

	Windenergieanlagen Teil 12: Meßverfahren zur Bestimmung des Leistungsverhaltens bei Windenergieanlagen (IEC 61400-12:1998) Deutsche Fassung EN 61400-12:1998	DIN EN 61400-12
VDE	Diese Norm ist zugleich eine VDE-Bestimmung im Sinne von VDE 0022. Sie ist nach Durchführung des vom VDE-Vorstand beschlossenen Genehmigungsverfahrens unter nebenstehenden Nummern in das VDE-Vorschriftenwerk aufgenommen und in der etz Elektrotechnische Zeitschrift bekanntgegeben worden.	Klassifikation VDE 0127 Teil 12
Diese Norm enthält die deutsche Übersetzung der Internationalen Norm IEC 61400-12 ICS 27.180 Deskriptoren: Windenergieanlage, Leistungsverhalten Wind turbine generator systems – Part 12: Wind turbines power performance testing (IEC 61400-12:1998); German version EN 61400-12:1998 Aérogénérateurs – Partie 12: Techniques de mesure des performances de puissance (CEI 61400-12:1998); Version allemande EN 61400-12:1998 Die Europäische Norm EN 61400-12:1998 hat den Status einer Deutschen Norm. Beginn der Gültigkeit Die EN 61400-12 wurde am 1998-04-01 angenommen. Norm-Inhalt war veröffentlicht als E DIN IEC 88/66/CDV (VDE 0127 Teil 12):1996-12. Fortsetzung Seite 2 und 34 Seiten EN Deutsche Elektrotechnische Kommission im DIN und VDE (DKE)		

Nationales Vorwort

Diese Norm enthält die Deutsche Fassung der Europäischen Norm EN 61400-12:1998-04 „Windenergieanlagen – Teil 12: Meßverfahren zur Bestimmung des Leistungsverhaltens bei Windenergieanlagen (IEC 61400-12:1998)“, in die die Internationale Norm IEC 61400-12:1998-02 „Wind turbine generator systems – Part 12: Wind turbines power performance testing“ unverändert übernommen worden ist.

Die Internationale Norm wurde vom TC 88 „Wind turbine generator systems“ der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) erarbeitet.

Für die vorliegende Norm ist das nationale Arbeitsgremium K 383 „Windenergieanlagen“ der Deutschen Elektrotechnischen Kommission im DIN und VDE (DKE) zuständig.

Für den Fall einer undatierten Verweisung im normativen Text (Verweisung auf eine Norm ohne Angabe des Ausgabedatums und ohne Hinweis auf eine Abschnittsnummer, eine Tabelle, ein Bild usw.) bezieht sich die Verweisung auf die jeweils neueste gültige Ausgabe der in Bezug genommenen Norm.

Für den Fall einer datierten Verweisung im normativen Text bezieht sich die Verweisung immer auf die in Bezug genommene Ausgabe der Norm.

Der Zusammenhang der zitierten Normen mit den entsprechenden Deutschen Normen ist nachstehend wiedergegeben. Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieser Norm waren die angegebenen Ausgaben gültig.

IEC hat 1997 die Benummerung der IEC-Publikationen geändert. Zu den bisher verwendeten Normnummern wird jeweils 60000 addiert. So ist zum Beispiel aus IEC 68 nun IEC 60068 geworden.

Europäische Norm	Internationale Norm	Deutsche Norm	Klassifikation im VDE-Vorschriftenwerk
ENV 61400-1:1995	IEC 61400-1:1994	DIN V ENV 61400-1 (VDE V 0127 Teil 1):1996-07	VDE V 0127 Teil 1
EN 61400-2:1996	IEC 61400-2:1996	DIN EN 61400-2 (VDE 0127 Teil 2):1998-01	VDE 0127 Teil 2
–	IEC 60044-1:1996	–	–
HD 554 S1:1992*)	IEC 60186:1987 A1:1988 A2:1995	DIN VDE 0414-2 (VDE 0414 Teil 2):1994-01*)	VDE 0414 Teil 2
EN 60688:1992	IEC 60688:1992	DIN EN 60688:1993-12	–
–	ISO 2533:1975	DIN ISO 2533:1979-12	–
*) nicht übereinstimmend			

Nationaler Anhang NA (informativ)

Literaturhinweise

DIN EN 60688	Meßumformer für die Umwandlung von Wechselstromgrößen in analoge oder digitale Signale (IEC 60688:1992); Deutsche Fassung EN 60688:1992
DIN V ENV 61400-1 (VDE V 0127 Teil 1)	Windenergieanlagen – Teil 1: Sicherheitsanforderungen (IEC 61400-1:1994); Deutsche Fassung ENV 61400-1:1995
DIN EN 61400-2 (VDE 0127 Teil 2)	Windenergieanlagen – Teil 2: Sicherheit kleiner Windenergieanlagen (IEC 61400-2:1996); Deutsche Fassung EN 61400-2:1996
DIN VDE 0414-2 (VDE 0414 Teil 2)	Meßwandler; Spannungswandler (IEC 60186:1987 + A1:1988, modifiziert); Deutsche Fassung HD 554 S1:1992
DIN ISO 2533	Normatmosphäre

Deutsche Fassung

Windenergieanlagen

Teil 12: Meßverfahren zur Bestimmung des Leistungsverhaltens bei Windenergieanlagen (IEC 61400-12:1998)

Wind turbine generator systems –
Part 12: Wind turbines power performance testing
(IEC 61400-12:1998)

Aérogénérateurs –
Partie 12: Techniques de mesure des
performances de puissance
(CEI 61400-12:1998)

Diese Europäische Norm wurde von CENELEC am 1998-04-01 angenommen.

Die CENELEC-Mitglieder sind gehalten, die CEN/CENELEC-Geschäftsordnung zu erfüllen, in der die Bedingungen festgelegt sind, unter denen dieser Europäischen Norm ohne jede Änderung der Status einer nationalen Norm zu geben ist.

Auf dem letzten Stand befindliche Listen dieser nationalen Normen mit ihren bibliographischen Angaben sind beim Zentralsekretariat oder bei jedem CENELEC-Mitglied auf Anfrage erhältlich.

Diese Europäische Norm besteht in drei offiziellen Fassungen (Deutsch, Englisch, Französisch). Eine Fassung in einer anderen Sprache, die von einem CENELEC-Mitglied in eigener Verantwortung durch Übersetzung in seine Landessprache gemacht und dem Zentralsekretariat mitgeteilt worden ist, hat den gleichen Status wie die offiziellen Fassungen.

CENELEC-Mitglieder sind die nationalen elektrotechnischen Komitees von Belgien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Island, Italien, Luxemburg, Niederlande, Norwegen, Österreich, Portugal, Schweden, Schweiz, Spanien, der Tschechischen Republik und dem Vereinigten Königreich.

CENELEC

Europäisches Komitee für Elektrotechnische Normung
European Committee for Electrotechnical Standardization
Comité Européen de Normalisation Electrotechnique

Zentralsekretariat: rue de Stassart 35, B-1050 Brüssel

Vorwort

Der Text des Schriftstücks IEC 88/85/FDIS, zukünftige 1. Ausgabe von IEC 61400-12, ausgearbeitet von dem IEC TC 88 „Wind turbine generator systems“, wurde der IEC-CENELEC Parallelen Abstimmung unterworfen und von CENELEC am 1998-04-01 als EN 61400-12 angenommen.

Nachstehende Daten wurden festgelegt:

- spätestes Datum, zu dem die EN auf nationaler Ebene durch Veröffentlichung einer identischen nationalen Norm oder durch Anerkennung übernommen werden muß (dop): 1999-01-01
- spätestes Datum, zu dem nationale Normen, die der EN entgegenstehen, zurückgezogen werden müssen (dow): 2001-01-01

Anhänge, die als „normativ“ bezeichnet sind, gehören zum Norm-Inhalt.

Anhänge, die als „informativ“ bezeichnet sind, enthalten nur Informationen.

In dieser Norm sind die Anhänge A, C und ZA normativ, und die Anhänge B, D und E sind informativ.

Der Anhang ZA wurde von CENELEC hinzugefügt.

Anerkennungsnotiz

Der Text der Internationalen Norm IEC 61400-12:1998 wurde von CENELEC ohne irgendeine Abänderung als Europäische Norm angenommen.

In der offiziellen Fassung sind in Anhang E „Literaturhinweise“ zu den aufgelisteten Normen die nachstehenden Anmerkungen einzutragen:

IEC 61400-1 ANMERKUNG: Harmonisiert als ENV 61400-1:1995 (nicht modifiziert).

IEC 61400-2 ANMERKUNG: Harmonisiert als EN 61400-2:1996 (nicht modifiziert).

Inhalt

	Seite
Vorwort	2
Einführung	4
1 Allgemeines	5
1.1 Anwendungsbereich	5
1.2 Normative Verweisungen	5
1.3 Begriffe	5
1.4 Symbole und Einheiten	6
1.5 Abkürzungen	7
2 Meßbedingungen	7
2.1 Windenergieanlage	7
2.2 Meßstandort	7
3 Meßapparatur	9
3.1 Elektrische Leistung	9
3.2 Windgeschwindigkeit	9
3.3 Windrichtung	9
3.4 Luftdichte	10
3.5 Niederschlag	10
3.6 Status der Windenergieanlage	10
3.7 Datenerfassungssystem	10
4 Meßverfahren	10
4.1 Einführung	10
4.2 Betrieb der Windenergieanlage	10
4.3 Datenerfassung	10
4.4 Datenauswahl	11
4.5 Korrektur der Daten	11
4.6 Datenbasis	11
5 Abgeleitete Ergebnisse	11
5.1 Standardisierung der Daten	11
5.2 Ermittlung der gemessenen Leistungskurve	12
5.3 Jahresenergieertrag	13
5.4 Leistungsbeiwert	13
6 Format des Berichtes	14
Tabelle 1 Beispielhafte Darstellung einer gemessenen Leistungskurve	16
Tabelle 2 Beispielhafte Darstellung des rechnerischen Jahresenergieertrages	17
Bild 1 Anforderungen an die Entfernung des Meßmastes und an maximal zulässige Meßsektoren	8
Bild 2 Beispielhafte Darstellung der Werte: Punktediagramm der Messung der Leistung	15
Bild 3 Beispielhafte Darstellung einer gemessenen Leistungskurve	15
Anhang A (normativ) Bewertung des Meßstandorts	18
Anhang B (informativ) Kalibrierung des Meßstandorts	21
Anhang C (normativ) Bestimmung der Meßunsicherheit	22
Anhang D (informativ) Theoretische Grundlagen zur Bestimmung der Meßunsicherheit bei der Anwendung der BIN-Methode	23
Anhang E (informativ) Literaturhinweise	33
Anhang ZA (normativ) Normative Verweisungen auf Internationale Publikationen mit ihren entsprechenden Europäischen Publikationen	34

Einführung

Zweck dieses Teils der IEC 61400 ist, eine Vorgehensweise zu beschreiben, die Einheitlichkeit und Genauigkeit bei der Messung und Auswertung des Leistungsverhaltens von Windenergieanlagen (WEA) gewährleistet. Die Norm wurde erstellt unter der Annahme, daß sie angewendet wird von

- WEA-Herstellern, die anstreben, klar definierten Anforderungen des Leistungsverhaltens und/oder einem möglichen System der Herstellererklärung gerecht zu werden;
- Käufern von WEA, die solche Leistungsmessungen verlangen;
- Betreibern von WEA, die überprüfen müssen, ob die angegebenen oder geplanten Spezifikationen für neue oder erneuerte Anlagen erfüllt würden;
- Planern von WEA oder Lastverteilern, die in der Lage sein müssen, das Leistungsverhalten von WEA genau und wertneutral zu definieren als Voraussetzung für neue oder veränderte Anlagen.

Diese Norm gibt Hinweise für Durchführung, Auswertung und Dokumentation der Messung des Leistungsverhaltens von WEA. Die Norm kommt den Parteien zunutze, die an der Herstellung, der Planung und Genehmigung, dem Betrieb, der Nutzung und der Zertifizierung von WEA beteiligt sind. Die methodisch exakten Meß- und Auswerteverfahren, die in diesem Dokument empfohlen werden, sollten von allen Parteien verwendet werden, um sicherzustellen, daß eine kontinuierliche Entwicklung und der Betrieb von WEA in einer Atmosphäre einheitlicher und eindeutiger Anforderungen bezüglich der äußeren Bedingungen stattfinden. Bei Anwenden der in dieser Norm vorgestellten Meßverfahren und Berichterstellung wird erwartet, daß genaue Ergebnisse geliefert werden, die von anderen nachvollzogen werden können.

Trotzdem sollte der Leser darauf aufmerksam gemacht werden, daß das Verfahren zur Kalibrierung des Meßstandortes ziemlich neu ist. Bis jetzt gibt es noch keinen hinreichenden Nachweis dafür, daß die Standortkalibrierung genaue Ergebnisse für alle Standorte, im speziellen im komplexen Gelände, liefern kann.

Ein Abschnitt der Prozedur befaßt sich mit der Berechnung der Meßunsicherheit. Unter den Bedingungen des komplexen Geländes ist es nicht zutreffend anzugeben, daß die Ergebnisse genau sind, weil die Unsicherheiten 10 % bis 15 % (als Standardabweichung ausgedrückt) betragen können. Eine neue Meßvorschrift, die sich mit diesem Problem befaßt, wird später erstellt werden.

1 Allgemeines

1.1 Anwendungsbereich

Dieser Teil der IEC 61400 legt ein Verfahren zur Messung des Leistungsverhaltens einer einzelnen Windenergieanlage (WEA) fest und ist für WEA aller Bauarten und Abmessungen anwendbar, die mit dem elektrischen Netz gekoppelt sind. Sie kann für die Ermittlung sowohl des absoluten Leistungsverhaltens einer WEA als auch der Unterschiede des Leistungsverhaltens verschiedener WEA-Konfigurationen angewendet werden.

Das Leistungsverhalten einer WEA wird durch die gemessene Leistungskurve und den daraus ermittelten Jahresenergieertrag (*AEP*) beschrieben. Die Leistungskurve wird bestimmt, indem am Meßstandort Windgeschwindigkeit und Leistung zeitgleich solange gemessen werden, bis eine statistisch abgesicherte Datenbasis über einen Windgeschwindigkeitsbereich und unter unterschiedlichen Windbedingungen erreicht ist. Der *AEP* wird berechnet, indem die gemessene Leistungskurve auf verschiedene Referenzwindverteilungen angewendet wird, wobei von 100 % Verfügbarkeit ausgegangen wird.

Diese Norm beschreibt ein Meßverfahren, das neben der gemessenen Leistungskurve und dem daraus abgeleiteten Energieertrag eine Bewertung der Fehlerquellen und die Auswirkung durch deren Kombination fordert.

1.2 Normative Verweisungen

Die folgenden Normen enthalten Festlegungen, die durch Verweisung in diesem Text Bestandteil dieses Teils der IEC 61400 sind. Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieser Norm waren die angegebenen Ausgaben gültig. Alle Normen unterliegen der Überarbeitung, und Vertragspartner, deren Vereinbarungen auf diesem Teil der IEC 61400 basieren, werden gebeten, die Möglichkeit zu prüfen, ob die jeweils neuesten Ausgaben der im folgenden genannten Normen angewendet werden können. Die Mitglieder von IEC und ISO führen Verzeichnisse der gegenwärtig gültigen Internationalen Normen.

IEC 60044-1:1996 *Instrument transformers – Part 1: Current transformers*

IEC 60186:1987 *Voltage transformers*

Amendment 1 (1988)

Amendment 2 (1995)

IEC 60688:1992 *Electrical measuring transducers for converting a.c. electrical quantities to analogue or digital signals*

ISO 2533:1975 *Standard atmosphere*

Guide to the expression of uncertainty in measurement, ISO information publications, 1995, 110 p.

ISBN 92-67-10188-9

1.3 Begriffe

Für die Anwendung dieser Internationalen Norm gelten folgende Begriffe:

1.3.1 Genauigkeit: Grad der Übereinstimmung zwischen Meßergebnis und wahren Wert der Meßgröße.

1.3.2 Jahresenergieertrag: Abschätzung der gesamten erzeugten Energie einer WEA über eine Zeitspanne von einem Jahr. Die gemessene Leistungskurve wird auf verschiedene Referenzwindverteilungen in Nabenhöhe angewendet, 100 % Verfügbarkeit vorausgesetzt.

1.3.3 Verfügbarkeit: Verhältnis aus Gesamtstundenzahl einer Zeitspanne abzüglich der Stundenzahl, in denen die WEA wegen Wartung oder Störung nicht betrieben wurde, und Gesamtstunden der Zeitspanne, ausgedrückt in Prozent.

1.3.4 Komplexes Gelände: Geländeform in der Umgebung des Meßstandortes, bei der maßgebliche Hindernisse und die Variationen der Topographie zu einer Störung der Anströmung führen können.

1.3.5 Datensatz: Daten, die über eine zusammenhängende Zeitspanne aufgezeichnet werden.

1.3.6 Trägheitslänge: Maß für das Antwortverhalten des Anemometers, ausgedrückt als Lauflänge des Windes, der das Instrument passiert, bis es 63 % des Endwertes einer Sprungfunktion der Windgeschwindigkeit anzeigt.

1.3.7 Extrapolierte Leistungskurve: Extrapolation der gemessenen Leistungskurve durch Abschätzung der Leistung zwischen der größten gemessenen und der Abschaltwindgeschwindigkeit.

1.3.8 Störung der Anströmung: Veränderungen der Luftströmung, die durch Hindernisse, Variationen der Topographie oder andere WEA verursacht werden. Sie ergeben eine Abweichung der gemessenen Windgeschwindigkeit von der Windgeschwindigkeit der freien Anströmung und führen zu einer nicht zu vernachlässigenden Meßunsicherheit.

1.3.9 Windgeschwindigkeit der freien Anströmung: Geschwindigkeit der ungestörten Luftströmung, üblicherweise in Nabenhöhe.

1.3.10 Nabenhöhe (WEA): Höhe der Rotormitte über Geländeoberfläche.

ANMERKUNG: Bei einer WEA mit vertikaler Achse ist die Nabenhöhe die Höhe der Äquatorebene.

1.3.11 Gemessene Leistungskurve: Tabelle und Bild, welche die gemessene, korrigierte und (Dichte-)korrigierte Nettoleistung einer WEA als Funktion der gemessenen Windgeschwindigkeit wiedergeben, mit eindeutig definierter Vorgehensweise.

1.3.12 Meßzeitraum: Zeitspanne, während der eine statistisch gesicherte Datenbasis für die Messung des Leistungsverhaltens aufgezeichnet wird.

1.3.13 Meßsektor: Windrichtungssektor, aus dem Daten für die gemessene Leistungskurve ausgewählt werden.

1.3.14 BIN-Methode: Datenreduktionsverfahren, bei dem Meßdaten in bestimmte Intervalle (BINs) der Windgeschwindigkeit eingruppiert werden.

ANMERKUNG: Für jedes BIN wird die Anzahl der Datensätze oder Meßwerte und deren Summe aufgezeichnet und der Mittelwert jeder Größe innerhalb der BINs berechnet.

1.3.15 Elektrische Nettoleistung: Die ins öffentliche Netz abgegebene elektrische Leistung der WEA.

1.3.16 Hindernisse: Stationäre Hindernisse wie Gebäude, Bäume oder benachbarte WEA, die eine Störung der Anströmung verursachen.

1.3.17 Blatteinstellwinkel: Winkel zwischen Profilsehne an einer radialen Blattposition (üblicherweise 100 % des Blattradius) und Rotorebene.

1.3.18 Leistungsbeiwert: Verhältnis der elektrischen Nettoleistung einer WEA und der verfügbaren Leistung der freien Windströmung durch die überstrichene Rotorfläche.

1.3.19 Leistungsverhalten: Eigenschaft einer WEA, elektrische Leistung und Energie zu erzeugen.

1.3.20 Nennleistung: Eine im allgemeinen von einem Hersteller für eine Komponente, eine Einrichtung oder ein Betriebsmittel für eine festgelegte Betriebsbedingung zugeordnete Leistungsgröße.

ANMERKUNG: (WEA) Höchste elektrische Dauer-Leistungsgabe, für die eine WEA unter bestimmungsgemäßen Betriebsbedingungen ausgelegt ist.

1.3.21 Standardunsicherheit: Unsicherheit des Ergebnisses einer Messung, als Standardabweichung (des Mittelwerts) ausgedrückt.

1.3.22 Überstrichene Rotorfläche: Fläche, die auf eine Ebene senkrecht zum Windgeschwindigkeitsvektor durch den Kreis, den die Rotorblattspitzen beschreiben, projiziert wird.

1.3.23 Meßstandort: Standort der gemessenen WEA und seine Umgebung.

1.3.24 Meßunsicherheit: Parameter, der dem Ergebnis einer Messung zugeordnet ist und die Streuung der Werte wiedergibt, die typischerweise zur Meßgröße gehören könnten.

1.4 Symbole und Einheiten

1.4.1	A	überstrichene Fläche des WEA-Rotors	m^2
1.4.2	AEP	Jahresenergieertrag	kWh
1.4.3	$B_{10\text{min}}$	gemessener Luftdruck, über 10 min gemittelt	Pa
1.4.4	c	Empfindlichkeitsfaktor einer Größe (das partielle Differential)	
1.4.5	$C_{p,i}$	Leistungsbeiwert im BIN i	
1.4.6	D	Rotordurchmesser	m
1.4.7	D_e	äquivalenter Rotordurchmesser	m
1.4.8	D_n	Rotordurchmesser einer benachbarten, in Betrieb befindlichen WEA	m
1.4.9	f_i	relative Häufigkeit des Auftretens der Windgeschwindigkeit in einem Windgeschwindigkeitsintervall	
1.4.10	$F(V)$	Funktion der Rayleigh-Summenhäufigkeit der Windgeschwindigkeit	
1.4.11	l_h	Höhe eines Hindernisses	m
1.4.12	l_w	Breite eines Hindernisses	m
1.4.13	L	Entfernung zwischen WEA und Meßmast	m
1.4.14	L_e	Entfernung zwischen WEA oder Meßmast und einem Hindernis	m
1.4.15	L_n	Entfernung zwischen WEA oder Meßmast und einer benachbarten, in Betrieb befindlichen WEA	m
1.4.16	M	Anzahl der Unsicherheitskomponenten in jedem BIN	
1.4.17	M_A	Anzahl der Unsicherheitskomponenten der Kategorie A	
1.4.18	M_B	Anzahl der Unsicherheitskomponenten der Kategorie B	
1.4.19	N	Anzahl der BINs	
1.4.20	N_h	Anzahl der Stunden eines Jahres ≈ 8760	h
1.4.21	N_i	Anzahl der 10-min-Datensätze im BIN i	

1.4.22	N_k	Anzahl der gemessenen vorverarbeiteten Datensätze innerhalb einer Zeitspanne von 10 min	
1.4.23	N_s	Anzahl der Meßwerte in einem vorverarbeiteten Datensatz	
1.4.24	P_i	(Dichte-)korrigierte und gemittelte Wirkleistung im BIN i	kW
1.4.25	P_n	(Dichte-)korrigierte Leistung	kW
1.4.26	$P_{n,i,j}$	(Dichte-)korrigierte Leistung des Datensatzes j im BIN i	kW
1.4.27	P_{10min}	gemessene Leistung, über 10 min gemittelt	kW
1.4.28	R	Gaskonstante	J/(kg K)
1.4.29	s	Unsicherheitskomponente der Kategorie A	
1.4.30	T_{10min}	gemessene absolute Lufttemperatur, über 10 min gemittelt	K
1.4.31	u	Unsicherheitskomponente der Kategorie B	
1.4.32	u_{AEP}	kombinierte Standardunsicherheit des Jahresenergieertrages	kWh
1.4.33	$u_{c,i}$	kombinierte Standardunsicherheit der Leistung im BIN i	kW
1.4.34	V	Windgeschwindigkeit	m/s
1.4.35	V_{ave}	Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe	m/s
1.4.36	V_i	(Dichte-)korrigierte und gemittelte Windgeschwindigkeit im BIN i	m/s
1.4.37	V_n	(Dichte-)korrigierte Windgeschwindigkeit	m/s
1.4.38	$V_{n,i,j}$	(Dichte-)korrigierte Windgeschwindigkeit des Datensatzes j im BIN i	m/s
1.4.39	V_{10min}	gemessene Windgeschwindigkeit, über 10 min gemittelt	m/s
1.4.40	X_k	Meßgröße, über den Vorverarbeitungszeitraum gemittelt	
1.4.41	X_{10min}	Meßgröße, über 10 min gemittelt	
1.4.42	ρ	Korrelationskoeffizient	
1.4.43	ρ_0	Referenzluftdichte	kg/m ³
1.4.44	ρ_{10min}	abgeleitete Luftdichte, über 10 min gemittelt	kg/m ³
1.4.45	σ_k	Standardabweichung eines vorverarbeiteten Parameters	
1.4.46	$\sigma_{p,i}$	Standardabweichung der (Dichte-)korrigierten Leistungsdaten im BIN i	kW
1.4.47	σ_{10min}	Standardabweichung eines Parameters, über 10 min gemittelt	

1.5 Abkürzungen

1.5.1	AEP	Jahresenergieertrag
1.5.2	WEA	Windenergieanlage

2 Meßbedingungen

Die Bedingungen der Messungen des Leistungsverhaltens der WEA sind im Meßbericht im Detail zu erläutern und zu dokumentieren, wie in [Abschnitt 6](#) aufgeführt.

2.1 Windenergieanlage

Die WEA ist, wie in [Abschnitt 6](#) aufgeführt, zu beschreiben und zu dokumentieren, um die Konfiguration der getesteten Maschine eindeutig zu kennzeichnen.

2.2 Meßstandort

Am Meßstandort ist ein Meßmast in der Nähe der WEA aufzubauen, um die Geschwindigkeit des Windes zu bestimmen, der auf die WEA trifft. Der Meßstandort kann maßgebliche Auswirkungen auf das gemessene Leistungsverhalten der WEA haben. Im einzelnen können Störungen der Anströmung zu unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten am Meßmast und an der WEA führen.

Der Meßstandort muß im Hinblick auf mögliche Ursachen der Störung der Anströmung bewertet werden, um

- die Position des Meßmastes auszuwählen;
- einen geeigneten Meßsektor festzulegen;
- geeignete Korrekturfaktoren für die Störung der Anströmung abzuschätzen;
- die Unsicherheit aufgrund der Störung der Anströmung zu ermitteln.

Dabei sind folgende Faktoren im einzelnen zu berücksichtigen:

- Variationen der Topographie;
- andere WEA;
- Hindernisse (Gebäude, Bäume usw.).

Der Meßstandort ist, wie in [Abschnitt 6](#) dargelegt, zu dokumentieren.

2.2.1 Entfernung des Meßmastes

Die Position des Meßmastes ist sorgfältig auszuwählen. Er darf nicht zu nahe vor der WEA aufgestellt sein, da die Windgeschwindigkeit vor der WEA vermindert wird. Er darf auch nicht zu weit von der WEA entfernt sein, da die Korrelation von Windgeschwindigkeit und elektrischer Leistung mit der Entfernung abnimmt. Der Meßmast muß in einer Entfernung zwischen 2- und 4fachem Rotordurchmesser zur WEA positioniert werden. Empfohlen wird eine Entfernung von 2,5fachem Rotordurchmesser. Der Meßmast sollte innerhalb des ausgewählten Meßsektors aufgestellt werden. Bei WEA mit Vertikalachse sollte D als 1,5facher maximaler horizontaler Rotordurchmesser gewählt werden.

Bild 1 zeigt die Anforderungen an den Abstand zwischen Meßmast und WEA. Außerdem ist der empfohlene Abstand von 2,5fachem WEA-Rotordurchmesser zwischen Meßmast und WEA dargestellt.

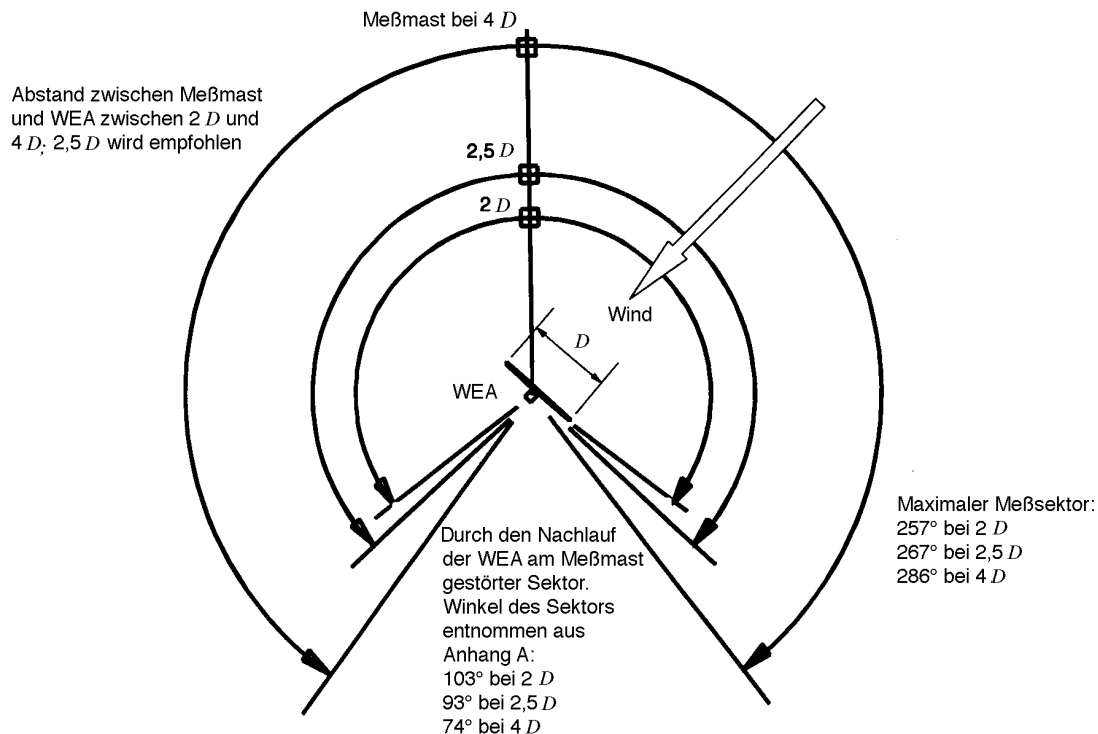


Bild 1: Anforderungen an die Entfernung des Meßmastes und an maximal zulässige Meßsektoren

2.2.2 Meßsektor

Der Meßsektor muß maßgebliche Hindernisse, maßgebliche Variationen der Topographie oder andere WEA ausschließen, dies sowohl von der zu vermessenden WEA als auch vom Meßmast aus gesehen.

Die Richtungen, die auszuschließen sind, weil sich der Meßmast im Nachlauf der getesteten WEA befindet, sind für die Abstände von der WEA von 2-, 2,5- und 4fachem Rotordurchmesser in Bild 1 gezeigt. Für alle anderen Entfernungen vom Meßmast zur zu vermessenden WEA sowie für alle benachbarten WEA und Hindernisse sind die auszuschließenden Richtungen hinsichtlich der Auswirkungen ihres Nachlaufs nach dem in [Anhang A](#) beschriebenen Verfahren zu ermitteln.

2.2.3 Korrekturfaktoren und Unsicherheit aufgrund der Störung der Anströmung am Meßstandort

Wenn der Meßstandort den im [Anhang A](#) festgelegten Anforderungen entspricht, ist keine weitergehende Standortuntersuchung erforderlich. Es sind keine Korrekturfaktoren der Störung der Anströmung notwendig. Die zu verwendende Standardunsicherheit in bezug auf die Störung der Anströmung des Meßstandortes muß mit 2 % oder mehr der gemessenen Windgeschwindigkeit angesetzt werden, wenn der Meßmast zwischen 2- und 3fachem Rotordurchmesser von der WEA entfernt steht. Von 3 % oder mehr ist auszugehen bei einer Entfernung zwischen 3- und 4fachem Rotordurchmesser.

Wenn der Meßstandort nicht den Anforderungen nach [Anhang A](#) entspricht, oder wenn eine geringere Meßunsicherheit aufgrund der Störung der Anströmung am Meßort gefordert ist, muß entweder eine experimentelle Kalibrierung des Meßstandortes oder eine Untersuchung des Meßstandortes mit einem dreidimensionalen Strömungsmodell durchgeführt werden, welches für die vorliegende Geländeform nachweislich anwendbar ist.

Falls eine experimentelle Kalibrierung des Meßstandortes durchgeführt wird, wird empfohlen, dem Verfahren aus [Anhang B](#) zu folgen. Es sollten die gemessenen Korrekturfaktoren der Störungen der Anströmung für jeden Rich-

tungsbereich verwendet werden. Die der Standortkalibrierung zugeordnete Standardunsicherheit darf $\frac{1}{3}$ der Korrektur nicht unterschreiten, die über den ganzen Auswertungssektor und den 60°-Sektor mittig zur vorherrschenden Hauptwindrichtung während der Messungen ermittelt wurde.

Falls eine theoretische Abschätzung der Korrekturfaktoren für den Meßstandort durchgeführt wird, indem ein geeignetes dreidimensionales Strömungsmodell herangezogen wird, sollten der Standortkalibrierung zugeordnete Richtungsbereiche kleiner oder gleich 30° verwendet werden. Die Standardunsicherheit darf $\frac{1}{2}$ der Korrektur nicht unterschreiten, die über den ganzen Auswertungssektor und den 60°-Sektor mittig zur vorherrschenden Hauptwindrichtung während der Messungen ermittelt wurde.

Obwohl das Verfahren der Standortkalibrierung ([Anhang B](#)) für die Ermittlung des Leistungsverhaltens einzelner WEA innerhalb eines Windparks verwendet werden kann, ist es wichtig, die Schlüssigkeit der Ergebnisse in sehr komplexem Gelände zu prüfen.

3 Meßapparatur

3.1 Elektrische Leistung

Die elektrische Nettoleistung der WEA ist mit Hilfe eines Leistungsmeßgerätes (z. B. Leistungsmeßumformer) sowie Strom- und Spannungswandlern an jeder Phase zu messen.

Die Genauigkeit der Strom- und Spannungswandler muß der **IEC 60185** und **IEC 60186** entsprechen; Genauigkeitsklasse 0,5 oder besser wird empfohlen.

Die Genauigkeit der Leistungsmeßgeräte muß der IEC 60688 entsprechen, wenn es ein Leistungsmeßumformer ist; Genauigkeitsklasse 0,5 oder besser wird empfohlen. Falls das Leistungsmeßgerät kein Leistungsmeßumformer ist, sollte die Genauigkeit der Genauigkeitsklasse 0,5 eines Leistungsmeßumformers entsprechen. Der Betriebsbereich des Leistungsmeßgerätes muß dafür ausgelegt sein, alle positiven und negativen Leistungsspitzen zu messen, die von der WEA erzeugt werden. Zur Orientierung sollte der gesamte Meßbereich des Leistungsmeßgerätes auf –50 % bis 200 % der WEA-Nennleistung ausgelegt sein. Alle Meßdaten müssen während der Messungen regelmäßig kontrolliert werden, um sicherzugehen, daß die Bereichsgrenzen des Leistungsmeßgerätes nicht überschritten worden sind. Das Leistungsmeßgerät ist am Netzanschlußpunkt anzubringen, um sicherzustellen, daß nur die Netto-Wirkleistung gemessen wird, die an das elektrische Versorgungsnetz abgegeben wird.

3.2 Windgeschwindigkeit

Die Messung der Windgeschwindigkeit ist mit einem Schalenkreuzanemometer durchzuführen, das in geeigneter Weise in Nabenhöhe am Meßmast angebracht ist; an einer Stelle, die die freie Anströmung des Windes wiedergibt, der auf die WEA trifft.

Die Windgeschwindigkeit muß mit einem Schalensternanemometer gemessen werden, das eine Trägheitslänge von weniger als 5 m aufweist und seine Kalibrierung über die Dauer des Meßzeitraums aufrechterhält. Die Kalibrierung des Anemometers muß vor und nach Abschluß der Leistungsmeßkampagne rückführbar auf nationale Normale durchgeführt worden sein. Die zweite Kalibrierung kann durch einen in-situ-(vor Ort-)Vergleich mit einem anderen Referenzanemometer ersetzt werden, welches in einer Entfernung von 1,5 m bis 2 m vom Anemometer in Nabenhöhe während des Meßzeitraumes angebracht ist. Bei der Kalibrierung sollte das Anemometer mit einer vergleichbaren Vorrichtung montiert sein, wie sie während der Leistungsmessungen verwendet wurde. Die Unsicherheit des Anemometers muß angegeben werden.

Das Anemometer ist innerhalb $\pm 2,5$ % der Nabenhöhe anzubringen, vorzugsweise auf der Spitze eines vertikalen runden Rohrs, welches sich genau auf der Spitze des Meßmastes befindet. Alternativ dazu kann das Anemometer auf einem Ausleger montiert werden, welcher seitlich am Mast angebracht ist und in Hauptwindrichtung zeigt.

Es muß darauf geachtet werden, daß die Störung der Anströmung möglichst klein ist, die das Anemometer aus seinem Umfeld erfährt. Um Einflüsse auf die Anströmung zu vermindern, ist das Anemometer so anzubringen, daß sein vertikaler Abstand zu allen Auslegern mindestens dem 7fachen Auslegerdurchmesser und sein horizontaler Abstand vom Mast in Höhe des Anemometers mindestens dem 7fachen Mastdurchmesser entspricht. Dies gilt für Rohrmaste, konische und Gittermaste. Kein anderes Instrument darf so angebracht sein, daß die Anströmung des Anemometers gestört sein kann.

Alle Korrekturen, die für die angezeigte Windgeschwindigkeit benutzt werden, um Einflüsse wie Overspeeding oder Störung der Anströmung durch den Meßmast zu berücksichtigen, sind klar zu erläutern. Die Unsicherheit in der Korrektur muß ebenfalls abgeschätzt und erläutert werden. Sie darf üblicherweise nicht niedriger als die halbe Differenz aus korrigiertem und nicht korrigiertem Wert sein.

3.3 Windrichtung

Die Messung der Windrichtung ist mit einer Windfahne durchzuführen, die auf dem Meßmast innerhalb 10 % der Nabenhöhe angebracht ist. Besondere Aufmerksamkeit muß auf die Anbringung der Windfahne gelegt werden, um die Störung der Anströmung des Anemometers durch die Windfahne zu vermeiden. Die absolute Genauigkeit der Windrichtungsmessung sollte besser als 5° sein.