

## Präventives Last-Monitoring und Condition Monitoring - damit die geplante Betriebsdauer ohne wirtschaftlichen Schaden erreicht wird

*Preventive Load Monitoring and Condition Monitoring - How to Reach the Scheduled Service Life without Financial Damage*

H. Söker, H. Seifert; DEWI



Mit dem rasanten Wachstum der Windenergie in den letzten Jahren ist offensichtlich auch die eingesetzte Technik an Grenzen gestoßen. Die Presse berichtet von Getriebe-, Lager- und Rotorblattschäden- und Bilder von Windenergieanlagen (WEA), die mit samt dem Fundament aus dem Boden gerissen wurden, geistern durch die Medien. Die Versicherungswirtschaft spricht von hohen Schadensquoten und führt Wartungs- und Instandhaltungsklauseln ein. Steckt die Windenergietechnik wirklich in einer Krise und wenn ja, was kann dagegen unternommen werden? Die Windenergienutzung mit modernen, netzeinspeisenden Turbinen, ist noch immer eine junge Technologie mit hohem Entwicklungspotential aber auch rasantem Größenwachstum. In den letzten 10 Jahren ist die installierte Leistung einer typischen Serien - WEA von 300 kW auf 3 MW gewachsen, der Rotordurchmesser von 30 m auf 90 m [1]. Bevor mit einer Generation von Serienanlagen Erfahrungen gesammelt werden konnten, verlangte der Markt schon den nächst größeren Typ. Die aufgetretenen Schäden sind einerseits im Zusammenhang mit der Nutzung ein und derselben Technologie für immer größere Leistungen und andererseits mit dem Einsatz neuer, wenig erprobter Technologien zu sehen. Als Beispiel sei das Auftreten der sogenannten „edgewise - vibrations“ nach dem Hochskalieren von stall-geregelten Rotoren genannt. Als Folge häuften sich Getriebe- und Lagerschäden, Turm- und Regelungsschwingungen traten vereinzelt auf.

Die Hersteller und Zertifizierer reagierten auf die aufgetretenen Schäden: Heute wird mehr und genauer simuliert und die mechanischen Beanspruchungen der Prototypen werden intensiver vermessen, Berechnungen und Messungen genauer geprüft. Die zu Grunde liegenden Lastannahmen in den einschlägigen Normen und Richtlinien sind jedoch auf den Erfahrungen mit kleineren, als den momentan aufgestellten, Anlagen aufgebaut. Eine Lösung im Bestreben, die beschriebenen Schäden zu vermeiden, scheint das „Monitoring“ zu sein. Sowohl Versicherer aber auch Betreiber und Investoren fordern zunehmend die eine oder andere Art der Maschinenüberwachung [2]. Was aber ist unter Monitoring

*With the rapid growth of wind energy in recent years, the technology used obviously has come up against its limitations. The press is reporting about damages to gearboxes, bearings and rotor blades, and pictures of wind turbines knocked down and pulled out of the ground complete with foundations have turned up in the media. Insurance companies are complaining about high rates of damages and consequently are introducing maintenance clauses in their contracts. Is the wind energy technology really going through a crisis and, if so, what can be done? The exploitation of wind energy using modern turbines connected to the electricity grids is still a young technology with a high potential of development, but it is also characterised by a rapid increase in size. In the past 10 years, the installed capacity of a typical series-produced wind turbine has increased from 300 kW to 3 MW, and the rotor diameter from 30 m to 90 m [1]. Before it has been possible to gather experience with one generation of wind turbines, the market is already demanding the next larger type. The damages occurred are partly due to the fact that the same technology has been used for ever-increasing capacities, but also to using new approaches in technology not yet sufficiently tested. One example is the occurrence of so-called “edge-wise vibrations“ following the up-scaling of stall-controlled rotors. As a consequence, the number of damages to gearboxes and bearings is going up, and there are also occasional tower oscillations and vibrations of the control system.*

*Manufacturers and certification bodies are responding to the damages: Simulations are performed more frequently and accurately, mechanical loads of prototypes are measured thoroughly, calculations and measurements checked meticulously. The load assumptions in the relevant standards and recommendations are, however, based on the experience with turbines smaller than those currently being erected. A possible solution in order to avoid the damages described above seems to be “monitoring”. Insurance companies as well as operators and investors are increasingly demanding some type of operation monitoring [2]. Now, what exactly is meant by monitoring?*

zu verstehen? Welche Art von Monitoring ist geeignet, Schäden zu erkennen und zu verhindern? Um die Antwort vorweg zu nehmen: Einen entstehenden Schaden kann kein wie auch immer geartetes Monitoring verhindern, erkennen können ihn einige, eine Begründung für dessen Auftreten geben nur wenige.

Das gängigste Monitoring - Verfahren, das zur Zeit an den meisten WEA angewandt wird, ist das sogenannte **Wind Farm Monitoring**. Hier steht der Energieertrag im Vordergrund, aber auch die Weitergabe von Störungsmeldungen aus der Betriebsführung der einzelnen Anlagen eines Parks. Üblicherweise werden hier Statusmeldungen der Betriebsführung, Leistung bzw. Energie sowie Windgeschwindigkeiten gespeichert und per Modem an den Hersteller oder an den Betreiber übermittelt. Schäden können nur erkannt werden, wenn die Betriebsführung detaillierte Protokolle erstellt und überträgt. Dies können zum Beispiel Temperatursensoren sein, um eine unzulässige Erhöhung der Getriebeöltemperatur zu registrieren oder Beschleunigungsaufnehmer, um erhöhte Schwingungen zu erkennen. Meistens liegt aber schon ein Schaden vor, wenn die Betriebsführung Alarm gibt, so dass durch automatisches Abschalten nur Schlimmeres verhindert werden kann.

Gekoppelt mit dem Wind Farm Monitoring sind die **wiederkehrenden Prüfungen**. Während solcher Inspektionen im Jahresabstand wird der technische Zustand der gesamten Maschine in Augenschein genommen. So können zum Beispiel Risse in Rotorblättern und Fundamenten, Verschiebungen von Bauteilen wie beispielsweise Getrieben, sowie übermäßige Verschleißspuren an Maschinenelementen aufgedeckt werden. Aber auch hier bleibt dem Prüfer verborgen, warum und wann diese Risse entstanden sind, es bleibt nur die Feststellung, dass offensichtlich Betriebsgrenzen überschritten worden sind. Selbst

*What types of monitoring are suitable to identify damages and prevent them? To come straight to the point, a damage that is already in the process of formation cannot be prevented by any type of monitoring whatever; some types are able to detect it, and only very few can give a reason why the damage has occurred.*

*The most common monitoring procedure applied with most wind turbines today is the so-called **Wind Farm Monitoring**. This method focuses on monitoring the energy produced, but it also includes a registration of fault messages issued by the control and supervisory systems of the individual turbines of a wind farm. Usually, status messages of the control system, power output and energy produced as well as wind speeds are stored and transmitted by modem to the manufacturer or operator. However, damages can only be detected if detailed records are generated and transmitted by the control system. These can be records of temperature sensors for detecting an inadmissible increase in gear oil temperature or acceleration sensors detecting an increase in vibrations. In most cases, however, a damage has already occurred when the control system issues an alarm, and all the system can do is prevent more serious damage by cutting the turbine off automatically.*

*Wind Farm Monitoring is usually coupled with **periodic inspections**. During such inspections carried out e.g. annually the technical condition of the complete machine is checked. This allows to detect for example cracks in rotor blades and foundations, displacements of components, such as gearboxes, or excessive wear of machine parts. But these inspections will still not reveal when and why the cracks have started, all they can do is ascertain that obviously operating limits have been exceeded. Even when combined with an evaluation of wind and operating data from the*

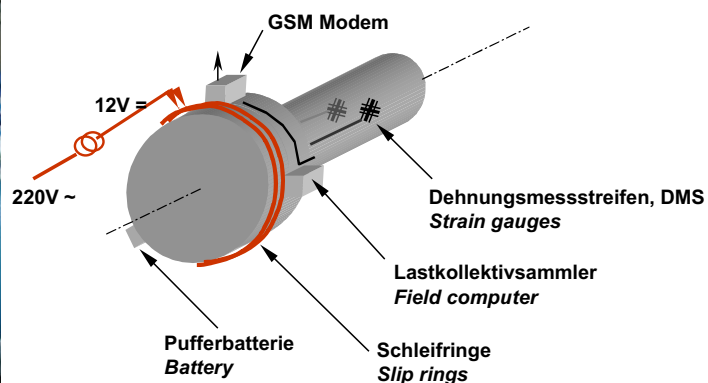


Abb. 1: Montage des Lastkollektivsammlers auf dem drehenden System. Links die Schleifringe zur Stromversorgung der Pufferbatterie, oben der Lastkollektivsammler, unten das Batteriepaket. Das mitdrehende GSM-Modem ist nicht im Bild.  
Fig. 1: Assembly of the field computer at the rotating system. Left side showing the slip rings for the power supply, at the top the field computer is shown, at the bottom the buffer battery. The GSM modem is not shown on the picture.

eine Kombination mit einer Auswertung der Wind- und Betriebsdaten aus der Betriebsführung kann nur in den seltensten Fällen Aufschluss über eine mögliche Schadensursache geben, wie zum Beispiel extreme meteorologische Situationen, die die Vorgaben der Richtlinien überschreiten.

Um den präventiven Austausch von Komponenten, den manche Versicherer in der jüngsten Zeit gefordert haben, zu vermeiden, wird das sogenannte **Condition Monitoring** propagiert. Was versteckt sich hinter diesem Schlagwort? Im engen Sinne des Begriffs bedeutet es, den Zustand der Maschine oder einer Komponente zu beobachten. Praktisch gibt es zwei Möglichkeiten, die heute für die Anwendung in der Windenergie diskutiert werden. Zum einen ist dies das kontinuierliche Condition Monitoring, das, mit geeigneter Sensorik ausgestattet und mit der Betriebsführung verbunden, einen Alarm ausgibt, wenn die Eigenschaften des Bauteils sich verändert haben. Auf ein konkretes Beispiel angewandt heißt das, die Schwingungen, die die Zahneingriffe und die Lager eines Getriebes generieren, werden kontinuierlich gemessen, das Frequenzspektrum automatisch ausgewertet und mit dem ursprünglichen Spektrum verglichen. Bei vorher definierten Ablagen schlägt das Monitoring System Alarm und die Betriebsführung stellt die Maschine entweder ab oder informiert per Modem den zentralen Wartungsdienst. Beginnende Schäden können auf diese Art sehr schnell und gezielt erkannt werden und der Hersteller kann mit einem Wartungs- und Reparaturkonzept reagieren. Durch intensive Weiterbeobachtung kann die Wartung geplant und Folgeschäden vermieden werden. Es muss allerdings jede Anlage eines Parks und die wichtigsten Komponenten mit einer aufwändigen und somit teureren Sensorik und Auswerteprogrammierung ausgestattet sein. Fehldiagnosen, wie eine geänderte Frequenz durch Eisansatz, können zu Stillstandszeiten und somit zu Energieertragsverlusten führen. Das kontinuierliche Monitoring lässt allerdings die Aussage zu, wann die Änderung eingetreten ist, so dass eine begrenzte Analyse der Ursache des beginnenden Schadens vorgenommen werden kann.

Die zweite Art des Condition Monitorings sollte besser als **periodische Maschinendiagnose** bezeichnet werden. Hier wird eine mobile Messtechnik im Rahmen der wiederkehrenden Prüfungen an Komponenten wie Getriebe und Generator angebracht, Frequenzspektren aufgezeichnet und den zuvor ermittelten und gespeicherten gegenübergestellt. Durch die regelmäßige Diagnose ist ein langsam entstehender Schaden erkennbar, jedoch nicht so unmittelbar, wie bei Anwendung des kontinuierlichen Monitorings. Durch den Vergleich der markanten Frequenzlinien der gemessenen

*supervisory system, the inspections will not be able to provide information on the possible cause of the damage, except in rare cases, for example extreme meteorological situations which are not covered by the guidelines.*

*In order to avoid the preventive replacement of components demanded recently by some insurance companies, the so-called **Condition Monitoring** is propagated. What is the meaning of this concept? In the narrower sense of the term it means to observe the condition of a machine or component. In practice there are two possibilities discussed today for application in wind energy. One is the continuous condition monitoring equipped with suitable sensors and connected with the control system, which issues an alarm as soon as the component characteristics start to change. To give a concrete example, this could mean that the vibrations generated by the gear meshing and bearings of a gearbox are measured continuously, the frequency range is evaluated automatically and compared with the original spectrum. In case of deviations from predefined values the monitoring system gives an alarm, and then the turbine is either cut off automatically or the alarm is transmitted by modem to the maintenance service centre. This allows to detect potential damages at an early stage and enables the manufacturer to react with a specific maintenance and repair concept. By continuing to observe the critical component closely, it is possible to set up a specific maintenance schedule and thus, avoid consequential damage. This, however, requires each wind turbine of a wind farm and their most important components to be equipped with sophisticated and therefore expensive sensors and evaluation programmes. Diagnostic errors, like a changed frequency due to ice accretion, can lead to unnecessary down-times and consequently losses in energy yield. The continuous monitoring, however, provides information as to when the change has occurred, and so allows to analyse more specifically the cause of the damage just started.*

*The second type of Condition Monitoring should better be called **periodic machine diagnosis**. In the course of periodic inspections, mobile measuring instruments are attached to components such as gearboxes and generator, frequency spectra are recorded and compared with the spectra previously established and stored. A regular diagnosis allows to detect a damage in the process of formation, but not as immediately as with the continuous condition monitoring. By comparing the characteristic frequency lines of the measured spectra, possible installation and material faults can be detected already during the first diagnosis.*

Spektren lassen sich bereits bei der ersten Diagnose mögliche Einbau - und Materialfehler feststellen.

Beide Condition Monitoring Systeme können kaum etwas über die Ursachen aufgetretener Schädigungen aussagen. Allerdings, ist keine Veränderung festzustellen, dann kann die WEA ohne Bedenken weiter betrieben werden, die beobachteten Komponenten sind offensichtlich ausreichend für die externen Bedingungen des Standorts dimensioniert. Wie kann aber eine umfassende Validierung der Lastannahmen aussehen? Welche Parameter müssen untersucht werden? Wenn ein Schaden an einer Maschine oder einer Komponente auftritt, muss Ursachenforschung betrieben werden. War es mangelnde Qualität bei der Herstellung, mangelhafte Konstruktion, fehlerhafte Installation oder war die Anlage für den gewählten Standort nicht richtig ausgelegt? Die ersten drei Gründe können nach einem aufgetretenen Schaden identifiziert werden. Beim letzteren ist die Identifikation schon komplizierter. Die den Berechnungen und Simulationen des Herstellers zu Grunde liegenden Lastannahmen müssen mit der Wirklichkeit übereinstimmen, beziehungsweise die Anforderungen an die Konstruktion muss geringer sein, als gerechnet.

Dies wird durch die Zertifizierung der Konstruktionsunterlagen und der Berechnungen gewährleistet. Die Berechnungen und Simulationen werden üblicherweise durch Messungen der mechanischen Beanspruchungen verifiziert. Die technische Richtlinie 61400-13 der IEC [3] gibt detailliert Auskunft, wie solche Messungen mindestens ausgeführt werden sollten. Aufgrund der Komplexität der Messungen und der entsprechenden Interpretation der Messungen wird dieses Verfahren üblicherweise nur für die begleitende Untersuchung der Inbetriebnahme von Prototypen beauftragt und ist standortbezogen.

Um dennoch Aussagen treffen zu können, wie sich ein Typ einer Serien - WEA an verschiedenen Standorten, wie zum Beispiel im Flachland, Offshore und in komplexem Gelände, aber auch als Einzelanlage, am Rand oder mitten in einem Windpark verhält, bietet sich exemplarisch für

*Both types of condition monitoring systems are hardly able to provide information on the causes of damages occurred. On the other hand, if no changes are found by the system, a continued operation of the wind turbine is possible without reservation, as obviously the components monitored are sufficiently designed for the external conditions at the site. However, what should a thorough validation of load assumptions look like? Which parameters should be investigated? If a damage occurs to a machine or a component, it is necessary to investigate the cause. This could be a lack of quality in production, deficiencies in the design, faulty installation or non-suitability of the turbine design for the selected site. The first three causes can be identified after a damage has occurred. With the last-mentioned cause, identification is rather more complicated. The load assumptions on which the manufacturer's calculations and simulations are based must correspond with the real conditions, or the demands made on the design have to be smaller than calculated, respectively.*

*This is guaranteed by the certification of the design documents and calculations. The calculations and simulations are normally verified by measurements of the mechanical loads. The technical specification 61400-13 of IEC [3] provides detailed information on the minimum standards which these measurements have to fulfil. Because of the complexity of such measurements and their interpretations, this procedure is usually only applied during the commissioning of prototypes, and thus, site specific.*

*A possibility to investigate the behaviour of wind turbines of the same type at different sites, such as flat terrain, offshore or complex terrain, but also as a stand-alone turbine, on the fringe or in the middle of a wind farm, is the so-called **online load monitoring**.*

*This method which DEWI has already applied during several measurement campaigns on various components, allows a continuous monitoring of load spectra on wind turbine components. During the 7 to 14-day measuring intervals, the measuring data are reduced directly by the Rain flow*

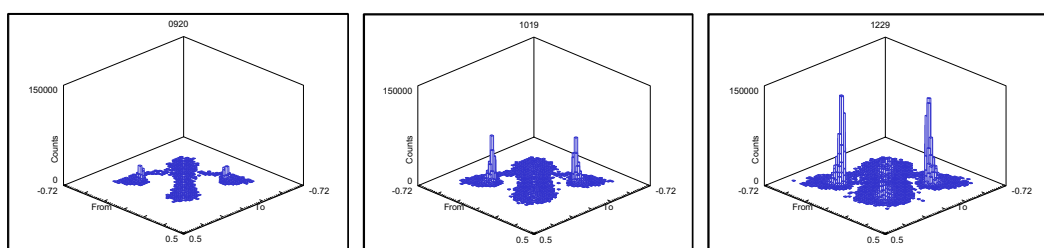


Abb. 2: Entwicklung einer typischen Rainflow-gezählten Lastzyklenmatrix während einer 4-monatigen Messkampagne (Hier das Schwenkbiegemoment an der Rotorblattwurzel).

Fig. 2: Typical Rain - flow counted load spectra developed during a four - monthly monitoring campaign (edgewise bending moment at the blade root).

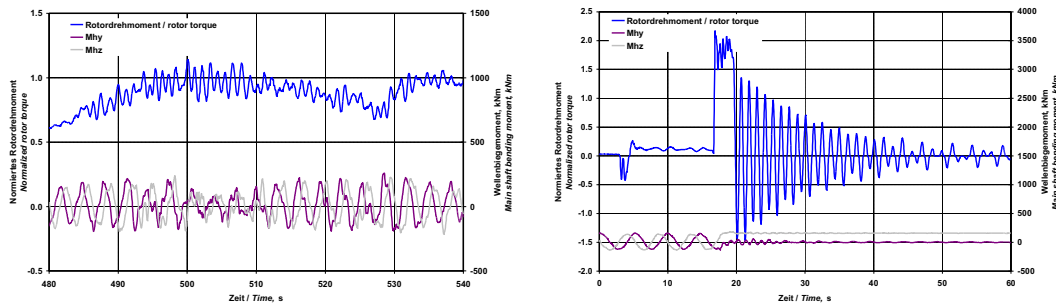


Abb. 3: Getriggerte, einminütige Zeitreihen des Drehmoments der langsamen Welle. Links: Auftretende Schwingungen im Leistungsbetrieb. Rechts: Wellentorsionsschwingung während eines Notstops. Die Wellenbiegung ist ein Indikator für die Drehzahl. Beispiel einer Messung auf der Hauptwelle einer stall - geregelten WEA mit zwei festen Drehzahlen.

Fig. 3: Triggered one minute time series of the low speed shaft torque. Left side: Vibrations occurring during normal operation. Right side: Torsional vibration of the main shaft during an emergency stop. The main shaft bending also shown in the diagrams indicates the rotor speed. Examples from a measurement campaign at a stall controlled wind turbine featuring two fixed speeds.

WEA eines Typs an verschiedenen Standorten das sogenannte **Online Lastmonitoring** an.

Bei dieser Methode, die das DEWI schon in einigen Messkampagnen an verschiedenen Komponenten durchgeführt hat, werden Betriebsbelastungskollektive an Komponenten von WEA kontinuierlich ermittelt. Während der Messintervalle von 7-14 Tagen Dauer werden die Messdaten direkt durch das Rainflow - Zählverfahren reduziert und in Form von Lastzyklenmatrizen abgelegt. Parallel dazu müssen aus der WEA-Steuerung die meteorologischen Statistiken sowie Betriebsstatistiken bereitgestellt werden. Die so erzeugten Datensätze werden zur Ermittlung des Betriebslastkollektivs einfach oder gewichtet kumuliert. Neben der Lastzyklenzählung besteht die Möglichkeit, besondere Ereignisse in getriggerten Zeitreihen aufzuzeichnen. Sie geben Aufschluss über das Anlagenverhalten bei Überschreiten der eingestellten Lastgrenzen. Damit können auftretende Lastspitzen nachgewiesen werden. Mit dieser Methode eröffnen sich für die Entwicklungsingenieure neue, kostengünstige Möglichkeiten, Simulationen zu validieren, Neuentwicklungen und Änderungen zu verfolgen und bei erkannten Problemen rechtzeitig und gezielt Gegenmaßnahmen einzuleiten. Erstmals wurde die Methode in den EU-Projekten "Monitoring Fatigue Loads Using Cycle Counting Data Acquisition Systems" [4] und "FOOTPRINTS" [5] erprobt und in kommerziellen Messkampagnen [6] weiter optimiert.

Das Online - Lastmonitoring ist nicht für den Einsatz an jeder Komponente von jeder WEA in einem Windpark gedacht. Es ist vielmehr ein Messverfahren, um die Breitenerprobung eines neuen Typs zu begleiten. Es stellt sozusagen die Black-box der aufgetretenen Beanspruchungen dar, registriert die aufgelaufene Materialermüdung und zeichnet Extremsituationen auf, die mit allen anderen Systemen gar nicht oder nur mit sehr hohem Aufwand erkannt werden können. Besonders geeignet ist das Verfahren im Einsatz auf WEA

counting method and filed in the form of load cycle matrices. Parallel to this the meteorological and operational statistics generated by the wind turbine's control system are used. The data records generated are cumulated with or without weighting in order to determine the load spectra. Apart from counting the load cycles it is also possible to record special events in triggered time series. These will provide information on the wind turbine behaviour when certain pre-defined load limits are exceeded, and also allow to identify load peaks. For the development engineers, this method is a new and cost-effective possibility to validate simulations, follow up new developments and modifications and be able to react immediately and take calculated measures if problems are recognised. The method was first tested in the EU projects "Monitoring Fatigue Loads Using Cycle Counting Data Acquisition Systems" [4] and "FOOTPRINTS" [5] and further optimised in commercial measurement campaigns [6].

Online load monitoring is not a method intended to be used on every component of every turbine of a wind farm. It is a procedure suitable for accompanying the general testing of a new type of wind turbine. It is something like a black box for the loads occurring, registering the fatigue loads of

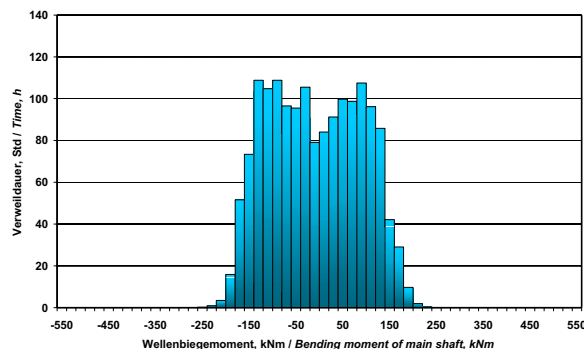


Abb. 4: Verweildauer (Time @ Level) des Wellenbiegemomentes aus ca. 1600 Stunden kontinuierlichen Betriebs.

Fig. 4 Time@level of the main shaft bending moment representing about 1600 hours continuous operation.

des gleichen Typs an verschiedenen Standorten oder in Windparks. Interessant dürften die Ergebnisse für den Hersteller der WEA oder der untersuchten Komponente sein, aber auch für den Betreiber, der wissen will, warum gerade in seinem Park ständig bestimmte Komponenten, z.B. die Getriebe, versagen. Durch die statistische Relevanz der Daten (mehrere Monate kontinuierlicher Betrieb) können mit der Methode auch die Lastannahmen besser abgesichert werden, Schwachstellen erkannt oder Bauteile wirtschaftlicher gestaltet werden. Ursachen von Schäden, wie nicht vorhersehbare Schwingungen oder Einschaltspitzen, können durch das Online-Monitoring erkannt werden, bevor sie sich als Schaden bemerkbar machen.

Alle hier beschriebenen Verfahren können, gezielt eingesetzt, dazu beitragen, Schäden rechtzeitig zu erkennen und für zukünftige Anlagen zu vermeiden. Einen Getriebeverlust mag die Versicherung noch bezahlen, den Imageverlust trägt aber der Hersteller sowie die gesamte Windenergiebranche.

#### Literatur / References

- [1] Ender, C.; Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland – Stand 30.6.03; DEWI Magazin 23, August 2003.
- [2] Windgeneratoren an der Grenze der Versicherbarkeit, Versicherungswirtschaft, Heft 12/2003
- [3] Technical Specification IEC TS 61400-13: Wind Turbine Generator Systems, Part 13: Measurement of Mechanical Loads; First Edition, 2001.
- [4] Seifert, H.; Fragoulis, A. N.; Dahlberg, J. Å.: Monitoring fatigue loads on wind turbine rotor blades. - EWEC '94: 10-14 Oct. 1994, Thessaloniki, Greece. 1994. - S. 751 - 754
- [5] Söker, Holger: Messung typischer "Fußabdrücke" der Betriebslasten an Windenergieanlagen mittels Lastmonitoring: Ergebnisse aus dem Joule Forschungsprojekt. - DEWEK '98: 4. Deutsche Windenergie-Konferenz, 21. bis 22. Okt. 1998 Wilhelmshaven: DEWI, 1999. - S. 46 - 49
- [6] Seifert, H.; Kramkowski, T.; Siebers, T.; On-line Monitoring in der Praxis erprobt; DEWEK 2000: 5. Deutsche Windenergie-Konferenz, 07. bis 08. Juni 2000 in Wilhelmshaven.- Wilhelmshaven: DEWI, 2000.

*the material and recording extreme situations which other systems would not be able to recognise or whose detection would require a lot of time and effort. The method is particularly suitable for testing wind turbines of the same type at different sites or wind farms. The results should be interesting for the manufacturer of the wind turbine or of the component investigated, but also for the wind farm operator who wants to know why certain components, e.g. gearboxes, keep breaking down in his wind farm (but not at other sites). The statistical relevance of the data (several months of continuous operation) also allows to corroborate load assumptions, identify weak spots or make the design of components more economical. Causes of damages, such as unforeseeable vibrations or cut-in peaks, can be recognised by online monitoring even before they become apparent as a damage.*

*When used in a purposeful way, all the methods described above can help to recognise damage in good time and to avoid further damage to wind turbines built in the future. A damaged gearbox may be covered by the insurance, but the damage to the image must be borne by the manufacturer and may reflect on the whole wind energy industry.*