

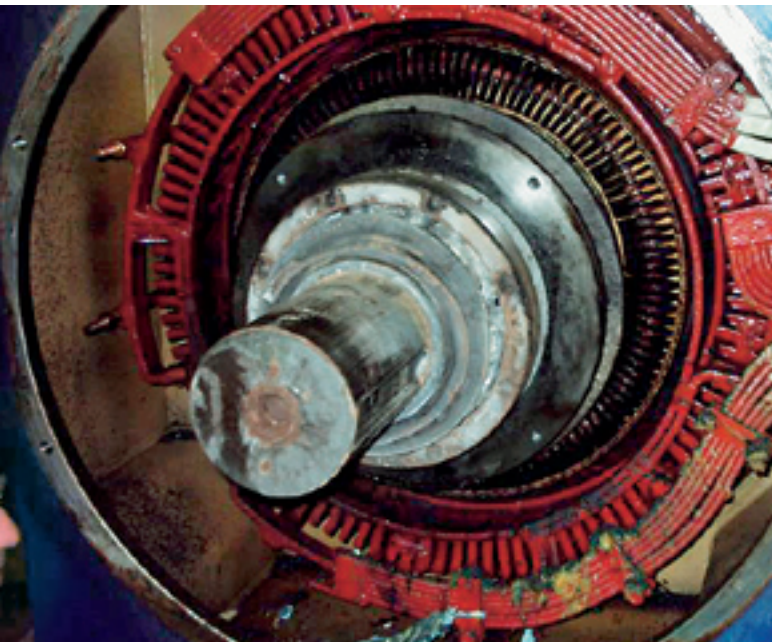


Abb. 1: Nicht rechtzeitig erkannter Lagerschaden (rechts / kein Überwachungssystem) führte zum Totalausfall des Generators (links) und dreimonatiger Betriebsunterbrechung, da kein Vorlauf für Austausch planbar.

Upgrades für Condition Monitoring Systeme sind nötig

Um den Betreibern die Vermeidung der durch die Versicherungen in 2002 eingeführten Revisionsklausel zu ermöglichen, mussten einige Kompromisse im Anerkennungsverfahren für die hierfür einzusetzenden Überwachungssysteme eingegangen werden. Dies betrifft insbesondere den Grad der Automatisierung und den Verzicht auf die Ordnungsanalyse, wichtig für die sichere Analyse langsam laufender Lager und Getriebestufen. Die damit verbundenen Schwächen vieler Systeme und wie diese im Nachhinein überwunden werden können, soll hier aufgezeigt werden.

 Fraglos ist der Einsatz von Zustandsüberwachung in Windenergieanlagen kein Luxus, wie die Vielzahl der durch die im Einsatz befindlichen Systeme verhinderten schweren Schäden eindrucksvoll zeigt [1,2]. Das Beispiel in Abbildung 1 verdeutlicht andererseits drastisch, welche Schäden der Verzicht auf ein Condition Monitoring System (CMS) haben kann. Der vermeidbare Austausch des Generators hat in diesem Fall den Betreiber etwa 140.000 Euro gekostet.

Die im Einsatz befindlichen Monitoringsysteme auf den Windenergieanlagen sind meist mit acht Sensoren ausgestattet. Jeder Sensor liefert pro Tag mindestens die Eingangsdaten für ein Spektrum und ein Hüllkurvenspektrum. Aus diesen Spektren werden für jedes überwachte Maschinenelement (Lager, Verzahnung) Kennwerte berechnet, die in eine Trenddarstellung einfließen. Das sind in einem Park mit 15 Anlagen etwa 2.500 Einzelinformationen pro Tag. Die geplanten Offshore Windparks starten in einer Pilotphase in vielen Fällen mit 80 Anlagen [3]. Ohne einen hohen Grad an automatisierter und vor allem verlässlicher Auswertung ist eine Bewältigung der Datenflut bei gleichzeitig

wachsender Zahl von ausgerüsteten Anlagen personell und kostentechnisch nicht zu bewältigen.

Im Nennlastbereich nicht messen

Schadensanalysen stützen sich in der Regel nach wie vor auf die Auswertung einzelner Spektren. Die aus diesen Spektren abgeleiteten einfachen Kennwerte zur Erzeugung von Trendverläufen (zeitliche Entwicklung einer Amplitude zu einer bestimmten, für einen Schaden charakteristischen Frequenz) schlagen aus verschiedenen Gründen immer wieder fehl. Die aus diesen Trends automatisch generierten Alarmierungen bei Überschreiten einer zuvor festgelegten festen Schwelle liefern ebenfalls unbefriedigende Trefferraten.

Eine Ursache für Fehlalarme ist sicher in der geringen Zahl vergleichbarer Messungen auf Grund eng begrenzter Betriebsparsparameterklassen (eingeschränkte Drehzahl- und Lastbereiche) zu suchen. In breiter angelegten Klassen nimmt das Rauschen eines Trendsignals schnell zu. Zudem ist, wie Abbildung 2 zeigt, die

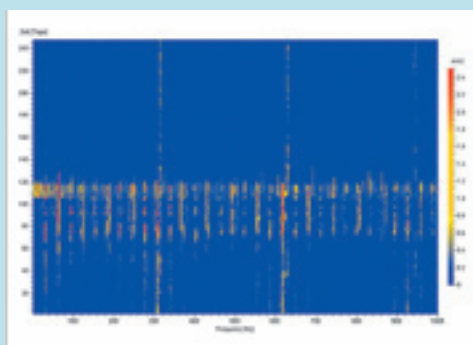
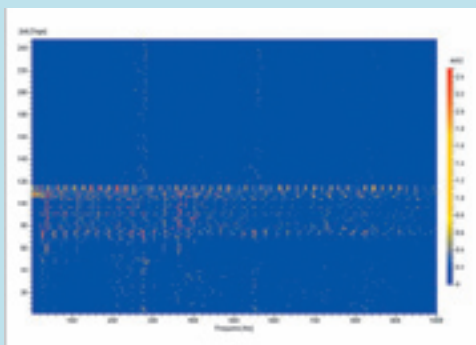


Abb. 3: Die Sonagrammdarstellungen sind Spektren der Abtriebswelle eines Windkraftgetriebes (Messzeitraum: 260 Tage). Die Amplitude ist als Farbwert kodiert, es flossen alle Messungen bei Anlagenennlast > 10 % (200kW) ein. Da die Spektren bei unterschiedlichen Drehzahlen aufgenommen wurden, sind die Strukturen in Abbildung a) in horizontaler Richtung verwaschen. In Abbildung b) wurden die Frequenzachsen auf eine Wellendrehfrequenz von 25 Hz normiert. Die Darstellung entspricht der Ordnungsanalyse, die den Schaden bereits in den ersten 20 Tagen sichtbar macht.

Windverteilung und die daraus abgeleitete Lastverteilung zu berücksichtigen. Bei Nennleistung kommen nur wenige Messungen zustande. In der Abbildung ist neben der Windverteilung die Kennlinie einer Anlage mit einer Nennleistung von zwei Megawatt eingetragen. Die Windverteilung entspricht der Verteilung in Nabenhöhe. Daraus ist ablesbar, dass die Anlage erst bei vier m/s unter Last läuft und damit 50 Prozent der möglichen Messzeit nur Messungen bei Leistungen kleiner 25 Prozent der Nennlast erlaubt. Andererseits ist dadurch bereits eine Klassierung vorgegeben. Messungen unter Nennlast werden nur selten möglich sein. Zudem sollten Messungen im Nennlastbereich, hier oberhalb zwölf m/s, vermieden werden, da durch das Regelverhalten moderner Anlagen die Messungen erheblich verfälscht werden können. Regelmechanismen führen zum Beispiel zur permanenten Anpassung des Blattstellwinkels und des Generatorschlupfes. Um das Regelverhalten bei den Messungen berücksichtigen zu können, sind detaillierte Informationen vom Anlagenhersteller erforderlich, die in der Regel nicht verfügbar sind.

Um zunächst eine Übersicht über die zeitliche Entwicklung eines Schadensmusters zu erhalten, eignet sich eine Darstellung, die in der Akustik als Sonagramm bezeichnet wird [4]. Dazu werden die Amplituden, der aufgezeichneten Spektren farbig oder als Grauwert kodiert und in zeitlicher Abfolge in einer zweidimensionalen Darstellung aufgetragen. Abbildung 3 zeigt ein solches Sonagramm für einen Zeitraum von etwa 260 Tagen. Da die einzelnen Spektren bei unterschiedlichen Drehzahlen aufgenommen wurden und diese über einen großen Bereich variieren können, ist in Abbildung 3a zwar eine zeitliche Entwicklung eines Schadens ablesbar, Details sind jedoch nicht zu identifizieren. In Abbildung 3b sind alle Spektren auf eine Wellendrehzahl von 25 Hz normiert, wodurch das typische Muster eines Innenringschadens deutlich hervortritt. Die Reparatur erfolgte in der Darstellung am Tag 108. Danach ist nur noch eine

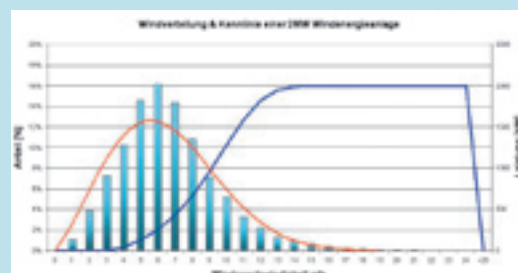
Zahneingriffsfrequenz mit Harmonischen sichtbar. Das gezeigte Darstellungsverfahren erlaubt es, sich schnell einen Überblick über mögliche Schadensentwicklungen zu verschaffen, ohne in die Details einer Einzelspektrenanalyse einsteigen zu müssen.

Kennwerte anhand Frequenzmuster

Um die Entwicklung eines Schadens genauer beobachten zu können, ist die Betrachtung nur der Schadensfrequenz selbst in der Regel nicht ausreichend [5]. Sinnvoller ist die Bildung eines Kennwertes aus den Charakteristika eines Schadens- oder Frequenzmusters, also unter Einbeziehung der Harmonischen und, sofern vorhanden, der jeweiligen Seitenbänder. Im einfachsten Fall können die Amplituden dieser Spektrallinien einfach aufsummiert werden. Kommt es im Verlauf der Schadensentwicklung zu einer Verschiebung der Amplitudenverhältnisse im Frequenzmuster und nicht nur zu einem generellen Anwachsen aller Amplituden, wird dies automatisch berücksichtigt. In Abbildung 4 ist am Kennwertverlauf des schon anhand des Sonagramms vorgestellten Innenringlagerschadens die Entwicklung, die sich offenbar in Stufen vollzieht, gut zu erken-



Abb. 2: Dargestellt ist eine typische Windverteilung in 62 m Höhe. Gemessen wurde ein komplettes Jahr (2005) an unserem Messmaststandort in Wilhelmshaven. Die häufigsten Messungen sind bei etwa 15 % der Nennlast zu erwarten.



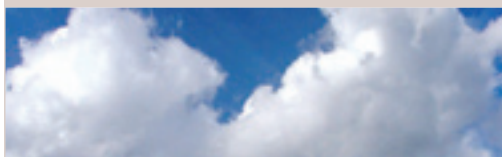
Unternehmensgruppe
Dezentrale Energie

Die Natur liefert uns die Kraft.
Unsere Ziele setzen wir uns selbst.
Den Weg gehen wir gemeinsam.

In der Unternehmensgruppe Dezentrale Energie haben sich vier Dienstleistungsunternehmen aus dem Bereich der erneuerbaren Energien miteinander verbunden. Die Kernkompetenzen der Gruppe liegen auf den Gebieten Projektierung, Finanzierung, Bau, Verwaltung und Betrieb von Windenergieanlagen und anderen regenerativen Energieanlagen.

Alte Feldmühle 10 · 31535 Neustadt a. Rbge. · Tel.: 050 34/95 91-10 · Fax: 95 91-11

www.dezentrale-energie.de



deanHG

ecoJoule
project

ecoJoule
construct

deanBV

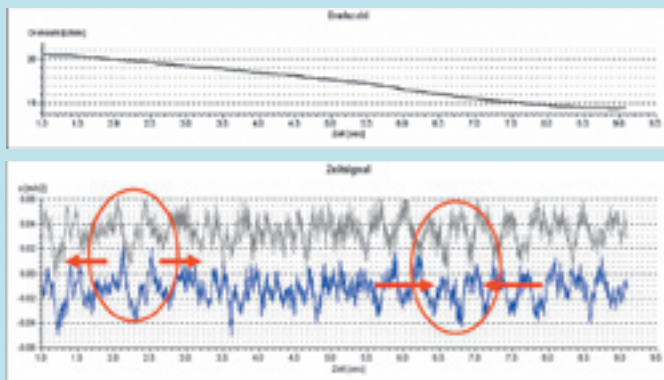


Abb. 5: Die Änderung der Rotor-Drehzahl während des etwa zehnschündigen Messintervalls. Darunter zeigt das Diagramm die erforderlichen Dehnungen und Stauchungen durch die momentane Drehzahl (grau: originales, blau: korrigiertes Sensorsignal).

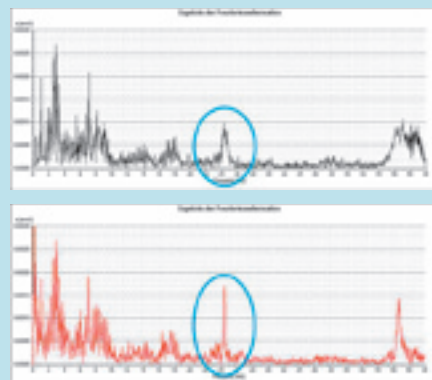


Abb. 6: Oben ist das Spektrum ohne Berücksichtigung der sich ändernden Drehzahl im Messintervall dargestellt. Darunter die Verbesserungen, die durch die in Abbildung 5 gezeigte Korrektur möglich werden. Neben der deutlich verbesserten Frequenzauflösung ergibt sich auch ein verbessertes Signalrauschverhältnis.

nen. Der Kennwert wurde aus der im Spektrum (Abb. 4/rechts oben) sichtbaren und grau hinterlegten Schadensfrequenz und drei weiteren Harmonischen gebildet. Die Seitenbänder sind nicht berücksichtigt. Trotz dessen ist der Kennwertverlauf deutlich weniger verrauscht, als der ebenfalls dargestellte Verlauf der Schadensfrequenzamplitude (grüne Linie). Der Effekt dieser Kennwertbildung gleicht einer Mittelwertbildung. Für den häufig auftretenden Außenringsschaden an einem Generatorlager findet sich in [5] ein Beispiel, in dem das übliche Verfahren gänzlich versagt.

Um die beschriebenen Verbesserungen in die existierenden Programmpakete der CM-Hersteller einzugliedern, ist lediglich eine Softwareschnittstelle mit entsprechender Datenexportfunktion erforderlich. Diese ist bei vielen Paketen, wenn auch nicht standardisiert, bereits vorhanden. Komplizierter wird es, sobald eine Ordnungsanalyse ergänzt werden muss. Hierfür ist die synchrone Abtastung der Drehzahl und des Sensorsignals erforderlich, was ein Update der Firmware in den CM-Modulen der Windenergieanlagen erfordert. Für Messungen an den langsam drehenden Hauptlagern und den Planetenstufen der Getriebe sind Messzeiten im Zehn-Sekundenbereich und darüber nötig, um mit hinreichender Frequenzauflösung ein Problem rechtzeitig erkennen zu können. Moderne Anlagen arbeiten mit schnellen Schlupfregelungen des Generators und Verstellungen der Blattanstellwinkel im Sekundenbereich, so dass sich die Drehzahl im Messintervall durchaus um 20 Prozent ändern kann. Das führt zu Ausschmierungen im Spektrum. Wichtige Charakteristika für einen Schaden, wie Seitenbänder, werden dann nicht mehr aufgelöst. Die Abbildung 5 zeigt das Prinzip der angepassten Abtastung. Das originale Sensorsignal (grau) muss entsprechend der momentanen Drehzahl gedehnt oder gestaucht werden.

In Abbildung 6 ist das Spektrum ohne Berücksichtigung der Drehzahländerungen gezeigt. Die Verschmierungen sind deutlich sichtbar. Die untere Darstellung zeigt das Spektrum des mit Hilfe der Drehzahl modifizierten Zeitsignals aus Abbildung 5. Neben den deutlich schärferen Linien ergibt sich auch eine Verbesserung des Signalrauschverhältnisses. Neben der Anpassung der Abtastintervalle müsste auch eine Korrektur der Amplituden erfolgen. In der Praxis ist die Abhängigkeit von der Drehzahl in der Regel unbekannt und die Kenntnis der genauen absoluten Amplituden spielt kaum eine Rolle bei der Auswertung. Bei kleinen Drehzahländerungen könnte näherungsweise mit einer linearen

Korrektur der Amplituden gearbeitet werden, sofern ein Durchfahren von Gehäuse resonanzen vermieden werden kann.

Die in diesem Beitrag aufgezeigten Verfahren und Darstellungsformen sind keineswegs neu. Sie finden jedoch bislang kaum oder nur in geringem Umfang Eingang in aktuelle Auswertesoftware, die in der Windkraft zur Triebstrangüberwachung eingesetzt wird. Ziel des Beitrags ist es, die Vorteile der Verfahren zu demonstrieren und auf die Notwendigkeit einer verbesserten automatisierten Diagnostik, insbesondere unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten, hinzuweisen. Auf eine ganze Reihe ausgeklügelter Verfahren kann hier nicht im Detail eingegangen werden. Dazu gehört die Einführung von, durch statistische Methoden bestimmte, leistungsabhängige Gewichtungsfaktoren bei der Kennwertbildung. Die Rauschminderung durch Überabtastung ist ebenfalls mit wenig Aufwand in bestehende Softwarepakete integrierbar. Das durchaus erreichbare Ziel muss eine noch verlässlichere, automatisch ablaufende, regelbasierte Analyse sein; ein Expertensystem.

Mein besonderer Dank gilt den Mitarbeitern der FAG/FIS, die mir ein Firmwareupdate für die CM-Module und eine Softwareschnittstelle bereitstellten. Dies erst ermöglichte mir die Entwicklung der, für die hier vorgestellten Ergebnisse, erforderlichen eigenen Tools.



Dr. Heiko Hinrichs

Projekt GmbH
Marie-Curie-Str. 1
26129 Oldenburg
Tel. 0441/361163-36
h.hinrichs@projekt-gmbh.de

Der Autor ist seit Mitte 2002 für die Planungsgemeinschaft Energie und Umwelt tätig. Er überwacht die von der Projekt GmbH betreuten Anlagen und entwickelt die Überwachungstools weiter.

Literatur

- [1] Hinrichs, Heiko: Bausteine zur wirtschaftlichen Absicherung erschienen in Erneuerbare Energien, 24-26, Hannover, März 2005.
- [2] Hinrichs, Heiko: Zustandsüberwachung von Windenergieanlagen, BWE Seminar 'Optimierung der Instandhaltung', Kassel 2005.
- [3] Advanced strategies for Offshore Wind Energy Converters (OffshoreM&R), gefördert durch European Commission (Contract NNE5/2001/710).
- [4] Taylor, James: The Vibration Analysis Handbook, VCI, 2. Auflage, USA 2003.
- [5] Hinrichs, Heiko: Verbesserte Trenddarstellungen zur Abschätzung der Schadensentwicklung am Triebstrang einer Windenergieanlage, AKIDA 2006.

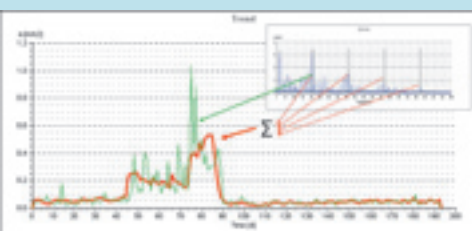


Abb. 4: Schadensverlauf am Lager der Getriebeabtriebswelle. Der Summenkennwert (rot) zeigt den Trend. Zum Vergleich ist die Amplitude der Schadensfrequenz in grün aufgetragen.