

Ertragsprognosen, Winternten und das reale Windklima

Dipl.-Ing. Henning Krebs, Ing.-büro Jörg Kuntzsch, Dresden

Adresse: Moritzburger Weg 67, D-01109 Dresden; Tel.: 0351 / 885 071; eMail: gutachten@ib-kuntzsch.de

1. Windgutachten im Binnenland - Erfolge und Enttäuschungen

Der Ausbau der Windkraftnutzung in Deutschland läuft auf Hochtouren. Erträge werden notwendigerweise für jedes Projekt prognostiziert, häufig sogar mehrmals, und Windgutachten folglich zu hunderten erarbeitet. In der Regel wird dabei nach der Methode des Europäischen Windatlas´ vorgegangen, d.h. unter Berücksichtigung von Orografie-, Bodenrauigkeits- und Hinderniseinflüssen wird das Windklima einer oder mehrerer Windmeßstellen in das am geplanten Windkraftanlagenstandort umgerechnet (s. Abb. 1).

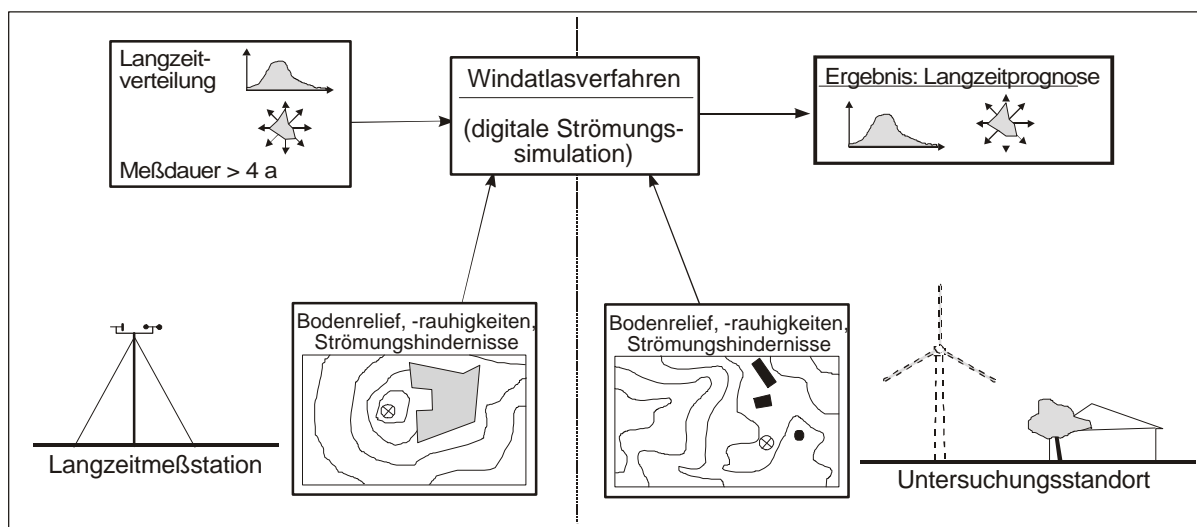


Abb. 1: Grundprinzip einer Ertragsprognose nach der Windatlas-Methode

Das im Windatlasprogramm *WASP* /1/ implementierte Strömungsmodell spiegelt einen physikalisch determinierten Vorgang wider und suggeriert wissenschaftliche Exaktheit. Hinzu kommt die in Deutschland beinahe dominierende Verbreitung der Software - alternative Prognosesysteme werden derzeit höchstens vereinzelt genutzt-, die auf hohe Erfolgsraten schließen läßt. Dabei besteht zunächst die Gefahr, daß die schon im Strömungsmodell steckenden Grenzen der Anwendbarkeit z.B. bezüglich der Kompliziertheit des Oberflächenreliefs nicht beachtet werden. Nicht zu unterschätzen ist aber auch die selbst bei formal korrekter Anwendung vorhandene Möglichkeit beträchtlicher Fehler. Quellen von Prognoseunsicherheiten können u.a. sein:

- die Auswahl und Modellierung von Strömungshindernissen im Nahbereich von Standorten: Während Hindernisse von weniger als 20 m Höhe ü. Grund bei Nabenhöhen von 65 m und mehr in der Regel rechnerisch keinen Einfluß mehr ausüben, ist das bei den meist noch geringeren Höhen von Windmeßstellen anders. Bei Hindernissen mit größerer Ausdehnung (Waldgebiete o.ä.) wird z.B. der auftretende Höhenversatz der Grenzschichtströmung nicht automatisch modelliert und ist deshalb explizit zu berücksichtigen.
- die Einschätzung der Bodenrauigkeitsverhältnisse anhand von Tabellen, topografischen Karten, dem Ergebnis der *unverzichtbaren* Standortbesichtigung und von Erfahrungswerten: Trotz konkreter

Richtlinien der WASP-Entwickler im Manual bleibt Spielraum für Auslegungen bei der Festlegung der Lage von Rauigkeitswechseln und der Mittelung der Rauigkeitswerte für die Sektorabschnitte. Auswirkungen auf das Höhenprofil der Windgeschwindigkeit, die in 30 m Höhe ü. Grund noch keine Konsequenzen haben, können 50 m höher schon beträchtliche Größenordnungen erreichen!

- die Auswahl der der Prognose zugrundeliegenden Windatlasstation(en): Die Spanne der möglichen Ertragsprognosen ist bei Verwendung verschiedener Basisstationen nicht selten beträchtlich, selbst bei überlappendem Repräsentanzgebiet der Meßstationen. Die gewichtete Einbeziehung mehrerer Stationen in eine Ertragsberechnung, spätestens seit Einführung der Software des dänischen Anbieters EMD (www.emd.dk) gebräuchlich, war ein bedeutender Fortschritt. Die eigentlich plausible abstandsreziproke Wichtung der Stationseinflüsse bedarf jedoch der Kontrolle.
- Weitere Unsicherheitsfaktoren wie die Berechnung und Verwendung einer mittleren Luftdichte am Standort, die Verwendung von Leistungskennlinien - im günstigsten Fall vermessen - bei u.U. sehr unterschiedlichen Ausprägungen des Höhenprofils der Windgeschwindigkeit bzw. bei anderer Turbulenzintensität oder die Hochrechnung von in geringer Höhe (z.B. 10 m ü. Grund) gewonnenen Meßwerten auf sehr große Nabenhöhen von u.U. mehr als 80 m sollen hier nur genannt werden.

Sie führen zusammen mit den vorgenannten Einflüssen dazu, daß für einen Standort abhängig von den konkreten Basisdaten unterschiedliche Erträge prognostiziert werden können, ohne daß Anwendungsfehler der Prognosesoftware sofort erkennbar wären.

Insofern ist es wenig erstaunlich, wenn von Windatlas-Ertragsprognosen vor Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen gewöhnlich Sicherheitsabschläge von mindestens 10, vereinzelt auch 20 und mehr Prozent, abgezogen werden. Schon im wenig gegliederten Gelände werden die Fehlermöglichkeiten bezüglich der Ertragsberechnung von den WASP-Entwicklern pauschal mit ca. 10 % angegeben.

Abgesehen von dem wegen der unvermeidbaren Kabel-, Trafo und Stillstandsverluste in jedem Fall notwendigen Abzug, ist die konkrete Höhe des darüber hinausgehenden Abschlags jedoch meist ein wenig willkürlich gewählt. Bei Ausschöpfung der im folgenden behandelten Kontrollmöglichkeiten für die Plausibilität der Prognose sollte die Größenordnung der Abzüge in vielen Fällen deutlich vermindert werden können.

2. WASP++: Plausibilitätskontrolle von Ertragsprognosen

2.1. Windindizes

Die bisher beschriebene Strömungssimulation stellt ein Modell der örtlichen Variabilität der Windverhältnisse dar; die Berechnungsergebnisse werden in der Regel als Prognose des langjährigen Mittelwerts z.B. der Windgeschwindigkeit oder des Anlagenertrags interpretiert. Schon vom Charakter der Berechnung her kann dies nur zutreffen, wenn die Windatlasdaten das langjährige Windklima an den Basisstationen widerspiegeln, z.B. nach einer Meßdauer von mindestens 4, viel besser aber 6 und mehr Jahren.

Das Ertragspotential einzelner Jahre kann dagegen um bis zu 40 % über oder unter dem langjährigen Mittelwert liegen. In meteorologisch kurzen Zeiträumen erhobene Basisdaten einer Langzeitprognose müssen deshalb auf den Langzeitmittelwert einjustiert werden.

Das naheliegende Modell der *Windindizes* besteht in der Berechnung und Verwendung von einfachen Verhältniszahlen nach dem Muster

$$I_T = \frac{c_T}{c}$$

mit v_T ... Windindex für die Zeitperiode T

c_T ... beobachtete skalare Kenngröße für das Windklima in der Zeitperiode T

c ... bekannter langjähriger Mittelwert derselben Kenngröße

Die Größenordnung der Indexwerte hängt u.a. stark davon ab, ob sich die Berechnung auf Windgeschwindigkeiten oder Energiegrößen (z.B. Windangebote oder Anlagenerträge) bezieht. Dies gehört zur Angabe von Indexwerten genauso wie Informationen zum räumlichen Geltungsbereich; wie sich gezeigt hat, können Windindexwerte gerade bei kurzem zeitlichen Geltungsbereich regional sehr unterschiedlich ausfallen.

Regelmäßig veröffentlicht werden Indexwerte u.a. durch das DEWI Wilhelmshaven /2/, die IWET Hamburg /3/ und vom IWR Münster (Internetseite: www.iwr.de). Der Datenhintergrund, die zeitliche Auflösung und die regionale Gültigkeit differieren von Quelle zu Quelle und entscheiden im konkreten Fall über die Anwendbarkeit des Index'.

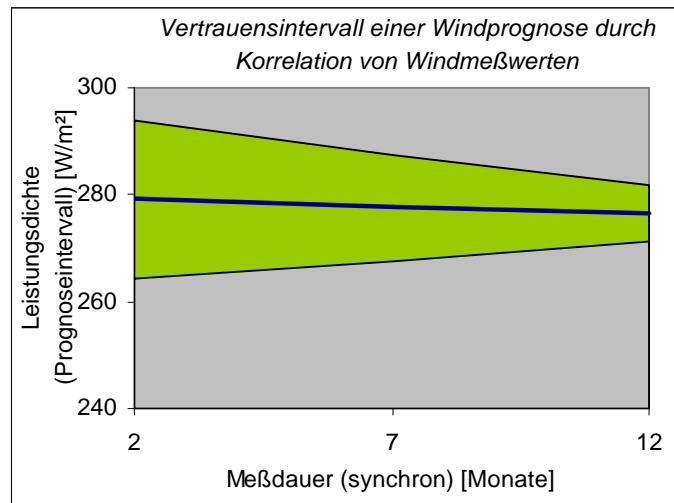
Im Ingenieurbüro Jörg Kuntzsch werden Windindexwerte für ausgewählte Regionen aus Langzeitwindmeßergebnissen berechnet und für Kontrollzwecke verwendet; die Weitergabe erfolgt auf Anfrage.

2.2. Kurzzeitwindmessungen

Regelmäßig stellt sich nach einer durchgeführten Windatlas-Berechnung die Frage, ob die verwendeten(n) Windatlasstation(en) und ihr Wichtungsverhältnis als repräsentativ für den betrachteten Standort gelten können. Die beste Kontrolle dafür ist nach wie vor eine Windmessung in ausreichender Höhe und mit hochwertiger technischer Ausstattung, die grobe Diskrepanzen zwischen realen und vorherberechneten Werten in der Regel schon nach einer Meßdauer von deutlich weniger als einem Jahr aufdeckt. Der Bezug des Windklimas im Meßzeitraum auf die langjährigen Mittelwerte kann im einfachsten Fall durch Wichtung der Meßergebnisse mit dem mittleren zugehörigen Windindexwert im Meßzeitraum geschehen.

Wichtige Aufschlüsse kann darüber hinaus die Korrelation der gemessenen Zeitreihe mit den Ergebnissen benachbarter und schon länger betriebener Meßstationen liefern - falls derartige Stationen existieren und die Meßwerte nutzbar gemacht werden können.

Die Abb. 2 dokumentiert das Korrelationsergebnis zweier schon seit 1992 vom Ing.-büro Jörg Kuntzsch betriebener Meßstationen in Sachsen. Der Abstand zwischen den Stationen beträgt ca. 50 km. Korreliert wurden die aus den aufgezeichneten Windgeschwindigkeiten bestimmten 10-min-Mittelwerte der Leistungsdichte über eine Meßdauer von zunächst einem Jahr. Aus dem nach 7-jähriger Meßdauer bekannten Mittelwert an der Meßstation 1 kann nun zunächst ein Erwartungswert für die Meßstation 2 berechnet werden. Im vorliegenden Fall geschah dies durch einfache lineare Regression (blaue Linie im Diagramm). Entscheidend ist die aus der Korrelationsanalyse hervorgehende Aussage über die Güte der Regression: alternativ zu dem berechneten Erwartungswert kann bei Vorgabe einer statistischen Sicherheit (sog. Konfidenzniveau) auch ein Vertrauensintervall bestimmt werden, innerhalb dessen der Erwartungswert liegt. Die Abbildung zeigt, wie das grün markierte Intervall mit zunehmender Meßdauer schmaler wird - ein Indiz für die steigende Sicherheit der Vorhersage. Im Unterschied zu der geschätzten Größenordnung von Sicherheitsabschlägen sind die Grenzen des Prognosebereichs aber aus den Basisdaten berechnet und spiegeln so direkt deren Qualität wider. Eine zuverlässige Windatlas-Ertragsprognose sollte in der Meßhöhe der Kurzzeitmessung ebenfalls einen innerhalb des Vertrauensintervalls liegenden Wert ergeben. Empfehlenswert ist an komplizierten Standorten auch die Nachmessung und ggfs. Justierung des prognostizierten Höhenprofils der Windgeschwindigkeit durch Montage mehrerer Anemometer in verschiedenen Höhen.



Erwartungswert kann bei Vorgabe einer statistischen Sicherheit (sog. Konfidenzniveau) auch ein Vertrauensintervall bestimmt werden, innerhalb dessen der Erwartungswert liegt. Die Abbildung zeigt, wie das grün markierte Intervall mit zunehmender Meßdauer schmaler wird - ein Indiz für die steigende Sicherheit der Vorhersage. Im Unterschied zu der geschätzten Größenordnung von Sicherheitsabschlägen sind die Grenzen des Prognosebereichs aber aus den Basisdaten berechnet und spiegeln so direkt deren Qualität wider. Eine zuverlässige Windatlas-Ertragsprognose sollte in der Meßhöhe der Kurzzeitmessung ebenfalls einen innerhalb des Vertrauensintervalls liegenden Wert ergeben. Empfehlenswert ist an komplizierten Standorten auch die Nachmessung und ggfs. Justierung des prognostizierten Höhenprofils der Windgeschwindigkeit durch Montage mehrerer Anemometer in verschiedenen Höhen.

2.3. Kontrolle anhand der Erträge benachbarter Windkraftanlagen

Nach dem Betriebsbeginn eines Windkraftprojekts kann sich die langfristige Ertragsprognose mehr und mehr auf die schon gewonnenen Ertragswerte stützen. Bei störungsfreiem Betrieb der Anlage und Vorliegen zuverlässiger Windindexwerte für den Standort liegt in der Regel nach etwa 1-jähriger Betriebszeit die Basis für eine zuverlässige Ertragsprognose vor, bestimmbar z.B. nach folgender Formel:

$$E = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{E_{T;i}}{v_{i;i}}$$

mit

E Prognose für den mittleren Monatsertrag der WKA

n Anzahl der verwendeten Monatserträge der Anlage

E_i.... Ertrag der WKA im Monat i

v_i.... zugehöriger Windindex im Monat i

Ein Windkraftanlagenstandort mit einer auf diese Weise gesicherten Ertragsprognose ist wiederum als Stützstelle für Windatlasprognosen benachbarter Projekte nutzbar. Wird für den Kontrollstandort eine komplette Windatlasberechnung durchgeführt, so läßt sich die Frage nach der Repräsentanz der Windatlasstation(en) dort immerhin beantworten. Auch die Eichung des Wichtungsverhältnisses mehrerer benachbarter Windatlasstationen anhand der Windindex-Prognose ist möglich.

Bei der Anwendung der Methode werden Annahmen getroffen, die zumindest z.T. kontrolliert werden sollten. Bei einem Rückschluß von Ertragszahlen auf die Windverhältnisse wird notwendigerweise davon ausgegangen, daß sich die Ertragszahlen auf die verwendete Leistungskennlinie der Anlage beziehen. Berechnete Leistungskennlinien sind deshalb ebenso ein Unsicherheitsfaktor wie Erträge, die durch Technikausfälle, anlageninterne Verluste (Eigenverbrauch, Kabel-, Trafoverluste) oder Änderungen der Standortumgebung (z.B. hinzukommende Windkraftanlagen in der Nachbarschaft) unkalkulierbar beeinflußt sind. Standortbesichtigung und Kontaktaufnahme zum Betreiber gehören demzufolge zum empfehlenswerten Umfang der Prüfung der Datenquellen.

Windindizes bedienen sich - wie schon beschrieben - der Grundidee, daß sich Ertragswerte von Windkraftanlagen innerhalb einer Indexregion proportional zueinander und zum entsprechenden Indexwert verhalten. Bei strenger Gültigkeit würde jeder einzelne Monatsertrag, bewertet mit dem dazugehörigen Windindexwert, dieselbe Prognose für den mittleren Monatsertrag ergeben. Die sich in der Praxis unvermeidlich einstellende Schwankungsbreite der einzelnen Monatsprognosen ist insofern ein Maß dafür, wie gut die Erträge und die Indexwerten zusammenpassen. Abb. 3 zeigt den Verlauf einer Windindex-Ertragsprognose für eine Windkraftanlage in Brandenburg auf Basis der im jeweiligen Monat zur Verfügung stehenden Ertrags- und Indexwerte. Während die Prognose bei Verwendung des zur Region gehörigen Windindex' schon nach 7 Monaten kaum noch schwankt (blaue Linie), führt die Auswahl einer anderen Indexquelle zu Monatsprognosen mit einem Variationskoeffizienten von mehr als 25 % (rote Linie). Hier sollten die verwendeten Index- und Ertragswerte überprüft werden.

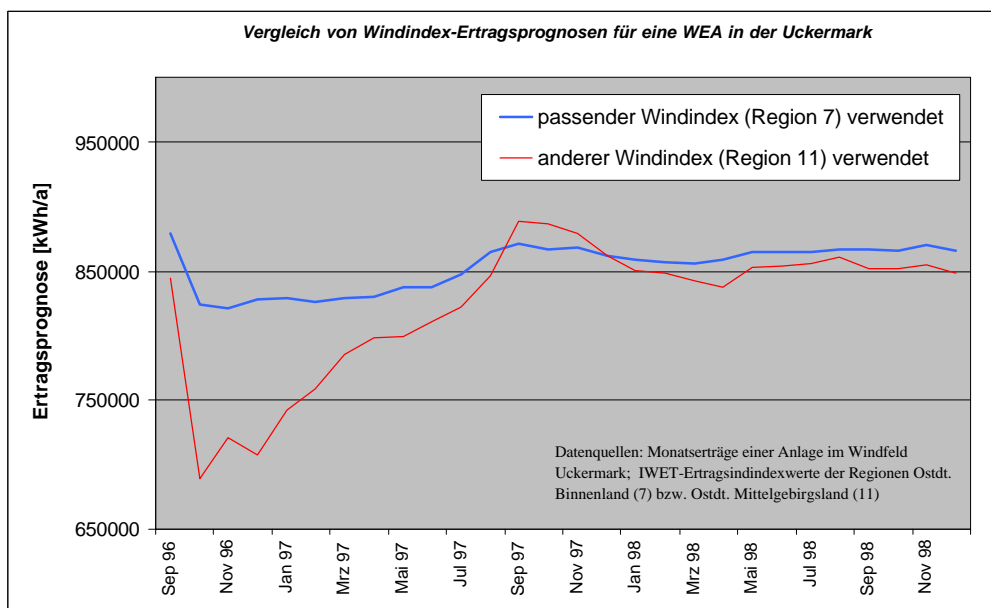


Abb. 3: Vergleich des zeitlichen Verlaufs von Windindex-Ertragsprognosen bei verschiedenen Datenquellen

Ist jedoch die Zuverlässigkeit der Daten am Kontrollstandort ausreichend bestätigt, kann für die so verifizierte Prognose abhängig vom Abstand zwischen den Standorten eine höhere Zuverlässigkeit

vorausgesetzt werden. Neben der Justierung des Niveaus der Prognose kann nämlich davon ausgegangen werden, daß sich einige der eingangs aufgezählten Fehlerquellen der Windatlas­methode kompensieren: Fehler bezüglich der Auswahl der Windatlasstationen, der Bodenrau­higkeitseinschätzung oder der Berechnung der Luftdichte wirken selbstverständlich an allen Standorten in derselben Richtung. Wird z.B. ein schon länger betriebenes Windfeld um zusätzliche Anlagen erweitert, so hat eine an den Erträgen der schon vorhandenen Windkraftanlagen justierte Ertragsprognose für die später hinzukommenden Anlagen gute Aussichten auf Exaktheit: bei ähnlichen Nabenhöhen hat so eine ungenaue Modellierung des Höhenprofils der Windgeschwindigkeit kaum noch Einfluß auf das Prognoseergebnis.

3. Zusammenfassung

Zuverlässige Ertragsprognosen bilden den Grundstock für erfolgreiche Windkraftprojekte. Im Idealfall kann die Vorhersage aus den Ergebnissen einer Langzeitwindmessung direkt am Standort der geplanten Anlagen bestimmt werden. Schon wegen der dazu erforderlichen ausgedehnten Vorlaufphase liegen solche Ergebnisse jedoch sehr häufig nicht vor, so daß andere Daten zur Kontrolle der Prognose herangezogen werden.

Mit den Erträgen der mittlerweile mehr als 7000 Windkraftanlagen in Deutschland liegen umfassende Möglichkeiten für Ertragskontrollen vor, wenn auch nicht jede Anlage - standort- oder typbedingt - geeignet ist. In orografisch komplizierten oder bisher wenig für die Windkraftnutzung erschlossenen Regionen ohne nutzbare Vergleichserträge vorhandener Anlagen können Kurzzeitwindmessungen mit einer Meßdauer von weniger als einem Jahr zusätzliche Aufschlüsse liefern. Die Verfügbarkeit von Windindexwerten mit ausreichender zeitlicher und räumlicher Auflösung stellt dabei den Schlüssel für die Einordnung kurzzeitiger Episoden in das langjährige Windklima dar.

Abb. 4 zeigt die Methodik der um diese Plausibilitätskontrollen erweiterten Windatlas­methode.

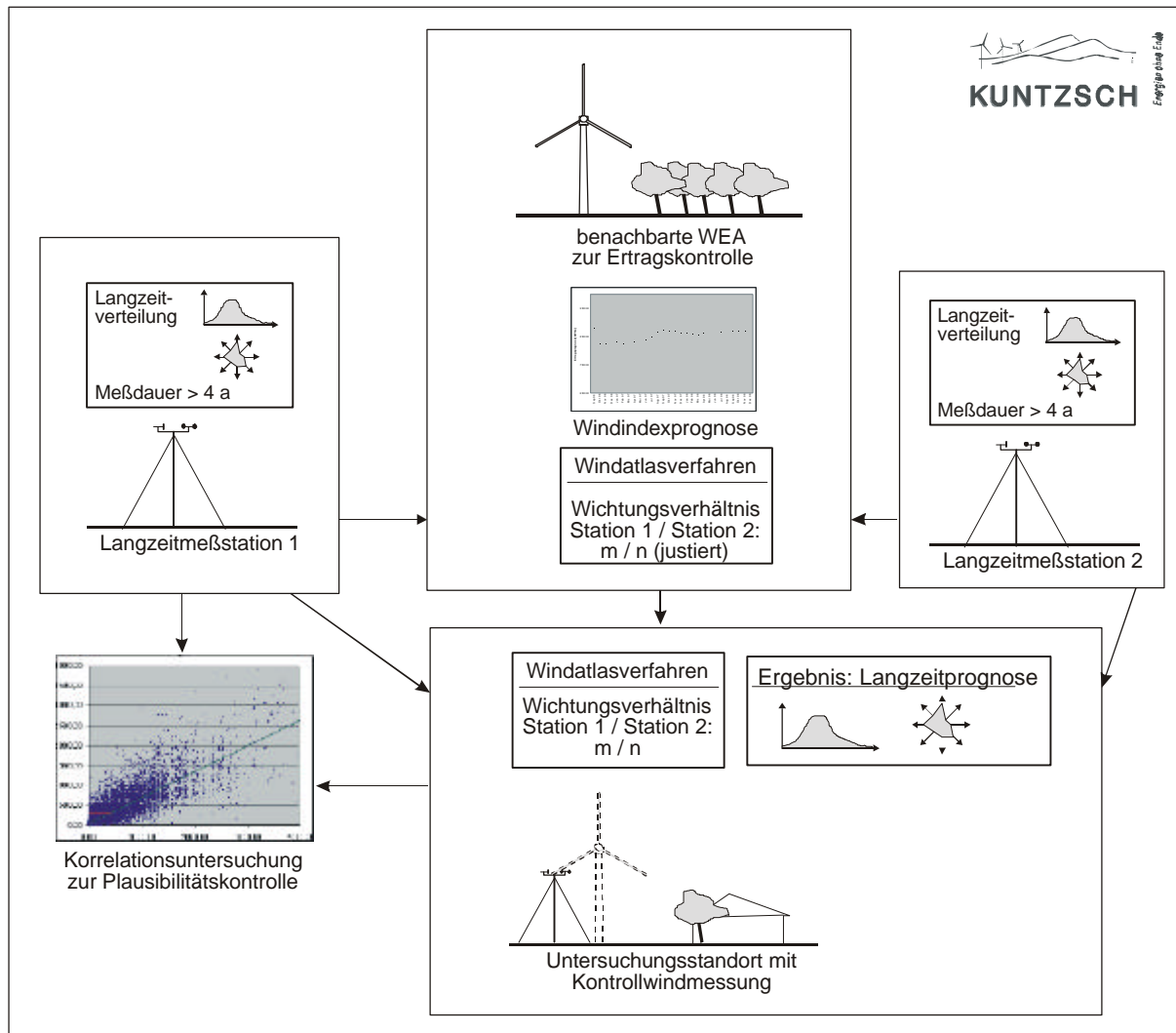


Abb. 4: Erweiterung der Windatlas-Methode um Plausibilitätskontrollen

Bei allem Fortschritt der Methodik zur Ertragsprognose wird auch in Zukunft nicht ohne Weiteres eine Garantie auf einen prognostizierten festen Wert übernommen werden können. Prognoseintervalle oder mit Sicherheitsabschlag ergänzte Prognosewerte entsprechen dem Charakter und den Voraussetzungen der Aufgabenstellung besser. Die Größenordnung der Abschläge wird allerdings mehr als bisher üblich die Güte der Basisdaten der Prognose widerspiegeln müssen. Während bei komplizierten Mittelgebirgsstandorten ohne zusätzliche Kontrollmöglichkeiten ein mindestens 20-prozentiger Abschlag durchaus angemessen sein kann, sollte bei vorliegender Bestätigung der Windatlasprognose durch Ertragskontrolle und Windmessungen auch die Reduktion auf eine Größenordnung von bis zu 5 % möglich sein. Wichtig ist in diesem Fall allerdings die Dokumentation der durchgeführten Kontrollberechnungen im Windgutachten.

4. Literatur

- /1/ Wind Atlas Analysis and Application Program (WASP), Riso National Laboratory Roskilde, Dänemark 1993-1999
- /2/ Axel Albers: 1. Windhalbjahr 1999. - In: DEWI-Magazin 15 (1999), Deutsches Windenergie-Institut Wilhelmshaven 1999
- /3/ Jochen Keiler: Das Windjahr 1998 - endlich wieder ein gutes Windangebot. - In: Windenergie 1999, Marktübersicht des BWE e.V. Osnabrück 1999