

	DIN EN 61400-2 (VDE 0127-2)	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
ICS 27.180 Ersatz für DIN EN 61400-2 (VDE 0127-2):1998-01 Siehe jedoch Beginn der Gültigkeit Windenergieanlagen – Teil 2: Sicherheit kleiner Windenergieanlagen (IEC 61400-2:2006); Deutsche Fassung EN 61400-2:2006 Wind turbines – Part 2: Design requirements for small wind turbines (IEC 61400-2:2006); German version EN 61400-2:2006 Aérogénérateurs – Partie 2: Exigences en matière de conception des petits aérogénérateurs (CEI 61400-2:2006); Version allemande EN 61400-2:2006 Gesamtumfang 93 Seiten DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE		

Beginn der Gültigkeit

Die von CENELEC am 2006-05-01 angenommene EN 61400-2 gilt als DIN-Norm ab 2007-02-01.

Daneben darf **DIN EN 61400-2 (VDE 0127-2):1998-01** noch bis 2009-05-01 angewendet werden.

Nationales Vorwort

Vorausgegangener Norm-Entwurf: E DIN IEC 61400-2 (VDE 0127-2):2003-11.

Die enthaltene IEC-Publikation wurde vom TC 88 „Wind turbine systems“ 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 61400-2 (VDE 0127-2):1998-01** wurden folgende Änderungen vorgenommen:

Es handelt sich um eine komplette Neufassung der Norm. Die Norm gilt jetzt für Windenergieanlagen, deren vom Rotor überstrichene Fläche kleiner als 200 m² ist. Der Aufbau der Norm sowie die Anforderungen orientieren sich an den Festlegungen der IEC 61400-1.

Frühere Ausgaben

DIN EN 61400-2 (VDE 0127-2):1998-01

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 60034-1	IEC 60034-1	DIN EN 60034-1 (VDE 0530-1)	VDE 0530-1
EN 60034-2	IEC 60034-2	DIN EN 60034-2 (VDE 0530-2)	VDE 0530-2
EN 60034-5	IEC 60034-5	DIN EN 60034-5 (VDE 0530-5)	VDE 0530-5
EN 60034-8	IEC 60034-8	DIN EN 60034-8 (VDE 0530-8)	VDE 0530-8
HD 472 S1:1989	IEC 60038:1983 A1:1994 A2:1997	DIN IEC 60038 (VDE 0175):2002-11	VDE 0175
EN 60204-1	IEC 60204-1	DIN EN 60204-1 (VDE 0113-1)	VDE 0113-1
–	IEC 60364-5-54	–	–
HD 478.2.1 S1	IEC 60721-2-1	DIN IEC 60721-2-1	–
Normen der Reihe EN 61400	Normen der Reihe IEC 61400	Normen der Reihe DIN EN 61400 (VDE 0127)	Normen der Reihe VDE 0127
EN 61400-1	IEC 61400-1	DIN EN 61400-1 (VDE 0127-1)	VDE 0127-1
EN 61400-12-1	IEC 61400-12-1	DIN EN 61400-12-1 (VDE 0127-12-1)	VDE 0127-12-1
–	IEC 61400-13	–	–
–	IEC 61400-23	–	–
–	IEC 61400-24:2002	–	–
–	IEC 61643-1	–	–
–	IEC WT01:2001	–	–
EN ISO 9001:2000	ISO 9001:2000	DIN EN ISO 9001:2000-12	–
EN ISO 9002:1994 ersetzt durch: EN ISO 9001:2000	ISO 9002:1994 ersetzt durch: ISO 9001:2000	DIN EN ISO 9002:1994-08 ersetzt durch: DIN EN ISO 9001:2000-12	– –
EN ISO 9003:1994 ersetzt durch: EN ISO 9001:2000	ISO 9003:1994 ersetzt durch: ISO 9001:2000	DIN EN ISO 9003:1994-08 ersetzt durch: DIN EN ISO 9001:2000-12	– –
–	ISO/IEC 2394	–	–
EN ISO/IEC 17020: 2004	ISO/IEC 17020:1998	DIN EN ISO/IEC 17020:2004-11	–
EN ISO/IEC 17025: 2000	ISO/IEC 17025:2005	DIN EN ISO/IEC 17025:2005-08	–

Nationaler Anhang NB (informativ)

Literaturhinweise

DIN EN 60034-1 (VDE 0530-1), *Drehende elektrische Maschinen – Teil 1: Bemessung und Betriebsverhalten.*

DIN EN 60034-2 (VDE 0530-2), *Drehende elektrische Maschinen – Teil 2: Verfahren zur Bestimmung der Verluste und des Wirkungsgrades von drehenden elektrischen Maschinen aus Prüfungen (ausgenommen Maschinen für Schienen- und Straßenfahrzeuge).*

DIN EN 60034-5 (VDE 0530-5), *Drehende elektrische Maschinen – Teil 5: Schutzarten aufgrund der Gesamtkonstruktion von drehenden elektrischen Maschinen (IP-Code) – Einteilung.*

DIN EN 60034-8 (VDE 0530-8), *Drehende elektrische Maschinen – Teil 8: Anschlussbezeichnungen und Drehsinn.*

DIN EN 60204-1 (VDE 0113-1), *Sicherheit von Maschinen; Elektrische Ausrüstung von Maschinen – Teil 1: Allgemeine Anforderungen*

DIN EN 61400 (VDE 0127), *Windenergieanlagen.*

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

DIN EN ISO 9001:2000-12, *Qualitätsmanagementsysteme – Anforderungen (ISO 9001:2000-09); Dreisprachige Fassung EN ISO 9001:2000.*

zurückgezogen:

DIN EN ISO 9002:1994-08, *Qualitätsmanagementsysteme – Modell zur Qualitätssicherung/QM-Darlegung in Produktion, Montage und Wartung (ISO 9002:1994); Dreisprachige Fassung EN ISO 9002:1994.*

zurückgezogen:

DIN EN ISO 9003:1994-08, *Qualitätsmanagementsysteme – Modell zur Qualitätssicherung/QM-Darlegung bei der Endprüfung (ISO 9003:1994); Dreisprachige Fassung EN ISO 9003:1994.*

DIN EN ISO/IEC 17020:2004-11, *Allgemeine Kriterien für den Betrieb verschiedener Typen von Stellen, die Inspektionen durchführen (ISO/IEC 17020:1998); Deutsche und Englische Fassung EN ISO/IEC 17020:2004.*

DIN EN ISO/IEC 17025:2005-08, *Allgemeine Anforderungen an die Kompetenz von Prüf- und Kalibrierlaboratorien (ISO/IEC 17025:2005); Deutsche und Englische Fassung EN ISO/IEC 17025:2005.*

DIN IEC 60038 (VDE 0175), *IEC-Normspannungen.*

DIN IEC 60721-2-1:1992-07, *Elektrotechnik – Klassifizierung von Umweltbedingungen – Natürliche Einflüsse, Temperatur und Luftfeuchte; Identisch mit IEC 60721-2-1:1982.*

**Windenergieanlagen –
Teil 2: Sicherheit kleiner Windenergieanlagen**
(IEC 61400-2:2006)

Wind turbines –
Part 2: Design requirements for small wind
turbines
(IEC 61400-2:2006)

Aérogénérateurs –
Partie 2: Exigences en matière de conception
des petits aérogénérateurs
(CEI 61400-2:2006)

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 61400-2:2006 D

Vorwort

Der Text des Schriftstücks 88/254/FDIS, zukünftige 2. Ausgabe von IEC 61400-2, ausgearbeitet von dem IEC TC 88 „Wind turbines“ wurde der IEC-CENELEC Parallelen Abstimmung unterworfen und von CENELEC am 2006-05-01 als EN 61400-1 angenommen.

Diese Europäische Norm ersetzt EN 61400-2:1996.

Die wesentlichen Änderungen zur EN 61400-2:1996 sind:

- überarbeitete vereinfachte Formeln, die auf neuen Prüfungs- und Forschungsergebnissen basieren;
- mehrere Parameter in den vereinfachten Formeln basieren nun auf Prüfergebnissen;
- Hinzufügung von Optionen zur Nutzung von aeroelastischen Modellen anstelle der vereinfachten Formeln;
- erweiterte Prüfanforderungen.

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 61400-2:2006 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:

ISO/IEC 17020	ANMERKUNG	Harmonisiert als EN ISO/IEC 17020:2004 (nicht modifiziert).
ISO 9001	ANMERKUNG	Harmonisiert als EN ISO 9001:2000 (nicht modifiziert).
ISO 9002	ANMERKUNG	Harmonisiert als EN ISO 9002:1994 (nicht modifiziert).
ISO 9003	ANMERKUNG	Harmonisiert als EN ISO 9003:1994 (nicht modifiziert).

Inhalt

	Seite
Vorwort.....	2
1 Anwendungsbereich	6
2 Normative Verweisungen	6
3 Begriffe	7
4 Symbole und Abkürzungen	13
4.1 Symbole	13
4.2 Koordinatensystem	17
5 Grundsätze	18
5.1 Allgemeines	18
5.2 Bemessungsverfahren	19
5.3 Qualitätssicherung	19
6 Umgebungsbedingungen	21
6.1 Allgemeines	21
6.2 KWEA-Klassen	21
6.3 Windbedingungen	22
6.4 Sonstige Umweltbedingungen	28
6.5 Elektrische Lastbedingungen	29
7 Strukturbemessung	30
7.1 Allgemeines	30
7.2 Methodologie der Bemessung	30
7.3 Lasten und Lastfälle	30
7.4 Vereinfachtes Lastmodell	32
7.5 Aeroelastische Modellierung	38
7.6 Lastmessungen	41
7.7 Spannungsberechnung	42
7.8 Sicherheitsbeiwerte	42
7.9 Grenzzustandsanalyse	43
8 Sicherheits- und Abschaltssystem	44
8.1 Allgemeines	44
8.2 Funktionsanforderungen an das Sicherheitssystem	45
8.3 Abschalten von Hand	45
8.4 Abschalten zur Instandhaltung	45
9 Messungen	45
9.1 Allgemeines	45
9.2 Validierung der Bemessungslasten	46
9.3 Messung von mechanischen Lasten	47
9.4 Dauerprüfung	47
9.5 Prüfung mechanischer Bauteile	50

	Seite
9.6 Sicherheit und Funktion	51
9.7 Umweltprüfungen	51
9.8 Elektrische Prüfungen	52
10 Elektrische Anlage	52
10.1 Allgemeines	52
10.2 Schutzeinrichtungen	52
10.3 Trenneinrichtungen	52
10.4 Erdungssysteme	52
10.5 Blitzschutz	53
10.6 Elektrische Leiter und Kabel	53
10.7 Elektrische Lasten	53
11 Tragende Struktur	54
11.1 Allgemeines	54
11.2 Dynamische Anforderungen	54
11.3 Umweltfaktoren	54
11.4 Erdung	55
11.5 Fundament	55
11.6 Bemessungslasten bei Zugang zur Anlage	55
12 Anforderungen an die Dokumentation	55
12.1 Allgemeines	55
12.2 Installation	55
12.3 Betrieb	56
12.4 Instandhaltung und Routineinspektion	56
13 Kennzeichnung der Windenergieanlage	58
Anhang A (informativ) Typzertifizierung kleiner Windenergieanlagen	59
Anhang B (normativ) Auslegungsparameter zur Beschreibung der KWEA-Klasse S	62
Anhang C (informativ) Stochastische Turbulenzmodelle	63
Anhang D (informativ) Deterministische Turbulenzbeschreibung	65
Anhang E (informativ) Teilsicherheitsbeiwerte für Materialien	67
Anhang F (informativ) Herleitung der einfachen Bemessungsgleichungen	77
Literaturhinweise	87
Anhang ZA (normativ) Normative Verweisungen auf internationale Publikationen mit ihren entsprechenden europäischen Publikationen	88
Bild 1 – Definition der Koordinatensysteme für HAWT	18
Bild 2 – Entscheidungspfad nach IEC 61400-2	20
Bild 3 – Charakteristische Windturbulenz	23
Bild 4 – Beispiel für eine extreme Betriebsbö ($N = 1$, $V_{hub} = 25$ m/s)	25
Bild 5 – Beispiel für den Betrag einer extremen Richtungsänderung ($N = 50$, $D = 5$ m, $z_{hub} = 20$ m)	26
Bild 6 – Beispiel für eine extreme Windrichtungsänderung ($N = 50$, $V_{hub} = 25$ m/s)	26

	Seite
Bild 7 – Extreme kohärente Bö ($V_{hub} = 25$ m/s) (ECG)	27
Bild 8 – Richtungsänderung für ECD	27
Bild 9 – Zeitlicher Verlauf der Richtungsänderung für $V_{hub} = 25$ m/s	27
Bild A.1 – Module der Typzertifizierung (nach IEC WT01 und IEC 61400-2)	59
Bild A.2 – Elemente der Bewertung der Konstruktion (Empfehlung nach IEC 61400-2)	60
Bild A.3 – Elemente der Prototypmessungen (nach IEC WT01 und IEC 61400-2)	61
Bild E.1 – Normal- und Weibullverteilung	68
Bild E.2 – Typisches Wöhler-Diagramm für die Ermüdung von Glasfaser-Verbundmaterialien	70
Bild E.3 – Typische Umwelteffekte auf Glasfaser-Verbundmaterialien	70
Bild E.4 – Ermüdungsdehnungsdiagramm für „large-tow“ unidirektionale 0°-Kohlefaser/Vinylester- Verbundwerkstoffe, $R = 0,1$ und $R = 10$	71
Bild E.5 – Wöhler-Kurven für die Ermüdung typischer Metalle	71
Bild E.6 – Ermüdungsdauerdaten für verleimtes Weichholz	72
Bild E.7 – Typische Wöhler-Kurve für Holz	73
Bild E.8 – Effekte des Feuchtigkeitsgehaltes auf die Druckfestigkeit des Holzes parallel zur Faser	73
Bild E.9 – Effekte des Feuchtigkeitsgehaltes auf die Festigkeitseigenschaften des Holzes	74
Bild E.10 – Effekte des Faserwinkels auf die mechanischen Eigenschaften von astfreiem Holz nach der Hankinson-Formel	74
 Tabelle 1 – Grundparameter für KWEA-Klassen	 21
Tabelle 2 – Bemessungslastfälle für das vereinfachte Lastberechnungsverfahren	33
Tabelle 3 – Kraftbeiwerte C_f	38
Tabelle 4 – Mindestumfang an Bemessungslastfällen für aeroelastische Modelle	39
Tabelle 5 – Vergleichsspannungen	42
Tabelle 6 – Teilsicherheitsbeiwerte für Materialien	43
Tabelle 7 – Teilsicherheitsbeiwerte für Lasten	43
Tabelle C.1 – Spektralparameter der Turbulenz für das Modell nach Kaimal	63
Tabelle E.1 – Faktoren für verschiedene Wahrscheinlichkeiten und Variationen	68
Tabelle E.2 – Unregelmäßigkeiten der Form	75

1 Anwendungsbereich

Dieser Teil der IEC 61400 behandelt die Sicherheitsphilosophie, die Qualitätssicherung und die technische Integrität, und sie legt Anforderungen an die Sicherheit kleiner Windenergieanlagen (KWEA) einschließlich der Bemessung, Installation, Instandhaltung und des Betriebes unter festgelegten Umweltbedingungen fest. Der Zweck der Norm besteht in der Angabe eines angemessenen Sicherheitsniveaus gegen Betriebsrisiken, die von diesen Anlagen während ihrer geplanten Lebensdauer ausgehen.

Dieser Teil der IEC 61400 betrifft alle Teilsysteme von KWEA wie Sicherheitssysteme, interne elektrische Anlagen, mechanische Systeme, Tragstrukturen, Fundamente und die elektrischen Anschlusseinrichtungen mit der Last.

Obwohl dieser Teil der IEC 61400 ähnlich der **IEC 61400-1** ist, enthält er Vereinfachungen und signifikante Veränderungen, um ihn für KWEA anwendbar zu machen.

Dieser Teil der IEC 61400 gilt für Windenergieanlagen, deren vom Rotor überstrichene Fläche kleiner als 200 m² ist und die eine Spannung unter 1 000 V Wechselspannung oder 1 500 V Gleichspannung erzeugen.

Dieser Teil der IEC 61400 sollte gemeinsam mit den entsprechenden IEC- und ISO-Normen (siehe Abschnitt 2) verwendet werden.

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 60034-1, *Rotating electrical machines – Part 1: Rating and performance*

IEC 60034-2, *Rotating electrical machines – Part 2: Methods for determining losses and efficiency of rotating electrical machinery from tests (excluding machines for traction vehicles)*

IEC 60034-5, *Rotating electrical machines – Part 5: Degrees of protection provided by the integral design of rotating electrical machines (IP code) – Classification*

IEC 60034-8, *Rotating electrical machines – Part 8: Terminal markings and direction of rotation*

IEC 60038:1983, *IEC standard voltages*

Amendment 1 (1994)

Amendment 2 (1997)

IEC 60204-1, *Safety of machinery – Electrical equipment of machines – Part 1: General requirements*

IEC 60364-5-54, *Electrical installations of buildings – Part 5-54: Selection and erection of electrical equipment – Earthing arrangements, protective conductors and protective bonding conductors*

IEC 60721-2-1, *Classification of environmental conditions – Part 2-1: Environmental conditions appearing in nature – Temperature and humidity*

IEC 61400-1, *Wind turbines – Part 1: Design requirements*

IEC 61400-12-1, *Wind turbines – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines*

IEC 61400-13, *Wind turbine generator systems – Part 13: Measurement of mechanical loads*

IEC 61400-23, *Wind turbine generator systems – Part 23: Full-scale structural testing of rotor blades*

IEC 61643-1, *Low-voltage surge protective devices – Part 1: Surge protective devices connected to low-voltage power distribution systems – Requirements and tests*

ISO/IEC 17025:2005, *General requirements for the competence of testing and calibration laboratories*

ISO 2394, *General principles on reliability for structures*

3 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgende Begriffe.

3.1

Jahresmittel

Mittelwert aus einer Menge von Messdaten ausreichenden Umfangs und für eine genügende Dauer zur Bestimmung eines zu erwartenden Werts einer Größe

ANMERKUNG Die Messdauer muss eine ganzzahlige Anzahl von Jahren sein, damit der Mittelwert nicht durch nicht-stationäre Einflüsse wie Saisonalität beeinflusst wird.

3.2

Jahresmittel der Windgeschwindigkeit

Windgeschwindigkeit, entsprechend der Definition des Jahresmittels gemittelt

3.3

Zyklus automatischen Wiedereinschaltens

Ereignis mit einer Dauer zwischen etwa 0,01 s und wenigen Sekunden, in der ein Unterbrecher nach einem Netzausfall ausgelöst wird und selbsttätig wieder schließt und die Leitung wieder an das Netz angeschlossen ist

3.4

Bremse (bei Windenergieanlagen)

Vorrichtung zum Reduzieren der Rotordrehzahl oder zum Stoppen der Drehbewegung

3.5

katastrophales Versagen (bei Windenergieanlagen)

Ausfall oder Versagen eines Bauteils oder einer Struktur, der zum Verlust wesentlicher Funktionen führt und die Sicherheit gefährdet

3.6

charakteristischer Wert (einer Materialeigenschaft)

Wert, der in einer hypothetisch unendlichen Prüfreihe mit einer festgelegten Wahrscheinlichkeit nicht erreicht wird

3.7

Betriebsführungssystem (bei Windenergieanlagen)

System, das Information über den Betriebszustand der Windenergieanlage und/oder ihrer Umgebung empfängt und die Anlage so einstellt, dass sie ihre betrieblichen Grenzwerte einhält

3.8

Einschaltwindgeschwindigkeit V_{in}

kleinste mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe, bei der die Windenergieanlage Leistung erzeugt

3.9

Abschaltwindgeschwindigkeit V_{out}

größte mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe, für die die Windenergieanlage zur Erzeugung von Leistung ausgelegt ist

3.10

Bemessungsgrenzwerte

für die Bemessung verwendete Höchst- oder Mindestwerte

3.11

Betriebsart

möglicher Modus des Betriebs einer Windenergieanlage, zum Beispiel Leistungserzeugung, Parkstellung usw.

3.12

Bemessungswindgeschwindigkeit

Windgeschwindigkeit, die als Eingabewert für die einfachen Bemessungsgleichungen verwendet wird (gleich $1,4 V_{ave}$)

3.13

leewärts

in Hauptwindrichtung

3.14

Notabschaltung (bei Windenergieanlagen)

schnelle Abschaltung der Windenergieanlage, ausgelöst von einem Sicherheitssystem oder durch Eingriff von Hand

3.15

Umweltbedingungen

Kenndaten der Umwelt (Höhe, Temperatur, Feuchte usw.), die das Betriebsverhalten beeinflussen können

3.16

externe Bedingungen (bei Windenergieanlagen)

Faktoren, die den Betrieb der Windenergieanlage beeinflussen, einschließlich Windverhältnissen, anderer Klimafaktoren (Schnee, Eis usw.), Erbeben und Netzbedingungen

3.17

extreme Windgeschwindigkeit

größte mittlere Windgeschwindigkeit, gemittelt über die Dauer von t Sekunden, die in einer festgelegten Dauer (Wiederkehrzeitraum) von T Jahren zu erwarten ist

ANMERKUNG In einigen Normen werden Wiederkehrzeiträume von $T = 50$ Jahre und $T = 1$ Jahr sowie Dauern für die Mittelwertbildung von $t = 3$ s und $t = 10$ min verwendet. Umgangssprachlich wird häufig der weniger genaue Begriff „Überlebenswindgeschwindigkeit“ benutzt. In der Praxis wird die Windenergieanlage jedoch auf Basis der extremen Windgeschwindigkeit ausgelegt.

3.18

ausfallsicher (fail-safe)

Konstruktionseigenschaft einer Komponente, mit der verhindert wird, dass sich Fehler zu kritischen Ausfällen ausweiten

3.19

Aus dem Wind Drehen (en: furling)

passiver Steuerungsmechanismus bei Überdrehzahl, bei dem die projizierte, überstrichene Fläche verringert wird

3.20

Bö

plötzliches und kurzzeitiges Anwachsen der Windgeschwindigkeit über ihren Mittelwert

ANMERKUNG Eine Bö kann durch ihre Anstiegszeit, ihre Überhöhung und ihre Dauer beschrieben werden.

3.21**Horizontalachs-Windenergieanlage**

Windenergieanlage, deren Rotorachse im Wesentlichen parallel zur Windströmung ausgerichtet ist

3.22**Nabe (bei Windenergieanlagen)**

Bauteil zur Befestigung der Rotorblätter oder der Rotorblattbaugruppe an der Rotorwelle

3.23**Nabenhöhe (bei Windenergieanlagen)**

Höhe der Mitte des Rotors der Windenergieanlage über der Geländeoberfläche. Bei einer Vertikalachs-Windenergieanlage ist die Nabenhöhe die Höhe der Äquatorebene.

3.24**Leerlauf (bei Windenergieanlagen)**

Betriebsart einer Windenergieanlage, deren Rotor sich langsam dreht und keine Leistung erzeugt

3.25**Grenzzustand**

Zustand einer Struktur und der auf sie einwirkenden Belastungen, bei deren Überschreitung die Struktur nicht mehr den Bemessungsanforderungen entspricht

[ISO 2394, 2.2.9, modifiziert]

ANMERKUNG Ziel von Konstruktionsberechnungen (d. h. von Berechnungen der Bemessungsanforderungen für den Grenzzustand) ist es, die Eintrittswahrscheinlichkeit für einen Grenzzustand unter einem bestimmten Wert für die betrachtete Struktur zu halten (siehe ISO 2394).

3.26**Lastfall**

Kombination einer Betriebsart und einer Umgebungsbedingung, die zu einer Belastung der Struktur führt

3.27**logarithmisches Windprofil**

mathematischer Ausdruck, der die Änderung der Windgeschwindigkeit als logarithmische Funktion der Höhe über Grund beschreibt

3.28**mittlere Windgeschwindigkeit**

statistisches Mittel der Momentanwerte der Windgeschwindigkeit, gemittelt über eine gegebene Dauer, die zwischen einigen Sekunden und vielen Jahren variieren kann

3.29**Maschinenhaus (Gondel)**

Gehäuse, das den Antriebsstrang und weitere Bauteile auf dem Turm einer Horizontalachs-Windenergieanlage enthält

3.30**normale Abschaltung (bei Windenergieanlagen)**

Abschaltung, bei der alle Abschaltungsphasen unter Kontrolle des Betriebsführungssystems ablaufen

3.31**betriebliche Grenzwerte**

vom Konstrukteur der KWEA festgelegte Bedingungen, die die Aktivierung des Betriebsführungs- und Sicherheitssystems regeln

3.32**geparkte Windenergieanlage**

je nach Konstruktion der Windenergieanlage bezieht sich geparkt entweder auf den Stillstand oder den Leerlauf der Anlage

3.33

Parkstellung

Betriebsart, in die eine Windenergieanlage nach einer normalen Abschaltung zurückkehrt

3.34

exponentielles Windprofil

mathematischer Ausdruck, der die Änderung der Windgeschwindigkeit als Exponentialfunktion der Höhe über Grund beschreibt

3.35

abgegebene Leistung

die von einer Einrichtung in einer spezifischen Form und für einen spezifischen Zweck gelieferte Leistung

ANMERKUNG (für Windenergieanlagen) Die von einer Windenergieanlage abgegebene elektrische Leistung.

3.36

Sicherheitssystem (bei Windenergieanlagen)

System, das sicherstellt, dass eine Windenergieanlage nur innerhalb ihrer Bemessungsgrenzwerte betrieben wird

3.37

Rayleigh-Verteilung

häufig zur Beschreibung der Windgeschwindigkeit verwendete Wahrscheinlichkeitsverteilung. Die Verteilungsfunktion hängt von einer

ANMERKUNG Die Rayleigh-Verteilung ist identisch einer Weibull-Verteilung mit dem Formparameter 2 (siehe 3.55).

3.38

Bezugswindgeschwindigkeit V_{ref}

grundlegender Parameter der Windgeschwindigkeit, der zur Definition von Typenklassen für KWEA verwendet wird. Weitere bemessungsbezogene Klimaparameter werden von der Bezugswindgeschwindigkeit und anderen grundlegenden KWEA-Klassenparametern abgeleitet.

ANMERKUNG Eine Anlage, die für eine KWEA-Typenklasse einer bestimmten Bezugswindgeschwindigkeit V_{ref} ausgelegt ist, ist so konstruiert, dass sie Umweltbedingungen aushält, bei denen das 10-Minuten-Mittel für die extreme Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren gleich oder kleiner als V_{ref} ist (siehe 3.17).

3.39

Resonanz

Phänomen in einem Schwingungssystem, bei dem die Periodendauer einer erzwungenen Schwingung annähernd der Periodendauer einer freien Schwingung entspricht

3.40

Rotordrehzahl (bei Windenergieanlagen)

Drehzahl des Rotors einer Windenergieanlage um seine Achse

3.41

Rauigkeitslänge

extrapolierte Höhe, bei der die mittlere Windgeschwindigkeit null wird, wenn vorausgesetzt wird, dass sich das vertikale Windprofil logarithmisch mit der Höhe verändert

3.42

sichere Lebensdauer (safe-life)

vorgegebene Lebensdauer mit einer angegebenen Wahrscheinlichkeit für einen katastrophalen Ausfall

3.43

planmäßige Instandhaltung

vorbeugende Instandhaltung, die nach einem vorher aufgestellten Zeitplan durchgeführt wird

3.44**Abschaltung (bei Windenergieanlagen)**

Übergangszustand einer Windenergieanlage zwischen Produktionsbetrieb und Stillstand oder Leerlauf

3.45**Stillstand**

Zustand einer Windenergieanlage, die stillgesetzt wurde

3.46**tragende Struktur (bei Windenergieanlagen)**

Teil einer Windenergieanlage, der den Turm und das Fundament umfasst

3.47**Überlebenswindgeschwindigkeit (abgelehnt)**

umgangssprachliche Bezeichnung für die größte Windgeschwindigkeit, für die eine Konstruktion ausgelegt ist

ANMERKUNG Dieser Begriff wird in der Normenreihe IEC 61400 nicht verwendet; die Bemessungsbedingungen beziehen sich stattdessen auf die extreme Windgeschwindigkeit (siehe [3.17](#)).

3.48**kleine Windenergieanlage KWEA**

Anlage mit 200 m² oder weniger vom Rotor überstrichener Fläche, das die kinetische Energie des Windes in elektrische Energie umwandelt

3.49**überstrichene Fläche**

Projektionsfläche senkrecht zur Windrichtung, die ein Rotor bei einer vollständigen Drehbewegung beschreibt

3.50**Turbulenzintensität**

Verhältnis der Standardabweichung der Windgeschwindigkeit zur mittleren Windgeschwindigkeit, beide aus denselben Windgeschwindigkeits-Messdaten bestimmt, die über eine festgelegte Dauer ermittelt wurden

3.51**Grenzzustand der Tragfähigkeit**

Grenzzustand, der im Allgemeinen der größten Belastbarkeit entspricht

3.52**außerplanmäßige Instandhaltung**

Instandhaltung, die nicht nach einem aufgestellten Zeitplan durchgeführt wird, sondern nach Empfang einer Angabe über den Zustand eines Elementes

3.53**luvwärts**

entgegengesetzt zur Windrichtung

3.54**Vertikalachs-Windenergieanlage**

Windenergieanlage, deren Rotorachse vertikal ausgerichtet ist

3.55**Weibull-Verteilung**

häufig zur Beschreibung von Windgeschwindigkeiten verwendete Wahrscheinlichkeitsverteilung. Diese Verteilungsfunktion hängt von zwei Parametern ab, nämlich dem Formparameter, der die Breite der Verteilung bestimmt, und dem Längensparameter, der die mittlere Windgeschwindigkeit der Verteilung bestimmt.

ANMERKUNG Siehe [3.60](#), Windgeschwindigkeitsverteilung.

3.56

Windprofil – Windgradientengesetz

mathematischer Ausdruck für angenommene Änderung der Windgeschwindigkeit mit der Höhe über Grund

ANMERKUNG Üblicherweise wird das logarithmische Windprofil (1) oder das exponentielle Windprofil (2) verwendet.

$$V(z) = V(z_r) \cdot \frac{\ln(z/z_0)}{\ln(z_r/z_0)} \quad (1)$$

$$V(z) = V(z_r) \cdot \left(\frac{z}{z_r}\right)^\alpha \quad (2)$$

Dabei ist

$V(z)$ die Windgeschwindigkeit in der Höhe z ;

z die Höhe über Grund;

z_r die Bezugshöhe über Grund, die zur Anpassung des Profils benutzt wird;

z_0 die Rauigkeitslänge;

α der Höhenexponent.

3.57

Windgradient

Änderung der Windgeschwindigkeit über eine Ebene senkrecht zur Windrichtung

3.58

Höhenexponent

Exponent der Windprofilverteilungen (siehe 3.56, Windprofil – Windgradientengesetz)

3.59

Windgeschwindigkeit

Geschwindigkeit der einen festgelegten Punkt umgebenden sehr kleinen Luftmenge

ANMERKUNG Die Windgeschwindigkeit ist auch die Länge des örtlichen Windgeschwindigkeitsvektors (siehe 3.61).

3.60

Windgeschwindigkeitsverteilung

Wahrscheinlichkeitsverteilungsfunktion, die zur Beschreibung der Verteilung von Windgeschwindigkeiten über eine längere Dauer verwendet wird

ANMERKUNG Häufig verwendete Verteilungsfunktionen sind die Rayleigh-Verteilung $P_R(V_0)$ und die Weibull-Verteilung $P_W(V_0)$.

$$P_R(V < V_0) = 1 - \exp\left[-\pi(V_0/2V_{ave})^2\right]$$

$$P_W(V < V_0) = 1 - \exp\left[-(V_0/C)^k\right] \quad (3)$$

$$\text{mit } V_{ave} = \begin{cases} C\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right) \\ \frac{C\sqrt{\pi}}{2}, \text{ wenn } k=2 \end{cases} \quad (4)$$

Dabei ist

$P(V_0)$	die Summenwahrscheinlichkeitsfunktion, d. h. die Wahrscheinlichkeit, dass $V < V_0$ ist;
V_0	die Windgeschwindigkeit (Grenzwert);
V_{ave}	der Mittelwert von V ;
C	der Längenparameter der Weibull-Funktion;
k	der Formparameter der Weibull-Funktion;
Γ	die Gamma-Funktion.

C und k können von realen Daten abgeleitet werden. Wenn $k = 2$ ist und C und V_{ave} die in Gleichung (4) für $k = 2$ angegebene Bedingung erfüllen, sind die Rayleigh-Funktion und die Weibull-Funktion identisch.

Die Verteilungsfunktionen geben die Summenwahrscheinlichkeit dafür an, dass die Windgeschwindigkeit geringer als V_0 ist. Folglich gibt $(P(V_1) - P(V_2))$, wenn zwischen den beiden festgelegten Grenzwerten V_1 und V_2 ausgewertet, den Bruchteil der Zeit an, in der die Windgeschwindigkeit innerhalb dieser Grenzwerte liegt. Die Ableitung der Verteilungsfunktionen ergibt die entsprechenden Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen.

3.61

Windgeschwindigkeitsvektor

Vektor der Geschwindigkeit der einen ortsfesten Punkt umgebenden sehr kleinen Luftmenge. Die Länge des Vektors ist gleich der Geschwindigkeit dieser kleinen Luftmenge (d. h. die örtliche Windgeschwindigkeit).

ANMERKUNG Der Vektor an irgendeinem Punkt ist demzufolge die zeitliche Ableitung des Ortsvektors der kleinen Luftmenge, die sich durch diesen Punkt bewegt.

3.62

Gierbewegung

Drehung der Rotorachse um eine vertikale Achse (diese Definition gilt nur für Horizontalachs-Windenergieanlagen)

3.63

Giergeschwindigkeit

zeitliche Änderung des Gierwinkels, Geschwindigkeit der Gierbewegung

3.64

Gierabweichung

horizontale Abweichung der Rotorachse der Windenergieanlage von der Windrichtung

4 Symbole und Abkürzungen

4.1 Symbole

A	Querschnittsfläche	[m ²]
A_{proj}	auf eine zur Windrichtung senkrecht stehende oder parallele Ebene projizierte Fläche eines Bauteils	[m ²]
a	Anstiegsparameter für das Modell der Standardabweichung der Turbulenz	[-]
B	Rotorblattanzahl	[-]
C	Längenparameter der Weibull-Verteilungsfunktion	[m/s]
C_d	Widerstandsbeiwert	[-]
C_f	Kraftbeiwert	[-]
C_l	Auftriebsbeiwert	[-]
C_T	Schubbeiwert	[-]

Coh	Kohärenzfunktion	[-]
D	Rotordurchmesser	[m]
e_r	Abstand zwischen Rotorschwerpunkt und Drehachse	[m]
F	Kraft	[N]
F_{zB}	Rotorblattkräfte an der Blattwurzel in Spannweitenrichtung	[N]
$F_{x-shaft}$	axiale Wellenbelastung	[N]
f	Frequenz	[s ⁻¹]
f_k	charakteristischer Wert der Materialfestigkeit	[-]
G	Verhältnis zwischen Bemessungsdrehmoment und Kurzschlussdrehmoment für einen Generator	[-]
g	Erdbeschleunigung: 9,81	[m/s ²]
I_B	Trägheitsmoment eines Rotorblattes an der Blattwurzel in Schlagrichtung	[kgm ²]
I_{15}	charakteristischer Wert der Turbulenzintensität auf Nabenhöhe bei einem 10-Minuten-Mittel für die Windgeschwindigkeit von 15 m/s	[-]
K	modifizierte Besselfunktion	[-]
k	Formparameter der Weibull-Verteilungsfunktion	[-]
L	isotroper integraler Turbulenzlängenparameter	[m]
L_{lt}	Abstand zwischen dem Lastaufnahmepunkt und dem Turmkopf	[m]
L_{rt}	Abstand zwischen dem Rotorschwerpunkt und der Gierachse	[m]
L_{rb}	Abstand zwischen dem Rotorschwerpunkt und dem ersten Lager	[m]
L_c	Kohärenzlängenparameter	[m]
L_k	integraler Längenparameter der Geschwindigkeitskomponente	[m]
M_{xB}, M_{yB}	Biegemomente an der Rotorblattwurzel	[Nm]
M_{brake}	durch die Bremse verursachtes Drehmoment an der langsam laufenden Welle	[Nm]
$M_{x-shaft}$	Torsionsmoment in der Rotorwelle am ersten Lager	[Nm]
M_{shaft}	kombiniertes Biegemoment der Welle an der ersten Lagerstelle (am nächsten zum Rotor)	[Nm]
M_{tower}	Biegemoment im Turm am Lastaufnahmepunkt	[Nm]
m_B	Rotorblattmasse	[kg]
$m_{overhang}$	Masse des Turmes zwischen Lastaufnahmepunkt und Turmkopf	[kg]
m_r	Rotormasse, bestehend aus Masse der Rotorblätter zuzüglich der Masse der Nabe	[kg]
$m_{towertop}$	Masse von Gondel und Rotor	[kg]
$N(.)$	Anzahl der Zyklen bis zum Ausfall, als Funktion der Spannung (oder Dehnung), die im Argument angegeben wird (d. h. die charakteristische S-N-Kurve)	[-]
N	Wiederkehrzeitraum für Extremsituationen	[a]
n	Rotordrehzahl	[min ⁻¹]
N_i	Anzahl der Ermüdungszyklen im Last-Bin i	[-]
O	Betriebszeitabschnitt	[%]
P	elektrische Leistung	[W]

$P_R(V_0)$	Rayleigh-Summenwahrscheinlichkeitsverteilung, d. h. die Wahrscheinlichkeit, dass $V < V_0$	[-]
$P_W(V_0)$	Weibull-Summenwahrscheinlichkeitsverteilung	[-]
p	Überlebenswahrscheinlichkeit	[-]
Q	Rotordrehmoment	[Nm]
R	Radius des Rotors	[m]
R_{cog}	radialer Abstand zwischen dem Schwerpunkt eines Rotorblattes und dem Rotormittelpunkt	[m]
r	Betrag der Projektion des Trennvektors	[m]
$S_1(f)$	spektrale Leistungsdichtefunktion	[m ² /s ²]
S_k	einseitiges Spektrum der Geschwindigkeitskomponente	[m ² /s ²]
s_i	Höhe der Spannung (oder Dehnung) bei der Anzahl der Zyklen im Bin i	[-]
T	charakteristische Dauer einer Bö	[s]
t	Zeit	[s]
T_d	Bemessungslebensdauer	[s]
T_E	ausgeschlossene Zeit	[h]
T_N	Zeit, in der die Anlage nicht betriebsfähig war	[h]
T_T	während der Dauerprüfung vergangene Gesamtzeit	[h]
T_U	unbekannte Zeit	[h]
V	Windgeschwindigkeit	[m/s]
$V(z)$	Windgeschwindigkeit in der Höhe z	[m/s]
V_{ave}	Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe	[m/s]
V_{cg}	Betrag extremer kohärenter Böen über der gesamten vom Rotor überstrichenen Fläche	[m/s]
V_{design}	Bemessungswindgeschwindigkeit	[m/s]
V_{eN}	erwartete extreme Windgeschwindigkeit (Mittelwert über drei Sekunden) mit einem Wiederkehrabstand von N Jahren; V_{e1} und V_{e50} für 1 Jahr bzw. 50 Jahre	[m/s]
V_{gustN}	größter Betrag einer Bö mit einem Wiederkehrzeitraum von N Jahren	[m/s]
V_{hub}	Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe gemittelt über zehn Minuten	[m/s]
V_{in}	Einschaltwindgeschwindigkeit	[m/s]
$V_{\text{max, shutdown}}$	größte Windgeschwindigkeit, bei der der Hersteller eine normale Abschaltung zulässt	[m/s]
V_0	Grenzwindgeschwindigkeit im Modell der Windgeschwindigkeitsverteilung	[m/s]
V_{out}	Abschaltwindgeschwindigkeit	[m/s]
V_{ref}	Bezugswindgeschwindigkeit gemittelt über zehn Minuten	[m/s]
V_{tip}	Geschwindigkeit der Rotorblattspitze	[m/s]
$V(t, z)$	longitudinale Komponente des Windgeschwindigkeitsvektors zur Beschreibung transienter Schwankungen bei extremen Böen und Windscherungen	[m/s]
W	Widerstandsmoment, verwendet in Spannungsberechnungen	[m ³]

x, y, z	Koordinatensystem zur Beschreibung des Windfeldes; in Windrichtung (longitudinal), quer zur Windrichtung (lateral) und Höhe	[m]
z_{hub}	Nabenhöhe der Windenergieanlage	[m]
Z_r	Bezugshöhe über Grund	[m]
z_0	Rauigkeitslänge für das logarithmische Windprofil	[m]
α	Höhenexponent des exponentiellen Windgradientengesetzes	[-]
β	Parameter für das Modell der extremen Richtungsänderung und das Modell der extremen Betriebsbö	[-]
Γ	Gamma-Funktion	[-]
γ_l	Teilsicherheitsbeiwert für Lasten	[-]
γ_m	Teilsicherheitsbeiwert für Materialien	[-]
Δ	Bereich	[-]
$\theta(t)$	Transiente der Windrichtungsänderung	[°]
θ_{cg}	Winkel der größten Abweichung von der Richtung der mittleren Windgeschwindigkeit bei Böen	[°]
θ_{eN}	extreme Richtungsänderung mit einem Wiederkehrzeitraum von N Jahren	[°]
η	Wirkungsgrad der Bauteile zwischen elektrischem Ausgang und Rotor (gewöhnlich Generator, Getriebe und Wandlersystem)	[-]
λ_1	Turbulenzlängenparameter, der als die Wellenlänge definiert ist, bei der die dimensionslose, longitudinale spektrale Leistungsdichte $fS_1(f)/\sigma_1^2 = 0,05$ beträgt	[m]
λ	Schnellaufzahl	[-]
ρ	Luftsdichte, an dieser Stelle wird $1,225 \text{ kg/m}^3$ angenommen	[kg/m ³]
σ_1	Standardabweichung des longitudinalen Windgeschwindigkeitsvektors auf Nabenhöhe	[m/s]
σ_2	Standardabweichung des vertikalen Windgeschwindigkeitsvektors auf Nabenhöhe	[m/s]
σ_3	Standardabweichung des lateralen Windgeschwindigkeitsvektors auf Nabenhöhe	[m/s]
σ_d	Bemessungsspannung	[MPa]
σ_k	Standardabweichung der k -ten Windgeschwindigkeitskomponente auf Nabenhöhe ($k = 1, 2$ oder 3)	[m/s]
ω_h	Winkelgeschwindigkeit des Rotors	[rad/s]
ω_{yaw}	Giergeschwindigkeit	[rad/s]

Indizes:

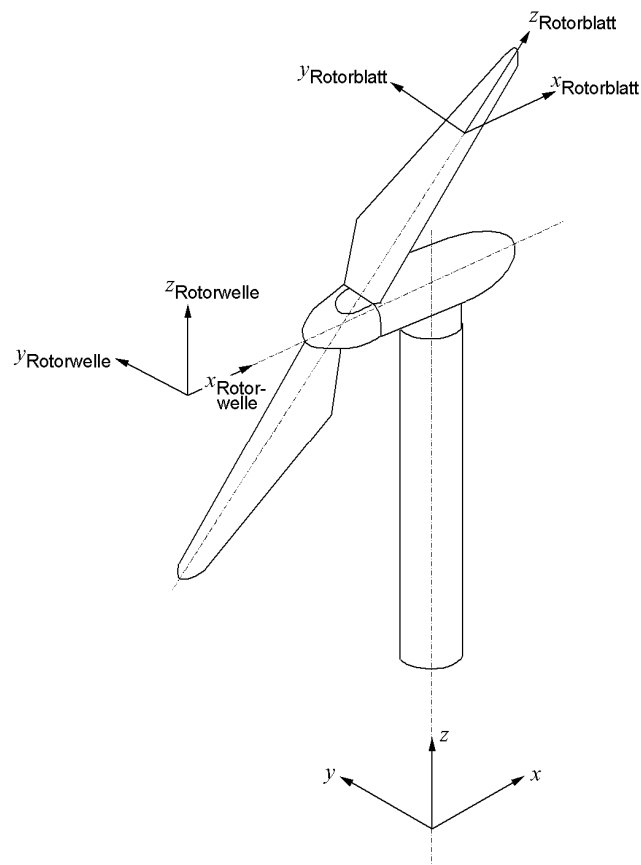
ave	Mittelwert
B	Rotorblatt
design	Eingabeparameter für vereinfachte Bemessungsgleichungen
e50	Extremwert, der einmal in 50 Jahren auftritt (Mittelwert über 3 s)
hub	Nabe
max	Größtwert
r	Rotor
shaft	Rotorwelle
x	in x-Richtung
y	in y-Richtung
z	in z-Richtung

Abkürzungen:

a.c.	Wechselstrom
d.c.	Gleichstrom
DLC	Bemessungslastfall (en: design load case)
ECD	extreme kohärente Bö mit Richtungsänderung (en: extreme coherent gust with direction change)
ECG	extreme kohärente Bö (en: extreme coherent gust)
EDC	extreme Windrichtungsänderung (en: extreme wind direction change)
EMV	elektromagnetische Verträglichkeit
EOG	extreme Betriebsbö (en: extreme operating gust)
EWM	Extremwindgeschwindigkeitsmodell (en: extreme wind speed model)
F	Ermüdung (en: fatigue)
GFCI	Erdschluss-Leistungstrenner (en: ground fault circuit interrupter)
HAWT	Horizontalachs-Windenergieanlage (en: horizontal axis wind turbine)
NWP	normales Windprofilmodell (en: normal wind profile model)
NTM	normales Turbulenzmodell (en: normal turbulence model)
S	spezielle IEC-Windenergieanlagenklasse
KWEA	kleine Windenergieanlage
U	Tragfähigkeit (en: ultimate)

4.2 Koordinatensystem

Zur Definition der Lastrichtungen werden die in [Bild 1](#) dargestellten Koordinatensysteme verwendet.



Turm

x ist positiv in Windrichtung, z zeigt nach oben, y komplettiert das Rechtshand-Koordinatensystem. Das Turmkoordinatensystem ist ortsfest.

Rotorwelle

$x_{\text{Rotorwelle}}$ zeigt so, dass ein positives Moment um die x -Achse in Drehrichtung wirkt.

$y_{\text{Rotorwelle}}$ und $z_{\text{Rotorwelle}}$ werden nicht verwendet, lediglich das kombinierte Moment wird benutzt.

Das Rotorwellenkoordinatensystem dreht sich mit der Gondel.

Rotorblatt

$x_{\text{Rotorblatt}}$ zeigt so, dass ein positives Moment um die x -Achse in Drehrichtung wirkt.

$y_{\text{Rotorblatt}}$ zeigt so, dass ein positives Moment eine Blattbiegung in Windrichtung bewirkt.

$z_{\text{Rotorblatt}}$ ist positiv in Richtung Blattspitze.

ANMERKUNG Das Rotorblattkoordinatensystem befolgt die Rechtshandregel für einen Rotor, der im Uhrzeigersinn dreht, und die Linkshandregel für einen Rotor, der gegen den Uhrzeigersinn dreht, wenn man in Windrichtung sieht. Das Rotorblatt-Koordinatensystem dreht sich mit dem Rotor.

Bild 1 – Definition der Koordinatensysteme für HAWT

5 Grundsätze

5.1 Allgemeines

In den folgenden Abschnitten werden konstruktive und technische Anforderungen zur Gewährleistung der Sicherheit der strukturellen, mechanischen und elektrischen Systeme sowie des Betriebsführungssystems der Windenergieanlage angegeben. Diese Spezifikation der Anforderungen gilt für die Bemessung, die Her-

stellung, die Installation und die Instandhaltung der Windenergieanlage sowie den damit verbundenen Qualitätsmanagementprozess.

Anhang A enthält einen Leitfaden, wie diese Norm bei der Typenzertifizierung kleiner Windenergieanlagen angewendet werden kann.

5.2 Bemessungsverfahren

Das Bemessungsverfahren für Anlagen nach dieser Norm ist in **Bild 2** dargestellt. Ein vereinfachtes Verfahren ist zulässig für eine Reihe von Anlagenvarianten. Bei Anlagen mit einer vom Rotor überstrichenen Fläche von weniger als 2 m² wird der Turm nicht als Teil der Konstruktion betrachtet.

Die wichtigsten Anlagendaten werden in einer „Validierung der Bemessungslasten“ (siehe **9.2**) ermittelt, nach der Werte für die vorhergesagten Bemessungslasten auf eine der drei folgenden Arten oder in einer Kombination dieser Arten ermittelt werden:

- Für bestimmte Anlagenvarianten ist ein vereinfachtes Berechnungsverfahren angegeben.
In **7.4** ist eine begrenzte Anzahl von Lastfällen mit einfachen Gleichungen und vereinfachten Umgebungsbedingungen enthalten.
- Anwendung eines strukturellen Dynamikmodells zusammen mit der Bemessungsdatenprüfung und begrenzten Messungen an der Anlage zur Verifizierung des Modells.
Dieses Modell wird zur Ermittlung der Lasten über einem Windgeschwindigkeitsbereich mit Hilfe der Turbulenzbedingungen und anderer extremer Windbedingungen nach **6.3** und den in **7.5** definierten Betriebsarten angewendet. Alle zutreffenden Kombinationen von Umgebungsbedingungen und Betriebsarten müssen untersucht werden. In dieser Norm wurde eine Mindestanzahl solcher Kombinationen als Lastfälle definiert.
- Messungen an der Anlage und Lastextrapolation.

Jedes dieser Verfahren besitzt andere Unsicherheiten. Deshalb müssen abhängig vom verwendeten Lastermittlungsverfahren (**7.8**) unterschiedliche Sicherheitsbeiwerte benutzt werden.

Für alle Anlagen ist ein statischer Rotorblatttest erforderlich (**9.5**). Zum Nachweis dafür, dass weitere tragende Bauteile angemessen dimensioniert sind, sind entweder Berechnungen oder Messungen erforderlich. Die Messbedingungen müssen die Bemessungslasten einschließlich der zutreffenden Sicherheitsbeiwerte widerspiegeln.

Schließlich werden für sämtliche Anlagen eine Sicherheits- und Funktionsprüfung (**9.6**) und eine Dauerprüfung (**9.4**) gefordert.

5.3 Qualitätssicherung

Die Qualitätssicherung muss Bestandteil von Bemessung, Beschaffung, Herstellung, Installation, Betrieb und Instandhaltung der Windenergieanlage und ihrer Komponenten sein.

Das Qualitätsmanagementsystem sollte den Anforderungen der ISO-Reihe 9000 entsprechen.

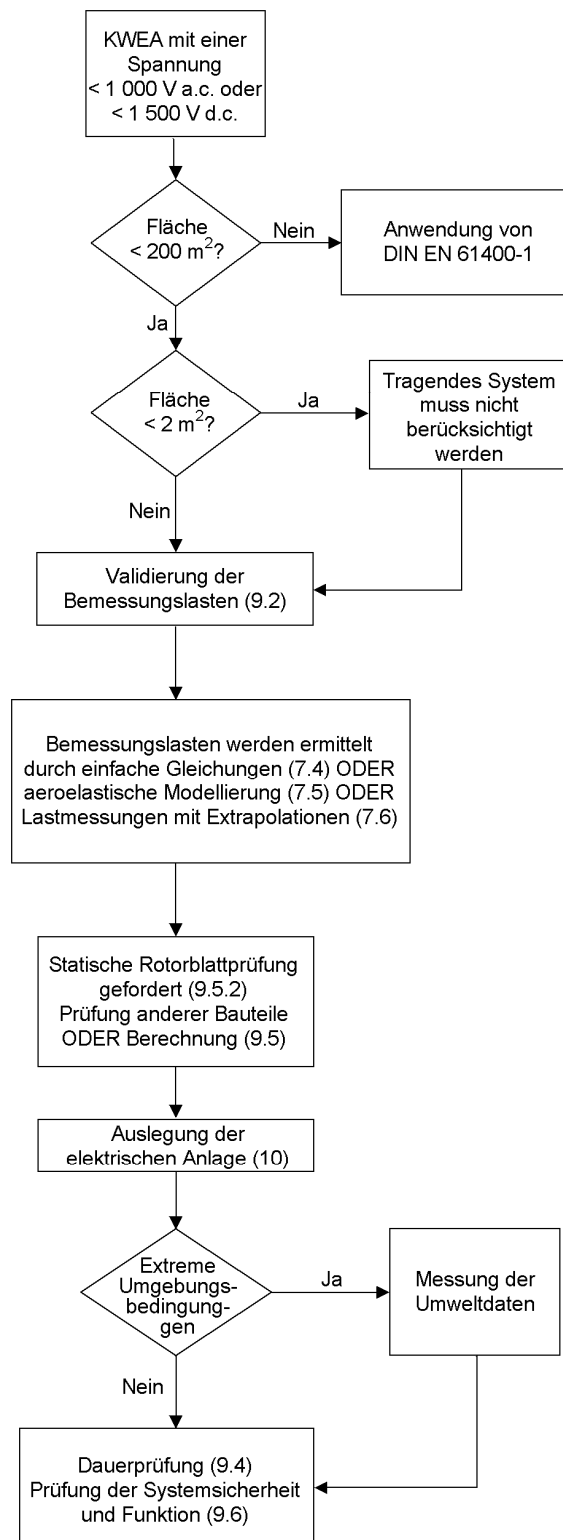


Bild 2 – Entscheidungspfad nach IEC 61400-2

6 Umgebungsbedingungen

6.1 Allgemeines

KWEA unterliegen Umweltbedingungen und elektrischen Bedingungen, die die Belastung, die Haltbarkeit und den Betrieb beeinflussen können. Zur Gewährleistung eines angemessenen Sicherheits- und Zuverlässigkeitsniveaus müssen bei der Bemessung die Umweltparameter, die elektrischen Parameter und die Bodenparameter berücksichtigt und in der Bemessungsdokumentation ausdrücklich angegeben werden.

Die Umweltbedingungen werden in Windbedingungen und andere Umweltbedingungen eingeteilt. Die elektrischen Bedingungen beziehen sich entweder auf Netzbedingungen oder lokale elektrische Bedingungen wie Batterien, Hybridsysteme oder Ortsnetze. Bodeneigenschaften sind wichtig für die Bemessung des Fundamentes der KWEA.

Die Windbedingungen bilden die wesentlichste externe Bedingung für die strukturelle Integrität. Andere Umweltbedingungen beeinflussen ebenfalls Konstruktionsmerkmale wie die Funktion des Betriebsführungssystems, die Haltbarkeit, Korrosion usw.

Sämtliche Arten von Umgebungsbedingungen können in normale und in extreme Umgebungsbedingungen eingeteilt werden. Die normalen Umgebungsbedingungen betreffen im Allgemeinen strukturelle Langzeitbelastungen und Betriebsbedingungen. Die extremen Umgebungsbedingungen stellen seltene, aber mögliche, kritische externe Bemessungsbedingungen dar. Die Bemessungslastfälle müssen aus einer Kombination dieser Umgebungsbedingungen mit den Betriebsarten der Windenergieanlage bestehen.

6.2 KWEA-Klassen

Die bei der Bemessung zu berücksichtigenden Umgebungsbedingungen sind vom vorgesehenen Standort oder Standorttyp für die KWEA abhängig. KWEA-Klassen werden anhand von Windgeschwindigkeits- und Turbulenzparametern definiert. Es ist beabsichtigt, mit den Klassen die meisten Anwendungsfälle zu erfassen. Die Werte der Windgeschwindigkeits- und Turbulenzparameter sind so gewählt, dass sie die charakteristischen Werte vieler verschiedener Standorte abdecken und nicht repräsentativ für einen speziellen Standort sind. Das Ziel, ist eine KWEA-Klassifizierung mit deutlich unterschiedlicher Festigkeit in Abhängigkeit vom Wind zu erzielen. Tabelle 1 gibt Grundparameter zur Definition von KWEA-Klassen an.

Für Fälle, in denen eine spezifische Auslegung erforderlich ist (z. B. besondere Windbedingungen oder andere Umgebungsbedingungen oder eine besondere Sicherheitsklasse), ist eine weitere KWEA-Klasse festgelegt, und zwar Klasse S. Die Bemessungswerte für KWEA der Klasse S müssen vom Konstrukteur ausgewählt und in der Bemessungsdokumentation angegeben werden. Bei diesen spezifischen Konstruktionen müssen die für die Bemessungsbedingungen gewählten Werte eine schärfere Umgebung widerspiegeln als für den Einsatz der KWEA erwartet wird.

Die für die Klassen I, II, III und IV festgelegten Umgebungsbedingungen sind weder für Offshore-Bedingungen noch für Windbedingungen in tropischen Wirbelstürmen wie Hurrikan, Zyklon oder Taifun vorgesehen. Diese Bedingungen erfordern eine Bemessung der Windenergieanlage nach Klasse S.

Tabelle 1 – Grundparameter für KWEA-Klassen

KWEA-Klasse	I	II	III	IV	S
V_{ref} (m/s)	50	42,5	37,5	30	Werte sind vom Konstrukteur festzulegen
V_{ave} (m/s)	10	8,5	7,5	6	
I_{15} (–)	0,18	0,18	0,18	0,18	
a (–)	2	2	2	2	
Dabei sind:					
– Die Werte gelten in Nabenhöhe;					
– I_{15} ist der dimensionslose Kennwert der Turbulenzintensität bei 15 m/s;					
– a ist der dimensionslose Anstiegsparameter, der in Gleichung (7) einzusetzen ist.					

Zusätzlich zu diesen Grundparametern sind weitere wichtige Parameter erforderlich, um die für die Bemessung der KWEA erforderlichen Umgebungsbedingungen vollständig festzulegen. Für die KWEA-Klassen I bis IV, die im Folgenden als KWEA-Standardklassen bezeichnet werden, sind die Werte weiterer Parameter in 6.3, 6.4 und 6.5 festgelegt.

Die in den folgenden Abschnittsüberschriften in Klammern angefügten Abkürzungen dienen der Beschreibung der Windbedingungen für die in 7.5 festgelegten Bemessungslastfälle. (Es ist zu beachten, dass bei einfachen Lastberechnungen auch die Windbedingungen vereinfacht sind.)

Bei KWEA-Klasse S muss der Hersteller in der Bemessungsdokumentation die verwendeten Modelle beschreiben und die Werte der wesentlichen Bemessungsparameter angeben. Wenn die in diesem Abschnitt angegebenen Modelle angewendet werden, ist eine Angabe der Parameterwerte ausreichend. Die Bemessungsdokumentation der KWEA-Klasse S muss die in [Anhang B](#) aufgeführten Informationen enthalten.

In der Bemessungsdokumentation muss die Bemessungslebensdauer eindeutig angegeben sein.

6.3 Windbedingungen

6.3.1 Allgemeines

Eine KWEA muss so ausgelegt sein, dass sie den nach der ausgewählten KWEA-Klasse festgelegten Windbedingungen sicher standhält. Die Bemessungswerte der Windbedingungen müssen in der Bemessungsdokumentation eindeutig angegeben sein. Die Windbedingungen für die Last- und Sicherheitsbetrachtungen werden unterteilt in normale Windbedingungen, die beim Normalbetrieb einer KWEA häufig auftreten, und in extreme Windbedingungen, die mit einem Wiederkehrzeitraum von 1 Jahr oder 50 Jahren festgelegt sind.

In allen Fällen muss der Einfluss einer Neigung der mittleren Anströmung gegenüber der horizontalen Ebene von bis zu 8 Grad berücksichtigt werden. Es kann angenommen werden, dass der Neigungswinkel der Anströmung in Abhängigkeit von der Höhe unveränderlich ist.

ANMERKUNG Ein schiefer Zustrom kann sich auf das Aus-dem-Wind-Drehen auswirken, wenn die Drehrichtung gegenüber der Drehbewegung des Rotors schlecht gewählt wurde.

6.3.2 Normale Windbedingungen

6.3.2.1 Windgeschwindigkeitsverteilung

Die Windgeschwindigkeitsverteilung am Standort ist wesentlich für die Bemessung der KWEA, weil damit die Häufigkeit des Auftretens der einzelnen Lastbedingungen bestimmt wird. Bei den KWEA-Standardklassen muss für Bemessungslastberechnungen für die 10-Minuten-Mittelwerte der Windgeschwindigkeit eine Rayleigh-Verteilung angenommen werden. In diesem Fall wird die Summenwahrscheinlichkeitsverteilung auf Nabenhöhe angegeben mit:

$$P_R(V_{hub}) = 1 - \exp\left[-\pi(V_{hub}/2V_{ave})^2\right] \quad (5)$$

6.3.2.2 Normales Windprofilmodell (NWP)

Das Windprofil $V(z)$ bezeichnet die mittlere Windgeschwindigkeit als Funktion der Höhe z über Grund. Bei den Standardklassen für KWEA wird das normale Windgeschwindigkeitsprofil mit folgender Exponentialfunktion angenommen:

$$V(z) = V_{hub}(z/z_{hub})^\alpha \quad (6)$$

Der Exponent der Exponentialfunktion α ist mit 0,2 anzunehmen.

Das angenommene Windprofil wird zur Definition des mittleren vertikalen Windgradienten über der vom Rotor überstrichenen Fläche benutzt.

6.3.2.3 Normales Turbulenzmodell (NTM)

Das normale Turbulenzmodell muss einen wie beim NWP beschriebenen Windgradienten enthalten. Der Ausdruck „Windturbulenz“ bezeichnet stochastische Schwankungen des Windgeschwindigkeitsvektors vom 10-Minuten-Mittelwert. Das Turbulenzmodell muss die Auswirkungen der schwankenden Windgeschwindigkeit, der veränderlichen Richtung und der rotatorischen Erfassung partieller Böen enthalten. Bei KWEA-Standardklassen muss die spektrale Leistungsdichte des zufälligen Windgeschwindigkeitsvektorfeldes unabhängig davon, ob es im Modell benutzt wird oder nicht, folgende Anforderungen erfüllen:

- a) Der charakteristische Wert der Standardabweichung der longitudinalen Komponente des Windgeschwindigkeitsvektors wird angegeben mit¹⁾:

$$\sigma_1 = I_{15} (15 + a V_{\text{hub}}) / (a + 1) \quad (7)$$

Werte für I_{15} und a sind in Tabelle 1 angegeben. Die charakteristischen Werte der Standardabweichung σ_1 und für die Turbulenzintensität σ_1/V_{hub} sind in Bild 3 angegeben.

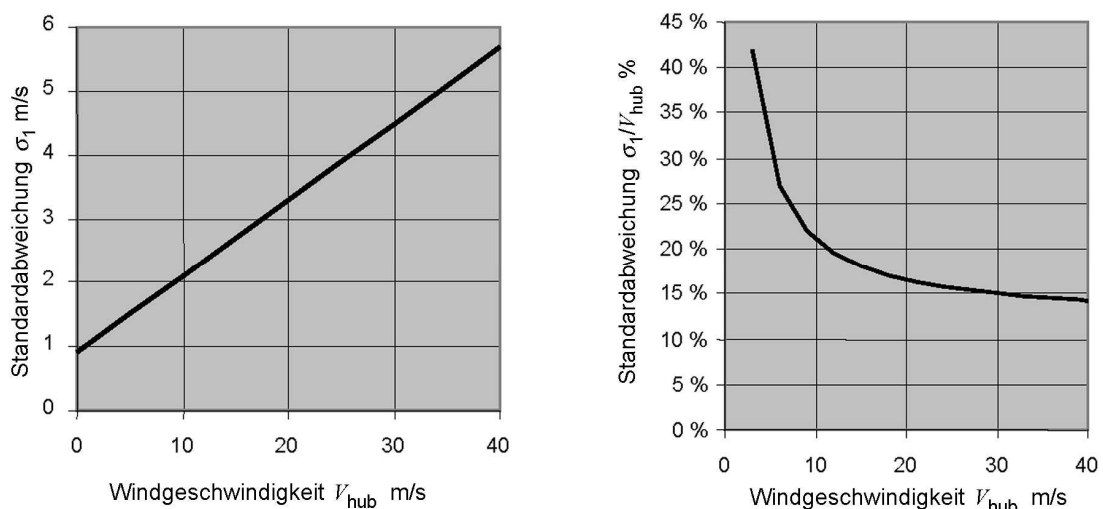


Bild 3 – Charakteristische Windturbulenz

- b) Am hochfrequenten Ende des Trägheitsteilbereiches muss die spektrale Leistungsdichte der longitudinalen Komponente der Turbulenz $S_1(f)$ asymptotisch folgende Form annehmen:

$$S_1(f) = 0,05 (\sigma_1)^2 (A_1/V_{\text{hub}})^{-2/3} f^{-5/3} \quad (8)$$

Der Turbulenzlängenparameter A_1 wird angegeben mit:

$$A_1 = \begin{cases} 0,7 z_{\text{hub}} & z < 30 \text{ m} \\ 21 \text{ m} & z \geq 30 \text{ m} \end{cases} \quad (9)$$

Spezifikationen für stochastische Turbulenzmodelle, die diese Anforderungen erfüllen, sind im Anhang C enthalten. Anhang D enthält ein vereinfachtes deterministisches Modell, das auf einer stochastischen Beschreibung der Turbulenz beruht. Dieses deterministische Modell kann verwendet werden, wenn nachgewiesen

¹⁾ Für Berechnungen von weiteren Lastfällen als den in Tabelle 4 angegeben, kann es sinnvoll sein, verschiedene Perzentilwerte zu verwenden. Diese Perzentilwerte werden durch Addition eines Werte zu Gleichung (7) bestimmt, der angegeben ist mit:

$$\Delta\sigma_1 = 2(x-1)I_{15}$$

Dabei wird x aus der Wahrscheinlichkeitsfunktion der Normalverteilung bestimmt. Z. B. ist für ein 95%-Perzentil $x = 1,64$.

werden kann, dass das Verhalten des Rotorblattes bei mehrfachem Durchlauf partieller Böen ausreichend gedämpft ist. Eine Anleitung für diese Validierung ist ebenfalls im [Anhang D](#) angegeben.

6.3.3 Extreme Windbedingungen

6.3.3.1 Allgemeines

Die extremen Windbedingungen werden zur Ermittlung extremer Windlasten an KWEA verwendet. Diese Bedingungen umfassen Spitzenwindgeschwindigkeiten aufgrund von Stürmen und schnellen Änderungen der Windgeschwindigkeit und der Windrichtung. Diese extremen Bedingungen enthalten die möglichen Auswirkungen der Windturbulenz, so dass bei Bemessungsberechnungen nur die deterministischen Effekte betrachtet werden müssen.

6.3.3.2 Extremwindgeschwindigkeitsmodell (EWM)

Die 50-Jahres-Extremwindgeschwindigkeit V_{e50} und die 1-Jahres-Extremwindgeschwindigkeit V_{e1} müssen auf die Bezugswindgeschwindigkeit V_{ref} bezogen werden. Für Bemessungen in den KWEA-Standardklassen müssen V_{e50} und V_{e1} mit folgenden Gleichungen berechnet werden:

$$V_{e50}(z) = 1,4 V_{ref} (z / z_{hub})^{0,11} \quad (10)$$

$$V_{e1} = 0,75 V_{e50} \quad (11)$$

Dabei ist z_{hub} die Nabenhöhe.

Kurzzeitige Abweichungen von ± 15 Grad von der mittleren Windrichtung müssen angenommen werden.

6.3.3.3 Extreme Betriebsbö (EOG)

Der Betrag einer Bö auf Nabenhöhe V_{gustN} wird für einen Wiederkehrzeitraum von N Jahren für KWEA-Standardklassen mit folgender Beziehung angegeben:

$$V_{gustN} = \beta \left(\frac{\sigma_1}{1 + 0,1 \left(\frac{D}{A_1} \right)} \right) \quad (12)$$

Dabei ist

- σ_1 die Standardabweichung nach Gleichung (7);
- A_1 der Turbulenzlängenparameter nach Gleichung (9);
- D der Rotordurchmesser;
- β = 4,8 für $N = 1$ und
- β = 6,4 für $N = 50$.

Die Windgeschwindigkeit wird für einen Wiederkehrzeitraum von N Jahren mit folgender Gleichung angegeben:

$$V(t) = \begin{cases} V(z) - 0,37 V_{gustN} \sin(3\pi t / T)(1 - \cos(2\pi t / T)) & \text{für } 0 \leq t \leq T \\ V(z) & \text{für } t < 0 \text{ und } t > T \end{cases} \quad (13)$$