

	DIN EN 61400-13 (VDE 0127-13)	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 Windenergieanlagen – Teil 13: Messung von mechanischen Lasten (IEC 61400-13:2015); Deutsche Fassung EN 61400-13:2016 Wind turbines – Part 13: Measurement of mechanical loads (IEC 61400-13:2015); German version EN 61400-13:2016 Éoliennes – Partie 13: Mesurage des charges mécaniques (IEC 61400-13:2015); Version allemande EN 61400-13:2016 Gesamtumfang 112 Seiten DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE		

Anwendungsbeginn

Anwendungsbeginn für die von CENELEC am 2016-01-25 angenommene Europäische Norm als DIN-Norm ist 2017-06-01.

Nationales Vorwort

Vorausgegangener Norm-Entwurf: E DIN EN 61400-13 (VDE 0127-13):2014-11.

Für dieses Dokument ist das nationale Arbeitsgremium K 383 „Windenergieanlagen“ der DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE (www.dke.de) zuständig.

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 Datum (stability date) unverändert bleiben soll, das auf der IEC-Website unter „<http://webstore.iec.ch>“ zu dieser Publikation angegeben ist. Zu diesem Zeitpunkt wird entsprechend der Entscheidung des Komitees die Publikation

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

Das Original-Dokument enthält Bilder in Farbe, die in der Papierversion in einer Graustufen-Darstellung wiedergegeben werden. Elektronische Versionen dieses Dokuments enthalten die Bilder in der originalen Farbdarstellung.

Nationaler Anhang NA (informativ)

Zusammenhang mit Europäischen und Internationalen Dokumenten

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

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

Eine Information über den Zusammenhang der zitierten Dokumente mit den entsprechenden Deutschen Dokumenten ist nachstehend wiedergegeben.

Tabelle NA.1 (1 von 2)

Europäisches Dokument	Internationales Dokument	Deutsches Dokument	Klassifikation im VDE-Vorschriftenwerk
–	IEC 60050 (alle Teile)	a	–
–	IEC 60050-415	a	–
EN 61400 (alle Teile)	IEC 61400 (alle Teile)	DIN EN 61400 (VDE 0127) (alle Teile)	VDE 0127

Tabelle NA.1 (2 von 2)

Europäisches Dokument	Internationales Dokument	Deutsches Dokument	Klassifikation im VDE-Vorschriftenwerk
EN 61400-1:2005 <i>ersetzt durch:</i>	IEC 61400-1:2005 <i>ersetzt durch:</i>	DIN EN 61400-1 (VDE 0127-1):2006-07 <i>ersetzt durch:</i>	VDE 0127-1
EN 61400-1:2005 + A1:2010	IEC 61400-1:2005 + A1:2010	DIN EN 61400-1 (VDE 0127-1):2011-08	VDE 0127-1
EN 61400-12-1	IEC 61400-12-1	DIN EN 61400-12-1 (VDE 0127-12-1)	VDE 0127-12-1
EN 61400-12-2	IEC 61400-12-2	DIN EN 61400-12-2 (VDE 0127-12-2)	VDE 0127-12-2
EN 61400-22	IEC 61400-22	DIN EN 61400-22 (VDE 0127-22)	VDE 0127-22
–	ISO/IEC Guide 98-3	–	–
^a „Internationales Elektrotechnisches Wörterbuch – Deutsche Ausgabe“, Online-Zugang: http://www.dke.de/dke-iev .			

Nationaler Anhang NB (informativ)

Literaturhinweise

DIN EN 61400 (VDE 0127) (alle Teile), *Windenergieanlagen*

DIN EN 61400-1 (VDE 0127-1):2011-08, *Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen*

DIN EN 61400-12-1 (VDE 0127-12-1), *Windenergieanlagen – Teil 12-1: Messung des Leistungsverhaltens einer Windenergieanlage*

DIN EN 61400-12-2 (VDE 0127-12-2), *Windenergieanlagen – Teil 12-2: Leistungsverhalten von Elektrizität erzeugenden Windenergieanlagen mit Gondelanemometer*

DIN EN 61400-22 (VDE 0127-22), *Windenergieanlagen – Teil 22: Konformitätsprüfung und Zertifizierung*

**Windenergieanlagen –
Teil 13: Messung von mechanischen Lasten
(IEC 61400-13:2015)**

Wind turbines –
Part 13: Measurement of mechanical loads
(IEC 61400-13:2015)

Éoliennes –
Partie 13: Mesurage des charges mécaniques
(IEC 61400-13:2015)

Diese Europäische Norm wurde von CENELEC am 2016-01-25 angenommen. 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 CEN-CENELEC Management Centre 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 CEN-CENELEC Management Centre mitgeteilt worden ist, hat den gleichen Status wie die offiziellen Fassungen.

CENELEC-Mitglieder sind die nationalen elektrotechnischen Komitees von Belgien, Bulgarien, Dänemark, Deutschland, der ehemaligen jugoslawischen Republik Mazedonien, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Island, Italien, Kroatien, Lettland, Litauen, Luxemburg, Malta, den Niederlanden, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Rumänien, Schweden, der Schweiz, der Slowakei, Slowenien, Spanien, der Tschechischen Republik, der Türkei, Ungarn, dem Vereinigten Königreich und Zypern.

CENELEC

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

CEN-CENELEC Management Centre: Avenue Marnix 17, B-1000 Brüssel

© 2016 CENELEC – Alle Rechte der Verwertung, gleich in welcher Form und in welchem Verfahren, sind weltweit den Mitgliedern von CENELEC vorbehalten.

Ref. Nr. EN 61400-13:2016 D

Europäisches Vorwort

Der Text des Dokuments 88/511/CDV, zukünftige 1. Ausgabe der IEC 61400-13, erarbeitet vom IEC/TC 88 „Wind turbines“, wurde zur parallelen IEC-CENELEC-Abstimmung vorgelegt und von CENELEC als EN 61400-13:2016 angenommen.

Nachstehende Daten wurden festgelegt:

- spätestes Datum, zu dem dieses Dokument auf nationaler Ebene durch Veröffentlichung einer identischen nationalen Norm oder durch Anerkennung übernommen werden muss (dop): 2016-10-25
- spätestes Datum, zu dem nationale Normen, die diesem Dokument entgegenstehen, zurückgezogen werden müssen (dow): 2019-01-25

Es wird auf die Möglichkeit hingewiesen, dass einige Elemente dieses Dokuments Patentrechte berühren können. CENELEC [und/oder CEN] sind nicht dafür verantwortlich, einige oder alle diesbezüglichen Patentrechte zu identifizieren.

Anerkennungsnotiz

Der Text der Internationalen Norm IEC 61400-13:2015 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 61400-12-2 ANMERKUNG Harmonisiert als **EN 61400-12-2**.

IEC 61400-22 ANMERKUNG Harmonisiert als **EN 61400-22**.

Inhalt

Seite

Europäisches Vorwort	2
Einleitung	10
1 Anwendungsbereich	11
2 Normative Verweisungen	11
3 Begriffe	11
4 Symbole, Einheiten und Abkürzungen	14
5 Allgemeines	16
5.1 Aufbau des Dokuments	16
5.2 Sicherheit bei den Prüfungen	17
6 Prüfanforderungen	17
6.1 Allgemeines	17
6.2 Anforderungen an den Messort	17
6.3 Messlastfälle	18
6.3.1 Allgemeines	18
6.3.2 MLCs im stationären Betrieb	18
6.3.3 MLCs bei transienten Ereignissen	19
6.3.4 MLCs für die dynamische Beschreibung	19
6.3.5 Erfassungsmatrizen	20
6.4 Zu messende Größen	24
6.4.1 Allgemeines	24
6.4.2 Lastgrößen	25
6.4.3 Meteorologische Größen	26
6.4.4 Betriebsgrößen der WEA	27
6.5 Änderungen der WEA-Konfiguration	27
7 Messgeräteausrüstung	28
7.1 Lastgrößen	28
7.1.1 Typen von Messwertaufnehmern	28
7.1.2 Auswahl der Anbringungsstellen von Messwertaufnehmern	28
7.1.3 Messung der Biegemomente an der Blattwurzel	28
7.1.4 Verteilung des Biegemoments am Rotorblatt	29
7.1.5 Torsionsfrequenz/-dämpfung des Rotorblatts	29
7.1.6 Messung von Gier- und Kippmoment des Rotors	29
7.1.7 Messung des Rotordrehmoments	29
7.1.8 Messung der Biegemomente am Turmfuß	29
7.1.9 Biegemomente an der Turmspitze	29
7.1.10 Biegemomente an der Turmmitte	30
7.1.11 Drehmoment am Turm	30

7.1.12	Beschleunigung der Turmspitze	30
7.1.13	Blatteinstelllasten (auf der Nabenseite der Rotorblattlager)	30
7.2	Meteorologische Größen	30
7.2.1	Anforderungen an Messung und Aufstellung	30
7.2.2	Möglichkeit der Vereisung	30
7.2.3	Stabilität der Atmosphäre	30
7.3	Betriebsgrößen von WEAs	31
7.3.1	Elektrische Leistung	31
7.3.2	Rotordrehzahl oder Generator Drehzahl	31
7.3.3	Gierfehler	31
7.3.4	Rotorazimutwinkel	31
7.3.5	Rotorblattstellung	31
7.3.6	Blatteinstellgeschwindigkeit	31
7.3.7	Bremsmoment	31
7.3.8	WEA-Zustand	31
7.3.9	Bremszustand	32
7.4	Datenerfassungssystem	32
7.4.1	Allgemeines	32
7.4.2	Auflösung	32
7.4.3	Anti-Aliasing	32
8	Bestimmung von Kalibrierfaktoren	32
8.1	Allgemeines	32
8.2	Kalibrierung von Lastkanälen	33
8.2.1	Allgemeines	33
8.2.2	Biegemomente am Rotorblatt	34
8.2.3	Momente an der Hauptwelle	34
8.2.4	Biegemomente am Turm	35
8.2.5	Drehmoment am Turm	36
8.3	Kalibrierung von unbelasteten Kanälen	36
8.3.1	Blatteinstellwinkel	36
8.3.2	Rotorazimutwinkel	36
8.3.3	Gierwinkel	37
8.3.4	Windrichtung	37
8.3.5	Blatteinstelllasten	37
8.3.6	Bremsmoment	37
9	Überprüfung der Daten	37
9.1	Allgemeines	37
9.2	Nachweisprüfungen	38
9.2.1	Allgemeines	38

9.2.2	Momente am Rotorblatt.....	39
9.2.3	Hauptwelle	39
9.2.4	Turm.....	40
10	Verarbeitung der gemessenen Daten	40
10.1	Allgemeines.....	40
10.2	Hauptlastgrößen.....	40
10.3	Lastgrößen für große WEA	41
10.4	Erkennen von Windgeschwindigkeitstendenzen.....	41
10.5	Statistik.....	41
10.6	Rainflow-Zählung	42
10.7	Kumulatives Rainflow-Spektrum	42
10.8	Schadensäquivalente Last	42
10.9	Klassifizierung der Windgeschwindigkeit in Bins	43
10.10	Spektrale Leistungsdichte	43
11	Schätzung der Unsicherheit.....	44
12	Prüfbericht	44
	Anhang A (informativ) Beispielkoordinatensysteme.....	48
A.1	Allgemeines.....	48
A.2	Koordinatensystem des Rotorblatts	48
A.3	Koordinatensystem der Nabe.....	48
A.4	Koordinatensystem der Gondel.....	49
A.5	Koordinatensystem des Turms	49
A.6	Gierfehler.....	50
A.7	Kegelwinkel und Kippwinkel.....	51
A.8	Rotorazimutwinkel	51
A.9	Blatteinstellwinkel.....	51
	Anhang B (informativ) Verfahren für die Bewertung von Unsicherheiten bei Lastmessungen an WEAs	52
B.1	Liste der Kurzzeichen.....	52
B.2	Allgemeines Verfahren	53
B.2.1	Standardunsicherheit	53
B.2.2	Analytische Kombination von Standardunsicherheiten.....	54
B.2.3	Gesamtunsicherheit	55
B.2.3.1	Kalibrierunsicherheit.....	55
B.2.3.3	Gesamtunsicherheit	55
B.3	Unsicherheiten von Bin-gemittelten Werten.....	56
B.3.1	Allgemeines.....	56
B.3.2	Kalibrier- und Signalunsicherheit	56
B.3.3	Unsicherheit der Bin-Streuung	56

B.3.4	Unsicherheit der Größe der x -Achse	56
B.3.5	Unsicherheit der Bin-gemittelten Mittelwerte	56
B.4	Standardunsicherheit von DEL und Lastspektren	56
B.5	Beispiele für die Unsicherheitsermittlung	57
B.5.1	Beispiel für eine analytische Shunt-Kalibrierung des Drehmoments am Turm	57
B.5.1.1	Unsicherheitskomponenten	57
B.5.1.2	Kalibrierunsicherheit einer analytischen Kalibrierung	58
B.6	Bestimmung und Anwendung der Kalibriermatrix	63
B.6.1	Bestimmung der Kalibriermatrix	63
B.6.2	Anwendung der Kalibriermatrix	65
B.6.3	Zeitreihen	66
Anhang C (informativ)	Beispieldarstellung von Messungen mechanischer Lasten und deren Auswertung	67
C.1	Allgemeines	67
Anhang D (informativ)	Empfehlungen für Offshore-Messungen	79
Anhang E (informativ)	Gültigkeitsprüfung der Lastmodelle	81
E.1	Allgemeines	81
E.2	Methoden für den Vergleich von Lasten	82
E.2.1	Statistische Einordnung in Bins	82
E.2.2	Spektralfunktionen	83
E.2.3	Ermüdungsspektren	84
E.2.4	Punktweise	84
Anhang F (informativ)	Bestimmungsmethoden für Windgeschwindigkeitstendenzen	86
F.1	Liste der Symbole	86
F.2	Allgemeines	86
F.3	Methoden der Tendenzbestimmung	87
F.4	Fortlaufendes Verfahren	91
Anhang G (informativ)	Hinweise zur Datenerfassung	92
G.1	Datenerfassungssystem	92
G.1.1	Allgemeines	92
G.1.2	Auflösung	92
G.1.3	Abtastmodell und Filterung	93
G.1.3.1	Komponenten des Abtastmodells	93
G.1.3.2	Gültige Datenbandbreite	93
G.1.3.3	Abtastfrequenz	94
G.1.3.4	Anti-Aliasing-Filtertyp	94
G.1.3.5	Filtergrenzfrequenz	95
G.1.4	Weitere Betrachtungen	95
Anhang H (informativ)	Lastkalibrierung	96

H.1	Allgemeines.....	96
H.2	Kalibrierung des Biegemoments am Rotorblatt mit Schwerkraftlasten.....	96
H.3	Analytische Kalibrierung der Biegemomente am Turm	97
H.4	Kalibrierung des Rotordrehmoments mit äußeren Lasten	98
	Anhang I (informativ) Temperaturdrift	100
I.1	Allgemeines.....	100
I.2	Bekannte Probleme.....	100
I.3	Empfehlungen	101
	Anhang J (informativ) Messungen mechanischer Lasten bei Vertikalachs-WEAs	102
J.1	Allgemeines.....	102
J.2	Begriffe	102
J.3	Koordinatensysteme	103
J.4	Zu messende Größen	104
J.4.1	Hauptlasten	104
J.5	Messungen.....	105
J.5.1	Messung der Biegemomente der Rotorblattbefestigung	105
J.5.2	Biegemoment in der Mitte des Rotorblatts.....	105
J.5.3	Modalfrequenz und -dämpfung am Rotorblatt	105
J.5.4	Biegemoment an der Verbindungsstrebe	105
J.5.5	Axialkraft an der Verbindungsstrebe	105
J.5.6	Modalfrequenz und -dämpfung an der Verbindungsstrebe	105
J.5.7	Drehmoment an der Rotorwelle	105
J.5.8	Normalbiegemoment am Turm	106
	Literaturhinweise	107
	Anhang ZA (normativ) Normative Verweisungen auf internationale Publikationen mit ihren entsprechenden europäischen Publikationen	108
Bilder		
	Bild 1 – Hauptlasten an der WEA: Lasten an Turmfuß, Rotor und Rotorblättern	25
	Bild A.1 – Koordinatensystem des Rotorblatts	48
	Bild A.2 – Koordinatensystem der Nabe	49
	Bild A.3 – Koordinatensystem der Gondel	49
	Bild A.4 – Koordinatensystem des Turms	50
	Bild A.5 – Gierfehler	50
	Bild A.6 – Kegelwinkel und Kippwinkel.....	51
	Bild B.1 – Erklärung der verwendeten Symbole.....	62
	Bild C.1 – Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe als Funktion der Zeit.....	67
	Bild C.2 – Turbulenzintensität in Nabenhöhe als Funktion der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe.....	68
	Bild C.3 – Tendenz der Turbulenzintensität als Funktion der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe	68
	Bild C.4 – Globale Erfassungsmatrix mit allen Lastkanälen im Betrieb	69

Bild C.5 – IEC-Beispiel-WEA bei 9,1 m/s – Betriebsgrößen und meteorologische Größen der WEA	70
Bild C.6 – IEC-Beispiel-WEA bei 9,1 m/s – Hauptlastkomponenten	71
Bild C.7 – 10-min-Statistik für das Biegemoment an der Blattwurzel von Rotorblatt 1 in Sehnenrichtung.....	72
Bild C.8 – Spektrale Leistungsdichte des Biegemoments an der Blattwurzel von Rotorblatt 1 in Sehnenrichtung.....	73
Bild C.9 – Kumulatives Rainflow-Spektrum für Rotorblatt 1 bei einem Biegemoment an der Blattwurzel in Sehnenrichtung während einer Messperiode	75
Bild C.10 – Normale Abschaltung einer IEC-Beispiel-WEA bei 9,5 m/s – Betriebsgrößen und meteorologische Größen der WEA	77
Bild C.11 – Normale Abschaltung einer IEC-Beispiel-WEA bei 9,5 m/s – Hauptlastkomponenten	78
Bild D.1 – Beispiel eines Wellenspektrums und Monopil-Verhalten.....	79
Bild D.2 – Beispiel eines Wellenspektrums	80
Bild E.1 – Gemessene Daten	82
Bild E.2 – Simulierte Daten.....	82
Bild E.3 – Vergleich der 10-min-Statistiken der Bin-gemittelten Windgeschwindigkeit	82
Bild E.4 – Vergleich der 1 – Hz-Ersatzlasten.....	83
Bild E.5 – Vergleich der 1 – Hz-Ersatzlasten (Bin-gemittelte Windgeschwindigkeit)	83
Bild E.6 – Vergleich der PSD-Funktionen.....	83
Bild E.7 – Vergleich des Ermüdungsspektrums	84
Bild E.8 – Punktwiser Vergleich des Verlaufs von Windgeschwindigkeit.....	85
Bild E.9 – Punktwiser Vergleich des Verlaufs von Lastzeiten	85
Bild F.1 – Vergleich von gemessener Windgeschwindigkeit (v_{meas}), geglätteter und gefilterter Windgeschwindigkeit (v_{filt}) und resultierender tendenzbereinigter Windgeschwindigkeit (v_{HP})	87
Bild F.2 – Unterschiede der Turbulenzintensitäten, berechnet mit der nicht gefilterten und der gefilterten Windgeschwindigkeit in Abhängigkeit von der mittleren gemessenen Windgeschwindigkeit.....	89
Bild F.3 – Verhältnis der Turbulenzintensitäten, berechnet mit der nicht gefilterten und der gefilterten Windgeschwindigkeit in Abhängigkeit von der mittleren gemessenen Windgeschwindigkeit.....	90
Bild G.1 – Anti-Aliasing-Prüfung	93
Bild I.1 – Beobachtete Streuung in den jeweiligen 10-min-Mittelwerten des Biegemoments am Rotorblatt in Sehnenrichtung zusammen mit demselben Signal in dunkelblauer Farbe nach der Temperaturkompensation	100
Bild I.2 – Lineare Regression durch die Offsets, abgeleitet aus den verschiedenen Kalibrierdurchläufen.....	101
Bild J.1 – VAWT mit Darrieus-Rotor	103
Bild J.2 – VAWT mit spiralförmigem Darrieus-Rotor	103
Tabellen	
Tabelle 1 – MLCs im stationären Betrieb bezogen auf die in IEC 61400-1 definierten DLCs.....	19
Tabelle 2 – Messung transienter Lastfälle bezogen auf die in IEC 61400-1 definierten DLCs.....	19
Tabelle 3 – MLCs für die dynamische Beschreibung	20
Tabelle 4 – Erfassungsmatrix für den normalen Produktionsbetrieb für WEAs mit Stall-Regelung.....	22

Tabelle 5 – Erfassungsmatrix für den normalen Produktionsbetrieb für WEAs, die nicht über den Strömungsabriss geregelt werden	23
Tabelle 6 – Erfassungsmatrix für den geparkten Zustand	23
Tabelle 7 – Erfassungsmatrix für normale transiente Ereignisse	24
Tabelle 8 – Erfassungsmatrix für außergewöhnliche transiente Ereignisse	24
Tabelle 9 – Hauptlastgrößen an einer WEA	25
Tabelle 10 – Zusätzliche Lastgrößen für WEAs mit einer Bemessungsleistung über 1 500 kW und einem Rotordurchmesser von mehr als 75 m	26
Tabelle 11 – Meteorologische Größen	26
Tabelle 12 – Betriebsgrößen einer WEA	27
Tabelle 13 – Zusammenstellung der geeigneten Kalibrierverfahren	34
Tabelle B.1 – Unsicherheitskomponenten	57
Tabelle B.2 – Werte und Unsicherheiten für die Berechnung	61
Tabelle C.1 – Bin-Daten für das Biegemoment an der Blattwurzel von Rotorblatt 1 in Sehnenrichtung	74
Tabelle C.2 – Erfassungsmatrix für Transienten beim normalen Anlauf und bei der normalen Abschaltung	75
Tabelle C.3 – Kurze statistische Beschreibung der normalen Abschaltung für eine IEC-Beispiel-WEA bei 9,5 m/s	76
Tabelle G.1 – Charakteristische Frequenzen der WEA	94
Tabelle G.2 – Abtastverhältnis	94
Tabelle J.1 – Mindestempfehlungen für die Hauptlastgrößen von VAWTs	104

Einleitung

Im Prozess der Strukturauslegung einer Windenergieanlage (WEA) sind eine umfassende Kenntnis der Belastung und deren genaue größenmäßige Bestimmung von äußerster Wichtigkeit.

Im Stadium der Auslegung können Lasten mit aeroelastischen Modellen und Gesetzen vorhergesagt werden. Solche Modelle haben jedoch ihre Fehler und Unsicherheiten und müssen immer durch Messung bewiesen werden.

Die Messung mechanischer Lasten kann sowohl als Grundlage für die Auslegung als auch als Grundlage für die Zertifizierung herangezogen werden. Auslegungsaspekte für Windenergieanlagen werden in **IEC 61400-1** behandelt, während die Zertifizierungsverfahren in **IEC 61400-22** beschrieben werden. Die vorliegende Norm richtet sich an Prüfstellen, Hersteller von Windenergieanlagen und Zertifizierungsstellen und legt eindeutig die Mindestanforderungen für die Messung mechanischer Lasten fest, um widerspruchsfreie und gut reproduzierbare Prüfergebnisse zu erzielen.

1 Anwendungsbereich

Der vorliegende Teil von IEC 61400 behandelt die Messung der Hauptkonstruktionslasten an Windenergieanlagen zum Zweck der Gültigkeitsprüfung von Lastsimulationsmodellen. Die Norm legt die Anforderungen und Empfehlungen für Standortauswahl, Signalauswahl, Datenerfassung, Kalibrierung, Überprüfung der Daten, Messlastfälle, Erfassungsmatrix, Nachbearbeitung und die Bestimmung und Protokollierung der Unsicherheit fest. Außerdem werden informative Anhänge bereitgestellt, um das Verständnis für die Messverfahren zu verbessern.

Die in diesem Dokument beschriebenen Verfahren können auch für Messungen mechanischer Lasten für andere Zwecke wie das Erstellen einer statistischen Darstellung der gemessenen Lasten, direkte Messungen von Konstruktionslasten, Sicherheits- und Funktionsprüfungen oder die Messung von Bauteillasten angewendet werden. Wenn diese Verfahren für einen anderen Zweck oder für eine unübliche Konstruktion einer Windenergieanlage angewendet werden, sollten die notwendigen Signale, die Messlastfälle, die Erfassungsmatrix und die Verfahren der Nachbearbeitung ausgewertet und gegebenenfalls an den Zweck angepasst werden.

Diese Verfahren sind hauptsächlich für die Energieerzeugung auf dem Festland mit Horizontalachs-Windenergieanlagen (HAWTs) mit einer vom Rotor überstrichenen Fläche von mehr als 200 m² vorgesehen. Die beschriebenen Verfahren können jedoch auch für andere Windenergieanlagen angewendet werden (z. B. kleine Windenergieanlagen, Mantelturbinen, Vertikalachs-Windenergieanlagen).

2 Normative Verweisungen

Die folgenden Dokumente, die in diesem Dokument teilweise oder als Ganzes zitiert werden, 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 60050 (alle Teile), *International Electrotechnical Vocabulary*
(unter <<http://www.electropedia.org/>> abrufbar)

IEC 61400-1:2005, *Wind turbines – Part 1: Design requirements*

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

ISO/IEC Guide 98-3, *Uncertainty of measurement – Part 3: Guide to the expression of uncertainty in measurement*

3 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die Begriffe bezogen auf Windenergie im Allgemeinen nach IEC 60050-415 und die folgenden Begriffe.

3.1

Rotorblatt

rotierender, aerodynamisch aktiver Teil des Rotors

3.2

Blattwurzel

Teil des Rotorblatts, der mit der Rotornabe verbunden ist

3.3

Bremszustand

Zustand, der angibt, ob die Bremse angelegt ist oder nicht

3.4

Kalibrierung

Bestimmung der Übertragungsfunktion und ihrer Koeffizienten vom Ausgang des Messwertaufnehmers auf die physikalische Größe

3.5

Erfassungsmatrix

Systematisierung der gemessenen Zeitreihen nach ihren mittleren Windgeschwindigkeiten und Turbulenzintensitäten

3.6

Profilsehne

gedachte Gerade, die die Vorderkante und die Hinterkante des Querschnitts eines Blattprofils verbindet

3.7

Einschaltwindgeschwindigkeit

kleinste Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe, bei der die Windenergieanlage bei beständigem Wind ohne Turbulenzen beginnt, Leistung zu erzeugen

3.8

Ausschaltwindgeschwindigkeit

größte Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe, für die die Windenergieanlage bei beständigem Wind ohne Turbulenzen zur Erzeugung von Nutzleistung ausgelegt ist

3.9

Auslegungslasten

Lasten, denen die Windenergieanlage gemäß ihrer Auslegung standhalten muss

Anmerkung 1 zum Begriff: Diese werden durch Anwenden der entsprechenden Teillastfaktoren auf die Kennwerte erhalten.

3.10

Sehnenrichtung

Richtung parallel zur örtlichen Profilsehne

Anmerkung 1 zum Begriff: Demgegenüber liegt die Schwenkrichtung parallel zur Ebene der überstrichenen Fläche und senkrecht zur Längsachse des nicht deformierten Rotorblatts.

3.11

Lotrichtung

Richtung senkrecht zur örtlichen Profilsehne und zur Längsachse des Rotorblatts

Anmerkung 1 zum Begriff: Demgegenüber liegt die Schlagrichtung senkrecht zur von der Achse des nicht deformierten Rotorblatts überstrichenen Fläche.

3.12

Nabe

Bauteil zur Befestigung der Rotorblätter oder der Rotorblattbaugruppe an der Hauptwelle

3.13

Gondel

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

3.14

Eigenfrequenz

Resonanzfrequenz

Frequenz, bei der eine Struktur schwingt, wenn sie erregt wird und eine freie Schwingung möglich ist

3.15

nach außen gerichtet
zur Rotorblattspitze hin

3.16

geparkte Windenergieanlage
WEA

bezieht sich in Abhängigkeit von der Auslegung der Windenergieanlage auf Stillstand oder Leerlauf

3.17

Bemessungsleistung

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

Anmerkung 1 zum Begriff: Größte Dauerausgangsleistung unter normalen Betriebsbedingungen, für die eine Windenergieanlage ausgelegt ist.

3.18

Bemessungswindgeschwindigkeit

kleinste Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe, bei der die Bemessungsleistung einer Windenergieanlage bei beständigem Wind ohne Turbulenzen erreicht wird

3.19

Referenzwindgeschwindigkeit

Basisparameter für die Windgeschwindigkeit zur Bestimmung der Windenergieanlagen-Klasse

Anmerkung 1 zum Begriff: Andere konstruktionsbedingte klimatische Parameter werden von der Referenzwindgeschwindigkeit und anderen grundlegenden Parametern der Windenergieanlagen-Klasse abgeleitet.

Anmerkung 2 zum Begriff: Eine Turbine für eine Windenergieanlagen-Klasse mit einer Referenzwindgeschwindigkeit v_{ref} ist so ausgelegt, dass sie Klimabedingungen standhält, für die die extreme Durchschnittswindgeschwindigkeit von 10 min mit einer Wiederholungszeit von 50 Jahren niedriger oder gleich v_{ref} ist.

3.20

Rotormittelpunkt

Punkt an der Hauptwelle in der Ebene senkrecht zu dieser mit dem Koordinatenursprung des Referenzrotorblatts

3.21

Rotorebene

Ebene senkrecht zur Hauptwelle, in der sich der Rotormittelpunkt befindet

3.22

stationärer Betrieb

Betriebszustand der Turbine, bei dem diese in einem stationären Zustand bleibt, wie z. B. im Produktionsbetrieb, im Produktionsbetrieb mit Fehlerzustand und wenn sie geparkt ist, und für den die äußeren Bedingungen im Wesentlichen stationär bleiben

3.23

transientes Ereignis

Ereignis, bei dem sich der Betriebszustand der Windenergieanlage ändert, wie z. B. bei der Abschaltung

3.24

Turbulenzintensität

Verhältnis der Standardabweichung der Windgeschwindigkeit in einem gegebenen 10-min-Intervall zur mittleren Windgeschwindigkeit im selben 10-min-Intervall

Anmerkung 1 zum Begriff: Falls zur Messung der Windgeschwindigkeit anstelle eines Schalenkreuzanemometers ein anderer Sensor verwendet wird, muss die Turbulenzintensität (TI) für die Anwendung der Erfassungsmatrix jener TI entsprechen, die beim Einsatz eines Schalenkreuzanemometers berechnet werden würde.

3.25

Windgradient

Änderung der horizontalen Windgeschwindigkeit mit Höhe über dem Boden

Anmerkung 1 zum Begriff: Das allgemeine gebräuchliche Profil ist das exponentielle Windprofil (Gleichung (1)).

$$V(z) = V(z_r) \cdot \left(\frac{z}{z_r} \right)^\alpha \quad (1)$$

Dabei ist

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

z die Höhe über dem Boden;

z_r eine Referenzhöhe über dem Boden, in der Regel die Nabenhöhe;

α der Höhenexponent.

3.26

Winddrehung

Abweichung der Windrichtung mit der Höhe

$$\phi(z) - \phi(z_r) \quad (2)$$

Dabei ist

ϕ die Windrichtung;

z die Höhe über dem Boden;

z_r eine Referenzhöhe über dem Boden, in der Regel die Nabenhöhe.

3.27

Gierfehler

der horizontale Winkel zwischen der Windrichtung und der Achse der Hauptwelle

3.28

Gierstellung

Winkel zwischen der senkrechten Projektion der Mittellinie der Hauptwelle am Turmfuß und einer Referenzrichtung (z. B. wahrer Norden, magnetischer Norden usw.)

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Gierstellung wird als positive Drehung im Uhrzeigersinn (Draufsicht) angegeben.

4 Symbole, Einheiten und Abkürzungen

σ	Standardabweichung	
σ_{xi}	Standardabweichung des Mittelwerts im Windgeschwindigkeits-Bins i	
φ_F	Winkel für den Gierfehler	[°]
η	Wirkungsgrad der Komponenten zwischen dem Messpunkt des Drehmoments an der Hauptwelle und dem Leistungsmesspunkt	[%]
ϕ	Windrichtung	[°]
Ω	Rotordrehzahl	[rad/s]

$\lceil \rceil$	auf den nächsten ganzzahligen Wert aufgerundet	
B	Anzahl der Rotorblätter	
C	Konstante in der Wöhler-Kurve	
C_p	Leistungsbeiwert	
C_t	Schubbeiwert	
F	Frequenz	[Hz]
F_c	Grenzfrequenz des Filters	[Hz]
F_d	gültige Bandbreite	[Hz]
F_s	Abtastfrequenz	[Hz]
I	Index für das Windgeschwindigkeits-Bin	
j	Index für die Anzahl der Datensätze im i -ten Windgeschwindigkeits-Bin	
L	Anzahl der Rotorblätter, die mit Messgeräten für die Messung der Biegemomente an der Blattwurzel ausgerüstet sind	
M_{bi}	Biegemoment an der Blattwurzel in der Ebene	[Nm]
M_{be}	Biegemoment an der Blattwurzel in Sehnenrichtung	[Nm]
M_{bf}	Biegemoment an der Blattwurzel in Lotrichtung	[Nm]
M_{tl}	Querbiegemoment am Turmfuß	[Nm]
M_{tn}	Normalbiegemoment am Turmfuß	[Nm]
M_{tilt}	Kippmoment des Rotors	[Nm]
M_{ttl}	Quermoment an der Turmspitze	[Nm]
M_{ttn}	Normalmoment an der Turmspitze	[Nm]
M_{ttt}	Drehmoment an der Turmspitze	[Nm]
M_x	Drehmoment an der Hauptwelle	[Nm]
M_{yaw}	Giermoment des Rotors	[Nm]
M	Anstieg der Wöhler-Kurve	
n_i	Anzahl der Lastspiele in der i -ten Klasse des Ermüdungslastspektrums	
N	Anzahl der Lastspiele bis zum Ausfall	
N_i	Anzahl der 10-min-Datensätze im Bin i	
P	Ausgangsleistung der Windenergieanlage	[W]
P_r	Bemessungsleistung	[W]
R_{eq}	schadensäquivalente Last einer 10-min-Zeitreihe bei einer Frequenz von 1 Hz	[Nm]
R_i	Last des i -ten Belastungsbereichs-Bins des Ermüdungslastspektrums	[Nm]
S	Belastungsbereich	[Nm, N]
TI	Turbulenzintensität	[%]
v_{hub}	Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe	[m/s]
v_i	Bin-gemittelte Windgeschwindigkeit im Windgeschwindigkeits-Bin i	[m/s]

$v_{i,j}$	über 10 min gemittelte Windgeschwindigkeit des Datensatzes j im Windgeschwindigkeits-Bin i	[m/s]
v_{in}	Einschaltwindgeschwindigkeit	[m/s]
v_{out}	Ausschaltwindgeschwindigkeit	[m/s]
v_r	Bemessungswindgeschwindigkeit	[m/s]
v_{ref}	Referenzwindgeschwindigkeit	[m/s]
V_{FSR}	Messbereichsendwert des Datenerfassungssystems	[V]
x_b, y_b, z_b	Koordinaten des Rotorblatts (siehe Bild A.1)	
x_h, y_h, z_h	Koordinaten der Nabe (siehe Bild A.2)	
x_l	Eingangsgröße	
x_n, y_n, z_n	Koordinaten der Gondel (siehe Bild A.3)	
x_t, y_t, z_t	Koordinaten des Turms (siehe Bild A.4)	
x_i	betreffende Bin-gemittelte Variable im Windgeschwindigkeits-Bin i	
$x_{i,j}$	über 10 min gemittelte Variable des Datensatzes j im Windgeschwindigkeits-Bin i	
z	Höhe über dem Boden	[m]
z_r	Referenzhöhe über dem Boden, in der Regel die Nabenhöhe	[m]
DAS	Datenerfassungssystem (en: data acquisition system)	
DEL	schadensäquivalente Last (en: damage equivalent load)	
DLC	Auslegungslastfall (en: design load case)	
HAWT	Horizontalachs-Windenergieanlage (en: horizontal axis wind turbine)	
MLC	Messlastfall (en: measurement load case)	
PSD	spektrale Leistungsdichte (en: power spectral density)	
TI	Turbulenzintensität (en: turbulence intensity)	
VAWT	Vertikalachs-Windenergieanlage (en: Vertical axis wind turbine)	

5 Allgemeines

5.1 Aufbau des Dokuments

Das vorliegende Dokument ist so aufgebaut, dass die allgemeine Vorgehensweise für die Durchführung einer Messung mechanischer Lasten eingehalten wird.

- [Abschnitt 6](#) enthält die Anforderungen an den Messort, die Messlastfälle und die zu messenden Größen.
- [Abschnitt 7](#) enthält die Anforderungen an die anzuwendende Messgeräteausrüstung.
- [Abschnitt 8](#) enthält die Anforderungen an die Kalibrierungen.
- [Abschnitt 9](#) enthält die Empfehlungen an die Überprüfung der Daten (sowohl die Überprüfung der Kalibrierungen als auch im Verlauf der Messkampagne durchzuführende Überprüfungen).
- [Abschnitt 10](#) enthält die Anforderungen an die Nachbearbeitung.
- [Abschnitt 11](#) enthält die Anforderungen an die Schätzung der Unsicherheit.
- [Abschnitt 12](#) enthält die Anforderungen an die Protokollierung der Ergebnisse.

Zusätzlich zu den angegebenen normativen Abschnitten enthält das vorliegende Dokument auch informative Anhänge zu den folgenden Themen:

- Beispielkoordinatensysteme;
- Verfahren für die Schätzung der Unsicherheit;
- Beispiele für die Protokollierung der Ergebnisse;
- Empfehlungen für die Prüfung von Offshore-Anlagen;
- Gültigkeitsprüfung von Lastmodellen;
- Bestimmungsmethoden für Windgeschwindigkeitstendenzen;
- Berücksichtigung des Aufbaus der Datenerfassung;
- Kalibrierung von Lastkanälen;
- Temperaturfehler;
- Lastmessungen bei VAWTs.

5.2 Sicherheit bei den Prüfungen

Bestimmte Messlastfälle (MLCs) schließen den bewussten Betrieb der Windenergieanlage (WEA) unter extremen Bedingungen und/oder Notausfallbedingungen (z. B. Ausfall des Verbundnetzes) ein. Da es in den meisten Fällen der Zweck der Prüfungen und Messungen ist, Lasten an einem Prototyp einer WEA nachzuweisen, darf nicht vorausgesetzt werden, dass sich die WEA wie vorgesehen verhält und reagiert. Aus diesem Grund müssen diese Prüfungen immer als gefährlich betrachtet und unter der nötigen Beachtung der Sicherheit des Personals durchgeführt werden. Auf dieser Grundlage müssen diese Prüfungen von einer sicheren Position aus und in der Regel aus einer bestimmten Entfernung auf der Luvseite der Rotorebene eingeleitet und beobachtet werden, und sie sollten nicht mit Personal innerhalb oder auf der Gondel oder dem Turm oder innerhalb der Rotorebene durchgeführt werden. Alle Prüfungen und Prüfverfahren müssen vor der Realisierung mit dem WEA-Hersteller vereinbart werden, um sicherzustellen, dass die Unversehrtheit der WEA und damit die Sicherheit des Personals nicht gefährdet werden. Die Anforderungen vorhandener Sicherheitsnormen sind einzuhalten.

6 Prüfanforderungen

6.1 Allgemeines

In Abschnitt 6 werden die Anforderungen für die Prüfung beschrieben. Dazu gehören Anforderungen an:

- den Messort,
- die MLCs und die jeweils erforderliche Datenmenge;
- die zu messenden Größen und
- Änderungen der WEA-Konfiguration.

6.2 Anforderungen an den Messort

Das Gelände und die Windbedingungen müssen die Anforderungen der Erfassungsmatrix erfüllen. Dies gilt besonders für WEA-Konfigurationen, die die in [Tabelle 4](#) angegebene Erfassungsmatrix benutzen. Eine Bewertung von Hindernissen und des Geländes muss nach [IEC 61400-12-1](#) durchgeführt werden. Der Messsektor kann über den nach den Verfahren in [IEC 61400-12-1](#) ermittelten Messsektor hinaus erweitert werden, wenn nachgewiesen werden kann, dass die am Messmast gemessene Windgeschwindigkeit und Turbulenzintensität für die Werte an der WEA repräsentativ sind (z. B. WEA und Messmast auf einem Hügelkamm). Erfüllt der Messort die Anforderungen von [IEC 61400-12-1](#) nicht, sollte eine Standortkalibrierung durchgeführt werden. Dabei sollte beachtet werden, dass ein ebenes Gelände mit geringer Turbulenz aufgrund des möglichen Mangels der Erregung der WEA-Dynamik nicht ideal für Messungen mechanischer Lasten ist.

Im Allgemeinen sind die Genauigkeitsanforderungen an die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe für die Messung einer mechanischen Last nicht so streng wie für die Messung des Leistungsverhaltens. Wird jedoch in einem schwierigen Gelände, in dem große Korrekturfaktoren der Anströmung zu erwarten sind, keine Standortkalibrierung durchgeführt, besteht ein erhöhtes Risiko dafür, dass die Messdaten für die Gültigkeitsprüfung des Modells nicht geeignet sind.

ANMERKUNG Bei der Auswahl eines Messorts sollte das Vorhandensein von äußeren Bedingungen berücksichtigt werden, die die Fähigkeit zum Validieren des Modells beeinträchtigen (z. B. Längenmaßstab, Strömungen in geringer Höhe, negativer Windgradient usw.).

6.3 Messlastfälle

6.3.1 Allgemeines

Unterabschnitt 6.3.1 beschreibt die mindestens erforderlichen Messlastfälle (MLCs), die für eine angemessene Gültigkeitsprüfung der Modelle erforderlich sind. Soweit zutreffend werden die MLCs in Bezug auf die in **IEC 61400-1** beschriebenen Auslegungslastfälle (DLCs) definiert.

Die MLCs definieren die hauptsächlichen äußeren Bedingungen und die Betriebsbedingungen der WEA während der Messkampagne.

Die äußeren Bedingungen umfassen meteorologische Größen wie Windgeschwindigkeit, Turbulenzintensität und Luftdichte.

Die Betriebsbedingungen umfassen Betriebsgrößen wie Drehzahl, Gierfehler, elektrische Leistung und Blatteinstellwinkel. Die Betriebsbedingungen hängen von der WEA-Konfiguration ab und müssen für jeden Einzelfall festgelegt werden.

Aufgrund des stochastischen Charakters der äußeren Bedingungen müssen die Messungen mancher MLCs wiederholt werden, um die statistische Unsicherheit zu verringern. Die Mindestanzahl von Messungen bei jedem MLC wird in diesem Unterabschnitt festgelegt.

Der zeitliche Verlauf der Messungen wird in zwei Arten eingeteilt: Ein Zeitverlauf betrachtet den stationären Betrieb und ein Zeitverlauf betrachtet transiente Ereignisse. Für alle Zeitreihen des stationären Betriebs sind 10 min vorgegeben.

Die [Tabellen 1, 2 und 3](#) zeigen die MLCs, die als Mindestanforderung aufzuzeichnen sind. Die in den Tabellen definierten MLCs sind nicht vollständig. Abhängig vom Konzept der WEA und der Betriebsführungs- und Sicherheitsstrategie können weitere MLCs notwendig sein.

6.3.2 MLCs im stationären Betrieb

6.3.2.1 Produktionsbetrieb

Beim Produktionsbetrieb müssen Messungen zwischen Einschalten und Ausschalten oder $v_r + 4$ m/s (je nach WEA-Konfiguration) durchgeführt werden (siehe [Tabelle 4](#) und [Tabelle 5](#)).

6.3.2.2 Parken

Die Lasten an der geparkten WEA müssen gemessen werden. Es wird empfohlen, Messungen bei Windgeschwindigkeiten durchzuführen, die so hoch wie möglich sind.

Tabelle 1 – MLCs im stationären Betrieb bezogen auf die in IEC 61400-1 definierten DLCs

Nr. des MLC	MLC	Nr. des DLC (IEC 61400-1)	Bemerkungen
1.1	Produktionsbetrieb	1.2	In dieser Betriebsart läuft die WEA und ist an das Verbundnetz angeschlossen.
1.2	Parken	6.4	Wenn die WEA geparkt ist, kann sich der Rotor entweder im Stillstand oder im Leerlauf befinden.

6.3.3 MLCs bei transienten Ereignissen

6.3.3.1 Anlaufphase

Dieser MLC umfasst alle Ereignisse, die eine Belastung der WEA bei den Übergängen vom Stillstand oder Leerlauf zum Produktionsbetrieb verursachen. Die normale Anlaufphase der WEA muss bei Einschaltwindgeschwindigkeit und einer Windgeschwindigkeit von mehr als 2 m/s über der Bemessungswindgeschwindigkeit durchgeführt werden. Falls die WEA bei mehr als einer festen Drehzahl betrieben wird, muss auch das Einschalten bei den verschiedenen Drehzahlen bewertet werden.

6.3.3.2 Normale Abschaltung

Dieser Auslegungszustand umfasst alle Ereignisse, die eine Belastung einer WEA beim normalen Übergang vom Produktionsbetrieb in den geparkten Zustand verursachen. Die normale Abschaltung muss bei Einschaltwindgeschwindigkeit, bei Bemessungswindgeschwindigkeit und oberhalb der Bemessungswindgeschwindigkeit durchgeführt werden.

6.3.3.3 Notabschaltung

Es müssen die Lasten berücksichtigt werden, die sich während einer Notabschaltung ergeben. Diese Abschaltung muss bei/über der Bemessungsleistung durchgeführt werden.

6.3.3.4 Ausfall des Verbundnetzes

Es müssen die Lasten berücksichtigt werden, die sich während eines Ausfalls des Verbundnetzes ergeben. Dieser MLC muss durchgeführt werden, während die WEA Bemessungsleistung erzeugt, indem das äußere Netz von der WEA abgetrennt wird, was zu einer Abschaltung führt.

Tabelle 2 – Messung transienter Lastfälle bezogen auf die in IEC 61400-1 definierten DLCs

Nr. des MLC	MLC	DLC	Zielbedingungen
2.1	Anlaufphase	3.1	v_{in} und $> v_r + 2$ m/s
2.2	Normale Abschaltung	4.1	v_{in} , v_r und $> v_r + 2$ m/s
2.3	Notabschaltung (mit Taster)	5.1	P_r
2.4	Ausfall des Verbundnetzes	2.4	P_r

6.3.4 MLCs für die dynamische Beschreibung

Tabelle 3 gibt die Messlastfälle an, die für die dynamische Beschreibung empfohlen werden. Die Tabelle enthält außerdem die Zielfrequenzen für jeden MLC.

Tabelle 3 – MLCs für die dynamische Beschreibung

Nr. des MLC	MLC	Windbedingung bei MLC	Zielfrequenzen	Bemerkung
3.1	Produktionsbetrieb	$v_{in} < v_{hub} < v_{out}^a$	Rotorblatt-, Turm- und Antriebsstrangfrequenzen	Normalbetrieb unter und über der Bemessungswindgeschwindigkeit mit relativ stabiler Rotationsgeschwindigkeit
3.2	Parken	Hohe Windgeschwindigkeit ^a	Rotorblatt- und Turmfrequenzen	WEA ist geparkt (Stillstand oder Leerlauf)
3.3	Notabschaltung	$v_{hub} > v_r$	Rotorblatt-, Turm- und Antriebsstrangfrequenzen	Notabschaltung bei der Bemessungsleistung
3.4	Start/Stop des Gierens	Geringe Windgeschwindigkeit ^b	Rotorblattfrequenzen	Mit einem mit Messgeräten ausgerüsteten Rotorblatt in waagerechter Stellung wird das Rotorblatt durch das Einleiten und Anhalten der Gierbewegung der Gondel erregt. Die Prüfung ist mit den Rotorblättern in normaler Betriebsstellung (mit dem Ziel der Ermittlung der Frequenzen in Lotrichtung) und den Rotorblättern in Durchlassstellung der Luftströmung (mit dem Ziel der Ermittlung der Frequenzen in Sehenrichtung) durchzuführen.
3.5	Manuelle Erregung	Geringe Windgeschwindigkeit ^b	Rotorblattfrequenzen	
^a So hoch, dass eine ausreichende Erregung erzielt wird, die von der WEA abhängig ist.				
^b So geringe Windgeschwindigkeit, dass die Erregung nicht von anderen aerodynamischen Lasten beeinflusst wird.				

6.3.5 Erfassungsmatrizen

6.3.5.1 Allgemeines

Mit den Erfassungsmatrizen werden die gemessenen Zeitreihen systematisiert. Sie dienen zwei Zwecken: Sie werden für die Festlegung der mindestens erforderlichen Daten für jeden Messlastfall benutzt, und sie können für die Protokollierung der Prüfdatenbank angewendet werden, um nachzuweisen, dass die Mindestanforderungen an die Daten erfüllt worden sind.

Die Anzahl der Bins in den Matrizen ist für jede spezielle Messkampagne anhand der WEA-Spezifikationen (z. B. v_{in} und v_r) anzupassen.

6.3.5.2 Produktionsbetrieb

6.3.5.2.1 Allgemeines

Während der Messkampagne sollten die Daten nach der Windgeschwindigkeit und der Turbulenzintensität klassifiziert werden. Selbst wenn keine Anforderung an die Turbulenzintensität bei hohen Windgeschwindigkeiten besteht, müssen die aufgezeichneten Daten entsprechend den Turbulenzintensitäts-Bins klassifiziert werden.

Für den Produktionsbetrieb sind in den [Tabellen 4](#) und [5](#) zwei Erfassungsmatrizen angegeben. In beiden werden Windgeschwindigkeits-Bins von 1 m/s Breite und Turbulenzintensitäts-Bins von 2 % Breite angewendet. Die Grenzen der Bins werden durch die WEA-Spezifikationen (v_{in} , v_r , v_{out}) bestimmt. Bei der Bestimmung der Bin-Grenzen sollten v_{in} , v_r und v_{out} auf die nächste ganzzahlige Windgeschwindigkeit aufgerundet werden (angegeben durch $\lceil \cdot \rceil$).

Für die Zeitreihen gelten die folgenden Mindestanforderungen an die Daten:

- die mittlere 10-min-Windrichtung liegt innerhalb des Messsektors (siehe 6.2);
- alle verbindlichen Signale in den Tabellen 9, 11 und 12 müssen gültig sein;
- die Daten wurden unter außergewöhnlichen Bedingungen nicht aufgezeichnet (WEA oder Umgebung, wie z. B. vereiste Rotorblätter oder eine extreme Richtungsänderung des Winds);
- die WEA muss über ein vollständiges 10-min-Intervall Leistung erzeugen.

6.3.5.2.2 Produktionsbetrieb – WEAs mit Stall-Regelung (Regelung durch Strömungsabriss)

Tabelle 4 muss für WEAs mit Stall-Regelung (sowohl passiv als auch aktiv) angewendet werden. Für WEAs mit Stall-Regelung ist charakteristisch, dass die Rotorblätter mit ansteigender Windgeschwindigkeit über die Bemessungsbedingungen hinaus einem zunehmend höheren Anströmungswinkel ausgesetzt sind. Aus diesem Grund und wegen der zunehmenden Bedeutung einer unbeständigen Aerodynamik (dynamischer Strömungsabriss, dynamische Nachlaufströmung, rotationsabhängige Aerodynamik) ist es wichtig, Daten über den gesamten Betriebshüllbereich der WEA zu erfassen, wobei eine möglichst große Aufmerksamkeit auf höhere Windgeschwindigkeits-Bins zu legen ist.

Dabei ist zu beachten, dass die Grenzen der Bins nicht von der Bemessungswindgeschwindigkeit der WEA abhängig sind.

- Für jedes Windgeschwindigkeits-Bin oberhalb v_{in} und unterhalb oder gleich 12 m/s müssen entweder zwanzig 10-min-Zeitserien erfasst werden oder mindestens ein TI-Bin muss sechs 10-min-Zeitserien haben. Nur Zeitserien mit einem TI-Wert von mehr als 5 % zählen für die Erfüllung dieser Anforderung.
- Für jedes Windgeschwindigkeits-Bin oberhalb 12 m/s und unterhalb oder gleich 16 m/s müssen mindestens 20 Zeitserien erfasst werden oder mindestens ein beliebiges TI-Bin muss sechs 10-min-Zeitserien haben.
- Für jedes Windgeschwindigkeits-Bin oberhalb 16 m/s und unterhalb oder gleich 20 m/s müssen mindestens acht Zeitserien erfasst werden.
- Für den Windgeschwindigkeitsbereich oberhalb 20 m/s und unterhalb oder gleich v_{out} müssen mindestens acht Zeitserien erfasst werden.

Tabelle 4 – Erfassungsmatrix für den normalen Produktionsbetrieb für WEAs mit Stall-Regelung

	Normaler Produktionsbetrieb Größe der Windgeschwindigkeits-Bins: 1 m/s Größe der Turbulenzintensitäts-Bins: 2 %												
Länge der Zeitreihen	10 min												
Windgeschwindigkeits- bereich ^b (m/s)	v_{in} bis 12					12 bis 16				16 bis 20			20 bis v_{out}
Wind ^b [m/s] ⇒ TI ^b [%] ↓	$\lceil v_{in} \rceil$	...	4–5	...	11– 12	12– 13	13– 14	14– 15	15– 16	16– 17	...	19– 20	$20 - \lceil v_{out} \rceil^c$
> 29													8 Zeitreihen (insgesamt, nicht für jedes 1-m/s-Bin)
27–29													
...													
5–7													
< 5...													
Mindestanforderung an Daten	20 Zeitreihen für jedes 1-m/s-Bin ^a ODER ein TI-Bin mit 6 Zeitreihen für jedes 1-m/s-Bin ^a					20 Zeitreihen für jedes 1-m/s/s-Bin ODER ein TI-Bin mit 6 Zeitreihen für jedes 1-m/s-Bin				8 Zeitreihen für jedes 1-m/s-Bin			
^a Zeitreihen, die für die Erfüllung der beiden angegebenen Kriterien zählen, müssen eine TI > 5 % haben.													
^b Für alle Windgeschwindigkeits- und Turbulenzintensitäts-Bins in dieser Tabelle ist der obere Grenzwert des Bins mit einbezogen (z. B. bezieht 4–5 den Grenzwert $4 < v \leq 5$ m/s mit ein).													
^c Wenn v_{out} weniger oder gleich 20 m/s ist, sind nur Messungen bis v_{out} erforderlich.													

6.3.5.2.3 Produktionsbetrieb – WEAs, ohne Stall-Regelung (keine Regelung durch Strömungsabriss)

Tabelle 5 gilt für alle WEAs, die nicht über den Strömungsabriss geregelt werden (wie WEAs mit Pitch-Regelung).

- Für jedes Windgeschwindigkeits-Bin oberhalb v_{in} und unterhalb oder gleich $v_r - 2$ m/s müssen entweder zwanzig 10-min-Zeitreihen erfasst werden oder muss mindestens ein TI-Bin mit einem TI-Wert von mehr als 5 % sechs 10-min-Zeitreihen haben.
- Für jedes Windgeschwindigkeits-Bin oberhalb $v_r - 2$ m/s und unterhalb oder gleich $v_r + 2$ m/s müssen mindestens 20 Zeitreihen erfasst werden.
- Für jedes Windgeschwindigkeits-Bin oberhalb $v_r + 2$ m/s und unterhalb oder gleich $v_r + 4$ m/s müssen mindestens zehn Zeitreihen erfasst werden.

Tabelle 5 – Erfassungsmatrix für den normalen Produktionsbetrieb für WEAs, die nicht über den Strömungsabriss geregelt werden

	Normaler Produktionsbetrieb Größe der Windgeschwindigkeits-Bins: 1 m/s Größe der Turbulenzintensitäts-Bins: 2 %									
Länge der Zeitreihen	10 min									
Windgeschwindigkeitsbereich ^b	$\lceil v_{in} \rceil$ bis $\lceil v_r \rceil - 2$				$\lceil v_r \rceil - 2$ bis $\lceil v_r \rceil + 2$			$\lceil v_r \rceil + 2$ bis $\lceil v_r \rceil + 4$		
Wind ^b [m/s] ⇒ TI ^b [%] ↓	$\lceil v_{in} \rceil$	...	4–5	...	...		...		...	...
> 29										
27–29										
...										
...										
7–9										
5–7										
< 5										
Mindestanforderung an Daten	20 Zeitreihen für jedes 1-m/s-Bin ODER ein TI-Bin mit 6 Zeitreihen für jedes 1-m/s-Bin ^a				20 Zeitreihen für jedes 1-m/s-Bin			10 Zeitreihen für jedes 1-m/s-Bin		
^a Zeitreihen, die für die Erfüllung der beiden angegebenen Kriterien zählen, müssen eine TI > 5 % haben. ^b Für alle Windgeschwindigkeits- und Turbulenzintensitäts-Bins in dieser Tabelle ist der obere Grenzwert des Bins mit einbezogen (z. B. bezieht 4–5 den Grenzwert $4 < v \leq 5$ m/s mit ein).										

6.3.5.3 Parken

Beim MLC einer geparkten WEA befindet sich die WEA im geparkten Zustand, der in der Regel oberhalb von v_{out} liegt (entweder Stillstand oder Leerlauf). Es müssen eine Zeitreihe mit Endwerten des Gierfehlers von 30°, eine Zeitreihe mit Endwerten des Gierfehlers von 0° und eine Zeitreihe mit Endwerten des Gierfehlers von - 30° erfasst werden (siehe Tabelle 6).

Wenn mehr Datensätze erfasst werden, als sie als Mindestanforderung in der Erfassungsmatrix aufgeführt sind, müssen nur die mindestens erforderlichen Datensätze protokolliert zu werden.

Tabelle 6 – Erfassungsmatrix für den geparkten Zustand

Parken			
Aufzeichnungslänge der Zeitreihen	10 min		
Parkbetrieb	Der normale Parkzustand ist oberhalb der Ausschaltwindgeschwindigkeit (z. B. Leerlauf, Stillstand).		
Endwert des Gierfehlers	-30	0	30
Mittlere Windgeschwindigkeit	$> v_r$ [m/s]	$> v_r$ [m/s]	$> v_r$ [m/s]
Mindestanforderungen an Daten	1	1	1

6.3.5.4 Transiente Ereignisse

In den Tabellen 7 und 8 sind die Erfassungsmatrizen für die transienten Ereignisse angegeben. Tabelle 7 enthält die Mindestanzahl von Wiederholungen und den Windgeschwindigkeitsbereich. Die Windgeschwindigkeit ist diejenige am Anfang des transienten Ereignisses. Die Notabschaltung und der Ausfall des Verbundnetzes müssen bei Bemessungsleistung erfolgen.

Tabelle 7 – Erfassungsmatrix für normale transiente Ereignisse

Normale Anlauf- und Abschaltereignisse				
Ereignis	Windgeschwindigkeit ^{a,b}	(v_{in} bis $v_r - 2$)	($v_r - 2$ bis $v_r + 2$)	$> v_r + 2$
Anlauf	Mindestens geforderte Wiederholungen	3	–	3
Normale Abschaltung	Mindestens geforderte Wiederholungen	3	3	3
^a Die Windgeschwindigkeit ist diejenige am Anfang des transienten Ereignisses. ^b Bei den Windgeschwindigkeitsbereichen ist der obere Grenzwert mit einbezogen (z. B. $v_{in} < v \leq v_r - 2$).				

Tabelle 8 – Erfassungsmatrix für außergewöhnliche transiente Ereignisse

Andere transiente Ereignisse		
Ereignis	Zielbedingungen	Mindestens geforderte Wiederholungen
Notabschaltung	P_r	3
Ausfall des Verbundnetzes	P_r	3

6.4 Zu messende Größen

6.4.1 Allgemeines

Das Hauptziel der Messungen mechanischer Lasten ist die Überprüfung des Modells der Auslegungslast des geprüften Typs der WEA. Dies wird durch Wiederholung der aeroelastischen Auswertung mit angepassten Modellparametern zum Erreichen der Bedingungen am Messort durchgeführt. Aus diesem Grund ist es maßgeblich, dass die meteorologischen Größen sowie die Betriebsgrößen gut dargestellt werden, damit die Möglichkeit des Vergleichs der gemessenen und der simulierten Lastgrößen besteht.

Die entsprechenden physikalischen Größen, die für die Beschreibung der Belastung von WEAs zu bestimmen sind, können eingeteilt werden in:

- Lastgrößen (z. B. Rotorblattlasten, Rotorlasten und Turmlasten);
- meteorologische Größen (z. B. Windgeschwindigkeit und -richtung, Luftdichte);
- Betriebsgrößen (z. B. Leistung, Drehzahl, Blatteinstellwinkel, Gierfehler, Rotorazimutwinkel).

In 6.4.2 werden die unterschiedlichen Kategorien der Messgrößen genauer spezifiziert.

Die in den Tabellen 9, 10, 11 und 12 aufgeführten verbindlichen und empfohlenen Messungen haben sich für die Gültigkeitsprüfung der Modelle als notwendig erwiesen. Die Nichtbeachtung der empfohlenen Kanäle stellt ein Risiko dar. Die empfohlenen Kanäle können bei der Erläuterung der Unterschiede zwischen den simulierten und den gemessenen Daten hilfreich sein.

Die Tabellen 9, 11 und 12 beschreiben die Mindestanforderungen für die Messungen. Diese Anforderungen gelten für WEAs mit Pitch-Regelung (Regelung durch Rotorblatteinstellung in den Wind) mit einem Stahlrohrturm und einfachen Rotorblättern. Besondere Konstruktionen wie z. B. Hybridtürme, Hybridblätter oder zweiteilige Verbundblätter, eine aktive aerodynamische Regelung der Rotorblätter, Pendelnaben usw. können zusätzliche Messungen für die Gültigkeitsprüfung der Modelle erforderlich machen.

6.4.2 Lastgrößen

Die zu messenden Hauptlasten sind in Tabelle 9 aufgeführt. Das sind die Grundlasten an kritischen Stellen der WEA-Konstruktion, aus denen die Belastung der jeweiligen Bauteile der WEA abgeleitet werden kann. Die Hauptlastbauteile sind ebenfalls in Bild 1 dargestellt.

Tabelle 9 – Hauptlastgrößen an einer WEA

Lastgrößen	Rang
Biegemoment an der Blattwurzel in Lotrichtung (M_{bf})	1 Rotorblatt verbindlich, ein zusätzliches Blatt empfohlen
Biegemoment an der Blattwurzel in Sehnenrichtung (M_{be})	1 Rotorblatt verbindlich, ein zusätzliches Blatt empfohlen
Kippmoment des Rotors (M_{tilt})	Verbindlich
Giermoment des Rotor (M_{yaw})	Verbindlich
Drehmoment am Rotor (M_x)	Verbindlich
Normalbiegemoment am Turmfuß (M_{tn})	Verbindlich
Querbiegemoment am Turmfuß (M_{tl})	Verbindlich

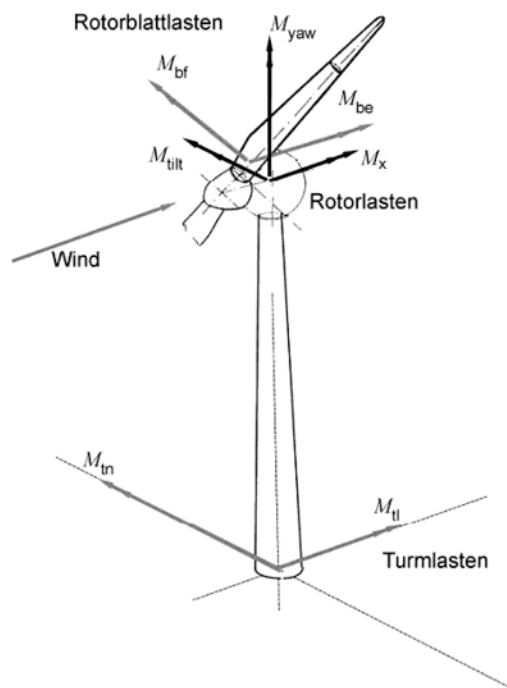


Bild 1 – Hauptlasten an der WEA: Lasten an Turmfuß, Rotor und Rotorblättern

Bei WEA mit einer Bemessungsleistung über 1 500 kW und einem Rotordurchmesser von mehr als 75 m werden weitere Größen gefordert, wie in Tabelle 10 angegeben. Einrichtungen zur Messung der Signale der in Tabelle 10 angegebenen Größen sind zu installieren und Signalausfälle müssen möglichst behoben werden.

Die Messung an einem zweiten Rotorblatt ist für die Überprüfung des ähnlichen Verhaltens der Rotorblätter und für die einwandfreie Kalibrierung erforderlich. Bei der Messung an einem zweiten Rotorblatt muss bei einem entsprechenden Nachweis nicht unbedingt die gesamte Erfassungsmatrix abgedeckt werden.

Tabelle 10 – Zusätzliche Lastgrößen für WEAs mit einer Bemessungsleistung über 1 500 kW und einem Rotordurchmesser von mehr als 75 m

Lastgrößen	Rang
Verteilung des Biegemoments am Rotorblatt in Lotrichtung	2 Rotorblätter verbindlich, ein zusätzliches Blatt empfohlen
Verteilung des Biegemoments am Rotorblatt in Sehnenrichtung	2 Rotorblätter verbindlich, ein zusätzliches Blatt empfohlen
Biegemoment an der Blattwurzel in Lotrichtung	2 Rotorblätter verbindlich, weiteres Blatt empfohlen
Biegemoment an der Blattwurzel in Sehnenrichtung	2 Rotorblätter verbindlich, weiteres Blatt empfohlen
Torsionsfrequenz und -dämpfung des Rotorblatts	Empfohlen
Blatteinstelllasten	1 Rotorblatt verbindlich
Beschleunigung der Turmspitze in Normalrichtung	Verbindlich, falls für die Rückführung an den Regler verwendet
Beschleunigung der Turmspitze in Querrichtung	Verbindlich, falls für die Rückführung an den Regler verwendet
Normalmoment an der Turmmitte	Empfohlen
Quermoment an der Turmmitte	Empfohlen
Normalmoment an der Turmspitze	Verbindlich
Quermoment an der Turmspitze	Verbindlich
Drehmoment am Turm	Verbindlich

6.4.3 Meteorologische Größen

Tabelle 11 führt die in den Programmen zur Lastmessung zu messenden meteorologischen Größen auf.

Tabelle 11 – Meteorologische Größen

Größe	Rang
Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe	Verbindlich
Senkrechter Windgradient (unterhalb der Nabenhöhe)	Verbindlich
Senkrechter Windgradient (oberhalb der Nabenhöhe)	Empfohlen
Senkrechter Winddrehung	Empfohlen
Aufwärtsströmungswinkel/Schräganströmungswinkel nahe der Nabenhöhe	Empfohlen
Turbulenzintensität (waagrecht) in Nabenhöhe	Verbindlich
Windrichtung in Nabenhöhe	Verbindlich
Luftdichte	Verbindlich
Turbulenzintensität (dreidimensional) in Nabenhöhe	Empfohlen
Möglichkeit der Vereisung	Empfohlen
Stabilität der Atmosphäre	Empfohlen

6.4.4 Betriebsgrößen der WEA

Tabelle 12 führt die zu messenden Betriebsgrößen auf.

Tabelle 12 – Betriebsgrößen einer WEA

Größe	Rang
Elektrische Leistung	Verbindlich
Rotordrehzahl oder Generatordrehzahl	Verbindlich
Gierfehler	Verbindlich
Rotorazimutwinkel	Verbindlich
Blatteinstellwinkel aller mit Messgeräten ausgerüsteten Rotorblätter, Ausgangssignal des Reglers	Für alle mit Messgeräten ausgerüsteten Rotorblätter verbindlich, für alle Rotorblätter empfohlen
Blatteinstellgeschwindigkeit	Verbindlich
Bremszustand	Verbindlich
Bremsmoment (falls nicht möglich Bremsdruck) ^a	Empfohlen
Betriebszustand der WEA	Verbindlich
ANMERKUNG Die Blatteinstellgeschwindigkeit kann aus der Einstellposition der Rotorblätter abgeleitet werden.	
^a Falls die mechanische Bremseinrichtung Teil des Primärbremssystems ist (z. B. WEA mit Stall-Regelung), ist die Messung des Bremsmoments verbindlich durchzuführen.	

Die Zustandsinformationen der WEA (z. B. Netzverbindung, Notabschaltung, Aktivierung des Schutzsystems usw.) sind für die richtige Einordnung der aufgezeichneten Daten notwendig.

Zustandssignale der WEA müssen den Online-/Offline-Betrieb und den fehlerbehafteten/fehlerfreien Betrieb anzeigen. In Fällen, in denen während der Lastmesskampagne mehrere Betriebsarten (z. B. Betrieb mit reduziertem Geräuschpegel, Lastregelung) genutzt werden, wird empfohlen, auch ein Signal zu erfassen, mit dem diese verschiedenen Betriebsarten selbsttätig erkannt werden können.

6.5 Änderungen der WEA-Konfiguration

Während der Messung sollten an der Prüf-WEA keine Änderungen vorgenommen werden, die die Messergebnisse beeinflussen. Jede an der WEA vorgenommene Änderung muss vom Hersteller gemeldet und in den Prüfbericht aufgenommen werden.

Der Hersteller muss die Änderungen in die folgenden Kategorien einteilen:

- 1) Änderungen ohne erhebliche Auswirkungen auf die Belastung.
Daten, die vor und nach der Änderung aufgenommen werden, können in derselben Datenbank benutzt werden.
- 2) Änderungen mit erheblichen Auswirkungen auf die Belastung.
 - a) Zeitweilige Änderungen: Diese Daten sind aus der Datenbank auszuschließen.
 - b) Bleibende Änderungen, auch wenn sie mit dem gleichen Simulationsmodell nach der Umsetzung der gleichen Änderung im Modell nachsimuliert werden können: Diese Zeitabschnitte sind in eine gesonderte Datenbank aufzunehmen.
 - c) Änderungen, die ein Problem lösen und die WEA in den Zustand überführen, den sie vorher eigentlich gehabt haben sollte: Dieser Umstand sollte zu einem Neubeginn der Messkampagne führen.

Die Anforderungen der Erfassungsmatrix (siehe 6.3.5) müssen mit wenigstens einer Konfiguration erfüllt werden, bei der keine Änderungen mit erheblichen Auswirkungen auf die Belastung vorliegen.

7 Messgeräteausrüstung

7.1 Lastgrößen

7.1.1 Typen von Messwertaufnehmern

Ein Lastaufnehmer ist eine Einrichtung, die direkt oder indirekt die Last misst, die auf ein System oder ein Bauteil wirkt. Typische Einrichtungen sind folgende, aber nicht beschränkt auf diese:

- Dehnungsmessbrücken;
- Kraftmessdosens/Torsionsrohre (einschließlich piezoelektrische Elemente).

Bei WEAs wird es selten möglich sein, eine Kraftmessdose in einem Hauptlastpfad anzuordnen. Aus diesem Grund werden Dehnungsmessstreifen, die an die Struktur angelegt werden, als empfohlener Messwertaufnehmertyp ausgewählt, und deshalb wird in den folgenden Unterabschnitten der Schwerpunkt auf elektrische Dehnungsmessstreifen gelegt. Falls alternative Lastaufnehmer verwendet werden, müssen die Anforderungen entsprechend angepasst werden. Lastaufnehmer werden durch Aufbringen von quasistatischen Lasten kalibriert. Es ist wichtig zu erkennen, dass ein dynamisches Verhalten der Struktur oder des Bauteils dieses Verhältnis so verändern kann, dass der Dehnungsmessstreifen eher starke innere Lasten als äußerlich angelegte Lasten anzeigt. Bei der Anwendung von Dehnungsmessstreifen ist es besonders wichtig, Auswirkungen der Drahttemperatur und Kreuzkopplungen zu vermeiden und eine gute Temperaturkompensation sicherzustellen. Kreuzkopplung ist die unerwünschte Eigenschaft eines Messsystems, auf verschiedene Lastquellen anzusprechen, wodurch es für das System schwierig oder unmöglich wird, zwischen diesen zu unterscheiden. Vollständige Dehnungsmessbrücken bieten gute Möglichkeiten für die Verringerung von Kreuzkopplungen und Temperatureffekten und sind daher bei den meisten WEA-Anwendungen bevorzugt einzusetzen. Für die Bewertung und Korrektur der Temperatureffekte ist es empfehlenswert, die Oberflächentemperatur nahe den Anbringungsstellen der Dehnungsmessstreifen zu messen (siehe [Anhang I](#)).

7.1.2 Auswahl der Anbringungsstellen von Messwertaufnehmern

Im Auswahlprozess für die Anbringungsstellen von Messwertaufnehmern für die Messung starker struktureller Lasten wird empfohlen, eine Stelle auszuwählen:

- die einer hohen Dehnung je Einheit des Lastpegels unterliegt;
- die eine lineare Beziehung zwischen mechanischer Spannung und Last aufweist;
- die in einem Bereich gleichmäßiger mechanischer Spannung liegt (d. h. nicht hohen Spannungs-/Dehnungsgradienten unterliegt, Vermeidung örtlicher Spannungserhöher oder von Spannungskonzentrationen);
- die über Raum zum Anbringen von Messwertaufnehmern verfügt;
- die eine Temperaturkompensation zulässt;
- die aus isotropen Werkstoffen besteht (z. B. ist Stahl Verbundwerkstoffen vorzuziehen);
- aus Werkstoffen besteht, an denen Messgeräte leicht angebracht oder befestigt werden können.

7.1.3 Messung der Biegemomente an der Blattwurzel

Biegemomente müssen in Lotrichtung und in Sehnenrichtung gemessen werden.

Für die Handhabung und den Blitz- und Umweltschutz wird empfohlen, wenn es zweckmäßig ist, die Messwertaufnehmer eher innerhalb der Rotorblätter als auf der äußeren Oberfläche anzubringen.

Dehnungsmessbrücken sollten im Idealfall rechtwinklig zu einer nahezu zylindrischen Blattwurzel angebracht werden, so dass Kreuzkopplungen so gering wie möglich sind. Unabhängig vom Anbringungsort muss die Kreuzkopplung gemessen und behandelt werden (z. B. durch Korrektur oder eine erhöhte Unsicherheit). Um die Auswertung zu vereinfachen, sollten die Dehnungsmessstreifen in Übereinstimmung mit dem Koordinatensystem des Rotorblatts ausgerichtet werden.

7.1.4 Verteilung des Biegemoments am Rotorblatt

Die Verteilung des Biegemoments am Rotorblatt kann mit einem zusätzlichen Satz von Dehnungsmessstreifen an einem Querschnitt bei mindestens 30 % oder, soweit möglich, bei bis zu 50 % des Rotorradius gemessen werden. Außerdem gelten weitere Anforderungen aus 7.1.2 und 7.1.3. Für die Verteilung des Biegemoments muss das verwendete Koordinatensystem eindeutig festgelegt werden.

7.1.5 Torsionsfrequenz/-dämpfung des Rotorblatts

Die erste Torsionsfrequenz und -dämpfung des Rotorblatts kann anhand der Dehnung beurteilt werden, die mit einer halben oder vollständigen Torsions-Dehnungsmessbrücke über die Modalanalyse im Betriebszustand gemessen wird. Da weder die Frequenz noch die Dämpfung auf einer absoluten Messgröße beruhen, ist keine Kalibrierung dieses Signals erforderlich.

7.1.6 Messung von Gier- und Kippmoment des Rotors

Unsymmetrische Rotorlasten müssen im Primärlastpfad so nah am Rotor wie möglich gemessen werden.

Das bevorzugte Verfahren für die Messung von Gier- und Kippmomenten des Rotors ist die Anwendung von zwei rechtwinklig zueinander angeordneten Biegebrücken an der Hauptwelle zusammen mit der Messung der Azimutstellung der Nabe. Es ist empfehlenswert, die Dehnungsmessstreifen an der Hauptwelle in Richtung des Rotorblatts anzuordnen, das mit den Messgeräten ausgerüstet ist.

Bei bestimmten Maschinen ist es nicht möglich, Dehnungsmessstreifen an der Welle anzubringen. In diesen Fällen müssen die Dehnungsmessstreifen zur Messung der Biegemomente am nicht rotierenden System entweder am Wellenlager oder an der Turmspitze angebracht werden.

7.1.7 Messung des Rotordrehmoments

Die Dehnungsmessstreifen für die Messung des Drehmoments an der Hauptwelle müssen aus einer vollständigen Brücke mit Paaren von Dehnungsmessstreifen an sich gegenüberliegenden Seiten der Welle bestehen. Bei Anwendung der Messbrücke an nur einem Punkt der Wellenoberfläche wird die Scherung aufgrund der Biege- und Querlasten als Drehmoment betrachtet. Sind keine Drehmomentmessungen an der Welle möglich, sind Biegemessgeräte an der Turmspitze und die Messung der Gierstellung der Gondel zulässig. Leistung und Drehzahl dürfen nicht als Ersatzgrößen für die Messung des Rotordrehmoments angewendet werden.

7.1.8 Messung der Biegemomente am Turmfuß

Die Biegemomente am Turmfuß müssen für einen Rohrturm in zwei zueinander senkrechten Richtungen gemessen werden. Biegemomente am Turmfuß sind mit vollständigen Dehnungsmessbrücken zu messen, die in den unteren 20 % der Turmhöhe möglichst nahe am Sockelflansch anzubringen sind, wobei Störungen durch Lasteneinführungseffekte aus dem Sockelflansch, der Tür usw. zu vermeiden sind. Als Faustregel sollten die Messgeräte am Turmfuß mindestens einen Turmdurchmesser von jedem Flansch entfernt angebracht werden.

Bei einem mit Spannseilen abgespannten Turm dürfen die Messungen am Turmfuß durch Messungen oberhalb des Befestigungspunkts der Spannseile ersetzt werden. Bilden die Abspannseile die Hauptkonstruktionselemente, sollte die Kraft in jedem Seil überwacht werden.

Ein Gittermast erfordert Dehnungsmessungen in allen Stützschenkeln, um für alle Windrichtungen die resultierende Last am Mastsockel zu erhalten. Die Dehnungsmuster am Gittermast und die Folgen für die Messungen müssen gesondert bewertet werden.

7.1.9 Biegemomente an der Turmspitze

Biegemomente an der Turmspitze müssen mit vollständigen Dehnungsmessbrücken gemessen werden, die in den oberen 20 % der Turmhöhe möglichst nahe an der Turmspitze anzubringen sind, wobei Störungen

durch Lasteinführungseffekte zu vermeiden sind. Als Faustregel sollten die Messgeräte an der Turmspitze mindesten einen Turmspitzendurchmesser unterhalb des Turmspitzenflanschs angebracht werden. Falls Rotordreh- und Rotorkippmoment von den Biegemomenten an der Turmspitze abgeleitet werden, muss das Biegemoment so weit oben aufgenommen werden, wie eine zuverlässige Messung möglich ist.

7.1.10 Biegemomente an der Turmmitte

Biegemomente an der Turmmitte sollten mit vollständigen Dehnungsmessbrücken gemessen werden, die zwischen 30 % und 70 % der Turmhöhe anzubringen sind. Es sollte darauf geachtet werden, die Messungen entweder einen Turmdurchmesser entfernt von jedem Turmflansch vorzunehmen oder die Wirkungen des Flanschs auf die Messungen, wie z. B. durch Spannungskonzentrationen, oder die Einschränkung der Wärmeausdehnung des Werkstoffs der Turmwand entsprechend zu behandeln.

7.1.11 Drehmoment am Turm

Drehmomente am Turm müssen mit vollständigen Dehnungsmessbrücken gemessen werden, die in den oberen 20 % der Turmhöhe möglichst nahe an der Turmspitze anzubringen sind, wobei Störungen durch Lasteinführungseffekte zu vermeiden sind. Als Faustregel sollten die Messgeräte an der Turmspitze mindesten einen Turmspitzendurchmesser unterhalb des Turmspitzenflanschs angebracht werden.

7.1.12 Beschleunigung der Turmspitze

Die Messung der Beschleunigung der Turmspitze sollte mit Beschleunigungsmessgeräten durchgeführt werden. Diese sind an dem Teil der Gondel anzubringen, der mit dem Rotor giert. Die Beschleunigungsmessgeräte sollten sorgfältig ausgewählt werden, so dass ihre Phasenverschiebung bei geringen Frequenzen und ihr Amplitudengang berücksichtigt werden.

7.1.13 Blatteinstelllasten (auf der Nabenseite der Rotorblattlager)

Die Last (Drehmoment oder Kraft), mit der die Rotorblattwinkel eingestellt werden, müssen auf der Nabenseite der Rotorblattlager gemessen werden. Die Last kann direkt (d. h. mit Dehnungsmessstreifen oder Kraftmessdosen) oder indirekt (d. h. über die elektrische Leistung des Stellglieds und die Drehzahl oder über den Hydraulikdruck) gemessen werden.

7.2 Meteorologische Größen

7.2.1 Anforderungen an Messung und Aufstellung

Für die Messung und Aufstellung aller meteorologischen Größen sind die in [IEC 61400-12-1](#) angegebenen Anforderungen einzuhalten. Die Turbulenzintensität ist so definiert, als würde sie mit einem Anemometer in Nabenhöhe (Ultraschall oder Schalenkreuz) gemessen werden. Werden andere Verfahren zur Erfassung der Windgeschwindigkeit angewendet, muss die abgeleitete TI dem Wert entsprechen, der entweder mit einem Ultraschall- oder einem Schalenkreuzanemometer gemessen wird.

7.2.2 Möglichkeit der Vereisung

Die Möglichkeit der Vereisung kann über die Messung der Lufttemperatur selbst oder möglicherweise zusammen mit einer Messung der relativen Feuchte bestimmt werden.

7.2.3 Stabilität der Atmosphäre

Die Stabilität der Atmosphäre kann durch die Differenz zwischen zwei senkrecht getrennten Temperaturmessungen zusätzlich zu einer Messung des senkrechten Windgradienten bestimmt werden. Da die Temperaturdifferenz gering ist, wird diese bevorzugt direkt gemessen, anstatt zwei Temperaturen unabhängig voneinander zu messen.