

Verifizierung des Betriebsverhaltens von Windenergieanlagen

Verification of the Wind Turbine's Operational Characteristics

Albers, Axel; DEWI

Summary

The economy of a wind farm relies mainly on the available wind potential and the wind turbines' power performance. Hence, most manufacturers of wind turbine generation systems (WTGS) guarantee the power performance of their products to their customers. While in many countries the warranted power curve is often verified at each installed WTGS, in Germany power performance tests are usually performed only at the prototype turbines. Thus, many wind farm operators in Germany remain unsure about their turbines' performance. Especially during periods with lower than average wind potential the question arises if the WTGS or the wind conditions are responsible for the low energy production. In order to change this situation, this report is intended to encourage wind farm operators and manufacturers to incorporate individual power performance tests in their contracts.

Different procedures to verify the power curve of a WTGS with met masts or by means of the nacelle anemometer are described. In addition to power performance tests, a long term detection of the nacelle anemometer at each WTGS within a wind farm enables to verify the turbines' technical availability, which is also guaranteed by some manufacturers. An optimisation of the power performance by just 1 % will shortly return the costs for a long term verification of the WTGS's operational characteristics.

1. Einleitung

Die Energieproduktion einer Windenergieanlage (WEA) wird prinzipiell durch die Leistungsfähigkeit und die Verfügbarkeit der WEA sowie durch die Windbedingungen bestimmt. Speziell nach Ablauf eines Jahres gibt es beim DEWI häufig Anfragen von WEA-Betreibern, wie die erzielten Jahresenergieerträge einzuschätzen sind. Insbesondere wenn die geplanten Jahresenergieerträge unterschritten wurden, stellt sich die Frage, ob es an den möglicherweise ungünstigen Windverhältnissen gelegen hat oder ob die vom Hersteller angegebene Leistungskurve der WEA nicht erreicht wurde. Viele Betreiber versuchen die Energieproduktion eines bestimmten Zeitraums anhand von Windindizes zu beurteilen (siehe z. B. [1]). Solche Windindizes werden zumeist für bestimmte Regionen anhand der Energieproduktionen vieler WEA ermittelt und sind sicherlich dazu geeignet, die mittleren Windbedingungen innerhalb der Region in dem betreffenden Zeitraum zu beurteilen. Wie jedoch u. a. im letzten DEWI-Magazin berichtet wurde [2], können Windindices kaum auf individuelle WEA-Standorte übertragen werden, da die Windverhältnisse zu sehr durch die örtlichen Windhindernisse im Zusammenspiel mit der jeweiligen Windrichtungsverteilung des Betrachtungszeitraums geprägt werden.

Eine adäquate Beurteilung der Betriebsergebnisse von Windenergieanlagen erfordert die meßtechnische Untersuchung des Leistungsverhaltens der WEA und/oder eine kontinuierliche Erfassung der standortspezifischen Windbedingungen. Während sich diese Einsicht in Deutschland bisher kaum durchsetzen konnte, wird in vielen Ländern seit jeher bei den meisten Windparks von unabhängigen Institutionen gemessen. Dabei werden gerade mit der Errichtung immer größerer WEA die Kosten für eine solche unabhängige Überwachung des WEA-Betriebsverhaltens erschwinglich im Verhältnis zu dem erzielbaren Ertragsgewinn. Im folgenden wird geschildert, wie solche Vermessungen von WEA prinzipiell gestaltet werden können und wie sie Berücksichtigung in den Ertrags- bzw. Leistungskurvengarantien der Hersteller finden können.

2. Verifizierung der Leistungskurve

Soll die Leistungskurve einer oder mehrerer Anlagen eines Windparks gemessen werden, weil zum Beispiel vertraglich eine Nachmessung zur Einhaltung der garantierten Leistungskurve vereinbart wurde, bieten sich zwei Möglichkeiten an:

- 1) Eine Vermessung mit Hilfe eines Windmeßmastes nach der IEC-Richtlinie [3] mit Ergänzungen nach den MEASNET-Richtlinien [4]
- oder
- 2) Eine Vermessung mit Hilfe des Gondelanemometers (siehe auch[5]).

Die erste Möglichkeit erfordert einen Aufstellungsort für einen Windmeßmast, der eine gleichzeitige ungestörte Anströmung sowohl des Windmeßmastes als auch der WEA in einem hinreichend großen Windrichtungsbereich zuläßt. Bei WEA inmitten von Windparks sind solche Standorte für Windmeßmasten oft nicht vorhanden. Ferner muß in komplexem Gelände vor der WEA-Errichtung eine Standortkalibrierung mit Hilfe eines zweiten Mastes (für einige Zeit auf der Stelle, wo später die Anlage errichtet wird) durchgeführt werden. Voraussetzung für eine Vermessung der Leistungskurve mit Hilfe des Gondelanemometers ist, daß die Relation der freien Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe zur Gondelanemometerwindgeschwindigkeit aus der Vermessung einer baugleichen Anlage bekannt ist. Beide Anlagen müssen mit dem gleichen Betriebsverhalten betrieben werden (Drehzahlverhalten, Blattwinkel), beide Gondelanemometer müssen im Windkanal kalibriert werden (s. [4]) und die Gondelanemometerposition muß identisch sein. Erforderlich ist eine Luftdichtekorrektur, so daß Luftdruck und Temperatur erfaßt werden müssen. Die Vermessung und Auswertung erfolgt nach der Korrektur der Gondelwindgeschwindigkeit auf die freie Windgeschwindigkeit analog zur Vermessung mit einem Windmeßmast nach der IEC-Richtlinie [3] bzw. MEASNET [4].

Generell hat die Leistungskurvenvermessung via Gondelanemometer gegenüber einer Mastmessung neben dem entfallenden Aufwand für den Windmeßmast den Vorteil, auch innerhalb von Windparks einsetzbar zu sein. Prinzipiell sind beide Möglichkeiten geeignet Fehleinstellungen von Windenergieanlagen aufzudecken. Abb. 1 zeigt den Einfluß einer Veränderung des Blatteinstellwinkels von ca. 1° auf das Leistungsverhalten einer stallgeregelten WEA, wie er mit Hilfe eines Windmeßmastes bzw. mit Hilfe des Gondelanemometers festgestellt wurde. Beide Verfahren weisen eine deutliche Leistungssteigerung aus. Allerdings führt die Gondelanemometermessung zu einer Überschätzung der Leistungssteigerung. Offenbar geht mit der Veränderung des Blatteinstellwinkels auch eine Änderung des Gondelanemometerverhaltens einher.

Derartige Effekte werden derzeit vom DEWI intensiv im Rahmen des von der Europäischen Kommission unterstützten Projekts „Standards, Measurements and Testing“ (CT96-2116) untersucht.

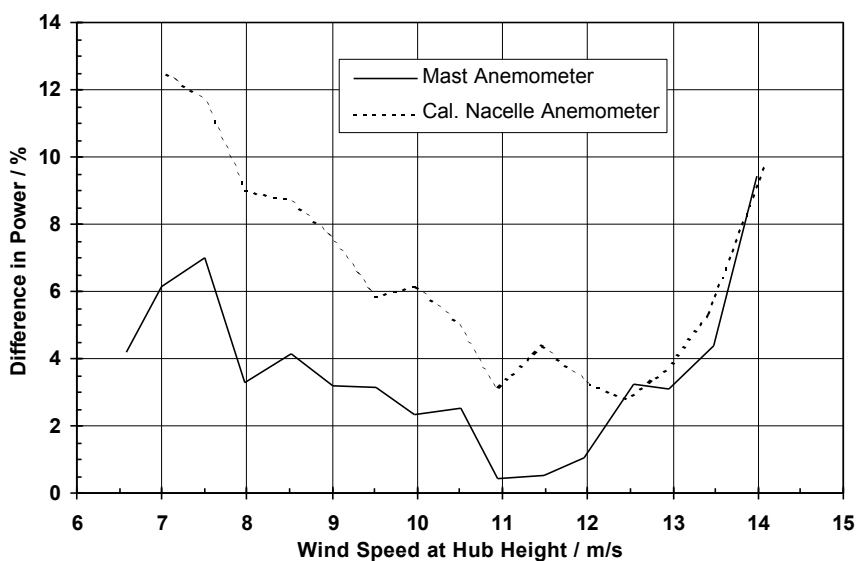


Abb. 1: Unterschied der gemessenen Leistungskurven einer stallgeregelten 600 kW-WEA aufgrund einer Blattverstellung von ca. 1° ausgewertet über einen Windmeßmast und über das Gondelanemometer (Nacelle Anemometer).

Fig. 1: Difference of power curves of a 600 kW stall regulated WTGS due to an increase of the blade mounting angle of 1° as evaluated from mast measurements and from the corrected nacelle anemometer.

In Windparks bietet sich auch eine Kombination der beiden Möglichkeiten der Leistungskurvenermittlung an, wie sie zum Beispiel in England allgemein üblich ist. Es wird eine möglichst frei stehende WEA exemplarisch mit Hilfe eines Mastes nach IEC vermessen, wobei gleichzeitig die Gondelanemometerkorrektur bestimmt wird. Die nach IEC gemessene Leistungskurve wird mit der garantierten Leistungskurve verglichen. Die anderen Anlagen werden entsprechend Methode 2 mit Hilfe des Gondelanemometers bestimmt und ebenfalls mit der garantierten Leistungskurve verglichen. Es läßt sich so leicht feststellen, ob alle Anlagen den Anforderungen entsprechen oder zum Beispiel Veränderungen im Regelverhalten oder an der Blattwinkelseinstellung vorgenommen werden müssen, um die Anlagen entsprechend den örtlichen Umgebungsbedingungen zu optimieren.

3. Langzeitüberwachung des Betriebsverhaltens und der Windverhältnisse

Auch wenn die Leistungsfähigkeit einer WEA bzw. eines Windparks sichergestellt ist, können erhebliche Ertragsverluste durch Störungen der WEA oder längere Wartungs- und Reparaturmaßnahmen entstehen. Solche Verluste aufgrund mangelnder Verfügbarkeit können durch einen prozentualen Ertragsabschlag anhand der Nichtverfügbarkeitszeit höchstens überschlägig ermittelt werden. Es kommt vielmehr darauf an, bei welchen Windbedingungen die WEA nicht verfügbar war. Häufiges störungsbedingtes Abschalten bei Starkwind führt naturgemäß zu größeren Ertragsverlusten als bei schwachem Wind durchgeführte Wartungen oder Reparaturen. Für eine genaue Berechnung der Stillstandsverluste einer WEA müssen daher neben der Leistungskurve auch die Windbedingungen im Betrachtungszeitraum bekannt sein.

Folgende Verfahren bieten sich für die Ermittlung der Ertragsausfälle an:

- 1) Kontinuierliche Aufzeichnung des Gondelanemometers und Korrektur der Meßwerte auf die freie Strömung,
- 2) Windmessung via Meßmast in Verbindung mit einer Windparksimulation,
- 3) Kontinuierliche Aufzeichnung der elektrischen Leistung aller WEA innerhalb eines Windparks.

Eine langfristige Aufzeichnung des Gondelanemometers einer WEA bietet die Möglichkeit, die entgangenen Energieerträge anhand der bekannten Leistungskurve für jeden Zeitpunkt zu ermitteln. Hierfür ist allerdings die Kenntnis bzw. die Ermittlung der Gondelanemometerkorrektur bei stehender WEA für den jeweiligen WEA-Typ notwendig. Darüber hinaus können anhand einer dauerhaften Windbestimmung über das Gondelanemometer Veränderungen des Leistungsverhaltens der WEA festgestellt werden, wie sie beispielsweise durch Änderungen der Betriebsparameter, Rotorblattverschmutzungen oder auch durch Erosion an den Profilkanten der Rotorblätter entstehen können.

Bei der Bestimmung der Windverhältnisse mittels eines (möglichst frei stehenden) Windmeßmastes muß die Variation des Windfeldes innerhalb von Windparks durch die gegenseitige Abschattung der WEA und Geländeeffekte in Form einer Strömungssimulation berücksichtigt werden. Soll dieses Verfahren für jeden Zeitpunkt (etwa jedes 10-Minuten-Intervall) und für jeden WEA-Standort durchgeführt werden, so gestaltet sich die Windparksimulation recht aufwendig. Einfacher ist es, die Windgeschwindigkeitsverteilung für jeden WEA-Standort innerhalb des Windparks für einen längeren Zeitraum, z. B. ein Jahr zu ermitteln. Die mit dem Mast gemessene Windverteilung muß dann für jeden WEA-Standort nur einmal mittels der Strömungssimulation übertragen werden. Aus der Windgeschwindigkeitsverteilung, welche von der jeweiligen WEA gesehen wird, und der individuellen Leistungskurve der WEA kann dann der Sollertrag bei 100% Verfügbarkeit berechnet werden. Die Differenz zu dem tatsächlichen Energieertrag ergibt schließlich die Verluste aufgrund der Nichtverfügbarkeit der WEA. Ein Problem bei diesem Verfahren besteht darin, vorübergehende Stillstände der abschätzenden WEA bei der Strömungssimulation zu berücksichtigen.

Eine weitere einfache Art der Ertragsausfallsberechnung innerhalb von Windparks besteht darin, Stillstandsverluste einer WEA anhand des Energieertrags benachbarter WEA während der Stillstandszeit abzuschätzen. Dieses Verfahren ist derzeit bei vielen Windparkbetreibern verbreitet, nicht selten aus Not bzw. Unkenntnis an Alternativen. Erhebliche Unsicherheiten bei diesem Verfahren können durch die Komplexität der Windverhältnisse innerhalb von Windparks und durch voneinander abweichende Leistungskennlinien der benachbarten WEA auftreten.

Wie bereits bei der Leistungskurvenverifizierung bietet sich für eine akkurate Berechnung der stillstandsbedingten Energieertragsverluste eine Kombination der aufgeführten Möglichkeiten mit einem Cross-Check der Ergebnisse an. In Windparks kann z. B. eine Windmessung mit einem Windmeßmast durch die Aufzeichnung der Gondelanemometer im Hinblick auf die Repräsentanz für verschiedene WEA-Standorte überprüft werden. Eine Windparksimulation kann auch anhand der Energieproduktion der WEA gestützt werden.

In [6] wurde ausführlich über die Windfeldbestimmung auf Basis der elektrischen Leistungabgabe einer WEA bzw. mit Hilfe des Gondelanemometers berichtet. Neben der Ermittlung der aktuellen Windgeschwindigkeit im 10-Minuten-Mittel lassen die Aufzeichnungen des Gondelanemometers oder der elektrischen Leistung auch Rückschlüsse auf die jeweils aktuelle Turbulenzintensität zu. Da die Häufigkeitsverteilung der Turbulenzintensität in Verbindung mit der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit einer der wichtigsten Parameter hinsichtlich der Ermüdungslasten von Windenergieanlagen darstellt, kann eine langfristige Aufzeichnung des Gondelanemometers sowie der elektrischen Leistung auch wichtige Hinweise hinsichtlich einer Abschätzung der Restlebensdauer einer WEA oder einzelner WEA-Komponenten – z. B. nach jahrelangem Betrieb innerhalb eines Windparks – liefern.

4. Herstellergarantie bezüglich Leistungskurve und Energieertrag

Die Garantie einer Leistungskurve ist Bestandteil vieler WEA-Kaufverträge. In Deutschland wird derzeit die im Kaufvertrag zu Grunde gelegte Leistungskurve meist bei nur einer WEA vom entsprechenden Typ (an einem beliebigen Standort) in Form einer Zertifizierungsmessung überprüft. Abweichungen der gekauften WEA von der zertifizierten WEA bzgl. des Leistungsverhaltens bleiben jedoch ohne eine Nachmessung verborgen. Viele Betreiber scheuen den Aufwand für eine meßtechnische Überprüfung des Leistungsverhaltens ihrer WEA, nicht zuletzt auch, um evtl. Schwierigkeiten mit dem Hersteller aus

dem Wege zu gehen. Allzu häufig werden nicht erreichte Energieerträge den Windverhältnissen zugeschrieben. Um Unstimmigkeiten zwischen Hersteller und Betreiber zu vermeiden, ist es ratsam, eine unabhängige Nachmessung der Leistungskennlinie (in Windparks möglichst bei jeder WEA) im Kaufvertrag zu verankern. Dabei sollte genau festgelegt werden:

- wer Auftraggeber bzw. Kostenträger der Vermessung wird,
- die Art der Leistungskurvenvermessung (siehe Abschnitt 2),
- in welchem Zeitraum die Vermessung durchgeführt werden soll,
- welche Abweichungen von der garantierten Leistungskennlinie toleriert werden, bzw. in Windparks, welche Streuungen der Leistungskurven der verschiedenen WEA des Windparks akzeptiert werden,
- im Falle einer unbefriedigenden Leistungskurve, welche Fristen der Hersteller für die Nachbesserung hat und ob eine weitere Vermessung zur Prüfung der Nachbesserung erfolgen soll.

Einige WEA-Hersteller garantieren ihren Kunden auch Energieerträge. Derzeit basiert eine solche Garantie zumeist auf einem Gutachten hinsichtlich des standortspezifischen Windpotentials mit dessen Hilfe ein Energieertrag anhand der garantierten Leistungskennlinie prognostiziert wird. Da die Windprognose in der Regel für einen langjährigen Zeitraum gilt, werden die Windverhältnisse eines bestimmten Jahres häufig mit Hilfe eines für eine Region ermittelten Windindex in Form eines Zuschlags oder Abschlags berücksichtigt, z. B. [1]. Eine solche Form der Ertragsgarantie umfaßt implizit die Leistungskurve und die technische Verfügbarkeit. Allerdings birgt sie sowohl für den Betreiber der WEA als auch für den Hersteller erhebliche Risiken. Zum einen können die Standortgutachten mit einer recht hohen Unsicherheit in der Größenordnung von bis zu 10% hinsichtlich des Energieertrags verbunden sein, zum anderen kann die Übertragung eines regionalen Windindex auf individuelle WEA-Standorte zur Einschätzung des Windjahres sehr fehlerhaft sein.

Eine kontinuierliche Aufzeichnung der Windbedingungen zur Feststellung der Anströmverhältnisse jeder WEA in einem Windpark mit den in Abschnitt 3 genannten Möglichkeiten schafft hingegen Klarheit über evtl. entgangene Energieerträge und bietet sich daher als Grundlage einer Energieertragsgarantie an.

5. Fazit

Wie kann ein WEA-Betreiber sein Risiko minimieren? Indem er dafür sorgt, daß seine WEA bzw. sein Windpark möglichst optimal und störungsfrei betrieben wird. Das Leistungsverhalten einer WEA kann nur mit Hilfe einer Vermessung geprüft werden. In dem Beispiel in Abb. 1 führte die Modifikation des Blatteinstellwinkels von ca. 1° zu einer Verbesserung des Energieertrags um ca. 5 %. Gerade bei Windparks mit WEA der MW-Klasse macht sich eine solche Leistungskurvenvermessung bereits bei einer Optimierung des Leistungsverhaltens von nur 1 % innerhalb kurzer Zeit bezahlt. Eine Nachmessung der Leistungskennlinie ist daher sinnvoll und sollte von vornherein Bestandteil eines Kaufvertrages sein, um etwaigen Differenzen zwischen dem Betreiber und Hersteller bzgl. der Leistungskurvengarantie vorzubeugen.

Den Wind kann hingegen niemand garantieren. Hier liegt das unternehmerische Risiko des WEA-Betreibers. Eine langfristige Aufzeichnung der Windbedingungen innerhalb von Windparks ermöglicht es allerdings, die erzielten Energieerträge und die garantierte technische Verfügbarkeit der WEA im Sinne aller Beteiligten zu verifizieren.

6. Referenzen

- [1] Eggersgluß, W.: Windenergie VI: Praxisergebnisse 1993. Schleswig-Holstein - Rendsburg: Landwirtschaftskammer, 1994
- [2] Albers, A.: Windjahre im Vergleich. DEWI-Magazin (1997) Nr. 11, S. 4-11.
- [3] IEC TC 88 WG 6: Recommendation Power Performance Measurement Procedure. IEC, 1996
- [4] MEASNET: Power Performance Measurement Procedure, 1997
- [5] Hinsch, C.; Westermann, D.: Leistungskurvenvermessung mit Hilfe eines Gondelanemometers. DEWI-Magazin Nr. 8, Wilhelmshaven, 1996, Seite 58-64
- [6] Albers, A.; Söker, H.: Windgeschwindigkeits- und Turbulenzbewertung aus Leistungs- und Gondelanemometer-Meßdaten. DEWI-Magazin Nr. 10, Wilhelmshaven, 1997, Seite 51-62