

9. VDI-Tagung

Schwingungen von Windenergieanlagen 2018

Bremen, 12. und 13. Juni 2018

Bildquelle: © PRÜFTECHNIK Condition Monitoring GmbH

VDI-BERICHTE
Herausgeber:
VDI Wissensforum GmbH

www.windenergie-tagung.de
Eine Veranstaltung der VDI Wissensforum GmbH

Bibliographische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliographie; detaillierte bibliographische Daten sind im Internet unter www.dnb.de abrufbar.

Bibliographic information published by the Deutsche Nationalbibliothek (German National Library)

The Deutsche Nationalbibliothek lists this publication in the Deutsche Nationalbibliographie (German National Bibliography); detailed bibliographic data is available via Internet at www.dnb.de.

© VDI Verlag GmbH · Düsseldorf 2018

Alle Rechte vorbehalten, auch das des Nachdruckes, der Wiedergabe (Photokopie, Mikrokopie), der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen und der Übersetzung, auszugsweise oder vollständig.

Der VDI-Bericht, der die Vorträge der Tagung enthält, erscheint als nichtredigierter Manuscriptdruck.

Die einzelnen Beiträge geben die auf persönlichen Erkenntnissen beruhenden Ansichten und Erfahrungen der jeweiligen Vortragenden bzw. Autoren wieder. Printed in Germany.

ISSN 0083-5560

ISBN 978-3-18-092324-6

Inhalt

► BIG DATA Anwendungen – Predictive Maintenance, Betriebsoptimierung und Weiterbetrieb

Condition Monitoring Systeme als Datenlieferant für Windenergieanlagen 1
J. Folmer, E. Becker, PRÜFTECHNIK Condition Monitoring GmbH, Ismaning

Predictive Analytics als Entscheidungsgrundlage 13
F. Wagner, STEAG Energy Services GmbH, Essen

Einfluss nicht planmäßiger Schwingungen auf die Weiterbetriebsdauer von Windenergieanlagen 25
A. Andreä, Axel Andreä Consulting and Engineering, Köln;
U. Moritz, windexperts Prüfgesellschaft mbH,
c/o energie profile Ingenieurbüro Glocker, Memmingen

► Schallmessung und Schallminderung

Einsatz von Körperschalltilgern zur Reduzierung von Tonalitäten von Windenergieanlagen . . . 39
F.-D. Krull, L. Schneider,
ESM Energie- und Schwingungstechnik Mitsch GmbH, Heppenheim

► Signalanalyse und Simulation

Nutzung von Inertialmesstechnik zur Stützung modellbasierter Berechnungsalgorithmen von Windenergieanlagen 51
T. Meyer, A. Bartschat, F. Meng, A. Zuga, Fraunhofer IWES, Bremerhaven;
T. Martin, M. Krings, NG LITEF, Freiburg

Operative Modalanalyse an Windenergieanlagen der 2 MW und 3 MW-Klasse 63
J. Zierath, R. Bockhahn, S.-E. Rosenow, W2E Wind to Energy GmbH, Rostock;
R. Rachholz, A. Schulze, J. Luthe, C. Woernle, Universität Rostock, Rostock

Multidisziplinäre Simulation einer WEA zur Analyse der Kopplungseffekte von Strukturdynamik und netzstützenden Regelungsverfahren	77
B. Fischer, P. Brosche, Fraunhofer IEE, Abteilung Regelungstechnik, Kassel;	
A. Rezaeian, M. Sayed, MesH Engineering GmbH, Stuttgart	
Experimentelle Modalanalyse an einem aeroelastisch optimierten Rotorblatt mit Biege-Torsions-Kopplung im Projekt SmartBlades2	91
J. Gundlac, Y. Govers, Institut für Aeroelastik, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Göttingen	

► Condition Monitoring – Felderfahrung

Einfache Erfassung und Bewertung der Rotorunwucht – Ein Vergleich der Kennwerte nach VDI 3834-1 mit testgewichts- und modellbasierten Verfahren	105
U. Oertel, H. Fritsch, Bachmann Monitoring GmbH , Rudolstadt;	
F. Krause, BKW Erneuerbare Energien GmbH, Berlin	
Smart Condition Monitoring am Triebstrang von WEA's	115
R. Wirth, GfM Gesellschaft für Maschinendiagnose mbH, Berlin	

► Structural Health Monitoring – Entwicklungsfelder und Anwendung

Rotorblattsensorik in über 200 Anlagen weltweit Felddaten und wertvolle Erkenntnisgewinne	123
B. Kuhnle, fos4X GmbH, München	

► Tagungsleiter

Dipl.-Ing. Thomas Gellermann, Leitender Oberingenieur/Gutachter,
Allianz Zentrum für Technik, Allianz Risk Consulting GmbH, München

► Programmausschuss

Dr. rer. nat. Edwin Becker, Leiter Service & Diagnose Center, Prüftechnik Condition Monitoring
GmbH, Ismaning

Dr. Walter Holweger, Senior Key Expert Grundlagen Tribologie, Schaeffler Technologies AG & Co.
KG, Herzogenaurach

Dr.-Ing. Martin Huhn, Leiter der Abteilung Turbine & Load Simulation, Suzlon Energy GmbH,
Rostock

Dr.-Ing. Klaus Kaiser, Senior Engineer Technical Lead, ADWEN GmbH, Hamburg

Dr.-Ing. Martin Klönne, Head of Drivetrain/DE, Drive Train R&D, Vestas Nacelles Deutschland
GmbH, Dortmund

Martin von Mutius, Head of Analysis & Certification, Product Development, Senvion SE,
Osterrönfeld

Dr. Samer Mtauweg, Innovation Technology Expert, I4E Innovation for ENERCON GmbH, Bremen

Dr.-Ing. Karl Steingrüber, Sachverständiger, Erneuerbare Energien Zertifizierung, Germanischer
Lloyd Industrial Services GmbH, Hamburg

Prof. Dr.-Ing. Horst Wölfel, Inhaber, Wölfel Beratende Ingenieure GmbH + Co. KG, Höchberg

Dipl.-Chem. Mark Zundel, Head of Engineering, Siemens AG, Voerde

► Fachlicher Träger

Fachgesellschaft VDI-GPP

Die VDI-Gesellschaft Produkt- und Prozessgestaltung bietet mit ihren Fachbereichen für alle Branchen abgesichertes Wissen zur Gestaltung von Produkten und Prozessen sowie deren Optimierung bezüglich Qualität, Zeit und Kosten-Nutzenverhältnis.

www.vdi.de/gpp

Fachbereich Schwingungstechnik

Der Fachbereich Schwingungstechnik befasst sich unter anderem mit der Messung von Schwingungen und der Bewertung der Ergebnisse. Es werden Methoden entwickelt, um Schwingungen zu analysieren und durch aktive und passive Schwingungsminderung zu beeinflussen. Handlungsempfehlungen in Form von VDI Richtlinien, Erfahrungsaustausch und Veranstaltungen sind Ergebnisse der Aktivitäten.

www.vdi.de/schwingungstechnik

Condition Monitoring Systeme als Datenlieferant für Windenergieanlagen

Dr. Jens Folmer, Dr. Edwin Becker,
PRÜFTECHNIK Condition Monitoring GmbH, Ismaning

Kurzfassung

Daten sind auch in der Windbranche das neue Gold. Sie dienen nicht nur zur Bewertung von Triebstrangzuständen, sondern lassen sich auch zur zeitnahen Ableitung von Optimierungsmaßnahmen der gesamten Windenergieanlage nutzen. Dies passiert bisher nur auf Basis von SCADA-Daten und die Anwendung von CMS beschränkte sich auf die Planung von Instandhaltungsmaßnahmen. Der Begriff „Wind 4.0“ charakterisiert aber auch, dass es an der Zeit ist, Chancen der Digitalisierung ebenso beim Windanlagenbetrieb auszunutzen.

Erste Diskussionen, um sämtliche Zustandsdaten in die Cloud zu bringen und dort zu bewerten, scheiterten einfach an den immensen Datenmengen, der Datenvielfalt und den verbundenen Kosten, auch für die Entwicklung von branchenspezifischen Data-Mining Methoden. Edge-Computing wird derzeit als neue Technologie gesehen, um diesen Engpass zu überwinden. Dabei wird bereits in der WEA eine gewisse Datenvorverarbeitung durchgeführt, wichtige Kenngrößen on-site ermittelt und die Ergebnisse, unter Einhaltung der Echtzeitanforderungen, prozessintegrativ genutzt, um die WEA zustandsbasiert zu betreiben und die Cost-Of-Energy (COE) im Unternehmen zu reduzieren. Diese Vorgehensweise erfordert mehr Rechenpower und eine intelligente Datenaufbereitung.

Dass Condition Monitoring Systeme wie der VIBGUARD® der PRÜFTECHNIK AG sich hier schon nutzen lassen und welchen Nutzen sich daraus für die Überwachung und Instandhaltung ergibt, wird in diesem Beitrag vorgestellt.

1. Einleitung und Motivation

Daten werden in allen Branchen, von der Prozesstechnik über die Fertigungstechnik bis hin zu Windenergieanlagen (WEA) aufgezeichnet. Systematisch wurden Daten bisher nur für Gewährleistungszwecke und/oder für eine Rückverfolgung genutzt / ausgewertet. Viele eingesetzte SCADA-Systeme (Supervisory Control and Data Acquisition) sind zu autark und speichern Daten in heterogener Weise ab. Eine Datenintegration verschiedener Systeme findet

kaum statt. Aktuell versucht man zwar, z.B. über Dashboards mehreren Beteiligten mehr Überblick zu den verfügbaren Daten zu schaffen, doch diese neuen Architekturen allein genügen nicht. Insbesondere Condition Monitoring Systeme (CMS) zeichnen Daten einfach zu hochfrequent und zu diskontinuierlich auf. Bild 1 zeigt die Infrastruktur, die bei PRÜFTECHNIK im Rahmen des Condition Monitoring Prozesses nicht nur für Windenergieanlagen verwendet wird und auch dem Management ermöglicht, Zugriff zu Daten zu bekommen.

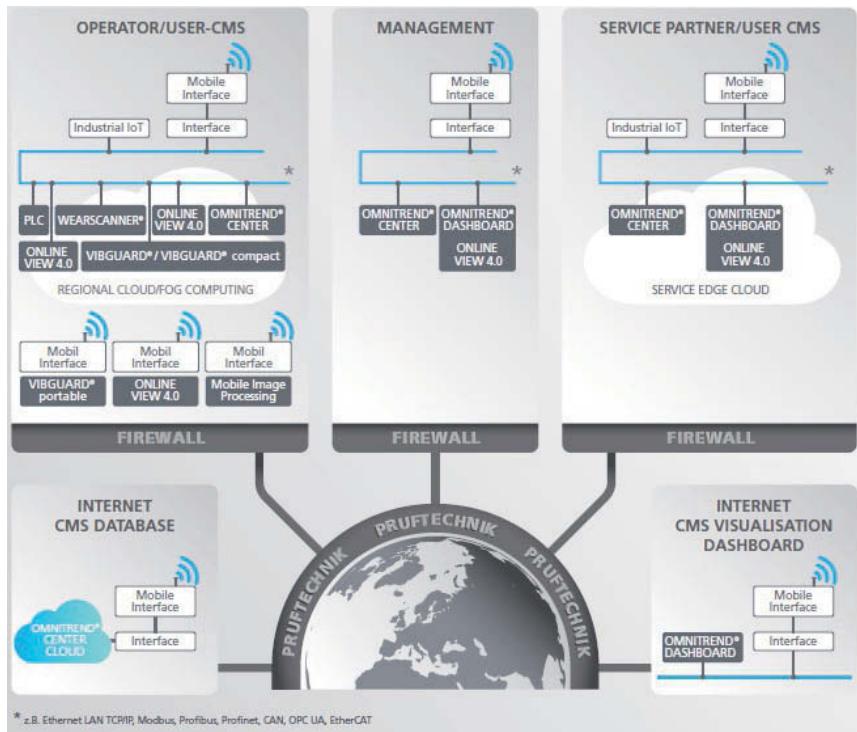


Bild 1: Systemarchitektur, um Daten umfassend zu benutzen

CMS-Daten werden verwendet, um auf WEA-Zustände und die jeweiligen Komponentenzustände des Triebstrangs Rückschlüsse zu ziehen. Grundlage sind meist Schwingungen und Schwingungsspezialisten bewerten die Daten diagnostisch.

Man unterscheidet beim Condition Monitoring an Windenergieanlagen zwischen folgenden Messgrößen und Frequenzbereichen:

- Bewegungen (0 Hz ... 1 Hz)
- Maschinenschwingungen (0,1 Hz ... 2 kHz)
- Körperschall (1 kHz ... 30 kHz)

Zur Diagnostik werden klassischer Weise Frequenz- und Ordnungsspektren verwendet und der Anstieg von diskreten Amplituden genutzt, um auf einen sich anbahnenden Schaden zu schließen; d.h. der kontinuierliche Anstieg von Amplituden über die Zeit von definierten Frequenzen deutet auf einen Schaden hin. Darüber hinaus sind weitere Methoden nützlich, die jedoch eine solide Datenbasis mit hoch abgetasteten Werten benötigen.

Hybride Datenauswertung

Grundlegend wird bei der Diagnostik zwischen datengetriebener und wissensgetriebener Auswertung von Daten unterschieden (vgl. Bild 2). Datengetriebene Auswertungen beinhalten die Aufzeichnung und Analyse von Zeittrendsignalen, Kennlinien basierte Auswertungen und statistische Auswertungen (vgl. [1]) etc. Bei wissensbasierten Auswertungen wird der Aufbau von Triebstrangkomponenten, die Zusammenhänge im Triebstrang und damit auch Ursache- und Wirkbeziehungen von Schäden in Relation zu Amplitudenspektren und dynamischen Zeitsignalen gesetzt. Hochqualifizierte Diagnostiker oder ISO 18436-2 zertifizierte Schwingungsspezialisten haben dieses Detailwissen.

Hybride Auswertungen nutzen sowohl datengetriebene als auch wissensgetriebene Auswertungen, was bevorzugt bei der PRÜFTECHNIK AG angewendet wird. So ist die Betrachtung von Ursache- und Wirkbeziehungen bei WEA besonders wichtig, da sich ein Schaden nicht nur lokal auf eine Komponente begrenzt, sondern sich häufig auch auf benachbarte Komponenten auswirkt. Schließlich sind WEA hoch dynamische und sehr schwingungsfreudige Systeme.

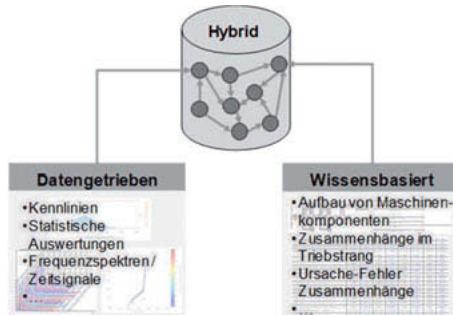


Bild 2: Moderne Auswertungsmethoden für die Maschinenüberwachung

Zustandsdaten, technische Daten, zeitbezogene Daten

WEA unterliegen verschiedenen Schwingungseinflüssen (aerodynamisch bedingten Schwingungen, Strukturschwingungen, Körperschallschwingungen etc.) und diese Schwingungsarten sind in der Windbranche extrem wetter- und betriebsabhängig.

Um die oben genannten Phänomene und Abhängigkeiten umfassend zu erkennen, sollten CMS verwendet werden, die Zustandsdaten, technische Daten und zeitbezogene Daten in hoher Qualität liefern und verarbeiten können.

Als **Zustandsdaten** sind Schwingwerte von Triebstrangkomponenten gemeint, die verwendet werden, um *Fehlerursachen des Komponentenzustands* (z.B. an Wälzlagern, Getrieben oder Generator) zu identifizieren.

Technische Daten werden zur Beurteilung des technologischen Turbinenzustands, bspw. zur Leistungscharakterisierung, genutzt. Sie dienen der Identifikation von *Fehlerauswirkungen*. Liegt ein Schaden auch in geringfügiger Weise vor, kann dieser Auswirkungen auf die Leistung der WEA haben, was sich in den technischen Daten zur Charakterisierung der WEA-Leistung abzeichnet.

Zeitbezogene Daten werden zur Ermittlung von Komponenten- und Turbinenzuständen über die Zeit genutzt, um ebenfalls *Fehlerauswirkungen* zu erkennen. Zeitbezogene Daten zeigen bspw. einen Trend über die Zeit an, sowohl für Zustandsdaten (kontinuierlicher Anstieg von Amplituden bei Schadensfrequenzen) als auch für technische Daten (kontinuierlicher Abstieg der Leistungsausbringung).

Alle drei Datenkategorien müssen in entsprechend hoher Qualität vorliegen, um Aussagen treffen zu können. Eine hohe Qualität bedeutet für Zustandsdaten eine Abtastung von 0Hz bis zu 30kHz, um auch schnelle Änderungen im Zeitsignal z.B. bei Stossimpulsen vorgeschädigter Wälzlager zu erkennen. Technische Daten und Zeittrendsignale sollten sekündlich abgetastet werden, um bspw. auch turbulenzbedingte Änderungen erfassen zu können. Dies ist in der Windbranche derzeit nicht der Fall. Hier wird in der Regel nur mit 10-minütig erfassten Daten gearbeitet.

Im folgenden Beitrag werden Ergebnisse von Messungen gezeigt, bei dem das CMS VIB-GUARD® [2] über mehrere Monate lang Daten von WEA im Sekundenbereich und mit den geforderten Frequenzen aufgezeichnet hat. Es zeigen sich interessante Phänomene, bspw. Wettereinflüsse auf die WEA oder Resonanzfrequenzen von Turm, Gondel und Triebstrangkomponenten bzw. deren Beeinflussungen untereinander.

2. CMS kann mehr als nur Zustandsdaten zu liefern

Der Wind bzw. die Windgeschwindigkeit dient zur Leistungserzeugung bei Windenergieanlagen (WEA). Konträr dazu ist der Wind aber auch einer der größten Einfluss- und Störfaktoren auf das Lauf-, Betriebs- und Schwingungsverhalten der gesamten WEA. Er wirkt sich auf Zustandsdaten in allen Bereichen einer WEA aus, vor allem, wenn Turbulenzen auftreten. Die spektrale Darstellung (vgl. Bild 3) der Windgeschwindigkeitsänderung von Burton et al. [3] zeigt, dass solche Windturbulenzen nicht im üblichen 10 Minuten Intervall, sondern kurzzeitiger im Bereich von 10 Sekunden bis 5 Minuten auftreten.

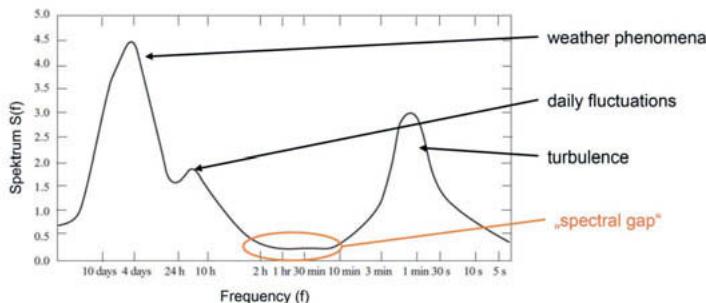


Bild 3: Spektrale Darstellung der Windgeschwindigkeitsänderungen [1]

So resultieren aus diesen kurzzeitigen Windgeschwindigkeitsänderungen aerodynamische Stöße, Torsionsschwingungen am Triebstrang oder einfach mehr Schwingbeanspruchungen, die bisher infolge der 10 minütigen Erfassung von Daten unberücksichtigt bleiben. Ändert sich dann zusätzlich noch kurzzeitig die Windrichtung, werden die Rotorblätter quer angeströmt, was zu mehr Biegebelastungen und kurzzeitiger Unwucht am Triebstrang führen.

Die systematische Erfassung von Turbulenzen und die Betrachtung der Auswirkungen von Turbulenzen auf die Triebstrangkomponenten und auch auf die WEA findet derzeit noch keine Betrachtung. Condition Monitoring Systeme (CMS) messen (nach DNV GL) lediglich in zwei Betriebszuständen und zeichnen klassischer Weise lediglich einen kurzen Zeitraum auf, um die Amplitudenspektren zu berechnen. Dies ist ein bewährtes Vorgehen, hat aber auch Nachteile. Wie in Bild 3 dargestellt treten Turbulenzen häufig kurzzeitig auf. Turbulente Effekte werden jedoch vom CMS nur erfasst, wenn:

1. Das CMS sich gerade in einen der beiden Betriebszustände befindet.
2. Die Turbulenzen während eines kurzen Aufzeichnungsintervalls auftreten.
3. Die Drehzahl während der Aufzeichnung nicht zu stark schwankt, da sonst die Messung vom CMS abgebrochen wird.

4. Die Windgeschwindigkeit mindestens zeitgleich im 10 Sekudentakt mit aufgezeichnet wird.

Dynamische Einflüsse von Windgeschwindigkeit und Windrichtung werden häufig gar nicht erfasst und ausgewertet. Jedoch gilt, *was in den Daten nicht erfasst wurde, kann auch bei der Analyse nicht berücksichtigt werden*. Aus diesem Grund ist eine kontinuierliche hochfrequente Datenaufzeichnung empfohlen. Die Vorteile einer kontinuierlichen Datenaufzeichnung werden in den folgenden Unterkapiteln mit praktischen Beispielen gezeigt. Zugleich wird dargestellt, wie sich die hohen Datenmengen effizient auswerten lassen.

2.1 Kontinuierliche Datenaufzeichnung zur ganzheitlichen Anlagenbeurteilung

Im vorherigen Abschnitt wurde dargestellt, dass CMS klassischer Weise nur kurzzeitig Daten aufzeichnen, um Schwingungsspektren zu berechnen. Außerdem wurde gezeigt, wie sich Windgeschwindigkeit und -richtung auf Schwingungswerte von Triebstrangkomponenten und auch auf die WEA auswirken, jedoch durch die intervallbasierte Datenaufzeichnung häufig nicht erfasst werden. In diesen Abschnitt sollen die Vorteile von einer kontinuierlichen Datenaufzeichnung gezeigt werden. Es werden Beispiele von Monitoringprojekten gezeigt, bei denen Daten kontinuierlich erfasst und aufbereitet wurden.

Im Bild 4 wird der „dynamische“ Zusammenhang zwischen Generatorleistung (Ordinate) und der Windgeschwindigkeit (Abszisse) mit sekündlicher Aufzeichnung der Parameter dargestellt. Die Daten wurden auf einer 2,3 MW WEA kontinuierlich mehrere Monate lang mit einem VIB-GUARD® aufgezeichnet. Zusätzlich ist in Bild 4 farblich kodiert, wie häufig ein Wert während der kontinuierlichen Aufzeichnung im jeweiligen Zeitintervall durchfahren wurde.

Bei 10-minütiger Erfassung (oder entsprechender Mittelwertbildung) würde diese Leistungs-Windgeschwindigkeits-Kennlinie mehr einer Linie ähneln [4].

Bild 4 zeigt dagegen Varianzen der Leistungsausbringung bezogen auf eine Windgeschwindigkeit. Und derartige Analysen mittels xy-Darstellung zeigen auf einem Blick, dass Verbesserungspotential besteht, um mehr Effizienz aus der WEA zu holen. Es ist ebenso ersichtlich, dass bei guten Windverhältnissen die Anlage nicht produziert hat. Des Weiteren kann der Einfluss von Turbulenzen im Detail analysiert werden. Rückschluss auf Turbulenzen geben die hohen Schwankungen der Windgeschwindigkeit. Hierbei werden die Daten vom CMS selektiert, die während Turbulenzen aufgezeichnet wurden. Eine Tiefendiagnose der Schwingwerte wird Aufschluss über die Zustandsdaten und die technologischen Daten liefern. Die aufgezeichnete Leistungskennlinie lässt also sehr gut grundlegende Rückschlüsse auf Optimierungspotential der WEA zu.

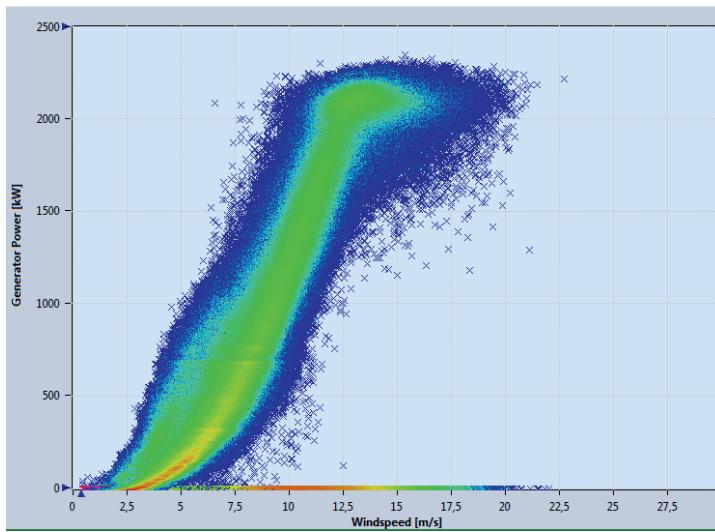


Bild 4: Darstellung der Generatorleistung zur jeweiligen Windgeschwindigkeit einer WEA mit farblicher Kodierung der Häufigkeit eines Wertes (rot: sehr häufig, grün: häufig, gelb: selten und blau: sehr selten durchfahren)

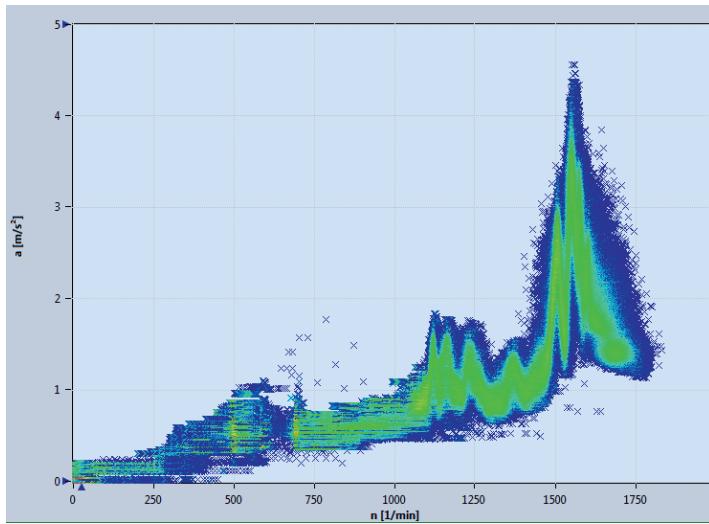


Bild 5: Darstellung der Generatorschwingung zur jeweiligen Generatordrehzahl einer WEA

Auch bei der Identifikation von Resonanzbereichen hilft die kontinuierliche Datenaufzeichnung. Eine Resonanz entsteht, wenn eine Erregerfrequenz eine Eigenfrequenz des Systems trifft. Wenn eine WEA in Resonanz betrieben wird, können frühzeitig Schäden an Triebstrangkomponenten entstehen. Für eine Lebensdauer verlängernde Betriebsweise von WEAs müssen Resonanzbereiche bekannt sein. Das dauerhafte Betreiben von WEAs in Resonanzbereichen ist dann zu vermeiden bzw. Resonanzbereiche sollten schnell durchfahren werden.

Erschwerend kommt jedoch hinzu, dass jede Komponente und auch der Turm, die Gondel und die Rotorblätter etc. jeweils individuelle Resonanzbereiche haben, so dass Auswertungen hinsichtlich Resonanzen an mehreren Messpunkten stattfinden sollten.

Bei der Identifikation aller Resonanzbereiche hilft eine kontinuierliche Datenaufzeichnung ebenso. In Bild 5 sind beispielhaft solch kontinuierlich aufgezeichneten Daten dargestellt. Die Daten sind Schwingwerte der Beschleunigung der angetriebenen Generatorseite (Ordinate) und werden der Generatordrehfrequenz (Abszisse) gegenübergestellt. Es zeigen sich bei höheren Drehzahlen gleich mehrere Resonanzen, die erregt werden, jedoch amplitudenmäßig im Vergleich zur VDI 3834 [5] tolerierbar sind. Die größte Resonanz (bei etwa 1550 RPM) hat Amplituden von über 4 m/s². Diese Amplitude liegt in einem Bereich, der tendenziell zu überwachen ist, was anhand solcher xy-Darstellungen relativ einfach kontrollierbar ist. Solche Resonanzbereiche könnten aber auch aus dem CMS extrahiert werden und bspw. für die Steuerungsprogrammierung verwendet werden, um die Regelung hinsichtlich der Resonanzbereiche anzupassen.

2.2 Generatordrehzahl und Generatorleistung

In der Windbranche hat sich zur Charakterisierung von WEA der gegenüberstellende Vergleich der Windgeschwindigkeit zur entsprechenden Anlagenleistung etabliert (vgl. Bild 4). Bei der Charakterisierung von WEA hat sich im Monitoring Center der PRÜFTECHNIK AG die xy-Darstellung der Generatordrehzahl zur Anlagenleistung bewährt (vgl. [1], Bild 6). Damit lässt sich das Verhalten der WEA selbst besser charakterisieren. Außerdem schwankt schon trägeheitsbedingt die Drehzahl weniger häufig, wodurch sich bei kontinuierlicher Aufzeichnung eindeutige und klare Leistungs-Drehzahlkennlinien ergeben. Ein Beispiel ist in Bild 6 gezeigt.

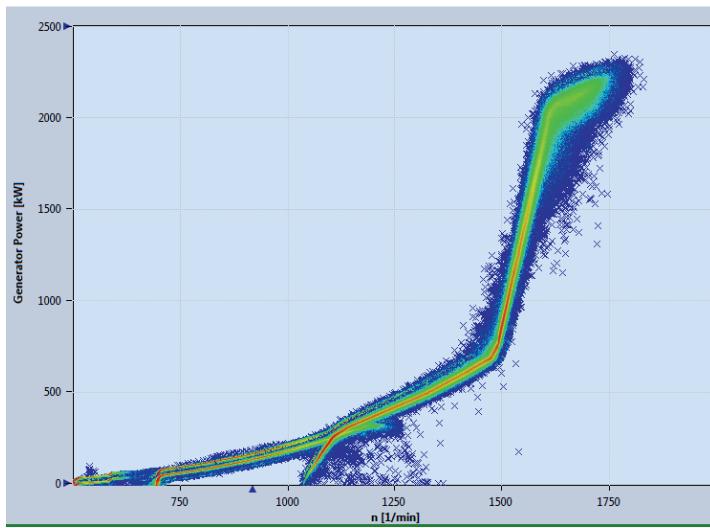


Bild 6: Darstellung der Generatorleistung zur jeweiligen Drehzahl einer WEA mit farblicher Kodierung der Häufigkeit eines Wertes (rot: sehr häufig, grün: häufig und, gelb: selten und blau sehr selten durchfahren)

2.3 Quer- und Längsschwingungen liefern wertvolle Daten

Heutzutage werden WEA mit einer Turmhöhe von über 140 Metern errichtet. Gleichzeitig gibt es verschiedene Turmtypen, die alle individuelle Quer- und Längsschwingungen und Eigenschwingungen aufweisen. Die Windgeschwindigkeiten sind je nach Höhe über Grund ebenfalls sehr unterschiedlich und es haben auch die verschiedenen Turmtypen verschiedene Effekte. Durch die unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten sind die auf den Turm und auf die Gondel wirkenden Kräfte ebenfalls sehr unterschiedlich, wodurch Querschwingungen von Turm und Gondel unangenehmen Effekten unterworfen werden. Somit ist es auch für Turm- und Gondelschwingungen empfehlenswert, durch kontinuierliche und hoch abgetastete Datenaufzeichnung kritische Drehzahlbereiche der WEA zu identifizieren und zu monitoren.

In Bild 7 wird eine kontinuierliche Datenaufzeichnung der Quer- und Längsschwingungen am Hauptlagermesspunkt dargestellt. Sekündlich wurden Datenpunkte abgetastet und somit das Gondelverhalten hinsichtlich ihrer Bewegungen in Bezug zum Erdmittelpunkt identifiziert. In Windrichtung (Bild 7b) erkennt man sogar das Verkippen der Gondel in Abhängigkeit von der Rotordrehfrequenz. Zugleich sind aus diesen Darstellungen auch die Turmbewegungen bei stehender WEA zu erkennen.

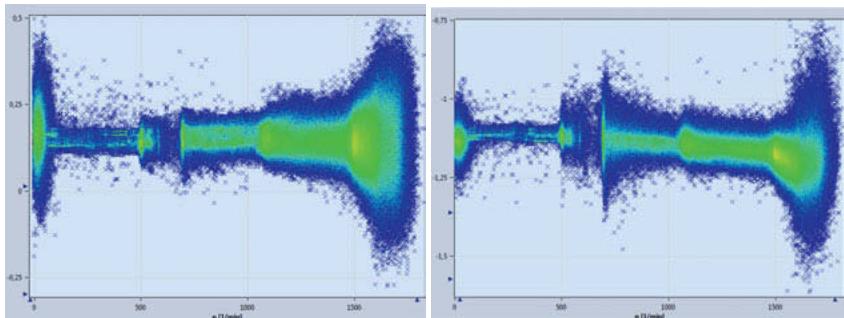


Bild 7a,b: Quer- und Längsschwingungen der Gondel (mit Sensoroffset zum Erdmittelpunkt) in Abhängigkeit von der Generatordrehzahl (in Umdrehungen pro Minute)

Um nun quantitativ die Schwingungen mittels Kennwerten [4,5] in Bezug zu Richtlinien und Normen zu beurteilen, werden parallel im VIBGUARD auch die jeweiligen Schwinggeschwindigkeiten ermittelt und kontinuierlich aufgezeichnet. Eine beispielhafte xy-Darstellung ist als Bild 8 gezeigt. Auch hier lassen sich Resonanzbereiche identifizieren und die daraus resultierenden Schwinggeschwindigkeiten bewerten. Die Resonanzen sind laut VDI 3834 [5] bzw. ISO 10816-21 [6] jedoch im zulässigen Bereich.

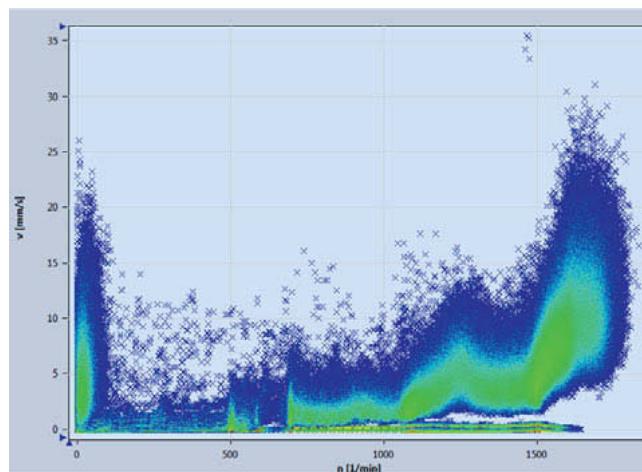


Bild 8: Schwinggeschwindigkeiten am Hauptlager auch zur Identifikation von Resonanzbereichen

3. Zusammenfassung und Ausblick

Daten einer Windenergieanlage (WEA) werden nicht nur zur Bewertung von Triebstrangzuständen aufgezeichnet, sondern sie lassen sich auch zur zeitnahen Ableitung von Optimierungsmaßnahmen in der WEA selbst nutzen. Schwierig ist es jedoch, die immensen Datenmengen von der WEA in eine Cloud zu übertragen und in eine gemeinsame Datenbasis zu integrieren. Edge-Computing bedeutet, eine dezentrale Datenverarbeitung, direkt auf der WEA. Das Condition Monitoring System VIBGUARD® der PRÜFTECHNIK AG ist hierfür bereits imstande.

In diesem Beitrag wurden beispielhafte Ergebnisse von VIBGUARD-Installationen gezeigt. Betriebs- und Schwingungsdaten wurden sekündlich aufgezeichnet. Es wurde gezeigt, dass die Wetterbedingungen und vor allem Turbulenzen starken Einfluss auf die charakteristische Leistungskennlinie und auch auf die Schwingungen haben.

Literatur

- [1] M. Dietl, E. Becker, Systematisches Flotten-Monitoring auf Basis von Condition-Monitoring an Windenergieanlagen, Fachtagung Schwingungen von Windenergieanlagen 2017.
- [2] <https://www.pruftechnik.com/products/condition-monitoring-systems/online-condition-monitoring-systems/vibguard.html>, aufgerufen am 19.03.2018.
- [3] T. Burton, N. Jenkins, D. Sharpe, E. Bossanyi; Wind Energy Handbook, 2nd Edition; Wiley; 2011. ISBN: 978-0-470-69975-1
- [4] P.-H. Meier, Effizienzsübe mit Apps und Co.; Erneuerbare Energien 02/2018, S. 50-51, 2018.
- [5] VDI 3834; Messung und Beurteilung der mechanischen Schwingungen von Windenergieanlagen und deren Komponenten - Windenergieanlagen mit Getriebe; Verein Deutscher Ingenieure (VDI); 2015.
- [6] ISO 10816-21; Mechanical vibration -- Evaluation of machine vibration by measurements on non-rotating parts - Part 21: Horizontal axis wind turbines with gearbox, International Organization for Standardization (ISO), 2015.

Predictive Analytics als Entscheidungsgrundlage

Enabling informed Decision Making with Predictive Analytics

Fabio Wagner, STEAG Energy Services GmbH, Essen

Kurzfassung

Predictive Analytics – die Früherkennung von Prozess- und Zustandsveränderungen – wird seit mehreren Jahren erfolgreich in verschiedenen Branchen eingesetzt, meist auf Basis von Offline-Analysen wie Thermografie, Schwingungs- und Ölanalysen. Dieser Artikel beschreibt, wie das Softwarepaket SR::SPC für die Online-Früherkennung von Prozess- und Zustandsveränderungen von Windenergieanlagen eingesetzt werden kann und zeigt die Vorteile eines solchen Ansatzes auf. Die Vorteile reichen von der Reduzierung der Betriebs- und Instandhaltungskosten durch optimierte Wartungsstrategien bis hin zur Erlössteigerung durch verbesserte Anlagenverfügbarkeit in Zeiten hoher Windgeschwindigkeiten. Darüber hinaus werden auch Vorteile, die aus der Reduzierung von Arbeitsunfall- und Umweltrisiken resultieren, aufgeführt. Schließlich wird ein Ausblick gegeben auf die Ergänzung der heute bereits angewendeten Predictive Analytics-Methoden um Methoden des maschinellen Lernens.

Abstract

Predictive analytics has been successfully applied for several years in different industries, mostly based on offline measurements such as vibration, thermography, and oil analysis. This paper presents how the software package SR::SPC can be applied for online predictive analysis of wind turbines and lists the benefits of applying such approach. The investigated benefits range from OPEX reduction by optimized maintenance strategies, to revenue increase by improved asset availability in periods of high wind speeds. Also benefits originated by reduction of occupational and environmental hazards are listed. Finally, an outlook regarding additional Machine Learning methods to complement the already applied predictive analytics method is presented.

1 Einleitung

Die Windenergie-Branche steht, wie andere Branchen auch, unter immer größerem Rentabilitätsdruck. Die Rentabilität kann durch Senkung der Kosten und/oder Steigerung der Erlöse erhöht werden. Um diese Ziele zu erreichen, ist eine Vielzahl von Entscheidungen des oberen und mittleren Managements über entsprechende Maßnahmen erforderlich; doch nicht immer sind die für diese Entscheidungen notwendigen Informationen verfügbar.

In diesem Artikel wird dargestellt, wie die Ergebnisse der Online-Predictive Analytics-Methode dem Management als Entscheidungsgrundlage dienen kann.

Kapitel 2 beschreibt die Werkzeuge und Methoden, die das STEAG WINDcenter – Windpark Neural Diagnostics Center – für die Überwachung von Windparks mit Hilfe der Predictive Analytics einsetzt. Das Potenzial zur Reduzierung der Betriebs- und Instandhaltungskosten wird in Kapitel 3 dargestellt, die erzielbare Erlössteigerung wird im Kapitel 4 erläutert. Kapitel 5 enthält einen kurzen Abriss dessen, wie mit dem vorgeschlagenen Ansatz auch verschiedene Risiken minimiert werden können, und Kapitel 6 gibt schließlich einen kurzen Ausblick auf ergänzende Methoden des maschinellen Lernens.

2 STEAG's Predictive Analytics-Methode

Das Predictive Analytics-System SR::SPC wird eingesetzt, um Kennwerte technischer Prozesse so zu definieren, dass die generierten Daten zuverlässige Aussagen über den aktuellen Zustand der überwachten Komponente erlauben. Darüber hinaus können diese Daten genutzt werden, um entstehende Störungen der überwachten Komponenten frühzeitig zu erkennen, so dass z.B. der für die Reparatur oder die vorbeugende Wartung notwendige Stillstand geplant und sorgfältig vorbereitet werden kann.

Zweck von SR::SPC ist es, kritische Abweichungen eines Bauteils oder des Prozesses vom zuvor definierten Soll- oder Normalzustand zuverlässig zu erkennen. Dazu werden normierte Kennwerte – sogenannte "Key Performance Indicators" (KPIs) – durch Vergleich des Ist-Wertes mit einem Sollwert berechnet [1].

Zuvor muss für jeden denkbaren Betriebszustand ein Sollwert berechnet werden, der die jeweilige Betriebsart und andere Randbedingungen wie z.B. Umgebungstemperatur berücksichtigt (Bild 1). Die Berechnung des Sollwertes kann durch datenbasierte Modelle mit Hilfe leistungsfähiger neuronaler Netze, durch Polynom-Approximation und/oder nach physikalischen Modellen erfolgen [1].

Für diesen Ansatz müssen keine zusätzlichen Sensoren installiert werden; SR::SPC analysiert die ohnehin verfügbaren Daten [2].

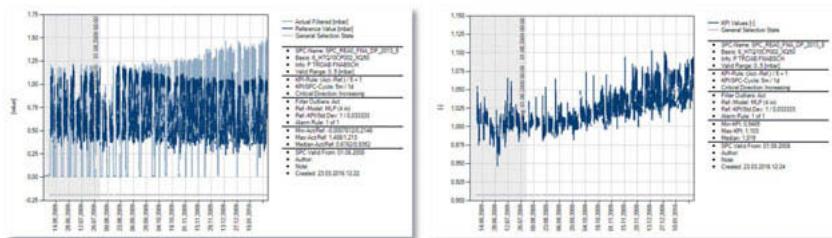


Bild 1: Istwert (hellblau) und Sollwert (dunkelblau) (links) & KPI (Ist/Soll) (rechts)

Für die Darstellung der Ergebnisse wird eine grafische Kontrollkarte verwendet (Bild 2), die ein wesentliches Merkmal des überwachten Prozesses zeigt. Anhand der zeitlichen Abfolge der ermittelten KPI-Werte für dieses Merkmal können Abweichungen

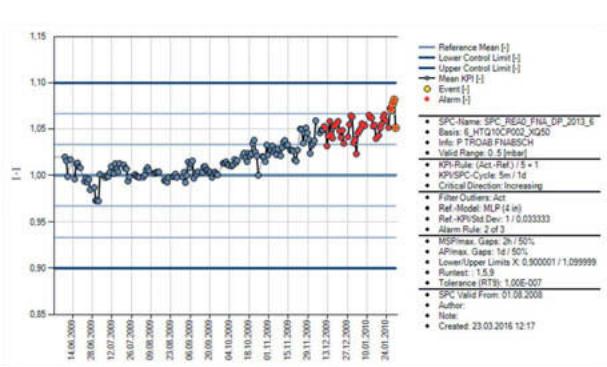


Bild 2: Statistische-Kontrollkarte

vom aktuellen Sollwert und folglich bevorstehende Störungen frühzeitig erkannt werden.

Durch Analyse der KPI-Zeitreihen mit Hilfe der Kontrollkarten können statistisch anomale Schwankungen, Muster und Trends, die typischerweise durch kritische Prozessbedingungen verursacht werden, bis zu einem Jahr vor Erreichen eines kritischen Wertes erkannt werden. Dieses Verfahren – insbesondere die Kombination verschiedener statistischer Methoden – ist sehr zuverlässig, so dass Fehlalarme vernachlässigbar sind.

Durch die hohe Zuverlässigkeit bei gleichzeitig geringer Fehlalarmanfälligkeit eignet sich SR::SPC zur weitestgehend automatisierten Überwachung unterschiedlichster Prozesseigenschaften. Zusätzlich werden die Anlagenbetreiber automatisch nur über kritische Prozesszustände (Alarne) informiert. In diesem Fall werden die zuständigen Experten per E-

Mail informiert und können sich einen schnellen Überblick über den Alarm verschaffen und die Ursache des Alarms analysieren.

Kritische Prozesseigenschaften werden in der so genannten SR::SPC-Cockpit-Ansicht durch Farbwechsel in einem Ampelsystem (siehe Bild 3) dargestellt. Durch Anklicken des auffälligen KPI können die entsprechenden Kontrollkarten bei Bedarf angezeigt und detailliert analysiert werden.

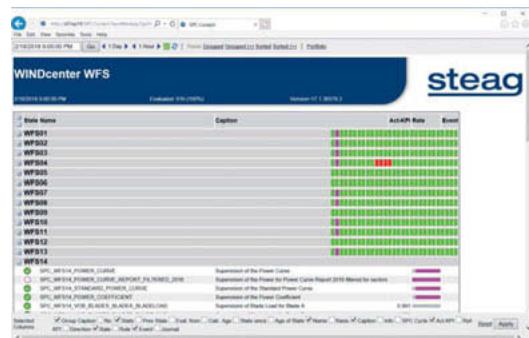


Bild 3: SR::SPC Cockpit

Im Kraftwerksumfeld kann SR::SPC die Betriebsführung u.a. in folgenden Bereichen unterstützen: [1]

- Prozessgüteüberwachung zur Diagnose von Änderungen der Prozessgüte (z.B. Erhöhung der Temperaturdifferenz am Generator durch Verschmutzung des Kühlwassersystems)
- Ausfall-/Zustandsüberwachung zur Früherkennung drohender Defekte/Ausfälle von Komponenten (z.B. erhöhte Lagerschwingungen aufgrund beginnender Lagerschäden)
- Sensorüberwachung zur Erkennung von Fehlfunktionen oder defekten Messsystemen (z.B. „Einfrieren“ eines Messwerts aufgrund eines beschädigten Sensors)

Durch vorausschauende Überwachung der Prozesseigenschaften und automatische Meldung kritischer Prozesszustände wird sichergestellt, dass bei Bedarf frühzeitig auf die jeweiligen Ereignisse reagiert oder entsprechend geplant werden kann.

3 Senkung der Betriebs- und Instandhaltungskosten

Die Betriebs- und Instandhaltungskosten (OPEX) machen ca. 28% der Lebenszykluskosten eines Windparks aus [3]. Es ist daher von großer Bedeutung, diese Kostenposition zu verringern, um eine höhere Rentabilität des Windparks zu erreichen.

Durch richtige Anwendung von Predictive Analytics-Methoden können die Betriebs- und Instandhaltungskosten reduziert werden. Diese Methoden ermöglichen die Anwendung eines optimierten Mixes von Wartungsstrategien, der sich positiv auf verschiedene kostentreibende Faktoren auswirkt. Diese Auswirkungen der Predictive Analytics-Methode werden in den folgenden Kapiteln detaillierter beschrieben.

3.1 Einflussfaktoren für eine Senkung von Betriebs- und Instandhaltungskosten

Wie bereits erwähnt, stellen die Betriebs- und Instandhaltungskosten einen erheblichen Anteil der Lebenszykluskosten von Windenergieanlagen dar und folglich sind angemessene Anstrengungen zu unternehmen, um diese zu reduzieren. Die in Kapitel 2 beschriebene Predictive Analytics-Methode ermöglicht die Umsetzung einer vorausschauenden (prädiktiven) Instandhaltungsstrategie. Eine solche Strategie wiederum wirkt sich positiv auf eine Reihe von Kostenfaktoren in Betrieb und Instandhaltung aus, wie unten beschrieben:

- **Ressourcenoptimierung:** Da der Zustand der Anlage bekannt ist, sind geringere Personal- und Ersatzteilkosten notwendig. Dies resultiert daraus, dass Wartungsmaßnahmen nur dann durchgeführt werden, wenn es der Zustand der Komponente erfordert.
- **Logistik:** Die rechtzeitige Kenntnis anstehender Störungen ermöglicht eine rechtzeitige Planung und Beschaffung erforderlicher Ressourcen, wie z.B.:
 - **Ersatzteile:** Lagerbestände können reduziert und Ersatzteile mit langen Lieferzeiten können rechtzeitig bestellt werden.
 - **Fachliche Unterstützung:** Für spezielle Arbeiten ist fachliche Unterstützung nicht ständig verfügbar und muss rechtzeitig im Voraus gebucht werden.
 - **Zusätzliche Ressourcen:** Für spezielle Arbeiten sind zusätzliche Ressourcen wie Prüfausrüstung, Kräne, Transportschiffe etc. nicht ständig verfügbar und müssen rechtzeitig gebucht werden.
- **Folgeschäden:** Die frühzeitige Erkennung bevorstehender Störungen ermöglicht es dem Betreiber, geeignete Maßnahmen zur Vermeidung von Folgeschäden zu ergreifen. Ist beispielsweise bekannt, dass ein Getriebelager eine beginnende Schädigung aufweist, können zusätzliche Kosten für die Reparatur anderer angeschlossener Systeme vermieden werden.

Alle oben beschriebenen Treiber können zu einer Senkung der Betriebs- und Instandhaltungskosten beitragen. In Kapitel 3.2 wird das Einsparpotential, das sich aus der Anwendung einer vorausschauenden Instandhaltungsstrategie ergibt, quantifiziert.

3.2 Reduzierung der Betriebs- und Instandhaltungskosten durch optimierte Instandhaltungsstrategien

Um die in Kapitel 3.1 beschriebenen Treiber nutzen zu können, muss ein angemessener Mix von Instandhaltungsstrategien angewendet werden. Die reaktive Instandhaltung spielt in der Windindustrie nach wie vor eine große Rolle, ca. 30% [4] bis 75% [5] aller Instandhaltungsmaßnahmen sind reaktive Maßnahmen. Dieser Instandhaltungsansatz basiert auf dem Gedanken, dass die reaktive Instandhaltung geringere Fixkosten aufweist als andere Ansätze wie die präventive (vorbeugende) und die prädiktive (vorausschauende) Instandhaltung. Die höheren Fixkosten anderer Strategien werden jedoch durch ihren Nutzen mehr als ausgeglichen.

Bei der präventiven Instandhaltung handelt es sich um eine zeitgesteuerte Instandhaltungsstrategie, bei der die Komponenten unabhängig von ihrem Zustand in festen Zeitabständen überprüft und/oder ausgetauscht werden. Die prädiktive Instandhaltung hingegen basiert auf „Messungen, die den Beginn eines Degradationsprozesses erkennen und damit die Beseitigung oder Beherrschung kausaler Beanspruchungsfaktoren ermöglichen, bevor eine signifikante Verschlechterung des physischen Zustands der Komponente auftritt“ [6]. Tabelle 1 fasst die Vor- und Nachteile der drei genannten Instandhaltungsstrategien zusammen.

Tabelle 1: Vor- und Nachteile verschiedener Instandhaltungsstrategien (angelehnt an [6])

	Reaktive IH	Präventive IH	Prädiktive IH
Vorteile	(Scheinbar) Niedrige Kosten	Verlängerung der Lebensdauer von Komponenten	Verlängerung der Lebensdauer von Systemen
Nachteile	-	Weniger kostenintensiv als reaktive IH	Weniger kostenintensiv als präventive IH (Arbeit und Inventar/Teile)
Nachteile	-	Verringerung der Anzahl von Ausfällen	Verringerung/bessere Planbarkeit von Anlagenstillständen
Nachteile	Ungeplante Stillstandzeiten	Personalintensiv	Anfangsinvestitionen in Ausrüstung, Systeme und Personalausbildung
Nachteile	Reparatur-/Ersatzkosten	Beinhaltet auch unnötige Wartungsmaßnahmen	Einsparpotential nicht ohne weiteres erkennbar
Nachteile	Folgeschäden	Totalschäden können nach wie vor auftreten	-
Nachteile	Umfangreiche Ersatzteilbestände erforderlich	-	-

Die oben genannten Vorteile der präventiven und prädiktiven gegenüber der reaktiven Instandhaltungsstrategie haben einen finanziell messbaren Effekt. Verschiedene Studien ma-

chen deutlich, dass prädiktive Instandhaltungsmaßnahmen die Stromgestehungskosten (LCoE) erheblich senken können.

Tabelle 2: Vergleich der Instandhaltungskosten nach Instandhaltungsstrategie

Quelle	Reaktive IH	Präventive IH	Prädiktive IH
[6]	100%	~85%	~75%
[5]	100%	~70%	~45%

Bild 4 illustriert schematisch die in Tabelle 2 dargestellten Ergebnisse. Die reaktive Instandhaltung verursacht zwar sehr geringe Aufwendungen zur Schadensvermeidung (wie bereits in Tabelle 1 als „Fixkosten“ angegeben), bringt jedoch hohe Reparaturkosten mit sich. Ebenso reduziert die präventive Instandhaltung zwar die Anzahl der Ausfälle drastisch, erfordert jedoch einen erheblichen Personal- und Materialeinsatz.

Bei einem adäquaten Mix der Instandhaltungsstrategien sollten nur ca. 20% der Instandhaltungsmaßnahmen reaktiv sein, wobei die prädiktive Instandhaltung mit ca. 50% den Löwenanteil der verbleibenden Arbeiten ausmacht [5].

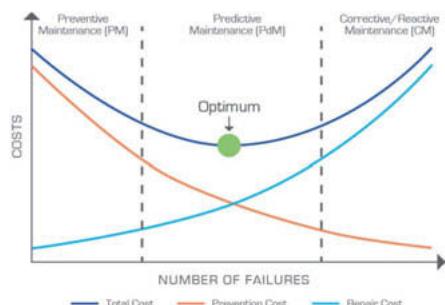


Bild 4: Kostenvergleich zwischen verschiedenen Instandhaltungsstrategien [9]

4 Erlössteigerung

Neben der in Kapitel 3 beschriebenen Reduzierung der Betriebs- und Instandhaltungskosten ermöglicht Predictive Analytics auch eine Steigerung der Erlöse. Dies geschieht durch die Reduzierung von Erzeugungsausfällen durch eine optimierte Instandhaltungsstrategie sowie durch die Erkennung von Leistungseinbußen.

4.1 Reduzierung von Erzeugungsausfällen

Zum einen können Erzeugungsausfälle durch eine verbesserte Planung von Instandhaltungsmaßnahmen minimiert werden. Dies ermöglicht die Optimierung des Zeitpunktes, zu dem die Wartungsmaßnahme durchgeführt werden soll. Die angewandte Predictive Analytics-Methode ermöglicht die Identifikation von bevorstehenden Ausfällen mit einer Vorlaufzeit von zwischen einer Woche und einem Jahr bevor der Ausfall eintritt. Eine solche rechtzeitige Kenntnis ermöglicht es dem Betriebsführer, die Durchführung der erforderlichen Instandhaltungsmaßnahme in einer Schwachwindperiode einzuplanen. Bei schnellen Verschlechterun-

gen des Betriebsverhaltens sollte die Instandhaltungsmaßnahme an einem windarmen Tag innerhalb der kommenden Woche vorgesehen werden, bei langsameren Veränderungen oder größerem Instandhaltungsaufwand können die Maßnahmen in einer normalerweise windarmen Jahreszeit eingeplant werden.

Außerdem können die Erlöse durch die Erhöhung der Verfügbarkeit der Anlage gesteigert werden. Predictive Analytics ermöglicht die Planung und Durchführung von Instandhaltungsmaßnahmen, bevor es zu Ausfallzeiten kommt. Unerwartete Ausfallzeiten treten in der Regel in ertragsstarken Zeiten auf. Sie zu vermeiden bedeutet, dass die Windenergieanlagen länger für die Energieerzeugung zur Verfügung stehen und somit die Erlöse steigen.

Eine Abschätzung der potentiellen Steigerung der Erlöse, die durch Predictive Analytics ermöglicht wird, ist in [7] zu finden. In dieser Fallstudie wurde die Predictive Analytics-Methode auf einen Windpark mit 36 Windenergieanlagen der 3-MW-Klasse angewandt. Im ersten Betriebsjahr des Windparks erkannte und meldete das WINDcenter zwölf Anomalien. Durch die kurzfristige Behebung der Anlagenmängel konnten geschätzte Erzeugungsausfälle in Höhe von ca. 1,6 GWh verhindert werden. Für den untersuchten Windpark bedeutete dies eine Steigerung des Jahres-Energieertrags (AEP) um 0,56 %.

Erwähnenswert ist, dass die genannten zwölf Anomalien keine größeren Wartungsmaßnahmen erforderten. In diesen Fällen konnten Produktionsausfälle allein schon durch bessere Instandhaltungsplanung zur Behebung kleiner Anomalien, wie die Erkennung defekter 3-Wege-Ventile des Kühlsystems und zugesetzter Filter, vermieden werden.

4.2 Erkennung von Leistungseinbußen

Mit der Predictive Analytics Methode kann nicht nur das normale Verhalten der für die vorausschauende Instandhaltung relevanten Parameter beschrieben, sondern auch die Leistung der Windenergieanlage überwacht werden.

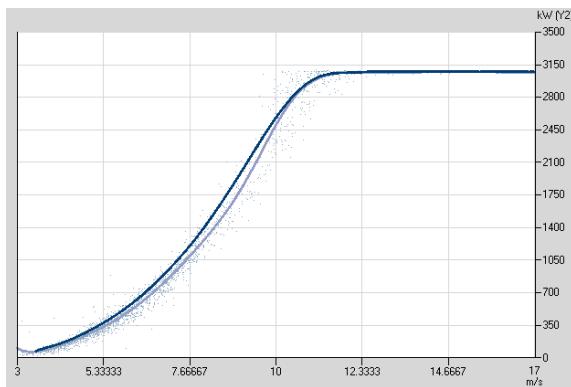


Bild 5: Vergleich zwischen Soll-Leistungskurve (dunkelblau) und Ist-Leistungskurve (hellblau)

Bild 5 zeigt ein Beispiel für eine Windenergie-anlage, die nicht die erwartete Leistung erbringt. Die dunkelblaue Linie stellt die Soll-Leistungskurve dar, wie sie von SR::SPC über den Referenzzeitraum ermittelt wurde, während die hellblaue Linie die Ist-Leistungskurve während des analysierten Zeitraums darstellt. Durch diese Analyse kann der Windparkbetreiber leicht erkennen, welche Anlagen einen Leistungsabfall aufweisen, so dass geeignete Revisions- und Ertüchtigungsmaßnahmen geplant werden können, um die Anlagen wieder in ihren ursprünglichen Zustand zu versetzen.

5 Risikominimierung

Predictive Analytics ist auch für die Minimierung von Risiken geeignet. Die einschlägigen Risiken lassen sich in zwei Hauptkategorien einteilen:

- **Reduzierte Gefährdung des Instandhaltungspersonals:**

Predictive Analytics ermöglicht eine zustandsorientierte Instandhaltung, wodurch die Anzahl der präventiven, d.h. zeitgesteuerten Maßnahmen drastisch reduziert werden kann. Die Reduzierung der regelmäßigen Begehung (Aufstiege in das Maschinenhaus) von Windenergieanlagen verringert die Gefährdung des Personals durch Arbeitsunfälle schon allein dadurch, dass das Personal nicht so oft eingesetzt wird. Darüber hinaus trägt auch die Planung von Instandhaltungsmaßnahmen in Schwachwindzeiten zu einer Verringerung des Unfallrisikos bei. Dies gilt für Onshore-Anlagen, insbesondere aber für Offshore-Windparks, bei denen die Anreise mit dem Transportschiff bei starkem Seegang oder mit dem Hubschrauber bei hohen Windgeschwindigkeiten nicht ungefährlich ist.

- **Vermeidung von Folgeschäden:**

Neben den im Kapitel 3.1 beschriebenen finanziellen Auswirkungen von Folgeschäden bedeuten vermiedene Folgeschäden auch eine Reduzierung der Gesundheits-, Sicherheits- und Umweltrisiken.

6 Ausblick

Die Vorteile der vorgestellten Predictive Analytics-Methode wurden in den Kapiteln 3 bis 5 ausführlich dargestellt. Obwohl sich mit dieser Methode viel Potenzial zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von Windparks erschließen lässt, unterliegt sie doch auch einigen Beschränkungen.

Als wichtigste Beschränkung ist hier zu nennen, dass nur solche Parameter, für die ein normierter Kennwert (KPI) explizit konfiguriert wurde, durch das System überwacht werden kön-

nen. Obwohl es möglich ist, beliebig viele KPIs in die Überwachung aufzunehmen, ist die vorgestellte Methode doch durch die Fähigkeit des Ingenieurs begrenzt, signifikante Abhängigkeiten zwischen verfügbaren Parametern zu identifizieren.

Um diese Einschränkung zu überwinden, wurde ein ergänzender Ansatz entwickelt, mit dem alle verfügbaren Parameter überwacht werden können. Der Ansatz des „Machine Learning“ wird angewandt, „um solche Abhängigkeiten automatisch zu erkennen und zu lernen, wie die Daten im Normalzustand der Komponente oder der Anlage zusammenhängen“ [8].

Das Machine Learning ist im Vergleich zu der in Kapitel 2 vorgestellten Methode zwar weniger empfindlich, hat jedoch den Vorteil, dass dabei keine Messungen ignoriert werden. Es wird erwartet, dass beide Ansätze – die Konfiguration von KPIs mit Ingenieurwissen als auch das „Machine Learning“ - in Zukunft parallel angewendet werden, um die Vorteile beider Methoden zu kombinieren.

7 Zusammenfassung

Ziel dieses Artikels war es zu zeigen, wie Predictive Analytics eine fundierte Entscheidungsfindung im Windparkmanagement ermöglichen kann.

Hierzu wurde einerseits dargestellt, dass bei richtiger Anwendung der verfügbaren Werkzeuge und Methoden proaktive Maßnahmen zur Optimierung der Instandhaltungsstrategien ergriffen werden können, so dass eine Reduzierung der Betriebs- und Instandhaltungskosten erreicht werden kann.

Zum anderen wurde gezeigt, dass ein prädiktiver Instandhaltungsansatz nicht nur die Instandhaltungskosten senken kann, sondern auch ein Ertragssteigerungspotenzial erschließt. Dies wird durch eine Steigerung der Anlagenverfügbarkeit erreicht und durch die Planung von Instandhaltungsmaßnahmen für Schwachwindphasen.

Darüber hinaus wurden auch die Möglichkeiten einer Risikominderung, die sich aus der korrekten Anwendung des richtigen prädiktiven Analyseverfahrens ergeben, kurz vorgestellt.

Schließlich wurde noch ein Ausblick auf die Weiterentwicklung der Predictive Analytics durch Einbindung des Machine Learning gegeben, dies ermöglicht die Überwachung aller verfügbaren Parameter des.

8 Literatur

- [1] P. Deeskow, M. Hay und U. Steinmetz, „Data Mining and Statistical Process Control for Condition-based Maintenance,“ *International Journal for Electricity and Heat Generation*, pp. 84-87, 2008.
- [2] J. Schinsky, U. Steinmetz und M. Stephan, „Additional Revenues of Wind Farms by Enhanced Data Analysis,“ *International Journal for Electricity and Heat Generation*, pp. 62-67, 2015.
- [3] Roland Berger Strategy Consultants, „Offshore Wind toward 2020 - on the Pathway to Cost Competitiveness,“ 2013.
- [4] J. Harman, „Wind Power in Canada Part 3 - O&M models used in the wind industry,“ Wind Energy Update, 2014.
- [5] D. Belanger, D. Hart, B. Crull und B. Maier, „CMMS in the Wind Industry,“ Sandia National Laboratories, Albuquerque, 2012.
- [6] G. Sullivan, R. Pugh, A. Melendez und W. Hunt, „O&M Best Practices - A Guide to Achieving Operational Efficiency (Release 2.0),“ Pacific Northwest National Laboratory, 2004.
- [7] F. Wagner, C. Pagel und U. Steinmetz, „Analysis of Potential Wind Farm Profitability Increase by the Application of a Predictive Analytics Approach,“ in *Brazil Wind Power*, 2017.
- [8] D. Lehman, P. Deeskow, M. Mühl und Y. Hüsseyin, „Optimized Operation of Large Battery Systems - Experiences, New Opportunities and Big Data,“ in *Electrify Europe*, Vienna, 2018.
- [9] D. Sanger, „Reactive, Preventive, and Predictive Maintenance,“ IVC Technologies, 29 August 2017. [Online]. Available: <http://ivctechnologies.com/2017/08/29/reactive-preventive-predictive-maintenance/>. [Zugriff am 16 April 2018].

Einfluss nicht planmäßiger Schwingungen auf die Weiterbetriebsdauer von Windenergieanlagen

Influence of unplanned Vibrations on the Life Time Extension of Wind Turbines

Dipl.-Ing. **Axel Andreä**, Axel Andreä Consulting and Engineering, Köln;
Dipl.-Ing. **Ulf Moritz**, windexperts Prüfgesellschaft mbH,
c/o energie profile Ingenieurbüro Glocker, Memmingen

Kurzfassung

Erfahrungen aus Inspektionstätigkeiten an Windenergieanlagen (WEA) zeigen, dass WEA im Vergleich zu den Annahmen der Typenprüfung Fehljustierungen der Blätter, seitliche oder horizontale Schräganströmungen oder Rotorunwuchten aufweisen können, die zu aerodynamisch erregten bzw. massenerregten Schwingungen führen und damit höhere (Wechsel-) Lasten in die Struktur induzieren als in der Bemessung zugrunde gelegt. Die Wirkung durch die erwähnten Schwingungsursachen auf die Struktur der WEA sind für die verschiedenen Strukturelemente unterschiedlich in Schwingweitenniveau und Frequenz, so dass die relevanten Komponenten zur Beurteilung einer individuellen Betrachtung zu unterziehen sind. Am Beispiel generischer Modelle einer drehzahlstarren-pitchgeregelten WEA, einer drehzahlvariablen-pitchgeregelten WEA und einer drehzahlgestuften-stallgeregelten WEA werden die aufgezeigten Schwingungsursachen in ihrem Einfluss auf die Ermüdungslasten der jeweiligen Struktur quantifiziert und die Auswirkung auf eine mögliche Reduktion der Weiterbetriebsdauer über die Bemessungslebensdauer hinaus aufgezeigt und gegenüber gestellt.

1. Einleitung

Das Thema Weiterbetrieb von Windenergieanlagen (WEA) über die Bemessungslebensdauer (in der Regel 20 Jahre) hinaus gewinnt in Deutschland zunehmend an Bedeutung, da viele Anlagen diese Grenze bereits erreicht haben oder in Zukunft erreichen werden. Ein verlängerter Betrieb der Anlage über diesen Zeitraum hinaus ist möglich, sofern im Rahmen einer "Bewertung und Prüfung über den Weiterbetrieb" (BPW) ein Nachweis über die hierfür erforderlichen Bedingungen erbracht werden kann. Die BPW erfolgt nach der DIBt-Richtlinie [1] in Kombination mit den jüngsten BWE-Grundsätzen [2] in einem Verfahren, bestehend aus einer praktischen Prüfung (Inspektion) und einem analytischen Ergänzungsnachweis. Der analytische Nachweis dient der Ermittlung evtl. Weiterbetriebsreserven mittels aeroelastischen Simulation

auf der Ermüdungslastenebene für alle standsicherheitsrelevanten Strukturkomponenten. Fehljustierungen oder nicht durchgeführte Justierungen bezüglich einer Massenunwucht des Rotors, der individuellen Blatteinstellwinkel oder der Windnachführung können Schwingungen in die Anlage induzieren, die einen beachtlichen Einfluss auf die Betriebslasten haben und damit zu einer Reduzierung der Lebensdauer bzw. Weiterbetriebsdauer führen können. Am Beispiel von Praxis-Messdaten bezüglich Rotormassenunwucht, Blatteinstellwinkel und Windrichtungsausrichtungen der Gondel werden die Fehljustierungen quantifiziert und darauf aufbauend die Untersuchungskriterien formuliert.

2. Quellen von Schwingungen durch Fehljustierungen an WEA

2.1 Rotormassenunwucht

Eine Massenunwucht des Rotors erzeugt zunächst eine von der Rotordrehzahl und von der Exzentrizität abhängig wirkende Zentrifugalkraft senkrecht zur Drehachse des Rotors. Umlaufperiodisch (1p-Anregung des Rotors) ergeben sich dadurch wechselnde Kraftwirkungen, die unter anderem zu Querschwingungen des Turmes führen und damit Wechselbelastungen in Nick- und Gierrichtung mit einem Phasenversatz von 90°. Eine Rotorachsneigung abweichend von null Grad induziert zusätzlich eine umlaufperiodisch wechselnde Kraftwirkung parallel zur Windrichtung und führt damit zu Longitudinalschwingungen des Turmes. Durch die Rotation im Schwerefeld entsteht für das Drehmoment an der Welle ebenfalls umlaufperiodische Lastverhöhung, verursacht durch die Schwerkraft. Massenunwucht entsteht beispielsweise durch verschiedene Massenverteilung der Rotorblätter innerhalb des Blattsatzes oder durch exzentrischen Versatz der Rotornabe (Fertigungstoleranzen) von der Drehachse.

2.2 Blattwinkelfehlstellung

Abweichungen der Einstellungen der Blätter zueinander am Rotor verursachen sogenannte aerodynamische Unwuchten in der 1p-Anregungsfrequenz des Rotors, zunächst unabhängig von der Abweichung zur Optimal-Stellung der Blätter. Das fehlerhaft eingestellte Blatt erfährt durch die veränderte aerodynamische Anströmung eine von den anderen Blättern verschiedene Last, die integral in die Nabe eingeleitet wird. Blattwinkelfehlausrichtung kann z.B. durch eine falsche Montage an der Nabe oder durch ein fehlerhaftes oder fehljustiertes Blattverstellsystem verursacht werden. Auch fertigungstechnische Abweichungen des Blattverwindungsverlaufs, Erosionen an der Oberfläche oder unzulänglich ausgeführte Reparaturen an der Blattoberfläche können zu bedeutenden aerodynamischen Unwuchten führen.

2.3 Gondelfehlstellung zur Windrichtung

Periodische Wechselbelasten werden ebenfalls erzeugt sobald der Rotor schräg angeströmt wird. Dies lässt sich in der Regel nie ganz vermeiden, z.B. durch schnelle Windrichtungsänderung oder die relativ träge Windrichtungsnachführung, ist aber in diesen Fällen zeitlich begrenzt. Eine Fehljustierung des Windrichtungssensors oder eine fehlerhafte Parametrierung des Windrichtungsnachführungssystems hingegen kann zu einer dauerhaften Schräganströmung führen und trägt damit zu einer erhöhten Belastung an der WEA bei. Die sich während des Rotorumlaufs wechselnde Anströmung der Blätter lässt insbesondere einen Wechsel der Biegemomente an der Welle stark ansteigen. Die Anregung der Blätter selbst geschieht dabei in der 1p-Anregung des Rotors, während die übrigen Komponenten eine Anregung in der Blattdurchgangsfrequenz (3p-Anregung) erreicht.

Tabelle 1: Quellen von Fehljustierungen an WEA und Beispielursachen

Fehljustierung		Anregungs-frequenz	Ursache
Rotormassenunwucht		1p	<ul style="list-style-type: none"> Verschiedene Massenverteilung der Rotorblätter eines Satzes Exzentrischer Nabenvorschub von Rotorwellenachse
Blatteinstellwinkel		1p	<ul style="list-style-type: none"> Fehlerhafte Montage Fehlerhafte Justierung Pitch-System Fehlerhaftes Pitchsystem
Gondelfehlstellung		1p (Blatt) 3p (übrige Kompon.)	<ul style="list-style-type: none"> Fehlerhafte Justierung Windrichtungssensor Fehlerhafte Parametrisierung des WR-Nachführsystems

Eine Übersicht der Quellen von Fehljustierungen an WEA und entsprechende Beispielursachen sind in Tabelle 1 dargestellt. Zusätzlich gibt Tabelle 2 eine grobe Abschätzung des Einflusses der betrachteten Fehljustierungen bezüglich der Auswirkungen auf die Lasten an maßgeblichen Komponenten der WEA im Kraftfluss. Unterstellt ist dabei die Annahme eines Starrkörpermodells um die prinzipiellen Einflüsse aufzuzeigen. Durch die reale Dynamik eines WEA-Systems kann es jedoch zu erheblichen Verschiebungen kommen.

Tabelle 2: Abschätzung verursachter Lastbeeinflussung durch Fehljustierung

Fehljustierung	Blatt	Nabe	Welle	Masch.-Träger	Turm	Fundament
Rotormassenunwucht	--	-	-	+	++	++
Blatteinstellwinkel	+	--	--	-	--	--
Gondelfehlstellung	++	++	++	--	--	--

Bewertung unter Annahme eines Starrkörpermodells: -- sehr gering, - gering, + deutlich, ++ sehr stark

3. Statistik gemessener Fehljustierungen

3.1 Daten zur Rotormassenunwucht

Bezüglich realer Rotormassenunwuchten an WEA wurden von der cp.max Rotortechnik Messungen an 69 Anlagen der Leistungsklasse 0.6MW bis 1.5MW durchgeführt und für diese Studie zur Verfügung gestellt [3]. Zur besseren Vergleichbarkeit wurden diese Daten mit der jeweiligen Rotormasse in eine Rotormassenexzentrizität bezogen auf den Rotorradius umgerechnet (Einheit [mm/m]). Die vorgefundenen Exzentrizitäten "e" ergeben sich somit in einem Bereich von ca. 0.05 mm/m bis hin zu ca. 2.3 mm/m.

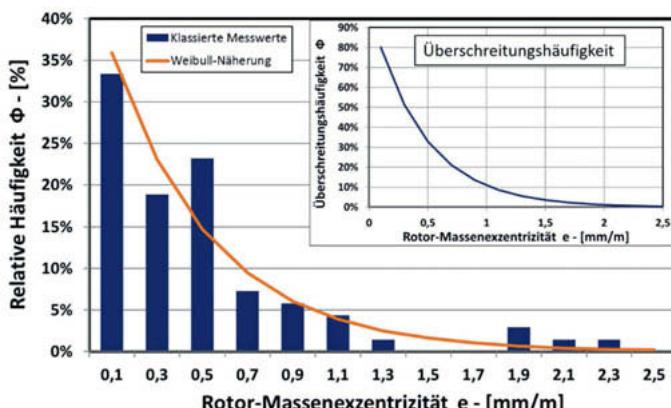


Bild 1: Klassierung der berechneten Rotormassenexzentrizität, Basisdaten nach [3]

Die anschließende Klassierung der Daten in Klassen der Breite 0.2 mm/m liefert dann die entsprechende Häufigkeitsverteilung nach Bild 1 inklusive der Näherungsfunktion nach Weibull.

Betrachtet man die Messdaten als repräsentative "Stichprobe", so lassen sich aus der Summenhäufigkeit der ermittelten Weibullfunktion die Überschreitungswahrscheinlichkeiten bestimmen. Danach wäre zu erwarten, dass bei 50% (P50-Wert) der WEA die Rotormassenexzentrizität kleiner als 0.3 mm/m ist. Bei 10% (P10-Wert) der Anlagen wäre eine Exzentrizität von immerhin mehr als 1.05 mm/m zu erwarten.

3.2 Daten zur Blattwinkelfehlstellung

Im Hinblick auf die Blattwinkelfehlstellung wurden von der cp.max Rotortechnik Messungen an 42 Anlagen, ebenfalls der Leistungsklasse 06MW bis 1.5MW, durchgeführt [3]. Die Messdaten beziehen sich jedoch auf eine Winkelabweichung der Blätter innerhalb des Rotors und nicht auf die Abweichung des einzelnen Blattes vom Sollwert. Die Klassierung der Daten in Klassen der Breite 0.2 Grad liefert dann die entsprechende Verteilung der Fehlstellungshäufigkeiten nach Bild 2 inklusive der Näherungsfunktion nach Weibull.

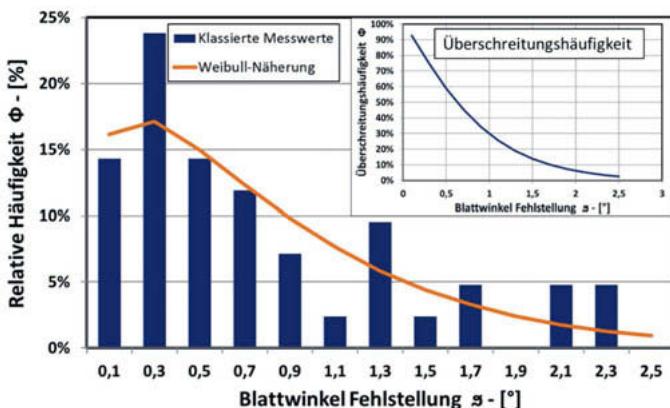


Bild 2: Klassierung der Messdaten der Blattwinkeldifferenz innerhalb des Rotors [3]

Die Messdaten werden auch hier als repräsentative "Stichprobe" betrachtet. Aus der Summenhäufigkeit der ermittelten Weibullfunktion wäre bezüglich der Überschreitungswahrscheinlichkeiten zu erwarten, dass bei 50% (P50-Wert) der WEA die Blattwinkelabweichung kleiner als 0.63 Grad ist. Bei 10% (P10-Wert) der Anlagen wäre immerhin eine Abweichung von mehr als 1.72 Grad zu erwarten.

3.3 Daten zu Gondelfehlstellungen

Gondelfehlstellungen werden oft diskutiert vor dem Hintergrund möglicher Energieertragseinbußen. Die Betrachtung hier soll sich nur auf die damit verbundene Lasteinwirkung beziehen. Auswertungen von Messdaten wurden von der ROMO Wind Deutschland zur Verfügung gestellt [4]. Die Grafik in Bild 3 zeigt Messungen von Gondelfehlstellungen einer WEA. Eine mittlere Fehlstellung ist deutlich auszumachen und beträgt in diesem Beispiel ca. 8 Grad.

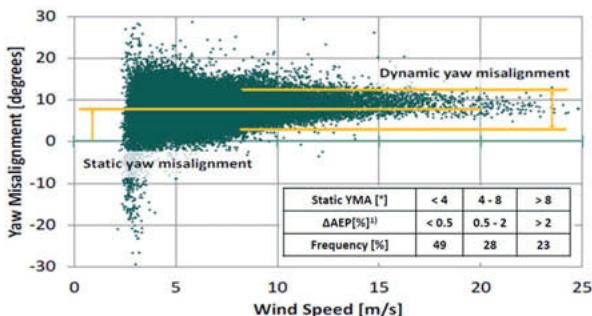


Bild 3: Gemessene Gondelfehlstellungen ("YWA") an einer WEA (Grafik), [4]

Die statistische Auswertung von Messungen an 670 WEA [4] ergibt, dass mehr als 50% der Anlagen eine mittlere Gondelfehlstellung von mehr als 4 Grad aufweisen, ca. die Hälfte davon sogar mehr als 8 Grad.

4. Einfluss von Fehljustierungen auf die Weiterbetriebsdauer von WEA

4.1 Vorgehensweise

Für die Analyse des Einflusses von den hierin betrachteten Fehljustierungen auf die Weiterbetriebsdauer bzw. Lebensdauerreduzierung von WEA sollen 3 verschiedene Typen von 3-Blatt-WEA näher betrachtet und verglichen werden.

Tabelle 3: Erstellte aeroelastischen WEA-Modelle - technischen Daten

WEA-Bezeichnung	PK-44	PV-40	S2K-44
Carakteristik	Pitchgeregelt, drehzahl-konstant	Pitchgeregelt, drehzahl-variabel	Stallgeregelt, zwei Drehzahlstufen
Nennleistung	600 kW	500 kW	600 kW
Abschaltwindgeschwin-digkeit	20 m/s	25 m/s	25 m/s
Rotordurchmesser	44 m	40 m	44 m
Drehzahlbereich	28.5 min ⁻¹ (+/-5%)	18 ... 38 min ⁻¹	18.0 / 27.0 min ⁻¹
Nabenhöhe	63 m	65 m	50 m
Rotormasse	8.74 t	10.03 t	13.70 t
1. Biegeeigenfrequenz Turm	0.62 Hz	0.36 Hz	0.60 Hz
1. Schlagfrequenz Blatt	1.61 Hz	1.84 Hz	1.89 Hz
1. Schwenkfrequenz Blatt	2.50 Hz	2.55 Hz	2.94 Hz

Dazu wird für jede WEA ein generisches aeroelastisches Modell gebildet. Die Lastsimulationen werden mit dem Programm FAST von NREL (USA) durchgeführt. Gewählt werden zwei pitch-geregelte WEA, eine mit nahezu konstanter Drehzahl über den gesamten Betriebsbereich, die andere Drehzahlvariabel und die dritte als stall-geregelter Anlage mit zwei drehzahlstufen. Die wesentlichen technischen Daten der generischen WEA sind in Tabelle 3 zusammengestellt. Zunächst gilt es für die drei WEA-Typen die generischen Bemessungslasten zu ermitteln. Ge-wählt wird für alle drei WEA eine Typenklasse II (WTG-class II) mit einer Turbulenzkategorie B nach IEC [6,7] als Referenz der Umgebungsbedingung. Eine ständige Schräganströmung von 8° sowie Start- und Stopp-Lastfälle und Eisansatz nach DIBt Richtlinie [8] sind ebenfalls enthalten um den Erfordernissen der Regelwerke Rechnung zu tragen.

Tabelle 4: Gewählte Parametervariation für die Durchführung der Untersuchung

Parameter		Idealzu-stand	Variation1	Variation 2	Variation 3	Variation 4
Rotormassenexzentrizität	Bez. auf R	0.0 mm/m	0.5 mm/m	1.0 mm/m	1.5 mm/m	2.5 mm/m
	PK-44	0 kgm	96 kgm	192 kgm	288 kgm	480 kgm
	PV-40	0 kgm	100 kgm	200 kgm	300 kgm	501 kgm
	S2K-44	0 kgm	150 kgm	301 kgm	451 kgm	751 kgm
Blattwinkelfehlstellung *)		0°	0.5°	1.5°	2.5°	-/-
Gondelfehlstellung		8°, 0° **)	5.0°	10.0°	20.0°	-/-

*) Blattwinkel der übrigen 2 Blätter in Sollposition, **) 0° bei Betrachtung der Gondelfehlstellung

Die Bemessungslebensdauer wird mit 20 Jahren angenommen. Rotormassenunwucht und Blattwinkelabweichungen werden für den Idealzustand bewusst zu null gesetzt um die zu untersuchenden Fehljustierungen in der Analytik klar herauszuarbeiten, auch wenn hiermit ein Lastzustand betrachtet wird, der sanfter ist als ihn die Bemessungsrichtlinien fordern. In diesem Zusammenhang wird bei der Ermittlung der Bemessungslasten für die Untersuchung der Gondelfehlstellung diese zu 0° gesetzt. Für die Analytik werden ebenfalls die Typenklasse II B zugrunde gelegt, inklusive der ständigen Schräganströmung, und die Parametervariation, unabhängig voneinander, gemäß Tabelle 4 durchgeführt. Die Ergebnisse werden für ausgewählte Lastkomponenten als Schwingweitenkollektive berechnet. Zu Vergleichszwecken werden diese in Äquivalente Lasten umgerechnet und dienen der Berechnung des Einflusses auf die Weiterbetriebsdauer. Die unterschiedlichen Ermüdungseigenschaften der Strukturkomponenten werden unter Berücksichtigung der entsprechenden Exponenten "m" der Material-Wöhlerlinien berücksichtigt. Für einige der betrachteten Komponenten wird sich neben einer Reduzierung der Weiterbetriebsdauer, abhängig von der Variation, auch ein "Gewinn" an Weiterbetriebsdauer ergeben. Die Ergebnisse diesbezüglich werden Dargestellt jedoch nicht ausführlich diskutiert, da hier die negative Beeinträchtigung im Vordergrund stehen soll.

4.2 Analyse der Rotormassenunwucht

Zur Simulation der Rotormassenunwucht wird die Masse eines Blattes entsprechend der zu untersuchenden Massenexzentrizität nach Tabelle 4 erhöht und die Simulation damit durchgeführt. Die übrigen Referenzbedingungen wie in 4.1 beschrieben bleiben davon unberührt. Die Ergebnisse der Untersuchung sind in Bild 4 für ausgewählte Komponenten im Lastfluss der Struktur dargestellt. Wie zu erwarten macht sich die Rotormassenexzentrizität in Ihrer Wirkung auf den Turm deutlich bemerkbar. Die geringen Exzentrizitäten von 0.5mm/m und 1mm/m zeigen zunächst bei den Anlagen PV-40 und S2K-44 einen vergleichsweise geringen Einfluss von maximal ca. 4 Jahren auf die Weiterbetriebsdauer was darin begründet liegt, dass die induzierten Lasten des Rollmoments geringer oder in etwa gleicher Größenordnung sind als die aerodynamischen Lasten des Nickmomentes welches daher noch die Dimensionierung des Turmes prägt.

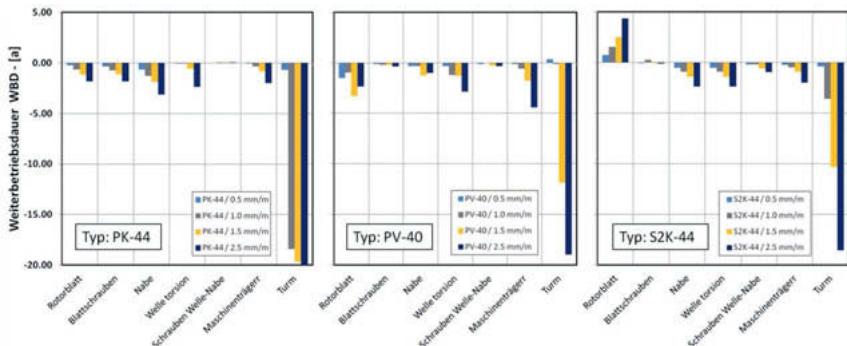


Bild 4: Einfluss des Rotormassenexzentrizitäts-Niveaus auf die Lebensdauer

Bei der PK-44 schlägt bereits die geringe Exzentrizität von 1 mm/m stark zu Buche, bedingt durch die über den gesamten Betriebsbereich hohe Rotordrehzahl (28.5 min^{-1}). Im Gegensatz dazu wäre zu erwarten, dass die drehzahlvariable PV-40 geringere Einflüsse auch bei den hohen Exzentrizitäten zeigen müsste, was prinzipiell auch der Fall ist, allerdings durch das relativ hohe Niveau des Drehzahlbereiches (bis 38 min^{-1}) nahezu wieder kompensiert wird. Damit gelangt diese auf vergleichbarem Niveau der 2-stufigen Stallanlage mit ca. 11 Jahren bei einer Exzentrizität von 1.5 mm/m bzw. ca. 14 Jahren bei einer Exzentrizität von 2.5 mm/m. Für die übrigen betrachteten Komponenten nach Bild 4 ergibt sich für die betrachteten WEA-Typen ein vergleichbares Bild von Weiterbetriebseinbußen bei hoher Exzentrizität zwischen ca. 2 und 4 Jahren. Die Variation zwischen den Anlagentypen ist unter anderem auch der unterschiedlichen strukturellen Dynamik der Anlagenstruktur geschuldet, die in Interaktion mit der anregenden Massenunwucht steht. Auffallend ist, dass bei der Stall-Anlage S2K-44, entgegen der Erwartung, für das Rotorblatt sogar eine Entlastung mit zunehmender Exzentrizität zu verzeichnen ist, auf dessen Hintergründe an dieser Stelle nicht näher eingegangen wird (siehe Abschnitt 4.1).

4.3 Analyse der Blattwinkelfehlstellung

Zur Simulation der Blattwinkelfehlstellung wird der Winkel eines Blattes entsprechend der zu untersuchenden Winkelabweichung nach Tabelle 4 erhöht und die Simulation damit durchgeführt. Die Fehlstellung wird in positiver Richtung vorgenommen (entgegen Richtung "stall"). Die Winkel der übrigen beiden Blätter verbleiben beim Sollwert. Die Umgebungsbedingungen wie in 4.1 beschrieben bleiben auch hier unberührt. Die Ergebnisse der Untersuchung sind in Bild 5 für ausgewählte Komponenten im Lastfluss der Struktur dargestellt.

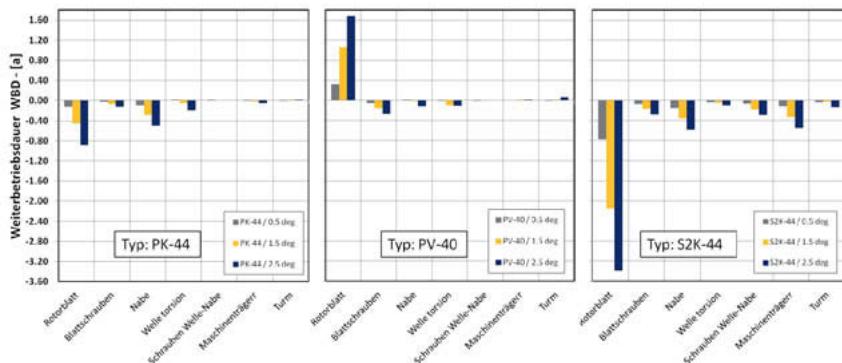


Bild 5: Einfluss der Blattwinkelfehlstellung eines Blattes auf die Lebensdauer

Generell zeigt sich, dass sich der Einfluss eines Blattfehlwinkels deutlich weniger stark auf eine Lebensdauerreduzierung der Komponenten der untersuchten WEA mit weniger als 0.6 Jahre auswirkt, mit Ausnahme des fehljustierten Blattes selbst, welches hier betrachtet wird. Bei der Stall-Anlage S2K-44 ist bei einer großen Winkelfehlstellung von 2.5° mit einer Reduzierung der Lebensdauer des Blattes von ca. 3.4 Jahren zu rechnen, bei einer Fehlstellung von 1.5° immerhin noch mit mehr als 2 Jahren. Durch die Fehlstellung in positiver Richtung tritt der Stalleffekt mit zunehmender Windgeschwindigkeit später ein, d.h. das Blatt liefert im Vergleich zu den anderen Blättern eine erhöhte Leistung und erfährt dadurch eine höhere Last die sich in der Lebensdauerreduzierung dergestalt bemerkbar macht. Ganz anders die drehzahlvariable Pitchanlage PV-40; hier kommt es offensichtlich zu einer leichten Entlastung des fehl eingestellten Blattes. Der Sachverhalt verschiebt sich etwas bei der Anlage PK-44. Durch die konstante Drehzahl im Teillastbereich erreicht der Rotor seinen optimalen Betriebspunkt ($cp.\max$) nur bei einer bestimmten Windgeschwindigkeit. Die Fehljustierung eines Blattes in positiver Richtung verschiebt für dieses Blatt die optimale Betriebsbedingung zu höheren Windgeschwindigkeiten, was bedeutet, dass auch die Lasten an diesem Betriebspunkt höher ausfallen als bei den anderen zwei Blättern und damit eine Reduzierung der Lebensdauer bewirken.

4.4 Analyse der Gondelfehlstellung

Zur Simulation der Gondelfehlstellung wird die Gondelwinkelposition entsprechend der zu untersuchenden Abweichung von der mittleren Windrichtung nach Tabelle 4 erhöht und die Simulation damit durchgeführt. Die Referenzbedingungen wie in 4.1 beschrieben bleiben davon

unberührt, die ständige Schräganströmung wird hier durch die Gondelposition ersetzt. Die Ergebnisse der Untersuchung sind in Bild 6 für ausgewählte Komponenten im Lastfluss der Struktur dargestellt. Es ist anzumerken, dass generell in den Bemessungslasten eine ständige Schräganströmung von 8° [1] bzw. 10° [8] berücksichtigt ist. Insofern würde eine ständige Gondelfehlstellung von beispielsweise 8° nicht zwangsläufig zu einer Lebensdauerreduktion hinsichtlich der Auslegungsrichtlinien führen. Die folgenden Betrachtungen sollen eher der Darstellung der generellen Sensibilität der Lebensdauer der Komponenten auf die Schräganströmung bewerten, weshalb die Bemessungslasten in dieser Analyse mit 0° berechnet wurden. Bei Betrachtung der Gondelfehlstellung wird deutlich, dass einige Komponenten stärker belastet werden, andere wiederum deutlich entlastet. Insbesondere die rotierenden Komponenten wie Nabe, Welle inklusive entsprechender Verbindungselemente erfahren durch die induzierten Nick- und Giermomente erhebliche Wechsellaisten, nicht nur in Lastniveau, sondern auch in der Frequenz (3p-Anregung). Insofern sind diese Komponenten bezüglich der Lebensdauerreduzierung in der Regel besonders betroffen, unabhängig vom WEA-Typ. Bei den hier untersuchten WEA-Typen PV-40 und S2K-44 beträgt die Reduzierung der Lebensdauer von um die 10 Jahre bis deutlich über 15 Jahre, je nach Winkel der Gondelfehlstellung, siehe Bild 6. Für die PK-44 fällt die Reduzierung mit ca. 4 bis 13 Jahren etwas weniger stark aus. Für das Rotorblatt selbst ergibt sich umlaufperiodisch eine erhöhte Wechsellaust, die durch den über den Umlauf um den Mittelwert oszillierenden Profilanströmwinkel hervorgerufen wird. Für die untersuchten WEA-Typen ergeben sich damit Reduzierungen in der Lebensdauer von ca. 5 bis 8 Jahren bei 10° ständiger Fehlposition bzw. 10 bis deutlich über 15 Jahre bei 20° ständiger Fehlposition. Für den Turm ist generell eine Entlastung bei Gondelfehlposition zu erwarten, da der Rottorschub mit zunehmender Schräganströmung abnimmt und damit auch die entsprechenden Lastschwingweiten.

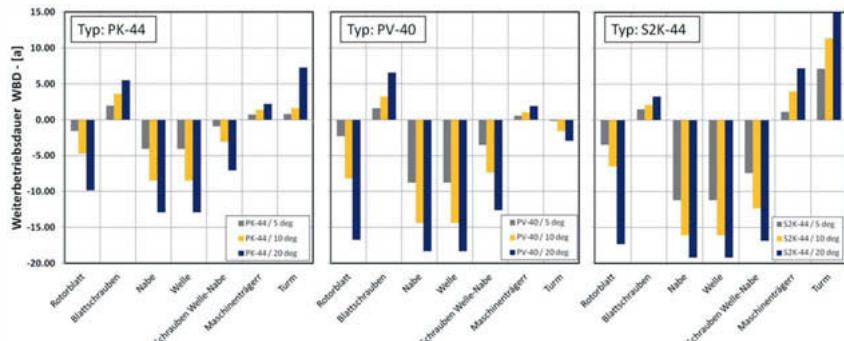


Bild 6: Einfluss der Gondelfehlstellung von der mittleren Windrichtung auf die Lebensdauer

Das zu beobachtende gegensätzliche Verhalten beim WEA-Typ PV-40 röhrt in diesem Fall von der Dynamik des Gesamtsystems mit einem relativ biegeweichen Turm als Nebeneffekt (vergl. Tabelle 3). Die oben beschriebenen Effekte für die rotierenden Komponenten werden für die Komponenten des festen Systems der Gondel durch den 120° Phasenversatz der Anregung (3-Blatt-Rotor) kompensiert, so dass hier der reduzierte Rotorschub zu einer leichten Entlastung des Maschinenträgers als Beispiel führt.

5. Zusammenfassung

In der hier durchgeföhrten Analyse wurde der Einfluss von Rotormassenunwucht, Blattwinkelfehlstellung und Gondelfehlausrichtung auf die Weiterbetriebsdauer untersucht. Aus zur Verfügung gestellten Messdaten wurden zunächst die in der Praxis zu erwartenden Fehljustierungen in der Größe bestimmt und damit die Variationsparameter festgelegt. Die Untersuchung wurde mit Hilfe aeroelastischer Simulation an drei generischen Anlagenmodellen der 500kW bis 600kW Klasse mit 3-Blatt-Rotor durchgeföhr. Bewusst wurden dabei konzeptionell verschiedene WEA-Typen gewählt, pitchgeregt-drehzahlstarr, pitchgeregt-drehzahlvariabel sowie stallgeregt-2Drehzahlsufen. Die Ergebnisse zeigen, dass ein Fehlwinkel eines Blattes von 2.5° auf die Struktur der Anlage nur eine geringe Beeinträchtigung der Lebensdauer aufweist, für das Blatt selbst jedoch kann eine Reduzierung der Lebensdauer von bis zu 3.4 Jahren erwartet werden. Eine Rotormassenunwucht hingegen liefert insbesondere für den Turm eine erhebliche Reduzierung der Lebensdauer. Bei über den gesamten Betriebsbereich drehzahlstarren Anlagen können schon geringe Rotormassenexzentritäten von 1 mm/m erheblich zu Buche schlagen mit deutlich über 15 Jahren verringertem Weiterbetriebspotential. Bei den anderen beiden WEA-Typen beträgt die Reduktion mit einer höheren Exzentrizität von 1.5 mm/m etwas über 10 Jahre. Ganz klar hervorstechend sind die Ergebnisse bezüglich der Analyse der Gondelfehlstellung. Hier zeigen alle WEA-Typen eine deutliche Reduzierung der Lebensdauer für die drehenden Komponenten und für die Rotorblätter mit bis zu 15 Jahren bei 10° ständigem Gondelwinkelfehler. Die präsentierten Ergebnisse können nur einen generellen Eindruck über die Einflüsse von Fehljustierungen an WEA geben. Mit größeren Anlagen werden die Zusammenhänge durch die in den Vordergrund tretenden Strukturdynamischen Eigenschaften deutlich komplexer und sind im Einzelfall separat zu analysieren. Um die Induzierung von Schwingungen in das WEA-System und damit die Erhöhung von Lasten so gering wie möglich zu halten, sollten Fehljustierungen möglichst vermieden oder zumindest schnellst möglichst korrigiert werden.

6. Literatur

- [1] Richtlinie für Windenergieanlagen: Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung, Deutsches Instituts für Bautechnik (DIBt), Reihe B - Heft 8, Fassung 2012
- [2] Grundsätze für die Durchführung einer Bewertung und Prüfung über den Weiterbetrieb (BPW) von Windenergieanlagen an Land, Bundesverband Windenergie, Ausgabe Juni 2017
- [3] Daten zur Rotorunwucht und Blattwinkelfehlstellung an untersuchten Windenergieanlagen der Leistungsklasse 0.6 - 1.5MW, Excel file "Unwucht Daten. xls", zur Verfügung gestellt von cp.max Rotortechnik GmbH & Co. KG, E-Mail Adrian Krall, datiert 19.01.2018
- [4] Static and dynamic Yaw Misalignment (YMA), Präsentation Romo Wind 26.03.2018, zur Verfügung gestellt von ROMO Wind Deutschland GmbH, E-Mail Dr.-Ing. Harald Hohlen, datiert 26.03.2018
- [6] IEC 61400-1, Ed. 3, "Wind Turbines – Part 1: Design Requirements", Edition 08-2005
- [7] Amendment 1 to IEC 61400-1 Ed.3: Wind Turbines Part 1: Design Requirements, Edition 2010
- [8] Richtlinie für Windkraftanlagen: Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung, Deutsches Instituts für Bautechnik (DIBt), Reihe B - Heft 8, Fassung 1993, 2. Überarbeitete Auflage 1995

Einsatz von Körperschalltilgern zur Reduzierung von Tonalitäten von Windenergieanlagen

Dr.-Ing. Frank-D. Krull, Dr.-Ing. Lukas Schneider,
ESM Energie- und Schwingungstechnik Mitsch GmbH, Heppenheim

Kurzfassung

Die Entstehung, Ausbreitung und Abstrahlung von Schall in Windenergieanlagen ist komplex. Häufig gelingt es während der Auslegung nicht alle Parameter zu adressieren und Tonhaltigkeiten von Windenergieanlagen zu vermeiden.

Zur Analyse und Beseitigung dieser für die Genehmigung und den Betrieb der Anlagen kritischen Auffälligkeiten ist es erforderlich die Schallentstehungskette innerhalb der Windenergieanlage zu analysieren, zu verstehen und geeignete Maßnahmen abzuleiten.

Verzahnungsanregung von Getrieben sowie Anregungsfrequenzen aus Generatoren sowie Resonanzen mit Bauteilen innerhalb der Übertragungspfade spielen hierbei eine große Rolle. Die Isolation innerhalb der relevanten Transferpfade stellt bei der Vermeidung von Körperschallübertragung- und Fortpflanzung eine der wichtigen primärmaßnahmen dar.

Der Weg vom Körperschall zu den potentiellen Abstrahlflächen muss hierbei durch geeignete Maßnahmen und Bauteil unterbrochen werden.

Tilger können helfen, um Resonanzüberhöhungen abzusenken, wenn Isolation als Primärmaßnahmen nicht ausreicht.

1. Einführung

Die Anforderungen an das Geräuschverhalten von Windenergieanlagen (WEA) steigen durch Normungen, die Konkurrenz der WEA-Hersteller und den Druck der Öffentlichkeit stetig an. Daher ist es für alle Seiten wichtig, Ursachen für die Geräuschentwicklung zu erkennen, Gegenmaßnahmen zu entwickeln, WEA im Feld zu beruhigen und schon in der Planungsphase von WEA schallkritische Konstruktionen zu vermeiden. ESM Energie- und Schwingungstechnik Mitsch GmbH entwickelt, testet und fertigt schwingungstechnische Elemente für Windkraftanlagen.

Dazu gehören

- Elastomerlager für Getriebe, Generatoren, Achsschränke, Stromschienen und Verkleidungen,
- Kupplungen im langsam drehenden Teil des Triebstrangs,
- Schwingungstilger für niederfrequente Schwingungen im Turm und
- Tilger für Körperschallschwingungen.

2. Entstehung von schallrelevanten Schwingungen

Im Regelbetrieb von WEA wird der Luftschall vor allem durch die Umströmung der Blätter, durch die Zahneingriffe im Getriebe oder durch die Nutendurchgänge im Generator verursacht. Strömungsinduzierte Geräusche haben meist ein sehr breitbandiges Frequenzspektrum wohingegen Schall, der ursächlich aus Getriebe und Generator kommt, mehrere schmalbandige Töne aufweist. Zusätzliche Geräusche können durch Einzelereignisse wie Turmkopfdrehung, Ventilatoren, Pumpen von Öl oder Bremsvorgänge erzeugt werden. Auch das Verhalten von beschädigten oder fehlerhaften Komponenten der WEA kann zu einem erhöhten Schallniveau führen. Im Folgenden wird nur auf die Ursachen von Schall im Regelbetrieb von WEA eingegangen:

Schwingungsanregung durch die Zahnanregung im Getriebe:

Getriebe in Windkraftanlagen bestehen in der Regel aus mehreren Stufen, die als Planeten- oder Stirnradstufen ausgeführt sind. Der Eingriff der Zähne führt zu Stoßen, die die umgebende Struktur in Schwingungen versetzt. Die Anregungsfrequenzen der entstehenden Schwingungen ergeben sich aus der Drehzahl und Zähnezahl der verschiedenen Stufen. Da die meisten WEA drehzahl-variabel sind, verändert sich also die Anregungsfrequenz mit der Drehzahl. Aufgrund der stoßartigen Anregung treten nicht nur die Grundfrequenzen der Schwingungen auf, sondern auch deren Vielfache (Harmonische).

Bild 1 zeigt ein fiktives Anregungsspektrum eines typischen WEA-Getriebes in einem Drehzahl-Frequenz-Diagramm und macht deutlich, dass bei einer Drehzahl mehrere schmalbandige Anregungsfrequenzen gleichzeitig auftreten.

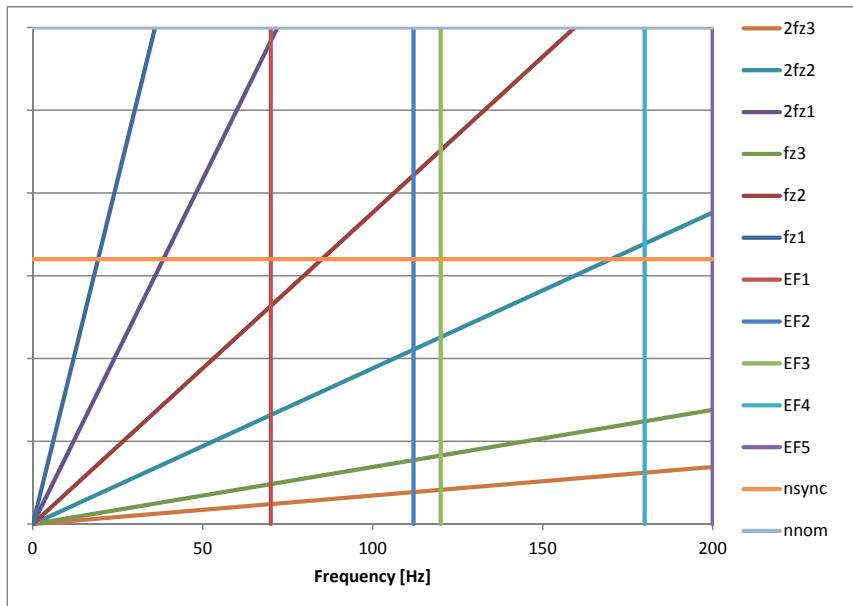


Bild 1: Schematisches Anregungsspektrum eines WEA-Getriebes

Die Amplitude der Getriebebeschwingungen hängt im Wesentlichen ab von

- der Makrogeometrie des Getriebes, d.h. Anzahl der Stufen, Kraftführung, Übersetzungen und Zähnezahlen,
- der Mikrogeometrie der Zähne
- dem Drehmoment, der Drehzahl
- den Verlagerungen der Zähne durch Wellen- und Lagerverformung

Für ein optimales Schallverhalten müssen Getriebe und WEA aufeinander abgestimmt werden.

3. Übertragung, Verstärkung und Abstrahlung des Körperschalls

Sind die anregenden Kräfte im Getriebe oder im Generator eingeleitet, so pflanzen sie sich als Strukturschwingungen – auch Körperschall genannt – in der Struktur fort, bis sie auf eine Außenfläche der WEA treffen und sie zu Schwingungen anregen. Die Bewegung der Fläche führt zu Druckschwankungen in der Luft, die sich dann mit Schallgeschwindigkeit in die Umgebung

ausbreiten und so von außen wahrgenommen werden können. Als Abstrahler des Körperschalls kommen vor allem die Blätter und der Turm in Frage. Nabe, und Gondelverkleidung haben eine untergeordnete Bedeutung, weil deren abstrahlende Fläche im Vergleich sehr viel kleiner ist.

Ausbreitung des Körperschalls in WEA mit Getriebe:

In typischen WEA mit Getriebe hat der Körperschall die folgenden Wege, um sich vom Getriebe bis zur Oberfläche auszubreiten:

1. Getriebe – Elastomerlager – Maschinenträger – Turm,
2. Getriebe – langsame Welle – Hauptlager – Maschinenträger – Turm,
3. Getriebe – langsame Welle – Nabe – Blätter.

Elastomerlager verhindern durch ihre isolierende Wirkung, dass ab einer bestimmten Grenzfrequenz Körperschall direkt in den Maschinenträger und den Turm eingeleitet wird. Die Wege über die langsame Welle in den Turm und die Blätter sind bis auf wenige Ausnahmen rein metallische Verbindung und damit gute Übertragungswege für Körperschall.

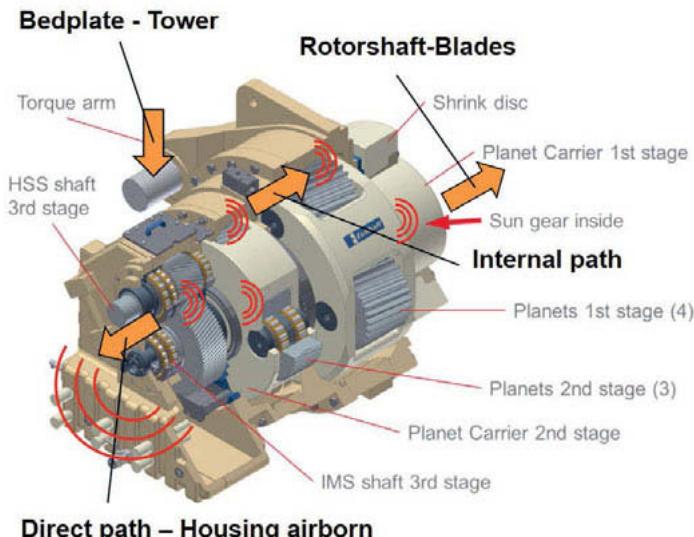
Der Körperschall aus dem Generator kann über die folgenden Wege an die Außenfläche der WEA gelangen:

1. Generator – Elastomerlager – Maschinenträger – Turm,
2. Generator – Kupplung – Getriebe – siehe Übertragungswege Getriebe.

Beide Übertragungswege des Generators enthalten weiche Koppelemente, die den Körperschall ab einer Grenzfrequenz schalltechnisch isolieren.

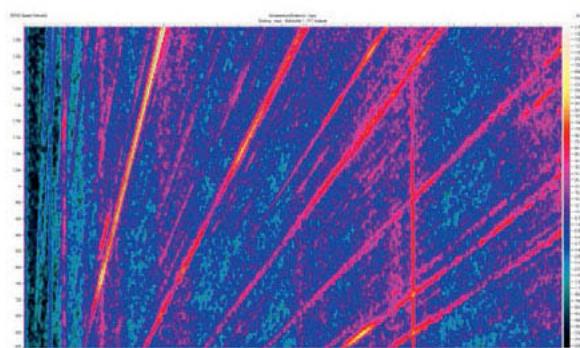
Bild 2 zeigt die Körperschallentstehung- und Fortpflanzung in einem Getriebe für Windenergieanlagen mit 2 Planeten- und einer Stirnradstufe

Bild 3 zeigt Resonanzen zwischen Struktureigenfrequenzen und Anregungsfrequenzen eines Getriebes, die als Schwingwerte während eines Hochlaufes an einem Getriebeprüfstand gemessen wurden.



Gearbox picture Source: Eickhoff, Oildoc Conference 2015

Bild 2: Körperschallfortpflanzung innerhalb eines WEA-Getriebes ; Quelle: Eickhoff Vortrag auf der Oildoc Conference 2015 [4]



Picture Source: Eickhoff, International Conference on Gears 2010

Bild 3: Resonanzen zwischen Struktureigenfrequenzen und Getriebeanregungsfrequenzen an einem Getriebeprüfstand gemessen; Quelle: Eickhoff Vortrag, International Conference on Gears 2010 [5]

Abstrahlung von Körperschall an der Oberfläche der WEA:

Die potentiellen Abstrahlflächen von Turm und Blättern sind an WEA ähnlich groß, wohingegen die Flächen der Gondelverkleidung und Nabe um ca. Faktor 10 kleiner sind. Es ist also davon auszugehen, dass die Gondelverkleidung und Nabe nur dann einen großen Anteil am abgestrahlten Schall haben, wenn deren Oberflächen sich besonders stark bewegen. Neben den Flächen spielt auch der Abstrahlgrad der Flächen eine wichtige Rolle. Flächen aus dünnem gedämpften Material strahlen bei gleicher Frequenz weniger gut ab als dickes ungedämpftes Material. Auf Basis dieser Beobachtung kann man schließen, dass ein Stahlurm bei niedrigen Frequenzen ein besseres Abstrahlvermögen hat als die Blätter, die meist aus dünnerem und dämpfendem GFK gefertigt sind.

Für die Analyse der Körperschallabstrahlung ist es wichtig zu wissen, welche Abstrahler bei welcher Frequenz dominant sind. Ein hilfreiches physikalisches Phänomen für die Analyse ist dabei der Dopplereffekt, der bei bewegten Schallquellen auftritt [3]. Wird der Körperschall auf der bewegten Fläche der Blätter abgestrahlt, so kann man an einer Messposition am Boden Frequenzverschiebungen durch den Dopplereffekt erkennen.

4. Maßnahmen zur Reduzierung von Körperschall

Die Maßnahmen zur Reduzierung von Körperschall an WEA können in die folgenden Kategorien eingeteilt werden:

1. Anregung reduzieren,
2. Anregung isolieren,
3. Eigenfrequenzen verstimmen,
4. Eigenfrequenzen dämpfen und
5. Anregung auslöschen durch Einleiten von Gegenkräften.

Die Faktoren zur Reduzierung der Anregungen sind bereits in Abschnitt 2 diskutiert worden.

Anregung isolieren

Möchte man verhindern, dass sich Schwingungen von Getriebe oder Generator in die umgebende Struktur ausbreiten, können die Verbindungen mit den angrenzenden Bauteilen mit elastischen Koppelementen ausgestattet werden. Diese Koppelemente haben das Verhalten eines Tiefpassfilters, d.h. ab einer bestimmten Grenzfrequenz können über diese Koppelstellen nur noch geringe Kräfte bzw. Strukturschwingungen übertragen werden. Die Steifigkeit der Koppelstelle hängt davon ab, welche Kräfte und Momente übertragen werden sollen und welche Grenzfrequenzen für die Isolierung erforderlich sind. Den Generator einer Getriebeanlage kann man zum Beispiel auf relativ weichen Elastomerfedern lagern, weil am Generator

keine hohen Drehmomente auftreten. Damit kann man die Grenzfrequenz des Generators niedrig wählen und so eine gute Schwingungsisolierung erreichen. Im Gegensatz dazu liegen am Getriebe und der langsamen Welle hohe Drehmomente und Kräfte an, die über die Koppelemente übertragen werden müssen. Bei 3- und 4-Punktlagerungen zum Beispiel werden die Getriebe üblicherweise in Elastomerbuchsen und Elastomerschichtfedern gelagert (siehe Bild 4). Bei der Auslegung spielen nicht nur die Schwingungsisolierung und die zu übertragenden Lasten eine Rolle, sondern auch die Verringerung von Lastspitzen, sowie die Reduzierung von Zwangskräften aus Fertigungs- und Montageabweichungen und aufgrund von Verformungen des Maschinenträgers.

Gleichzeitig hat man mit diesen Elementen auch die Möglichkeit, Triebstrangeigenfrequenzen zu verstimmen und Dämpfung in die Triebstrangeigenfrequenzen einzubringen.



Bild 4: Getriebelagerungen; links: Dreipunktlagerung; rechts: Vierpunktlagerung.

Obwohl das Isolationsverhalten von Getriebelagerung nicht so stark sein kann wie am Generator, kann man doch mit der Getriebelagerung starken Einfluss nehmen auf das Schallverhalten einer WEA.

Möchte man das Getriebe oder den Generator bei direkt getriebenen Anlagen in Richtung der Rotorblätter isolieren kann man Kupplungen in der langsamen Welle einsetzen (siehe Bild 5). Diese Art von Kupplungen muss große Drehmomente übertragen können, was die Isolation in der Drehrichtung zu höheren Grenzfrequenzen verschiebt. In den anderen Richtungen jedoch, d.h. axial, radial und kardanisch kann diese Kupplung weich ausgeführt werden und niedrige Grenzfrequenzen sind möglich.

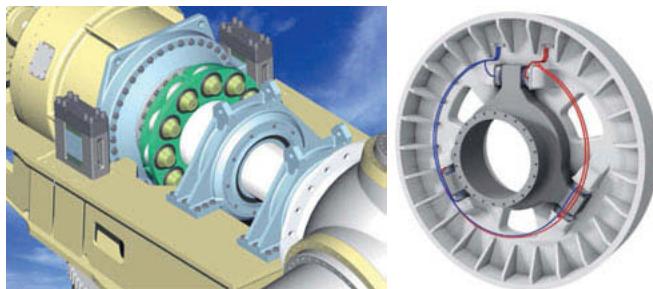


Bild 5: Kupplungen im langsam drehenden Teil; links: für Getriebeanlage; rechts: für direkt getriebene WEA.

Eigenfrequenzen verstimmen

Liegen schallrelevante Eigenfrequenzen im Frequenzbereich der Anregung ist es wünschenswert, diese Eigenfrequenzen aus dem Frequenzbereich nach oben oder nach unten herauszuschieben. Zu diesem Zweck kann man die betroffene Struktur versteifen oder weicher machen bzw. deren Masse senken oder erhöhen. Diese Maßnahmen sind allerdings meist mit recht großem Aufwand verbunden.

Möchte man Eigenfrequenzen des Triebstrangs verstimmen, so hat man über die Steifigkeit der Elastomerelemente in der Getriebelagerung und der Kupplung in der langsamen Welle eine gute Möglichkeit, bestimmte Eigenfrequenzen zu verändern.

Eigenfrequenzen dämpfen

Schallkritische Eigenfrequenzen, die sich im Frequenzbereich der Anregung befinden, können auch durch Erhöhung der Dämpfung abgeschwächt werden. Neben vielen anderen Maßnahmen ist die Verwendung von passiven Tilgern eine besonders effektive Möglichkeit einzelne Eigenfrequenzen zu bedämpfen und so das System zu beruhigen. Ein passiver Tilger besteht aus einem i.d.R. gedämpften Masse-Feder-System (siehe Bild 6), das an die schwingende Struktur angebracht wird. Der passive Tilger wird so auf das System abgestimmt, dass durch die Interaktion von Tilger und schwingende Struktur Dämpfung eingeleitet wird, die zur Reduzierung der Schwingungen führt. Eine externe Energiezufuhr ist hierfür nicht notwendig. Bild 4 zeigt die berechnete Bewegung der Grundstruktur (Masse M1) über der Anregungsfrequenz für verschiedene Parameter des Tilgers (Masse M2). Je nach Fall sind Schwingungsreduzierung von mehreren Größenordnungen möglich.

Das Prinzip des passiven Tilgers funktioniert für Schwingungen beliebiger Frequenzen. So hat ESM passive Tilger für Frequenzen von ca. 0,2Hz (Turmschwingungen) bis ca. 500Hz (Körperschall) im Programm.

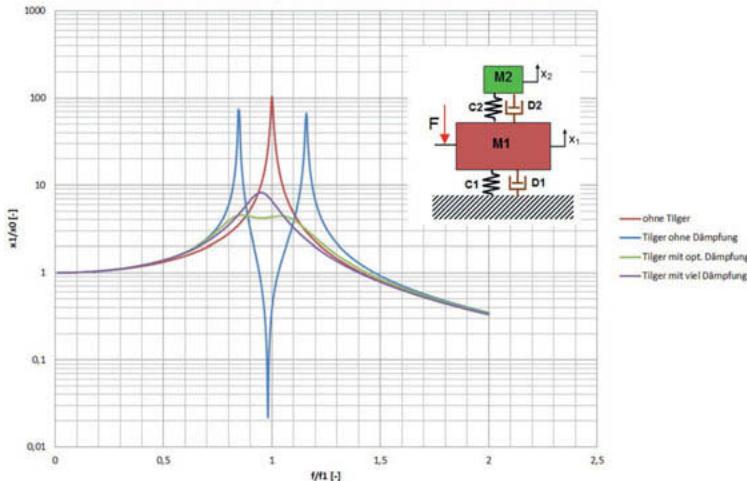


Bild 6: Bewegung der Masse M1 über der Anregungsfrequenz der Kraft F.

Eine typische Bauform für den Frequenzbereich 50Hz- 500Hz ist in Bild 7 dargestellt. Diese Bauform besteht aus einer zerlegbaren Masse und verspannten Elastomerelementen, so dass eine Frequenzanpassung und –einstellung relativ einfach vorgenommen werden kann. Eine weitere Besonderheit dieser Tilger ist, dass die Frequenzen in axialer und radialer Richtung unabhängig voneinander eingestellt werden können.

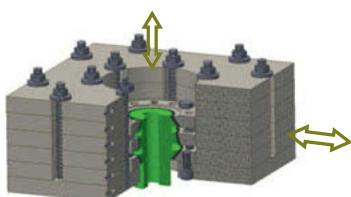


Bild 7: Passiver Tilger von ESM mit den Abmessungen 400mm x 400mm x 300mm und 200kg Masse.

Für Anwendungen bei veränderlicher Umgebungstemperatur hat ESM einen passiven Tilger entwickelt, der seine Frequenz mit der Temperatur nicht verändert. Nimmt die Steifigkeit der Gummielemente durch die Temperatur ab, wird gleichzeitig durch eine Vorrichtung zur Temperaturkompensation die Vorspannung erhöht und so der Frequenzabfall ausgeglichen.

Anregung auslöschen durch Einleiten von Gegenkräften

Adaptiver Tilger

Der Einsatzbereich von passiven Tilgern ist auf schwach gedämpfte Eigenfrequenzen oder Anregungen bei einer festen Frequenz beschränkt. Liegen gedämpfte Eigenfrequenzen vor oder will man direkt gegen die anregenden veränderlichen Kräfte am Getriebe oder Generator vorgehen, so kann man adaptive (d.h. frequenzveränderliche) Tilger verwenden.

Diese bestehen aus einer Masse und einer schwach gedämpften Feder, so dass der Tilger im Resonanzpunkt relativ starken Bewegungen macht und damit großen Gegenkräfte in die Grundstruktur einleiten kann (siehe Tilger ohne Dämpfung in Bild 6). Diesen Effekt nutzt man um die Grundstruktur auch abseits von Eigenfrequenzen zu beruhigen (siehe Bild 8). Um der veränderlichen Frequenz der Anregung folgen zu können, muss die Steifigkeit der Feder durch eine geeignete Mechanik und einen Regelmechanismus auf die Anregungsfrequenz abgestimmt werden. Der Tilger muss also mit kleinen Strömen versorgt werden.

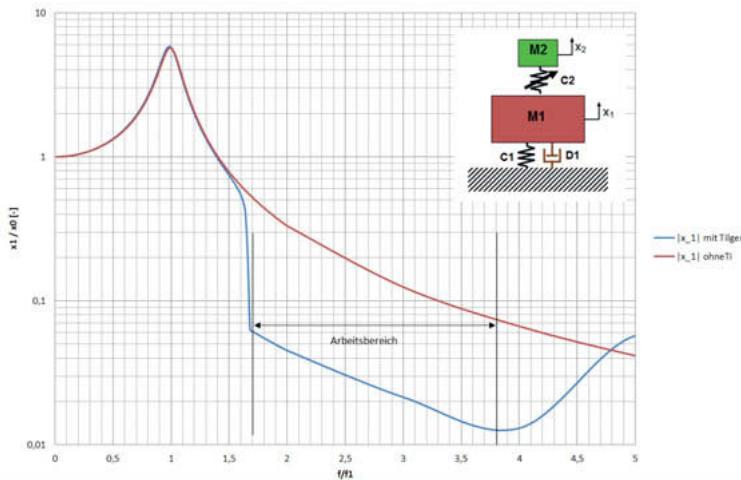


Bild 8: Wirkung eines adaptiven Tilgers abseits einer Eigenfrequenz der Grundstruktur (M1).

Aktiver Tilger

Eine andere Möglichkeit, Strukturschwingungen direkt am Getriebe oder Generator zu bekämpfen, ist die Verwendung von elektrischen Aktoren wie elektrodynamische und elektromagnetische Shaker oder gekoppelte Unwuchtmotoren. Gibt man dem Aktor mit einer Regelung die richtige Frequenz, Phase und Amplitude vor, leitet der aktive Tilger Gegenkräfte in die Struktur ein, die die anregenden Schwingungen auslöschen können. Die wesentlichen Bestandteile von aktiven Tilgern sind

- ein oder mehrere elektrische Aktoren,
- Leistungselektronik,
- Regeleinheit,
- Sensorik.

Um Kräfte von mehreren Kilonewton zu erreichen sind Leistungen in der Größenordnung von 1kW erforderlich. Außerdem sind die Anforderungen an die Leistungselektronik relativ hoch, da sie auch unter harten Witterungs- und Temperaturbedingungen lange Lebenszyklen und gute Wirkungen erreichen muss.

Je nach Aktor sind unterschiedliche Sensoren von Nöten um z.B. die Position der Unwucht eines Unwuchtmotors oder den Strom der Magnete zu messen. Notwendig ist auch ein Beschleunigungs- oder Wegsensor auf der Grundstruktur, um die Schwingungen der Struktur minimieren zu können. ESM hat einen aktiven Tilger entwickelt, der nach dem Prinzip der elektromagnetischen Schwingmagneten Kräfte von mehreren Kilonewton in die Struktur einleiten kann.

5. Fazit

In dem Beitrag wurde erläutert, wie Geräusche in Windkraftanlagen entstehen, wie sie sich als Strukturschwingungen ausbreiten und wie sie abgestrahlt werden. Dabei wurde aufgezeigt, unter welchen Voraussetzungen Schallabstrahlung schon in der Konstruktion von WEA vermieden werden, wie man Schallursachen erkennen, und mit welchen verschiedenen Maßnahmen Schallabstrahlung verhindert oder reduziert werden kann. Die Maßnahmen zur Reduzierung und Isolierung der Anregung aus Getriebe und Generator stehen im Zusammenhang mit dem Konzept der WEA und können vor allem in der Konstruktionsphase beeinflusst werden. Die Verstimmung von Eigenfrequenzen und der Einsatz der verschiedenen Tilgertypen hingegen sind Maßnahmen, die auch in bestehenden Anlagen ergriffen werden können.

- [1] Wagner S., Bareiß R., Guidati G., Wind Turbine Noise, Springer, 1996.
- [2] Gasch R., Knothe K., Liebich R., Strukturdynamik, 2. Auflage, Springer, 2012.
- [3] Falourd, X. et al., Low Frequency Amplitude Modulation related to Doppler frequency shift: an experimental study of a 101m diameter wind turbine in a swiss valley. 6th International meeting on Wind Turbine Noise, Glasgow 2015.
- [4] Krull, F.-D.: Eickhoff Vortrag auf der Oildoc Conference 2015
- [5] Krull, F.-D.: Eickhoff Vortrag auf der International Conference on Gears 2010

Nutzung von Inertialmesstechnik zur Stützung modellbasierter Berechnungsalgorithmen von Windenergieanlagen

Dr.-Ing. Tobias Meyer, Arne Bartschat, M.Sc., Dr. Fanzhong Meng,
Dipl.-Ing. (FH) Adam Zuga, Fraunhofer IWES, Bremerhaven;
Dr.-Ing. Tim Martin, Dipl.-Ing. Manfred Krings, NG LITEF, Freiburg

Moderne Regelungsverfahren, die ein hohes Potential zur Senkung der Energiegestehungskosten haben, basieren zu einem nennenswerten Anteil auf einer direkten Regelung des vollständigen Zustands einer Windenergieanlage. Da der regelungstechnische Zustand einer Anlage nicht vollständig gemessen werden kann, sind Beobachter notwendig, die nicht messbare Zustandsgrößen auf Basis eines Modells rekonstruieren. Dazu wird die Windenergieanlage als dynamisches, schwingfähiges System modelliert und das Systemmodell mit den real auftretenden Sensordaten abgeglichen. Die Berechnung von Residuen zwischen Modell und Messdaten ermöglicht darüber hinaus eine Erkennung von Fehlzuständen.

Im Rahmen eines gemeinsamen Forschungsprojekts haben die Autoren das Potential von Inertialmesssystemen zur Zustandsrekonstruktion und Fehlererkennung an Windenergieanlagen untersucht. Dazu wurden die Sensoren anhand von Vorversuchen an kleineren Versuchsständen des Fraunhofer IWES auf die besonderen Anforderungen und Belastungen an Windenergieanlagen getestet sowie die sensorspezifischen Algorithmen für die Nutzung an Windenergieanlagen angepasst und weiterentwickelt. Darüber hinaus wurden verschiedene Beobachterstrukturen modellbasiert aufgebaut und hinsichtlich ihrer Eignung zur Fehlererkennung und zur Regelung bewertet.

1. Zustandsbeobachter an Windenergieanlagen

Zustandsbeobachter dienen der Rekonstruktion des vollständigen regelungstechnischen Zustands einer Windenergieanlage. Übliche Anwendungen sind das Schätzen von Windlasten, Windgeschwindigkeiten, während des Betriebs veränderlichen Parametern, etwa die Massenveränderung durch Eisansatz, oder von mechanischen Größen wie dem Rotordrehmoment. Der eigentliche Beobachter kann dabei in zwei Komponenten unterteilt werden: Ein Modell des Systems sowie eine Korrektur anhand realer Messdaten, siehe auch Abbildung 1.

Das Modell kann linear oder nichtlinear sein, muss aber echtzeitfähig sein, also die Integration der beschreibenden Differentialgleichungen innerhalb eines Zeitschritts ermöglichen. Die Korrektur geschieht mit Hilfe allgemein anerkannter Algorithmen, etwa in der Form eines Luenberger-Beobachters oder eines Kalman-Filters. In allen Fällen wird der Modellausgang mit den realen gemessenen Größen verglichen und der Modellzustand über eine Reglerschleife korrigiert.

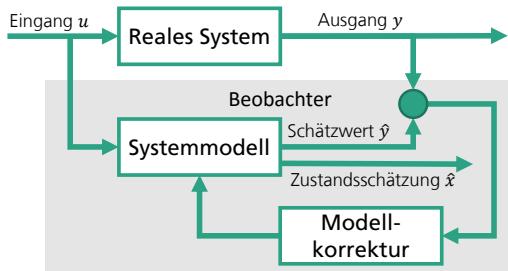


Abbildung 1: Grundlegende Struktur eines Beobachters

Für die ständige Anpassung des Modells an reale Messwerte sind geeignete, zuverlässige Sensoren notwendig. Die Dynamik von Windenergieanlagen ist typischerweise deutlich langsamer als die Dynamik des Messrauschens, sodass eine vollständige Trennung der Rekonstruktion der eigentlichen Messgröße und der zu beobachtenden Größe möglich wird. Besonders geeignet für den Einsatz in Windenergieanlagen erscheinen Inertialmesssysteme, da sie ein robustes Messverfahren mit großer Genauigkeit über ein weites Frequenzspektrum, eine robuste Bauweise und einfache Montage verbinden. Voraussetzung für ihren Einsatz in Windenergieanlagen ist allerdings eine sorgfältige Messgrößenrekonstruktion, die neue Algorithmen bedingt.

2. Besondere Herausforderungen für den Einsatz von Inertialmesssystemen in Windenergieanlagen

Um die Navigationsalgorithmen anhand der Messdaten der inertialen Sensoren in Echtzeit berechnen und die Beobachtermodelle damit versorgen zu können, bedarf es eines Bussystems, das für harte Echtzeitanforderungen (kurze Zykluszeiten, hohe Datenübertragungsraten sowie eine genaue Synchronisierung) geeignet ist. Mit dem aus der Automatisierungstechnik bekannten Ethernet-Echtzeitprotokoll EtherCAT können diese Anforderungen erfüllt werden. Die Datenübertragungsraten von EtherCAT liegen im μ sec-Bereich (Übertragung von 1.486 Byte Prozessdaten in 300 μ s) und die Synchronisierungsgenauigkeit aller Teilnehmer beträgt < 100 ns. Dies ist gerade bei räumlich getrennten Prozessen ausschlaggebend, in diesem Fall muss eine synchrone Messwertaufnahme an unterschiedlichen Punkten der WEA erfolgen. Abbildung 2 veranschaulicht das gemeinsam erarbeitete Konzept.

Die Navigationsalgorithmen, die in Form von MATLAB/Simulink-Modellen vorliegen, können mittels der Rapid Prototyping Erweiterung TC3 Target for MATLAB/Simulink über den MATLAB/Simulink-Coder als Echtzeitmodell direkt auf eine Beckhoff-Steuerung portiert und mit einer Zykluszeit von 1 ms berechnet werden. Als Anforderung einer Datenübertragung wird auf den Steuerungen ein synchroner Impuls von 1 ms generiert. Über einen EtherCAT Slave (Hilscher-

Modul) wird der Synchronisierungsimpuls mittels des Bussystems SPI (Serial Peripheral Interface) an einen FPGA weitergeleitet, über den auch der Messdatenaustausch erfolgt. Im FPGA wird die Kommunikation an den Sensor über das dort verwendete HDLC (High-Level Data Link Control) Protokoll realisiert. Damit wird eine Abtastrate von 1 kHz erreicht.

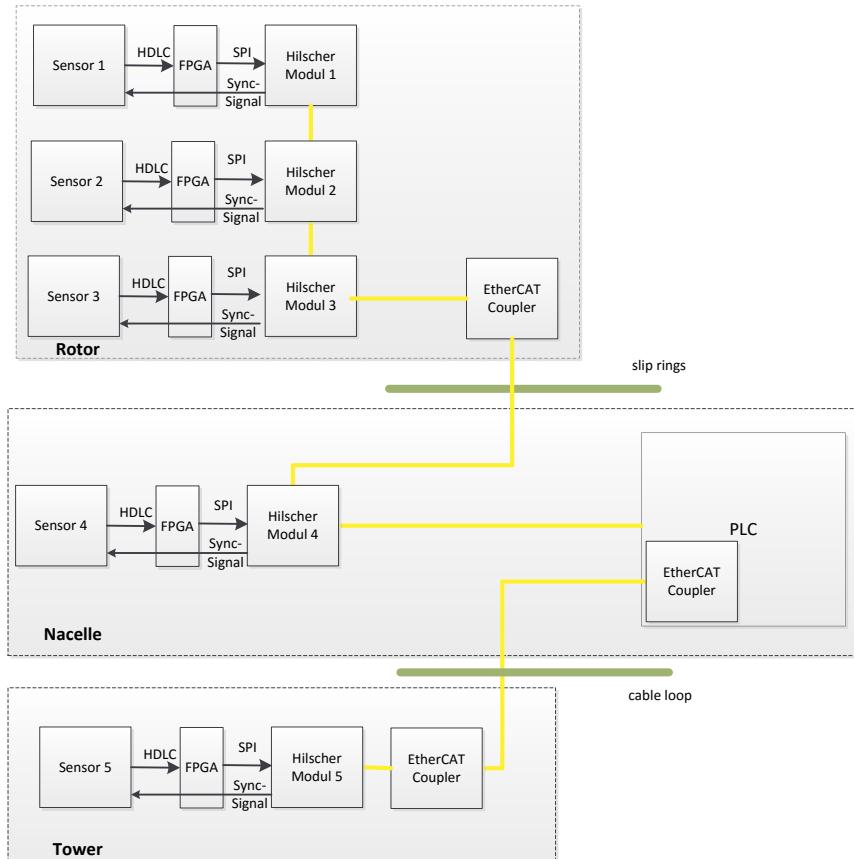


Abbildung 2: Schematische Darstellung des Messdatenerfassungssystems

Das eingesetzte inertiale Messsystem besteht aus mehreren, verteilt angebrachten Inertial Measurement Units (IMU). Sie werden gezielt über die Anlage verteilt (Turm, Gondel, Rotorblätter). Bei den hier eingesetzten IMUs handelt es sich um LCI-100 der Firma Northrop Grumman LITEF GmbH. Die IMU LCI-100 besteht aus drei faseroptischen Drehratensensoren (Sagnac-Interferometer) und einer Beschleunigungsmessertriade. Die Drehratensensoren messen die Rotation

absolut gegenüber dem Inertialsystem (Fixsternraum) und die Beschleunigungsmesser messen die sogenannten spezifischen Kräfte, die eine Addition der Erdanziehung und Beschleunigung der IMU gegenüber dem Inertialsystem sind. Der Zusammenhang zwischen den gemessenen IMU-Größen und einer Navigationslösung (Position, Geschwindigkeit und Orientierung) ist über die folgenden Differentialgleichungen gegeben:

Die Positions-differentialgleichung ist:

$$\dot{\mathbf{r}} = \mathbf{v}^E \quad (1)$$

Die Geschwindigkeits-Differentialgleichung ist:

$$\dot{\mathbf{v}}^E = \mathbf{C}_B^E \mathbf{a}^B - 2(\boldsymbol{\omega}_{IE}^E \times \mathbf{v}^E) + \mathbf{g}^E \quad (2)$$

Die benötigte Rotationsmatrix folgt der Differentialgleichung:

$$\dot{\mathbf{C}}_B^E = \mathbf{C}_B^E [\boldsymbol{\omega}_{IB}^B \times] - [\boldsymbol{\omega}_{IE}^E \times] \mathbf{C}_B^E \quad (3)$$

mit:

\mathbf{a}^B Spezifische Kraft im B-System (Messgröße der IMU)

$\boldsymbol{\omega}_{IB}^B$ Drehrate im B-System (Messgröße der IMU)

\mathbf{C}_B^E Rotationsmatrix vom B-System in das E-System

$\boldsymbol{\omega}_{IE}^E = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ \omega_E \end{pmatrix}$ Drehrate des E-Systems gegenüber dem I-System ausgedrückt im E-System

\mathbf{v}^E Geschwindigkeit des B-Systems gegenüber dem E-System ausgedrückt im E-System

\mathbf{g}^E Erdbeschleunigung im E-System Die Koordinatensysteme sind:

B Body-Koordinatensystem (körperfestes System, an dem die IMU fixiert ist)

I Inertial-Koordinatensystem

E Erdfestes Koordinatensystem

Ein Navigationsalgorithmus löst diese Gleichungen numerisch und liefert fortlaufend eine Navigationslösung. Im Gesamtaufbau ist jeder IMU ein Navigationsalgorithmus nachgeschaltet, so dass Position, Geschwindigkeit und Orientierung aller Messpunkte erfasst werden. Im Gegensatz zur Luftfahrtnavigation wird hier kein geodätisches Koordinatensystem verwendet – eine elegantere Lösung ergibt sich durch ein kartesisches erdfestes Koordinatensystem wie dem ECEF (Earth-Centered Earth-Fixed). Die Beschreibung der verteilten IMUs und ihre Navigationsrechnungen erfolgen dann in einem einheitlichen Koordinatensystem.

Die reine Inertialnavigation, wie oben beschrieben, benötigt eine Stützung, damit die zeitlich anwachsenden Fehler, d.h. die Drift der Lagewinkel sowie der Position und Geschwindigkeiten, eliminiert werden. Sind weitere Informationen über den Systemzustand verfügbar, ist die Sensordatenfusion ein optimales Mittel, um Driften von Inertialsystemen zu schätzen und zu kompensieren. Die Datenfusion erfolgt hier mit einem Kalman-Filter (KF). Es kommt ein linearer

Error States KF zum Einsatz, der den Zustandsfehler des Inertialsystems schätzt und die Navigationslösung korrigiert, siehe [2] oder [3].

Als Stützinformation wird die Position der IMU in ECEF-Koordinaten verwendet. Es liegt folgender Ansatz zugrunde: Das WEA-Fundament hat eine fixe und bekannte Position im ECEF-System. Demnach bestimmt sich die Position der IMU in der WEA-Gondel näherungsweise über die Starrkörpergeometrie und den aktuellen Gondelwinkel. Da die Starrkörpergeometrie von der tatsächlichen Geometrie unter Einwirkung von äußereren Kräften abweicht, ergibt sich eine Differenz zwischen der tatsächlichen Position der Gondel und der Starrkörpernäherung. Diese Differenz wird im KF als Messunsicherheit modelliert und die Starrkörpernäherung als Positions- messung bzw. Stützung verwendet. Ausgehend von der Gondel-IMU und deren Positions- und Lageschätzung wird eine Starrkörpernäherung der Position der nächsten IMU in der Rotornabe berechnet und dieser als Positionsmessung zugeführt. Die Starrkörpernäherung aus der Positions- und Lageschätzung der Rotornabe wird dann zu den nächsten IMUs (Rotorblätter) geleitet. Zur Entwicklung und Analyse der genannten Algorithmen und des Messsystems ist eine Testumgebung essentiell. Abbildung 3 zeigt die Simulation des gesamten Messsystems.

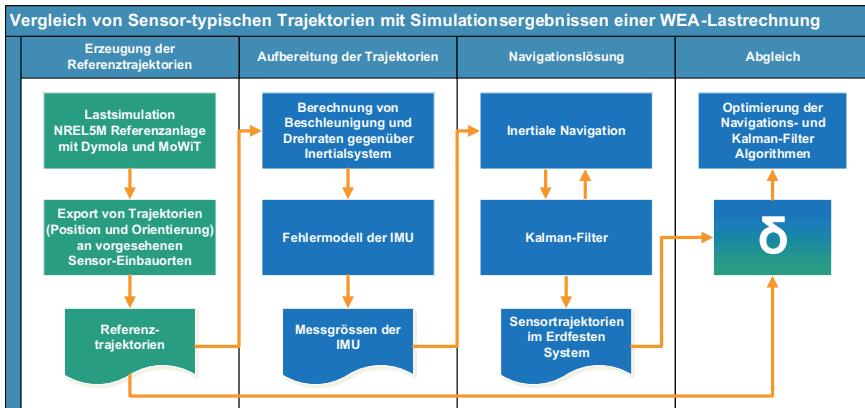


Abbildung 3: Gesamtprozess der Messsystem-Simulation

Im ersten Schritt werden Referenztrajektorien von festgelegten Punkten einer WEA durch Simulation erzeugt, um für die Entwicklung der Navigationsalgorithmen für Windenergieanlagen typische Bewegungsverläufe zu verwenden. Als Referenzanlage dient dazu das generische Modell der NREL 5MW Baseline Turbine [4] in der Onshore-Variante und als Simulationsumgebung die hausinterne Software MoWiT (Modelica for Wind Turbines, ehemals OneWind [5]), mit der

die Lastsimulationen durchgeführt werden. In der Simulation werden die Trajektorien an 3 Positionen jedes Rotorblattes (1/3, 2/3 der Blattlänge und Blattspitze), im Nabennmittelpunkt und an 2 Positionen im Turm (Turmkopf, 2/3 der Turmlänge) aufgenommen. Diese Positionen sind in Abbildung 4 (rechts) der Turbine rot gekennzeichnet. In Abbildung 4 (links) ist beispielsweise die Trajektorie (Positionen x,y,z und Drehwinkel rot_x, rot_y, rot_z) des ersten Rotorblattes bei 1/3 der Blattlänge abgebildet. Die Ergebnisse stammen aus einer Simulation der Anlage bei Normalbetrieb und darauffolgendem Stopp bei turbulenter Windgeschwindigkeit mit einem Mittelwert von 18 m/s.

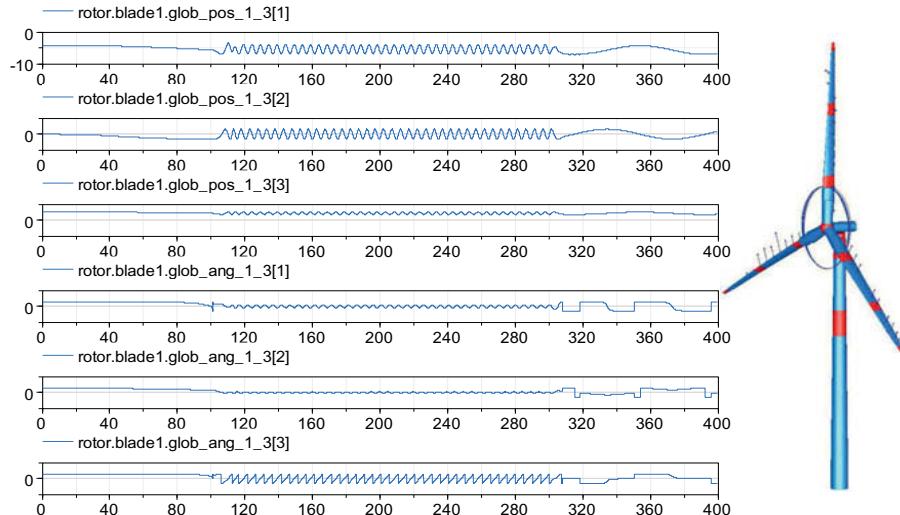


Abbildung 4: Trajektorie (3 Positionen + 3 Winkel) bei 1/3 Blattlänge

Im zweiten Schritt werden die Trajektorien aufbereitet um die Messgrößen der IMU zu generieren. Diese sind eine Nachbildung der Winkel- und Geschwindigkeits-Inkrementen, die eine IMU ausgeben würde, wenn sie auf dem jeweiligen simulierten Strukturelement der WEA montiert wäre. Die Trajektorien der einzelnen Strukturelemente werden also benutzt, um die Bewegung der IMUs gegenüber der Erde und des Inertialsystems zu bestimmen; gefolgt von einer mathematischen Aufbereitung (stetig differenzierbare Beschreibung mittels Splines), Modellierung der Erdrotation und Gravitation sowie der IMU-Fehler-Modellierung. Gleichung (4) zeigt das verwendete IMU-Fehlermodell.

Im dritten Schritt verarbeiten die Navigationsalgorithmen die IMU-Daten und erzeugen die Navigationslösung, wie sie auf der Anlage verfügbar sein wird. Im vierten und letzten Schritt kann anhand der Referenztrajektorie die Navigationslösung analysiert und beurteilt werden.

Das verwendete generische IMU-Fehlermodell ist im Folgenden gegeben. Der Messwertvektor der IMU sei $\tilde{\alpha}$, dann ist:

$$\tilde{\alpha} = SRD\alpha + b + n \quad (4)$$

Mit

a Wahrer Stimulus

b Bias

n Rauschen

$$D = I + \begin{pmatrix} 0 & d_1 & d_2 \\ 0 & 0 & d_3 \\ 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \quad \text{Orthogonalität}$$

$$R = I - [r \times] = I - \begin{pmatrix} 0 & -r_3 & r_2 \\ r_3 & 0 & -r_1 \\ -r_2 & r_1 & 0 \end{pmatrix} \quad \text{Misalignment}$$

$$S = \text{diag}(s) = \begin{pmatrix} s_1 & 0 & 0 \\ 0 & s_2 & 0 \\ 0 & 0 & s_3 \end{pmatrix} \quad \text{Skalenfaktoren}$$

3. Anwendungsbeispiel: Verwendung von dynamischen Rotorblattzuständen zur Schätzung von Windfeldern

Die Betriebskosten einer WEA werden zum größten Teil durch die Instandhaltungskosten beeinflusst [6], die zwischen 25% und 40% der Stromgestehungskosten betragen [7]. Besonders das Rotorsystem ist durch eine hohe Ausfallrate gekennzeichnet, die in hohem Maße durch häufige Fehler des Pitchsystems beeinflusst wird [7]. Neben dem Stillstand der WEA und dem damit einhergehenden Ertragsausfall können Beeinträchtigungen des Rotorsystems ebenfalls den optimalen Betrieb beeinflussen. So können Eisansätze an den Rotorblättern neben einer möglichen Gefährdung ebenfalls die Aerodynamik sowie Masse des Rotorblattes und damit den Ertrag und die Belastung der WEA verändern. Zustandsbasierte Instandhaltungsmaßnahmen wirken sich positiv auf die Stillstandzeiten und die generellen Betriebskosten einer WEA aus [8]. Dazu werden mittels Sensoren verschiedenste Größen an der gesamten Anlage gemessen. Unabhängig von der Position dieser Sensoren und der Art der Daten, die erhoben werden, ist es in der Regel unproblematisch, Veränderungen in den Daten selbst zu identifizieren. Es ist jedoch eine große Herausforderung, Veränderungen, durch eine Änderung des Systems, von Einflüssen durch Umgebungs- und Betriebsbedingungen (EOCs) zu trennen. Wind macht die Hauptbelastung der Anlage aus. Er beeinflusst auch direkt die Drehzahl der Anlage und damit die periodische Anregung, die diese erfährt. Um den Einfluss von EOCs auf die erhobenen Daten eliminieren zu können, müssten diese bekannt sein. Aufgrund der im realen Betrieb nicht messbaren Anströmungsbedingungen des Rotors oder einzelner Rotorblätter ist es jedoch nicht

möglich, die Anregung bzw. den Eingang des Systems Rotorblatt unabhängig von seiner Reaktion zu messen. Der Einsatz von IMUs direkt im Rotorsystem ermöglicht die Erfassung des strukturellen Verhaltens der Rotorblätter, welches abhängig von den Belastungen ist.

4. Statistische Methoden zur Fehlererkennung

Mittels statistischer Methoden können Anomalien in den Messdaten detektiert werden und die Wahrscheinlichkeit einer Abweichung des Systemverhaltens vom Normalzustand kann angegeben werden. Zur Untersuchung, inwieweit dieser Ansatz zur Zustandserkennung in einer Windenergieanlage geeignet ist, sind verschiedene Simulationen eines generischen Modells einer Windenergieanlage durchgeführt worden. Zur Berücksichtigung der Strukturdynamik von Rotorblättern und Turm sind im verwendeten WEA-Modell die jeweiligen Bewegungsgleichungen durch unvollständige modale Transformation entkoppelt worden. Dadurch lassen sich die Systemantworten, welche in diesem Fall die Auslenkung unter Belastung ist, an jedem Punkt durch die Superposition der durch die generalisierten Koordinaten gewichteten Eigenformen darstellen. Die Bewegungsgleichungen können dann in einem Zustandsraummodell zusammengefasst werden; der Zustandsvektor beinhaltet dann die generalisierten Koordinaten. Da Schäden direkt das modale Verhalten des Rotorblattes und damit die generalisierten Koordinaten beeinflussen, können Schäden anhand von Veränderungen dieser Größen eingegrenzt und bewertet werden. Die generalisierten Koordinaten können nicht direkt durch die IMUs gemessen, aber aus den Messungen der lokalen realen Verformungen an den Sensorpositionen und den bekannten modalen Eigenschaften (Eigenformen) rekonstruiert werden. In dieser Untersuchung sind drei Sensoren zur Detektion der Auslenkungen in Schub- und Umfangsrichtung entlang der Rotorblätter berücksichtigt worden. Die durchgeföhrten Simulationen sind in eine Trainingsphase sowie zwei Testphasen zu unterteilen. In der Trainingsphase sind Simulationen zur Charakterisierung des normalen, unbeschädigten Verhaltens der modellierten WEA über einen kumulierten Betriebszeitraum von etwa 21 h durchgeführt worden. Die Testphasen unterteilen sich in 3 h Betriebszeit des WEA-Modells bei verschiedenen Vereisungszuständen eines Rotorblattes nach [9] und in 3 h Betriebszeit bei verschiedenen Beeinträchtigungen der Struktur des Rotorblattes. Ein struktureller Defekt der lasttragenden Elemente wird über eine Veränderung der Biegesteifigkeit einzelner Abschnitte simuliert. Mittels der Einföhrung von Klassen soll der Einfluss der Umwelt- und Betriebsbedingungen reduziert werden. Messdaten der IMUs werden in Abhängigkeit von verschiedenen Bedingungen wie Pitchwinkel, Drehzahl und Windgeschwindigkeit gemessen am Gondelanemometer in Klassen geordnet und nur innerhalb ihrer Klasse miteinander verglichen. Anhand der Referenzdaten der Trainingsphase wird angelernt, wie die Zustandsparameter, die zu den einzelnen Klassen gehören, verteilt sind. In späteren Testphasen erfolgt anhand dieser Daten eine Bewertung neu hinzukommender Werte. Dabei wird mittels eines Hypothesentests

überprüft, ob die Ausprägung eines Zustandsparameters auf eine ungeschädigte oder eine geschädigte Struktur hindeutet. In dieser Untersuchung ist der Kolmogorov-Smirnov-Hypothesentest (KSV) verwendet worden. Um die Eignung der generalisierten Koordinaten als Zustandsindikatoren zu überprüfen, sind die eingebrachten Schäden in einer Testphase mit von der Trainingsphase abweichenden Windfeldern simuliert und mit den Ergebnissen der Trainingsphase verglichen worden. Eine Ablehnung der Nullhypothese weist in diesem Fall auf eine korrekte Detektion (TP = True Positive) innerhalb eines Clusters hin. Um den Einfluss von abweichenden Windverhältnissen zwischen Trainings- und Testphase mit in der Auswertung zu berücksichtigen, sind die Windfelder der Testphase jeweils ebenfalls mit dem nicht geschädigten Rotorblatt simuliert und die Ergebnisse mit der Trainingsphase verglichen worden. Eine Ablehnung der Nullhypothese beschreibt in diesem Fall einen Fehlalarm (FP = False Positive). Die Bewertung des Zustandsindikators erfolgt im letzten Schritt durch die Betrachtung der Ergebnisse anhand der Receiver-Operating-Characteristic-Curve (ROC-Curve). Sie stellt das Verhältnis von falschen zu korrekten Detektionen in den einzelnen Clustern in Abhängigkeit des gewählten Signifikanzniveaus dar. Auf diesem Wege kann ein sinnvolles Signifikanzniveau für die Hypothesentests gewählt und die Performance des Zustandsindikators bewertet werden. Als optimal wird ein Zustandsindikator bewertet, der eine sehr hohe Rate korrekter Detektionen (100%) bei sehr geringer Rate von Fehlalarmen (0%) ermöglicht. Die in den Diagrammen eingezeichneten Ursprungsgeraden geben in Abhängigkeit ihrer Steigung ($m = 10$ bis $m = 1$) die Verhältnisse von korrekten zu falschen Detektionen (von 10:1 bis 1:1) an und dienen daher ebenfalls als Gütekriterium.

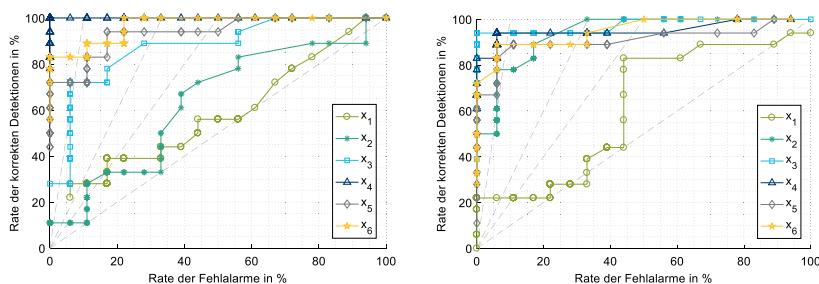


Abbildung 5: ROC-Kurven für die generalisierten Koordinaten X_1 bis X_6 für eine reduzierte Biegesteifigkeit von 5% bei 14m Rotorblattlänge sowie für eine Eislast von 4kg/m von Rotorblattmitte bis zur Rotorblattspitze

In Abbildung 5 ist zu erkennen, dass anhand des aus den gemessenen Verformungen bestimmten Zustandsvektors mit den Werten x_1 bis x_6 durch die Verwendung statistischer Methoden

eine Zustandsveränderung mit hoher Güte angezeigt werden kann. So verändern sich die Verteilungen der klassierten Zustandsvektoren in Abhängigkeit der Veränderung des Systems durch Schäden und Vereisungen des Rotorblattes gegenüber der Trainingsphase ohne Veränderung, sodass eine klare Unterscheidung durch einen Hypothesentest möglich ist. Der Nachteil der Verwendung statistischer Methoden ist die für einen aussagekräftigen Vergleich zwischen Trainingsdaten und Testdaten notwendigen vergleichsweise großen Menge an Betriebsdaten. Verfahren, die auf der Verwendung relativer Zustandsparameter basieren und die Abweichung zwischen einem Messwert und der entsprechenden modellbasierten Referenzgröße bewerten, können die Detektion einer Systemveränderung beschleunigen.

5. Beobachterbasierte Fehlererkennung

Um Fehler in einer Windenergieanlage erfassen zu können, ist ein zweistufiger Beobachteransatz implementiert worden. Zunächst dient ein klassischer Beobachter der Rekonstruktion der inneren Zustände der Windenergieanlage; darüber hinaus werden diese mit den ebenfalls rekonstruierten Zuständen eines fehlerfreien Referenzsystems verglichen. Problematisch bei der Beobachtung des Zustands ist die unbekannte Systemeingangsgröße Wind, die aus regelungstechnischer Sicht als Störgröße betrachtet werden kann. Aus diesem Grund wurde eine integrierte Beobachter- und Reglerstruktur genutzt.

Als Grundlage dient ein gemeinsames Modell des Systems und der Störung, also des Windes. Die Zustandsraumdarstellung mit ihren Matrizen A, B, C, D sowie den Störgrößeneingangs- und –durchgriffsmatrizen B_d und D_d sowie dem Zustand $\Delta\vec{x}$, dem Eingang $\Delta\vec{u}$ und dem Ausgang $\Delta\vec{y}$ wird mit einem Modell der Störung ergänzt. Dieses hat die eigene Dynamikmatrix F und die Ausgangsmatrix Θ . Damit ergibt sich das gesamte Zustandsraummodell zu:

$$\begin{cases} \begin{bmatrix} \Delta\dot{\vec{x}} \\ \Delta\vec{x}_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B_d\Theta \\ 0 & F \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\vec{x} \\ \Delta\vec{x}_d \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B \\ 0 \end{bmatrix} \cdot \Delta\vec{u} \\ \Delta\vec{y} = [C \quad D_d\Theta] \cdot \begin{bmatrix} \Delta\vec{x} \\ \Delta\vec{x}_d \end{bmatrix} + D \cdot \Delta\vec{u} \end{cases}$$

Dieses Modell kann zur Zustandsschätzung genutzt werden. Dazu wird der reale Zustand $\Delta\vec{x}$ gegen die Schätzung $\Delta\hat{\vec{x}}$ getauscht. Zusätzlich wird eine Korrektur eingeführt, die die Differenz zwischen realem gemessenen Systemausgang $\Delta\vec{y}'$ und geschätztem gemessenen Systemausgang $\Delta\hat{\vec{y}'}$ über die Luenberger-Beobachtermatrix L zurückführt. Das Beobachtersystem ist nun

$$\begin{cases} \begin{bmatrix} \Delta\dot{\hat{\vec{x}}} \\ \Delta\hat{\vec{x}}_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B_d\Theta \\ 0 & F \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\hat{\vec{x}} \\ \Delta\vec{x}_d \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B \\ 0 \end{bmatrix} \cdot \Delta\vec{u} + L(\Delta\vec{y}' - \Delta\hat{\vec{y}'}) \\ \Delta\hat{\vec{y}'} = [C' \quad D'_d\Theta] \cdot \begin{bmatrix} \Delta\hat{\vec{x}} \\ \Delta\vec{x}_d \end{bmatrix} + D' \cdot \Delta\vec{u} \end{cases}$$

Die Matrizen C' , D'_d und D' sind entsprechend so verändert, dass der Systemausgang genau

die beim realen System gemessenen Größen wiedergibt. Tritt nun ein Fehler in der echten Turbine auf, spiegelt dieser sich auch im gemessenen Systemausgang $\vec{\Delta y'}$ wider und führt zu einer Anpassung des im Beobachter genutzten Turbinenmodells. Dieses gibt daher auch den fehlerbehafteten Zustand wieder. Um zu detektieren, ob ein Fehler vorliegt, kann ein Vergleich mit einem fehlerfreien Referenzsystem genutzt werden.

Als gemessener Systemausgang und zur Korrektur des Beobachters wird zusätzlich zur Rotor-drehgeschwindigkeit die Positionsinformation des Inertialmesssystems genutzt. Wir gehen dabei davon aus, dass die IMUs auf etwa 50% der Blattlänge montiert sind und somit die Blattauslenkung an dieser Stelle bekannt ist. Zur Bewertung der Beobachtergüte dient dabei primär die rekonstruierte Windgeschwindigkeit, die in Abbildung 6 dargestellt ist. Zusätzlich ist dabei die Blattauslenkung in Schlagrichtung auf 50% der Blattlänge im Vergleich zwischen einer Simulation ohne Fehler und einer Simulation mit künstlichem Fehler bei 50 s Simulationsdauer. Die Blattauslenkung kann mittels des Inertialmesssystems gemessen werden kann.

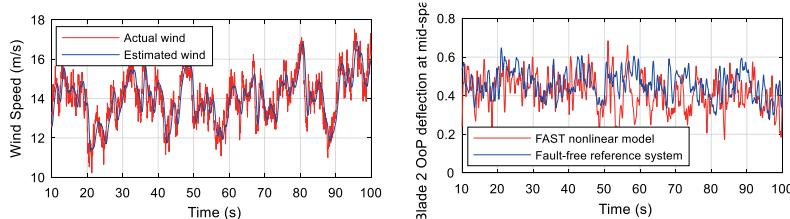


Abbildung 6: Fehlerfreies System. Tatsächliche und auf Basis der Messgrößen rekonstruierte Windgeschwindigkeit (links) und Vergleich der Blattauslenkung in Schlagrichtung (rechts).

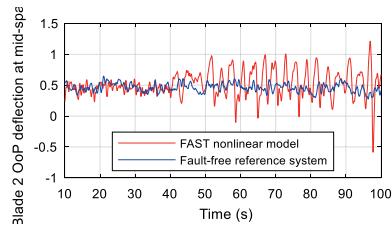


Abbildung 7: Vergleich zwischen nichtlinearem Systemmodell und fehlerfreiem Referenzsystem. Bei 50 s wird ein Fehler injiziert.

Zur Fehlerdetektion wird das Residuum zwischen geschätztem tatsächlichem Systemzustand und geschätztem Zustand des fehlerfreien Referenzsystems genutzt. Da eine exakte Rekonstruktion der Zustandsgrößen nur schwierig möglich ist, und Abweichungen zwischen fehlerfreiem echtem System und dem fehlerfreien Referenzsystem nicht vermeidbar sind, ist eine

Auswertung der Residua auf Basis der Signaleigenschaften notwendig. Es wird daher der CUSUM-Test [10] genutzt, der ein Signal auf Veränderungen hin ausgewertet. Die Algorithmen werden anhand eines nichtlinearen Systemmodells Systems evaluiert. In dieses wird als Fehler ein Ausfall des Pitchantriebs von Blatt 2 injiziert, was bei einer echten Windenergieanlage so nicht oder nur mit unzumutbar großem Aufwand möglich wäre. Abbildung 7 zeigt die Veränderung der rekonstruierten Signale.

6. Zusammenfassung

Durch Zusammenführung der Daten von mehreren vernetzten Inertialmesseinheiten ist es gelungen, die Bewegungen und Schwingungen einer großen, ortsfesten aber beweglichen Struktur zu rekonstruieren. Dazu ist ein modellbasierter Korrekturansatz zu Begrenzung der Messfehler notwendig, der über die bei mobilen, zur Navigation genutzten Systemen, angewandten Algorithmen hinausgeht.

Diese Daten können sowohl statistisch zur datenbasierten Fehlererkennung oder als Eingang zur beobachterbasierten Fehlererkennung genutzt werden. Beide Methoden erlauben eine Erkennung von umgebungsbedingten Systemanomalien oder Schäden in der Windenergieanlage selbst. Darüber hinaus ist ein Einsatz etwa für Individual Pitch Control zur Lastreduktion möglich.

7. Vorveröffentlichungen

- [1] F. Meng, J. Wenske, und A. Gambier, „Wind turbine loads reduction using feedforward feedback collective pitch control based on the estimated effective wind speed“, in *2016 American Control Conference (ACC)*, 2016, S. 2289–2294.
- [2] T. Martin, „Zur Integritätsprüfung von Satelliten/Inertial-Navigation für die Luftfahrt“. Shaker Verlag, 2012, ISBN 978 3 8440-0807-4.
- [3] M. S. Grewal, A. P. Andrews, „Kalman Filtering - Theory and Practice Using Matlab“. John Wiley & Sons, USA 2001, ISBN 978-1118851210.
- [4] J. Jonkman, S. Butterfield, W. Musial und G. Scott, „Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development“, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, 2009.
- [5] P. Thomas, X. Gu, R. Samlaus, C. Hillmann und U. Wihlfahrt. „The OneWind® Modelica Library for Wind Turbine Simulation with flexible Structure - Modal Reduction Method in Modelica“. In *Proceedings of the 10th International Modelica Conference 2014*, Lund, Sweden, pages 940–948. Modelica Association, March 2014. doi:10.3384/ECP14096939.
- [6] Deutsche WINDGUARD GmbH, „Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland“ [Online]. Verfügbar auf: <https://www.wind-energie.de/infocenter/publikationen/kosten-situation-der-windenergie-land-deutschland>, Zugriff am 16.03.2018.
- [7] S. Pfaffel, S. Faulstich und K. Rohrig, „Performance and Reliability of Wind Turbines: A Review“, *Energies*, p. 2017, 2017.
- [8] K. Fischer und D. Coronado, „Condition Monitoring of Wind Turbines: State of the Art, User Experience and Recommendations“, VGB-Forschungsstiftung, 2015.
- [9] Germanischer Lloyd Industrial Service GmbH, „Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen“, Hamburg, 2010.
- [10] A. Bissell, „CUSUM Techniques for quality control“, *Applied Statistics*, 18, 1-30, 1969.

Operative Modalanalyse an Windenergieanlagen der 2 MW und 3 MW-Klasse

Operational Modal Analysis on 2 MW and 3 MW Wind Turbines

PD Dr.-Ing. habil. **J. Zierath**, Dipl.-Ing. (FH) **R. Bockhahn**,
Dr.-Ing. **S.-E. Rosenow**, W2E Wind to Energy GmbH, Rostock;
Dipl.-Ing. **Roman Rachholz**, **A. Schulze MSc.**, **J. Luthe MSc.**,
Prof. Dr.-Ing. habil. **Christoph Woernle**, Universität Rostock, Rostock

Kurzfassung

Dieser Beitrag befasst sich mit der experimentellen und numerischen Modalanalyse von Windenergieanlagen. Hierzu wurden zwei industrielle Windenergieanlagen der 2 MW- und 3 MW-Klasse, entwickelt von W2E Wind to Energy GmbH, experimentell vermessen und mit Hilfe komplexer Mehrkörpermodelle numerisch untersucht. Neben Verfahren der klassischen Modalanalyse wurden insbesondere Verfahren der operativen Modalanalyse eingesetzt. Im Rahmen der vorgestellten Analyse werden spezifische Problemstellungen der experimentellen Modalanalyse adressiert. Es werden die Ergebnisse von vier Messkampagnen vorgestellt, die in den Jahren 2016 und 2017 durchgeführt wurden. Drei Messkampagnen wurden hier an einer 2 MW-Windenergieanlage durchgeführt sowie eine vierte an einer 3 MW-Windenergieanlage. Für die vierte Messkampagne wurde ein neuartiges Messkonzept mit Inertialmesseinheiten (IMU) für die Messung der Blattschwingungen entwickelt. Im Rahmen der umfangreichen Auswertungen wurden die modalen Eigenschaften (Eigenfrequenzen, Eigenformen und modale Dämpfungen) der Windenergieanlagen bestimmt und mit Simulationsergebnissen abgeglichen. Es konnte eine sehr gute Übereinstimmung der Eigenfrequenzen und Eigenformen aus Messung und Simulation erreicht werden. Ein Vergleich der modalen Dämpfungen mit Werten aus einschlägigen Richtlinien und der Literatur zeigte große Diskrepanzen. Außerdem konnte ein großer Einfluss der aerodynamischen Dämpfung gezeigt werden.

1. Einleitung

Die Lebensdauer einer Windenergieanlage wird wesentlich durch ihre Dynamik beeinflusst. Eine Windenergieanlage muss während ihrer Betriebszeit mehr Lastwechseln standhalten können als ein Hubschrauber, vgl. [1]. Aus diesem Grund wird die Auslegung von Windenergieanlagen hauptsächlich durch die Betriebsfestigkeit bestimmt. Somit kann eine Reduzierung der Schwingungen von Windenergieanlagen einen wesentlichen Beitrag zu einem materialeffizienten und beanspruchungsgerechten Windenergieanlagendesign und einer längeren Lebensdauer leisten.

Im Rahmen des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderten Verbundvorhabens *DynAWind*, welches in Kooperation von W2E Wind to Energy GmbH und der Universität Rostock durchgeführt wird, werden seit 2016 umfangreiche dynamische Vermessungen an Windenergieanlagen vorgenommen. Das Ziel ist eine umfassende Identifikation der modalen Eigenschaften von Windenergieanlagen, wie Eigenfrequenzen, Eigenformen und modale Dämpfungen. Das Verbundvorhaben verfolgt die Teilziele:

1. *Umfassendes Verständnis des dynamischen Verhaltens von Windenergieanlagen* im Betrieb und Stillstand unter Berücksichtigung der Nichtlinearitäten der modalen Eigenschaften,
2. *Validierung flexibler Mehrkörpermodelle* durch den umfassenden Vergleich mit den Messergebnissen an realen Windenergieanlagen,
3. *Dynamische Optimierung* von Windenergieanlagen zur Schwingungsreduzierung (Simulation und Modellversuch),
4. *Condition Monitoring und Regelung*: Untersuchungen zur Beobachtbarkeit des dynamischen Verhaltens durch minimalen Sensoreinsatz im Hinblick auf die strukturelle Überwachung und die Regelung von Windenergieanlagen,

Die vorgestellten Methoden und Ergebnisse befassen sich mit den ersten beiden Teilzielen. Hierzu wurden zwei industrielle Windenergieanlagen der 2 MW- und 3 MW-Klasse mit geeigneter Messsensorik ausgestattet.

2. Untersuchte Windenergieanlagen

Im Rahmen der dynamischen Untersuchungen wurden zwei industrielle, dreiblättrige Horizontalachs-Windenenergieanlagen vermessen, siehe Bild 1. Beide Prototypen sind in Mecklenburg-Vorpommern errichtet worden.

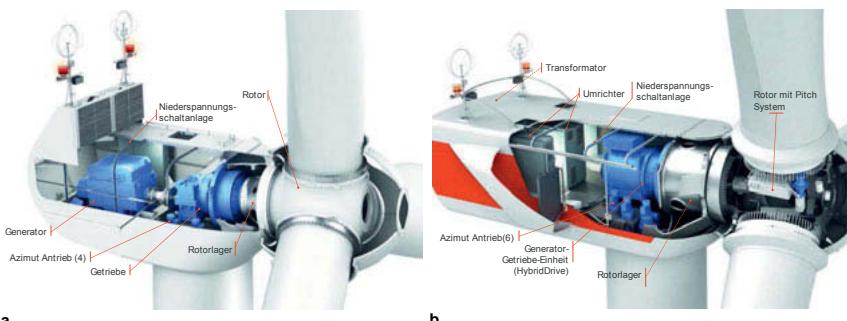


Bild 1: CAD-Zeichnungen der vermessenen Windenergieanlagen **a** 2 MW-Windenergieanlage **b** 3 MW-Windenergieanlage

Zum einen handelt es sich um eine 2 MW-Windenergieanlage vom Typ W2E-93/2.0 mit einem Rotordurchmesser von 93 m und einer Nabenhöhe von 100 m, zum anderen um eine 3 MW-Windenergieanlage vom Typ W2E-120/3.0fc mit einem Rotordurchmesser von 120 m und ebenfalls einer Nabenhöhe von 100 m. Beide Windenergieanlagen wurden auf einem Stahlrohrturm errichtet und sind mit dem *Larus Compact*[®]-Triebstrang ausgestattet. Während die 2 MW-Windenergieanlage mit einem konventionellen doppelgespeisten Asynchrongenerator betrieben wird, wird die 3 MW-Windenergieanlage mit einem mittelschnelllaufenden, permanenterregten Synchrongenerator mit Vollumrichtereinheit betrieben.

3. Messkonzept und Messkampagnen

Im Rahmen des Projektes wurden die folgenden vier Messkampagnen durchgeführt:

1. Messkampagne am demonstrierten, auf dem Boden liegenden Rotor mit acht Beschleunigungssensoren zur Bestimmung der Blattdynamik.
2. Umfangreiche Messkampagne an der geparkten 2 MW-Windenergieanlage mit insgesamt 61 Sensorpositionen in Turm und Gondel als Referenzmessung für die nachfolgende Messung im Betrieb.
3. Messkampagne mit zwölf Sensorpositionen in Turm und Gondel an der 2 MW-Windenergieanlage im Betrieb.
4. Messkampagne mit zehn sechsachsigen Inertialmesseinheiten (acht in den drei Blättern, zwei in der Gondel) sowie dreizehn Beschleunigungssensoren in Turm und Gondel der 3 MW-Anlage.

Der Messaufbau der einzelnen Messkampagnen wird in den nachfolgenden Abschnitten ausführlich erläutert.

3.1 Messkampagne am liegenden Rotor

Die Messkampagne am liegenden Rotor wurde zur Vermessung eines Rotorblattes genutzt.

Die Messungen wurden an einem Rotorblatt mit einer Länge von 45 m durchgeführt.

Insgesamt wurden, wie in Bild 2 dargestellt, acht piezoelektrische Beschleunigungsaufnehmer der Firma PCB (Sensor 1 bis 8) auf dem Blatt angebracht. Die Aufnahme der Messsignale erfolgte über ein DYN-X Messgerät (2x24 bit) der Firma Brüel & Kjaer.

Der große Vorteil einer Vermessung des Rotorblattes am Boden ist die relativ freie Zugänglichkeit der Sensorpositionen. So konnte das Rotorblatt fast über seine gesamte Länge vermessen werden. Darüber hinaus diente diese Messung als strukturelle Referenzmessung für das Rotorblatt.

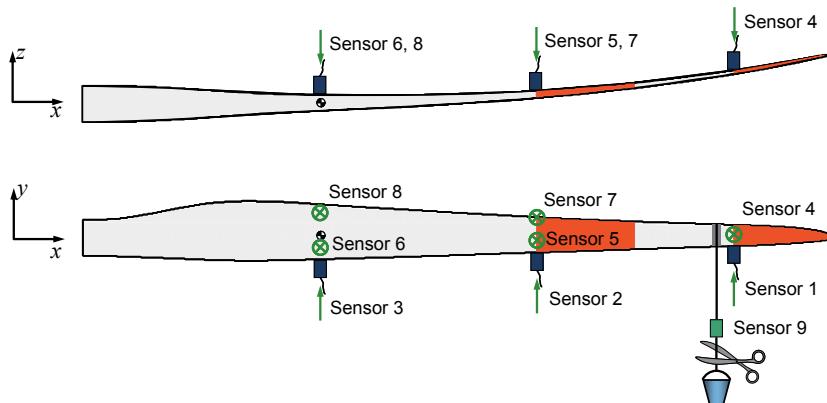


Bild 2: Sensorkonfiguration bei der Messung am liegenden Rotor, Sensor 1-8: piezoelektrische Beschleunigungsaufnehmer, Sensor 9: piezoelektrischer Kraftaufnehmer

Im Rahmen dieser Messkampagne wurden zwei unterschiedliche Messverfahren angewendet. Zunächst wurde das Blatt mit Hilfe der klassischen Modalanalyse (CMA) untersucht [2]. Hierzu wurde das Blatt unter Verwendung eines Kaufmannsgewicht vorgespannt und zur Anregung der Blattstruktur anschließend schlagartig entspannt, siehe Bild 3. Außerdem wurde ein piezoelektrischer Kraftsensor von PCB (Sensor 9) in den Lastpfad eingebracht. Diese Messung wurde zehn Mal wiederholt, um systematische Messfehler auszuschließen. Die Messdauer betrug jeweils etwa eine Minute.

In einer zweiten Messreihe wurde das Blatt unter Verwendung der operativen Modalanalyse (OMA) untersucht [3]. Hierzu wurde die umgebende Anregung durch den Wind zur dynamischen Analyse des Rotorblattes genutzt. Die Messdauer betrug eine Stunde, wobei nur die piezoelektrischen Beschleunigungssensoren (Sensor 1-8) verwendet wurden.



Bild 3: Klassische Modalanalyse am Rotorblatt **a** Lastpfad der Anregung **b** Beschleunigungsaufnehmer 2, 5 und 7

3.2 Messkampagne an der geparkten 2 MW-Windenergieanlage

In einer zweiten Messkampagne wurde die 2 MW-Windenergieanlage im geparkten Zustand unter Verwendung der operativen Modalanalyse untersucht. Diese Messkampagne diente wie die vorherige Blattmessung, als Referenzmessung der strukturellen Eigenschaften der Windenergieanlage ohne Beeinflussung durch den Anlagenbetrieb. Hierzu wurde die Windenergieanlage nicht nur in Y-Position arretiert, sondern es wurden zusätzlich auch der Azimut-Antrieb gesperrt und alle Pumpen ausgeschaltet. Da die Azimutposition der Gondel am Messor innerhalb des Rohrturmes nicht bestimmbar ist und um Transformationsfehler zu vermeiden, wurde die Gondel der Windenergieanlage so ausgerichtet, dass der Rotorachsvektor senkrecht auf dem Normalenvektor der Eingangstür steht. Die Rotorblätter wurden während dieser Messkampagne nicht untersucht.

Während der Messkampagne wurden insgesamt sieben Messreihen mit einer Messdauer von je 1,5 h durchgeführt. Die zugehörigen Sensorpositionen und -richtungen der einzelnen Messreihen sind durch die grünen und blauen Pfeile in Bild 4 dargestellt. Hierbei repräsentieren die blauen Pfeile die Referenzsensoren, welche über die gesamte Messkampagne identisch sind. Die grünen Pfeile stellen die frei positionierbaren Sensoren in der jeweiligen Messreihe dar. Die Vermessung berücksichtigte neben dem Anlagenturm weiterhin die Getriebeeinheit, den Generator, den Maschinenrahmen und die Niederspannungsschaltanlage. Insgesamt wurden 61 unterschiedliche Sensorpositionen vermessen.

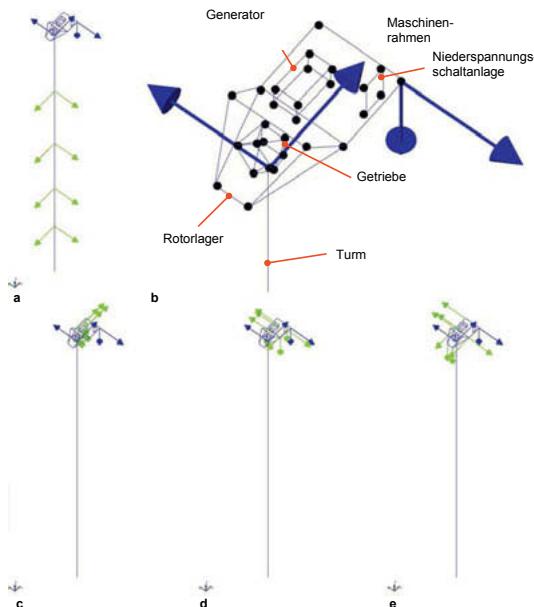


Bild 4: Sensorkonfiguration bei der Messung an der geparkten 2 MW-Windenergieanlage: Messreihen 1-4 entsprechend den Darstellungen a, c, d und e; blaue Pfeile: Lage und Richtungen der Referenzsensoren, grüne Pfeile: Lage und Richtungen der frei positionierbaren Sensoren

3.3 Messkampagne an der 2 MW-Windenergieanlage im Betrieb

Im Anschluss an die Messkampagne an der arretierten Windenergieanlage wurde eine Messkampagne bestehend aus einer einzelnen Messreihe mit zwölf unterschiedlichen Sensorpositionen in Turm und Gondel im Betrieb über einen Zeitraum von drei Stunden durchgeführt. Der Fokus lag hier auf einer ersten Messung im Betrieb und den Umgang mit den auftretenden harmonischen Anregungen.

3.4 Messkampagne an der 3 MW-Windenergieanlage

Aufbauend auf den Erfahrungen aus der Blattvermessung der 2 MW-Windenergieanlage wurde ein neuartiges Messkonzept für die Vermessung der 3 MW-Windenergieanlage entwickelt. Ein großes Problem der bisher verwendeten Beschleunigungsaufnehmer von PCB ist der geringe Messbereich von $\pm 1 \text{ g}$. Hierdurch ist eine Vermessung der Blattschwingungen gerade während des Betriebs nicht möglich. Außerdem ist eine Übertragung der Messsignale aus dem rotierenden in das stehende System erforderlich. Um sowohl die

Rotorblätter während des Betriebes, als auch die Dynamik von Turm und Gondel gleichzeitig vermessen zu können, wurde ein neuartiges Messkonzept für Windenergieanlagen entwickelt, siehe Bild 5.

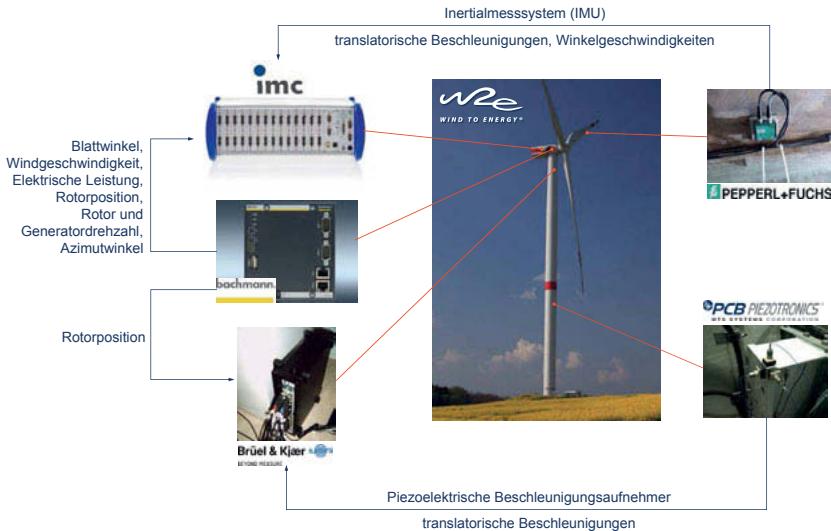


Bild 5: Sensorskonzept zur dynamischen Vermessung der 3 MW-Windenergieanlage

Für die Vermessung der Rotorblätter, Turmkopf und Gondel wurden mikromechanische sechsdimensionale Inertialmesseinheiten (Inertial Measurement Units, IMU) der Firma Pepperl+Fuchs eingesetzt. Diese wurde über CAN-Bus und mittels einer Schleifringübertragung mit einem Chronos PL8 Messgerät (24 bit) der Firma IMC gekoppelt. Darüber hinaus wurden über die Anlagensteuerung Blattwinkel, Windgeschwindigkeit, elektrische Leistung, Azimutwinkel, Rotorposition, sowie Rotor- und Generatordrehzahl ausgekoppelt und über das IMC-Messgerät aufgezeichnet. Zur Messung der Turm- und Gondeldynamik wurden die in den vorherigen Messreihen ebenfalls verwendeten piezoelektrischen Beschleunigungsaufnehmer von PCB und das Messgerät von Brüel & Kjaer eingesetzt. Um beide Messgeräte zu synchronisieren, wurde einerseits durch das Brüel & Kjaer-Messgerät ebenfalls die Rotorposition aufgezeichnet, andererseits wurde die Turmkopfbeschleunigung in Schubrichtung und quer zur Schubrichtung sowohl über eine IMU als auch über zwei piezoelektrische Beschleunigungsaufnehmer aufgezeichnet. Der vollständige Messaufbau ist in Bild 6 dargestellt.

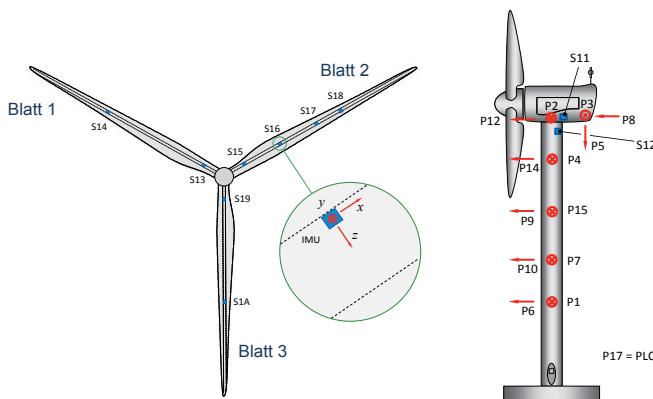


Bild 6: Sensorkonfiguration bei der Messung an der 3 MW-Windenergieanlage: Sxx – Inertialmesseinheiten (IMU), Pxx – piezoelektrische Beschleunigungsaufnehmer

Es wurden zwei Messreihen mit der vollständigen Sensorkonfiguration durchgeführt. Hiervon wurde eine Messung als Referenz im Stillstand der Anlage durchgeführt und eine zweite im Vollastbetrieb mit je einer Messdauer von zwei Stunden. Zusätzlich wurde mit den IMUs eine Langzeitüberwachung der Windenergieanlage eingerichtet, um Messergebnisse in möglichst vielen unterschiedlichen Betriebszuständen erfassen zu können.

4. Mehrkörpermodelle

Für die eindeutige Identifikation der dynamischen Eigenschaften wurden detaillierte Mehrkörpermodelle der Windenergieanlagen erstellt. Diese folgen methodisch den Beschreibungen aus [4]-[7]. Hierbei wurde besonders großer Wert auf die Modellierung der Blätter gelegt. Diese wurden aus masselosen Euler-Bernoulli-Balken und konzentrierten Massen modelliert. Die Türme wurden durch eine modale Modellreduktion auf Basis eines Finite-Elemente-Modells erstellt. Der Triebstrang wurde über eine detaillierte Torsionsschwingerkette modelliert.

5. Messergebnisse und Vergleich mit Simulationsergebnissen

In diesem Kapitel ist eine Auswahl der wesentlichen Ergebnisse beschrieben.

5.1 Messkampagne am liegenden Rotor

Tabelle 1 zeigt die experimentell und numerisch ermittelten Eigenfrequenzen und Eigenformen. Die klassische Modalanalyse wurde nach der Einfreiheitsgrad-Methode (Single degree of freedom) durchgeführt. Zur Auswertung der Messergebnisse der operativen Modalanalyse (OMA) wurden zwei Verfahren im Frequenzbereich (EFDD, CFDD) und eines

im Zeitbereich (SSI-UPC) unter Verwendung von ARTeMIS Modal 5.1 angewendet. Diese wurden der Mehrkörpersimulation (MKS) gegenübergestellt, vgl. [8]-[10].

Tabelle 1: Vergleich der gemessenen und berechneten Eigenfrequenzen am liegenden Rotor

Mode	Beschreibung	CMA	OMA	OMA	OMA	Simulation
Nr.			EFDD	CFDD	SSI-UPC	MKS
1	1. Schlagmode	-	0,69 Hz	0,69 Hz	0,695 Hz	0,689 Hz
2	1. Schwenkmode	1,392 Hz	1,39 Hz	1,389 Hz	1,385 Hz	1,404 Hz
3	2. Schlagmode	-	2,018 Hz	2,019 Hz	2,020 Hz	1,975 Hz
4	2. Schwenkmode	4,324 Hz	4,313 Hz	4,314 Hz	4,315 Hz	4,236 Hz

Wie aus der Tabelle ersichtlich, sind die auftretenden Abweichungen der Eigenfrequenzen der Rotorblätter sehr gering. Ein Vergleich der gemessenen und berechneten ersten beiden Eigenformen in Schwenkrichtung, vgl. [8], zeigte eine gute Übereinstimmung.

5.2 Messkampagne an der geparkten 2 MW-Windenergieanlage

Es wurden exemplarisch acht globale Moden der Windenergieanlage identifiziert, siehe Tabelle 2. Zusätzlich zu den vorher genannten Auswerteverfahren der operativen Modalanalyse kam ein zweites Verfahren im Zeitbereich (SSI-UPCX) zum Einsatz. Aus Tabelle 2 wird ersichtlich, dass die Moden 1 bis 7 eine sehr gute Übereinstimmung zwischen Experiment und Simulation aufweisen. Allein der Mode 8 weist eine größere Diskrepanz auf. Diese ist durch den größeren Einfluss der Rotationsmassenträgheit der Gondel auf den Mode zu erklären. Diese ist im Mehrkörpermodell nur unzureichend modelliert. Dennoch konnte eine sehr gute Übereinstimmung zwischen Messung und Simulation für Eigenformen und Eigenfrequenzen gezeigt werden.

Wesentlich größere Diskrepanzen konnten zwischen der experimentell ermittelten Dämpfung und den in den Richtlinien angegebenen Werten festgestellt werden. So wurde ein maximaler Dämpfungsgrad für den ersten Turmmode in Längsrichtung von 0,20 % ermittelt. Dieser liegt somit deutlich unterhalb der in der DiBt-Richtlinie [11] angegebenen strukturellen Dämpfung von 0,24 %, wobei hier auch berücksichtigt werden muss, dass die experimentell ermittelten Werte ebenfalls Anteile aerodynamischer Dämpfung enthalten.

Tabelle 2: Vergleich der gemessenen und berechneten Eigenfrequenzen an der geparkten 2 MW-Windenergieanlage

Mode Nr.	Beschreibung	OMA	OMA	OMA	OMA	Simulation
		EFDD	CFDD	SSI-UPC	SSI-UPCX	MKS
1	1. Turemode quer	0,283 Hz	-	0,283 Hz	0,284 Hz	0,300 Hz
2	1. Turemode längs	0,285 Hz	-	0,285 Hz	0,285 Hz	0,299 Hz
3	1. Turmtorsionsmode	1,102 Hz	1,102 Hz	1,089 Hz	1,099 Hz	1,173 Hz
4	1. Blattschwenkmode	1,456 Hz	1,454 Hz	1,455 Hz	1,449 Hz	1,442 Hz
5	2. Turemode quer & Torsion	3,408 Hz	3,408 Hz	3,409 Hz	3,388 Hz	3,434 Hz
6	2. Turemode längs & Torsion	4,424 Hz	4,423 Hz	4,414 Hz	4,407 Hz	4,517 Hz
7	3. Turemode quer	6,12 Hz	6,113 Hz	6,161 Hz	6,097 Hz	5,977 Hz
8	4. Turemode quer	11,602 Hz	11,59 Hz	11,61 Hz	11,591 Hz	13,086 Hz

5.3 Messkampagne an der 2 MW-Windenergieanlage im Betrieb

Die Auswertung der Messung an der 2 MW-Windenergieanlage im Betrieb erwies sich als schwierig und brachte in Bezug auf die Eigenfrequenzen und Eigenformen nur unwesentlich neue Erkenntnisse. Ein großes Problem bei der Messung war die große Anzahl der harmonischen Anregungen, durch welche eine eindeutige Identifikation der modalen Eigenschaften nur noch begrenzt möglich war. Ein wesentliches, nennenswertes Ergebnis ist die modale Dämpfung der Windenergieanlage im Stillstand und im Betrieb. Es konnte für die Anlage im Freilauf ein Dämpfungsgrad von 2,04 % und für die Windenergieanlage im Vollastbetrieb ein Dämpfungsgrad von 3,09 % experimentell unter Verwendung des EFDD-Verfahrens ermittelt werden. Es ist davon auszugehen, dass der Unterschied rein aerodynamische Ursachen hat.

5.4 Messkampagne an der 3 MW-Windenergieanlage

Die Einführung der Blattmesssensorik ermöglichte im Vergleich zu der vorherigen Vermessung der 2 MW-Windenergieanlage im Betrieb eine verbesserte Identifikation der dynamischen Eigenschaften, insbesondere in Bezug auf die klare Trennung der Eigenformen. Exemplarisch für die Untersuchung der 3 MW-Anlage wird hier im Rahmen der experimentellen Analysen das Dämpfungsverhalten für einen Mode vorgestellt. Bild 7 zeigt einen höheren Blattmode, sowohl in der Simulation als auch aus der experimentellen Analyse.

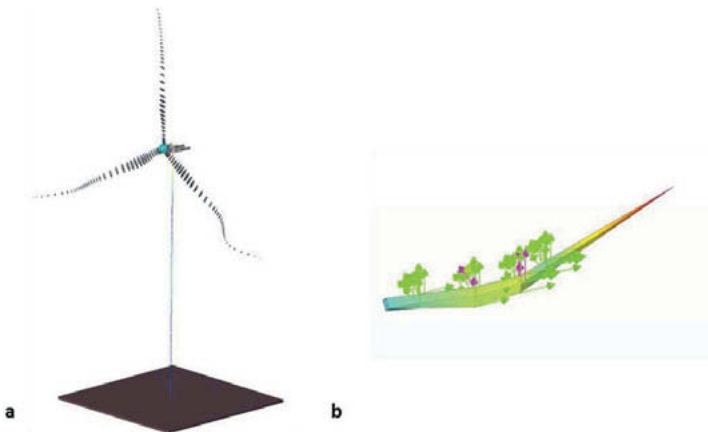


Bild 7: Simulierter und gemessener Blattmode: **a** Detailliertes Mehrkörpermodell der 3 MW-Anlage **b** Gemessene Eigenform des Rotorblattes

Tabelle 3 listet die ermittelten Eigenfrequenzen im Stillstand (Blattwinkel 90°), im Teillastbetrieb (Blattwinkel 0°) und im Volllastbetrieb (Blattwinkel 5° - 18°) sowie die simulativ ermittelte Eigenfrequenz (Blattwinkel 0°, Stillstand) unter Verwendung der Auswerteverfahren CFDD und EFDD auf. Die Unterschiede sind relativ gering und hauptsächlich aus unterschiedlichen Blattwinkeln zu erklären.

Tabelle 3: Vergleich der gemessenen und berechneten Eigenfrequenzen der 3 MW-Windenergieanlage (Stillstand, Teillast, Volllast)

	Stillstand	Teillast	Volllast	Simulation
CFDD	4.571 Hz	4.708 Hz	4.698 Hz	4.5085 Hz
EFDD	4.572 Hz	4.713 Hz	4.694 Hz	4.5085 Hz

Ein wichtiger Aspekt ist die Ermittlung der modalen Dämpfung. Tabelle 4 stellt die ermittelte Dämpfung des CFDD- und EFDD-Verfahrens gegenüber. Bei dem CFDD-Verfahren ist eine deutlich geringere Dämpfung ermittelt worden als mit dem EFDD-Verfahren. Hierbei zeigte ein Vergleich der Spektralkurven aus Ersatzmodell und Experiment, dass das CFDD-Verfahren ungeeignet ist, um zuverlässig die modale Dämpfung zu bestimmen. Hingegen zeigen die mit dem EFDD-Verfahren ermittelten Dämpfungswerte eine sehr gute Übereinstimmung zwischen dem Ersatzmodell und Experiment. Die Dämpfungswerte für diesen Mode steigen kontinuierlich mit zunehmender Belastung der Windenergieanlage an, so dass der Trend aus der Vermessung der 2 MW-Anlage im Betrieb bestätigt werden kann.

Tabelle 4: Gemessene Dämpfungsgrade der 3 MW-Windenergieanlage (Stillstand, Teillast, Volllast)

	Stillstand	Teillast	Volllast
CFDD	0.87%	2.25%	2.01%
EFDD	1.41%	3.17%	4.18%

6. Zusammenfassung

In diesem Beitrag wurde die experimentelle Modalanalyse an Windenergieanlagen der 2 MW- und 3 MW-Klasse vorgestellt. Hierbei wurden sowohl klassische, als auch operative Verfahren der experimentellen Modalanalyse eingesetzt. Die experimentellen Untersuchungen wurden im Verlauf des Projektes systematisch erweitert. Aufbauend auf Erkenntnissen aus der Vermessung der 2 MW-Windenergieanlage wurde für die Untersuchung der 3 MW-Anlage ein neuartiges Messkonzept entworfen. Die eingesetzten Inertialmesseinheiten (IMU) ermöglichen eine sehr gute Auflösung der Blattschwingungen, so dass ein dauerhafter Einsatz bspw. zur Lebensdauerüberwachung denkbar ist.

Im Vergleich zu den Ergebnissen aus der Mehrkörpersimulation konnten sehr gute Übereinstimmungen der Eigenfrequenzen und -formen festgestellt werden. Darüber hinaus konnte gezeigt werden, dass sehr große Diskrepanzen zwischen der experimentell ermittelten und in einschlägigen Richtlinien genannten Dämpfung auftreten. Diese Dämpfungswerte sind nichtkonservativ und müssen bei der zukünftigen Auslegung von Windenergieanlagen, gerade bei überkritischer Anregung, berücksichtigt werden. Die Messung im Betrieb zeigte den großen Unterschied der aerodynamischen Dämpfung zwischen Freilauf und Betrieb der 2 MW-Windenergieanlage.. Dieser konnte bei der Messung an der 3 MW-Windenergieanlage ebenfalls bestätigt werden.

In zukünftigen Untersuchungen sollen die Auswerteverfahren auf Robustheit überprüft und gegebenenfalls automatisiert werden. Auf diese Weise können sie die Basis für eine intelligente Strukturüberwachung bilden und auch für eine lastoptimale Regelung genutzt werden.

7. Danksagung

Dieses Verbundvorhaben wurde gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (FKZ 0325228C/D). Außerdem bedanken sich die Autoren bei Wolfgang Weber von Pepperl+Fuchs für die Bereitstellung der Inertialmesstechnik.

Literatur

- [1] Hau, E.: 2010, Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics, Springer, New York.

- [2] Ewins, D.J.: 2000, Modal Testing, Theory, Practice, and Application, 2. Aufl., Research Studies Press, Bladock, Hertfordshire, England.
- [3] Brincker, R.; Ventura, C.: Introduction to Operational Modal Analysis. Wiley, 2015.
- [4] Rachholz, R.; Woernle, C.; Zierath, J.: Dynamics of a Controlled Flexible Multibody Model of a 2 MW Wind Turbine. Proceedings of the IMSD2012 - The 2nd Joint International Conference on Multibody System Dynamics, May 29 - June 1, 2012 Stuttgart, Germany, P. Eberhard and P. Ziegler (Eds.).
- [5] Zierath, J.; Rachholz, R.; Woernle, C.: Comparison and Validation of different Multibody Codes for Wind Turbine Modelling. In Proceedings of Eccomas Thematic Conference on Multibody Dynamics, Zagreb, Croatia, 2013.
- [6] Zierath, J.; Rachholz, R.; Woernle, C.; Müller, A.: Load Calculation on Wind Turbines: Validation of Flex5, alaska/Wind, MSC.Adams and SIMPACK by means of Field Tests, In Proceedings of the ASME 2014 International Design Engineering Technical Conferences & Computers and Information in Engineering Conference, 2nd Biennial International Conference on Dynamics for Design (DFD), Buffalo, New York, USA, 2014, paper No. DETC2014-34670.
- [7] Zierath, J.; Rachholz, R.; Woernle, C.: Field Test Validation of Flex5, MSC.Adams, alaska/Wind and SIMPACK for Load Calculations on Wind Turbines, In Wind Energy 19:1201-1222, John Wiley & Sons, West Sussex, England, 2016. DOI: 10.1002/we.1892
- [8] Zierath, J.; Rachholz, R.; Rosenow, S.-E.; Bockhahn, R.; Schulze, A.; Woernle, C.: Modal Testing on Wind Turbines for Validation of a Flexible Multibody Model, In Proceedings of Eccomas Thematic Conference on Multibody Dynamics, Prague, Czech Republic, 2017.
- [9] Zierath, J.; Rosenow, S.-E.; Rachholz, R.; Bockhahn, R.; Schulze, A.; Woernle, C.: Experimental Identification of Modal Parameters of a Wind Turbine and Comparison to Multibody Simulations, In Proceedings of DEWEK 2017-13th German Wind Energy Conference, Bremen, Germany, 2017.
- [10] Zierath, J.; Rachholz, R.; Rosenow, S.-E.; Bockhahn, R.; Schulze, A.; Woernle, C.: Experimental Identification of Modal Parameters of an Industrial 2 MW Wind Turbine. In Wind Energy, John Wiley & Sons, West Sussex, England, 2017. DOI: 10.1002/we.2165
- [11] Deutsches Institut für Bautechnik. Richtlinie für Windenergieanlagen-Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung, Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik, Reihe B, Heft 8, Edition 2012. Deutsches Institut für Bautechnik, Berlin, 2012.

Multidisziplinäre Simulation einer WEA zur Analyse der Kopplungseffekte von Strukturdynamik und netzstützenden Regelungsverfahren

Boris Fischer, Philipp Brosche,
Fraunhofer IEE, Abteilung Regelungstechnik, Kassel;
Alireza Rezaeian, Mohamed Sayed,
MesH Engineering GmbH, Stuttgart

Kurzfassung

Windenergieanlagen (WEA) können und müssen in zukünftigen Stromnetzen mehr zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit beitragen. Deshalb werden netzstabilisierende Regelungskonzepte aktuell aus Sicht des Netzes intensiv erforscht bzw. entwickelt. Sie verursachen jedoch auch eine Rückwirkung auf die Strukturdynamik und somit auf die Auslegung und die Kosten der mechanischen Komponenten der WEA. Der vorliegende Beitrag stellt ein multidisziplinäres Werkzeug zur Analyse der dynamischen Wechselwirkungen vor. Es wird im Rahmen einer ersten Fallstudie verwendet, die den Einfluss von Netzpendelungen auf die Strukturmechanik der WEA untersucht. Dabei stellt sich heraus, dass die zusätzlich induzierten Lasten zu keinen nennenswerten Schäden an der betrachteten Anlage führen.

1. Einleitung

Im Rahmen des Umbaus der deutschen Energieversorgung und des großflächigen Ausbaus der Windenergie müssen die Windenergieanlagen (WEA) zunehmend zur Netzstützung bzw. zur Netzstabilisierung beitragen. Die neuen Verfahren zur Generator- und Umrichterregelung, die derzeit zur Erbringung dieser Netzdienstleistungen diskutiert werden, führen zu einem Paradigmenwechsel der Betriebsweise der Anlagen. Der herkömmliche, drehzahlvariable Betrieb, der durch die windgeführte Wirkleistungseinspeisung eine weitgehende Entkopplung zwischen Netz und WEA ermöglicht, wird teilweise aufgegeben. Dies führt zu stärkerer Interaktion zwischen elektrischem Netz und strukturmechanischen Komponenten.

Das vom BMWi geförderte Verbundprojekt „GridLoads“ untersucht die damit im Zusammenhang stehenden Auslegungsaspekte sowohl aus Sicht der strukturmechanischen Komponenten als auch hinsichtlich der Ausgestaltung der Generator- und WEA-Regelung. Für die Untersuchung von Schwingungseffekten, die im betrachteten Gesamtsystem entstehen können, muss eine Reihe von Teilsystemen aus unterschiedlichen physikalischen Domänen modelliert werden: von der Aerodynamik über die Strukturdynamik bis zu den elektrischen Teilsystemen

Generator, Umrichter und Netz. In diesem Beitrag werden die entwickelten, multidisziplinäre Analysemethodik beschrieben, und die im Rahmen einer ersten Fallstudie erzielten Ergebnisse präsentiert.

Besonders wichtig im Kontext der weiter unten beschriebenen Fallstudie ist die Nachbildung von Netzträgheit. Ein Ungleichgewicht zwischen Leistungserzeugung und -verbrauch im elektrischen Netz wird im ersten Moment über die Energie ausgeglichen, die in den rotierenden Schwungmassen der direkt gekoppelten elektrischen Maschinen gespeichert ist [1, 2], z.B. die großen Synchrongeneratoren der konventionellen Kraftwerke. Netzträgheit bezeichnet die Reaktion dieser Schwungmassen auf Leistungsungleichgewichte.

Da die Drehzahl der Rotoren von heutigen WEA über die Leistungselektronik von der Netzfrequenz entkoppelt ist, tragen WEA augenblicklich nicht zur Netzträgheit bei. Über die Regelung der Umrichter ist es jedoch möglich, diese Kopplung herzustellen und damit die WEA zu erfüllen, Netzträgheit bereit zu stellen.

Verfahren zur Emulation von Netzträgheit mit leistungselektronischen Einspeisern sind Gegenstand aktueller Forschungs- und Entwicklungsarbeiten, siehe z.B. [3–5]. Die Mehrzahl der hierzu durchgeführten Arbeiten beschäftigt sich mit diesem Thema aus der Sicht des elektrischen Netzes. Dabei wird meist davon ausgegangen, dass die „Trägheitsenergie“ von einer idealen Quelle bereitgestellt wird. Dies ist keine unplausible Annahme, wenn es sich bei der Quelle um eine stationäre Batterie handelt. Im Falle des Rotors einer WEA ist jedoch zu berücksichtigen, dass über die ausgetauschte Wirkleistung eine Wechselwirkung zwischen Strukturdynamik und elektrischem Netz stattfinden kann.

Die in Abschnitt 3 beschriebene Fallstudie betrachtet die Wirkung von Schwankungen der Netzfrequenz, sogenannte Netzpendelungen, auf die mechanische Belastung der WEA, wenn die WEA über ein geeignetes Regelungsverfahren Netzträgheit erbringt. Zuvor stellt Abschnitt 2 dar, wie die Teilsysteme der Referenzanlage modelliert und das Gesamtsystemverhalten simuliert und analysiert werden.

2. Beschreibung der Modelle und Simulationsumgebungen

Dieser Abschnitt beschreibt die betrachtete WEA, die Teilmodelle der verschiedenen physikalischen Domänen und den Einsatz der verwendeten Simulationswerkzeuge.

2.1. Windenergieanlage

Die in dieser Veröffentlichung betrachtete WEA ist ein generisches Referenzmodell. Die Daten wurden von der Technischen Universität München (TUM) bereitgestellt [6]. Diese WEA ist eine große Multi-Megawatt-Horizontalachsenanlage mit einem Rotordurchmesser von 130 m und

110 m Rotornabenhöhe. Der Rotorkonuswinkel beträgt 3° , während die Rotorwelle 5° Tiltwinkel hat. Die charakteristischen Daten dieser Anlage sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

Tabelle 1: TUM 3.6 MW Windenergieanlage

Class and Category	IEC Class 3A	TSR Rated	8,163
Number of Blades	3	Omega Rated	11,753 rpm
Rated Mechanical Power	3,6 MW	Max Tip Speed	80 m/s
Rotor Diameter	130 m	Cut In Wind Speed	3 m/s
Hub Height	110 m	Cut Out Wind Speed	25 m/s
Rotor Cone Angle	3 deg	Wind Speed Rated	9,8 m/s
Nacelle Uptilt Angle	5 deg		

2.2. Struktur Modell

Die Windturbinenkomponenten werden mit Hilfe des Mehrkörpersimulationstools SIMPACK modelliert, dabei sind Turm und Rotorblätter elastisch, siehe Bild 1. Für die aeroelastische Simulation werden die aerodynamischen Kräfte/Momente berücksichtigt.

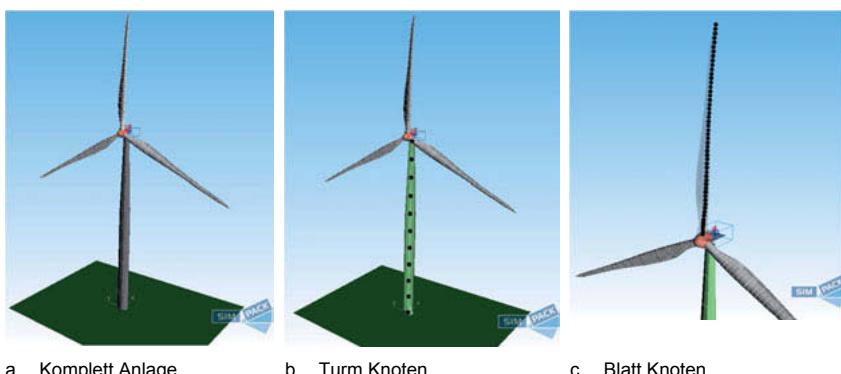


Bild 1: SIMPACK Strukturmodell

Das Rotorblatt wird durch einen flexiblen Körper mit 54 flexiblen Zwei-Knoten-Timoschenko-Balkenelementen modelliert, siehe Bild 1.c. Dieser Balkenelemententyp umfasst die Effekte der transversalen Scherspannung und der Rotationsträigkeitseffekte. Jedes Element hat sechs Freiheitsgrade pro Knoten (drei Translationen und drei Rotationen) und wird durch eine Reihe von Parametern definiert, die die Geometrie- und Steifigkeitseigenschaften beschreiben. Scherzentrum, elastisches Zentrum, Schwerpunkt und geometrische Verdrehung sind ebenfalls definiert [6]. Die Rotorblätter werden vom SIMPACK Rotorblade Generator basierend auf den zuvor genannten Struktureigenschaften generiert. Anschließend werden die erzeugten Blätter als Unterkonstruktion im gesamten Windturbinenmodell verwendet.

Der Turm wird ebenfalls durch einen flexiblen Körper mit zehn flexiblen Zwei-Knoten-Euler-Bernoulli-Balkenelementen modelliert, siehe Bild 1.b. Für diesen Balkenelementtyp sind die Effekte der transversalen Scherspannung und der Rotationsträgheit nicht berücksichtigt. Die Nabe, die Gondel, das Getriebe und der Generator werden durch Starr-Elemente modelliert.

2.3. Aerodynamikmodell

Die aeroelastischen Simulationen werden durch die Kopplung zwischen SIMPACK und dem AeroDyn-Drittmodul durchgeführt. AeroDyn ist ein Zeitbereich-Windturbinen-Aerodynamik-Modul, das auf der „Blade Element Momentum“ (BEM) Theorie basiert. Die Ankopplung von SIMPACK an AeroDyn vereinfacht die aeroelastischen Untersuchungen und ermöglicht eine schnelle Berechnung der Blattlasten auf Basis der vordefinierten Rotorpolaren [7]. Die Strömungspolaren wurden von der TUM für alle DUxx-Wx-Profilen von AOA 180° bis AOA -180° übermittelt [6]. Die gekoppelten BEM-SIMAPCK-Simulationen in dieser Arbeit werden mit dem Beddoes-Leishman Dynamic-Stall-Modell, Prandtl-Spitzenverlust- und Prandtl-Nabenverlust-Modellen durchgeführt. Das Blatt wird entlang seines Radius in 53 Zwei-Knoten-Elemente unterteilt, siehe Bild 1.c.

2.4. Regler und elektrische Komponenten

Bild 2 zeigt eine schematische Darstellung des Gesamtsystems mit elektrischen Komponenten aus der Sicht der Regelungssysteme. Für die Referenzanlage wurde ein einfacher Standardregler implementiert, der die beiden Hauptbetriebsmodi Teillast und Vollast realisiert. Dabei wird die Anlage im Teillastbereich über das Generatormoment im aerodynamisch optimalen Betrieb gefahren, und im Volllastbereich über das Blattverstellsystem die Leistungsaufnahme im Bereich der Nennleistung gehalten, siehe z.B. [8].

Für den leistungselektronischen Teil wird, der Einfachheit halber, ein Vollumrichter gewählt. Die Umrichterregelung gewährleistet sowohl Generator- als auch Netzseitig die korrekten Wirk- und Blindleistungen. Zudem beinhaltet dieser Block die netzstabilisierenden Regelungsalgorithmen.

Leistungselektronische Schaltvorgänge werden nicht modelliert, da diese im Bereich mehrerer Kilohertz stattfinden, und der Schwerpunkt der durchgeführten Untersuchungen auf deutlich niedrigeren Frequenzbereichen liegt. Stattdessen kommen Mittelwertmodelle für die Pulsweitenmodulation (PWM) zum Einsatz. Das Verhalten der restlichen elektrischen Bauelemente wird mittels differenzial-algebraischer Gleichungen abgebildet. Für die weiter unten beschriebene Fallstudie gilt die Annahme eines idealen elektrischen Verbundnetzes, das Spannungsamplitude und -winkel aufprägt.

Die Simulation sowohl der elektrischen Teilsysteme als auch der regelungstechnischen Komponenten erfolgt mit dem Programm Paket Matlab/Simulink.

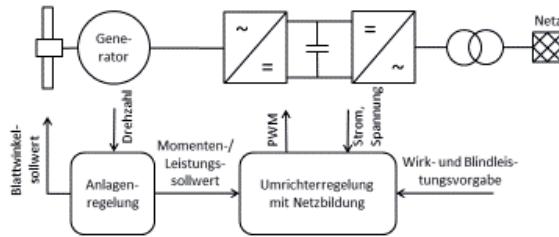


Bild 2: Schematische Darstellung des Gesamtsystems mit Reglern und elektrischen Komponenten.

2.5. Verifizierung des Modells

Um das Strukturmodell zu verifizieren, wurde eine Modalanalyse der gesamten WEA durchgeführt. Diese zeigt eine gute Übereinstimmung mit dem TUM Bericht [6], wie in Tabelle 2 aufgeführt. Die Simulation wurde mit insgesamt 38 Freiheitsgraden durchgeführt: sechs Turmmoden, zehn Moden pro Blatt und zwei Moden für den Triebstrang.

Tabelle 2: Eigenfrequenzen der TUM Anlage

Mode	Frequency in Hz			Mode	Frequency in Hz		
	SIM-PACK	TUM [6]	error %		SIM-PACK	TUM [6]	error %
tower fore-aft	0.341	0.345	0.99	1st flap-collective	0.654	0.652	0.26
tower side-side	0.345	0.352	1.99	1st edge-symmetric	0.915	0.900	1.71
1st flap-symmetric	0.624	0.593	5.26	1st edge-unsymmetric	0.928	0.908	2.21
1st flap-unsymmetric	0.628	0.613	2.44	1st drive train	1.067	/-	/-

2.6. Kopplung

Für die Kopplung der weiter oben beschriebenen Teilmodelle der WEA wird die Co-Simulationsschnittstelle SIMPACK-SIMULINK verwendet. Diese Schnittstelle ermöglicht einen Daten austausch zwischen Struktur-Modell und Regelungssystem zu vom Anwender definierten Zeitschritten. Dieser Datenaustausch wird anhand von definierten Input- und Output-Vektoren realisiert. Bild 3 zeigt das Gesamtmodell und die Verbindung der Teilmodelle durch Elemente der Input- und Output-Vektoren.



Bild 3: Schematische Darstellung des gekoppelten Simulationsmodells.

2.6.1. Nichtlineare Zeitbereichssimulation: Co-Simulation

Mittels Co-Simulation wurden die stationären Arbeitspunkte des Gesamtsystems für verschiedene, konstante Windgeschwindigkeiten im Bereich zwischen 3 bis 30 m/s angefahren. Ein Vergleich der sich ergebenden Betriebspunkte zeigt eine gute Übereinstimmung mit den Referenzergebnissen aus [6]. In der in Abschnitt 3 beschriebenen Fallstudie wurde ebenfalls die Co-Simulation genutzt.

2.6.2. Linearisierung

Zur Anwendung eines linearen Verfahrens für die strukturdynamische Analyse (z.B. Modalanalyse oder Stabilitätsanalyse) der WEA wird zuerst das Gesamtsystem linearisiert [9]. Für die Linearisierung werden zusätzlich zu den die Struktur beschreibenden Zustandsgrößen die aerodynamischen Zustandsgrößen im MKS-Tool ausgewählt. Auf der SIMULINK-Seite werden die Zustandsgrößen der dynamischen Regler- und Netzkomponenten ausgewählt und das Modell für die Linearisierung vorbereitet.

Die Arbeitspunkte für die Linearisierung werden mittels der im vorigen Abschnitt beschriebenen Zeitsimulation berechnet. Mit Hilfe der Linearisierungsroutinen der beiden Simulations-

programme werden lineare Zustandsraummodelle der einzelnen Teilsysteme berechnet. Dies ermöglicht die Berechnung der Eigenfrequenzen der Teilmodelle (z.B. Strukturmodell). Die Zusammenstellung aller Zustandsgrößen in einem Vektor und die sich daraus ergebenden algebraischen Umformungen liefern ein lineares Zustandsraummodell des Gesamtsystems.

Das beschriebene Verfahren ermöglicht es, die Einflüsse des Regelungssystems und der Netzgrößen auf die Struktursteifigkeiten und -dämpfungen bzw. Eigenfrequenzen und modale Dämpfungen zu analysieren. Beispielsweise kann der Zusammenhang bestimmter Reglerparameter mit dem Dämpfungs- bzw. Stabilitätsverhalten des Gesamtsystems sehr einfach transparent gemacht werden. Die Ergebnisse dieser derzeit durchgeföhrten Untersuchungen werden Gegenstand zukünftiger Publikationen sein. Einen Ausblick darauf zeigt Bild 4.

Diese Bild stellt die Veränderung des Dämpfungsverhaltens durch eine lokale Interaktion zwischen netzstabilisierender Regelung und Strukturdynamik dar. Verwendet wurde dazu ein einfaches Anlagenmodell mit reduzierten Freiheitsgraden. Bei dem Beispiel handelt es sich um eine Nachbildung von Netzträgheit mittels der sogenannten „virtuellen Synchronmaschine“ [1, 4]. Gezeigt ist der Amplitudengang der Wirkleistungsantwort der WEA auf Modulationen der Netzfrequenz. Eine idealisierte Trägheitsreaktion stellt die gestrichelte Linie dar. Die durchgezogenen Linien sind die Antworten von virtuellen Synchronmaschinen. Der Ausschnitt im rechten Koordinatensystem veranschaulicht den Einfluss auf das Dämpfungsverhalten. Die Parametrierung des Systems hat einen starken Einfluss auf die erste Triebstrangeigenfrequenz bei ca. 1.07 Hz, siehe Tabelle 2.

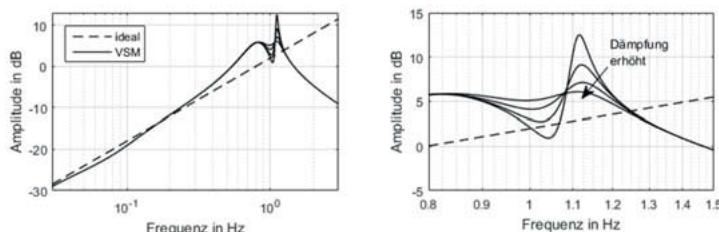


Bild 4: Amplitudengang der Wirkleistungsantwort der WEA auf Modulationen der Netzfrequenz; idealisierte Netzträgheit und virtuelle Synchronmaschine (VSM). Das rechte Koordinatensystem zeigt einen Ausschnitt des linken Koordinatensystems im Bereich der ersten Triebstrangeigenfrequenz.

3. Fallstudie: Anregung einer einzelnen Anlage durch Netzpendelungen

Die Fallstudie demonstriert eine erste Anwendung der im vorigen Abschnitt beschriebenen Simulations- und Analysewerkzeuge.

3.1. Szenario: Netzpendelungen im kontinentaleuropäischen Netz

Im elektrischen Verbundsystem können elektromechanische Schwingungen auftreten zwischen Gruppen von Generatoren, siehe z.B. [10, S. 817ff]. Dabei wird elektrische Wirkleistung über meist schwache Verbindungen zwischen unterschiedlichen Netzbereichen ausgetauscht.

Im englischen Sprachgebrauch ist für diese Art Pendelschwingungen der Begriff „inter-area oscillations“ üblich. Sie treten im niedrigen Frequenzbereich von 0,1 bis 0,4 Hz auf und sind besonders ausgeprägt zu beobachten, wenn sie von schnellen, heftigen Änderungen im elektrischen Netz, wie beispielsweise der Notabschaltung eines großen Kraftwerkes, angeregt werden.

Für das kontinentaleuropäische Verbundnetz sind die beiden dominanten Schwingungsmodi eine Nord-Süd-Mode bei ca. 0,15 Hz und eine Ost-West-Mode bei ca. 0,25 Hz [11]. Die Nord-Süd-Mode wurde durch ein Ereignis am 1. Dezember 2016 stark angeregt [12]. Infolge dessen oszillierte der Spannungswinkel auf der iberischen Halbinsel für etwa 4 min praktisch ungedämpft gegen den Rest des Verbundsystems. Bild 5 zeigt die lokal gemessene Netzfrequenz in Sevilla; Details zum Messsystem siehe [13]. Die Netzfrequenz schwingt für etwa 4 min mit einer Amplitude von ca. 0,06 Hz um den Nennwert.

3.2. Die Netzpendelungen an der einzelnen Windenergieanlage

Eine WEA, die über ein geeignetes Regelungsverfahren Netzträgheit zur Verfügung stellt, reagiert im Idealfall auf Schwankungen der Netzfrequenz $f(t)$ mit der Wirkleistungseinspeisung bzw. -aufnahme

$$\frac{\Delta P}{P_0} = \frac{T_A}{f_0} \frac{df(t)}{dt},$$

wobei f_0 und P_0 die Nennwerte der Netzfrequenz und Anlagenleistung bezeichnen, und die Anlaufzeitkonstante T_A sich durch die Zeit ergibt, die benötigt wird, um die Rototrägheit mit Nennmoment auf Nenndrehzahl zu bringen [2]. Derzeitige Werte von T_A liegen im Bereich von ca. 10s. Für die in Bild 5 gezeigte Dauerschwingungsamplitude und -frequenz ergibt sich bei $f_0 = 50$ Hz und $T_A = 10$ s eine etwa einprozentige Leistungsschwankung bezogen auf Nennleistung. Entsprechend wurde $0,01 \cdot 3,6 \text{ MW} = 36 \text{ kW}$ als Schwankungsamplitude für die Fallstudie gewählt.

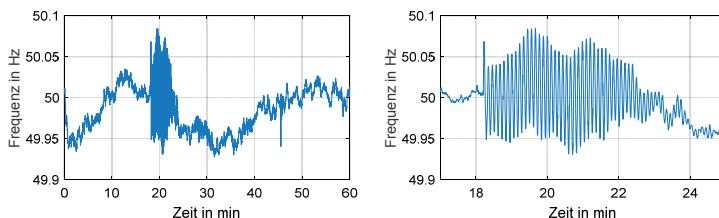


Bild 5: Zeitlicher Verlauf der Netzfrequenz am 1. Dezember 2016. Links: gesamte Stunde von 11:00 bis 12:00 CET. Rechts: Ausschnitt der Dauerschwingung ab ca. 11:18 CET.

Die Leistungsschwankung wird der momentan eingespeisten Wirkleistung mit Hilfe der Umrichter- und Generatorregelung überlagert, denn die „Trägheitsleistung“ kommt aus dem Rotor der WEA. Dabei können über das Generatormoment mechanische Schwingungen an der Anlage angeregt werden. Besonders kritisch ist hierbei eine Anregung von seitlichen Turm-

schwingungen, denn das Generatormoment stützt sich am Turmkopf ab, und die erste Turmehigenfrequenz kann bei großen Anlagen im Frequenzbereich der oben beschriebenen Netzpendelungen liegen. Deshalb wurde für die Fallstudie als Worst-Case-Szenario eine Pendelfrequenz von 0,345 Hz gewählt, die Eigenfrequenz der seitlichen Turmmoden, siehe Tabelle 2.

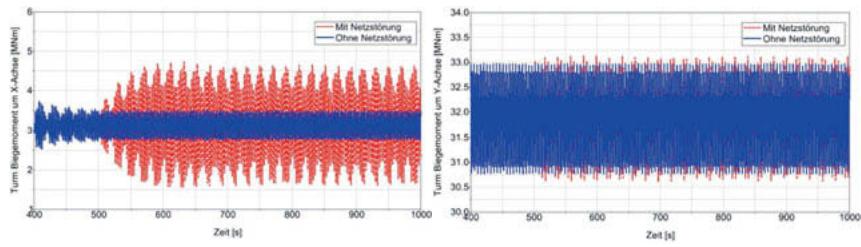
3.3. Simulationsergebnisse

Mittels Co-Simulationen wird die Reaktion des in Abschnitt 2 beschriebenen Gesamtsystems auf die Netzstörung ermittelt. Zuerst betrachten wir den Fall mit konstantem, homogenem Windfeld, um den Effekt des Aufschwingens isoliert zu verdeutlichen. Dann erfolgt die Simulation mit turbulentem Windfeld, was eine realistischere Einschätzung der durch die Netzstörung induzierten Lasten ermöglicht.

Da im Betriebsbereich um Nennwindgeschwindigkeit üblicherweise die stärksten mechanischen Belastungen auftreten, wird als durchschnittliche Windgeschwindigkeit 13 m/s gewählt. Nach der Analyse aller Betriebsgrößen zeigte sich, dass, wie zu erwarten, im Wesentlichen die Turmlasten durch die Netzstörung beeinflusst werden; dabei vor allem die seitlichen Turmfußbiegemomente um die x-Achse, siehe auch das Koordinatensystem in Bild 1. Die nachfolgenden Bildern zeigen deshalb die Turmbiegemomente um die x-Achse und zum Vergleich auch die um die y-Achse. Bei den Zeitreihen sind jeweils die Verläufe ab 400 s dargestellt, da der Hochfahrvorgang der Anlage im Kontext dieser Untersuchung irrelevant ist. Die Netzstörung wird zum Zeitpunkt 500 s eingeschaltet.

3.3.1. Co-Simulationen mit konstantem, homogenem Windfeld

Bild 6 zeigt die beiden Turmfußbiegemomente für ein konstantes, homogenes Windfeld mit 13 m/s Windgeschwindigkeit. Es sind die Verläufe mit und ohne Netzstörung dargestellt. Der Mittelwert des Biegemomentes um die y-Achse liegt in beiden Fällen um eine Größenordnung höher als der des Biegemomentes um die x-Achse. Dies liegt daran, dass die statische Belastung, die der Rotorschub verursacht, deutlich größer ist als die Belastung, die durch das Abstützen des Drehmomentes entsteht. Zudem ist auch ohne Netzstörung ein stationäres Oszillieren zu beobachten, das vornehmlich auf Drehzahlperiodische Anregungsmechanismen zurückzuführen ist.

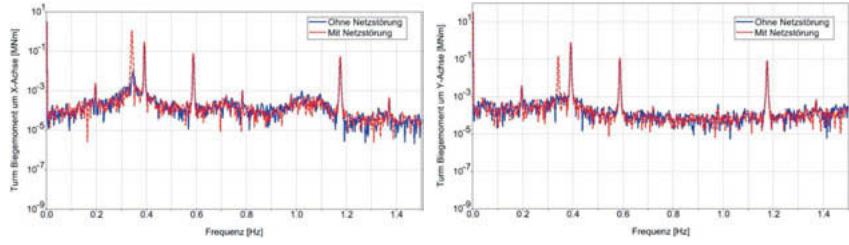


a. Turmbiegemoment um X-Achse

b. Turmbiegemoment um Y-Achse

Bild 6: Zeitreihen mit konstantem, homogenem Windfeld. Ab 500 sec ist die Netzstörung angeschaltet.

Für das Biegemoment um die x-Achse ist der Einfluss durch die Netzstörung klar zu erkennen. Die zusätzliche Dauerschwingung braucht etwa 100 s bis zur vollen Ausbildung. Ein Einfluss der Netzstörung auf das Biegemoment um die y-Achse ist demgegenüber kaum zu erkennen. Dies bestätigen auch die Frequenzspektren der Zeitreihen, wie in Bild 7 dargestellt. Beide Biegemomente weisen deutlich ausgeprägte Spitzen bei 0.39 Hz und 0.59 Hz auf; entsprechend jeweils 2p und 3p. Die Netzstörung regt zwar in beiden Biegemomenten die Turmeigenfrequenz bei 0.34 Hz an und ist auf Grund der logarithmischen Darstellung gut zu erkennen. Jedoch dominiert der Effekt nur bei der seitlichen Biegung um die x-Achse.



a. Turmbiegemoment um X-Achse

b. Turmbiegemoment um Y-Achse

Bild 7: Frequenzspektren mit konstantem, homogenem Windfeld.

3.3.2. Co-Simulationen mit turbulentem Windfeld

Bild 8 zeigt die beiden Turmfußbiegemomente für ein turbulentes Windfeld mit 13 m/s mittlerer Windgeschwindigkeit. Entsprechend der Turbulenzklasse A beträgt die Turbulenzintensität 18%. Es sind wieder die Verläufe mit und ohne Netzstörung dargestellt.

Auch hier liegt erwartungsgemäß der Mittelwert des Biegemomentes um die y-Achse in beiden Fällen um eine Größenordnung höher als der des Biegemomentes um die x-Achse. Für beide

Bewegungsrichtungen dominiert nun jedoch klar die Variation durch das veränderliche Windfeld. Nur für die seitliche Biegung um die x-Achse ist überhaupt der Einfluss der Netzstörung graphisch erkennbar.

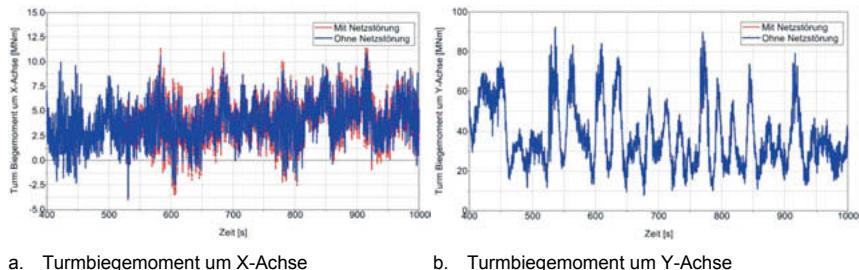


Bild 8: Zeitreihen mit turbulentem Windfeld. Ab 500 sec ist die Netzstörung angeschaltet.

Bild 9 zeigt die zugehörigen Frequenzspektren. Für das Biegemoment um die y-Achse ist der Einfluss der Netzstörung marginal. Um die x-Achse bewirkt die Netzstörung eine Erhöhung der Resonanzspitze um den Faktor 2 bis 3.

Zusätzlich dargestellt in Bild 9a ist mit grüner Linie der Einfluss, den eine Netzpendelung mit gleicher Frequenz aber nur einem Zehntel der Amplitude ausübt. Dies entspricht in etwa der im Normalbetrieb stationär vorhanden Oszillation der dominanten Netzmodi und kann daher zur Abschätzung von Ermüdungslasten herangezogen werden. Die grüne und die blaue Line sind jedoch kaum voneinander zu unterscheiden: Der Einfluss bei geringer Pendelungsamplitude ist demnach zu vernachlässigen.

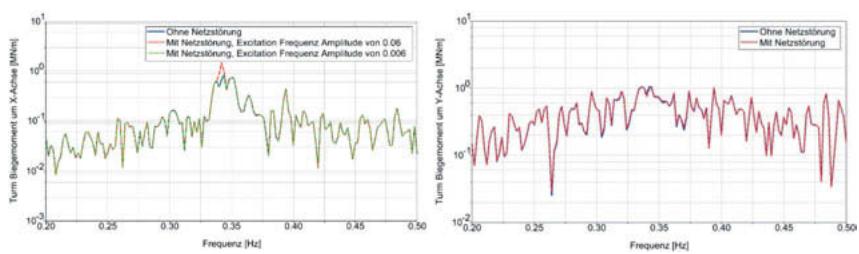


Bild 9: Frequenzspektren mit turbulentem Windfeld.

4. Zusammenfassende Bewertung

Mit der frequenzgenauen Anregung der Turmeigenfrequenz stellt das Fallbeispiel für die WEA ein Worst-Case-Szenario dar. Die durchgeführten Co-Simulationen zeigen den vermuteten Effekt: Es werden über den Generator vor allem seitliche Turmschwingungen angeregt. Die damit verbundenen, zusätzlichen Lasten sind jedoch unkritisch im Hinblick auf die viel größeren Turmbiegemomente um die y-Achse, vgl. Bild 8. Ein nennenswerter Beitrag zu den Ermüdungslasten ist für den seltenen und kurzzeitig auftretenden Störfall nicht zu erwarten. Auch die im Normalbetrieb stationär vorhandene Oszillation der dominanten Netzmodi verursachen kaum zusätzliche Ermüdungslasten, vgl. Bild 9.

In Summe weisen die Ergebnisse dieser ersten Fallstudie darauf hin, dass einer Netzträchtigkeit erbringenden WEA mit hoher Wahrscheinlichkeit keine Gefahren von den derzeit auftretenden Inter-Area-Netzpendelungen drohen. Die entwickelten methodischen Ansätze haben sich als geeignet für diese Analyse des Gesamtsystems erwiesen.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

5. Danksagung

Das dem Beitrag zugrundeliegende Vorhaben wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 0324192A/B gefördert. Zudem möchten wir uns herzlich bei Prof. Hendrik Lens von der Universität Stuttgart für die Zurverfügungstellung der Frequenzmessdaten bedanken.

6. Literatur

- [1] D. Duckwitz, B. Fischer und M. Shan, „Synchronous inertia control for wind turbines: Adaption of the virtual synchronous machine to wind turbines for providing distributed contributions to power system inertia“ in *13th Wind Integration Workshop*, 2014.
- [2] Deutsche Energie-Agentur GmbH, Hg., „Analyse: Momentanreserve 2030: Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030“, 2016.
- [3] D. Duckwitz und B. Fischer, „Modeling and Design of df/dt-based Inertia Control for Power Converters“, *IEEE J. Emerg. Sel. Topics Power Electron.*, Jg. 5, Nr. 4, S. 1553–1564, 2017.
- [4] D. Duckwitz, F. Welck und C. Glöckler, „Operational Behavior of the Virtual Synchronous Machine“ in *Beiträge der 12. ETG/GMA-Tagung "Netzregelung und Systemführung*, 2017, 54–59.
- [5] ENTSO-E, „High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources (HPoPEIPS): ENTSO-E Guidance document for national implementation for network codes on grid connection“, 2017.
- [6] P. Bortolotti, K. Dykes, K. Merz und F. Zahle, „IEA Wind Task 37 on System Engineering in Wind Energy. WP2 - Reference Wind Turbines.: IEA Wind Task 37 Technical Report“ in preparation, 2018.
- [7] M. Sayed, T. Lutz, E. Krämer und F. Borisade, „Aero-elastic analysis and classical flutter of a multi-megawatt slender bladed horizontal-axis wind turbine“ in *Progress in renewable energies offshore*, 2016, S. 617–625.
- [8] M. Geyler und P. Caselitz, „Regelung von drehzahlvariablen Windenergieanlagen“, *at - Automatisierungstechnik*, Jg. 56, Nr. 12, S. 614–626, 2008.
- [9] A. Rezaeian und S. Hauptmann, „Developing an aeroelastic stability analysis process for large wind turbines using multi-body simulation“ in *EWEA*, Hamburg, 2016.
- [10] P. Kundur, *Power system stability and control*. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [11] M. Larsson, L.-F. Santos, A. Suranyi, W. Sattlinger und R. Notter, „Monitoring of oscillations in the continental European transmission grid“ in *IECON 2013: 39th annual conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 2013, S. 4774–4778.
- [12] ENTSO-E, „Analysis of CE inter-area oscillations of 1st December 2016“, 2017.
- [13] M. van der Straeten, S. Remppis, A. Siebenlist und H. Lens, „Analyse von strukturellen Veränderungen im europäischen Verbundnetz anhand eines zeitsynchronisierten, verteilten Frequenzmesssystems“ in *VDE-Kongress*, 2016.

Experimentelle Modalanalyse an einem aeroelastisch optimierten Rotorblatt mit Biege-Torsions-Kopplung im Projekt SmartBlades2

Dipl.-Ing. **Janto Gundlach MSc**, Dr.-Ing. **Yves Govers**,
Institut für Aeroelastik, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
(DLR), Göttingen

Kurzfassung

Im Rahmen des Verbundprojekts SmartBlades2 wurde in vorliegender Untersuchung ein aeroelastisch optimiertes Rotorblatt unmittelbar nach Fertigung je einem experimentellen Modaltest in elastischer Aufhängung (frei-frei) sowie in fester Einspannung am Blattprüfstand des Fraunhofer Instituts für Windenergiesysteme (IWES) in Bremerhaven unterzogen. Beide Testkonfigurationen zeichnen sich durch eine hohe Sensordichte aus und ermöglichen neben der Identifikation globaler Moden wie Schlag-, Schwenkbiegung und Torsion die Identifikation und räumliche Auflösung von höherfrequenten Eigenformen aufgrund eines entsprechend breit angeregten Frequenzbereichs. Die Eigenformen umfassen auch Moden, bei denen sich Blattquerschnitte wölben. Hierbei werden Methoden angewandt wie sie bei Ground Vibration Tests [1-4] an Verkehrsflugzeugen zum Einsatz kommen.

Die identifizierten modalen Modelle der beiden Testkonfigurationen bieten die Grundlage für die Validierung und Anpassung des Finite-Elemente (FE) Modells des Rotorblatts unter verschiedenen Randbedingungen. Das angepasste FE-Modell wird anschließend im Verbundprojekt weiterverwendet z.B. für gekoppelte Rechnungen zur Gesamtanlagensimulation.

1. Einleitung

Im Verbundprojekt SmartBlades2 werden Technologien erforscht, die ein Abmindern der aerodynamischen Lasten am Rotorblatt erzielen sollen und so zur Reduzierung der Beanspruchung für die Gesamtanlage beitragen. Eine Möglichkeit der Lastabminderung ist ein passiver Wirkmechanismus anhand einer Biege-Torsions-Kopplung (BTK).

Dieser Mechanismus wurde im Vorgängerprojekt SmartBlades entwickelt. Ein Ziel von SmartBlades2 ist es, einen kompletten Blattsatz (3 Blätter mit 20 m Rotorblattlänge) für die NREL CART3 Freifeld-Forschungsturbine im DLR Zentrum für Leichtbauproduktionstechnologie (ZLP) in Stade zu bauen und in mehrmonatiger Freifeldtestkampagne in Boulder, USA

zu untersuchen. Die gewonnenen Messdaten dienen der Validierung numerischer Tools aller Partner.

Dabei spielt das Strukturverhalten des biege-torsions-gekoppelten Rotorblatts eine wesentliche Rolle. Umfassende Testkampagnen an einem zusätzlichen Prototypen-Rotorblatt (Blatt 1) mit statischen Tests am IWES in Bremerhaven und strukturdynamische Tests vom DLR-Institut für Aeroelastik aus Göttingen liefern dabei schon im Vorfeld zur Freifeldmesskampagne Testdaten, um das zugehörige FE-Modell zu validieren.

Das Prototypenrotorblatt wird nach der Verklebung frei-frei am DLR in Stade und anschließend im Testzentrum des Fraunhofer IWES an einem Ganzblattprüfstand einem Modaltest unterzogen. Die Testauslegung orientiert sich an den strukturdynamischen Eigenschaften des FE-Modells.

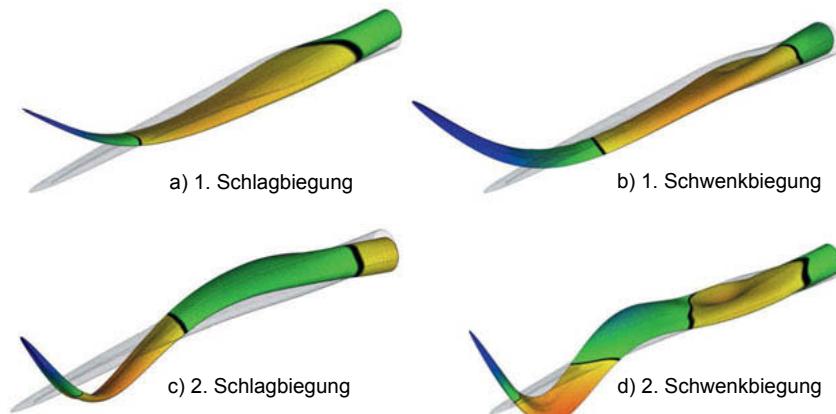


Bild 1: Eigenformen des FE-Modells unter Randbedingung frei-frei

Streuungen modaler Parameter zwischen zwei nominal gleichen Rotorblättern im Modellmaßstab wurden schon in [5, 6] untersucht. Im Verbundprojekt dienen weitere geplante Modaltests am gesamten Blattsatz (Blatt 2-4), der für die Freifeldmesskampagne vorgesehen ist, der Fertigungsüberwachung und Überprüfung aller gefertigten Blätter. Betreffende Tests an den übrigen Blättern werden ausschließlich in frei-freier Lagerung am DLR Stade durchgeführt und liefern Eigenfrequenzen, Eigenformen und Dämpfungen zum Vergleich untereinander. Zum jetzigen Zeitpunkt befinden sich die restlichen Rotorblätter noch im Bau, sodass vorliegender Beitrag lediglich die modale Identifikation am Prototypenblatt umfasst.

2. Testdurchführung

Für die Validierung des FE-Modells wird das Prototypenblatt in zwei unterschiedlichen Randbedingungen, frei-frei und einseitig eingespannt, auf seine modalen Eigenschaften getestet. Der frei-frei Test wurde dabei mit reduziertem Sensor- und Erregereinsatz in nur 2 Tagen durchgeführt, während die ausführliche Testkampagne im eingespannten Zustand 2 Wochen dauerte. Letztere Untersuchung beinhaltete auch die Analyse versteifender Effekte von Lastscheren sowie deren Massenmodifikationen.

2.1 Randbedingungen

Eine frei-freie Lagerung meint hierbei eine weiche Aufhängung, die mit Gummiseilen am Hallenkran realisiert werden kann. Basierend auf der Massenbelegung eines *MSC.NASTRAN* Finite-Elemente-Modells wurde hierfür eine adaptive Aufhängung aus elastischen Seilpaketen am DLR in Göttingen konzipiert. Dabei ist es wichtig die Steifigkeit der Lagerung so auszulegen, dass die Starrkörpereigenfrequenzen (f_{st}) des gelagerten Blatts die elastischen Eigenfrequenzen (f_{el}) nicht beeinflussen. Hier geht man von einem Frequenzabstand $f_{st} < 1/3 f_{el}$ aus [7]. Die Aufhängungspunkte sind bei 0,35 m und 16,15 m Abstand von der Blattwurzel mittig im vorgesehenen Hebebereich des Rotorblatts angebracht.

Am Blattprüfstand vom IWES in Bremerhaven erfolgte die Befestigung des Rotorblatts über die dazugehörigen Blattbolzen bei einem Anstellwinkel von $7,5^\circ$. In beiden Konfigurationen ist die Druckseite nach oben ausgerichtet.

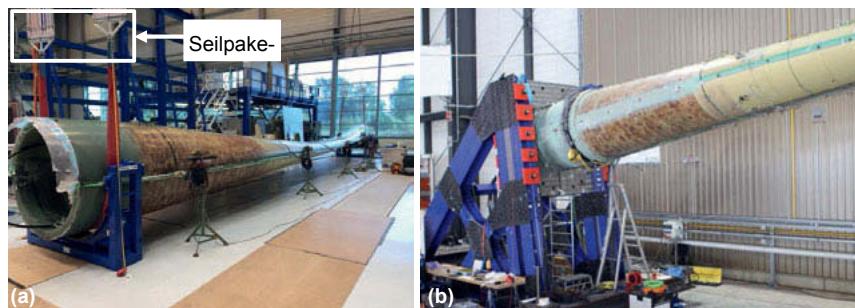


Bild 2: Blattaufhängung mit elastischen Seilpaketen (a), Einspannung am Ganzblattprüfstand (b)

2.2 Messdatenerfassung

Als Datenerfassungssystem diente eine 24 Bit *LMS SCADAS III* Messanlage, bestehend aus maximal 4 Messbausteinen à 96 Kanäle. Zur Messung der dynamischen Antwort wurden im frei-frei Versuch 88, im Versuch am Prüfstand 288 uniaxiale piezoelektrische IEPE Beschleunigungssensoren simultan verwendet, wobei der Prüfstand ebenfalls instrumentiert wurde.

Während der strukturdynamischen Tests am IWES wurden zusätzlich circa 200 Dehnmesstreifen über eine *HBM*-Messanlage gemessen, die zur Überwachung der Extrelast- und Ermüdungsversuche auf dem Blatt installiert waren. Die beiden Messanlagen waren während des Modaltests untereinander synchronisiert. Auch Dehnmesssignale können im begrenzten Umfang für Modalanalysen von Strukturen genutzt werden und liefern Eigenfrequenzen und Dämpfungsmaße [8].

2.3 Sensorverteilung

Der überwiegende Teil der Sensoren wurde auf der Druckseite instrumentiert, wenige Sensoren auf der Saugseite sowie Blattvorderkante. Während in elastischer Aufhängung die Sensoren äquidistant über die Rotorblatlänge und der jeweiligen Sehnenlänge verteilt waren (Bild 3(a)), wurden im Prüfstandsversuch neben einer dichteren Verteilung zusätzliche Beschleunigungsaufnehmer auf dem Gurt entlang der darunter liegenden Klebenahaft zum Steg befestigt. Schwenkbewegungen des Rotorblatts wurden durch Sensoren erfasst, die sich auf der Blattvorderkante befanden.

Der Blattprüfstand im eingespannten Test wurde zusätzlich mit ca. 20 Sensoren bestückt, um die Nachgiebigkeit der Einspannung erfassen und modellseitig berücksichtigen zu können.

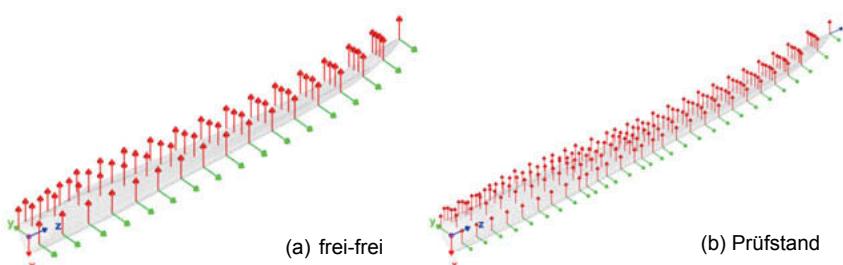


Bild 3: Sensorverteilungen der Modaltests auf der Druckseite

Um mögliche Deformationen in Blattquerschnittsebene detektieren zu können erfolgte in 3 (frei-frei) bzw. 15 (Prüfstand) ausgewählten Schnitten eine zusätzliche Instrumentierung der Saugseite.

Mithilfe des FE-Modells wurde in beiden Fällen zum Nachweis der Eignung der ausgewählten Sensorpositionen die lineare Unabhängigkeit der Eigenformen mit dem Modal Assurance Criterion (MAC) [9] überprüft. Die Auto-MAC-Matrix zeigt eine Darstellung der ersten 10 (elastischen) Eigenformen des FE-Modells an den Messfreiheitsgraden, die untereinander verglichen werden (Bild 4). Bei der beschriebenen Auswahl der Sensorpositionen weisen die Nebendiagonaleinträge geringe Höchstwerte von 23% sowie 12% auf, was auf eine sehr gute Unterscheidbarkeit der zu ermittelnden Eigenformen untereinander hindeutet.

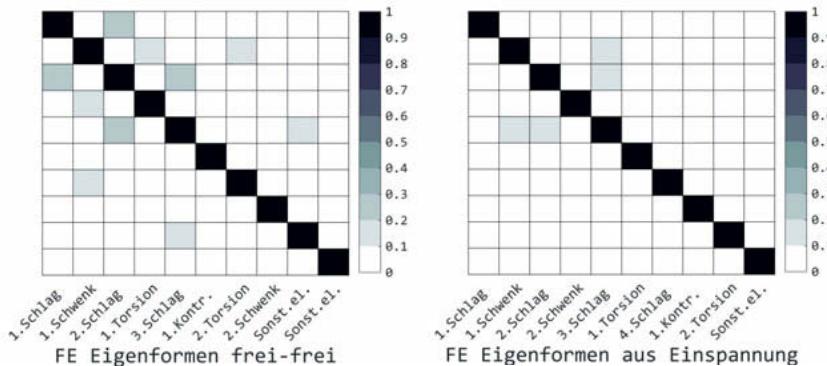


Bild 4: Auto-MAC-Matrizen für die ausgewählten Sensorverteilungen

2.4 Erregung der Struktur

Die Erregung der Struktur erfolgte sowohl mit elektrodynamischen Erregern wie auch einem Modalhammer. Im frei-frei Test wurde über einen 220 N-Schwingungsreger ein Random-Signal bis 60 Hz in zwei Schnitten jeweils in Schlag- und Schwenkrichtung verwendet. An den gleichen Erregerpunkten wurde anschließend ein Hammertest durchgeführt.

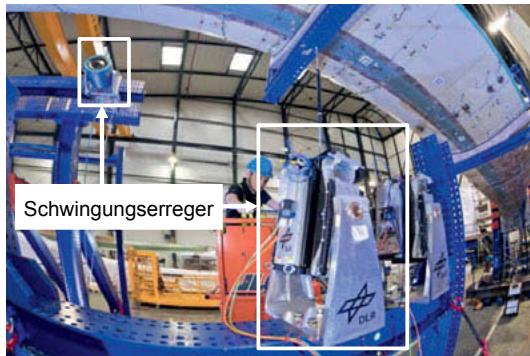


Bild 5: Schwingungserreger am Rotorblattprüfstand

Im eingespannten Zustand wurde ein 1000 N und ein 550 N-Schwingungserreger (siehe Bild 5) mit langem Hub verwendet, um das Blatt in Schlag- und Schwenkrichtung unter Verwendung von Sinusläufen unterschiedlicher Lastlevel auf Nichtlinearitäten untersuchen zu können. Der Teststand wurde mittels Modalhammer angeregt.

2.5 Modalanalyse

Das verwendete Gleitsinussignal für die Langhuberreger folgt einem logarithmischen Zeitgesetz von 1 oct/min. Dabei wurde diese Signalart gewählt, um ein möglichst gutes Signal-Rausch-Verhältnis der Antwortmesskanäle zu gewährleisten. Bei konstanter Kraftamplitude über den gesamten Frequenzbereich zeichnen sich die Resonanzen der Struktur als Amplitudenüberhöhung an den jeweiligen Zeitpunkten des Zeitsignals ab (siehe Bild 6).

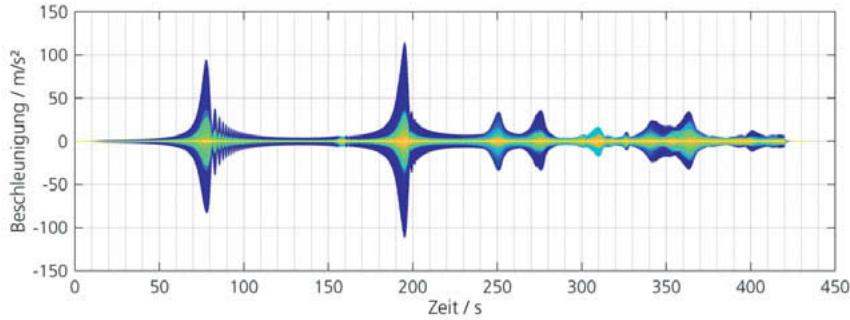


Bild 6: Zeitdaten der Beschleunigungssignale aus Gleitsinusanregung (eingespannt)

Die Zeitdaten werden mit der Welch-Methode in den Frequenzbereich transformiert. Als Referenz dient dabei die Schnittkraft zwischen Erreger und Struktur, sodass Beschleunigungs-frequenzgänge berechnet werden können (Bild 7).

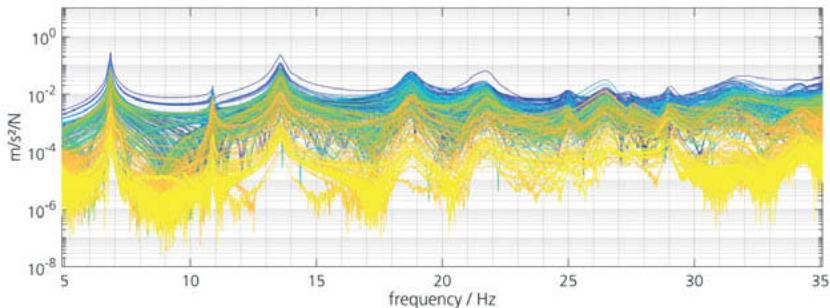


Bild 7: Beschleunigungs frequenzgänge aus Gleitsinunsanregung (eingespannt)

Zur Identifikation der modalen Parameter wird ein Frequenzbereichsverfahren eingesetzt, das Least-Squares-Complex-Frequency-Domain (LSCF) [10], welches aus den berechneten Frequenzgängen die Eigenfrequenzen, Eigenformen, Dämpfungsmaße und modalen Massen schätzt.

Bei der Anregung mit unterschiedlichen Erregerpositionen und Erregungsrichtungen muss eine Korrelation der Moden aus unterschiedlichen Frequenzgängen durchgeführt werden, um anschließend das äquivalente modale Modell der Struktur aus den qualitativ besten Moden aufzubauen zu können. Die Auswahl basiert auf Qualitätskriterien, welche die Phasenreinheit der identifizierten Eigenformen über Werte wie Modal Phase Collinearity (MPC) oder Mean Phase Deviation (MPD) (vgl. [11]) und das Amplitudenniveau berücksichtigen.

3. Ausgewählte Ergebnisse

3.1 Allgemein

Insgesamt konnten im frei-frei Versuch 36 Eigenformen unter 60 Hz identifiziert werden. Eingespannt am Prüfstand waren im gleichen Frequenzbereich 29 Eigenformen identifizierbar. Eine Auswahl ist in Bild 8 und Bild 9 dargestellt. Neben den globalen elastischen Schwingungsformen wurden auch die Starrkörperperformen der Aufhängung bestimmt. Die damit verbundenen Starrkörperfrequenzen liegen unter 1 Hz und befinden sich hinreichend deutlich unter der ersten elastischen Eigenfrequenz für Schlagbiegung, die bei 4,8 Hz identifiziert wurde. Die Annahme freier Ränder wurde somit im Versuchsaufbau realisiert. Unter den elastischen Schwingungsformen befinden sich außer den globalen Eigenformen für Schlag-, Schwenkbiegung und Torsion solche, in denen die Schalung des Rotorblatts auf der Druck- und Saugseite entgegengesetzte Bewegungen durchführt, sodass sich der Querschnitt lokal

wölbt, sogenannte Pumpmoden. Dieses Verhalten wird in bauchigen Bereichen beobachtet, wo sich zwischen Hinterkante und Steg ein vergleichsweise großer Abstand befindet.

In fester Einspannung konnten ebenfalls lokale Pumpmoden identifiziert werden. Zusätzlich wurden Moden aus der Hammeranregung am Prüfstand identifiziert, die mit der Nachgiebigkeit des Prüfstands im Zusammenhang stehen. Diese Eigenformen treten hauptsächlich in Verbindung mit Schwenkbewegungen des Rotorblatts auf.

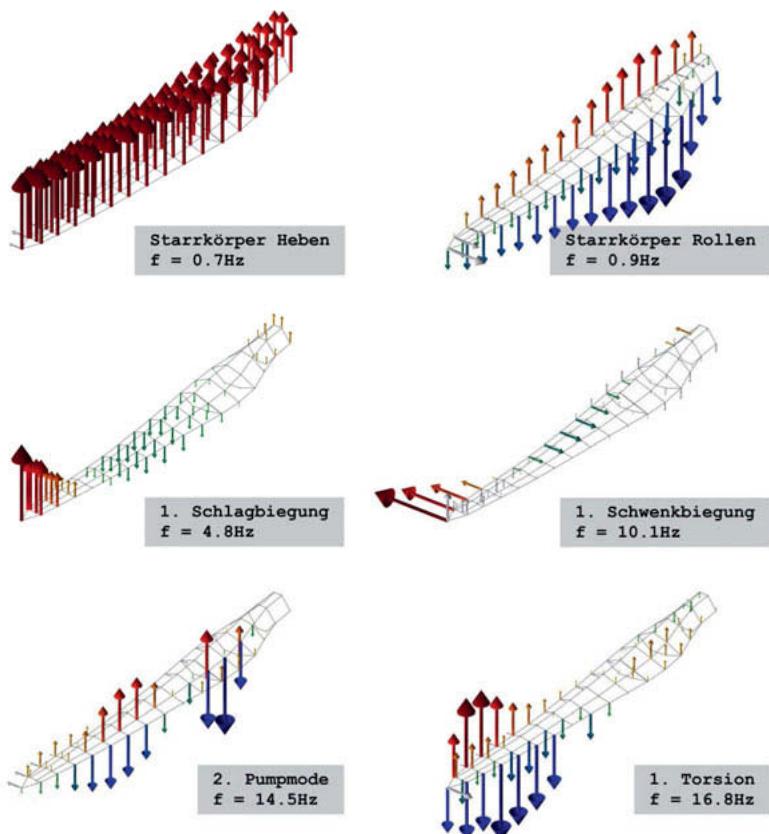


Bild 8: Ausgewählte identifizierte Moden (frei-frei)

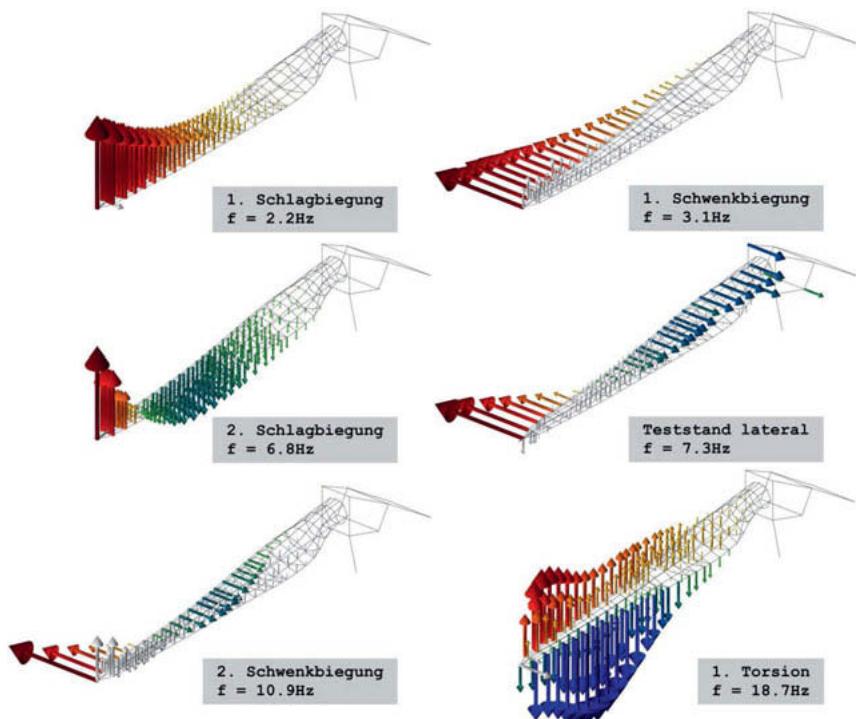


Bild 9: Ausgewählte identifizierte Moden (eingespannt)

3.2 Vergleich mit Finite-Elemente Modell

Die Korrelation der Testergebnisse mit dem FE-Modell (Bild 10) zeigt, dass einige identifizierte Eigenformen nicht durch das Berechnungsmodell abgebildet werden. Bei frei-frei Randbedingung handelt es sich hauptsächlich um die oben erwähnten Pumpschwingungsformen. Unter den ersten elastischen FE-Eigenformen befindet sich zwar ein Mode, der ge ringfügig mit den identifizierten Pumpformen korreliert (6. Spalte der MAC-Matrix), allerdings liegt dieser bei einer vergleichsweise hohen Eigenfrequenz. Ursächlich hierfür könnte eine zu große Schubsteifigkeit der Schalenelemente des FE-Modells sein. Die globalen Schlag- und Schwenkbiegeungsformen sowie die 1. Torsionseigenform weisen mit hohen MAC-Werten >93% eine gute Übereinstimmung auf. Selbiges trifft auf die Resultate des Modaltests am Prüfstand zu. Hier konnte ebenfalls eine Vielzahl von nicht prognostizierten Eigenformen identifiziert werden, die teilweise mit den ersten beiden FE-Schwenkeigenformen und der 1. Torsionsform korrelieren. Diese zusätzlich identifizierten Eigenformen zeichnen sich auch

durch Bewegung an der Schalung aus oder stehen mit der Nachgiebigkeit des Prüfstands im Zusammenhang.

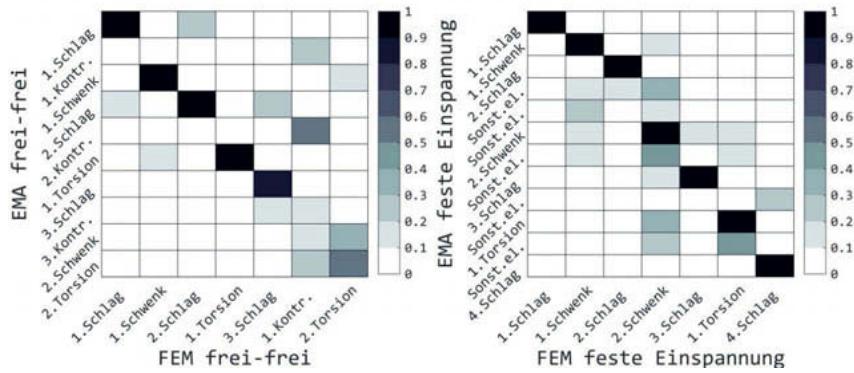


Bild 10: MAC-Matrizen beider Modaltests im Vergleich zum Berechnungsmodell

Die hohe Sensordichte ermöglicht den Abgleich prognostizierter Eigenformen des FE-Modells mit Ergebnissen aus der experimentellen Modalanalyse (EMA) entlang der Rotorblattlänge anhand der Eigenvektorkomponenten. Die Torsionseigenformen sind dabei von besonderem Interesse. Am Beispiel der 1. Torsionseigenform ist ein Vergleich in Bild 11 anhand vier unterschiedlicher Positionen dargestellt. Die Diagramme zeigen die Deformation der Eigenform in x-Richtung (Koordinatensystem: siehe Bild 3) über die normierte Breite von der Nasenkante ($\tilde{y} = 0$) zur Hinterkante ($\tilde{y} = 1$) des Rotorblatts. Hierfür wird die jeweilige FE-Eigenform durch den modalen Skalierungsfaktor (MSF), der in [9] beschrieben ist, an die Testeigenform approximiert. Die Torsionseigenform aus dem frei-frei Versuch zeigt bei 25% und 50% Rotorblattlänge qualitativ eine gute Übereinstimmung mit der Zieleigenform, lediglich die berechnete Deformation an der Hinterkante wird leicht unterboten. Im hinteren Bereich des Rotorblatts deutet die Steigung der (gedachten) Verbindungsgeraden der diskreten EMA-Resultate auf eine größere Verdrillung der identifizierten Eigenform hin. Bei 94% Rotorblattlänge liegen die Eigenvektorkomponenten aus dem Experiment durchweg unterhalb den FE-Ergebnissen, was möglicherweise auf einen geringeren Schlagbiegungsanteil zurückzuführen ist. Am Prüfstand stimmen Deformationsniveau und Verdrillung im hinteren Bereich des Rotorblatts sehr gut überein. Allerdings unterscheiden sich dichter Richtung Blattwurzel die Eigenformen in ihren Amplituden. Der Unterschied Richtung Blattwurzel resultiert möglicherweise aus der Nachgiebigkeit des Teststandes, der im FE-Modell noch nicht mitmodelliert ist.

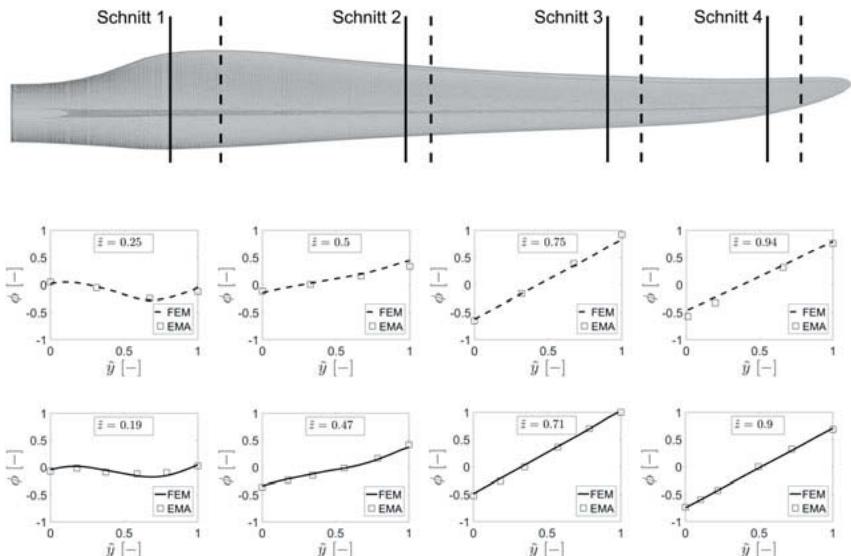


Bild 11: Vergleich der vertikalen Anteile der 1. Torsionseigenform aus frei-frei Versuch (gestrichelte Linie) und fester Einspannung (durchgezogene Linie) auf der Druckseite in verschiedenen Schnitten

4. Zusammenfassung und Ausblick

Dieser Beitrag stellt die Versuchsdurchführung und -ergebnisse von zwei Modaltests an einem aeroelastisch optimierten Rotorblatt in unterschiedlichen Randbedingungen vor. Dabei wurde in der Versuchsauslegung und bei der Beurteilung der Testergebnisse stets das Rechnungsmodell mit einbezogen. Die Ergebnisse machen deutlich, dass die Identifikation hochaufgelöster Eigenformen sehr zweckdienlich ist, um Defizite in der Modellierung aufzudecken.

Schon ein Modaltest mit reduzierter Sensorik bei freien Randbedingungen kann wertvolle Aussagen über die Funktionalität beabsichtigter Kopplungen zwischen Biegung und Torsion liefern, die für die Auslegung moderner Rotorblätter von großer Bedeutung sind. Hierzu ist kein Teststand notwendig und der Test kann in nur einem Tag durchgeführt werden. Da die Einspannung am Prüfstand der Befestigung des Rotorblatts an der Nabe ähnelt, stellt die Kombination beider modalen Datensätze die optimale Ausgangsbasis für die FE-

Modellanpassung dar. Im nächsten Schritt muss hierfür modellseitig die Nachgiebigkeit des Prüfstands mit berücksichtigt werden.

Weiterer Forschungsbedarf, der aus den beiden Modaltests im Rahmen von SmartBlades2 hervorgeht, liegt in der experimentellen Modalanalyse mit Dehnmesssensoren sowie Untersuchungen zum Einfluss von Lastscheren, wie sie unter Betriebslast- und Extremlasttests Anwendung finden.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Danksagung

Diese Arbeit wurde durch das BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) unter dem Förderkennzeichen **0324032A-H** auf Beschluss des Deutschen Bundestages gefördert.

Literatur

- [1] Govers, Y., M. Böswald, P. Lubrina, et al. AIRBUS A350XWB Ground Vibration Testing: Efficient techniques for customer oriented on-site modal identification. in International Conference on Noise and Vibration Engineering. 2014. KU Leuven, Belgium.
- [2] Govers, Y., J. Sinske, J. Schwochow, et al., Efficient ground vibration testing of aircraft based on output-only modal analysis during taxi, in 58th AIAA/ASCE/AHS/ASC Structures, Structural Dynamics, and Materials Conference. 2017, American Institute of Aeronautics and Astronautics.
- [3] Böswald, M., D. Göge, U. Füllekrug, et al. A Review of Experimental Modal Analysis Methods with Respect to their Applicability to Test Data of Large Aircraft Structures. in International Conference on Noise and Vibration Engineering. 2006. Leuven, Belgium.
- [4] Göge, D., M. Boeswald, U. Fuellekrug, et al. Ground vibration testing of large aircraft—state-of-the-art and future perspectives. in International Modal Analysis Conference. 2007. Orlando, FL.
- [5] Griffith, D.T., G. Smith, M. Casias, et al., Modal Testing of the TX-100 Wind Turbine Blade, 2006, Sandia National Laboratories: Albuquerque, New Mexico.
- [6] Griffith, D.T. and T.G. Carne. Experimental Uncertainty Quantification of Modal Test Data. in International Modal Analysis Conference. 2007. Orlando, FL.
- [7] Förstching, H., Über die Einflüsse der elastischen Stützung auf das Standschwingungsverhalten von Flugzeugen. Zeitschrift fuer Flugwissenschaften und Weltraumforschung, 1963. 11(2): p. 20.
- [8] Govers, Y., G. Jelicic and T. Akbay, The use of strain sensors for modal identification of aeroelastic structures, in International Conference on Noise and Vibration Engineering2016: KU Leuven, Belgium. p. 2207-2216.
- [9] Allemand, R.J. and D.L. Brown. A correlation coefficient for modal vector analysis. in International Modal Analysis Conference. 1982. Orlando, FL, USA.
- [10] Peeters, B., H. Van der Auweraer, P. Guillaume, et al., The PolyMAX frequency-domain method: a new standard for modal parameter estimation? Shock and Vibration, 2004. 11(3): p. 395-409.
- [11] Heylen, W., S. Lammens and P. Sas, Modal Analysis Theory and Testing. 1998, Leuven: KU Leuven.

Einfache Erfassung und Bewertung der Rotorunwucht

Ein Vergleich der Kennwerte nach VDI 3834-1 mit testgewichts- und modellbasierten Verfahren

Simple Detection and Evaluation of Rotor Mass Unbalance

A comparison of the Zone Boundaries from VDI 3834-1 with Test Mass and Model Based Techniques

Dipl.-Ing. **Ulrich Oertel**, Dipl.-Phys. **Holger Fritsch**,
Bachmann Monitoring GmbH , Rudolstadt;
Dipl.-Ing. **Frank Krause**, BKW Erneuerbare Energien GmbH, Berlin

Kurzfassung

Im Rahmen des ROMEO EU Projektes wurden Ergebnisse eines Forschungsprojektes zur modellbasierten Unwuchtbestimmung in das Online Condition Monitoring implementiert. Ziel von ROMEO im EU Horion 2020 Programm ist die Reduktion von Wartungs- und Instandhaltungskosten von Offshore Windenergieanlagen. Die Technologie wird derzeit gemeinsam mit BKW in Pilotanalgen verifiziert.

Schaut man auf die Folgen von erhöhten Rotorunwuchten (Aerodynamische Unwucht sowie Masseunwucht) und gleichzeitig auf die statistisch ermittelte Häufigkeit aus repräsentativen Anlagenteilmengen [1, 2, 3], drängt sich unmittelbar die Frage auf, warum die Minimierung der Rotorunwucht nicht schon längst zum Standardprogramm der technischen Betriebsführung zählt und warum es sich bei der Minimierung der Roturunwucht noch um keine selbstverständliche Forderung der Anlagenbetreiber handelt. Der folgende Beitrag zeigt am Beispiel der Massenunwucht eine neue Möglichkeit auf, die Massenunwucht mit Hilfe von Online Condition Monitoring Systemen (CMS) modellbasiert und damit testgewichtsfrei zu bestimmen. In der Folge wird sich zukünftig insgesamt die Akzeptanz der Unwuchtmessung signifikant erhöhen. Durch die vorliegende Arbeit wird zudem bestätigt, dass zur Bewertung der Auswuchtgüte besondere Messungen und Auswertungen notwendig sind, jedoch die kontinuierliche Messung der Kennwerte nach VDI 3834-1 [4] bzw. ISO10816-21 [5] in der vergleichenden Betrachtung zu anderen WEA am Standort Hinweise auf erhöhte Schwingungen liefern kann.

Abstract

The ROMEO project is an initiative backed by the EU through its Horizon 2020 programme, which aims to develop advanced technological solutions that enable the operation and maintenance costs of offshore wind power facilities to be reduced. Bachmann implemented results of a former research project into the CMS. This technology is evaluated in pilot test with BKW.

When the consequences of excessive rotor unbalance (both aerodynamic and mass unbalance) are considered in light of statistically derived probabilities for faults on different parts of the machine, the question arises as to why a better balance quality standard is not required at commissioning and maintained throughout the life of the machine. This is still not considered a routine maintenance activity by operators. In the following article we demonstrate a new way to determine the mass unbalance of a rotor from the installed Condition Monitoring System (CMS) without the need to fit test weights. The specific measurements and algorithms that need to be used to evaluate the mass unbalance are discussed. We expect that the routine evaluation of rotor mass unbalance will become more widely accepted as a routine check of turbine health with the use of this method.

Through this project it has also been confirmed that, whilst specific measurements and algorithms are necessary to calculate the mechanical unbalance balance quality, a continuous measurement of broad-band vibration severity, such as proposed in ISO10816-21, can provide information about general increases in vibration when compared with other wind turbines at the site.

1. Hintergrund, Motivation und Ziele

Vor dem aktuellen Hintergrund der Senkung der Stromgestehungskosten (engl. Levelized Cost of Electricity; LCOE) und des Weiterbetriebs von Windenergieanlagen (WEA) über die Betriebsdauer von 20 Jahren hinaus rücken alle Einwirkungen auf die Hauptkomponenten der Windenergieanlagen verstärkt in den Fokus. Insbesondere Rotorunwucht hat Auswirkungen auf den Verschleiß und damit gleichzeitig auf die Lebensdauer aller mechanischen Hauptkomponenten: Rotorblätter sowie deren Lagerung, Antriebstrang mit Rotorlager, Getriebe und Generator sowie Struktur und Gründung. Diese Hauptkomponenten verursachen im Schadensfall oft lange Stillstandszeiten und hohe Kosten.

Die Unwuchtmessung war und ist zurecht eine Angelegenheit von Experten, denn nur im Betrieb der Anlagen lassen sich Unwuchten sicher ermitteln. Damit gab es aber bisher gleichzeitig nur wenige Anhaltspunkte (meist nur bei groben Abweichungen vom Betriebs-

verhalten), die auf erhöhte Rotorunwuchten hinwiesen. Die Konsequenz daraus war eine mehr oder weniger periodische Untersuchung der Anlagen eines Windparks, weitestgehend unabhängig von eventuell tatsächlich vorhandenen Rotorunwuchten. Mit der Folge, dass die Experten ihre wertvolle Zeit nicht ausreichend zielgerichtet einsetzen konnten. Durch eine kontinuierliche Überwachung der dezentralen Windenergieanlagen lässt sich eine Ertragsminderung vermeiden bzw. die Verfügbarkeit der WEA durch eine frühzeitige Erkennung und Korrektur der Rotorunwucht erhöhen. Neben einer rechtzeitigen Planung der Servicekapazitäten für die Korrektur der aerodynamischen Unwucht und Massenunwucht können die Kosten für Messungen reduziert werden. Die Messungen, idealerweise kontinuierlich mit einem Online Condition Monitoring System (CMS), ermöglichen eine Einstufung der Unwucht hinsichtlich der Betriebsrelevanz im laufenden Betrieb. Ertragsausfälle während der Messungen und Kosten für die Messung als solche können so vermieden werden. Die Experten und Dienstleister können zielgerichtet an der Beseitigung von Rotorunwuchten arbeiten. Der Einsatz von Online CMS mit der Funktionserweiterung zur Rotorunwuchtdetektion wird damit die Akzeptanz für die Messung deutlich erhöhen und so gleichzeitig insgesamt das Marktvolumen steigern.

Mit den minimal verbleibenden Rotorunwuchten sinken natürlich auch die Einwirkungen auf die im Zusammenhang zum LCOE optimierten Strukturen (Turme) der Windenergieanlagen. Dieser Sachverhalt ist zudem gerade im Kontext eines möglichen Weiterbetriebs von Anlagen von besonderer Bedeutung.

2. Kennwerte nach VDI 3834

Seit einigen Jahren existiert die VDI 3834 [4], welche die „Messung und Beurteilung der mechanischen Schwingungen von Windenergieanlagen und deren Komponenten“ beschreibt. Teil 1 für WEA mit Getriebe wurde erst vor kurzem überarbeitet und gilt jetzt auch für offshore WEA und Leistungen > 3MW. In der Richtlinie VDI 3834-1 finden sich Kennwerte für Gondel und Turm im Frequenzbereich von 0.1 – 10 Hz (siehe Bild 1, oben).

Aktuell wird ein weiterer Teil für getriebelose WEA erarbeitet.

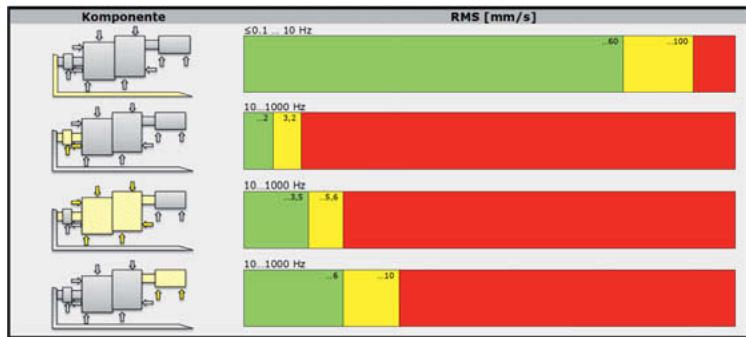


Bild 1: Kennwerte (Schwinggeschwindigkeit) nach VDI 3834-1

Entsprechend der VDI 3834-1 [4] sind besondere Messungen für die Bewertung der Auswuchtgüte notwendig:

„Zur Bewertung der Auswuchtgüte von langsam drehenden WEA Rotoren sind besondere Messungen und Auswertungen erforderlich. Neben einer Massenunwucht kann der Rotor auch eine unzulässige, aerodynamische Unwucht aufweisen. Informationen dazu werden in Anhang B gegeben.“ [4]

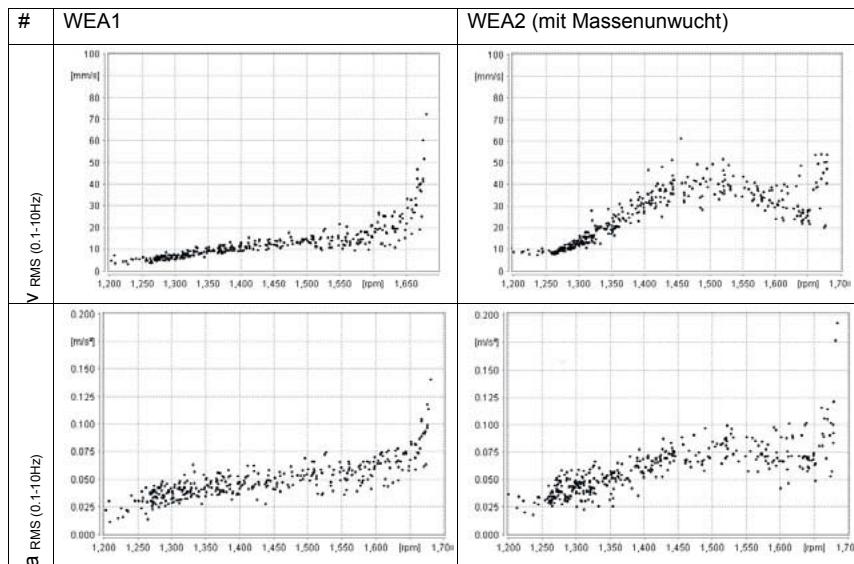


Bild 2: RMS nach VDI3834-1 in Abhängigkeit der Generatordrehzahl

(transversal zur Rotorachse, Messzeitraum 3 Monate)

Bild 2 zeigt die starke Abhängigkeit der RMS Werte für Schwingbeschleunigung und Schwinggeschwindigkeit von der Drehzahl. Die Werte variieren in diesem Beispiel bei der Anlage ohne Unwucht je nach Betriebspunkt um Faktor 2-4. Auch die WEA mit Unwucht liefert an einigen Betriebspunkten ähnliche Ergebnisse wie die WEA ohne Unwucht.

Ursache hierfür sind, wie in Anhang B der VDI 3834 beschrieben, vielfältige Schwingungsanregungen und Eigenschwingungen, welche die Rotorunwucht überdecken bzw. in dem Frequenzbereich zwischen 0.1 und 10 Hz einen Beitrag zum RMS liefern:

„Dabei können diese Schwingungsanregungen und Eigenschwingungen die Unwucht des Hauptrotors überdecken, so dass die in dieser Richtlinie definierte Beurteilungsschwingbeschleunigung und -schwinggeschwindigkeit im Bandpass 0,1 Hz bis 10 Hz eine erhöhte Rotorunwucht nicht zuverlässig erkennen lassen. Zur Unwuchtbeurteilung ist daher eine spezielle frequenzselektive Auswertung der Turm-Gondelschwingungen erforderlich.“ [4].

Insbesondere befinden sich im Frequenzbereich von 0.1 ... 10 Hz mehrere dominante Frequenzanteile (1p, 3p sowie relevante Eigenfrequenzen), welche einen Beitrag zum RMS Wert liefern. Das wird insbesondere in Bild 3 deutlich, welche den kumulierten RMS Wert für die Beurteilungsgeschwindigkeit zeigt.

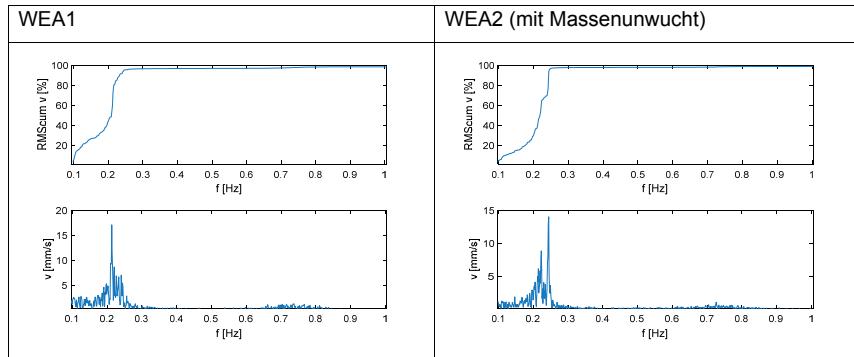


Bild 3: Kumulierter RMS Wert der Beurteilungsgeschwindigkeit entsprechend VDI3834-1
(0.1-10Hz)

Bei Betrachtung des Beispiels der WEA mit Unwucht ist, neben den auch bei der anderen WEA sichtbaren höheren Pegeln bei höheren Drehzahlen, auch ein Bereich mit höheren Pegeln bei einer Generatordrehzahl zwischen 1350 und 1660 U/min erkennbar. Diese Erhöhung lässt sich, wie in Bild 4 deutlich wird, durch die Nähe zur ersten Eigenfrequenz des Turmes erklären. In Bild 4 ist die Verstärkungsfunktion (V) der Schwingamplitude eingezeichnet, die berechneten Kennwerte nach VDI 3834 zeigen eine hohe Korrelation mit der Verstärkungsfunktion und erwartungsgemäß höhere Amplituden in Resonanznähe. Das bedeutet, dass insbesondere vergleichende Messungen bei ähnlichen Betriebsbedingungen durchgeführt werden sollten.

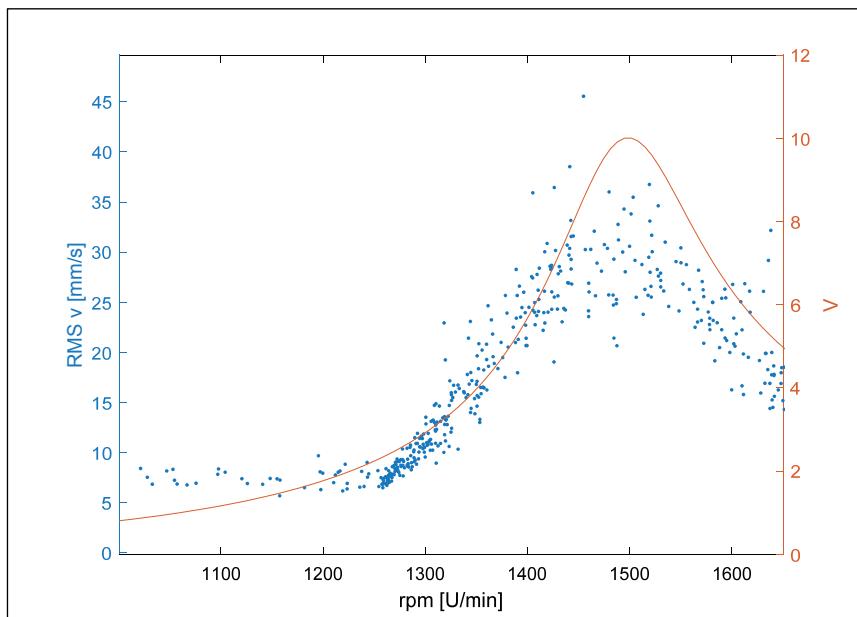


Bild 4: RMS nach VDI3834-1 in Abhängigkeit der Generatordrehzahl (Punkte); Verstärkungsfunktion

Ein Rückschluss – hoher Kennwert nach VDI 3834-1 [4] bzw. ISO 10816-21 [5] – hohe Unwucht ist nicht möglich. Dennoch liefert die kontinuierliche Messung der Kennwerte nach VDI 3834-1 in der vergleichenden Betrachtung zu anderen WEA am Standort Hinweise auf erhöhte Schwingungen [6]. Diese können durch eine parallele (z. B. im CMS) oder nachfolgende spezielle, frequenzselektive Analyse der Turm-Gondelschwingungen den entsprechenden Ursachen zugeordnet werden.

3. Testgewichts- und modellbasierte Verfahren zur Bestimmung der Massenunwucht

Eine dieser weiteren Analysen ist die testgewichts- oder modellbasierte Bestimmung der Massenunwucht. Dazu werden die Messdaten über einen ausreichend langen Zeitraum erfasst und spektral analysiert. Mit den gewonnenen Amplituden kann dann die vorhandene Massenunwucht bestimmt werden (Bemerkung: Für eine korrekte Bestimmung der Masseunwucht ist allerdings vorab ein eventuell gleichzeitig vorhandener aerodynamischer Anteil der Rotorunwucht zu beseitigen).

Dies geschieht bei testgewichtsbasierten Messungen durch das temporäre Einbringen einer definierten Unwucht, auf deren Basis dann die tatsächlich vorhandene Massenunwucht bestimmt werden kann. Bei einem modellbasierten Ansatz kann auf diesen Schritt verzichtet werden, die Unwucht wird auf Basis eines für die Anlage erstellten Modells (M, S : Masse- und Steifigkeitsmatrizen) rekonstruiert [7] (Bild 5).

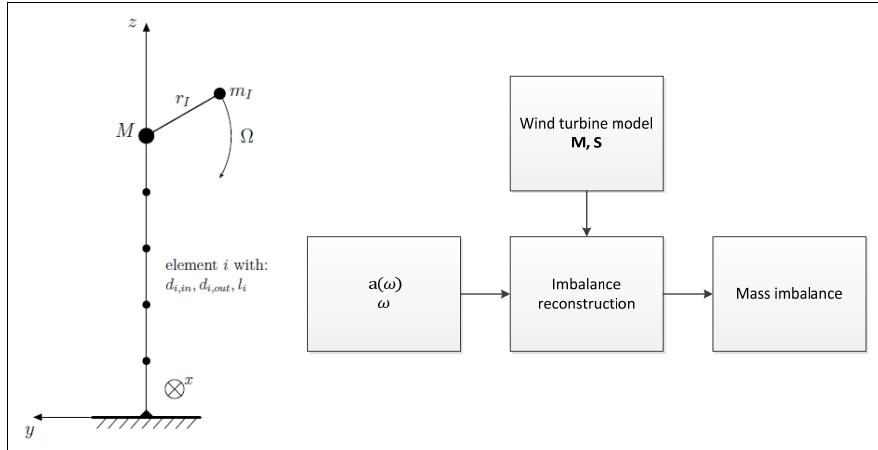


Bild 5: Vereinfachtes Modell und Prinzip der modellbasierten Unwuchtrekonstruktion



Bild 6: Unwucht als einheitenloser CMI-Index
(100% entspricht dem Grenzwert der Massenunwucht)

Im Gegensatz zu den testgewichtsbasierten Messungen hat die modellbasierte Unwuchtrekonstruktion folgende Vorteile:

- Es muss keine Testmasse während der Messung angebracht werden.
- Es ist kein Personal vor Ort erforderlich.
- Die Turbine muss während der Messungen nicht vom Netz getrennt werden und kann produzieren.

Die Messungen werden vom CMS automatisch getriggert, sobald die erforderlichen Betriebsbedingungen vorhanden sind. Die Datenerfassung und Datenanalyse wird automatisch vom CMS ausgeführt, anschließend werden die Ergebnisse zum CMS Server übertragen. Die berechnete Massenunwucht kann so im Trend beobachtet und überwacht werden (Bild 6) [8].

Vergleichende Messungen mit Testgewichten zeigen, dass die Ergebnisse gut mit denen aus der modellbasierten Unwuchtrekonstruktion übereinstimmen. Ein Beispiel: Testgewichtsbasierte Messungen ergaben eine Massenunwucht von 376 kgm bei einer Position von 271°. Die Ergebnisse der testgewichtsbasierten Messung weichen vom Mittel der modellbasierten Unwuchtrekonstruktion (Bild 7) nur um 5% ab.

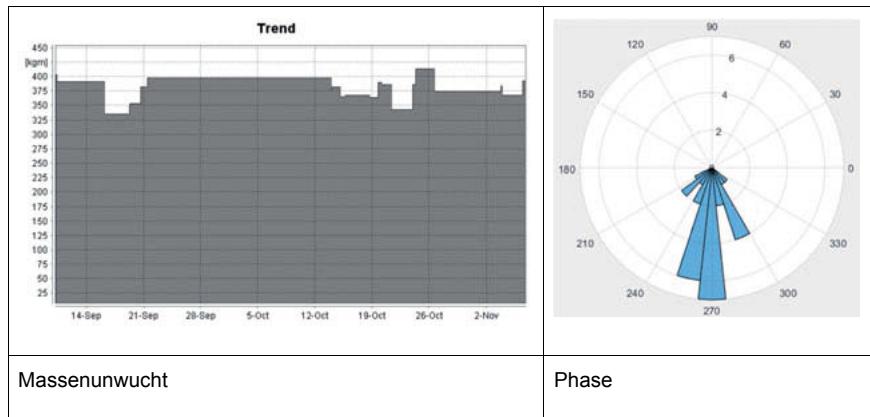


Bild 7: Mit Online CMS modellbasiert ermittelte Massenunwucht und Phase

4. Fazit

Eine kontinuierliche Online Überwachung ermöglicht eine frühzeitige Identifikation der Rotorunwucht (Aerodynamische Unwucht und Massenunwucht). Die hier im Beitrag vorgestellte

modellbasierte Unwuchtrekonstruktion hat prinzipbedingt signifikante Vorteile im Vergleich zu den bisher von den Experten durchgeführten testgewichtsbasierten Messungen.

Die dadurch mögliche Verkürzung der Zeiträume mit vermeidbaren erhöhten Schwingungsniveaus wird aus Sicht der Autoren einen messbaren Beitrag zur Erhöhung der Verfügbarkeit und Reduktion der Kosten für Reparaturen infolge der eingeleiteten Kräfte führen. Durch die gleichzeitig sinkenden Kosten für die Vermessung der WEA könnte die Akzeptanz und Verbreitung der Messungen steigen, so dass letztendlich zukünftig mehr WEA mit geringeren Kosten belastungsreduziert betrieben werden können. Dadurch können wesentliche Ziele zur Reduktion der Betriebs- und Wartungskosten, Erhöhung der Verfügbarkeit und Verlängerung der Betriebsdauer (ROMEO: "Reduce O&M costs, improve reliability and extend the lifetime of off-shore wind turbines and wind farms"), nicht nur für offshore WEA, erreicht werden.

5. Literatur

- [1] Heilmann, C., Grunwald, A., Melsheimer, M.: „Auswuchten von WEA-Rotoren: Wirtschaftliche Vorteile und technische Umsetzung“, Whitepaper, www.windindustrie-in-deutschland.de, Bundesverband WindEnergie e.V., März 2015
- [2] Donth A. Grunwald A. Heilmann C., Melsheimer M.: "Payback Analysis of Different Rotor Balancing Strategies", EWEA 2013, Vienna, Austria, 4-7 February, 2013
- [3] Grunwald A. Heilmann C., Melsheimer M.: "Boost Wind Turbine Yield and Life Expectancy Through Rotor Blade Angle Correction", EWEA 2015, Copenhagen, Denmark., 17-20 November, 2015
- [4] VDI 3834 Blatt 1: 2015-08 „Messung und Beurteilung der mechanischen Schwingungen von Windenergieanlagen und deren Komponenten - Windenergieanlagen mit Getriebe“, Berlin: Beuth Verlag.
- [5] ISO 10816-21: 2015 „Mechanical vibration -- Evaluation of machine vibration by measurements on non-rotating parts -- Part 21: Horizontal axis wind turbines with gearbox“, International Organization for Standardization, 2015
- [6] Th. Gellermann, U. Oertel, H. Fritsch: „Schwingungsbeurteilung nach VDI 3834-1 bzw. DIN ISO 10816-21 und deren Integration in die Überwachung großer Anlagenpopulationn“ VDI-Berichte 2281 zur Tagung „Schwingungen von Windenergieanlagen 2016“.
- [7] Ramlau, R., Niebsch, J.: "Simultaneous estimation of mass and aerodynamic rotor imbalances for wind turbines" Journal of mathematics in Industry (2014), S. 4:12
- [8] U. Oertel, H. Fritsch: „Rotorunwucht ist kein Bagatelle ...Lösungen zur permanenten Überwachung“, 26. Windenergietage 2017, 07.-09. November, 2017

Smart Condition Monitoring am Triebstrang von WEA's

Dr. Rainer Wirth, GfM Gesellschaft für Maschinendiagnose mbH, Berlin

Kurzfassung

Condition Monitoring ist in der Windbranche ein zwingend erforderliches Werkzeug, um den Aufwand für Instandhaltung und Betriebsunterbrechung zu beherrschen. Denn die Anzahl unvorhergesehener Ereignisse lässt sich mittels Condition Monitoring einfach und komfortabel reduzieren.

Doch die Ergebnisse entsprechen manchmal nicht den Erwartungen an diese Werkzeuge. Das hat im Wesentlichen zwei Ursachen. Erstens sind durch Schwingungsdiagnose nur Phänomene detektierbar, die tatsächlich zu Schwingungen führen. Zweitens wird der eigentliche Diagnoseaufwand, also der Schritt von einer detektierten Schwingungerscheinung zur belastbaren Diagnoseaussage, oft unterschätzt.



Bild 1: Schaden am Hauptlager an einer 600 kW WEA, Foto: Martin Velstrup

Dieser Beitrag soll Antwort auf die Frage geben, wie eine große Anzahl von Windenergieanlagen weitgehend automatisiert bei hoher Diagnosequalität überwacht werden kann.

1. Prädiktive Instandhaltung am Triebstrang von WEAs

Unter prädiktiver, also vorausschauender (auch zustandsorientierter) Instandhaltung versteht man die Planung von Instandsetzungsmaßnahmen auf der Grundlage des tatsächlichen Schädigungszustands der mechanischen Antriebselemente. Die prädiktive Instandhaltung steht damit im Gegensatz zur operativen Instandhaltung, bei der die Instandsetzung erst nach dem Ausfall erfolgt, und der präventiven Instandhaltung, die typischerweise nach festen Zeit- oder Arbeitsintervallen ausgeführt wird.

Das rechtzeitige Wissen um einen zu erwartenden Ausfall gibt dem Betreiber eines technischen Systems die Möglichkeit, gezielt Ersatzteile, Instandsetzungspersonal und Hilfsmittel wie Hebezeuge zu beschaffen sowie den Instandsetzungstermin in gewissem Umfang zu planen.

Um den tatsächlichen Schädigungszustand ohne Stillstand und Demontage von Maschinen zu ermitteln, gab es in der Vergangenheit verschiedene Ansätze auf der Grundlage verschiedener physikalischer Messgrößen. Sehr verbreitet war schon immer die Messung der Temperatur, denn eine fortschreitende Schädigung führt zuverlässig zu deren Erhöhung. Dies erfolgt jedoch in der Regel sehr spät, bei vielen Wälzlagenschäden beispielsweise erst wenige Stunden oder gar Minuten vor dem Ausfall.

Doch in Schwingungen äußern sich die meisten Schäden bereits sehr lange vor dem Versagen eines Antriebselements. Daher ist deren Messung und Analyse inzwischen ein etabliertes Werkzeug zur rechtzeitigen Diagnose von Anomalien an Antriebselementen. Die heute gängige Bezeichnung ist Condition Monitoring.

2. Frequenzselektive Schwingungsüberwachung

Die Beschreibung des Maschinenzustands anhand von Kenngrößen ist seit Mitte des vergangenen Jahrhunderts gebräuchlich und partiell erfolgreich. Zu den bekanntesten Anwendungen dürfte die DIN ISO 10816 gehören. Dort wird der Effektivwert der Schwinggeschwindigkeit genutzt, um die Laufgüte einer Maschine zu beurteilen. Ergänzend ist die Überwachung des Effektivwerts und des Spitzenwerts der Schwingbeschleunigung interessant. Hier werden höherfrequente Erscheinungen deutlicher visualisiert.

Kenngrößen unterliegen sehr stark dem Einfluss von Schwingungen anderer Erreger, was eine Differenzierung von Schwingungsursachen und damit die Zuordnung von Schwingungen zu bestimmten mechanischen Ursachen erschwert oder verhindert. Die Diagnose ist unscharf. Schadensart und -ort sind in der Regel, abhängig von der Komplexität des An-

triebs, nicht eindeutig bestimmbar. Daher ist die Kenngrößenüberwachung grundsätzlich nicht das Werkzeug der Wahl.

Wesentlich aussagefähiger ist die frequenzselektive Überwachung von Schwingungen. Hier ist der Rückschluss auf den jeweiligen Verursacher anhand der kinematischen Frequenz möglich. Schadensart und -ort sind exakt bestimmbar. Die Analysewerkzeuge sind Kennfunktionen, nämlich das Spektrum zur Analyse energiereicher sinusförmiger Schwingungen sowie das Hüllkurvenspektrum zur Analyse stoßimpulsförmiger Schwingungsereignisse. So sind Unwucht, Ausrichtfehler sowie lokale und umlaufende Flankenformabweichungen an Zahnradern von Getriebestufen ebenso zuverlässig nachweisbar wie alle beginnenden Wälzlagenschäden, Lagersitzprobleme und ein Wellenanriß. Aufgrund der hohen Diagnoseschärfe sind Voraussagen über eine sehr lange Zeit, bei Windenergieanlagen oft mehrere Monate vor dem Versagen eines Antriebselements möglich.

Die frequenzselektive Überwachung erfordert eine gewisse Datenmenge und erfolgt damit zwangsläufig etwas zeitverzögert. Zwingend erforderlich sind die Kenntnis der kinematischen Zusammenhänge des Antriebs sowie – abhängig von der Automatisierungstiefe des jeweiligen Systems – ein gewisses Maß an Diagnosewissen.

Für Maschinen mit variabler Drehzahl wie Windenergieanlagen ist die Ordnungsanalyse unvermeidlich. Schwingungen werden dann nicht zeitsynchron, sondern drehwinkelsynchron analysiert. Die so gebildeten Spektren nennt man Ordnungsspektren bzw. Hüllkurvenordnungsspektren.

3. Automatisierung der Diagnose

Der breite Einsatz von Condition Monitoring ist nur bei automatischer Analyse vorstellbar. Doch während Warn- und Alarmschwellen bei der Überwachung von Temperaturen, Drücken und Füllständen in aller Regel aus dem Prozess resultieren, führen Versuche, die Höhe eines Peaks im Spektrum direkt mit der Schadensgröße zu korrelieren, aus verschiedenen Gründen eher nicht zum Ziel:

Erstens erfasst ein Diagnosegerät grundsätzlich nur das Abbild der erzeugten Schwingungen. Zweitens werden Einflüsse auf den Schalltransport nicht betrachtet. Dazu gehören die Schwingfreudigkeit der Gehäusestruktur, Dämpfung, der Einfluss der Fundamentierung, Resonanzen und Grenzübergänge. Bei Wälzlagern kommt hinzu, dass die Amplitude des originalen Stoßimpulses abhängig ist von der Lage zum Lastzonenmaximum und der Relativbewegung zu dieser. Darüber hinaus werden Stoßimpulse durch Faltung übertragen. Die

Qualität der angeregten Eigenfrequenzen hat Einfluss auf die Amplituden im Hüllkurvenspektrum.

Für die Automatisierung tatsächlich zielführend ist die Nutzung bezogener Größen für die Bewertung der Intensität von Peaks. Eine oft anzutreffende Methode besteht darin, einen klar abgrenzbaren Frequenzbereich, der kinematisch interessant ist, mit einer Amplitudenschwelle zu belegen. Während der Überwachung wird dann lediglich überwacht, ob die so definierte Schwelle im betrachteten Frequenzbereich durch die gemessenen Amplituden überschritten wird. Tritt dieses Ereignis ein, wird ein Alarm generiert. Derartige Schwellen können bei vielen Systemen auch für mehrere Frequenzbänder verschieden definiert werden. So können unterschiedliche Frequenzbereiche individuell behandelt werden. Probleme bereitet jedoch oft das Festlegen der Schwellwerte. Diese haben zwangsläufig subjektiven Charakter. Hier sind hohe Kompetenz und Erfahrung des Bedienpersonals gefragt.

Andere Systeme arbeiten mit Lernmustern. Dazu wird eine Lernphase durchlaufen. In dieser Zeit wird dem Antrieb unterstellt, er sei fehlerfrei und laufe unter repräsentativen Bedingungen. Unter diesen Bedingungen werden zulässige Amplituden für die einzelnen relevanten Schadensfrequenzen erlernt. Die Definition der Alarmschelle kann dann durch Multiplikation der messtechnisch ermittelten und statistisch abgesicherten Amplitudenwerte mit einem Faktor erfolgen. Werden dann später im realen Betrieb Abweichungen von diesen Lernmustern registriert, wird ein Schadensereignis vermutet. Bei dieser Methode wird Objektivität durch statistische Masse geschaffen. Folglich liegt der Erfolg in der Qualität der Referenzen.

Bei der GfM wurde ein alternativer Weg zur Nutzung bezogener Größen für die Bewertung der Intensität von Peaks basierend auf einer modifizierten Signifikanzanalyse entwickelt, welches in etwa das Herangehen eines Diagnostikers nachbildet. Dieses Verfahren kommt ohne Lernmuster und folglich ohne eine Lernphase aus. Es wird in den Online-Condition-Monitoring-Systemen der GfM unter dem Namen DVS-Analyse eingesetzt und steht ebenso für offline gemessene Daten zur Verfügung. DVS steht für Drive Vibration Significance.

Dabei ist nicht von Bedeutung, ob eine bestimmte Amplitude erreicht wird, sondern mittels eines allgemeingültigen mathematischen Verfahrens werden Peaks gefunden, die sich deutlich von den anderen Spektralanteilen abheben. Alle Spektren, Hüllkurvenspektren, Ordnungsspektren und Hüllkurvenordnungsspektren werden so auf besonders auffällige Peaks untersucht.

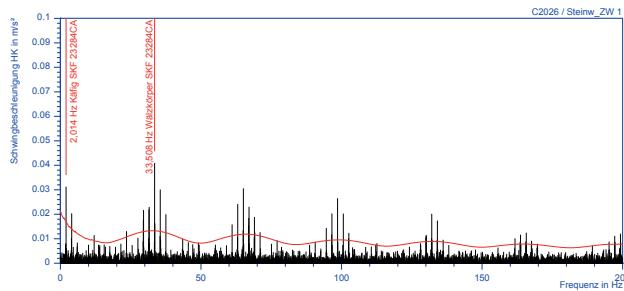


Bild 2: Hüllkurvenspektrum mit Wälzkörperschaden und eingezeichneter Signifikanzschwelle

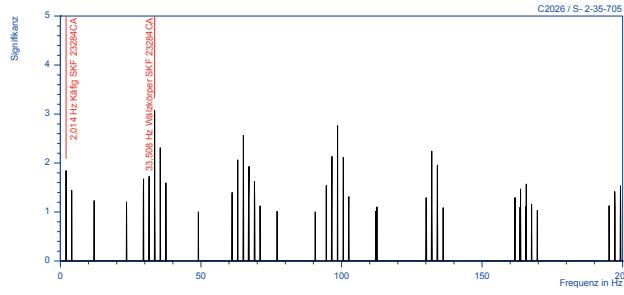


Bild 3: DVS-Hüllkurvenspektrum mit Wälzkörperschaden

Zunächst wird die gleitende Signifikanzschwelle gebildet, die ein Maß für den spektralen Energiegehalt darstellt. Aus dem Quotienten zwischen Spektrum oder Hüllkurvenspektrum und der Signifikanzschwelle wird dann das DVS-Spektrum gebildet. Frequenzen, deren Signifikanz kleiner als 1 ist, werden als „nicht signifikant“ eingeschätzt, sofort ausgeblendet und nicht weiter betrachtet.

Die im DVS-Spektrum oder DVS-Hüllkurvenspektrum auffälligen Peaks werden anschließend anhand der Kinematik des Antriebs auf für Schäden typische Muster untersucht. Dem liegt die jeweilige kinematische Frequenz zugrunde, die über einen einstellbaren Toleranzbereich auf ein Frequenzband erweitert werden kann. Dies ist erforderlich um

- einerseits Rechenungsaugkeiten auszugleichen sowie
- andererseits gerade bei Wälzlagern Schlupf zu kompensieren.

Dieses Verfahren arbeitet also unabhängig von der konkreten Signalintensität, und ist damit bei Teillastbetrieb eines Antriebes genauso erfolgreich wie unter Volllast.

4. Intelligentes Daten- und Informationsmanagement

Die von der Bundesregierung gestartete Initiative zur Einleitung der vierten technischen Revolution, die unter dem Begriff Industrie 4.0 momentan in aller Mund ist, führt zu entsprechenden Adaptionen auch auf dem Gebiet der Maschinendiagnostik.

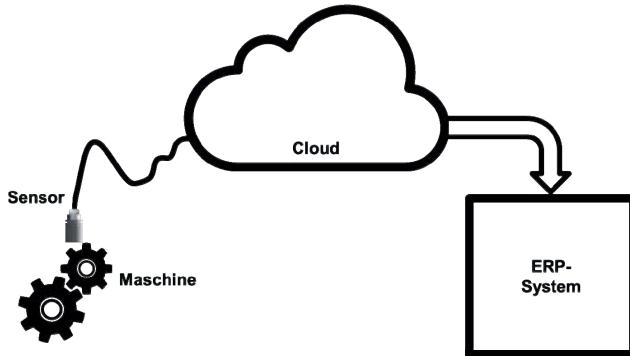


Bild 4: Industrie 4.0 – eine phantastische Idee. Grafiken: www.publicdomainvectors.org

So mag es nicht verwundern, dass insbesondere IT-Experten gelegentlich der Meinung sind, dass es genüge, ein paar Sensordaten in die Cloud zu laden, um so ohne weiteres menschliches Zutun Instandhaltungsprozesse im ERP-System anzustoßen. Dies ist nach gegenwärtigem Stand eine phantastische Idee ohne Realitätsbezug.

Trotz moderner Rechentechnik und leistungsfähigen Datendiensten wird sich der Mensch in der Entscheidungskette mittelfristig nicht ersetzen lassen. Sehr wohl aber können Informationen zielgerichtet und wohldosiert an die jeweiligen Verantwortlichen übermittelt werden.

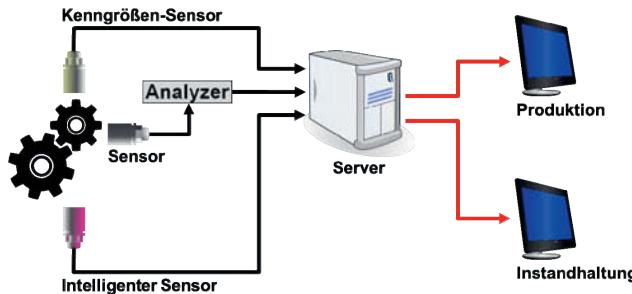


Bild 5: Industrie 4.0 – realistische Ansätze. Grafiken: www.publicdomainvectors.org

Kenngrößen können direkt im Sensor gebildet und unter Zuhilfenahme von Werkzeugen der mathematischen Statistik bewertet werden. Über die begrenzte Diagnosetiefe wurde bereits gesprochen. Für die frequenzselektive Diagnose wird überwiegend das originale Zeitsignal einem Analysator zugeführt, welcher aus dem Schwingungssignal eine Diagnoseaussage generiert. Das ist heute Stand der Technik. In den letzten Jahren gibt es verstärkt Bemühungen, bestimmte Analysefunktionen direkt im Sensor zu applizieren. Das ist ganz sicher der Weg der nächsten Jahre und Jahrzehnte.

Umfangreiche Diagnoseinformationen sollten zweckmäßigerweise der Instandhaltung zugeführt werden. Unter Umständen kann es sinnvoll sein, ausgewählte Informationen direkt der Produktion zuzuführen. In jedem Fall aber hat die die technische Lösung die Qualität eines Assistenzsystems. Zumindest in absehbarer Zeit wird der Mensch Bestandteil der Entscheidungskette sein.

5. Schlussfolgerungen

Sowohl Online-Condition-Monitoring als auch Offline-Maschinendiagnose haben sich in den letzten 50 Jahren zum festen Bestandteil der zustandsorientierten Instandhaltung entwickelt. Dies gilt grundsätzlich für alle Branchen – doch aufgrund der spezifischen Bedingungen erst recht für die Windenergie. Die Kosten für Condition Monitoring setzen sich aus heute meist überschaubaren einmaligen Anschaffungskosten für Systeme sowie aus wiederkehrenden Kosten für die Überwachung zusammen. Systeme kann man erwerben oder bilanzneutral leasen. Um wiederkehrende Kosten niedrig zu halten, ist die Verwendung sehr weit automatisierter Systeme unabdingbar.

Auch wenn Condition Monitoring Primärschädigungen an Antriebselementen nicht verhindern kann, ergibt sich der Nutzen dieser Systeme und Verfahren aus

- der Vermeidung unnötiger Betriebsunterbrechung, weil Instandsetzungsarbeiten langfristig organisiert, Instandsetzungspersonal, Ersatzteile und Hebezeuge beschafft werden können,
- der Möglichkeit der Verschiebung von Instandsetzungen in Perioden mit geringer Auslastung und vor allem
- der Vermeidung von Sekundärschäden bis hin zum Totalverlust der Anlage.

Meist amortisieren sich Condition Monitoring Systeme bereits durch einen einzigen rechtzeitig erkannten Schaden mehrfach. Denn grundsätzlich gilt, dass auch kein Schaden vorhanden ist, wenn im Schwingungssignal keine Symptome auf Schäden nachgewiesen werden können.

Rotorblattsensorik in über 200 Anlagen weltweit

Felddaten und wertvolle Erkenntnisgewinne

Dipl.-Ing. Bernd Kuhnle, fos4X GmbH, München

Kurzfassung

Die nächste Welle der Innovation im Bereich der Windenergie wird getrieben durch Sensordaten und Informationen. Um die ambitionierten Ziele zur Senkung der Energiegestehungskosten zu erreichen sind klassische Hebel des Maschinenbaus wie Verlagerung der Produktion und Sparmaßnahmen im Einkauf weitestgehend ausgereizt. Bisher nicht genutzte Informationsquellen wie das Rotorblatt werden deshalb einen signifikanten Beitrag leisten. Faseroptische Rotorblattsensorik im Besonderen widersteht hohen Anzahlen an Lastzyklen und elektromagnetischen Feldern und ist deshalb bestens für dieses Anwendungsgebiet geeignet. Der Einsatz verschiedenster faseroptischer Sensoren in mehreren Hundert Rotorblättern zeigt, wie individuell die Schwingungscharakteristika verschiedener Rotorblätter sind. Signifikante Optimierungen können deshalb nur mit Rotorblattsensorik als Standard der Anlagenausstattung adressiert werden um auf jede Anlage individuell einzugehen.

1. Aufbau, Funktionsweise und Einsatzgebiete faseroptischer Sensorik

Die vorgestellten Feldmessungen mit faseroptischen Sensoren wurden über mehrere Jahre auf 200+ Anlagen gesammelt und ausgewertet. Die genutzten faseroptischen Sensoren erfassen Dehnungen und Vibrationen und basieren auf dem Messprinzip der Faser-Bragg-Gitter. Die Gitter reagieren sensitiv auf mechanische und thermische Lasten. Wird breitbandiges Licht in die Faser emittiert, dann wird die charakteristische, sogenannte Braggwellenlänge reflektiert. Wirken nun Temperaturveränderungen oder Dehnungen auf die Faser ein, verschiebt sich die reflektierte Wellenlänge. Die im Messgerät gemessene Wellenlänge ist somit eine direkte Messung der Temperatur und Dehnung an der instrumentierten Stelle.

Faseroptische Sensoren zeichnen sich im Vergleich zu elektrischer Sensorik durch ihre deutlich überlegene Zyklenfestigkeit und damit Lebensdauer insbesondere bei großen Lastamplituden in Faserverbundwerkstoffen aus.

Zudem sind sie durch ihr passiv-optisches Messprinzip immun gegenüber elektromagnetischen Feldern und Aufladungen, sowie Blitz einschlägen. Durch die Massenanwendung in der Telekommunikation kann auf faseroptische Standardkomponenten zurückgegriffen werden, die durch die bereits sehr großen Stückzahlen mit der richtig gewählten Technologie den Aufbau sehr kosten-kompetitiver und massenmarktauglicher Messsysteme erlaubt.

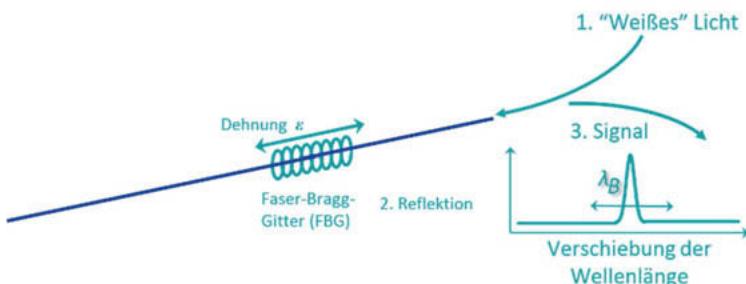


Bild 1: Funktionsprinzip Faser-Bragg-Gitter

2. Felddaten aus Langzeitmessungen an über 500 Rotorblättern

Insgesamt sind derzeit mehr als 3000 Sensoren in verschiedenen Konfigurationen in über 500 Rotorblättern weltweit im Einsatz. Darunter befindet sich eine Vielzahl verschiedener Anlagenarten von mehr als zehn verschiedenen Herstellern. In diesen Felddatensatz sind Langzeitmessungen in Blättern von mehr als fünf verschiedenen Rotorblattherstellern eingegangen. Die Messdaten wurden hochfrequent erfasst und sowohl im Zeit- als auch im Frequenzbereich ausgewertet und Rückschlüsse gezogen.

3. Erkennung von Schädigungen

In mehreren Kampagnen wurden verschiedene Schadensfälle und deren Nachweisbarkeit untersucht. Hierzu gehören insbesondere Schädigungen, die zu signifikanten strukturellen Änderungen führen: Ablösungen an Steg sowie Vorder- und Hinterkante, Beschädigungen des Gurtes und Blattspitzenschäden durch bspw. Blitzeinschlag. Ein Beispiel für einen im Feld nachgewiesenen Schaden ist in Bild 2 zu sehen.



Bild 2: Blitzschaden (windpower/cp.max)

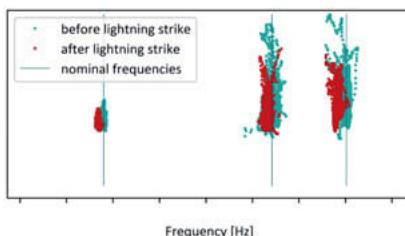


Bild 3: Verschiebung der Eigenfrequenzen

Zum Nachweis des Schadens werden die Vibrationen im Blatt erfasst. Im Frequenzbereich wird der charakteristische Fingerabdruck der einzelnen Blätter erlernt und dieser für die verschiedenen auftretenden parasitären Einflüsse aus dem Betrieb wie Rotordrehzahl, Pitchwinkel usw. kompensiert. Der Blitzschaden in Bild 2 konnte dabei im laufenden Betrieb auf der Anlage im Feld sicher erkannt werden. Die Verschiebungen der Frequenzen sind in Bild 3 zu sehen.

4. Weitere Rückschlüsse aus den Daten

Um Veränderungen am Blattzustand, wie Schäden oder zusätzliche Eismassen, zu erkennen, wird der charakteristische Fingerabdruck des Blattes erlernt. Der Vergleich dieses Fingerabdrucks von Rotorblättern verschiedener Hersteller und an verschiedenen Anlagentypen zeigt dabei auch in den Felddaten klar auf, was in der Branche bereits weithin bekannt ist: Jedes Rotorblatt ist ein Unikat. Abhängig vom Hersteller ist dabei eine Streubreite zu sehen, die die Vergleichbarkeit von charakteristischen Fingerabdrücken beliebig kompliziert macht. Ein Beispiel für einen solchen Fingerabdruck ist in Bild 4 abgebildet.

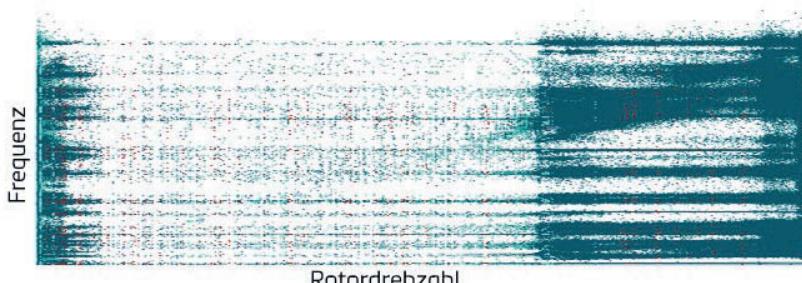


Bild 4: charakteristischer Fingerabdruck

5. Ausblick: Weitere Möglichkeit zur Nutzung der Daten

Zur weiteren Senkung der Energiegestehungskosten ist die Nutzung der Anlagendaten und weiterer smarter Sensorik essentiell. Damit erst werden verschiedene statische und dynamische Optimierungen auf Anlagen- und Parkebene ermöglicht. Statische Optimierung ist beispielsweise die Identifikation einer Pitchfehlstellung, die in den Schwingungsdaten der Anlage für gewöhnlich eindeutig identifizierbar ist. Dynamische Optimierungen umfassen insbesondere Kenntnisse über die aktuelle Anströmsituation und die Anlagenreaktion. Dafür spielt die Rotorblattsensorik eine zentrale Rolle. Direkt an der Quelle gemessen lassen sich so Windbedingungen wie Richtung und Schwerung sowie Turbulenz mit der Anlagenreaktion wie Schwingungen, statischer und dynamischer Belastung korrelieren. Daraus resultieren direkte Handlungsweisung an die Anlagensteuerung, die mit der Einzelblattverstellung aktueller und insbesondere kommender Anlagengenerationen einen signifikanten Beitrag zur Senkung der Energiegestehungskosten durch Verlängerung der Lebensdauer und eine gleichzeitige Steigerung des Energieertrags durch erhöhte Verfügbarkeit und optimierten Betrieb leistet.