

VEREIN
DEUTSCHER
INGENIEURE

Messung und Beurteilung der mechanischen
Schwingungen von Windenergieanlagen und
deren Komponenten

VDI 3834

Blatt 2 / Part 2

Windenergieanlagen ohne Getriebe

Measurement and evaluation of the mechanical
vibration of wind turbines and their components

Wind turbines without gearbox

Ausg. deutsch/englisch
Issue German/English

Die deutsche Version dieser Richtlinie ist verbindlich.

The German version of this standard shall be taken as authoritative. No guarantee can be given with respect to the English translation.

Inhalt	Seite	Contents	Page
Vorbemerkung.....	2	Preliminary note.....	2
Einleitung.....	2	Introduction.....	2
1 Anwendungsbereich.....	6	1 Scope.....	6
2 Grundlagen.....	7	2 Basic principles.....	7
2.1 Mess- und Kenngrößen.....	7	2.1 Measured and characteristic quantities.....	7
2.2 Mittelungsverfahren und Beurteilungsgrößen bei WEA.....	8	2.2 Averaging methods and evaluation quantities with WTs.....	8
2.3 Beurteilungsdauer.....	10	2.3 Evaluation period.....	10
3 Hinweise zur Messung und Auswertung.....	11	3 Instructions on measurement and interpretation ..	11
3.1 Arbeitsfrequenzbereiche.....	12	3.1 Measurement frequency ranges.....	12
3.2 Bildung der breitbandigen Kenngrößen.....	12	3.2 Formation of characteristics.....	12
3.3 Gondel und Turm (Struktur).....	14	3.3 Nacelle and tower (structure).....	14
3.4 Hauptrotor mit Lagerung (Triebstrang).....	15	3.4 Main rotor with bearing (drive train).....	15
3.5 Generator (Triebstrang).....	15	3.5 Generator (drive train).....	15
3.6 Anforderungen an die Messeinrichtung.....	16	3.6 Requirements on the measuring device.....	16
3.7 Montage und Ankopplung der Schwingungsaufnehmer.....	18	3.7 Mounting and connection of the vibration transducers.....	18
3.8 Betriebsbedingungen bei der Messung.....	18	3.8 Operating conditions during measurements.....	18
4 Kriterien für die Bewertung.....	19	4 Evaluation criteria.....	19
4.1 Bewertungszonen.....	20	4.1 Evaluation zones.....	20
4.2 Unterscheidung nach WEA-Design.....	21	4.2 Distinction by WT design.....	21
5 Grenzen der Bewertungszonen.....	21	5 Evaluation zones.....	21
6 Festlegen von Grenzwerten für den Betrieb.....	22	6 Setting of operational limits.....	22
6.1 Festlegung der WARNUNG-Grenzen.....	22	6.1 Definition of the ALERT limits.....	22
6.2 Festlegung der ALARM-Grenzen.....	23	6.2 Definition of the ALARM limits.....	23
7 Hinweise für die Schwingungsüberwachung.....	23	7 Hints on vibration monitoring.....	23
7.1 Breitbandige Überwachung von Schwingungen.....	23	7.1 Broad-band monitoring of vibration.....	23
7.2 Condition Monitoring.....	24	7.2 Condition monitoring.....	24
Anhang A Prinzipiskizzen der Messorte.....	25	Annex A Schematic drawings of measuring positions.....	25
Anhang B Grenzen der Bewertungszonen.....	27	Annex B Evaluation zone boundaries.....	27
Anhang C Beispiel eines Messprotokolls.....	29	Annex C Example of a measurement protocol.....	29
Anhang D Schwingungsverhalten.....	33	Annex D Vibration behaviour.....	33
Schrifttum.....	41	Bibliography.....	41

VDI-Gesellschaft Produkt- und Prozessgestaltung (GPP)

Fachbereich Schwingungstechnik

VDI-Handbuch Schwingungstechnik
VDI-Handbuch Energietechnik

Vorbemerkung

Der Inhalt dieser Richtlinie ist entstanden unter Beachtung der Vorgaben und Empfehlungen der Richtlinie VDI 1000.

Alle Rechte, insbesondere die des Nachdrucks, der Fotokopie, der elektronischen Verwendung und der Übersetzung, jeweils auszugsweise oder vollständig, sind vorbehalten.

Die Nutzung dieser Richtlinie ist unter Wahrung des Urheberrechts und unter Beachtung der Lizenzbedingungen (www.vdi.de/richtlinien), die in den VDI-Merkblättern geregelt sind, möglich.

Allen, die ehrenamtlich an der Erarbeitung dieser Richtlinie mitgewirkt haben, sei gedankt.

Eine Liste der aktuell verfügbaren und in Bearbeitung befindlichen Blätter dieser Richtlinienreihe sowie gegebenenfalls zusätzliche Informationen sind im Internet abrufbar unter www.vdi.de/3834.

Einleitung

Diese Richtlinie ist das Ergebnis einer Gemeinschaftsarbeit des Ausschusses VDI/NALS FA623 „Schwingungen von Windenergieanlagen“.

Dies ist die erste Ausgabe von Blatt 2 zu getriebelosen Windenergieanlagen.

Blatt 1 zu Windenergieanlagen mit Getriebe wurde erstmals im März 2009 und überarbeitet im August 2015 herausgegeben.

Der in Blatt 1 enthaltene Anhang B mit Informationen zum Auswuchten des langsam drehenden Hauptrotors ist gleichermaßen bei getriebelose Windenergieanlagen der vorliegenden Richtlinie anwendbar.

Gegenüber der zunächst vorgesehenen getrennten Behandlung von On- und Offshore-Windenergieanlagen (WEA) in separaten Gruppen und Richtlinienblättern wurden diese in VDI 3834 Blatt 1 und Blatt 2 integriert. 2015 wurde Blatt 1 in die ISO als ISO 10816-21 eingebracht, die mit DIN ISO 10816-21 auch als deutsche Übersetzung vorliegt. Verschiedene Aktualisierungen sowie der genannte Anhang B sind hier allerdings noch nicht enthalten. Das aktuelle Blatt 1 der Richtlinienreihe stellt somit eine Ergänzung zur DIN ISO 10816-21 dar.

Es ist vorgesehen, die Weiterentwicklung der Richtlinienreihe mit den zusätzlichen, anwendungsbezogenen Hinweisen und Präzisierungen in Blatt 1 sowie das nun vorliegende Blatt 2 schrittweise im Rahmen der internationalen Projektarbeit des Ausschusses FA 623 in die Normenreihe ISO 20816 einzubringen.

Preliminary note

The content of this standard has been developed in strict accordance with the requirements and recommendations of the standard VDI 1000.

All rights are reserved, including those of re-printing, reproduction (photocopying, micro copying), storage in data processing systems and translation, either of the full text or of extracts.

The use of this standard without infringement of copyright is permitted subject to the licensing conditions (www.vdi.de/richtlinien) specified in the VDI Notices.

We wish to express our gratitude to all honorary contributors to this standard.

A catalogue of all available parts of this series of standards and those in preparation as well as further information, if applicable, can be accessed on the Internet at www.vdi.de/3834.

Introduction

This standard is the result of cooperative work of the committee VDI/NALS FA623 “Vibrations of Wind Turbines”.

This is the first issue of Part 2 for wind turbines without gearbox.

Part 1 for wind turbines with gearbox was first published in March 2009 and revised in August 2015.

The included Annex B of Part 1 with information for balancing the main rotor is also valid for gearless wind turbines of this standard.

Compared to the initial intention to cover on- and offshore wind turbines (WT) in separate groups and parts of the guideline they have been integrated in VDI 3834 Part 1 and Part 2. In 2015 Part 1 was introduced into ISO 10816-21, which is also available by DIN ISO 10816-21 as German translation. Various changes as well as the mentioned Annex B are not yet included. The current Part 1 of this series of standards is also in future complementary to DIN ISO 10816-21.

Within the international project work of FA 623 it is intended to introduce the further development of Part 1 with its additional application notes and clarifications, as well as the herein presented Part 2, to the series of standards ISO 20816.

Die Schwingungen von Turm und Gondel einer WEA unterscheiden sich durch die Einwirkungen von Wind, von Strömungsstörungen im Turmvorstau sowie von Eigenschwingungen der Rotorblätter und des Bauwerks (Turm und Gründung) und zusätzlich durch Seegang bei Offshore-WEA hinsichtlich des Zeitverlaufs und der Spektren von denen anderer Industriebauten. Wegen der speziellen Bau- und Betriebsbedingungen von WEA sind daher allgemeine Normen zur Beurteilung der Schwingungen von Bauwerken in der Regel auf WEA nicht anwendbar. Die in DIN 4150-3 und in ISO 4866 erläuterten Messverfahren und Kriterien zur Beurteilung der Schwingungen von Bauwerken können aber als Leitfaden dienen. Weiterhin wird das spezielle Thema der Strukturüberwachung von Offshore-WEA und -Stationen in der Richtlinie VDI 4551 sehr detailliert behandelt.

Die üblichen Normen zur Beurteilung der Schwingungen von Maschinen beschränken sich in der Regel auf die Beurteilung der vom Maschinensatz erzeugten Schwingungen und der Schwingungsemission, also der Abstrahlung in die Umgebung. Die Kriterien gelten aber gewöhnlich nicht für Schwingungen, die von externen Quellen auf die Maschinen übertragen werden, nämlich die Schwingungsimmission. Bei WEA sind das die Einwirkungen von Schwingungen des Turms und der Gondel, die vor allem durch Wind, bei Offshore-WEA zusätzlich durch Seegang, angeregt werden. Durch die große Elastizität der Rotorblätter und des Turms mit entsprechend niedrigen Eigenfrequenzen sowie die niedrigen Rotordrehzahlen ist es erforderlich, die niedrigen Schwingungsfrequenzen in die Schwingungsmessung und -beurteilung einzubeziehen. Wegen des großen Einflusses des Schwingungspegels einer WEA auf die Beanspruchung aller Bauteile und Komponenten und damit auf deren Betriebszuverlässigkeit und Lebensdauer besteht aus der Sicht verschiedener europäischer Hersteller und Betreiber von WEA sowie von Beratern, Versicherungen und Serviceunternehmen ein großes Interesse an einem anerkannten Regelwerk mit Kriterien und Empfehlungen zur Messung und Bewertung der mechanischen Schwingungen von WEA und deren Komponenten. Das ist die wesentliche Aufgabe der Richtlinienreihe VDI 3834.

Sie ermöglicht die Vereinheitlichung der Messungen, die Unterstützung in der Bewertung und die vergleichbare Beurteilung von gemessenen Schwingungen an WEA und deren Komponenten. Die Ergebnisse der Messungen sollen bei Überschreitung der Grenzen der Bewertungszonen Hinweise auf eine mögliche Gefährdung der entsprechenden Komponente der WEA oder der Anlage als Ganzes

The vibration of the tower and nacelle of a WT caused by the effects of wind, of flow disturbances due to the tower (tower dam effect), and of the natural vibration of the rotor blades and structure itself (tower and foundations) and additionally sea swell in the case of offshore WTs differ from those of other industrial structures with respect to the time behaviour and spectra of the vibration. Due to the special construction and operation conditions of WT general standards for the vibration evaluation of structures are usually not applicable. The measurement procedures and criteria for evaluating the vibration of structures which are explained in DIN 4150-3 and ISO 4866 may, however, be used for guidance. Furthermore, the special topic of vibration monitoring of offshore WT and stations is covered in detail in the standard VDI 4551.

The general standards for vibration evaluation are usually limited to the evaluation of the vibration generated within the machine set itself and the vibration emission – in other words, emission into the environment of a machine set. The criteria usually cannot be applied to vibration transmitted to the machines from external sources, i.e. vibration immision. With WTs, these are the effects of vibration of the tower and nacelle, which are excited mainly by wind and, in the case of offshore WTs, additionally by sea swell. Due to the large flexibility of blades and tower and corresponding low natural frequencies and the low rotor speeds it is necessary to include the low frequency vibrations in the measurement and evaluation. Due to the great influence of the vibration level of a wind turbine on the stress of all parts and components and thus on their operational reliability and service life, there is a great interest from the point of view of various European manufacturers and operators of wind turbines as well as consultants, insurance companies and service companies in a recognized set of rules with criteria and recommendations for measuring and evaluating the mechanical vibrations of wind turbines and their components. This is the central task of the series of standards VDI 3834.

It enables to standardize measurements, to assist in their evaluation, and to make possible a comparative evaluation of the vibration measured in WTs and their components. In the event of evaluation zone boundaries being exceeded, the results of such measurements should enable conclusions to be drawn regarding possible threats to the corresponding components of the WT or to the installation as a

geben, ohne deren Ursache im Einzelnen zu identifizieren. Beim Unterschreiten der Zonengrenzen liegt zwar ein normales, übliches Laufverhalten vor, einzelne Schäden sind aber dennoch nicht ausgeschlossen. Die den Grenzen der Zonen zugeordneten Zahlenwerte sind nicht dazu bestimmt, als Abnahmewerte zu dienen; solche müssen zwischen dem Turbinenhersteller und dem Betreiber vereinbart werden. Die Werte geben jedoch Hinweise, um grobe Fehler oder unrealistische Anforderungen auszuschließen.

Das Funktionsprinzip von WEA, die in dieser Richtlinienreihe behandelt werden, besteht aus einem sich drehenden Rotor mit horizontaler Achse. Der Rotor besteht aus einer Rotornabe mit starr oder um ihre Längsachse drehbar gelagerten Rotorblättern (Blattwinkelverstellung). Die in dieser Richtlinie behandelten getriebelosen WEA besitzen nahezu ausnahmslos Rotorblätter mit Blattwinkelverstellung. Die Blattverstellung kann kollektiv oder einzeln/individuell erfolgen.

Die Rotornabe ist mit dem Triebstrang der WEA verbunden. Die Umwandlung der mechanischen Energie in elektrische erfolgt durch einen Generator, dem ein Getriebe und eine separate Rotorwelle vorgeschaltet sein kann. Bei den in dieser Richtlinie behandelten getriebelosen WEA ist die Rotornabe meist mit gemeinsamer Lagerung direkt an den Generator geflanscht, was als „integrierter Triebstrang“ bezeichnet wird. Beide laufen mit derselben niedrigen Rotordrehzahl. Die langsam laufenden Generatoren haben eine höhere Polpaarzahl. Die Bauteile zur Energieumwandlung sind in der Regel in einem Maschinenhaus – hier als „Gondel“ bezeichnet – untergebracht. Die Gondel ist zur Windnachführung drehbar auf dem Turm gelagert, der in einem Fundament gegründet ist.

Die Rotorblätter und somit der Rotor sind unsymmetrischen Anströmverhältnissen, aber auch stochastischen Fluktuationen der Windgeschwindigkeit ausgesetzt. Unsymmetrische Anströmungen resultieren z.B. aus Windturbulenzen, Böen, einer vertikalen und seitlichen Schräganströmung des Rotors sowie aus einer ungleichmäßigen Windgeschwindigkeitsverteilung innerhalb der Rotorfläche. Die Blattpassage am Turm verursacht eine periodische Impulsanregung mit dem Vielfachen der Blattpassierfrequenz. Neben den aerodynamischen Lasten wirken auch Massenkkräfte sowie Lasten aus den unterschiedlichen Betriebsituationen und Lasten durch Rückwirkungen aus dem elektrischen Netz auf die WEA ein. Die Überlagerung der externen Bedingungen mit den Betriebsbedingungen, z.B. Leistung und Drehzahl, führt zu wechselnden Belastungen auf die gesamte WEA mit Rotor,

whole but without identifying the corresponding causes in any detail. If evaluation zone boundaries are not being exceeded, running behaviour may well be normal but this does not rule out the possibility of individual instances of damage. Numerical values assigned to the zone boundaries are not intended to serve as acceptance specifications, which shall be subject to agreement between the turbine manufacturer and the customer. However, these values provide guideline for ensuring that gross deficiencies or unrealistic requirements are avoided.

The working principle of WTs, covered by this series of standards, is based on a horizontally mounted rotating rotor. The rotor consists of a rotor hub with rotor blades which are either mounted immovably or which can be turned on their longitudinal axis (blade pitch angle regulation). The gearless WT of this standard are almost all equipped with pitch angle control. The pitch angle can be adjusted as collective with same angle for all blades or individually per single blade.

The rotor hub is connected to the drive train of the WT. The mechanical energy is converted into electrical energy by a generator that could be driven by a gearbox and a separate rotor shaft. The rotor hub of gearless WT presented in this standard most often is directly coupled to the generator, which is so-called “integrated drive train”. These slowly rotating generators have a higher number of pole pairs. As a rule, these energy conversion components are accommodated in a machinery housing – referred to as a “nacelle”. In order to align the nacelle with the changing wind direction, it is mounted on bearings which allow it to rotate on the tower while the tower itself stands on its own foundation.

The rotor blades and thus the rotor are exposed not only to asymmetric incoming flow behaviour but also to stochastic wind-speed fluctuations. Asymmetric incoming flows are, for example, the result of wind turbulence, gusts, vertical and horizontal off-axis inflow to the rotor, as well as uneven wind-speeds distributed over the rotor surface. The blade passage at the tower causes a periodic impulse excitation with a multiple of blades passing frequency. In addition to aerodynamic loads, the WT is also affected by inertial forces and by loads resulting from different operating situations and loads from perturbation effects of the electrical grid. Superimposition of the external conditions onto the operating conditions, such as power output and speed results in alternating loading on the entire WT with its rotor, drive train, tower, and foundation and thus to vibration excitation at the individual components (see

Triebstrang, Turm und Fundament und somit zur Schwingungsanregung an den einzelnen Bauteilen (siehe Anhang D).

Triebstränge bestehen aus Baugruppen, die bauartbedingt und triebstrangspezifisch drehzahlabhängige und drehzahlunabhängige Schwingungen erzeugen. Generatoren, Getriebe und Kupplungen sowie Rotorwelle zeigen designabhängig als einzelne Baugruppen und im Zusammenspiel ein unterschiedliches Schwingungsverhalten.

So sind Verzahnungsgeometrie und -korrekturen in Getrieben in der Regel auf Tragfähigkeit und ein geringes Anregungsverhalten in einem möglichst breiten Betriebsbereich optimiert. Bei ungünstiger Wahl der Parameter oder einer fehlerhaften Auslegung können die Anregungen im Zahneingriff jedoch ein Vielfaches der vorausgerechneten Werte einnehmen. Darüber hinaus hängt die Schwingungsantwort stark vom Übertragungsverhalten der jeweiligen Baugruppen ab und kann durch lokale oder triebstrangübergreifende Resonanzen noch verstärkt werden. Ausrichtfehler zwischen den Komponenten führen zu zusätzlichen Anregungen und können im Extremfall den Zahneingriff in einzelnen Getriebestufen oder den Luftspalt im Generator negativ beeinflussen.

GetriebeLOSE WEA haben bauartbedingt große Generatordurchmesser mit geringem Luftspalt, sodass sich Verformungen und niederfrequente Anregungen der Struktur auf den Generatorluftspalt auswirken können und zu Wechselwirkungen mit den Magnetkräften führen. Die Anregungsfrequenzen aus elektromagnetischen Kräften und deren Harmonische sind von der Drehzahl, der Anzahl der Polpaare und der Bauweise des Generators abhängig.

Dazu können Schwingungsanregungen aus der Steuerung der WEA und der Generatorregelung auftreten. Aus diesen Gründen muss immer die WEA als Ganzes, also Triebstrang mit Rotorblättern, Gondel und Turm, betrachtet werden.

Wegen des grundlegend unterschiedlichen Triebstrangaufbaus von WEA mit Getriebe und ohne Getriebe (direkt angetriebener Generator) war es notwendig, die in VDI 3834 klassifizierten WEA in zwei Gruppen einzuteilen.

Gruppe 1: WEA mit Getriebe (Generatoren, die über Getriebe mit dem Rotor gekuppelt sind)

Gruppe 2: WEA ohne Getriebe (Generatoren direktgekuppelt mit dem Rotor)

Für beide Gruppen wurde in der Richtlinienreihe VDI 3834 ein eigenes Blatt herausgegeben. Diese enthalten spezifische Festlegungen zu den Kenngrößen, Messorten und Messbedingungen sowie

Annex D).

Drive trains consist of assemblies which, depending on their type of design and the particular drive train, excite vibration which may or may not be dependent of speed. Depending on the manufacturer and design, a different vibratory behaviour is shown by generators, gearboxes, and clutches, as well as rotor shafts, not only as individual assemblies but also in interaction with.

Gear tooth geometry and modifications in gearboxes are generally optimised for load carrying capacity and low excitation behaviour in an operating range as wide as possible. However, if the parameters are unfavourably selected or the design is incorrect, the excitations by the tooth mesh can be many times greater than the predicted values. In addition, the vibration response depends strongly on the transmission behaviour of the respective assemblies and can be further amplified by local or inter-drive resonances. Alignment errors between the components lead to additional excitations. In extreme cases, they can negatively influence the tooth mesh in individual gear stages or the air gap in the generator.

Due to the design, gearless wind turbines have large generator diameters with a small air gap, so that deformations and low-frequency excitations of the structure can affect the generator air gap and lead to interactions with the magnetic forces. The excitation frequencies from electromagnetic forces and their harmonics depend on the speed, the number of pole pairs, and the design of the generator.

Additionally vibration excitations from the WT control and generator control can occur. For these reasons it is imperative in all cases to take the entire WT into consideration – in other words, the drive train with rotor blades, nacelle, and tower.

On account of the very different arrangement of WT drive trains with gearbox and without gearbox (direct driven generator) it has been necessary to divide the WTs dealt with in VDI 3834 into two groups.

Group 1: WT with gearbox (generators coupled to the rotor via a gearbox)

Group 2: WT without gearbox (generators coupled direct to the rotor)

For both groups a separate part was published in the series of standards VDI 3834. These contain specific information about characteristic quantities, measuring positions and measurement conditions,

Tabellen mit Zonengrenzen zur Bewertung gemessener Schwingungen.

1 Anwendungsbereich

Diese Richtlinie gibt Hinweise zur Messung und Beurteilung der mechanischen Schwingungen von WEA und deren Komponenten. Sie gilt für WEA mit horizontaler Drehachse mit Generatorleistungen über 200 kW und den folgenden Bau- und Betriebsmerkmalen:

- Aufstellung auf dem Festland (onshore) oder vor Küsten (offshore)
- Aufstellung auf Tragsystemen (Turm und Gründung) aus Stahl und Beton
- horizontale Drehachse des Rotors mit mehreren Rotorblättern
- Rotorlager getrennt vom oder integriert im Generator
- Generator direkt gekuppelt mit dem Rotor (getriebeles)
- permanent oder fremderregte Synchrongeneratoren mit Generator als Innen- oder Außenläufer
- Leistungsregelung durch Rotorblattwinkelverstellung (Pitchverstellung)
- Gondel mit aktiver Windnachführung

Diese Richtlinie gilt für On- und Offshore-WEA der Gruppe 2. Sie beschreibt in Abschnitt 5 die Zonengrenzen für die Bewertung der Schwingungen unter den in Abschnitt 3.7 beschriebenen Betriebsbedingungen. Für Offshore-WEA konnten noch nicht genügend Messdaten gesammelt werden. Daher sind Zonengrenzen für Offshore-WEA in dieser Richtlinie noch nicht enthalten.

Diese Richtlinie mit den enthaltenen Beurteilungskriterien dient im Wesentlichen der Sicherstellung eines zuverlässigen, sicheren Langzeitbetriebs der WEA und deren Komponenten. Sie ermöglicht die Vereinheitlichung der Messungen, die Unterstützung in der Bewertung und die vergleichbare Beurteilung von gemessenen Schwingungen an WEA und deren Komponenten. Zusätzlich werden Empfehlungen zur Festlegung von Grenzwerten für den Betrieb gegeben.

Die in der Richtlinie definierten Beurteilungsgrößen sind jedoch nicht für die Schutzüberwachung der Turm-Gondel-Schwingungen vorgesehen (siehe Abschnitt 7). Diesbezügliche Anforderungen werden in Auslegungs- und Zertifizierungsrichtlinien behandelt (siehe DIBt-Richtlinie und DIN EN 61400-1).

Zur Bewertung der Auswuchtgüte von langsam drehenden WEA-Rotoren sind besondere Messungen

as well as tables with evaluation zone boundaries for the evaluation of the vibration measured.

1 Scope

This standard provides information about the measurement and evaluation of the mechanical vibration of WT and their components. It applies to horizontal axis WTs with rated generator outputs exceeding 200 kW and the following design and operation characteristics:

- installation onshore or off the coast (offshore)
- installation on supporting systems (tower and foundation) made of steel and concrete
- horizontal-axis rotor with several rotor blades
- rotor bearing separate from or integrated into the generator
- generator directly coupled to the rotor (gearless)
- permanent magnet or electrical excited induction generator with inner or outer rotor
- power output control by rotor-blade angle control (pitch adjustment)
- nacelle with active yaw system to align to wind direction

This standard applies to on- and offshore WTs of Group 2. Section 5 covers the zone boundaries for evaluating vibration in the operating range described by Section 3.7. It has not yet been possible to collect sufficient data of offshore WTs. Therefore, zone boundaries for offshore WEA are not yet included in this standard.

The evaluation criteria contained in this standard mainly serve to ensure a reliable, safe long-term operation of the WT and its components. It enables to standardize measurements, to assist in their evaluation and to make possible a comparative evaluation of the vibration measured in WTs and their components. In addition, recommendations are given for the determination of limit values for operation.

However, the evaluation quantities defined in the standard are not intended for the protection monitoring of the tower nacelle vibrations (see Section 7). Related requirements are dealt with in design and certification guidelines (see DIBt Standard and DIN EN 61400-1).

The evaluation of balance quality of the slowly turning WT rotor requires special measurements and

und Auswertungen erforderlich. Neben einer Massenunwucht kann der Rotor auch eine unzulässige, aerodynamische Unwucht aufweisen. Informationen dazu sind in VDI 3834 Blatt 1, Anhang B enthalten.

Die Richtlinienreihe VDI 3834 gilt nicht für die Bewertung von Torsionsschwingungen des Triebstrangs sowie zur Zustandsdiagnose von Maschinenkomponenten. Hinweise zur Messung und Beurteilung des Zustands von Wälzlagern mittels Körperschall können VDI 3832 und DIN ISO 13373-2 entnommen werden. Für die langsam laufenden Wälzlager ($< 120 \text{ min}^{-1}$) sind entsprechende weitergehende Fachkenntnisse und Erfahrungen erforderlich. Ausführungen zur Diagnose von Maschinenfehlern sind in den Richtlinien VDI 3839 Blatt 1 und Blatt 2 zu finden. Informationen zur Art und Ausführung von Condition-Monitoring-Systemen für WEA werden in Abschnitt 7.2 gegeben. Weiterführende Informationen zum Condition Monitoring und zur Diagnose von WEA werden in der Normenreihe DIN ISO 16079 behandelt.

analysis. In addition to mass unbalance the rotor can also exhibit an intolerable aerodynamic unbalance. Information is given in VDI 3834 Part 1, Annex B.

The series of standards VDI 3834 does not apply to the evaluation of torsional vibration in the drive train nor to the condition diagnostic of machine components. Techniques to assist the measurement and detection of rolling element bearing defects based on structure-borne noise can be found in VDI 3832 and DIN ISO 13373-2. For the low-speed rolling bearings ($< 120 \text{ rpm}$), corresponding further expert knowledge and experience is required. Explanations on failure diagnostic of machines are presented in the standards VDI 3839 Part 1 and Part 2. Information on the type and implementation of condition monitoring systems for WT is given in Section 7.2. Further information on condition monitoring and diagnostics of WT is provided in the series of standard DIN ISO 16079.