

	DIN EN 61400-12-1 (VDE 0127-12-1)	DIN
	Diese Norm ist zugleich eine VDE-Bestimmung im Sinne von VDE 0022. Sie ist nach Durchführung des vom VDE-Präsidium beschlossenen Genehmigungsverfahrens unter der oben angeführten Nummer in das VDE-Vorschriftenwerk aufgenommen und in der „etz Elektrotechnik + Automation“ bekannt gegeben worden.	VDE
<p>ICS 27.180</p> <p>Ersatz für DIN EN 61400-12 (VDE 0127-12):1999-07 Siehe jedoch Beginn der Gültigkeit</p> <p>Windenergieanlagen – Teil 12-1: Messung des Leistungsverhaltens einer Windenergieanlage (IEC 61400-12-1:2005); Deutsche Fassung EN 61400-12-1:2006</p> <p>Wind turbines – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines (IEC 61400-12-1:2005); German version EN 61400-12-1:2006</p> <p>Eoliennes – Partie 12-1: Mesures des performances de puissance des éoliennes de production d'électricité (CEI 61400-12-1:2005); Version allemande EN 61400-12-1:2006</p> <p>Gesamtumfang 99 Seiten</p> <p>DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE</p>		

Beginn der Gültigkeit

Die von CENELEC am 2006-05-01 angenommene EN 61400-12-1 gilt als DIN-Norm ab 2007-02-01.

Daneben darf **DIN EN 61400-12 (VDE 0127-12):1999-07** noch bis 2009-05-01 angewendet werden.

Nationales Vorwort

Vorausgegangener Norm-Entwurf: E DIN IEC 61400-12-1 (VDE 0127-12-1):2006-05.

Für diese Norm ist das nationale Arbeitsgremium K 383 „Windenergieanlagen“ der DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE (<http://www.dke.de>) zuständig.

Die enthaltene IEC-Publikation wurde vom TC 88 „Wind Turbines“ erarbeitet.

Das IEC-Komitee hat entschieden, dass der Inhalt dieser Publikation bis zu dem auf der IEC-Website unter „<http://webstore.iec.ch>“ mit den Daten zu dieser Publikation angegebenen Datum (maintenance result date) unverändert bleiben soll. Zu diesem Zeitpunkt wird entsprechend der Entscheidung des Komitees die Publikation

- bestätigt,
- zurückgezogen,
- durch eine Folgeausgabe ersetzt oder
- geändert.

Änderungen

Gegenüber **DIN EN 61400-12 (VDE 0127-12):1999-07** wurden folgende Änderungen vorgenommen:

- a) In den Abschnitt 4 „Symbole und Einheiten“ wurden sämtliche im Dokument verwendeten Symbole aufgenommen.
- b) In 7.4 wird die Unterscheidung zwischen einer Datenbasis A und einer Datenbasis B eingeführt.
- c) In 7.6 wird ein Verfahren zur Vervollständigung unvollständiger BINs angegeben.
- d) Abschnitt 9 „Form des Messberichtes“ wurde präzisiert und stark erweitert. Tabelle 1 „Beispieldarstellung einer Kurve der gemessenen Leistung“ wird in der neuen Fassung für die eingeführten Datenbasen A und B einzeln angegeben (jetzt Tabellen 1 und 2). Das gilt auch für die alte Tabelle 2 „Beispieldarstellung der ermittelten Jahresenergieerzeugung“ (jetzt Tabellen 3 und 4).
- e) Bild 2 und Bild 3 umfassen jetzt Beispieldarstellungen für die Datenbasen A und B. Neu aufgenommen wurden Bild 4 „Beispieldarstellung einer C_p -Kurve für die Datenbasen A und B“ und Bild 5 „Beispieldarstellung einer Standortkalibrierung“.
- f) Im Anhang A „Bewertung von Hindernissen am Messstandort“ wird ein Hindernismodell mit Gleichungen (A.1 bis A.3) eingeführt.
- g) Anhang C „Standortkalibrierung“ wurde erweitert. Neben der Datenerfassung und -auswertung werden jetzt auch der Messaufbau, die Unsicherheitsanalyse, die Auswahl des endgültigen Messsektors, die Anforderungen an den Messbericht und die Verifikation der Ergebnisse erläutert.
- h) In den Anhang E „Theoretische Grundlagen zur Bestimmung der Messunsicherheit bei der Anwendung der BIN-Verfahren“ wurde die Erläuterung und Berechnung der Unsicherheit der Standortkalibrierung (E.22 bis E.24) einschließlich der Tabelle E.3 „Unsicherheiten der Standortkalibrierung“ aufgenommen. Außerdem werden die Empfindlichkeitsfaktoren jetzt für die Datenbasis A (Tabelle E.4) und die Datenbasis B (Tabelle E.5) getrennt angegeben. Das Gleiche gilt für die Unsicherheiten der Kategorie B (Tabelle E.6 für Datenbasis A bzw. Tabelle E.7 für Datenbasis B).
- i) Anhang G „Befestigung von Messgeräten am Messmast“ wurde neu strukturiert. Das bevorzugte Verfahren der Befestigung des Anemometers an der Spitze (G.1) wurde präzisiert. Neu aufgenommen wurde ein alternatives Verfahren der Befestigung des Anemometers an der Spitze (G.2). Die Bilder G.1, G.2, G.3 und G.4 mit Beispielen für die Anordnung der Anemometer sind neu.
- j) Anhang H „Messung des Leistungsverhaltens kleiner WEA“ wurde stark erweitert.

- k) Anhang I „Klassifikation der Windmessung“, Anhang J „Bewertung der Windmessung mit einem Schalenkreuzanemometer“ und Anhang K „Vor-Ort-Vergleich von Anemometern“ wurden neu in die Norm aufgenommen.

Frühere Ausgaben

DIN EN 61400-12 (VDE 0127-12):1999-07

Nationaler Anhang NA (informativ)

Zusammenhang mit Europäischen und Internationalen Normen

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.

Eine Information über den Zusammenhang der zitierten Normen mit den entsprechenden Deutschen Normen ist in Tabelle NA.1 wiedergegeben.

Tabelle NA.1

Europäische Norm	Internationale Norm	Deutsche Norm	Klassifikation im VDE-Vorschriftenwerk
EN 60044-1:1999 + A1:2000 + A2:2003	IEC 60044-1:1996 + A1:2000 + A2:2002	DIN EN 60044-1 (VDE 0414-44-1):2003-12	VDE 0414-44-1
EN 60044-2:1999 + A1:2000 + A2:2003	IEC 60044-2:1997 + A1:2000 + A2:2002	DIN EN 60044-2 (VDE 0414-44-2):2003-12	VDE 0414-44-2
–	–	DIN EN 60044-2 Ber 1 (VDE 0414-44-2 Ber 1):2004-04	VDE 0414-44-2 Ber 1
EN 60688:1992 + A1:1999 + A2:2001	IEC 60688:1992 + A1:1997 + A2:2001	DIN EN 60688:2002-04	–
EN 61400-1:2005	IEC 61400-1:2005	DIN EN 61400-1 (VDE 0127-1):2006-07	VDE 0127-1
EN 61400-2:1996	61400-2:1996	DIN EN 61400-2 (VDE 0127-2):1998-01	VDE 0127-2
–	ISO 2533:1975	DIN ISO 2533:1979-12	–

Nationaler Anhang NB (informativ)

Literaturhinweise

DIN EN 60044-1 (VDE 0414-44-1):2003-12, *Messwandler – Teil 1: Stromwandler (IEC 60044-1:1996 + A1:2000 + A2:2002); Deutsche Fassung EN 60044-1:1999 + A1:2000 + A2:2003.*

DIN EN 60044-2 (VDE 0414-44-2), *Messwandler – Teil 2: Induktive Spannungswandler.*

DIN EN 60044-2 Berichtigung 1 (VDE 0414-44-2 Berichtigung 1), *Berichtigungen zu DIN EN 60044-2, (VDE 0414-44-2):2003-12.*

DIN EN 60688:2002-04, *Elektrische Messumformer zur Umwandlung von Wechselstromgrößen in analoge oder digitale Signale (IEC 60688:1992 + A1:1997, modifiziert + A2:2001); Deutsche Fassung EN 60688:1992 + A1:1999 + A2:2001.*

DIN EN 61400-1 (VDE 0127-1), *Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen.*

DIN EN 61400-2 (VDE 0127-2):1998-01, *Windenergieanlagen – Teil 2: Sicherheit kleiner Windenergieanlagen (IEC 61400-2:1996); Deutsche Fassung EN 61400-2:1996.*

DIN ISO 2533:1979-12, *Normatmosphäre (ISO 2533:1975).*

**Windenergieanlagen –
Teil 12-1: Messung des Leistungsverhaltens einer Windenergieanlage
(IEC 61400-12-1:2005)**

Wind turbines –
Part 12-1: Power performance measurements of
electricity producing wind turbines
(IEC 61400-12-1:2005)

Eoliennes –
Partie 12-1: Mesures des performances de
puissance des éoliennes de production
d'électricité
(CEI 61400-12-1:2005)

Diese Europäische Norm wurde von CENELEC am 2006-05-01 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, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Island, Italien, Lettland, Litauen, Luxemburg, Malta, den Niederlanden, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Rumänien, Schweden, der Schweiz, der Slowakei, Slowenien, Spanien, der Tschechischen Republik, Ungarn, dem Vereinigten Königreich und Zypern.

CENELEC

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

Zentralsekretariat: rue de Stassart 35, B-1050 Brüssel

© 2006 CENELEC – Alle Rechte der Verwertung, gleich in welcher Form und in welchem Verfahren, sind weltweit den Mitgliedern von CENELEC vorbehalten.

Ref. Nr. EN 61400-12-1:2006 D

Vorwort

Der Text des Schriftstücks 88/244/FDIS, zukünftige 1. Ausgabe von IEC 61400-12-1, ausgearbeitet von dem IEC/TC 88 „Wind Turbines“, wurde der IEC-CENELEC Parallelen Abstimmung unterworfen und von CENELEC am 2006-05-01 als EN 61400-12-1 angenommen.

Diese Europäische Norm ersetzt EN 61400-12:1998.

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): 2007-02-01
- spätestes Datum, zu dem nationale Normen, die der EN entgegenstehen, zurückgezogen werden müssen (dow): 2009-05-01

Der Anhang ZA wurde von CENELEC hinzugefügt.

Anerkennungsnotiz

Der Text der Internationalen Norm IEC 61400-12-1:2005 wurde von CENELEC ohne irgendeine Abänderung als Europäische Norm angenommen.

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

- | | | |
|-------------|-----------|--|
| IEC 60044-2 | ANMERKUNG | Harmonisiert in der Reihe EN 60044-1999 + A1:2000 + A2:2003 (nicht modifiziert). |
| IEC 61400-1 | ANMERKUNG | Harmonisiert als EN 61400-1:2005 (nicht modifiziert). |
-

Inhalt

	Seite
Vorwort	2
Einleitung	8
1 Anwendungsbereich	8
2 Normative Verweisungen	9
3 Begriffe	9
4 Symbole und Einheiten	11
5 Vorbereitungen für Leistungsmessungen	15
5.1 WEA und elektrischer Anschluss	15
5.2 Messstandort	15
5.2.1 Standort des Messmastes	15
5.2.2 Messsektor	16
5.2.3 Korrekturfaktoren und Unsicherheit aufgrund der Störung der Anströmung durch die Topografie	16
6 Messausrüstung	17
6.1 Elektrische Leistung	17
6.2 Windgeschwindigkeit	17
6.3 Windrichtung	18
6.4 Luftdichte	18
6.5 Drehzahl und Blatteinstellwinkel	18
6.6 Zustand der Rotorblätter	18
6.7 Regelungssystem der WEA	19
6.8 Datenerfassungssystem	19
7 Messverfahren	19
7.1 Einführung	19
7.2 Betrieb der WEA	19
7.3 Datenerfassung	19
7.4 Ablehnung von Daten	20
7.5 Korrektur der Daten	20
7.6 Datenbasis	20
8 Abgeleitete Ergebnisse	21
8.1 Normierung der Daten	21
8.2 Ermittlung der gemessenen Leistungskurve	22
8.3 Jahresenergieerzeugung (AEP)	22
8.4 Leistungsbeiwert	24
9 Form des Messberichtes	24
Anhang A (normativ) Bewertung von Hindernissen am Messstandort	35
A.1 Anforderungen bezüglich benachbarter und in Betrieb befindlicher WEA	35

A.2	Anforderungen in Bezug auf Hindernisse.....	35
Anhang B (normativ) Bewertung des Geländes am Messstandort		38
Anhang C (normativ) Standortkalibrierung		39
C.1	Allgemeines	39
C.2	Messaufbau	39
C.3	Datenerfassung und -auswertung	39
C.4	Unsicherheitsanalyse	40
C.5	Auswahl des endgültigen Messsektors	40
C.6	Anforderungen an den Messbericht	40
C.7	Verifikation der Ergebnisse.....	40
Anhang D (normativ) Bestimmung der Messunsicherheit		41
Anhang E (informativ) Theoretische Grundlagen zur Bestimmung der Messunsicherheit bei der Anwendung der BIN-Verfahren		43
E.1	Allgemeines	43
E.2	Erweiterte Unsicherheit	44
E.3	Beispiel	45
E.4	Unsicherheiten der Kategorie A.....	46
E.4.1	Unsicherheit der Kategorie A der elektrischen Leistung	46
E.4.2	Unsicherheiten der Kategorie A durch klimatische Schwankungen.....	48
E.5	Unsicherheiten der Kategorie B.....	48
E.5.1	Unsicherheiten der Kategorie B im Datenerfassungssystem.....	48
E.5.2	Unsicherheiten der Kategorie B der elektrischen Leistung	49
E.5.3	Unsicherheiten der Kategorie B der Windgeschwindigkeit	50
E.5.4	Unsicherheiten der Kategorie B der Luftdichte.....	52
E.5.5	Kombinierte Unsicherheiten der Kategorie B	53
E.5.6	Kombinierte Standardunsicherheit – Leistungskurve.....	53
E.5.7	Kombinierte Standardunsicherheit – Energieerzeugung.....	54
Anhang F (normativ) Verfahren zur Kalibrierung von Schalenkreuzanemometern.....		61
F.1	Allgemeine Anforderungen	61
F.2	Anforderungen an den Windkanal.....	61
F.3	Anforderungen an die Messgeräteausrüstung und an den Kalibrieraufbau.....	62
F.4	Kalibrierverfahren	62
F.5	Auswertung der Daten.....	63
F.6	Analyse der Unsicherheit.....	64
F.7	Form des Messberichtes	64
F.8	Beispiel für eine Unsicherheitsberechnung	65
Anhang G (normativ) Befestigung von Messgeräten am Messmast		69
G.1	Allgemeines	69
G.2	Bevorzugte Befestigung des Anemometers an der Spitze.....	69
G.3	Alternatives Verfahren der Befestigung des Anemometers an der Spitze.....	70

G.4	Blitzschutz	71
G.5	Befestigung anderer Messgeräte	71
G.6	Befestigung von Schalenkreuzanemometern an einem Ausleger	72
G.6.1	Rohrmasten	73
G.6.2	Gittermasten	74
	Anhang H (normativ) Messung des Leistungsverhaltens kleiner WEA	78
	Anhang I (normativ) Klassifikation der Windmessung	81
I.1	Allgemeines	81
I.2	Bereiche und Klassen von Einflussparametern	81
	Anhang J (informativ) Bewertung der Windmessung mit einem Schalenkreuzanemometer	83
J.1	Allgemeines	83
J.2	Messung der Kennwerte von Schalenkreuzanemometern	83
J.2.1	Im Windkanal gemessene Kennwerte der Schräganströmungsabhängigkeit	83
J.2.2	Messung von Beschleunigungs- und Verzögerungskräften im Windkanal	84
J.2.3	Messung des Lagerreibungsmomentes	84
J.2.4	Freifeld-Vergleichsmessungen	85
J.3	Bewertungsverfahren auf der Grundlage von Windkanal- und Labormessungen und Freifeldvergleichen für ein Schalenkreuzanemometer der Klasse S1	85
J.3.1	Winkelkennwerte bei einer turbulenten Anströmung für verschiedene mittlere Anströmungswinkel	85
J.3.1.1	Mittlere Anströmung 0°	85
J.3.1.2	Mittlere Anströmungen zwischen -20° und +20°	87
J.3.2	Dynamische Effekte durch nicht stationäre Anströmungsbedingungen	88
J.3.3	Lagerreibung	89
J.4	Bewertungsverfahren auf der Grundlage von Windkanal- und Labormessungen und der Modellierung des Schalenkreuzanemometers	89
J.4.1	Verfahren	89
J.4.2	Modellierung von Schalenkreuzanemometern	89
J.4.3	Schwankungen der Bereiche von Einflussparametern und Bestimmung der Klasse	91
	Anhang K (informativ) Vor-Ort-Vergleich von Anemometern	92
K.1	Allgemeines	92
K.2	Vorbedingungen	92
K.3	Umsetzung	92
K.4	Bewertungskriterien	92
	Literaturhinweise	94
	Anhang ZA (normativ) Normative Verweisungen auf internationale Publikationen mit ihren entsprechenden europäischen Publikationen	95
	Bilder	
	Bild 1 – Anforderungen an die Entfernung des Messmastes und an maximal zulässige Messektoren	16
	Bild 2 – Beispieldarstellung der Datenbasen A und B: Punktediagramme der Messung des Leistungsverhaltens, aufgenommen mit 1 Hz (Mittelwerte, über 10 min gemittelt)	28

Bild 3 – Beispieldarstellung einer Kurve der gemessenen Leistung für die Datenbasen A und B	29
Bild 4 – Beispieldarstellung einer C_P -Kurve für die Datenbasen A und B	30
Bild 5 – Beispieldarstellung einer Standortkalibrierung (nur die Sektoren 20° bis 30°, 40° bis 60°, 160° bis 210° und 330° bis 350° sind gültig)	31
Bild A.1 – Auszuschließende Sektoren aufgrund der Nachlaufströmung benachbarter und in Betrieb befindlicher WEA und maßgeblicher Hindernisse	36
Bild A.2 – Beispiele für auszuschließende Sektoren aufgrund der Nachlaufströmung der zu vermessenden WEA, einer benachbarten und in Betrieb befindlichen WEA und eines maßgeblichen Hindernisses	37
Bild B.1 – Darstellung des zu bewertenden Bereiches, Draufsicht	38
Bild G.1 – Beispiel für die Befestigung eines Anemometers an der Spitze und Anforderungen an die Montage	70
Bild G.2 – Alternatives Beispiel eines an der Spitze angebrachten Auswerteanemometers und eines Kontrollanemometers nebeneinander sowie mit einer Mastbox mit Druckmessfühler	71
Bild G.3 – Beispiel für ein an der Spitze angebrachtes Anemometer und die Befestigung eines Kontrollanemometers, einer Windfahne und anderer Messfühler an einem Ausleger	72
Bild G.4 – Beispiel für nebeneinander an der Spitze angebrachte Auswerte- und Kontrollanemometer, eine Windfahne und andere Messfühler am Ausleger	72
Bild G.5 – Diagramm der Linien gleicher Windgeschwindigkeit bei Umströmung eines zylindrischen Mastes, normiert auf die freie Anströmgeschwindigkeit (von links); Analyse mit 2-dimensionalen Navier-Stokes-Berechnungen	73
Bild G.6 – Relative Windgeschwindigkeit auf der Mittellinie als Funktion des Abstandes R von der Achse eines Rohrmastes mit dem Durchmesser d	74
Bild G.7 – Darstellung eines dreischenkligigen Gittermastes, die eine Abminderung der Windgeschwindigkeit auf der Mittellinie zeigt, Darstellung der Wirbelscheibe des Mastes mit dem Schenkelabstand L und der Entfernung R von der Achse des Mastes zum Beobachtungspunkt	74
Bild G.8 – Diagramm der Linien gleicher Windgeschwindigkeit bei Umströmung eines dreieckigen Gittermastes mit einem C_T -Wert von 0,5, normiert auf die Windgeschwindigkeit im freien Feld (von links); Analyse mit 2-dimensionalen Navier-Stokes-Berechnungen und der Wirbelscheibentheorie	75
Bild G.9 – Relative Windgeschwindigkeit auf der Mittellinie als Funktion der Entfernung R von der Achse eines dreieckigen Gittermastes mit der Gitterbreite L für verschiedene C_T -Werte	76
Bild J.1 – Gemessene Schräganströmungsabhängigkeit eines Schalenkreuzanemometers im Vergleich mit einem Kosinusverhalten	83
Bild J.2 – Drehmomentmessungen im Windkanal an einem Schalenkreuzanemometer bei 8 m/s	84
Bild J.3 – Beispiel für Messungen des Lagerreibungsmomentes	84
Bild J.4 – Verteilung der vertikalen Windgeschwindigkeitskomponenten unter der Annahme eines festen Verhältnisses zwischen horizontaler und vertikaler Standardabweichung der Windgeschwindigkeit	86
Bild J.5 – Berechnung der Gesamtabweichung in Bezug auf das Kosinusverhalten	87
Bild J.6 – Wahrscheinlichkeitsverteilungen für drei unterschiedliche mittlere Anströmungswinkel	88
Bild J.7 – Gesamtabweichung vom Kosinusverhalten für drei unterschiedliche mittlere Anströmungswinkel über der horizontalen Turbulenzintensität	88
Bild J.8 – Beispiel für ein Anemometer, das die Steigungskriterien nicht erfüllt	89
Bild J.9 – Beispiel für Abweichungen eines Schalenkreuzanemometers der Klasse 2.0A	91

Tabellen

Tabelle 1 – Beispieldarstellung einer Kurve der gemessenen Leistung für die Datenbasis A.....	31
Tabelle 2 – Beispieldarstellung einer Kurve der gemessenen Leistung für die Datenbasis B.....	33
Tabelle 3 – Beispieldarstellung der ermittelten Jahresenergieerzeugung (Datenbasis A)	34
Tabelle 4 – Beispieldarstellung der ermittelten Jahresenergieerzeugung (Datenbasis B)	34
Tabelle B.1 – Anforderungen an den Messstandort: Variationen der Topografie.....	38
Tabelle D.1 – Liste der Unsicherheitskomponenten.....	42
Tabelle E.1 – Erweiterte Unsicherheiten	45
Tabelle E.2 – Liste der Unsicherheiten der Kategorien B und A.....	47
Tabelle E.3 – Unsicherheiten der Standortkalibrierung.....	55
Tabelle E.4 – Empfindlichkeitsfaktoren (Datenbasis A)	56
Tabelle E.5 – Empfindlichkeitsfaktoren (Datenbasis B)	57
Tabelle E.6 – Unsicherheiten der Kategorie B (Datenbasis A)	58
Tabelle E.7 – Unsicherheiten der Kategorie B (Datenbasis B)	59
Tabelle F.1 – Beispielberechnung für Unsicherheiten bei der Anemometerkalibrierung	65
Tabelle G.1 – Abschätzungsverfahren für C_T für verschiedene Gittermasttypen	76
Tabelle H.1 – Einstellungen für die Spannung der Batteriebank	80
Tabelle I.1 – Bereiche von Einflussparametern (auf der Basis von 10-min-Mittelwerten) der Klassen A und B.....	82

Einleitung

Der Zweck dieses Teils der IEC 61400 ist die Beschreibung einer einheitlichen Vorgehensweise, die die Widerspruchsfreiheit, die Genauigkeit und die Reproduzierbarkeit 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 Anforderungen an das Leistungsverhalten vorgeben;
- Betreibern von WEA, die überprüfen müssen, ob die angegebenen oder geplanten Spezifikationen des Leistungsverhaltens für neue oder erneuerte Anlagen erfüllt werden;
- Konstrukteuren oder Aufsichtsbehörden von WEA, 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 stattfindet. Diese Norm beschreibt Mess- und Dokumentationsverfahren, die genaue Ergebnisse liefern, die von anderen nachvollzogen werden können. Trotzdem sollte ein Anwender dieser Norm darauf aufmerksam gemacht werden, dass Abweichungen durch große Schwankungen des Windgradienten und der Turbulenz sowie durch die geltenden Kriterien für die Datenerfassung entstehen. Vor der vertraglichen Vereinbarung der Messungen des Leistungsverhaltens sollte der Anwender daher den Einfluss dieser Abweichungen und der Kriterien der Datenerfassung unter Berücksichtigung des Messziels betrachten.

Die Schlüsselgröße bei der Messung des Leistungsverhaltens ist die Messung der Windgeschwindigkeit. Die vorliegende Norm schreibt die Nutzung von Schalenkreuzanemometern für die Messung der Windgeschwindigkeit vor. Dieses Messgerät ist robust und wird seit langem als für diese Art der Messung geeignet angesehen. Obwohl geeignete Kalibrierverfahren in Windkanälen entwickelt worden sind, führen Freifeldbedingungen mit wechselnden Windvektoren in Betrag und Richtung dazu, dass unterschiedliche Messgeräte sich möglicherweise unterschiedlich verhalten.

Die [Anhänge I](#) und [J](#) enthalten Werkzeuge und Verfahren zur Klassifikation von Schalenkreuzanemometern. Es besteht jedoch immer die Möglichkeit, dass das Ergebnis der Messung durch die Auswahl des Messgerätes zur Messung der Windgeschwindigkeit beeinflusst wird. Daher sollte besondere Aufmerksamkeit auf die Auswahl des Messgerätes zur Messung der Windgeschwindigkeit gelegt werden.

1 Anwendungsbereich

Dieser Teil der IEC 61400 legt ein Verfahren zur Messung des Leistungsverhaltens einer einzelnen WEA fest und ist für WEA aller Bauarten und Größen anwendbar, die mit dem elektrischen Versorgungsnetz verbunden sind. Zusätzlich beschreibt diese Norm ein Verfahren zur Ermittlung der Kennwerte des Leistungsverhaltens von kleinen Windenergieanlagen (nach [IEC 61400-2](#)) mit entweder Anschluss an das elektrische Versorgungsnetz oder an einen Batteriesatz. Das Verfahren kann zur Bewertung des Leistungsverhaltens bestimmter Anlagen an besonderen Standorten angewendet werden, aber das Verfahren kann auch genutzt werden, um grundsätzliche Vergleiche zwischen verschiedenen Anlagenmodellen oder unterschiedlichen Anlageneinstellungen anzustellen.

Die Kennwerte des Leistungsverhaltens einer WEA werden durch die Kurve der gemessenen Leistung und die daraus ermittelte Jahresenergieerzeugung beschrieben. Die Kurve der gemessenen Leistung wird bestimmt, indem am Messstandort Windgeschwindigkeit und Ausgangsleistung zeitgleich so lange gemessen werden, bis eine statistisch abgesicherte Datenbasis über einen Windgeschwindigkeitsbereich und unter unterschiedlichen Wind- und Witterungsbedingungen erreicht ist. Die Jahresenergieerzeugung wird berechnet, indem die Kurve der gemessenen Leistung auf Referenzwindverteilungen angewendet und 100 % Verfügbarkeit vorausgesetzt wird.

Die vorliegende Norm beschreibt ein Messverfahren, das neben der Kurve der gemessenen Leistung und dem daraus abgeleiteten Energieertrag um eine Bewertung der Unsicherheitsquellen und die Auswirkung durch deren Kombination ergänzt wird.

2 Normative Verweisungen

Die folgenden zitierten Dokumente sind für die Anwendung dieses Dokuments erforderlich. Bei datierten Verweisungen gilt nur die in Bezug genommene Ausgabe. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich aller Änderungen).

IEC 60044-1, 1996, *Instrument transformers – Part 1: Current transformers*
 Änderung 1 (2000)
 Änderung 2 (2002)¹

IEC 60688, 1992, *Electrical measuring transducers for converting a.c. electrical quantities to analogue or digital signals*
 Änderung 1 (1997)
 Änderung 2 (2001)¹

IEC 61400-2, 1996, *Wind turbine generator systems – Part 1: Safety of small wind turbines*

ISO 2533, 1975, *Standard atmosphere*

ISO Guide to the expression of uncertainty in measurement, 1995, ISBN 92-67-10188-9

3 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokumentes gelten folgende Begriffe.

3.1

Genauigkeit

Grad der Übereinstimmung zwischen Messergebnis und dem wahren Wert der Messgröße

3.2

Jahresenergieerzeugung (en: annual energy production)

AEP

Abschätzung der gesamten von einer WEA über eine Dauer von einem Jahr erzeugten elektrischen Energie, indem die gemessene Leistungskurve auf verschiedene Referenzwindverteilungen in Nabenhöhe angewendet und 100 % Verfügbarkeit vorausgesetzt wird

3.3

stark gegliedertes (komplexes) Gelände

Geländeform in der Umgebung des Messstandortes, bei der erhebliche Unregelmäßigkeiten der Topografie und Hindernisse im Gelände zu Störungen der Anströmung führen können

3.4

Datensatz

Daten, die über ein festgelegtes zusammenhängendes Zeitintervall aufgezeichnet wurden

3.5

Trägheitslänge

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

¹ Es gibt eine konsolidierte Ausgabe 1.2 (2003), die die Ausgabe 1 und deren Änderungen 1 und 2 umfasst.

3.6

extrapolierte Leistungskurve

Verlängerung der Kurve der gemessenen Leistung durch Abschätzung der Ausgangsleistung im Bereich von der größten gemessenen Windgeschwindigkeit bis zur Ausschaltwindgeschwindigkeit

3.7

Störung der Anströmung

Veränderung der Luftströmung, die durch Hindernisse, Unregelmäßigkeiten der Topografie oder durch andere WEA verursacht wird und zu einer Abweichung der gemessenen Windgeschwindigkeit von der Windgeschwindigkeit der freien Anströmung sowie zu einer beträchtlichen Messunsicherheit führt

3.8

Nabenhöhe (WEA)

Höhe der Mitte der überstrichenen Fläche des WEA-Rotors über dem Fuß des Turmes

ANMERKUNG Bei einer Vertikalachs-WEA ist die Nabenhöhe die Höhe der Äquatorebene.

3.9

gemessene Leistungskurve

Tabelle und Diagramm, welche die gemessene, korrigierte und normierte Nettoausgangsleistung einer WEA als Funktion der gemessenen Windgeschwindigkeit wiedergeben, wobei die Messung nach einem festgelegten Verfahren erfolgt

3.10

Messzeitintervall

Zeitintervall, über das eine statistisch gesicherte Datenbasis für die Messung des Leistungsverhaltens gesammelt wurde

3.11

Messsektor

Windrichtungssektor, aus dem Daten für die Kurve der gemessenen Leistung gewählt werden

3.12

BIN-Verfahren

Datenreduktionsverfahren, bei dem Messdaten für einen bestimmten Parameter in Bereiche (BINs) der Windgeschwindigkeit eingruppiert werden

ANMERKUNG Für jedes BIN werden die Anzahl der Datensätze oder Messwerte und deren Summe aufgezeichnet und der Mittelwert des Parameters für jedes BIN berechnet.

3.13

elektrische Nettowirkleistung

Maß für die elektrische Ausgangsleistung der WEA, die an das Elektrizitätsversorgungsnetz geliefert wird

3.14

Hindernisse

Gegenstände, die den Wind aufhalten und eine Störung der Anströmung verursachen, wie Gebäude und Bäume

3.15

Blatteinstellwinkel

Winkel zwischen Profilsehne an einer definierten radialen Blattposition (üblicherweise 100 % des Blattradius) und Rotorebene

3.16

Leistungsbeiwert

Verhältnis der elektrischen Nettoausgangsleistung einer WEA und der verfügbaren Leistung bei freier Anströmung der vom Rotor überstrichenen Fläche

3.17**Leistungsverhalten**

Maß für die Eigenschaft einer WEA, elektrische Leistung und Energie zu erzeugen

3.18**Bemessungsleistung**

Betrag der Leistung für eine festgelegte Betriebsbedingung eines Bauteils, Gerätes oder Betriebsmittels, der im Allgemeinen vom Hersteller angegeben wird

ANMERKUNG Maximale Dauerausgangsleistung unter normalen Betriebsbedingungen, für die eine Windenergieanlage ausgelegt ist.

3.19**Standardunsicherheit**

Unsicherheit eines Messergebnisses, die als Standardabweichung angegeben wird

3.20**überstrichene Fläche**

bei Horizontalachs-WEA die Projektionsfläche des sich bewegenden Rotors auf eine senkrecht zur Rotationsachse verlaufende Ebene. Für WEA mit Pendelnaben ist anzunehmen, dass der Rotor rechtwinklig auf der langsamen Welle verbleibt. Bei Vertikalachs-WEA die Projektionsfläche des sich bewegenden Rotors auf eine senkrecht verlaufende Ebene

3.21**Messstandort**

Standort der zu vermessenden WEA und seine Umgebung

3.22**Messunsicherheit**

dem Messergebnis zugeordneter Parameter, der die Streuung der Werte kennzeichnet, die vernünftigerweise der Messgröße zugeordnet werden könnten

4 Symbole und Einheiten

A	überstrichene Fläche des Rotors der WEA	$[m^2]$
AEP	Jahresenergieerzeugung	$[Wh]$
B	Luftdruck	$[Pa]$
B_{10min}	gemessener Luftdruck, über 10 min gemittelt	$[Pa]$
C_h	Staudruckrohr-Kopfbeiwert	
$C_{P,i}$	Leistungsbeiwert im BIN i	
C_{QA}	verallgemeinerter Beiwert des aerodynamischen Momentes	
C_T	Schubbeiwert	
c	Empfindlichkeitsfaktor eines Parameters (das partielle Differential)	
$c_{B,i}$	Empfindlichkeitsfaktor des Luftdruckes im BIN i	$[W/Pa]$
$c_{d,i}$	Empfindlichkeitsfaktor des Datenerfassungssystems im BIN i	
c_{index}	Empfindlichkeitsfaktor des Indexparameters	
$c_{k,i}$	Empfindlichkeitsfaktor der Komponente k im BIN i	
$c_{m,i}$	Empfindlichkeitsfaktor der Korrektur der Luftdichte im BIN i	$[Wm^3/kg]$
$c_{T,i}$	Empfindlichkeitsfaktor der Lufttemperatur im BIN i	$[W/K]$

$c_{V,i}$	Empfindlichkeitsfaktor der Windgeschwindigkeit im BIN i	[Ws/m]
D	Rotordurchmesser	[m]
D_e	äquivalenter Rotordurchmesser	[m]
D_n	Rotordurchmesser einer benachbarten, in Betrieb befindlichen WEA	[m]
d	Mastdurchmesser	[m]
$F(V)$	Verteilungsfunktion der Rayleigh-Summenwahrscheinlichkeit der Windgeschwindigkeit	
f_i	relative Häufigkeit des Auftretens der Windgeschwindigkeit in einem Windgeschwindigkeitsintervall	
H	Nabenhöhe der WEA	[m]
h	Höhe eines Hindernisses abzüglich Nullpunktverlagerung	[m]
I	Trägheit des Rotors eines Schalenkreuzanemometers	[kgm ²]
k	Klassenzahl	m
k_b	Blockadekorrekturfaktor	
k_c	Kalibrierfaktor des Windkanals	
k_f	Korrekturfaktor des Windkanals gegenüber anderen Kanälen (wird nur zur Ermittlung der Unsicherheit benutzt)	
k_p	Feuchtekorrekturfaktor für die Dichte	
$K_{B,t}$	Barometerstand	
$K_{B,s}$	Barometerverstärkung	
$K_{B,d}$	Abtastwerte des Barometers	
$K_{T,t}$	Temperaturgeber	
$K_{T,s}$	Verstärkung des Temperaturgebers	
$K_{T,d}$	Abtastwerte des Temperaturgebers	
$K_{p,t}$	Empfindlichkeit des Druckgebers	
$K_{p,s}$	Verstärkung des Druckgebers	
$K_{p,d}$	Umformung der Abtastwerte des Druckgebers	
L	Schenkelabstand eines dreischenkigen Mastes	[m]
L	Entfernung zwischen WEA und Messmast	[m]
L_e	Entfernung zwischen WEA oder Messmast und einem Hindernis	[m]
L_n	Entfernung zwischen WEA oder Messmast und einer benachbarten und in Betrieb befindlichen WEA	[m]
l_h	Höhe eines Hindernisses	[m]
l_w	Breite eines Hindernisses	[m]
M	Anzahl der Unsicherheitskomponenten in jedem BIN	
M_A	Anzahl der Unsicherheitskomponenten der Kategorie A	
M_B	Anzahl der Unsicherheitskomponenten der Kategorie B	
N	Anzahl der BINs	

N_h	Anzahl der Stunden eines Jahres ≈ 8760	[h]
N_i	Anzahl der 10-min-Datensätze im Windgeschwindigkeits-BIN i	
N_j	Anzahl der 10-min-Datensätze im Windrichtungs-BIN j	
n	Anzahl der Messwerte in einem Abtastintervall	
n	Exponent des Geschwindigkeitsprofils ($n = 0,14$)	
P_0	Völligkeit eines Hindernisses (0: massiv, 1: kein Hindernis)	
P_i	normierte und gemittelte Ausgangsleistung im BIN i	[W]
P_n	normierte Ausgangsleistung	[W]
$P_{n,i,j}$	normierte Ausgangsleistung des Datensatzes j im BIN i	[W]
P_{10min}	gemessene Leistung, über 10 min gemittelt	[W]
P_w	Dampfdruck	[Pa]
Q_A	aerodynamisches Moment	[Nm]
Q_f	Reibungsmoment	[Nm]
R	Abstand zur Achse des Mastes	[m]
R_0	Gaskonstante von trockener Luft (287,05)	[J/(kgK)]
R_w	Gaskonstante von Wasserdampf (461,5)	[J/(kgK)]
r	Korrelationsbeiwert	
s	Unsicherheitskomponente der Kategorie A	
s_A	Standardunsicherheit der Kategorie A einer Windgeschwindigkeits-Zeit-Reihe im Windkanal	
$s_{k,i}$	Standardunsicherheit der Kategorie A der Komponente k im BIN i	
s_i	kombinierte Unsicherheiten der Kategorie A im BIN i	
$s_{P,i}$	Standardunsicherheit der Kategorie A der Leistung im BIN i	[W]
$s_{w,i}$	Standardunsicherheit der Kategorie A der Klimaschwankungen im BIN i	
$s_{\alpha,i}$	Standardunsicherheit der Kategorie A der Windgeschwindigkeitsverhältnisse im BIN i	
T	absolute Temperatur	[K]
TI	Turbulenzintensität	
T_{10min}	gemessene absolute Lufttemperatur, über 10 min gemittelt	[K]
t	Völligkeit des Mastes	
t	Zeit	[s]
U	Windgeschwindigkeit	[m/s]
U_d	Abminderung der Windgeschwindigkeit auf der Mittellinie	[m/s]
U_{eq}	äquivalente horizontale Geschwindigkeit	[m/s]
U_h	freie Windgeschwindigkeit in der Höhe h eines Hindernisses	[m/s]
U_i	Windgeschwindigkeit im BIN i	[m/s]
U_t	Schwellwert der Windgeschwindigkeit	[m/s]

$\vec{U}$	Vektor der Windgeschwindigkeit	
u	longitudinale Komponente der Windgeschwindigkeit	[m/s]
u	Unsicherheitskomponente der Kategorie B	
u_{AEP}	kombinierte Standardunsicherheit der ermittelten Jahresenergieerzeugung	[Wh]
$u_{\text{B},i}$	Standardunsicherheit der Kategorie B des Luftdruckes im BIN i	[Pa]
$u_{\text{C},i}$	kombinierte Standardunsicherheit der Leistung im BIN i	[W]
u_i	kombinierte Unsicherheiten der Kategorie B im BIN i	
u_{index}	Standardunsicherheit der Kategorie B des Indexparameters	
$u_{\text{k},i}$	Standardunsicherheit der Kategorie B der Komponente k im BIN i	
$u_{\text{m},i}$	Standardunsicherheit der Kategorie B der Korrektur der Luftdichte im BIN i	[kg/m]
$u_{\text{P},i}$	Standardunsicherheit der Kategorie B der Leistung im BIN i	[W]
$u_{\text{V},i}$	Standardunsicherheit der Kategorie B der Windgeschwindigkeit im BIN i	[m/s]
$u_{\text{T},i}$	Standardunsicherheit der Kategorie B der Lufttemperatur im BIN i	[K]
$u_{\alpha,i,j}$	kombinierte Standardunsicherheit der Standortkalibrierung im Windgeschwindigkeits-BIN i und im Windrichtungs-BIN j	[m/s]
V	Windgeschwindigkeit	[m/s]
V_{ave}	Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe	[m/s]
V_i	normierte und gemittelte Windgeschwindigkeit im BIN i	[m/s]
V_n	normierte Windgeschwindigkeit	[m/s]
$V_{n,i,j}$	normierte Windgeschwindigkeit des Datensatzes j im BIN i	[m/s]
$V_{10\text{min}}$	gemessene Windgeschwindigkeit, über 10 min gemittelt	[m/s]
v	transversale Komponente der Windgeschwindigkeit	[m/s]
$\bar{v}$	mittlere Anströmungsgeschwindigkeit	[m/s]
w	vertikale Komponente der Windgeschwindigkeit	[m/s]
w_i	Wichtungsfunktion zur Definition der Hüllkurve der Abweichungen	
X_k	Parameter, über den Vorverarbeitungszeitraum gemittelt	
$X_{10\text{min}}$	Parameter, über 10 min gemittelt	
x	Entfernung zwischen nachgelagertem Hindernis und Messmast oder WEA	[m]
z	Höhe über dem Boden	[m]
z_0	Rauigkeitshöhe	[m]
α	gestörter Sektor	[°]
α	Angriffswinkel	[°]
α_j	Verhältnis der Windgeschwindigkeiten im Windrichtungs-BIN j (Standort der WEA zum Standort des Messmastes)	
ΔU_z	Einfluss eines Hindernisses auf die Abweichung der Windgeschwindigkeit	[m/s]
$\varepsilon_{\text{max},i}$	größte Abweichung für ein Windgeschwindigkeits-BIN i im Windgeschwindigkeitsbereich	[m/s]
κ	von-Karman-Konstante 0,4	

λ	Geschwindigkeitsverhältnis	
ρ	Korrelationskoeffizient	
ρ	Luftdichte	
ρ_0	Referenzluftdichte	[kg/m ³]
$\rho_{10\min}$	abgeleitete Luftdichte, über 10 min gemittelt	[kg/m ³]
$\sigma_{P,i}$	Standardabweichung der normierten Leistungsdaten in BIN i	[W]
$\sigma_{10\min}$	Standardabweichung eines Parameters, über 10 min gemittelt	
$\sigma_u/\sigma_v/\sigma_w$	Standardabweichungen der longitudinalen/transversalen/vertikalen Windgeschwindigkeit	
ϕ	relative Feuchte (Bereich 0 bis 1)	
ω	Winkelgeschwindigkeit	

5 Vorbereitungen für Leistungsmessungen

Die spezifischen Messbedingungen für die Messungen des Leistungsverhaltens der WEA müssen sorgfältig festgelegt und im Messbericht dokumentiert werden, wie im [Abschnitt 9](#) im Einzelnen festgelegt.

5.1 WEA und elektrischer Anschluss

Die WEA und der elektrische Anschluss sind, wie im [Abschnitt 9](#) aufgeführt, zu beschreiben und zu dokumentieren, um die Konfiguration der vermessenen Maschine eindeutig zu kennzeichnen.

5.2 Messstandort

Am Messstandort ist in der Nähe der WEA ein Messmast aufzubauen, um die Windgeschwindigkeit zu bestimmen, mit der die WEA angetrieben wird. Der Messstandort kann maßgebliche Auswirkungen auf das gemessene Leistungsverhalten der WEA haben. Im Einzelnen können Störungen der Anströmung zu unterschiedlichen, wenn auch korrelierenden, Windgeschwindigkeiten am Messmast und an der WEA führen.

Der Messstandort muss im Hinblick auf 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 Topografie;
- andere WEA;
- Hindernisse (Gebäude, Bäume usw.).

Der Messstandort ist, wie im [Abschnitt 9](#) dargelegt, zu dokumentieren.

5.2.1 Standort des Messmastes

Die Position des Messmastes ist sorgfältig auszuwählen. Er darf nicht zu nahe an der WEA aufgestellt sein, da die Windgeschwindigkeit vor der WEA beeinflusst/verändert 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 dem 2fachen und dem 4fachen Rotordurchmesser D zur Windturbine positioniert werden. Empfohlen wird eine Entfernung mit dem 2,5fachen Rotordurchmesser

D . Bei Vertikalachs-WEA wird D entsprechend definiert mit $2\sqrt{A/\pi}$, wobei A die überstrichene Rotorfläche ist, und die Entfernung wird festgelegt mit $L + 0,5 D$, wobei L die Entfernung zwischen der Achse des Turmes und dem Mast einer gleichwertigen Horizontalachs-WEA ist.

Vor Ausführung der Messungen zur Bewertung des Leistungsverhaltens und zur Unterstützung bei der Auswahl des Standortes des Messmastes sollte die Notwendigkeit beachtet werden, Messungen aus allen Sektoren auszuschließen, in denen entweder der Mast oder die Anlage Störungen der Anströmung ausgesetzt sind. In den meisten Fällen ist der beste Standort für den Messmast vor der Anlage in der Hauptwindrichtung während der Messung. In anderen Fällen wird es jedoch angebrachter sein, den Mast neben der Anlage zu positionieren, z. B. bei einer WEA auf einem Hügelkamm.

5.2.2 Messsektor

Der (die) Messsektor(en) muss (müssen) Richtungen mit maßgebliche Hindernissen und anderen WEA ausschließen, dies sowohl von der zu vermessenden WEA als auch vom Messmast aus gesehen.

Für alle benachbarten WEA und Hindernisse müssen die Richtungen, die aufgrund von Nachlaufstörungen ausgeschlossen werden müssen, mit den Verfahren nach [Anhang A](#) bestimmt werden. Die gestörten Sektoren, die auszuschließen sind, weil der Messmast im Nachlauf der zu vermessenden WEA steht, ergeben sich für Entfernungen mit dem 2fachen, dem 2,5fachen und dem 4fachen Rotordurchmesser der WEA, wie im Bild 1 dargestellt. Gründe, den Sektor zu verkleinern, können spezielle topografische Bedingungen oder unerwartete Messwerte aus Richtungen mit komplizierten Strukturen sein. Gründe für die Verkleinerung des Messsektors müssen eindeutig dokumentiert werden.

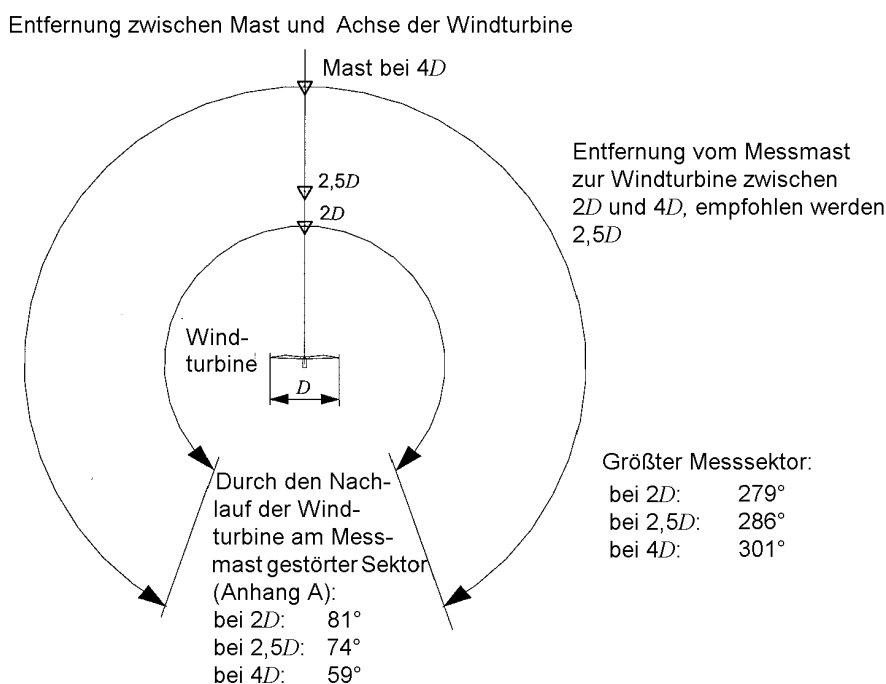


Bild 1 – Anforderungen an die Entfernung des Messmastes und an maximal zulässige Messsektoren

5.2.3 Korrekturfaktoren und Unsicherheit aufgrund der Störung der Anströmung durch die Topografie

Der Messstandort muss nach den Quellen für die Störung der Windanströmung aufgrund topografischer Schwankungen bewertet werden. Die Bewertung muss zeigen, ob die Leistungskurve ohne eine erforderliche Standortkalibrierung gemessen werden kann. Wenn die Kriterien nach [Anhang B](#) erfüllt sind, erfordern die Bedingungen der Windanströmung des Standortes keine Standortkalibrierung. Jedoch unter der Annahme, dass keine Korrekturfaktoren für die Anströmung erforderlich sind, muss die angewendete Unsicherheit auf-

grund der Störung der Anströmung des Messstandortes mit mindestens 2 % der gemessenen Windgeschwindigkeit angesetzt werden, wenn der Messmast zwischen dem 2fachen und dem 3fachen Rotordurchmesser von der WEA entfernt steht und 3 % oder mehr, wenn die Entfernung zwischen dem 3fachen und dem 4fachen Rotordurchmesser beträgt, wenn nicht offensichtliche Gründe dargelegt werden können, die die Angabe einer anderen Unsicherheit rechtfertigen.

Wenn die Kriterien nach [Anhang B](#) nicht erfüllt sind oder aufgrund der Störung der Anströmung des Messstandortes eine geringere Unsicherheit gewünscht wird, muss eine experimentelle Kalibrierung des Messstandortes durchgeführt werden. Dabei wird eine Vorgehensweise nach [Anhang C](#) empfohlen. Es müssen die gemessenen Korrekturfaktoren der Anströmung für jeden Sektor verwendet werden.

6 Messausrüstung

6.1 Elektrische Leistung

Die elektrische Nettoleistung der WEA ist mit Hilfe eines Leistungsmessgerätes (z. B. Leistungsmessumformer) zu messen und beruht auf der Strom- und Spannungsmessung an jeder Phase.

Die Genauigkeitsklasse des Stromwandlers muss die Anforderungen von [IEC 60044-1](#) erfüllen und die Genauigkeitsklasse des Spannungswandlers, falls verwendet, muss die Anforderungen von IEC 60186 erfüllen. Es muss Klasse 0,5 oder besser verwendet werden.

Die Genauigkeit des Leistungsmessgerätes muss, falls es sich um einen Leistungsmessumformer handelt, den Anforderungen von IEC 60688 entsprechen und es muss die Genauigkeitsklasse 0,5 oder besser verwendet werden. Falls das Leistungsmessgerät kein Leistungsmessumformer ist, sollte die Genauigkeit der Klasse 0,5 eines Leistungsmessumformers entsprechen. Der Betriebsbereich des Leistungsmessgerätes muss dafür ausgelegt sein, alle positiven und negativen momentanen Leistungsspitzen zu messen, die von der WEA erzeugt werden. Zur Orientierung sollte der gesamte Messbereich des Leistungsmessgerätes auf – 50 % bis 200 % der Bemessungsleistung der WEA ausgelegt sein. Alle Daten müssen während der Messung regelmäßig kontrolliert werden, um sicherzugehen, dass die Bereichsgrenzen des Leistungsmessgerätes nicht überschritten worden sind. Der Leistungsmessumformer muss nach bezeichneten Normen kalibriert werden. Das Leistungsmessgerät muss zwischen WEA und elektrischem Anschluss angebracht werden, um sicherzustellen, dass nur die elektrische Nettowirkleistung (d. h. verringert um den Selbstverbrauch) gemessen wird. Es muss angegeben werden, ob die Messungen auf der Anlagenseite oder auf der Netzseite des Transformators durchgeführt wurden.

6.2 Windgeschwindigkeit

Die Windgeschwindigkeit muss mit einem Schalenkreuzanemometer gemessen werden, das die Anforderungen von [Anhang I](#) erfüllt. Für Messungen des Leistungsverhaltens ist ein Anemometer mit einer Genauigkeitsklasse besser 1,7A zu verwenden. Außerdem wird empfohlen, in einem Gelände, das nicht die Anforderungen von [Anhang B](#) „Keine Standortkalibrierung erforderlich“ erfüllt, eine Klasse besser als 2,5B oder 1,7S zu verwenden. Die zu messende Windgeschwindigkeit ist definiert als der Mittelwert des Betrages der horizontalen Komponente des momentanen Windgeschwindigkeitsvektors² einschließlich lediglich der longitudinalen und lateralen Turbulenzanteile, jedoch nicht der vertikalen Turbulenzanteile. Folglich sollte die Winkelabhängigkeit des Schalenkreuzanemometers eine Kosinusform besitzen (siehe [Anhang J](#)). Alle dokumentierten Windgeschwindigkeiten und alle mit den Betriebskennwerten verbundenen Unsicherheiten müssen sich auf diese Definition der Windgeschwindigkeit beziehen.

² Es wird angenommen, dass bei Anwendung von Messgeräten, die die Windgeschwindigkeit nach dieser Definition messen können, unter den meisten Feldbedingungen beständige Leistungskurven erhalten werden. Beständig bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die Leistungskurven, die bei Schräganströmung gemessen werden, maßgeblich den Leistungskurven gleichen, die bei gerader Anströmung gemessen werden. Es sollte auf eine korrekte Montage geachtet werden (Ausrichtung der Messgeräte) und außerdem sollte das Anemometer auf verbogene Schalenkreuze untersucht werden. Eine falsche Montage oder verbogene Schalenkreuze führen zu schweren systematischen Fehlern in den Ergebnissen.

Das Schalenkreuzanemometer muss vor der Messkampagne kalibriert und nach Abschluss der Messkampagne nachkalibriert werden. Der Unterschied der Regressionsgeraden der Vor- und der Nachkalibrierung muss im Bereich von 6 m/s bis 12 m/s innerhalb von $\pm 0,1$ m/s liegen. Für die Messung des Leistungsverhaltens darf nur die Kalibrierung vor der Messkampagne benutzt werden. Die Kalibrierung des Schalenkreuzanemometers muss nach dem Verfahren im Anhang F durchgeführt werden. Während der Kalibrierung muss das Schalenkreuzanemometer an einem vertikalen Rohr befestigt sein, ähnlich wie es während der Messung des Leistungsverhaltens verwendet wird.

Als ungünstigere Alternative zur Nachkalibrierung muss dokumentiert werden, dass das Schalenkreuzanemometer die Kalibrierung über die Dauer des Messzeitintervalls beibehält. Es sollte das Verfahren nach Anhang K verwendet werden.

Das Schalenkreuzanemometer ist bezogen auf den Fußpunkt des Messmastes innerhalb von $\pm 2,5$ % der Nabenhöhe anzubringen. Es gelten die im [Anhang G](#) angegebenen Anforderungen an die Montage.

Die Unsicherheit der Windgeschwindigkeitsmessung leitet sich aus drei Quellen ab (siehe [Tabelle D.1](#)): aus der Kalibrierung der Messgeräte, aus den Betriebskennwerten des Anemometers und aus der Störung der Anströmung durch die Montage der Messgeräte. Die Unsicherheit der Kalibrierung wird nach [Anhang F](#) ermittelt. Die Unsicherheit aufgrund der Betriebskennwerte wird nach der Klassifikation der Windmessung nach [Anhang I](#) ermittelt. Die Unsicherheit aufgrund der Montage wird nach [Anhang G](#) ermittelt.

6.3 Windrichtung

Die Windrichtung sollte mit einer Windfahne gemessen werden. Die dafür benutzte Windfahne muss an einem Ausleger des Messmastes befestigt werden, wie im [Anhang G](#) beschrieben. Die kombinierte Unsicherheit der Windrichtungsmessung aus Kalibrierung, Betrieb und Ausrichtung sollte kleiner als 5° sein.

6.4 Luftdichte

Die Luftdichte wird aus der Messung der Lufttemperatur und des Luftdruckes mittels Gleichung (1) abgeleitet. Bei hohen Temperaturen wird empfohlen, zusätzlich die relative Luftfeuchte zu messen und danach zu korrigieren. Die Dichtewirkung der Luftfeuchte muss mit Gleichung (F.1) korrigiert werden.

Der Lufttemperaturfühler und gegebenenfalls der Feuchtemessfühler müssen innerhalb von 10 m Abstand zur Nabenhöhe angebracht werden, um die Lufttemperatur im Zentrum des WEA-Rotors möglichst genau wiederzugeben.

Der Luftdruckmessfühler sollte am Messmast nahe der Nabenhöhe angebracht werden, um den Luftdruck im Zentrum des WEA-Rotors möglichst genau wiederzugeben. Wenn der Luftdruckmessfühler nicht in der Nähe der Nabenhöhe angebracht ist, sind die Luftdruckmessungen nach ISO 2533 auf die Nabenhöhe zu korrigieren.

6.5 Drehzahl und Blatteinstellwinkel

Wenn der Bedarf besteht, z. B. wenn Messungen im Zusammenhang mit Geräuschmessungen durchgeführt werden, sollten während der gesamten Messung die Drehzahl und der Blatteinstellwinkel gemessen werden. Falls diese Messungen vorgenommen werden, müssen die Ergebnisse nach [Abschnitt 9](#) dokumentiert werden.

6.6 Zustand der Rotorblätter

Der Zustand der Rotorblätter kann die Leistungskurve enorm beeinflussen, insbesondere bei Anlagen mit Regelung durch Strömungsabriss (Stall-Regelung). Es kann daher für das Verständnis der Kennwerte der Anlage nützlich sein, die Faktoren zu überwachen, die den Zustand der Rotorblätter beeinflussen können. Dazu gehören Niederschlag, Vereisung sowie Verschmutzung durch Insekten und Schmutzablagerung.

6.7 Regelungssystem der WEA

Für die Anwendung der Ablehnungskriterien nach 7.4 müssen genügend Statussignale erfasst, verifiziert und überwacht werden. Es ist ausreichend, diese Parameter aus dem Datensystem der WEA-Regelung, soweit vorhanden, auszukoppeln³. Die Definition jedes Statussignals ist aufzuzeichnen.

6.8 Datenerfassungssystem

Zur Erfassung der Messwerte und zum Speichern der vorverarbeiteten Daten ist ein digitales Datenerfassungssystem mit einer Abtastrate von mindestens 1 Hz je Kanal zu verwenden.

Die Kalibrierung und die Genauigkeit der Kette des Datensystems (Übertragung, Signalverarbeitung und Datenaufzeichnung) sind zu überprüfen, indem bekannte Signale an den Messwandlerenden eingespeist und diese Eingabewerte mit den aufgezeichneten Ablesewerten verglichen werden. Zur Orientierung gilt, dass die Unsicherheit des Datenerfassungssystems im Vergleich zur Unsicherheit der Messfühler vernachlässigbar sein sollte.

7 Messverfahren

7.1 Einführung

Das Ziel des Messverfahrens ist die Aufzeichnung von Daten, die eindeutig festgelegten Kriterien genügen, um sicherzustellen, dass die Daten quantitativ und qualitativ ausreichen, um das Leistungsverhalten der WEA hinreichend genau zu bestimmen. Das Messverfahren muss nach [Abschnitt 9](#) dokumentiert werden, so dass jeder einzelne Verfahrensschritt und jede Messbedingung überprüft und gegebenenfalls wiederholt werden kann.

Die Genauigkeit der Messungen ist in Form der Messunsicherheiten, wie im [Anhang D](#) beschrieben, auszu-drücken. Im Laufe der Messungen sollten die Daten regelmäßig kontrolliert werden, um eine hohe Qualität und die Wiederholbarkeit der Messergebnisse zu sichern. Zur Dokumentation aller wichtigen Ereignisse während der Messung des Leistungsverhaltens muss ein Protokoll geführt werden.

7.2 Betrieb der WEA

Im Laufe der Messung muss die WEA im Normalbetrieb arbeiten, wie es im Betriebshandbuch der WEA beschrieben ist, und die Konfiguration der Maschine darf nicht verändert werden. Der Betriebsstatus der WEA muss mit den Statussignalen nach [Abschnitt 9](#) aufgezeichnet werden. Während der Messung muss die übliche Wartung der Anlage durchgeführt werden, jedoch sind diese Arbeiten im Messprotokoll zu dokumentieren. Spezielle Wartungsarbeiten wie häufige Blattreinigung, die darauf ausgerichtet sind, die Leistungsfähigkeit während der Messung zu erhalten, müssen im Einzelnen beschrieben werden. Solche speziellen Wartungsarbeiten sollen nicht durchgeführt werden, wenn sie nicht von allen Vertragspartnern vor Beginn der Messung vereinbart worden sind.

7.3 Datenerfassung

Die Daten müssen kontinuierlich mit einer Abtastrate von 1 Hz oder höher erfasst werden. Lufttemperatur, Luftdruck, WEA-Status und Niederschlag dürfen, falls sie gemessen werden, mit einer geringeren Abtastrate erfasst werden, mindestens aber einmal je Minute.

Das Datenerfassungssystem muss entweder die Abtastwerte oder die Statistik der Datensätze wie folgt speichern:

- Mittelwert;
- Standardabweichung;

³ Ein Statussignal beim Einschalten des Generators ist zur Überprüfung der Hysterese des Ausschalt-Regelungsalgorithmus ausreichend.

- Größtwert;
- Kleinstwert.

Die erfassten Datensätze basieren auf Zeiträumen von 10 min, über die lückenlos Messwerte vorliegen. Es müssen so lange Daten erfasst werden, bis die in 7.6 festgelegten Anforderungen erfüllt sind.

7.4 Ablehnung von Daten

Um sicherzustellen, dass nur Daten aus normalen Betriebszuständen der Anlage in der Auswertung verwendet werden, und um zu gewährleisten, dass Daten nicht verfälscht sind, müssen Datensätze aus der Datenbasis unter folgenden Bedingungen ausgeschlossen werden:

- die externen Bedingungen mit Ausnahme der Windgeschwindigkeit liegen außerhalb des Betriebsbereiches der WEA;
- die Anlage kann wegen einer Fehlerbedingung der WEA nicht betrieben werden;
- die Anlage wurde von Hand abgeschaltet oder befindet sich im Probe- oder Wartungsbetrieb;
- Ausfall oder Beeinträchtigung (z. B. durch Vereisung) der Messeinrichtungen;
- Windrichtung außerhalb des Messsektors (der Messsektoren) nach 5.2.2;
- Windrichtungen außerhalb der gültigen (vollständig eingemessenen) Sektoren aus der Standortkalibrierung.

Jedes andere Ablehnungskriterium ist eindeutig zu dokumentieren.

Die Leistungskurve muss die Hystereseeffekte beim Einschalt-Regelungsalgorithmus sowie den Effekt parasitärer Verluste unterhalb der Einschaltwindgeschwindigkeit erfassen. Der Effekt einer großen Hystereseschleife auf die Leistungskurve im Ausschalt-Regelungsalgorithmus kann beträchtlich sein. Falls während der Messung das Ausschaltverhalten erreicht worden ist, müssen zwei Datensätze vorgelegt werden. Ein Datensatz muss alle Datenpunkte in der Datenbasis enthalten (Datenbasis A). Der andere Datensatz muss alle Daten ausschließen, bei denen die Anlage die Energieerzeugung aufgrund des Ausschaltens bei hoher Windgeschwindigkeit eingestellt hat (Datenbasis B)⁴.

Teilmenge der Datenbasis, die unter besonderen Betriebsbedingungen (z. B. hohe Oberflächenrauigkeit der Blätter aufgrund von Staub, Salz, Insekten oder Eis) oder atmosphärischen Bedingungen (z. B. Niederschlag, Windgradient) während des Messzeitintervalls ermittelt wurden, können als besondere Datenbasis erfasst werden.

Sollte die Netzfrequenz um mehr als 2 Hz schwanken, könnte es angebracht sein, das Leistungsverhalten bei mehreren Frequenzpegeln als besondere Datenbasis zu erfassen. In diesen Fällen sollten die Netzfrequenzen in Frequenzbänder eingeteilt werden, die um die ganzzahligen Werte der Netzfrequenz zentriert sind.

7.5 Korrektur der Daten

Für die erfassten Datensätze müssen die Windgeschwindigkeiten für die Störung der Anströmung aus der Standortkalibrierung (siehe 5.2) korrigiert werden und der Luftdruck muss korrigiert werden, falls dieser in einer anderen Höhe als Nabenhöhe gemessen wurde (siehe 6.4).

7.6 Datenbasis

Nach der Normierung der Daten (siehe 8.1) müssen die erfassten Datensätze nach dem „BIN-Verfahren“ sortiert werden (siehe 8.2). Die erfassten Datensätze müssen mindestens einen Windgeschwindigkeits-

⁴ Eine Leistungskurve auf der Grundlage von Datenbasis A kann zur Einschätzung des Einflusses des Ausschaltverhaltens der Anlage benutzt werden. Sie gilt genau für diesen Standort und diese Prüfdauer, das Verhalten kann bei anderen Prüfdauern oder Standorten abweichen. Eine Leistungskurve auf der Grundlage von Datenbasis B ohne Leistungsverluste durch die Ausschalthysterese kann zum allgemeinen Vergleich oder zur Überprüfung von Leistungskurven benutzt werden.

bereich von 1 m/s unterhalb der Einschaltwindgeschwindigkeit bis zur 1,5fachen Windgeschwindigkeit bei 85 % der Bemessungsleistung der WEA abdecken. Alternativ muss der Windgeschwindigkeitsbereich von 1 m/s unterhalb der Einschaltwindgeschwindigkeit bis zu der Windgeschwindigkeit reichen, bei der die „gemessene AEP“ größer oder gleich 95 % der „extrapolierten AEP“ ist (siehe 8.3). Im Messbericht muss angegeben werden, welche der beiden Definitionen zur Bestimmung des Bereiches der gemessenen Leistungskurve benutzt wurde. Der Windgeschwindigkeitsbereich muss in lückenlose 0,5-m/s-BINs unterteilt werden, zentriert um ganzzahlige Vielfache von 0,5 m/s.

Die Datenbasis ist als vollständig zu betrachten, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:

- jedes BIN enthält Messwerte über mindestens 30 min,
- die Datenbasis enthält Messwerte über mindestens 180 h.

Sollte ein einziges unvollständiges BIN den Abschluss der Messung verhindern, kann der BIN-Wert durch lineare Interpolation der beiden benachbarten vollständigen BINs geschätzt werden. Die Leistungskurve bei hohen Windgeschwindigkeiten kann auf folgende Weise vervollständigt werden:

- für Windgeschwindigkeiten über der 1,6fachen Windgeschwindigkeit bei 85 % der Bemessungsleistung kann der Messsektor geöffnet werden.

Die folgende Bedingung muss durch diese beiden Maßnahmen erfüllt werden: Die mit erweiterten Verfahren gemessene AEP weicht um weniger als 1 % von der AEP ab, die bis zum höchsten vollständigen Windgeschwindigkeits-BIN für die erweiterten Verfahren extrapoliert wurde (für die Rayleigh-Verteilung in 8.3).

Die Datenbasis muss im Messbericht nach [Abschnitt 9](#) beschrieben werden.

8 Abgeleitete Ergebnisse

8.1 Normierung der Daten

Die erfassten Datensätze müssen auf zwei Referenzluftdichtewerte normiert werden. Der erste Wert ist die Luftdichte auf Meereshöhe unter Bezug auf die ISO-Normatmosphäre ($1,225 \text{ kg/m}^3$). Der andere Wert muss der Mittelwert der gemessenen Luftdichten am Messstandort während der Zeiträume der gültigen Datenerfassung sein, gerundet auf den nächsten $0,05\text{-kg/m}^3$ -Wert. Es wird keine Normierung auf die tatsächliche mittlere Luftdichte benötigt, wenn diese innerhalb von $1,225 \text{ kg/m}^3 \pm 0,05 \text{ kg/m}^3$ liegt. Alternativ kann die andere Normierung auf einen Nennluftdruck ausgeführt werden, der für den Standort vordefiniert ist. Die Luftdichte kann aus der gemessenen Lufttemperatur und dem gemessenen Luftdruck nach folgender Gleichung ermittelt werden:

$$\rho_{10\text{min}} = \frac{B_{10\text{min}}}{R_0 \cdot T_{10\text{min}}} \quad (1)$$

Dabei ist

- $\rho_{10\text{min}}$ die abgeleitete Luftdichte, über 10 min gemittelt;
- $T_{10\text{min}}$ die gemessene absolute Lufttemperatur, über 10 min gemittelt;
- $B_{10\text{min}}$ der gemessene Luftdruck, über 10 min gemittelt;
- R_0 die Gaskonstante von trockener Luft mit $287,05 \text{ J/(kg} \times \text{K)}$.

Bei einer WEA mit Stall-Regelung mit konstantem Blatteinstellwinkel und konstanter Drehzahl erfolgt die Datennormierung auf die gemessene Ausgangsleistung nach folgender Gleichung:

$$P_n = P_{10\text{min}} \cdot \frac{\rho_0}{\rho_{10\text{min}}} \quad (2)$$

Dabei ist

- P_n die normierte Ausgangsleistung;
- $P_{10\min}$ die gemessene Leistung, über 10 min gemittelt;
- ρ_0 die Referenzluftdichte.

Bei einer WEA mit aktiver Leistungsregelung erfolgt die Normierung auf die Windgeschwindigkeit nach folgender Gleichung:

$$V_n = V_{10\min} \left(\frac{\rho_{10\min}}{\rho_0} \right)^{1/3} \quad (3)$$

Dabei ist

- V_n die normierte Windgeschwindigkeit;
- $V_{10\min}$ die gemessene Windgeschwindigkeit, über 10 min gemittelt.

8.2 Ermittlung der gemessenen Leistungskurve

Die gemessene Leistungskurve wird durch Anwenden der „BIN-Verfahren“ auf die normierten Datensätze ermittelt, wobei 0,5-m/s-BINs verwendet und die Mittelwerte der normierten Windgeschwindigkeit und der normierten Ausgangsleistung für jedes Windgeschwindigkeits-BIN nach folgenden Gleichungen berechnet werden:

$$V_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} V_{n,i,j} \quad (4)$$

$$P_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} P_{n,i,j} \quad (5)$$

Dabei ist

- V_i die normierte und gemittelte Windgeschwindigkeit im BIN i ;
- $V_{n,i,j}$ die normierte Windgeschwindigkeit des Datensatzes j im BIN i ;
- P_i die normierte und gemittelte Ausgangsleistung im BIN i ;
- $P_{n,i,j}$ die normierte Ausgangsleistung des Datensatzes j in BIN i ;
- N_i die Anzahl der 10-min-Datensätze im BIN i .

Die Kurve der gemessenen Leistung ist, wie in [Abschnitt 9](#) beschrieben, darzustellen. Wenn während der Messung Ausschaltverhalten erreicht worden ist, müssen zwei Leistungskurven dargestellt werden. Leistungskurve A muss auf Datenbasis A beruhen und Leistungskurve B auf Datenbasis B, wie in 7.4 beschrieben. Beide Leistungskurven müssen nach [Abschnitt 9](#) dargestellt werden.

8.3 Jahresenergieerzeugung (AEP)

Die allgemeine AEP wird durch Anwenden der gemessenen Leistungskurve auf verschiedene Referenzwindverteilungen ermittelt. Als Referenzwindverteilung wird eine Rayleigh-Verteilung verwendet, die einer Weibull-Verteilung mit dem Formfaktor 2 entspricht. Die AEP-Schätzungen müssen für das Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe von 4 m/s, 5 m/s, 6 m/s, 7 m/s, 8 m/s, 9 m/s, 10 m/s und 11 m/s nach folgender Gleichung berechnet werden:

$$AEP = N_h \sum_{i=1}^N [F(V_i) - F(V_{i-1})] \left(\frac{P_{i-1} + P_i}{2} \right) \quad (6)$$

Dabei ist

- AEP die Jahresenergieerzeugung;
 N_h die Anzahl der Stunden des Jahres ≈ 8760 ;
 N die Anzahl der BINs;
 V_i die normierte und gemittelte Windgeschwindigkeit im BIN i ;
 P_i die normierte und gemittelte Ausgangsleistung im BIN i ;
 und

$$F(V) = 1 - \exp\left(-\frac{\pi}{4} \left(\frac{V}{V_{ave}}\right)^2\right) \quad (7)$$

Dabei ist

- $F(V)$ die Verteilungsfunktion der Rayleigh-Summenwahrscheinlichkeit der Windgeschwindigkeit;
 V_{ave} das Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe;
 V die Windgeschwindigkeit.

Hierbei sind die Anfangswerte für die Summierung auf $V_{i-1} = V_i - 0,5$ m/s und $P_{i-1} = 0,0$ kW zu setzen.

Für eine bestimmte Entwicklung sind gegebenenfalls die Nennbedingungen am Standort bekannt, die die Windverhältnisse bestimmen. Wenn dieser Fall vorliegt, darf zusätzlich eine standortspezifische AEP angegeben und berechnet werden, die auf diesen standortspezifischen Informationen beruht.

Die AEP muss auf zwei Arten berechnet werden, die als „gemessene AEP“ und als „extrapolierte AEP“ bezeichnet werden. Wenn die gemessene Leistungskurve nicht Werte bis zur Ausschaltwindgeschwindigkeit enthält, muss die Leistungskurve von der größten vollständig gemessenen Windgeschwindigkeit bis zur Ausschaltwindgeschwindigkeit extrapoliert werden.

Die gemessene AEP wird aus der Kurve der gemessenen Leistung berechnet, indem für alle Windgeschwindigkeiten oberhalb und unterhalb des Bereiches der Kurve der gemessenen Leistung die Leistung auf Null gesetzt wird.

Die extrapolierte AEP wird aus der Kurve der gemessenen Leistung berechnet, indem für alle Windgeschwindigkeiten unterhalb der geringsten Windgeschwindigkeit in der Kurve der gemessenen Leistung die Leistung auf Null gesetzt wird und für Wind zwischen der höchsten Windgeschwindigkeit in der Kurve der gemessenen Leistung und Ausschaltwindgeschwindigkeit von einer konstanten Leistung ausgegangen wird. Die konstante Leistung für die extrapolierte AEP ist der Leistungswert des BINs der höchsten Windgeschwindigkeit in der Kurve der gemessenen Leistung.

Gemessene und extrapolierte AEP sind im Messbericht, wie im [Abschnitt 9](#) angegeben, darzustellen. Für alle AEP-Berechnungen wird von einer Verfügbarkeit der WEA von 100 % ausgegangen. Bei einem angegebenen Jahresmittel der Windgeschwindigkeit sind Schätzwerte der gemessenen AEP als „unvollständig“ zu kennzeichnen, wenn die Berechnung zeigt, dass die gemessene AEP geringer als 95 % der extrapolierten AEP ist.

Die Ermittlung der Messunsicherheit als Standardunsicherheit der AEP nach Anhang D muss für die gemessene AEP für alle angegebenen Werte des Jahresmittels der Windgeschwindigkeit dokumentiert werden.

Die oben beschriebenen Unsicherheiten der AEP behandeln nur Unsicherheiten, die mit der Messung des Leistungsverhaltens verbunden sind, und berücksichtigen keine Unsicherheiten aufgrund anderer wichtiger Faktoren bezüglich der tatsächlichen Energieerzeugung für eine gegebene Anlage.

8.4 Leistungsbeiwert

Der Leistungsbeiwert C_P der WEA muss zum Messergebnis hinzugefügt und, wie im Abschnitt 9 beschrieben, angegeben werden. C_P muss aus der Kurve der gemessenen Leistung nach folgender Gleichung bestimmt werden:

$$C_{P,i} = \frac{P_i}{\frac{1}{2} \rho_0 A V_i^3} \quad (8)$$

Dabei ist

$C_{P,i}$ der Leistungsbeiwert im BIN i ;

V_i die normierte und gemittelte Windgeschwindigkeit im BIN i ;

P_i die normierte und gemittelte Ausgangsleistung im BIN i ;

A die überstrichene Fläche des WEA-Rotors;

ρ_0 die Referenzluftdichte.

9 Form des Messberichtes

Der Messbericht muss folgende Informationen enthalten:

- a) eine Kennzeichnung und Beschreibung der spezifischen zu vermessenden WEA-Konfiguration (siehe 5.1) einschließlich von:
 - 1) Fabrikat, Typenbezeichnung, Seriennummer, Baujahr;
 - 2) Rotordurchmesser und Beschreibung des angewendeten Verifikationsverfahrens oder Verweisung auf die Dokumentation des Rotordurchmessers;
 - 3) Rotordrehzahl oder -drehzahlbereich;
 - 4) Bemessungsleistung und Bemessungswindgeschwindigkeit;
 - 5) Daten der Rotorblätter: Fabrikat, Typenbezeichnung, Seriennummer, Anzahl der Blätter, fester oder variabler Blatteinstellwinkel sowie überprüfte(r) Blattwinkel;
 - 6) Nabenhöhe und Turmbauart;
 - 7) Beschreibung des Regelungssystems (Einrichtung und Softwareversion) und Dokumentation von Statussignalen, die zur Datenreduktion benutzt werden;
 - 8) Beschreibung der Netzbedingungen an der WEA, d. h. Spannung, Frequenz und deren Grenzabweichungen und eine Zeichnung, die angibt, wo der Leistungsmesswandler angeschlossen wird, besonders in Bezug auf einen internen oder externen Spannungswandler und den Eigenleistungsverbrauch.
- b) eine Beschreibung des Messstandortes (siehe 5.2) einschließlich:
 - 1) Fotos aller Messsektoren vorzugsweise von der WEA in Nabenhöhe aufgenommen;
 - 2) einer Karte des Messstandortes, die die Umgebung über eine mindestens 20fache Entfernung des Rotordurchmessers der WEA zeigt und die Topografie, die Standorte von WEA, Messmast, maßgeblichen Hindernissen, anderen WEA und den Messsektor wiedergibt;
 - 3) Ergebnissen der Bewertung des Standortes, d. h. Grenzwerte des gültigen Messsektors (der gültigen Messsektoren);
 - 4) falls eine Standortkalibrierung vorgenommen wird, müssen auch die Grenzen des endgültigen Messsektors (der endgültigen Messsektoren) aufgezeichnet werden einschließlich der Gründe für Abweichungen von den Ergebnissen der Standortbewertung.
- c) eine Beschreibung des Messsystems (siehe Abschnitt 6):
 - 1) Beschreibung der Messfühler und des Datenerfassungssystems mit Dokumentation der Kalibrierungen der Messfühler, der Übertragungsleitungen und des Datenerfassungssystems;

- 2) Beschreibung der Anbringung der Schalenkreuzanemometer am Messmast nach den Anforderungen und Beschreibungen im [Anhang G](#);
 - 3) Zeichnung der Anordnung des Messmastes mit den grundlegenden Maßen des Turmes und der Messgerätebefestigungen;
 - 4) Beschreibung eines Verfahrens zur Beibehaltung der Anemometerkalibrierung über die Dauer der Messung und Dokumentation der Ergebnisse, die zeigen, dass die Kalibrierung aufrechterhalten bleibt.
- d) eine Beschreibung des Messverfahrens (siehe [5.1](#) und [Abschnitt 7](#)):
- 1) Dokumentation der Verfahrensschritte, der Messbedingungen, der Abtastrate, der Mittelwertbildungszeit, der Messzeitintervalle;
 - 2) ein Messprotokoll mit Aufzeichnung aller wichtigen Ereignisse während der Messung des Leistungsverhaltens einschließlich einer Aufzeichnung aller Wartungsarbeiten während der Messung und von besonderen Tätigkeiten (wie Reinigung der Blätter), die zur Sicherstellung einer guten Leistungsfähigkeit durchgeführt wurden;
 - 3) Angabe aller Ablehnungskriterien für Daten zusätzlich zu denen in [7.4](#).
- e) die Darstellung der Messwerte (siehe [7.3 bis 7.6](#)):
- Die Daten jedes erfassten Datensatzes müssen sowohl in tabellarischer als auch in grafischer Form dargestellt werden, welche die Statistik der gemessenen Ausgangsleistung als Funktion der Windgeschwindigkeit und wichtiger meteorologischer Parameter beinhaltet einschließlich von:
- Punktediagrammen der Mittelwerte, der Standardabweichung, der Größtwerte und der Kleinstwerte der Ausgangsleistung als Funktion der Windgeschwindigkeit (die Diagramme müssen Informationen über die Abtastfrequenz enthalten); ein Beispiel ist im [Bild 2](#) dargestellt;
 - Punktediagrammen der mittleren Windgeschwindigkeit und der Turbulenzintensität als Funktion der Windrichtung;
 - Punktediagrammen der Turbulenzintensität als Funktion der Windgeschwindigkeit und es muss die mittlere Turbulenzintensität in jedem Windgeschwindigkeits-BIN dargestellt werden;
 - besonderen Datenbasen, die aus Werten bestehen, die unter besonderen Betriebs- oder atmosphärischen Bedingungen erfasst wurden und die ebenfalls dargestellt werden sollten, wie oben beschrieben;
 - wenn gemessen müssen die Drehzahl und der Blatteinstellwinkel mit einem Punktediagramm einschließlich der in BINs eingeteilten Werte als Funktion der Windgeschwindigkeit und als Tabelle der in BINs eingeteilten Werte dargestellt werden;
 - der Definition von Statussignalen und Diagrammen von Statussignalen während des Messzeitintervalls.
- f) die Darstellung der Kurve der gemessenen Leistung für die Luftdichten auf Meereshöhe (siehe [8.1](#) und [8.2](#)):
- 1) Die Leistungskurve muss als Tabelle in der Form von [Tabelle 1](#) dargestellt werden. Für jedes Windgeschwindigkeits-BIN muss die Tabelle aufführen:
 - die normierte und gemittelte Windgeschwindigkeit;
 - die normierte und gemittelte Ausgangsleistung;
 - die Anzahl der Datensätze;
 - den berechneten C_P -Wert;
 - die Standardunsicherheiten der Kategorie A (siehe [Anhänge D](#) und [E](#));
 - die Standardunsicherheiten der Kategorie B (siehe [Anhänge D](#) und [E](#));
 - die kombinierte Standardunsicherheit (siehe [Anhänge D](#) und [E](#));
 - 2) Die Leistungskurve muss als Kurve nach [Bild 3](#) dargestellt werden. Die Kurve muss als Funktion der normierten und gemittelten Windgeschwindigkeit zeigen:
 - die normierte und gemittelte Ausgangsleistung;
 - die kombinierte Standardunsicherheit;

- 3) die C_P -Kurve muss als Kurve nach [Bild 4](#) dargestellt werden;
- 4) sowohl Kurve als auch Tabelle müssen die Luftdichte auf Meereshöhe angeben ($1,225 \text{ kg/m}^3$), die für die Normierung benutzt wird;
- 5) wenn während der Messung die Ausschaltwindgeschwindigkeit erreicht wird, müssen die Leistungskurve und die C_P -Kurve oder der Teil der Kurve, der durch die Ausschalthysterese beeinflusst wird, genauso wie in 1), 2), 3) und 4) dargestellt werden.

- g) die Darstellung der Kurve der gemessenen Leistung für die standortspezifische Luftdichte (siehe [8.1](#) und [8.2](#)):

Wenn die mittlere Luftdichte am Standort nicht innerhalb von $0,05 \text{ kg/m}^3$ von $1,225 \text{ kg/m}^3$ liegt oder wenn ein vordefinierter Nennwert der Luftdichte gefordert wird, muss eine zweite Darstellung der Kurve der gemessenen Leistung erfolgen. Diese Darstellung muss der Darstellung für die Luftdichte auf Meereshöhe entsprechen, sie muss aber die Ergebnisse der Leistungskurve zeigen, die durch die Normierung auf die standortspezifische Luftdichte erhalten wurden.

- h) die Darstellung der Kurven der gemessenen Leistung aus Daten, die unter speziellen Betriebs- oder atmosphärischen Bedingungen erfasst wurden.

Leistungskurven, die aus Teildatensätzen der Datenbasis für spezielle Betriebs- oder atmosphärische Bedingungen abgeleitet wurden, dürfen auch aufgezeichnet werden. In diesem Fall sollte eine Leistungskurve für die Luftdichte auf Meereshöhe aufgezeichnet werden, aber mit der eindeutigen Angabe der speziellen Betriebs- und/oder atmosphärischen Bedingungen für alle Kurven und Tabellen.

- i) die Darstellung der ermittelten Jahresenergieerzeugung für die Luftdichte auf Meereshöhe (siehe [8.3](#)):

- 1) eine Tabelle, die für jedes Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe enthalten muss:
 - die gemessene AEP;
 - die Standardunsicherheit der gemessenen AEP (siehe [Anhänge D](#) und [E](#));
 - die extrapolierte AEP;
- 2) die Tabelle muss auch angeben:
 - Referenzluftdichte;
 - Ausschaltwindgeschwindigkeit;
- 3) wenn beim Jahresmittel der Windgeschwindigkeit die gemessene AEP kleiner als 95 % der extrapolierten AEP ist, muss die Tabelle in den Spalten der gemessenen AEP-Werte als „unvollständig“ gekennzeichnet werden;
- 4) wenn während der Messung die Ausschaltwindgeschwindigkeit erreicht wird, müssen die ermittelte Jahresenergieerzeugung sowie die Ausschalthysterese zusätzlich wie in 1) und 3) dargestellt werden; die Tabelle muss außerdem die Referenzluftdichte angeben.

- j) die Darstellung der ermittelten Jahresenergieerzeugung für die standortspezifische Luftdichte (siehe [8.3](#)):

Wenn die mittlere Luftdichte am Standort nicht innerhalb von $0,05 \text{ kg/m}^3$ von $1,225 \text{ kg/m}^3$ liegt oder ein vordefinierter Nennwert der Luftdichte angewendet werden soll, muss eine zweite AEP-Tabelle dargestellt werden. Diese Darstellung muss der Darstellung für die Luftdichte auf Meereshöhe entsprechen, sie muss aber die AEP-Ergebnisse zeigen, die durch die Normierung auf die standortspezifische Luftdichte erhalten wurden.

- k) die Darstellung des gemessenen Leistungsbeiwertes (siehe [8.4](#)):

Der gemessene Leistungsbeiwert sollte tabellarisch und grafisch als Funktion der Windgeschwindigkeit dargestellt werden, in der die Größe der überstrichenen Rotorfläche mit anzugeben ist.

- l) die Darstellung der Ergebnisse der Standortkalibrierung (siehe [Anhang C](#)):

- 1) wird eine Standortkalibrierung vorgenommen, muss diese im Messbericht als Tabelle und als grafische Darstellung angegeben werden;
- 2) die Tabelle muss für jedes Windrichtungs-BIN darstellen:
 - die oberen und unteren Grenzwerte der Windgeschwindigkeit;
 - die gemittelten BIN-Werte für die Windrichtung;
 - die gemittelten BIN-Werte für die Windgeschwindigkeitsverhältnisse;