



Office franco-allemand pour la transition énergétique
Deutsch-französisches Büro für die Energiewende



HINTERGRUNDPAPIER

Windmessungen und Windgutachten für die Standortbewertung von Windenergieanlagen an Land: Methoden und Analyse

August, 2017

 Autor: Alexander Basse, Dr. Doron Callies, Berthold Hahn,
Fraunhofer IWES, Doron.Callies@iwes.fraunhofer.de,
alexander.basse@iwes.fraunhofer.de,
berthold.hahn@iwes.fraunhofer.de

Kontakt: Daniela Niethammer, DFBEW
daniela.niethammer.extern@bmwi.bund.de

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Gefördert durch:



MINISTÈRE
DE LA TRANSITION
ÉCOLOGIQUE
ET SOLIDAIRE



Disclaimer

Der vorliegende Text wurde von einem externen Experten für das Deutsch-französische Büro für die Energiewende (DFBEW) verfasst. Das DFBEW stellt dem Autor lediglich eine Plattform zur Veröffentlichung seines Beitrags zur Verfügung. Die vertretenen Standpunkte stellen deshalb ausschließlich die Meinung des Autors dar. Die Ausarbeitung erfolgte mit der größtmöglichen Sorgfalt. Das DFBEW übernimmt allerdings keine Gewähr für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Informationen.

Alle textlichen und graphischen Inhalte unterliegen dem deutschen Urheber- und Leistungsschutzrecht. Sie dürfen, teilweise oder gänzlich, nicht ohne schriftliche Genehmigung seitens des Verfassers und Herausgebers weiterverwendet werden. Dies gilt insbesondere für die Vervielfältigung, Bearbeitung, Übersetzung, Verarbeitung, Einspeicherung und Wiedergabe in Datenbanken und anderen elektronischen Medien und Systemen.

Das DFBEW hat keine Kontrolle über die Webseiten, auf die die in diesem Dokument sich befindenden Links führen. Für den Inhalt, die Benutzung oder die Auswirkungen einer verlinkten Webseite kann das DFBEW keine Verantwortung übernehmen.



Inhaltsverzeichnis

Disclaimer	2
I. Einleitung	4
II. Verfahren zur Windpotenzialbestimmung	5
II.1. Allgemeine Anforderungen an Windmessungen	5
II.2. Auswahl der Messtechnologie	6
II.2.1. Windmessungen mit einem Messmast	6
II.2.2. Windmessungen mittels Fernmessgerät	7
II.2.3. Vergleich der Messsysteme	9
II.2.4. Vorgaben in Richtlinien und Normen hinsichtlich des Messsystems	10
II.3. Langzeitbezug	11
II.3.1. Langzeitkorrelationsverfahren	12
II.3.2. Anwendung von Langzeitdaten	13
II.4. Modellierung der Windverhältnisse	14
II.5. Berechnung von Erträgen und Energieverlustfaktoren	14
III. Genauigkeit von Windgutachten	15
III.1. Systematische Fehler	15
III.2. Unsicherheiten	15
IV. Entwicklungen der vergangenen Jahre und Ausblick	17
V. Literatur	19



I. Einleitung

Für ein wirtschaftlich erfolgreiches Windenergieprojekt ist eine genaue Bestimmung des Ertrages auf Basis des Windpotenzials essentiell [5].

Für eine erste Einschätzung der Windverhältnisse ist es hilfreich, Windpotenzialkarten heranzuziehen, welche Informationen über die Windverhältnisse in einer Region liefern. Solche Übersichtskarten ermöglichen eine schnelle, unkomplizierte erste Differenzierung windhöflicher und windärmerer Standortbedingungen [6]. Ihre Genauigkeit ist jedoch begrenzt und für eine konkrete Windparkplanung nicht ausreichend. Die Windverhältnisse können sich innerhalb kleiner räumlicher Skalen vergleichsweise stark ändern, was die Simulationen mit heutigen Modellen nur unzureichend abbilden. Ungenauigkeiten treten insbesondere in Waldgebieten oder an anderen komplexen Standorten auf, an denen aufgrund ausgeprägter topographischer Änderungen (z. B. Hügel oder Gebirge) ein bedeutender Einfluss der Oberfläche auf die Windverhältnisse festzustellen ist. Im flachen Gelände können mit Windatlanten hingegen zumindest teilweise hohe Genauigkeiten erreicht werden.

Lokale Windmess- oder Windenergieanlagen-Ertragsdaten am Standort oder in geringer Entfernung zu den geplanten Windenergieanlagen (WEA) sind daher für eine genaue Ertragsabschätzung unerlässlich. Um eine hohe Qualität in der Ertragsabschätzung zu garantieren, werden sogenannte Wind- bzw. Ertragsgutachten entsprechend einschlägiger Standards erstellt. Diese bilden dann eine wichtige Entscheidungsgrundlage dafür, ob ein ökonomisch sinnvoller Betrieb der WEA gewährleistet und ein Windpark gebaut werden kann. Ertragsgutachten werden im Allgemeinen in mehrere Ebenen bzw. Schritte gegliedert [12].

Der erste Schritt ist die der **Erhebung bzw. Beschaffung der Winddatenbasis**. Hierfür werden im internationalen Raum i. d. R. Windmessungen durchgeführt. Vor allem im deutschen Raum ist es aber auch üblich, auf Ertragsdaten von repräsentativen WEA in der Nachbarschaft zurückzugreifen. Da Messdaten (oder Ertragsdaten) üblicherweise nur für einen begrenzten Zeitraum zur Verfügung stehen, ist zusätzlich eine Langzeitkorrektur notwendig. Diese erfolgt, indem langjährige Daten aus der Vergangenheit von Wettermodellen, Messstationen oder Referenzwindparks aus der Umgebung mit den kurzzeitigen Messdaten in Beziehung gesetzt werden. Dies ist insbesondere wichtig, um zwischenjährliche Variationen (d.h. die Änderung der Windverhältnisse am betrachteten Standort von Jahr zu Jahr) erkennen und für die Bestimmung der langjährig zu erwartenden Windbedingungen berücksichtigen zu können.

Der zweite Schritt besteht in der **Modellierung des Windpotenzials am Standort** mittels Strömungsmodellen. Hierbei wird das für einen repräsentativen Punkt ermittelte Windfeld mittels vertikaler und horizontaler Übertragung auf die geplanten Einzelstandorte räumlich extrapoliert.

Der nun folgende Schritt der **Ertragsprognose** liefert die durchschnittliche elektrische Energie, welche erwartungsgemäß von den/der geplanten Anlage/n in das Netz eingespeist werden wird. Durch die Verwendung einer Leistungskennlinie kann auf Basis der Häufigkeitsverteilung der auftretenden Windgeschwindigkeiten der Ertrag der geplanten WEA berechnet werden. Die entscheidende Kenngröße ist die zu erwartenden durchschnittliche jährliche **Stromproduktion AEP** (jährliche Energieproduktion, engl.: *Annual Energy Production*) einer WEA bzw. des gesamten Windparks. Bei der Bestimmung des AEP müssen auftretende Verluste berücksichtigt werden. Insbesondere gegenseitige aerodynamische Abschattungseffekte der WEA im Windpark, technische Defekte, Umwelteinflüsse wie Vereisung oder genehmigungsrechtliche Auflagen (z. B. eine zeitlich festgelegte Leistungsrosselung aus Schallschutzgründen) sowie Netzanschlussverluste stellen wichtige Verlustfaktoren dar.

Neben der Abschätzung des zu erwartenden Ertrags ist vor allem die Bestimmung der mit dieser Schätzung verbundenen Unsicherheiten wichtig, welche i. d. R. zwischen 10 und 15 % liegen, mitunter jedoch auch bis zu 20 % betragen können. Diese Unsicherheiten tragen maßgeblich zum finanziellen Risiko eines Windprojektes bei, weshalb sie auch eine bedeutende Größe in der Finanzierung von Windparks darstellen.



II. Verfahren zur Windpotenzialbestimmung

Die Windverhältnisse werden im Wesentlichen durch die **Windgeschwindigkeit und die Windrichtung** charakterisiert, weshalb diese die wichtigsten Messgrößen einer Windmesskampagne darstellen. Zusätzlich werden Druck, Temperatur und Luftfeuchte erfasst, um die **Luftdichte** zu ermitteln. In bestimmten Fällen kann für die Bestimmung des Windpotenzials diese Messung durch die Verwendung von Ertragsdaten bereits bestehender WEA in der nahen Umgebung des betrachteten Standortes ersetzt werden.

Zur Bestimmung des Wind- und Ertragspotenzials ergeben sich vielfältige Anforderungen an die Durchführung einer solchen Windmessung. Im folgenden Kapitel werden die wichtigsten Herausforderungen und die damit verbundenen Unsicherheiten erläutert.

II.1. Allgemeine Anforderungen an Windmessungen

Die Vorgaben einschlägiger Normen und Richtlinien zur Durchführung von Windmessungen zielen im Wesentlichen auf eine hohe Datenqualität und –verfügbarkeit ab. Durch eine systematische Überprüfung der Plausibilität der Messdaten können ein Teil der Messfehler erkannt werden. Dies ist vor allem dann möglich, wenn eine unabhängige Referenzmessung vor Ort verfügbar ist (z. B. Messmast mit mehreren Schalensternanemometern). Eine fundierte Qualitätskontrolle der Daten stellt daher einen wichtigen Bestandteil der Windpotenzialabschätzung dar. Neben der Messgenauigkeit, welche u. a. vom gewählten Messinstrument abhängt, spielen dabei die **zeitliche und räumliche Repräsentativität** der Daten eine zentrale Rolle [12].

Bei der Windmessung im Zuge der Planung eines Windparks muss der Messstandort möglichst repräsentativ für die gesamte Windparkfläche sein, sodass in komplexem Gelände gegebenenfalls an mehreren Standortorten gemessen werden sollte. Der Einfluss der lokalen Topographie auf die Windbedingungen am einzelnen Standort ist gravierend. Zusätzlich ist die **Repräsentativität der Messhöhe** für die Windverhältnisse auf Nabenhöhe wichtig, sofern nicht unmittelbar auf Nabenhöhe der geplanten WEA gemessen werden kann. Für die dann notwendige Vertikalextrapolation ist dann eine Mindestmesshöhe von zwei Drittel der geplanten Nabenhöhe erforderlich. Dies wird allerdings nur bei einer mastbasierten Messung nötig sein, bei Einsatz eines Fernmessgerätes ist keine Extrapolation nötig, da i. d. R. unmittelbar auf Nabenhöhe gemessen werden kann (s. Abschnitt II.2.1).

Neben der räumlichen ist die zeitliche Repräsentativität einer Messkampagne von großer Bedeutung. Der Messzeitraum muss alle saisonalen Effekte der Windverhältnisse abdecken. Aus diesem Grund wird im Allgemeinen eine Mindestmessdauer von 12 Monaten gefordert [12, 20].

Des Weiteren ist eine **hohe Verfügbarkeit der Messdaten** erforderlich; als Minimalwert wird oft eine Datenverfügbarkeit von 80 % gefordert [12]. Dabei ist jedoch zu beachten, dass selbst eine über den Messzeitraum gesehen hohe Datenverfügbarkeit sich als problematisch erweisen kann, wenn z. B. der Ausfall eines Messgerätes zu einer längeren, kontinuierlichen Unterbrechung der Messung führt und damit ein nennenswerter Anteil einer saisonalen Charakteristik in der Datenreihe fehlt.

Bei Windmessungen über ein ganzes Jahr werden die jahreszeitlichen Schwankungen innerhalb dieses Jahres vollständig erfasst und saisonale Muster in den Windverhältnissen abgebildet. Die zwischenjährlichen Variationen werden allerdings nicht von der Messkampagne abgedeckt. Hierfür ist eine Langzeitkorrektur nötig (s. Abschnitt II.3).

II.2. Auswahl der Messtechnologie

Zur Bestimmung der Windverhältnisse kommen vor allem zwei Typen von Messsystemen zum Einsatz. Das gängigste und bereits seit vielen Jahrzehnten in Windmesskampagnen etablierte System ist ein **Windmessmast mit Schalensternanemometern**. Diese Technik ist bei Einhaltung der üblichen Standards (z. B. [12, 13, 20]) als zuverlässiges Mittel zur Erhebung der Winddaten anerkannt. Im Gegensatz dazu haben sich in den vergangenen Jahren **Fernmessgeräte** zunehmend als mögliche Ergänzung oder Alternative zu Messmasten entwickelt. Nicht zuletzt aufgrund der technischen Weiterentwicklung der letzten Jahre wird Fernmessgeräten ein enormes Potential hinsichtlich des Einsatzes in Windmesskampagnen zugesprochen und es wird erwartet, dass Fernmessgeräte in Zukunft in einigen Bereichen mastbasierte Messsysteme vollständig ablösen werden [9]. Nach der Revision 9 der technischen Richtlinie 6 der Fördergesellschaft Windenergie und anderer Erneuerbarer Energien (FGW-TR6 Rev. 9) ist seit 2014 der alleinige Einsatz eines Fernmessgerätes zumindest für die Bestimmung des Wind- und Ertragspotenzials möglich. Diese Richtlinie stellt insbesondere in Deutschland den maßgeblichen Standard bei der Erstellung von Wind- bzw. Ertragsgutachten dar [15], findet jedoch auch international Anwendung.

II.2.1. Windmessungen mit einem Messmast

Heutige Windmessmasten für WEA mit Nabenhöhen von deutlich über 100 m werden i. d. R. als Gittermasten ausgeführt. Beispielhaft ist in Abbildung 1 der Forschungsmessmast des Fraunhofer IWES Kassel am Rödeser Berg nahe Kassel dargestellt.

Da Kosten und Aufwand für die Errichtung des Mastes im Allgemeinen stark mit der Masthöhe zunehmen, wird diese oftmals kleiner als die spätere Nabenhöhe der zu errichtenden Windkraftanlage gewählt. Die Bestimmung der



Abbildung 1: 200 m Forschungsmessmast des Fraunhofer IWES Kassel mit Auslegern, Sensoren und Abspannungen.

Windverhältnisse auf der Nabenhöhe wird dann mittels einer **vertikalen Extrapolation der Messdaten** erreicht. Die Genauigkeit dieser Extrapolationsrechnung ist stark vom Abstand von Mess- und Zielhöhe abhängig und führt im Vergleich zu einer Messung auf Nabenhöhe zu einer größeren Unsicherheit.

Meist kommen zur Messung von Windgeschwindigkeit und -richtung Schalensternanemometer und Windfahnen zum Einsatz. In einigen Fällen werden auch Ultraschallanemometer verwendet welche Windrichtung und Windgeschwindigkeit gleichzeitig messen können. Bei der Installation von Windmesssensoren am Mast ist darauf zu achten, dass ein ausreichender Abstand zum Mastkörper, und damit eine weitestgehend freie, ungestörte Anströmung gewährleistet ist (vgl. [13]). Dies wird durch entsprechend lange Ausleger und

ein Vertikalrohr (siehe Abbildung 1) sowie durch das Anbringen mehrerer Ausleger auf derselben Höhe in verschiedenen Himmelsrichtungen erreicht (s. [13]).

Das bei Windmessungen i. d. R. eingesetzte Schalensternanemometer (s. Abbildung 2) funktioniert nach dem Prinzip eines Widerstandsläufers. Über die Detektion der Drehzahl wird auf die absolute Windgeschwindigkeit geschlossen.

Mögliche Unsicherheiten treten bei Schalensternanemometern bei deren Kalibrierung und Klassifizierung (z. B. bezüglich der Umweltbedingungen) auf. Wichtig sind dabei Schräganströmung sowie Anlauf- und Nachlaufeffekte



Abbildung 2: Ein an einem Ausleger eines Messmastes angebrachtes Schalensternanemometer.

(bedingt durch die Trägheit des Drehkörpers). Bei einer schnellen Veränderung der Windgeschwindigkeit kann diese erst nach einer gewissen Zeit adäquat gemessen werden, da sich die Rotationsbewegung des Drehkörpers zunächst an die neuen Windverhältnisse angleichen muss [11]. Eine so auftretende Verzögerung im Messvorgang wird als Anlaufeffekt bezeichnet und hat eine Unterschätzung der Windgeschwindigkeit zur Folge. Dieser Effekt ist besonders nach einem Stillstand des Drehkörpers bedeutsam, da in solchen Fällen überdies der Haftung eine nicht zu vernachlässigende Bedeutung zukommt. Nachlaufeffekte hingegen sind meist durch eine hohe Turbulenz bedingt und resultieren in einer Überschätzung der Windgeschwindigkeit (sog. *Overspeeding*). Sowohl bei An- als auch Nachlaufeffekten ist der Messfehler in erster Linie bei geringen Windgeschwindigkeiten bedeutsam und kann bis zu 10 % der realen Windgeschwindigkeit betragen [11]. Um solche Fehler zu berücksichtigen, wurde die Klassifizierung von Anemometern in dem für die Windenergie relevanten Messbereich entwickelt [8].

In kalten Regionen kann bei Schalensternanemometern und Windfahnen Eisansatz bzw. ein Festfrieren (sog. *Icing*) zu einer Verfälschung der Messergebnisse bzw. einem länger andauernden Messausfall führen. Als wirksame Maßnahme gegen *Icing* kann eine Beheizung der Messinstrumente eingesetzt werden. Diese weist jedoch einen größeren Energiebedarf auf, sodass eine aufwendige Versorgung erforderlich wird.

II.2.2. Windmessungen mittels Fernmessgerät

Bei Fernmessungen der Windgeschwindigkeit kommen **SoDAR** (**S**ound **D**etection **A**nd **R**anging) und **LiDAR** (**L**ight **D**etection **A**nd **R**anging) (s. Abbildung 3) zum Einsatz. Während ein SoDAR Schallwellen aussendet und über die an Turbulenzen und Temperaturdifferenzen der Luftschichten rückgestreuten Signale die Windverhältnisse bestimmt, werden beim LiDAR Licht- bzw. Laserstrahlen verwendet, welche von Partikeln in der Luft (sog. Aerosole) reflektiert werden [25]. Bei den am meisten verwendeten Gerätetypen (Doppler-LiDAR) wird die Geschwindigkeit dieser Partikel über die Dopplerverschiebung der Wellenlängen bzw. Frequenzen der ausgesendeten Laserstrahlen bestimmt. Diese kann als identisch mit der Geschwindigkeit der umgebenden Luft, und damit der Windgeschwindigkeit, angesehen werden.



Abbildung 3: LiDAR-Messgerät des Typs WindCube V2 des Fraunhofer IWES Kassel.

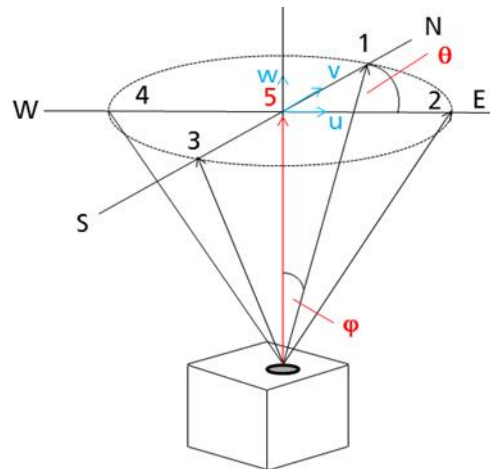


Abbildung 4: Schematische Darstellung der Messung eines LiDAR-Messgeräts.

In Mitteleuropa werden LiDAR-Geräte i. d. R. gegenüber SoDAR-Geräten bevorzugt, da sie im Allgemeinen eine geringere Störanfälligkeit und damit eine höhere Genauigkeit aufweisen [19, 23, 25]. Deshalb wird im Folgenden der Fokus auf die Windmessung mit LiDAR-Messgeräten gelegt. Eine detaillierte Beschreibung der Funktionsweise von SoDARs findet sich z. B. in [25].

Im Gegensatz zu Schalensternanemometern werden bei einer Fernmessung keine „Punktmessungen“ (d.h. Messung der Windverhältnisse in einem nahezu punktförmigen Bereich) der horizontalen Windgeschwindigkeit durchgeführt. Doppler-LiDAR messen die radiale Windgeschwindigkeit entlang des Laserstrahls. Mit einem einzelnen Laserstrahl kann daher die Windgeschwindigkeit nur in einer Richtung gemessen werden. Für einen vollständigen dreidimensionalen Windvektor muss also mit mindestens drei räumlich getrennten Laserstrahlen gemessen werden. Da die Strahlen von einem Punkt ausgehen, werden die Komponenten des Windvektors allerdings zwangsläufig in unterschiedlichen Messvolumina ermittelt. Nur unter der Annahme identischer Windbedingungen in allen Messvolumina lassen sich demnach die Komponenten zum vollständigen Windvektor zusammenfügen. Bei den aktuellen Geräten werden mehr als drei Vektorkomponenten gemessen, um das Messergebnis robuster gegenüber Messfehlern zu machen. In Abbildung 4 ist ein häufig eingesetztes Messprinzip dargestellt. Die Vertikalkomponente w der Windgeschwindigkeit wird durch einen Laserstrahl in vertikaler Richtung direkt gemessen (Strahl 5), vier weitere Messstrahlen (Strahlen 1 bis 4) bilden einen Öffnungswinkel φ zur Vertikalen und besitzen jeweils einen anderen, festen Azimutwinkel θ zur geräteinternen Nordrichtung (in Abbildung 4 sind dies 0° , 90° , 180° und 270°). Sie spannen damit einen „Messkegel“ auf, mittels dem die Horizontalkomponenten u und v des Windgeschwindigkeitsvektors bestimmt werden können.

Da dieses Messprinzip voraussetzt, dass an den verschiedenen Messvolumina identische Windbedingungen vorherrschen, ergeben sich Messfehler, wenn sich die Windverhältnisse in den unterschiedlichen Messvolumina unterscheiden. Insbesondere in komplexem Gelände sind die Strömungsbedingungen aber nicht homogen. Damit ist die Voraussetzung für eine Richtigkeit der LiDAR-Messung nicht mehr gegeben und es kommt zu systematischen Messfehlern. Beispielhaft ist dies in Abbildung 5 dargestellt. Hierbei ist zu erkennen, dass systematisch geringere Windgeschwindigkeiten gemessen werden, wenn die Anströmung in Richtung der stärksten Steigung des Hügels erfolgt (gekennzeichnet durch die farbigen Pfeile).

Eine Korrektur kann unter Verwendung dreidimensionaler Strömungsmodelle, welche eine Abschätzung des Geländeformfehlers der Fernmessung ermöglichen, berechnet werden [12]. Eine solche Korrektur wird zumindest mit einem RANS CFD Modell durchgeführt, wobei die richtige Parametrisierung des Modells wichtig ist. In jedem Fall stellt eine solche Korrektur eine zusätzliche Fehlerquelle dar und führt zu einer Erhöhung der Unsicherheit der Messergebnisse [16].

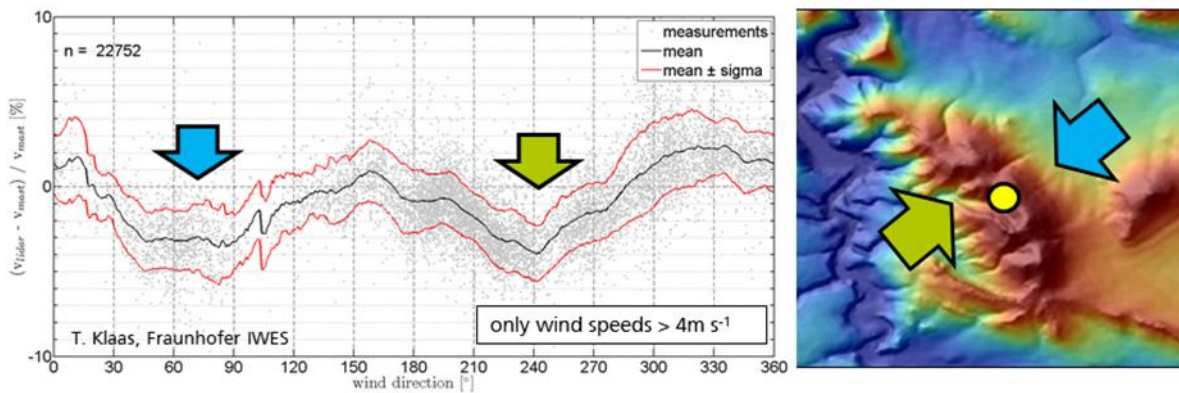


Abbildung 5: Darstellung des (systematischen) Messfehlers eines LiDARs in komplexem Gelände.

Zu beachten ist überdies, dass die Messgeräte bei bestimmten Wettersituationen nicht bzw. nur bis in eine reduzierte Höhe messen können. In Deutschland können vor allem tiefhängende Wolken bzw. Nebel zu Datenausfällen bei LiDAR-Messungen führen, da diese die Messsignale absorbieren bzw. reflektieren, was in einer reduzierten Datenverfügbarkeit resultiert. Dasselbe gilt, falls eine zu geringe Aerosolkonzentration vorliegt, was insbesondere unter kalten klimatischen Bedingungen fernab von Städten der Fall ist [30].

II.2.3. Vergleich der Messsysteme

Fernmessgeräte können die Windgeschwindigkeit und -richtung unmittelbar auf der Nabenhöhe messen. Damit ist im Gegensatz zum, meist nicht auf Nabenhöhe messenden, mastbasierten Messsystem keine Extrapolation notwendig. Weil die Fernmessgeräte schnell und unkompliziert auf- bzw. abgebaut werden können, ist prinzipiell eine flexiblere Wahl der Messstandorte und Messdauer möglich [16].

Darüber hinaus können LiDAR das gesamte Windprofil von der unteren bis zur oberen Blattspitze einer WEA erfassen. Es lässt sich damit eine sogenannte rotoräquivalente Windgeschwindigkeit bestimmen, durch welche die Auswirkungen der Windscherung auf den Ertrag berücksichtigt werden kann [31].

Als technisch bedingter Nachteil ist dafür die Ungenauigkeit bei der Turbulenzmessung zu nennen, welche eine Eignung für Turbulenzgutachten zur WEA-Auswahl in Frage stellt. Hierfür ist ein Messmast besser geeignet.

In der Literatur finden sich zahlreiche Untersuchungen und Analysen, welche sich mit dem Vergleich von LiDAR- und Mastmessungen befassen und die Messsysteme bzw. deren Genauigkeiten gegenüber stellen (s. z. B. [3, 16, 27]). In den meisten Fällen wird eine hohe Übereinstimmung der Messdaten von Mast und LiDAR verzeichnet, sodass insbesondere in **flachem Gelände die Messgenauigkeiten moderner LiDAR-Geräte mittlerweile als gleichwertig zu denen eines Messmastes** gesehen werden können. Der bereits beschriebene systematische Messfehler von Fernmessverfahren im komplexen Gelände ist allerdings gegenüber einem Mastsystem ein zentraler Nachteil in puncto Genauigkeit. Da ein Fernmesssystem keine Maststruktur und Ausleger benötigt, treten dafür auch keine Messfehler durch eine aerodynamische Abschattung der Messtechnik auf.

Im Gegensatz zum Messmast, der über mehrere unabhängige Sensoren verfügt, ist eine Qualitätskontrolle einer LiDAR-Messung ohne Messmast nur sehr eingeschränkt möglich. Damit LiDAR-Geräte trotzdem eingesetzt werden können, ist eine Klassifizierung des Gerätetyps sowie eine regelmäßige Verifizierung bzw. Kalibrierung der einzelnen Messgeräte erforderlich [12, 20]. Eine solche Kalibrierung ist um ein vielfaches teurer und zeitaufwendiger als die Kalibrierung von Schalensternanemometern. Doch ohne diese Maßnahmen ist eine LiDAR-Messung ohne Referenzmessmast für die Standortbewertung nicht sinnvoll.

Dem zuvor beschriebenen Nachteil von LiDAR-Messgeräten bei bestimmten Wettersituationen steht vor allem der Vorteil gegenüber, dass es zu keiner Vereisung der Messsensoren kommt.

Neben einer hohen Datenverfügbarkeit und der Minimierung der auftretenden Unsicherheiten kommt bei der Wahl des verwendeten Messsystems den Messkosten eine bedeutende Rolle zu. Während die Kosten eines Messmastes im Wesentlichen von der Größe des Mastes abhängen, sind die einer LiDAR-Messung vor allem durch die Messdauer bestimmt. Ein direkter Vergleich der Messkosten von Mast und LiDAR ist daher ohne Betrachtung der Parameter Messhöhe und -dauer nicht möglich.

Im Allgemeinen ist bei einer gängigen Messdauer von einem Jahr davon auszugehen, dass Mastmessungen auf Nabenhöhen heutiger Binnenlandstandorte (rund 120 bis 150 m [26]) höhere Kosten mit sich bringen als der Einsatz eines Fernmessgerätes. Wenn die Masthöhe reduziert wird und die Ermittlung der Windverhältnisse auf Nabenhöhe mittels Vertikalextrapolation erfolgt, sind wiederum Kostenvorteile gegenüber LiDAR-Messkampagnen möglich. In jedem Fall können bei einem Fernmesssystem Zeit und Kosten durch das Wegfallen einer Baugenehmigung gespart werden.

In Tab. 1 sind zusammenfassend die Unterschiede der Messsysteme Mast und LiDAR hinsichtlich der wichtigsten Kriterien dargestellt.

	Windmessmast	LiDAR
Genauigkeit	Hohe Messgenauigkeit; Klassifizierung und Kalibrierung notwendig; zusätzliche Unsicherheit, wenn Extrapolation nötig	Messgenauigkeit in flachem Gelände wie Messmast; ansonsten abhängig von der Geländekomplexität; Klassifizierung und Kalibrierung notwendig
Anfälligkeit für umweltbedingte Messfehler und Datenverluste	Icing kann zu Messfehlern führen; Anfälligkeit für Blitzschäden	Abhängig von Aerosolkonzentration, Messausfall bei niedrigen Wolken und Nebel; i. d. R. Abnahme der Verfügbarkeit mit der Messhöhe
Ausfall des Messgeräts	i. d. R. kann auf redundante Sensoren zurückgegriffen oder einzelne Komponenten ausgetauscht werden	Teilweise Reparaturen des Messgerätes nötig, die nur vom Hersteller durchgeführt werden können; Ausfall der gesamten Messung für längeren Zeitraum
Kosten	Nehmen mit der Masthöhe stark zu	Abhängig von der Messdauer
Messaufwand	Hoher Aufwand bei Auf- und Abbau	Geringer Messaufwand, da flexibel und mobil; höherer Aufwand bei Kalibrierung bzw. Verifizierung
Akzeptanz hinsichtlich Bestandteil eines Windgutachtens	Hohe Akzeptanz in Normen und Richtlinien	Unterschiede in den einzelnen Normen und Richtlinien, Akzeptanz nimmt zu

Tabelle 1: Gegenüberstellung wesentlicher Vor- und Nachteile Mast- bzw. LiDAR-basierter Windmessungen.

II.2.4. Vorgaben in Richtlinien und Normen hinsichtlich des Messsystems

Um die Anerkennung der Messung bei Investoren und Kapitalgebern zu erreichen, ist es wichtig, die Messung entsprechend aktueller Standards durchzuführen:

- Die wichtigsten aktuellen Vorgaben für Deutschland finden sich hierbei in der erwähnten **FGW-TR6 Rev. 9** [12].
- International sind auch die vom *Measuring Network of Wind Energy Institutes* herausgegebenen Richtlinien *Evaluation of site-specific wind conditions (MEASNET, [20])* von Bedeutung.
- Darüber hinaus legt die *International Electrotechnical Commission* in der *IEC 61400-12-1 (IEC, [13])* Standards hinsichtlich Windmessungen insbesondere für Leistungskennlinien fest, auf die sich die Standortbewertungsrichtlinien berufen.



Bei allen genannten Richtlinien bzw. Normen sind Messungen mittels Messmast anerkannt und stellen den Standard im Bereich Windmessungen dar. Hinsichtlich des Einsatzes eines Fernmessgerätes sind jedoch teilweise deutliche Unterschiede zu verzeichnen.

Nach der **FGW-TR6 Rev. 9** sind Windmessungen alleine auf Basis von Fernmessverfahren in flachem Gelände möglich. Auch in moderat komplexem Gelände können Fernmessungen durchgeführt werden. Hierbei muss allerdings eine Korrektur des geländebedingten Messfehlers durchgeführt und eine erhöhte Unsicherheit mit einbezogen werden. Bei LiDAR-Messungen wird zudem darauf hingewiesen, dass aufgrund geringer Datenverfügbarkeit bei Nebel oder bei geringer Aerosolkonzentration mit Messlücken zu rechnen ist [12].

Des Weiteren kann ein Fernmessgerät nicht nur zur Bestimmung des vertikalen Windprofils, sondern auch zur „besseren räumlichen Abdeckung des Windparkareals“ eingesetzt werden [12]. Hierbei handelt es sich in erster Linie um die Bestimmung der Windverhältnisse an verschiedenen lokalen Stellen des (geplanten) Windparks, um die räumliche Änderung der Windverhältnisse insbesondere aufgrund topographischer Änderungen präziser abbilden zu können.

Eine Kombination von Mast und Fernmessgerät kann nach der FGW-TR6 Rev. 9 vor allem zur Reduktion der Unsicherheit in der vertikalen Extrapolation genutzt werden. Eine spezielle Betrachtung der im Zuge dieser Kombination auftretenden Messunsicherheiten wird dabei vorausgesetzt.

Die derzeit gültige Form der **IEC** stellt die bedeutendste Norm bei der Windmessung dar, wenngleich sie primär auf die Messung von WEA-Leistungskurven abgestimmt ist [2, 12]. Im Vergleich zur FGW-TR6 Rev. 9 liegt in der IEC bezüglich Fernmessungen eine starke Einschränkung vor. So ist der Einsatz eines LiDARs lediglich in Kombination mit Mastmessungen erlaubt. Der Hintergrund dabei ist, dass durch den Vergleich gleichzeitiger Mast- und LiDAR-Daten Messungenauigkeiten detektiert und entsprechende Maßnahmen getroffen werden können. Der Einsatz eines Fernmessgerätes ist zudem generell auf flaches Terrain begrenzt.

Die neue, in naher Zukunft erscheinende *IEC 61400-15* wird sich in ausführlicher Form mit Windpotenzialbestimmung befassen [2]. In welchem Umfang der Einsatz von Fernmessgeräten zur Windmessung für Anwendungen in der Windenergie Bestandteil der Norm sein wird, bleibt abzuwarten.

An vielen Stellen wird im **MEASNET**-Standard ein Bezug zu den Vorgaben der IEC 61400-12 hergestellt. Allerdings erscheint MEASNET hinsichtlich mancher Aspekte progressiver. So werden LiDAR-Messungen auch in moderatem oder komplexem Gelände zugelassen, sofern ein Mast für eine Validierung verfügbar ist. Die angeführte Begründung lautet, dass mit moderner Technik Korrekturen des LiDAR-Fehlers in komplexem Gelände möglich sind. In flachem Gelände werden Fernmessgeräte als mögliche (eigenständige) Alternative zu Mastmessungen angesehen. Voraussetzung hierfür ist die Durchführung von Verifikationstests vor und nach der Messung.

II.3. Langzeitbezug

Das Windenergiedargebot und die WEA-Erträge variieren von Jahr zu Jahr. In Abbildung 6 sind beispielhaft die Abweichungen der jährlichen Mittelwerte der Windgeschwindigkeiten sowie der theoretischen WEA-Erträge¹ auf einer Höhe von 140 m im niederländischen Cabauw zu deren langjährigen Mittelwerten (im Zeitraum von 2001 bis 2015) dargestellt. Besonders an den Werten der Jahre 2010 und 2015 werden die großen zwischenjährlichen Variationen des Windpotenzials deutlich.

¹ Die angegebenen Energieerträge repräsentieren dabei die mit einer WEA theoretisch entnehmbare Energie (ohne Berücksichtigung von Verlusten). Zugrunde gelegt wurde hierfür die Kennlinie einer Enercon-Anlage (E115 – 3.2 MW (TES)), wie sie typischerweise an windschwächeren Binnenlandstandorten gebaut wird [14].

Für die Ertragsabschätzung müssen deshalb die während des Betriebszeitraums der WEA (i. d. R. 20 Jahre) zu erwartenden mittleren Windbedingungen herangezogen werden.

Dafür muss ein sogenannter **Langzeitabgleich** durchgeführt werden, indem die Messdaten der Kurzzeitmessung mit langjährigen Winddaten bzw. Ertragsdaten (s. Abschnitt II.3.2.) aus der Vergangenheit verglichen werden. Die Langzeitdaten müssen daher den Zeitraum der Kurzzeitmessungen (Abgleichzeitraum) einschließen. Aus den Windgeschwindigkeitswerten beider Messreihen im Abgleichzeitraum wird eine statistische Beziehung zwischen den beiden Zeitreihen abgeleitet, mit der die Daten der Kurzzeitmessung „korrigiert“ werden. Diese Relation wird mittels der Langzeitdaten auf ein zukünftiges Langzeitklima projiziert.

Dabei wird unterstellt, dass die Langzeitdaten repräsentativ für die Zukunft sind. Damit die Annahme eines solchen Zusammenhangs gültig ist, müssen die Windverhältnisse der vergangenen Jahre näherungsweise auch in der Zukunft eintreten (sog. Persistenzannahme) [12]. Dies impliziert, dass keine langjährigen Trends auftreten dürfen, sondern die Windverhältnisse im Mittel stabil sind.

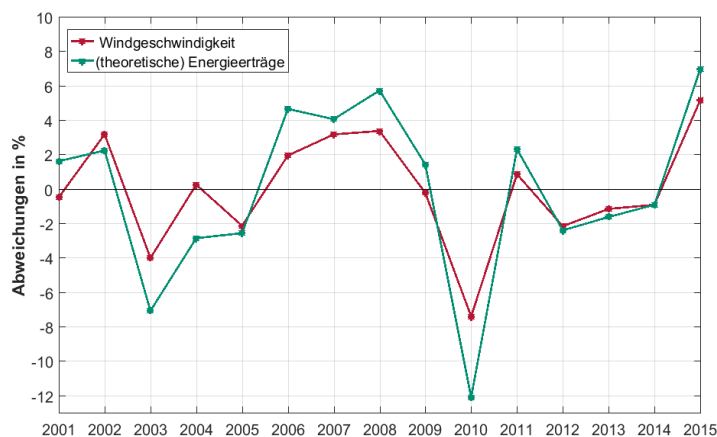


Abbildung 6: Relative Abweichungen der jährlichen Mittelwerte der Windgeschwindigkeiten sowie der theoretischen Energieerträge zu deren 15-jährigen Mittelwerten am Standort Cabauw (Niederlande).

II.3.1. Langzeitkorrelationsverfahren

Die Mess- und Langzeitdaten werden im Abgleichzeitraum statistisch in Relation gesetzt. Dabei wird zwischen zwei verschiedenen Verfahren unterschieden.

Liegen die Langzeitdaten in einer zeitlich hohen Auflösung vor (meist Stundenmittelwerte), so bietet sich das sog. **MCP-Verfahren** (engl.: *Measure – Correlate – Predict*) an. Im Rahmen des MCP-Verfahrens können sowohl Regressionsanalysen oder sog. Matrixmethoden als auch nichtlineare Methoden (z. B. neuronale Netze) zum Einsatz kommen (s. z. B. [12]). Dies macht MCP zu einer vielseitigen Methodik, da die statistischen Relationen auf Basis von Zeitreihen und auch von Häufigkeitsverteilungen durchgeführt werden können. Schematisch dargestellt ist das MCP-Verfahren in Abbildung 7.

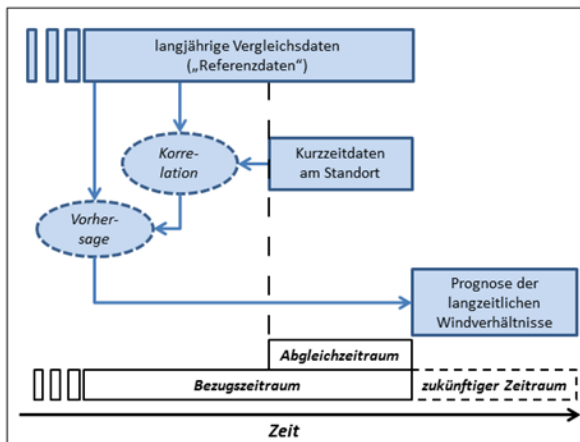


Abbildung 7: Schematische Darstellung des MCP-Verfahrens (erstellt in Anlehnung an [20]).

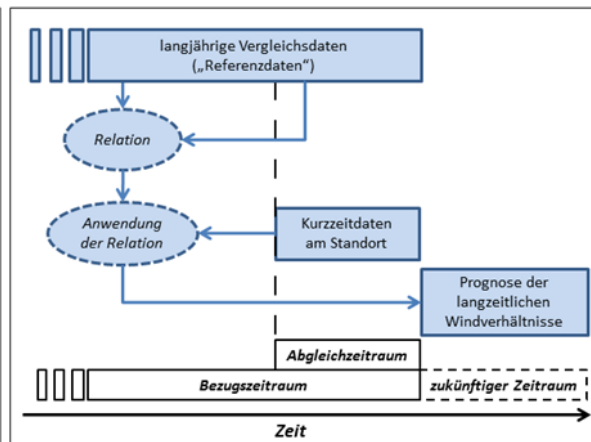


Abbildung 8: Schematische Darstellung des Verfahrens der Langzeitskalierung (erstellt in Anlehnung an [20]).

Ein alternatives Verfahren besteht in einer **Langzeitskalierung** (s. Abbildung 8). Bei dieser wird eine einfache Skalierung auf Basis der gemessenen Windverhältnisse bzw. daraus errechneten Erträgen mit langjährigen Windverhältnissen (z. B. der Weibullparameter) oder langjährig vorliegenden WEA-Erträge bzw. einem Ertragsindex (s. Abschnitt II.3.2) durchgeführt. Ein Vorteil gegenüber MCP besteht in einer geringeren Komplexität. So ist beispielsweise keine hohe zeitliche Auflösung der Daten erforderlich. Allerdings können hierbei lediglich integrale Parameter (z. B. monatliche Mittelwerte oder Weibull-Parameter) in Beziehung gesetzt werden.

II.3.2. Anwendung von Langzeitdaten

Da unmittelbar am Standort i. d. R. keine langjährigen Messdaten vorliegen, muss meist auf andere Datenquellen zurückgegriffen werden. Mögliche Datenquellen für einen Langzeitbezug sind dabei **langfristige Winddaten von Wetterdiensten**, globale bzw. **mesoskalige Reanalysedaten** (d.h. Langzeitdaten aus Wettermodellen), **langjährige Ertragsdaten von Vergleichs-WEA** oder ein **regionaler Ertragsindex**.

Vor allem an komplexen Standorten wirkt sich eine große räumliche Entfernung der Langzeitdatenquelle zum jeweiligen Standort negativ auf die Genauigkeit des Langzeitbezugs aus, da sich die Windverhältnisse lokal stark unterscheiden können. Um eine hohe räumliche Repräsentativität der Langzeitkorrelation zu gewährleisten, sollte deshalb auf einen möglichst geringen Abstand (i. d. R. wenige Kilometer) geachtet werden.

Darüber hinaus ist die **Dauer der Langzeitmessreihe** wichtig. Je länger der betrachtete Langzeitraum gewählt wird, umso geringer ist die Anfälligkeit der Langzeitkorrektur gegenüber mehrjährigen Schwankungen. Bei einem sehr langen Zeitraum besteht allerdings die Gefahr unrealistischer Trends aufgrund Inkonsistenzen der Messdaten oder einer inkonsistenten Eingangsdatenbasis in der Datenassimilation bei Reanalysedaten. Generell empfiehlt es sich, ein Datenzeitraum von mehr als zehn Jahren zu verwenden [12], wobei in der Literatur mitunter sogar 20 bis 30 Jahre als geeignete Dauer angegeben werden [17]. Durch einen Abgleich mit mehreren Langzeitdatensätzen können die Risiken einer fehlerhaften Korrelation reduziert werden.

Auch die Referenzdaten haben Unsicherheiten. Allerdings können Fehler in den Daten oft nicht erkannt werden. Dies macht die Quantifizierung der Unsicherheit schwierig. Dem muss durch die Angabe von Toleranz- oder Vertrauensbändern Rechnung getragen werden.

II.4. Modellierung der Windverhältnisse

Für ein Ertragsgutachten müssen die Winddaten auf die exakten Standorte der einzelnen WEA im Windpark und ggf. deren Nabenhöhen übertragen werden. Dies umfasst im Wesentlichen eine Modellierung der Windverhältnisse innerhalb des geplanten Windparks mittels numerischer Modelle. Für die räumliche Übertragung der gemessenen Winddaten kommen **mikroskalige Modelle** zum Einsatz. Dabei werden heute in der Windindustrie vor allem lineare Modelle (WASP) oder CFD-Modelle (engl.: *Computational Fluid Dynamics*) wie **RANS (Reynolds-Averaged Navier-Stokes)** verwendet. Die Auswahl des entsprechenden Modells erfolgt in erster Linie auf Basis der Beschaffenheit der Eingangsdaten sowie der Geländekomplexität [12].

Die wichtigste Eingangsgröße in das Modell ist die **Topographie des Standortes** und seiner Umgebung, da durch diese eine Umlenkung oder Abschwächung des Windes erfolgt. Dies beinhaltet neben der Orographie auch die Rauigkeit der Geländeoberfläche bzw. Vegetation sowie etwaige weitere Strömungshindernisse (z. B. hohe Gebäude) [20]. Unter Verwendung der Orographie und Oberflächenrauigkeit werden Strömungseffekte simuliert und das Windfeld über die Ausdehnung des Windparks modelliert. Durch Eingabe der zuvor ermittelten Informationen über die Windverhältnisse am Messstandort kann auf diese Weise an verschiedenen Punkten im Windpark das für die einzelnen Anlagen zur Verfügung stehende **Windpotenzial** abgeschätzt werden.

Liegen Messdaten an verschiedenen Punkten im geplanten Windpark vor, wird eine Validierung des Modells empfohlen [20].

II.5. Berechnung von Erträgen und Energieverlustfaktoren

Unter Verwendung der gemessenen und mit Langzeitdaten abgeglichenen Windgeschwindigkeiten sowie der anlagenspezifischen und luftdichtekorrigierten Leistungskennlinien wird der jährliche **Bruttoenergieertrag** bestimmt. Dieser Wert stellt den theoretisch zu erwartenden Energieertrag der Windenergieanlagen unter der Annahme eines Betriebs ohne jegliche Verluste dar. Zur Bestimmung des Nettoertrags (AEP) werden vom Bruttoertrag die im Betrieb des Windpark auftretenden Verluste abgezogen.

Bei Windparks (bestehend aus mehr als einer WEA) tritt eine **aerodynamische Abschattung** auf. Die damit einhergehenden Verluste hängen von der Größe des Windparks sowie der räumlichen Lage der Anlagen zueinander ab und betragen i. d. R. zwischen 3 und 15 % [5]. Sie sind dann besonders groß, wenn Anlagen in Hauptwindrichtung dichter als der zehnfache WEA-Durchmesser hintereinander angeordnet stehen. Die Anordnung der Anlagen sollte so erfolgen, dass möglichst häufig eine weitestgehend freie Anströmung möglichst vieler Anlagen gewährleistet ist. Nicht zuletzt deshalb ist die Messung der Windrichtung wichtig.

Darüber hinaus muss auch eine Abschattung durch benachbarte, bereits bestehende oder geplante Windparks in der Ertragsberechnung berücksichtigt werden [12]. Aufgrund **technischer Defekte oder Wartungen** der einzelnen WEA sind diese nicht die gesamte Zeit betriebsbereit. Die zu erwartenden Verluste liegen in der Größenordnung von 3 % des Ertrages. Auch die elektrische Netzinfrastruktur kann betriebsbedingten Störungen oder Ausfällen unterliegen und zeitweise nicht verfügbar sein. Diese Verluste sind in Mitteleuropa eher unbedeutend, können aber in manchen Regionen problematisch sein.

Neben der technischen Verfügbarkeit stellen **behördliche Auflagen bzgl. einer zeitlichen Leistungsabregelung** zur Reduzierung der Schallemission oder des periodischen Schattenwurfs oder zum Schutz von Fledermäusen oder anderer gefährdeter Arten eine wichtige Einschränkung im Betrieb der Anlagen dar [12, 7]. Die Größe dieser Verluste muss aus den zeitlichen Vorgaben in der Baugenehmigung abgeschätzt werden.

Wichtige **elektrische Verluste** treten zwischen den Niederspannungsanschlüssen der Anlage und dem Netzanschlusspunkt auf. Zudem müssen die Verluste elektrischer Verbraucher (z. B. Transformatoren) berücksichtigt werden [12]. Insgesamt ergeben sich so typischerweise elektrische Verluste von rund 2 - 3 % [5].

Für Windenergieanlagen stellen zudem **Umweltbedingungen** wie Vereisung oder Schmutzanlagerung an den Rotorblättern wichtige Faktoren dar, welche die Energieerträge mindern können. Letztgenannte reduzieren das aerodynamische Leistungsverhalten der Anlagen ebenso wie eine Degradation der Oberfläche der Rotorblätter nach länge-



rem Betrieb. Des Weiteren muss ein mögliches Baumwachstum in der Nähe der Anlagen berücksichtigt werden, da diese als Strömungshindernis die Winde in Bodennähe stark abbremsen, was sich auch auf die Windverhältnisse auf Nabenhöhe auswirkt.

Erst wenn all diese Energieverlustfaktoren einbezogen werden, ist eine genaue Gesamtabstschätzung der zu erwartenden jährlichen Energieproduktion der Anlagen bzw. des Windparks (AEP, s. Einleitung) möglich.

Der so erhaltene Wert des AEP allein besitzt jedoch nur eine begrenzte Aussagekraft. Für die Risikobewertung bei der Projektplanung ist auch die Unsicherheit dieses Wertes sehr wichtig.

III. Genauigkeit von Windgutachten

In der Regel kommt es zu Abweichungen zwischen dem erwartenden AEP und den realen Erträgen. Neben dem Ertragswert AEP wird daher eine Bewertung der Genauigkeit benötigt.

Die „Genauigkeit“ ist ein Maß für Richtigkeit und Präzision. Die Richtigkeit ist dann hoch, wenn keine systematischen Fehler auftreten. Eine hohe Präzision liegt dann vor, wenn eine geringe Ergebnisstreuung auftritt. Die Breite der Streuung (Präzision) wird bei Windgutachten mit der Unsicherheit beschrieben.

Während sich einzelne Unsicherheiten im Mittel über eine größere Zahl von Windgutachten statistisch ausgleichen, ist dies bei systematischen Fehlern nicht der Fall.

Im Folgenden werden beispielhaft systematische Fehler und allgemein die Unsicherheiten von Windgutachten dargestellt, welche die zentrale Ursache für die Abweichung von erwarteten und realen Erträgen sind.

III.1. Systematische Fehler

Systematische Fehler dürfen bei der Windpotenzialbestimmung nicht auftreten oder müssen korrigiert werden.

Ein Beispiel für einen systematischen Fehler, der korrigiert bzw. minimiert werden kann und muss, ist der LiDAR-Messfehler im komplexen Gelände. Eine solche Korrektur ist mit einer zusätzlichen Unsicherheit verbunden, weil diese ebenfalls eine Fehlerquelle sein kann. In der FGW-TR6 Rev. 9 wird deshalb gefordert, die Hälfte des Korrekturwertes als Unsicherheit anzusetzen [12].

Ebenfalls herausfordernd sind nicht berücksichtigte Verluste aufgrund beispielsweise technischer Defekte, die ausnahmslos zu Ertragsverlusten und damit zu einer Überschätzung der zu erwartenden Erträge führen. In der Praxis ist dies jedoch nicht immer ohne weiteres möglich, da z. B. Auflagen aus der Baugenehmigung (wie z. B. Abschaltungen aus Artenschutzgründen) zum Zeitpunkt der Erstellung des Gutachtens noch nicht bekannt sind.

Besonders gravierend sind systematische Fehler dann, wenn sie nicht erkannt werden, da eine Korrektur dieser dann nicht möglich ist.

III.2. Unsicherheiten

Unsicherheiten sind ein Maß für die Verlässlichkeit einzelner (Mess-) Größen und stellen eine Wahrscheinlichkeit für Abweichungen vom erwarteten Wert zu größeren oder kleineren Werten dar. Eine Unsicherheitsanalyse besitzt deshalb eine große Bedeutung innerhalb eines Ertragsgutachtens. Die Angabe des zu erwartenden mittleren Energieertrages ist nur dann aussagekräftig, wenn dessen Unsicherheit bekannt ist. Im langfristigen Mittel sollten sich Unsicherheiten, welche auf zufälligen Abweichungen vom Mittelwert basieren, statistisch ausgleichen. Dies begrenzt das Risiko größerer Unter- und Überschätzung der Windressource bzw. des Energieertrages.

In den vorangegangenen Abschnitten wurde bereits auf mögliche Fehler- und Unsicherheitsquellen in den einzelnen Bestandteilen eines Ertragsgutachtens eingegangen. Im Rahmen einer sogenannten Unsicherheitsanalyse müssen diese quantifiziert und in Form einer Gesamtunsicherheit des Energieertrags berücksichtigt werden. Die Abschätzung der einzelnen Unsicherheiten ist oft schwierig und erfordert eine gewisse Erfahrung.

Die Gesamtunsicherheit des Ertrages stellt dann einen Wahrscheinlichkeitsbereich um den Erwartungswert des AEP dar. Über sogenannte **Überschreitungswahrscheinlichkeiten** lässt sich ein Ertragswert bestimmen, der mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit (meist 75 oder 90 %) mindestens erreicht wird. Dies ist wichtig, um das finanzielle Risiko des Projektes abzuwägen. So können bei Nachweis eines geringen Risikos höhere Fremdkapitalquoten und geringere Zinssätze für das Fremdkapital erzielt werden.

Zur Berechnung der Gesamtunsicherheit werden die einzelnen Unsicherheiten oft als normalverteilt und unabhängig betrachtet [12]. Unter dieser Annahme bildet sich die Gesamtunsicherheit σ_{ges} des Ertragsgutachtens über die Quadratwurzel der Summe der Quadrate der einzelnen Unsicherheiten σ_i [13]:

$$\sigma_{ges} = \sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2 + \sigma_3^2 + \dots}$$

Zu beachten ist dabei, dass die größte Einzelunsicherheit die Gesamtunsicherheit dominiert. In Tab. 2 sind typische Werte verschiedener Unsicherheiten in der Ermittlung der langzeitkorrigierten Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe an den Anlagenstandorten dargestellt. Da die einzelnen Unsicherheiten starken Abhängigkeiten (z. B. vom verwendeten Gerätetyp) unterliegen, ist jeweils eine Bandbreite angegeben und die wichtigsten Einflussgrößen auf die jeweilige Unsicherheitsquelle werden aufgeführt. Es können jedoch, je nach Standort, auch deutlich größere Unsicherheiten auftreten.

	Unsicherheit	Wichtige Einflussgrößen auf die jeweilige Unsicherheit
Mastmessung (Schalensternanemometer)	1,0 – 2,5 %	Sensortyp, Windbedingungen, Sensoranbringung, Kalibrierung, Klassifizierung, Komplexität der Windströmung (Turbulenzen, Vertikalwinde, ...)
vertikale Extrapolation	1,1 – 6,3 %	Extrapolationshöhe und -methodik, Messdauer, Geländebeschaffenheit
LiDAR	1 – 5 %	Gerätetyp, Geländekomplexität, Verifizierung, Klassifizierung, Ausrichtung
Langzeitkorrelation	1,6 – 4,0 %	Langzeitdatenquellen, Repräsentativität der Daten, Güte der Korrelation von Langzeit- und Standortdaten
Horizontale Windfeldmodellierung	2 – 10 %	Verwendetes Modell, Qualität der Eingangsdaten, Distanz der Modellierung, Komplexität der Windströmung (z. B. aufgrund von Geländekomplexität, Vegetation, thermische Effekte)

Tabelle 2: Größenordnung wichtiger Unsicherheiten bei der Bestimmung der langzeitkorrigierten Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe der WEA-Standorte (nach [5]).

Die einzelnen Unsicherheiten in der Bestimmung der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe müssen in Unsicherheiten in der Bestimmung des zu erwarteten jährlichen Energieertrags umgerechnet werden. Der dafür benötigte **AEP-Faktor**, mit dem die Unsicherheit in der Windgeschwindigkeit für diese Umrechnung multipliziert wird, hängt von verschiedenen Einflussgrößen wie den Windbedingungen am Standort sowie dem WEA-Typ ab [5] und liegt erfahrungsgemäß meist zwischen 1,5 und 2,5.

Neben den in Tab. 2 dargestellten Werten müssen zusätzlich die Unsicherheiten der Energieverluste sowie die der verwendeten Leistungskennlinie berücksichtigt werden. Diese beziehen sich unmittelbar auf die von den Anlagen produzierte elektrische Leistung, eine Umrechnung mittels AEP-Faktor ist daher nicht notwendig. Die Unsicherheiten in der Abschätzung des Energieverlusts hängen stark von den einzelnen Energieverlustfaktoren ab (s. Abschnitt II.4.) und sind in der Planungsphase des Windenergieprojektes oft noch unbekannt. Dies erschwert ihre Einbeziehung in die Unsicherheitsbetrachtung.

Eine zentrale Unsicherheit stellt die der **Leistungskennlinie** dar. Sie liegt in etwa zwischen 6 und 8 % bezogen auf den Ertrag [29], wobei bei präziser Vermessung auch mit geringeren Werten gerechnet werden kann. Die Unsicherheit ist vor allem dadurch bedingt, dass die Leistung einer Anlage nicht nur von der Windgeschwindigkeit abhängt, sondern u. a. auch von Windscherung und Turbulenzintensität (und damit insbesondere von standortspezifischen Größen) [1]. Leistungskennlinien werden i. d. R. im flachen Gelände mit wenig Hindernissen und einer geringen Bodenrauigkeit in Küstennähe vermessen. Dort sind Turbulenzintensität und die Windscherung tendenziell geringer. Die Windbedingungen am Windparkstandort sind oft deutlich komplexer.



Prinzipiell ist es möglich, eine Verifizierung der Leistungskennlinie am Standort nach Errichtung der Anlagen durch einen Vergleich von Windmessungen und Ertragsdaten durchzuführen. Dies erfordert im komplexen Gelände allerdings eine Standortkalibrierung, welche vor der Installation der WEA durchgeführt werden muss [13].

Eine solche Verifizierung der Leistungskennlinie erfolgt i. d. R. nur im ersten Jahr nach Inbetriebnahme der Anlage [1]. Eine Verringerung der Leistung in den weiteren Betriebsjahren aufgrund Alterungsvorgänge (z. B. Degradation der Rotorblätteroberfläche) wird daher hiervon nicht erfasst. Auch dieser Sachverhalt resultiert letztendlich in einer Überschätzung der Leistungsausbeute der Anlagen gegenüber den realen Erträgen, wenn dies nicht als Verlust mit berücksichtigt wurde.

Für gewöhnlich ist die Gesamtunsicherheit eines Ertragsgutachtens in komplexem Gelände höher als in flachem Gelände. Im komplexen Gelände unterliegen neben der Leistungskennlinie z. B. auch die horizontale Windfeldmodellierung, die Langzeitkorrelation, die Messung der Schalensternanemometern und der LiDAR-Geräte erhöhten Unsicherheiten. Während in flachem Gelände Gesamtunsicherheiten im Energieertrag von 10 - 15 % üblich sind, betragen diese bei komplexer Geländestruktur teilweise auch 15 - 20 %.

IV. Entwicklungen der vergangenen Jahre und Ausblick

Im Zuge der rasanten Entwicklung der Windbranche in den letzten Jahren wurden wichtige Erfahrungen auch im Bereich der Windpotenzialanalyse gesammelt. Diese wurden genutzt, um die Fehleranfälligkeiten und Unsicherheiten zu reduzieren.

In einigen Fällen basiert die Fehleinschätzung der Erträge auf Schwächen bei der Unsicherheitsabschätzung. So kam es insbesondere in Deutschland in der Vergangenheit vor, dass die Unsicherheit der horizontalen Windextrapolation unterschätzt wurde und deshalb keine Messungen vor Ort durchgeführt wurden. Damit konnten der finanzielle und zeitliche Aufwand im Planungsablauf reduziert werden, die wirtschaftlichen Projektrisiken der Investoren wurden jedoch erhöht. Aus diesem Grund wurden in den Richtlinien MEASNET und FGW-TR6 Rev. 9 explizit Richtwerte für die räumliche Repräsentativität von Messdaten (10 km im flachen Gelände und 2 km im komplexen Gelände [12, 20]) festgelegt. Damit sind heute deutlich öfter Messungen am Standort erforderlich, was zu einer besseren Ausgangsdatenbasis führt.

Auch die technische Weiterentwicklung der Messinstrumente trägt in bedeutendem Maße zu einer Verbesserung der Messgenauigkeit bei. Es wurden für Schalensternanemometer für unterschiedliche Anströmbedingungen Klassifizierungen und Anforderungen an die Anemometerkalibrierung speziell für die Windindustrie entwickelt.

Durch den mit den LiDAR-Messungen erfolgten Technologiesprung ist heute auch die Messung von Windbedingungen auf Nabenhöhen mit großer WEA kosteneffizient möglich. Im Zuge der Entwicklung der LiDAR konnten anfängliche Schwachstellen behoben werden. So wurden beispielsweise für bestimmte LiDAR-Typen Wolkenkorrekturalgorithmen entwickelt, welche die Messgenauigkeiten dieser Messgeräte bei tiefhängenden Wolken reduzieren. Zudem wurde auch ein Korrekturverfahren des Messfehlers in komplexem Gelände entwickelt. Daher sind mittlerweile **Strömungssimulationsprogramme** mit Modulen zur Korrektur dieser Fehler verfügbar [16, 18]. Mit diesen kann der Messfehler im moderat komplexen Gelände abgeschätzt und korrigiert werden. Es besteht nun der Bedarf, neue Messstrategien zu entwickeln, welche die hohe Flexibilität der LiDAR-Geräte nutzen, um mit ergänzenden Messpunkten an verschiedenen Stellen im Windpark mit möglichst kurzer Messdauer und Kosten zur Reduktion der Gesamtunsicherheit beizutragen.

Darüber hinaus bieten neuartige LiDAR mit scannender Optik das Potential für die Vermessung des Windfeldfeldes über große Distanzen und Windparkflächen [24]. Hierfür ist allerdings noch weitere Forschung hinsichtlich der Verfahren zum Einsatz der Technologie notwendig.

Es gilt als wahrscheinlich, dass Fernmessgeräte die mastbasierten Messsysteme in Windmesskampagnen in großen Höhen ablösen werden [9]. Wann und inwieweit eine solche Ablösung erfolgt, hängt insbesondere von der Kosten- und technischen Entwicklung der Fernmessgeräte ab. Es bestehen zudem noch wichtige Forschungsfragen im Hinblick auf eine genaue Bestimmung der Turbulenzintensität sowie die Reduktion der Messfehler bei Messungen im komplexen Gelände.



Nennenswerte Fortschritte konnten auch hinsichtlich Simulation und Modellierung erzielt werden. So verspricht der Einsatz moderner **Computerprogramme zur numerischen Strömungsmechanik** mittels RANS (*Reynolds-Averaged Navier-Stokes*) einen gewissen Fortschritt gegenüber der Software WAsP (engl.: *Wind Atlas Analysis and Application Programme*) insbesondere in Waldgebieten oder im moderat komplexen Gelände. In sehr komplexem Gelände bleiben die Unsicherheiten der Strömungssimulationen allerdings hoch. In der Forschung wird deshalb vermehrt versucht, mit sogenannten LES (engl.: *Large Eddy Simulations*) die Windfeldsimulation zu verbessern. Diese stellen die Simulation eines turbulenten Windfeldes dar. Sie sind sehr rechenaufwendig und erfordern einen hohen Grad an Fachwissen. Im aktuellen Forschungsprojekt NEWA (Neuer Europäischer Windatlas [22]) kommen jedoch bereits LES zum Einsatz.

Auch im Bereich des Langzeitbezuges konnten durch die Verfügbarkeit neuer bzw. weiterentwickelter und hinsichtlich der Eingangsdaten konsistenterer **Wettermodelle** (z. B. MERRA 2, COSMO REA 6, anemos Windatlas [21]) eine vielversprechende Datengrundlage geschaffen werden. Die damit verbundene Entwicklung kann beispielhaft in den vom Bundesverband Windenergie (BWE) initiierten Ringversuchen gesehen werden. Im Zuge dieser Ringversuche wurden in 2008 von 25 deutschen Windgutachtern eine Langzeitkorrelation der Daten von sechs verschiedenen, breit über Deutschland verteilten, fiktiven Standorten durchgeführt und die Ergebnisse der einzelnen Teilnehmer verglichen [10]. Es ergaben sich dabei teils deutliche Diskrepanzen in der Prognose des mittleren jährlichen Ertragswertes. Große Unterschiede ergaben sich zudem in der Bestimmung der auftretenden Unsicherheiten. Fünf Jahre später wurde ein sehr ähnlicher Vergleichstest mit denselben Eingangsdaten durchgeführt, mit dem Resultat, dass die durchschnittlichen Abweichungen der Prognosen im Vergleich zu 2008 deutlich gesunken waren [4]. Diese Entwicklung wurde vor allem darauf zurückgeführt, dass nun eine höhere Zahl an qualitativ hochwertigen Langzeitdatenquellen zur Verfügung stand. Dementsprechend verwendeten im Jahr 2013 nahezu alle Teilnehmer mindestens zwei Langzeitdatensätze, wohingegen fünf Jahre zuvor häufig auf nur einen Langzeitdatensatz zurückgegriffen wurde.

Vorgaben bzw. Richtlinien zu Windmessungen bzw. Ertragsgutachten wie insbesondere die FGW-TR6 passten sich entsprechend den Entwicklungen an und wurden zudem im Rahmen neuer Revisionen präzisiert und erweitert [28]. Dies resultierte in einer ausführlicheren und detaillierteren Beschreibung der Vorgaben für die Erstellung von Windgutachten in Deutschland. Außerdem werden nun eine genauere Differenzierung der Energieverluste sowie die Präzisierung der Unsicherheiten gefordert. Dadurch konnte bereits eine qualitative Verbesserung und höhere Einheitlichkeit der Windgutachten erreicht werden.

Aufgrund der Steigerung der Qualität der Eingangsdaten durch bessere Messsysteme, einer qualitativ hochwertigen Verarbeitung dieser unter Zuhilfenahme besserer Software und der Anwendung klar definierter Vorgaben, kann somit von einer qualitativen Verbesserung der Ertragsgutachten in den letzten Jahren gesprochen werden. Es ist davon auszugehen, dass sich die Entwicklungen in all diesen Bereichen auch in Zukunft fortsetzen werden. Entwicklungsbedarf besteht besonders noch bei objektiven und einheitlichen Verfahren zur Bestimmung der Unsicherheiten.



V. Literatur

- [1] *Albers A.* Critical Limitations of Wind Turbine Power Curve Warranties. Deutsche WindGuard Consulting GmbH. 2012.
- [2] *Ammonit Measurement GmbH.* Windmessung für die Standortanalyse (Internetseite). Zugriff im Mai 2017. <http://www.ammonit.com/de/wind-solar-messsysteme/windmessung>.
- [3] *Bingoel F.* Complex Terrain and Wind Lidars. Riso National Laboratory for Sustainable Energy, Technical University of Denmark. 2010.
- [4] *Breckner K., Dix S.* Ergebnisbericht der Arbeitsgruppe Langzeitbezug des BWE - Windgutachterbeirates. Windgutachter nähern Ergebnisse beim Langzeitbezug einander an. 2013.
- [5] *Brower M.* Wind resource assessment. A practical guide to developing a wind project. Hoboken, N.J.: Wiley; 2012.
- [6] *BWE-Windgutachterbeirat.* Empfehlungen zur Bewertung und Anwendung von Windpotenzialkarten. 2014.
- [7] *Callies D.* Analyse des Potenzials der Onshore-Windenergie in Deutschland unter Berücksichtigung von technischen und planerischen Randbedingungen. Dissertation an der Universität Kassel. 2014.
- [8] *Dahlberg J.-A., Pedersen T. F., Busche P.* ACCUWIND - Methods for classification of cup anemometers. Roskilde: Risø National Laboratory; 2006.
- [9] *Emeis S.* Wind Energy Meteorology. Atmospheric Physics for Wind Power Generation. Berlin, Heidelberg: Springer; 2013.
- [10] *Fiedler S., Krebs H., Müller S., Theunert S.* Ringvergleich Windgutachten des BWE-Windgutachterbeirates - Ablauf und Ergebnisse; 17.12.2015.
- [11] *Foken T.* Angewandte Meteorologie. Mikrometeorologische Methoden, 3. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer Spektrum; 2016.
- [12] *Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien e.V. (FGW).* Technische Richtlinie für Windenergieanlagen (TR6). Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen. 2014.
- [13] *International Electrotechnical Commission.* IEC 61400-12-1 - Wind turbines - Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines. 2013.
- [14] Internetseite der ENERCON GmbH. Aufruf am 26.05.2017. <http://www.enercon.de/produkte/ep-3/e-115/>.
- [15] Internetseite der Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien FGW e.V. Aufruf am 17.07.2017. <http://www.wind-fgw.de/produkt/bestimmung-von-windpotenzial-und-energieertraegen/>.
- [16] *Klaas T., Pauscher L., Callies D.* LiDAR-mast deviations in complex terrain and their simulation using CFD. Meteorologische Zeitschrift. 2015; 24: 591-603.
- [17] *Lackner M., Rogers A., Manwell J.* Uncertainty Analysis in Wind Resource Assessment and Wind Energy Production Estimation. 45th AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit.
- [18] *Leosphere.* Leosphere's FCR technology validated by DTU for greater LiDAR wind measurement accuracy in complex terrain. (Pressemeldung von Leosphere am 01.07.2014).
- [19] *Lindelöw-Marsden P.* UpWind D1. Uncertainties in wind assessment with LIDAR; 2009.
- [20] *MEASNET Site Assessment Expert Group, Coordinator: Martin Strack.* MEASNET Site Assessment Procedure V2.0.
- [21] *Mengelkamp H.-T.* Windenergie an Land - Erarbeitung einer Roadmap zur Erstellung eines Windatlanten. Online verfügbar unter: http://archiv.windenergietage.de/WT25/25WT0911_F15_1220_anemos.pdf.
- [22] *New European Wind Atlas* (Internetseite). Aufruf im Juni 2017. <http://www.neweuropeanwindatlas.eu/>.
- [23] *Nicole Weinhold.* Bericht zum 8. Branchentag Windenergie NRW; online verfügbar unter: <http://www.erneuerbareenergien.de/ueber-chancen-schlupfwinkel-und-gefahren-im-eeg-2016/150/434/96030/>.
- [24] *Pauscher L., Vasiljevic N., Callies D., Lea G., Mann J., Klaas T., Hieronimus J., Gottschall J., Schwesig A., Kühn M., Courtney M.* An Inter-Comparison Study of Multi- and DBS Lidar Measurements in Complex Terrain. Remote Sensing. 2016; 8: 782.
- [25] *Pena A. e. a.* Remote Sensing for Wind Energy. DTU Wind Energy Report; 11.07.2015.



- [26] Rohrig, K. Prof. Dr. (Hrsg.) Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). Windenergie Report Deutschland 2016. 2017.
- [27] Schneemann J., Trabucchi D., Trujillo J. J., Kühn M. Comparing measurements of the horizontal wind speed of a 2D Multi-Lidar and a cup anemometer. Journal of Physics: Conference Series. 2014; 555: 12091.
- [28] Schwartz H., anemos-jacob GmbH. Zur Revision 9 der Technischen Richtlinie TR 6 der FGW (Windgutachten).
- [29] Strack M., Winkler W. Analyse der Unsicherheiten bei der Ertragsberechnung von Windparks. DEWI Magazin; Februar 2003: 52–62.
- [30] Verkaik J. W., Holtslag A. A. M. Wind profiles, momentum fluxes and roughness lengths at Cabauw revisited. Boundary-Layer Meteorology. 2007; 122: 701–719.
- [31] Wagner R., Antoniou I., Pedersen S. M., Courtney M. S., Jørgensen H. E. The influence of the wind speed profile on wind turbine performance measurements. Wind Energy. 2009; 12: 348–362.