt die Grundlage für das Erkennen effizienter Handlungsansätze und für ein Risikomanagement des Projektes dar.

Eine Unsicherheitsanalyse ist angezeigt zur Sicherstellung einer effektiven Projektplanung, zur Prüfung oder Unsicherheitsminimierung vorliegender Ertragsberechnungen und zur Überprüfung laufender Projekte .

Durch technische Ertrags-Absicherungskonzepte lassen sich die Unsicherheiten und damit der Sicherheitsabschlag minimieren und zudem das spätere Betreiberrisiko erheblich reduzieren.

Literaturreferenzen:

- [1] I. Troen, E.L. Petersen: European Wind Atlas. Risø National Laboratory, Denmark, 1989.
- [2] IEA Recommendation 11: Wind Speed Measurement and Use of Cup Anemometry, 1. Edition, 1999. Available on request from: B. Maribo Pedersen, Dept. of Energy Engineering, Building 404, Technical University of Denmark, DK-2800 Lyngby, Denmark.
- [3] V. Riedel, M. Strack, H.P. Waldl: Entwicklung verbesserter MCP-Algorithmen mit Parameteroptimierung durch Verteilungsanpassung. Tagungsband der DEWEK, Wilhelmshaven, 2002.
- [4] Keiler, Häuser: Monatsinfo, Ingenieur-Werkstatt Energietechnik, 24594 Rade.
- [5] W. Winkler; M. Strack; A. Westerhellweg: Zuverlässige Methoden zur Normierung und Bewertung von Energieerträgen von Windparks, Tagungsband der DEWEK, Wilhelmshaven, 2002.
- [6] IEC: IEC61400-10 Wind turbine generator systems - Part 12: Wind turbine power performance testing, 1. Ed. 1998.
- [7] A. Albers, H. Klug, D. Westermann: Outdoor comparison of cup anemometers, proceedings of DEWEK 2000, Wilhelmshaven, 2000.
- [8] D. Heinemann, H.T. Mengelkamp, M. Strack, H.P. Waldl: Experiences with the Application of the Non-Hydrostatic Mesoscale Model GESIMA for assessing Wind Potential in Complex Terrain. Proceedings EWEC 99, Nice, 1999.
- [9] Tammelin, Bengt; Bergström, Hans; Botta, G. ; Douvikas, Dimitris; Hyvönen, Reijo; Rathman, Ole; Strack, Martin; Verification on wind energy predictions produced by WASP and some mesoscale models in European mountains. 2001 European Union Wind Energy Conference: Copenhagen, Denmark, 2-6 July 2001. - S. 678-685.
- [10] M. Strack: Unsicherheit von Ertragsprognosen - Verbesserung durch Strömungssimulation? Uncertainty of Energy Yield Prognoses - Can Computational Fluid Dynamics be a Solution? DEWI-Magazin (2002) 20, S. 68-70
- [11] H. Klug: Die Bedeutung von Leistungskurven im Rahmen von Projektprüfungen, Tagungsband der DEWEK, Wilhelmshaven, 2002.
- [12] H. Klug: Wind Farm Financing: Lessons learned from Contractual Issues dealing with Energy Production Warranties, Global Wind Energy Conference, Paris, 2002.