

## Lasten sammeln an Ort und Stelle

### Monitoring fatigue loads using cycle counting data acquisition systems

Seifert, Henry; DEWI

#### **Summary**

*To widen the knowledge regarding fatigue loads on wind turbines operating in wind farms as well as in complex terrain, DEWI, CRES and FFA started a research program at the end of 1992, with the goal to monitor fatigue loads on rotor blades of series production wind turbines. The measurement campaigns were co-funded by the Commission of the European Union within the framework of the JOULE II R&D program.*

*The objectives of the project were to investigate the influence of wind farm configuration and site parameters on the fatigue loads and to help develop a monitoring method for fatigue loads. In general, the data were delivered by two independent data acquisition systems one sampling fatigue data and the other meteorological and operational data.*

*At the Hamswehrum wind farm (11 · 330 kW pitch controlled, variable speed wind turbines) more than 10 months of operation have been recorded within the project. The evaluation of the data from the first half year shows that the resulting wind speed distribution represents the typical distribution of the site. The percentages of wake operation were derived from the frequency distribution of the wind direction correlated to the geometry of the wind farm. The results from a 6 months measurement campaign seem to represent the typical spectrum for this site.*

*Some more pieces to complete the puzzle of the fatigue load assessment of wind turbines have been found during this project. The described method has proven to be a suitable tool for load spectra assessment and applicable in a commercial way. The method has been offered to and used for the industry in order to measure the loads on any fatigue critical component.*

*Based on the experience gained from the operation of the systems both at DEWI and CRES, it can be stated as a general conclusion that the method is applicable for fatigue load monitoring on modern commercial wind turbines. In addition the method has the potential of providing information about the fatigue loads in a manner similar to power curve determination measurements.*

*The method has been commercially applied at the tower base of a 500 kW wind turbine and delivered a representative load spectrum after one month continuous operation only.*

#### **1. Einleitung**

Die zunehmende Größe der in Serie produzierten Windkraftanlagen erfordert die Optimierung ihrer Komponenten nicht nur hinsichtlich der erwarteten Maximallasten, sondern hauptsächlich ihrer Ermüdungsbelastungen während der meist 20-jährigen Betriebszeit. Der Nachweis der Betriebsfestigkeit mittels vereinfachter Lastannahmen führt dabei zwangsläufig zu schweren und damit unwirtschaftlichen Konstruktionen. Gezielte Messungen von Betriebsbelastungskollektiven können helfen, die bestehenden Lastannahmen zu untermauern oder anzupassen, Rechenmodelle zu verifizieren und Komponenten von Windkraftanlagen (WKA) zu optimieren. Dies gilt insbesondere für den Betrieb von Windturbinen in komplexem Terrain und innerhalb von Windparks mit den entsprechend höheren Turbulenzintensitäten. Mit dem Ziel, mehr über die Ermüdungsbelastung von Rotorblättern unter diesen Bedingungen zu erfahren, starteten das Deutsche Windenergie-Institut (DEWI), das Centre for Renewable Energy Sources (C.R.E.S.) in Griechenland und die Flugtechnische Versuchsanstalt (FFA) in Schweden Ende 1992 ein gemeinsames, von der Europäischen Union im Rahmen des JOULE II Programms gefördertes Forschungsprojekt. Das Forschungsprogramm ist nunmehr abgeschlossen und die Meßmethode wurde mittlerweile unter kommerziellen Bedingungen erfolgreich eingesetzt, um Betriebsbelastungskollektive am Turmfuß einer 500 kW Windkraftanlage zu ermitteln.

#### **2. Die Meßmethode**

Zur Ermittlung der Rotorblattermüdungslasten wurden auf die Naben der untersuchten Rotoren Lastkollektivsampler montiert. Dabei handelt es sich um einen eigens für den Feldeinsatz ausgelegten, auf dem Markt erhältlichen, Meßcomputer [1], der besonders kompakt und robust ist und gleichzeitig einen

sehr niedrigen Energiebedarf aufweist. Je Rotor wurden das Schlag- und Schwenkbiegemoment an der Blattwurzel aufgezeichnet. Die Aufzeichnungsrate der Lastkollektivsammler betrug während der Messungen 100 Hz, um auch höher harmonische Schwingungen der Rotorblätter zu registrieren. Die Meßdaten der Blattwurzelbiegemomente wurden dabei on-line gefiltert und klassiert, die Häufigkeiten der aufgetreten Belastungszyklen mittels der Rainflow-Methode gezählt und in einer 100´100 Übergangs- oder Markovmatrix gespeichert. Das Auslesen der Daten aus dem Lastkollektivsammler erfolgte mit Hilfe eines Notebooks über dessen serielle Schnittstelle. Dieser Vorgang, ebenso wie die Überprüfung von Kalibration und Nullpunkt, erfolgte regelmäßig einmal pro Monat. Die Lastkollektivsammler und ein Pufferakku wurden kontinuierlich über geteilte Schleifringe mit Betriebsspannung versorgt. Zum Auslesen und Kalibrieren mußten die WKA kurzzeitig stillgesetzt werden. Da dies in der Regel nur bei geringen Windgeschwindigkeiten geschah, waren die Energieertragsverluste durch den forcierten Stillstand nur gering.

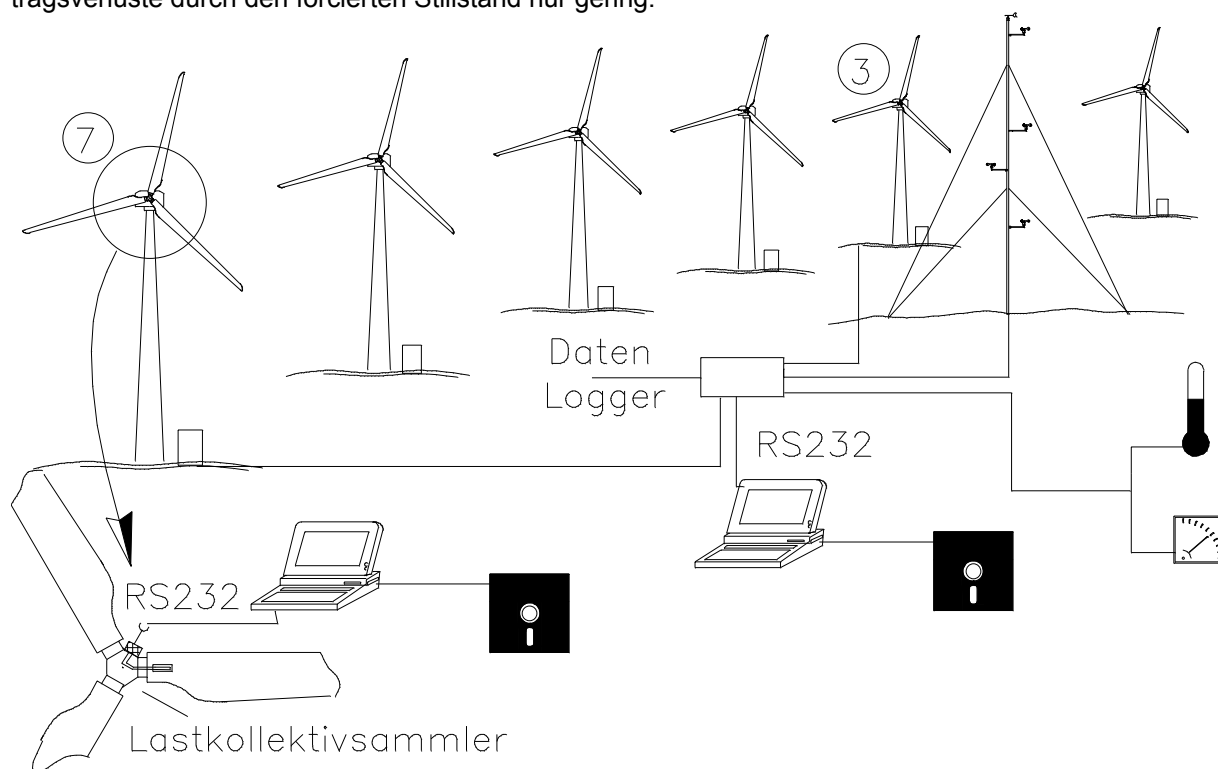


Abb. 1: Prinzip der Meßmethode mit zwei voneinander unabhängigen Datenloggern  
Fig. 1: Principle of the measuring method using two independent subsystems

Zur kontinuierlichen Aufzeichnung der meteorologischen Daten (Windgeschwindigkeit und -richtung in Nabenhöhe, Luftdruck und -temperatur) sowie der Betriebsdaten der beobachteten Windkraftanlagen (Leistungs-, Drehzahl- und Betriebsstatussignale) wurde ein herkömmlicher Datenlogger installiert, der die Daten als 10- bzw. 1-Minuten Mittelwerte, Minima und Maxima sowie Standardabweichung der Mittelwerte abspeicherte. Die bodenständige Meßeinrichtung mit Meteorologiemast und Datenlogger entsprach dabei der üblicherweise für die Vermessung der Leistungskennlinie verwendeten Geräte (Abb. 1).

### 3. Windpark und komplexes Terrain

Für die Untersuchungen wurde der für Norddeutschland typische Windpark der Energieversorgung Weser-Ems (EWE) ausgewählt, in dem 12 Windkraftanlagen zweireihig quer zur Hauptwindrichtung aufgestellt sind. Der Windpark liegt direkt hinter dem Hauptdeich an der Nordseeküste und damit im Bereich hoher mittlerer Jahreswindgeschwindigkeiten bei gleichzeitig ebener Geländeoberfläche. Bis auf eine Anlage, sind alle Anlagen mit 33m Rotordurchmesser und 330kW Nennleistung gleich ausgestattet, blatt-geregelt und werden mit variabler Drehzahl über einen Wechselrichter am Netz betrieben. Die kürzeste Entfernung, quer zur Hauptwindrichtung, zwischen zwei Anlagen beträgt 5 Durchmesser.

Der griechische Partner erprobte die Meßmethode an einer 110 kW stall-geregelten Windkraftanlage auf dessen Testfeld Lavrio, das sich durch seinen komplexen Charakter mit entsprechend hoher Turbulenzintensität für die Untersuchungen anbot. Abb. 3 zeigt ein Beispiel einer während eines Monats aufgezeichneten Rainflow-Matrix des Schwenkbiegemoments an der Blattwurzel.

#### 4. Ergebnisse

Die aufgezeichneten Daten wurden in Form von Rainflow-gezählten Übergangsmatrizen im Monatsrhythmus ausgelesen und den entsprechenden Meteorologie- und Betriebsdaten gegenübergestellt. Für den Windpark Hamswehrum konnten von allen Meßstellen (an zwei Anlagen im Windpark Hamswehrum wurden an je einer Rotorblattwurzel das Schlag- und das Schwenkbiegemoment aufgezeichnet) 6 Monate kontinuierlicher Betrieb beobachtet werden. Die Auswertung der Meteorologiedaten ergab einen Anteil von etwa 78 % ungestörten Betriebs für eine der zwei Anlagen. Die andere, im Lee zur Hauptwindrichtung gelegene Anlage, wies nur etwa 47 % ungestörten Betrieb auf und lief ca. 18 % der Zeit im Nachlauf anderer WKA, die 5 Durchmesser (5D) davor stehen. Weitere 10 bzw. 14 % entfielen auf den Betriebsanteil 7D bzw. 9D hinter anderen Anlagen des Parks, der Rest entfiel auf Stillstandszeiten [3]. Bis zu 10 Monate kontinuierliche Messungen wurden für einzelne Kanäle durchgeführt. Wie Abb. 4 zeigt, ändert sich in der Form des Amplitudenkollektivs gegenüber dem 6-monatigen Betrieb nichts Wesentliches mehr, so daß eine Messung über einen Zeitraum ausreicht, in dem die Statistik der Meteorologie repräsentativ für den Standort ist. Abb. 2 zeigt den Vergleich zwischen der Windgeschwindigkeitsverteilung während der 6-monatigen Meßkampagne und dem meteorologischen Jahr. Durch die hohe Abtastrate wurden auch höherfrequent auftretende Lastspitzen aufgezeichnet, wobei die aufgelaufene Datenmenge auf insgesamt vier 100 ~ 100 Matrizen limitiert blieb. Im Vergleich zu Rohdatenaufzeichnungen ist dies ein entscheidender Vorteil, da im Falle der Rohdatenaufzeichnung zur Begrenzung der Datenmengen, entweder nur mit niedriger Abtastrate, oder mit getriggerten, aber zeitlich begrenzten Aufzeichnungen gearbeitet werden kann.

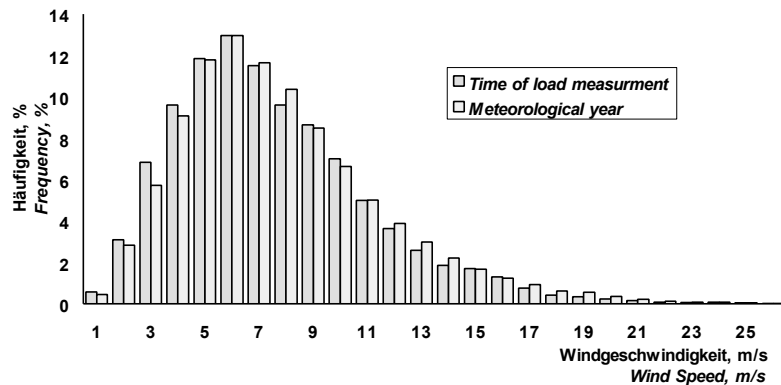


Abb. 2: Windgeschwindigkeitshäufigkeitsverteilung während der Messung und eines kompletten meteorologischen Jahres

Fig. 2: Wind speed distribution during the measuring campaign

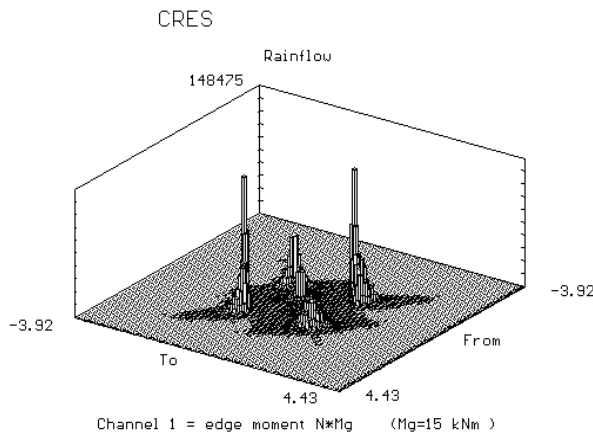


Abb. 3: Rainflow-gezählte Matrix des Schwenkbiegemoments an der Blattwurzel. WEA auf dem C.R.E.S. Testfeld

Fig. 3: Rainflow counted matrix of edgewise blade root bending moment on CRES' test site wind turbine

Durch die hohe Abtastrate wurden auch höherfrequent auftretende Lastspitzen aufgezeichnet, wobei die aufgelaufene Datenmenge auf insgesamt vier 100 ~ 100 Matrizen limitiert blieb. Im Vergleich zu Rohdatenaufzeichnungen ist dies ein entscheidender Vorteil, da im Falle der Rohdatenaufzeichnung zur Begrenzung der Datenmengen, entweder nur mit niedriger Abtastrate, oder mit getriggerten, aber zeitlich begrenzten Aufzeichnungen gearbeitet werden kann.

FFA kombinierte die in Hamswehrum ermittelten Winddaten mit den in der Alsvik Windfarm gemessenen Rotorlasten. Die dort betriebenen Windkraftanlagen sind stall-geregelte 180 kW Anlagen mit konstanter Drehzahl in 5, 7 und 9,5 Durchmesser Abstand [5] untereinander. Die Fatiguelasten entstammen der FFA-Datenbank und liegen als Belastungsspektren für verschiedene Windgeschwindigkeitsklassen während ungestörter Anströmung und teilweisem oder völligem Betrieb der Anlagen im Lee von anderen WKA im Windpark vor. Ein Vergleich der normierten Betriebslasten mit

denen der mit variabler Drehzahl betriebenen Anlagen in Hamswehrum konnte allerdings nur für den Teillastbereich vorgenommen werden. Dieser Vergleich ergab, basierend auf der verwendeten Normierung, höhere Ermüdungsbelastungen der Rotorblattwurzel bei den stallgeregelten Anlagen.

Auf dem Testfeld von C.R.E.S. wurde die Meßtechnik an dessen stall-geregelter WKA erprobt. Dieses Testfeld zeichnet sich durch eine besonders komplexe Topographie aus und lieferte Belastungsdaten für die durch die Geländeform erzeugte erhöhte Turbulenzintensität. Der Vergleich der normierten Betriebsbelastungskollektive mit den stall-geregelten WKA der Alsvik Windfarm zeigte trotz ebenen Geländes einen schädigenderen Einfluß des Windparkbetriebs auf die Lebensdauer, wenn die Anlagen weniger als 7D voneinander entfernt stehen. Dieses Ergebnis ist besonders interessant für WKA, die in der Mitte eines Windparks stehen und damit die meiste Zeit im Lee anderer Anlagen betrieben werden.

## 5. Zusammenfassung und Ausblick

Das vorgestellte Forschungsprojekt lieferte nach der Rainflow-Zählmethode „an Ort und Stelle“ reduzierte Belastungsmatrizen. Anfängliche Schwierigkeiten und Ausfälle in Verbindung mit der Erprobung des Lastkollektivsammlers konnten rasch beseitigt werden. Die Meßmethode empfiehlt sich besonders für die Ermittlung von Betriebsbelastungskollektiven an Komponenten von Windkraftanlagen im normalen Betrieb in Verbindung mit einer Vermessung der Leistungskennlinie. In diesem Fall werden die zur Korrelation der Ermüdungslasten notwendigen Betriebs- und Meteorologiedaten bereits in der erforderlichen Weise erfaßt und ausgewertet. Zusätzlicher Aufwand und Kosten entstehen dann nur noch durch die Applizierung der Dehnungsmeßstreifen, der aufwendigeren Stromversorgung des Lastkollektivsammlers, falls dieser im drehenden System installiert wird, durch die regelmäßig erforderlichen Kalibrationen der Sensoren und dem eigentlichen Auslesen der Daten. Während der Durchführung der Meßkampagnen hat sich ein monatlicher Rhythmus für die beiden letztgenannten Tätigkeiten bewährt. Im direkten Vergleich

zu herkömmlichen Methoden der Lastermittlung schneidet die vorgeschlagene Methode wesentlich kostengünstiger ab, wenngleich sie solche Rohdatenmessungen nicht in jedem Fall ersetzen kann. Speziell für große Windkraftanlagen der Megawattklasse kann die beschriebene Methode dazu beitragen, die Lastannahmen hinsichtlich der Ermüdungslasten zu verifizieren und dadurch bei Folgemodellen Materialeinsparungen, ohne Beeinträchtigung der Sicherheit, die Kosten zu senken. Gerade relative Messungen, wie zum Beispiel die Untersuchung von Komponenten gleicher Anlagen an verschiedenen Standorten, oder die des Einflusses unterschiedlicher Regelungs- oder Blatteinstellungen auf die Lasten, können mit dieser Methode kostengünstig ermittelt werden.

Die Messungen im Windpark Hamswehrum an den dort betriebenen blatt-geregelten 330kW Anlagen mit variabler Drehzahl ergaben, daß in der zweiten Reihe, bezogen auf die vorherrschende Hauptwindrichtung, die Ermüdungsbelastung durch das Schlagbiegemoment an der Blattwurzel um 23% und durch das Schwenkbiegemoment um 13% größer ist. Diese Zahlen beziehen sich auf eine Messung über mehrere Monate unter vergleichbaren meteorologischen Bedingungen eines typischen Jahres am Standort (siehe auch Abb.: 3).

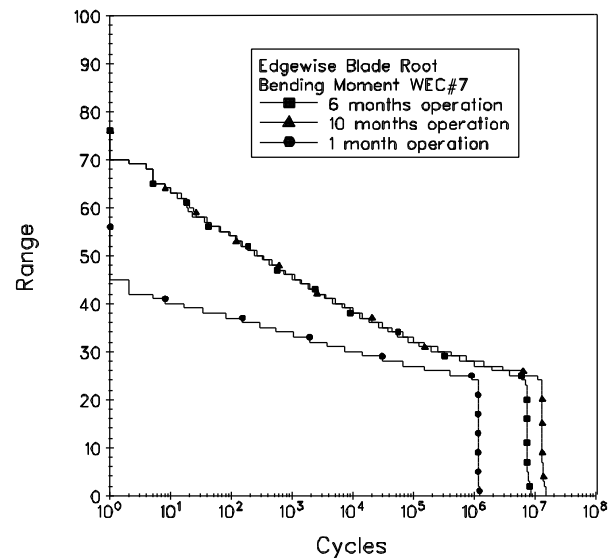


Abb. 4: Amplitudenspektren der Anlage Nr. 7 in Hamswehrum. Schwenkbiegemoment von 1, 6 und 10 Monaten Betrieb

Fig. 4: Range spectra of wind turbine #7 at Hamswehrum. Edgewise blade root bending moment from 1,6 and 10 month continuous monitoring.

**6. Betriebsbelastungskollektive am Turmfuß**

Im Frühjahr 1995 wurde die oben beschriebene Meßmethode unter kommerziellen Bedingungen für die Ermittlung von Betriebsbelastungskollektiven am Turmfuß einer stall-geregelten 500 kW Windkraftanlage auf dem DEWI-Testfeld erprobt. Zur gleichen Zeit wurde die Leistungskennlinie dieser Anlage vermessen, so daß die Betriebsdaten und die meteorologischen Daten in Form von 10-min-Mittelwerten während der Meßkampagne vorlagen. Ziel dieser Messung war es, das Betriebsbelastungskollektiv am Turmfuß in zwei senkrecht aufeinanderstehenden Schnitten exemplarisch zu ermitteln und dem vereinfachten Lastkollektiv der Richtlinie des DIBt gegenüberzustellen. Die erste Meßkampagne lieferte wegen der guten Windbedingungen nach nur einem

Monat Dauer ein Betriebsbelastungskollektiv unter repräsentativen meteorologischen Bedingungen [4]. Die mittlere Windgeschwindigkeit betrug dabei 7,4 m/s und die höchste Windgeschwindigkeit im 5 min-Mittel betrug 23,7 m/s. Die WKA lief während der gesamten Meßkampagne im normalen Betrieb mit 100%iger technischer Verfügbarkeit. Die Windrichtungsverteilung ist in Abb. 5 dargestellt. Die resultierenden Amplitudenspektren für die beiden Meßrichtungen sind in Abb. 7 unter der Bezeichnung „mit Gondel“ eingetragen. Nach Auswerten dieser Meßkampagne demonitierte der Hersteller der Anlage die Gondel, um sie gegen eine modifizierte Version auszutauschen. Die verspätete Anlieferung der neuen Gondel lieferte die einzigartige Gelegenheit, die noch installierten Meßstellen zu reaktivieren, um den Einfluß wirbelerregter Querschwingungen auf die Ermüdungslasten des Turmes zu untersuchen. Diese Anregung der Turmeigenfrequenz durch periodisch ablösende Karman-Wirbel ist von Schornsteinen bekannt und kann dort zu einem dimensionierenden Lastfall werden. Diese zweite Meßkampagne fand unter vergleichbaren meteorologischen Bedingungen statt; die Windgeschwindigkeitsverteilung während dieser Messung ist in Abb. 6 dargestellt. Das Diagramm zeigt die Windverteilung dieses Monats, während die durchgezogene Linie die Windverteilung des kompletten Jahres 1994 in der gleichen Höhe, gemessen am benachbarten DEWI-Meteorologiemast auf dem Gelände des Jade Windenergieparks (JWE Met-mast) darstellt. In Abb. 7 sind die Amplitudenspektren unter der Bezeichnung „ohne Gondel“ gezeigt. Trotz der fehlenden Gondelmasse und dem Ausbleiben des Rorschubes, liegt die Zahl der Lastwechsel mit und ohne Gondel auf gleichem Niveau. Gerade im Bereich der höheren Lastwechselzahlen liegen die Amplituden der Meßkampagne mit dem Turm allein höher als im normalen Betrieb.

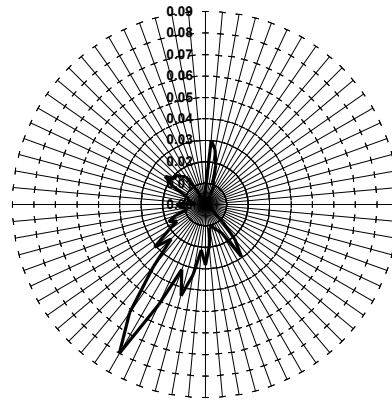


Abb. 5: Windrichtungsverteilung während der 1-monatigen Meßkampagne.

Fig. 5: Wind direction distribution during the one-month measuring campaign.

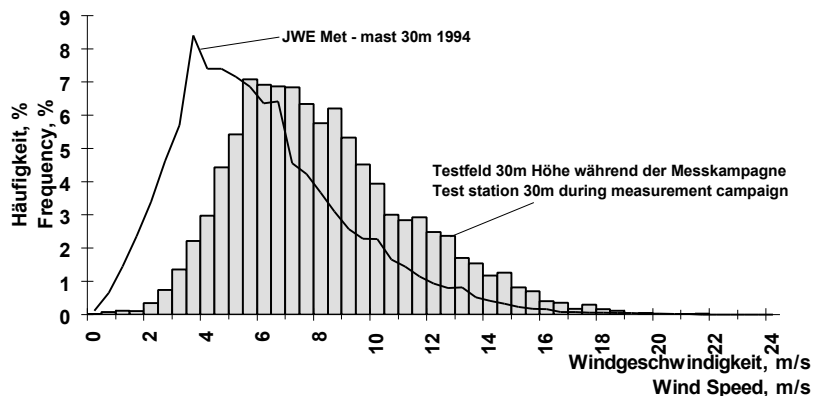


Abb. 6: Windhäufigkeitsverteilung in Nabenhöhe.

Fig. 6: Wind speed distribution at hub height.

Beide Meßkampagnen unterstrichen die Flexibilität der beschriebenen Meßmethode, die bei einem Aufwand, vergleichbar einer Leistungskurvenvermessung, Betriebsbelastungskollektive an beliebigen Komponenten von Windkraftanlagen meßtechnisch ermitteln läßt.

## 7. Zusammenarbeit und Unterstützung

Das Forschungsprogramm wurde im Rahmen des JOULE II F&E-Programms von der Europäischen Union gefördert. Die Partner waren C.R.E.S. in Griechenland und FFA (Flygtekniska Försöksanstalten) in Schweden.

Unser besonderer Dank gilt der Energieversorgung Weser Ems (EWE) in Oldenburg und in Norden, die ihren Windpark für die Untersuchungen zur Verfügung stellte und uns bei Montage und Kalibrationen der Meßtechnik an den Anlagen unterstützte.

Der Bericht [1] in englischer Sprache (Bericht: 40 Seiten, 30 Bilder; Anhang: 85 Seiten) ist beim DEWI zum Preis von DM 40,- zzgl. gesetzl. MWSt und Versand erhältlich. (Stichwort: Report, Monitoring Fatigue Loads).

## 8. Literatur

- [1] Söker, H. (Editor): Monitoring Fatigue Loads on Wind Turbines Using Cycle Counting Data Acquisition Systems. Final Report. June 1995, DEWI, Wilhelmshaven.
- [2] Vionis, P. e.a.: Fatigue Loads on Wind Turbine Rotor Blades: Effects of Wind Farm and Complex Terrain Operation. In: EWEA (Editor): 1994 European Wind Energy Conference: Proceeding of the international Conference held at Thessaloniki, Greece, 10-14 October 1994. Pikermi: CRES, 1994.
- [3] Seifert, H.; Fragoulis, A. N.; Dahlberg, J. Å.: Monitoring Fatigue Loads On Wind Turbine Rotor Blades. In: EWEA (Editor): 1994 European Wind Energy Conference: Proceeding of the international Conference held at Thessaloniki, Greece, 10-14 October 1994. Pikermi: CRES, 1994.
- [4] Birk-Striebel, J.: Ermittlung von Lastkollektiven am Turmfuß einer Windkraftanlage. Diplomarbeit FH München, DEWI (Hrsg.) 1995, DEWI-Bericht DEWI-V-950002.
- [5] Dahlberg, J., Å.; e.a.: Load/Fatigue Effects on a Wind Turbine Generator in a Wind Farm. In: Wind Energy - Technology and Implementation. Proceedings of the European Wind Energy Conference held at Amsterdam, Netherlands, 14-18 October 1991. Amsterdam, Elsevier, 1991, Page: 251-255.

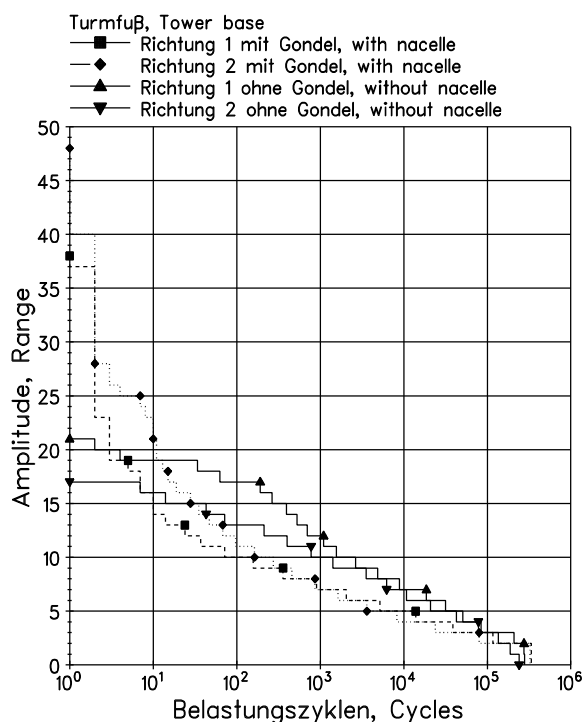


Abb. 7: Amplitudenspektrum des Biegemoments am Turmfuß, Richtungen WSW & SSO

Fig. 7: Range spectra of tower base bending moment in the directions WSW & SSE