

# Auswertung der synchronen Meßkampagnen von Wind- und Windkraftanlagendaten am Standort FH Ostfriesland, Emden

Evaluation of the Synchronous Campaigns of Collecting Wind and Wind Turbine Data at FH Ostfriesland, Emden

Liersch, Jan; Institut für Luft- und Raumfahrt, TU Berlin  
Hohlen, Harald; Fachbereich Maschinenbau, FH Ostfriesland  
Grobeleu, Stephan; Institut für Luft- und Raumfahrt, TU Berlin

## Summary

*Wind and stress measurements for the Enercon E18 wind power plant are discussed in the following article. The long-term regional wind conditions and the associated turbulence spectrum are presented as instantaneous measurements. With respect to the short-term measurements, attention is focused on the three-dimensional correlations constructed for each individual sensor and on the turbulence distribution measured by the two-dimensional array of sensors. Finally, the analysis of operational data enables the turbine's control behaviour to be described and the stress measurements at the blade roots permit evaluation of the turbine's characteristics to be expressed in terms of specific torque vs. tip speed ratio.*

## 1. Stand des Projektes

An der Fachhochschule Ostfriesland (Emden) finden an einer drehzahlvariablen, stallgeregelten 80-kW-Windkraftanlage und dem benachbarten Windmeßmast Untersuchungen zum Verhalten von Windkraftanlagen und den standortspezifischen Windverhältnissen mit den folgenden Schwerpunkten statt:

- Langzeitmessungen, Erfassung meteorologischer Daten und Statistik
- Kurzzeitmessungen des Windes
- Betriebsüberwachung und Erfassung des dynamischen Verhaltens der WKA

Sowohl die Windmessung als auch die Datenerfassung an der WKA sind automatisiert [1]. Die sechs Ultraschallanemometer (USA) und sechs Nebenmeßstellen werden kontinuierlich aufgezeichnet und erzeugen eine tägliche Datenmenge von ca. 11Mbyte. Die Rohdaten werden in das DEPRI-Datenformat [2] umgesetzt und in Stundendateien zusammengefaßt. Gleichzeitig werden sie statistisch ausgewertet und auf Fehler hin untersucht. Als Datenbasis stehen bisher insgesamt vier CD-ROM's mit Windmeßdaten zur Verfügung. Zur besseren Übersicht wurden Windkalender erstellt, welche die Verfügbarkeit der einzelnen Stunden, die Windklasse des Stundenmittels und die Windrichtung für jedes USA im Überblick zeigen.

## 2. Auswertung der meteorologischen Langzeitmessung

Das Gelände der FH liegt ca. 3km vom Emsdeich entfernt am Stadtrand; die Umgebung der WKA (Abstand zum Windmeßmast ca. 20m) ist geprägt von flacher Bebauung und einigen Baumreihen. Der Stadtkern ist nach Osten ca. 1 km entfernt und in unmittelbarer Nähe des Meßortes verläuft eine Straße mit Baumreihe von Ost nach West. Einzelne Bäume stehen süd-östlich. Die Gebäude der FH liegen nord-westlich, neu hinzugekommen ist Anfang 1998 der Neubau der FHO direkt im Norden.

### 2.1 Statistische Beschreibung des Standortes

Die Beschreibung des Windregimes für den Standort Emden ist in der Abb. 1 für die Höhe 30m zusammengefaßt (Nabenhöhe der E 18: 34.5m). Zugrunde liegen hierbei die gesammelten Daten vom 28. Juli 1997 bis zum 7. Juni 1998, wobei die Meßanlage für einen Zeitraum von insgesamt 29 Tagen keine Daten aufgezeichnet hat. Die mittlere Verfügbarkeit liegt demnach bei 90,5%. Für acht Windrichtungssektoren wurden aus den aufgezeichneten Windzeitreihen der beiden USA die 10-Minuten-Mittelwerte gebildet und die zugehörigen Windhistogramme sowie die jeweilige Turbulenzintensität der Windklasse ermittelt. Aus der Windenergie in der Mitte der Abb. 1 ist deutlich die Hauptwindrichtung Süd-West zu entnehmen; hier liegen sowohl die Maxima der Häufigkeit als auch der Windgeschwindigkeit bzw. der verfügbaren Energie. Die häufigste Windklasse liegt hier bei 5-6m/s. Für die schwächeren Sektoren (Nord, Nord-Ost) liegt das Maximum bei der Klasse 2-3m/s.

Die Turbulenz des Standortes liegt je nach Sektor zwischen 18% für südliche Windrichtungen und 25% für nördliche und nordwestliche Winde, was aufgrund der Geländestruktur zu erwarten war. Eine Erhöhung für die Windklasse 9-10m/s ist in Nord-West und Nord zu erkennen. Vermutlich handelt es sich hierbei um den Einfluß der vorstehenden Gebäude. Etwas schwächer erscheint der Effekt in östlicher und süd-östlicher Richtung, wo einzelne Bäume bis zur Meßhöhe heraufreichen.

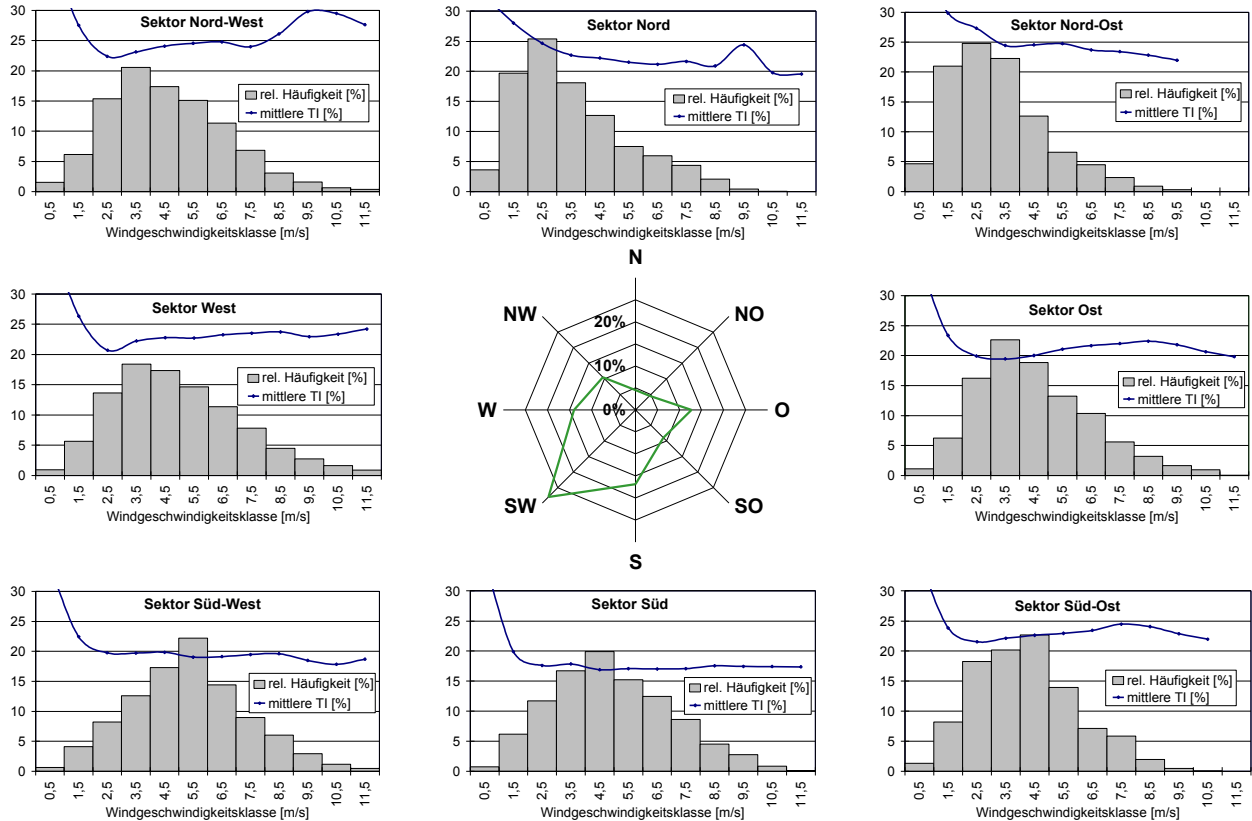


Abb. 1: Windenergieangebot und Turbulenzintensität am Meßmast FHO, Emden, nach Richtungssektoren geordnet für die Nabenhöhe der WKA E18 (34,5 m) sowie die Windenergieerose der Meßhöhe

Fig. 1: Wind energy distribution and turbulence at the wind measurement mast FHO, Emden, shared in sectors of direction for hub height of the WEC E18 (34.5 m) as well as the wind energy distribution.

In allen Sektoren ist eine starke Zunahme der Turbulenz für kleine Windgeschwindigkeiten zu erkennen, was auf die lokalen thermischen Effekte zurückzuführen ist. Deutlich ist aus der Windenergieerose ein Energieminimum bei höherer Turbulenz zu erkennen, das aus dem Nachlauf der WKA folgt.

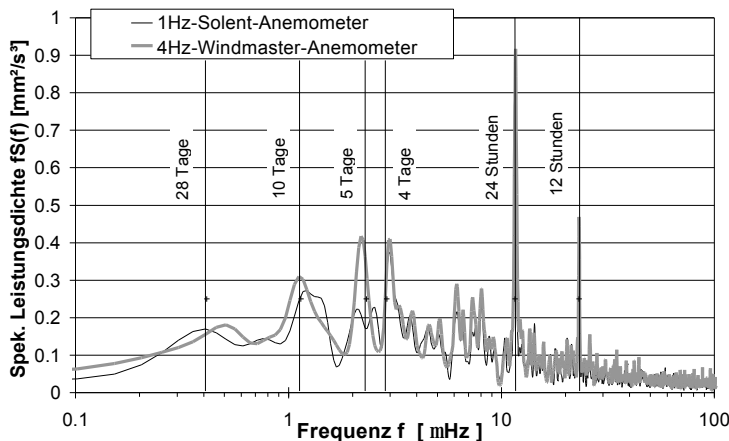


Abb. 2: Spektrale Leistung aus 10-Minuten-Mittelwerten in 30 m Höhe des FHO Windmeßmastes ("Emder Spektrum")

Fig. 2: Power Spectra Density of 10 minute-means at 30 m height of FHO wind measurement mast ("Emden Spektrum")

### 2.2 Auswertung im Frequenzbereich - das "Emder Turbulenzspektrum"

Die Darstellung der spektralen Leistung der Windgeschwindigkeit in 30 m Höhe beruht auf 10-Minuten-Mittelwerten der beiden Anemometertypen (Abb. 2). Der gezeigte Frequenzbereich liegt zwischen 0,1  $\mu$ Hz (115 Tage) und 0,1 mHz (2,7 Stunden).

Zusätzlich zur Frequenzachse sind einige typische Periodendauern dargestellt, die sich auch im ermittelten Spektrum deutlich identifizieren lassen. So liefern der Tagesgang (11,6µHz) und der 12-Stundengang (5,8µHz) ein deutliches Energiemaximum. Auch Wetteränderungen (4 u. 5 Tage) und die Mondzyklen (28 Tage) sind aus dem Spektrum zu entnehmen [3].

Für lange Periodendauern (kleine Frequenzen) wird die Abweichung der beiden Anemometer immer deutlicher. Bei kleiner werdenden Frequenzen strebt die Amplitude gegen den Mittelwert der Messung. Daraus läßt sich eine Abweichung in der Kalibrierung der Sensoren vermuten.

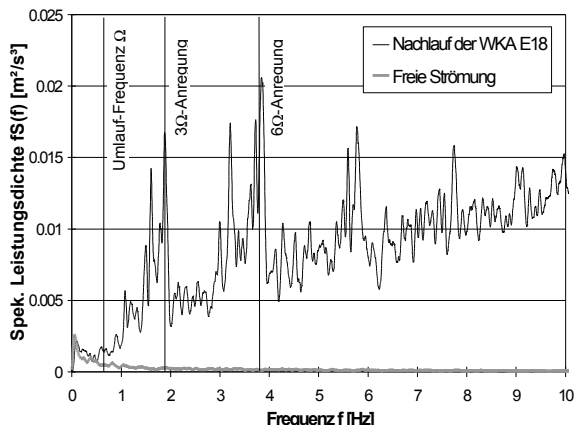


Abb. 3: Frequenzgang der Windgeschwindigkeit mit und ohne Nachlauf des WKA-Rotors  
 Fig. 3: Frequency response of wind velocity with and without rotor wake of the WEC

Für den Bereich von Frequenzen >4Hz wurden Messungen mit einem 100Hz-USA vorgenommen.

Hierbei war neben der Untersuchung von Böen an verschiedenen Standorten der Einfluß der WKA auf den Wind von Interesse. Abb. 3 zeigt einen Teil der Ergebnisse. Bei den Messungen wurde das USA an die Gondel angebracht (Abstand USA-Rotor ca. 30cm) und der Wind in einem Abstand von ca. 2m zur Nabe aufgenommen. Deutlich zu erkennen sind bei den Nachlaufmessungen die umlauf- und blattfrequenten Spitzen im Leistungsspektrum ( $\Omega, 3\Omega, 6\Omega$ ). Sowohl mit als auch ohne Nachlaufeinfluß läßt sich bei 0.1 Hz ein Energiemaximum ablesen. Dieses beruht auf der Turbulenz des Windes (typische Böendauer  $T=10s$ ).

### 3. Ergebnisse aus Kurzzeitmessungen des Windes

Durch Erweiterung des Windmeßmastes um weitere USA (4 Hz) in 20 und 30m Höhe wurde es möglich, Turbulenzmessungen des 2-dimensionalen Meßgitters und Korrelationen der Windrichtung sowie der Windgeschwindigkeitskomponenten für die verschiedenen Meßstellen vorzunehmen. Als Datenbasis dienen wiederum die Dateien im DEPRI-Format. Die 4 Hz- und 1Hz-Messdateien werden sowohl getrennt als auch gemeinsam untersucht, so daß Korrelationsmatrizen über die Höhe und über die vom Meßgitter aufgespannte Fläche erzeugt werden können. Die Korrelationsmatrizen des Meßgitters (4Hz- und 1Hz-Daten) werden sektorenweise untersucht (60°-Sektoren) und nach dem Stundenmittelwert der horizontalen Windgeschwindigkeit ( $v_{hor,30}$ ) klassiert. Tabelle 1 und 2 zeigen Korrelationswerte des Windes unterschiedlicher Höhen für die Hauptmeßrichtung (Auslegerausrichtung quer zur Hauptwindrichtung Süd-West, d.h. jedes USA wird "gleichzeitig" vom Wind angesprochen).

	ph30	Vh30	ph20	vh20	ph42	vh42	ph30	vh30	ph20	vh20	ph10	vh10
ph30	1	0,15	0,19	0	0,15	0,11	0,18	0,17	0,22	0,02	0,08	0,04
Vh30	0,15	1	0,1	<u>0,37</u>	0,08	<u>0,42</u>	0,08	<u>0,35</u>	0,13	<u>0,36</u>	0,02	<u>0,2</u>
ph20	0,19	0,1	1	0	0,17	0,11	0,23	0,18	0,28	0,02	0,04	0,03
vh20	0	0,37	0	1	-0,01	<u>0,34</u>	0,02	<u>0,31</u>	0,04	<u>0,54</u>	-0,03	<u>0,34</u>
ph42	0,15	0,08	0,17	-0,01	1	0,14	0,16	0,14	0,14	0,03	0,05	0,03
vh42	0,11	0,42	0,11	0,34	0,14	1	0,13	<u>0,4</u>	0,17	<u>0,34</u>	0,01	<u>0,26</u>
ph30	0,18	0,08	0,23	0,02	0,16	0,13	1	0,21	0,3	0,04	0,05	0,02
Vh30	0,17	0,35	0,18	0,31	0,14	0,4	0,21	1	0,22	<u>0,35</u>	0,03	<u>0,23</u>
ph20	0,22	0,13	0,28	0,04	0,14	0,17	0,3	0,22	1	0,03	0,08	0,01
vh20	0,02	0,36	0,02	0,54	0,03	0,34	0,04	0,35	0,03	1	-0,03	<u>0,36</u>
ph10	0,08	0,02	0,04	-0,03	0,05	0,01	0,05	0,03	0,08	-0,03	1	-0,08
Vh10	0,04	0,2	0,03	0,34	0,03	0,26	0,02	0,23	0,01	0,36	-0,08	1
4Hz-USA												
1Hz-USA												

Tab. 1: Korrelationsmatrix Sektor 20-80°, Windklasse 3-4 [m/s]  
 Tab. 1: Correlation matrix sector 20-80°, wind class 3-4 [m/s]

	ph30	vh30	ph20	vh20	ph42	vh42	ph30	vh30	ph20	vh20	ph10	vh10
ph30	1	0,07	0,24	0,01	0,32	0,07	0,48	0,09	0,38	0,04	0,18	0,01
Vh30	0,07	1	0,04	<u>0,51</u>	0,08	<u>0,54</u>	0,08	<u>0,61</u>	0,01	<u>0,54</u>	0,01	<u>0,37</u>
ph20	0,24	0,04	1	0,19	0,26	0,05	0,3	0,05	0,23	0,01	0,08	0,01
vh20	0,01	0,51	0,19	1	0,02	<u>0,47</u>	-0,02	<u>0,55</u>	-0,07	<u>0,52</u>	-0,03	<u>0,35</u>
ph42	0,32	0,08	0,26	0,02	1	0,11	0,47	0,05	0,24	0,02	0,1	0,04
vh42	0,07	0,54	0,05	0,47	0,11	1	0,03	<u>0,63</u>	0	<u>0,45</u>	0,01	<u>0,27</u>
ph30	0,48	0,08	0,3	-0,02	0,47	0,03	1	0,1	0,48	0,07	0,15	0,07
Vh30	0,09	0,61	0,05	0,55	0,05	0,63	0,1	1	0,07	<u>0,67</u>	0,07	<u>0,36</u>
ph20	0,38	0,01	0,23	-0,07	0,24	0	0,48	0,07	1	0,09	0,25	0,1
vh20	0,04	0,54	0,01	0,52	0,02	0,45	0,07	0,67	0,09	1	0,12	<u>0,46</u>
ph10	0,18	0,01	0,08	-0,03	0,1	0,01	0,15	0,07	0,25	0,12	1	0,08
Vh10	0,01	0,37	0,01	0,35	0,04	0,27	0,07	0,36	0,1	0,46	0,08	1
4Hz-USA												
1Hz-USA												

Tab. 2: Korrelationsmatrix Sektor 200-260°, Windklasse 3-4 [m/s]  
 Tab. 2: Correlation matrix sector 200-260°, wind class 3-4 [m/s]

In den Korrelationsmatrizen sind die 1Hz- und 4Hz-Messdateien zusammengefaßt (4Hz-USA: ph30 bis vh20; 1Hz-USA: ph42 bis vh10) und für die Windrichtungskomponente  $ph_{xx}$  und die horizontale Windgeschwindigkeit  $vh_{xx}$  aufgetragen. Ebenso wie in Abb. 1 ist auch in den Korrelationsmatrizen der Einfluß der WKA zu erkennen. Die erhöhte Turbulenzintensität aus dem Nachlauf der WKA führt zu geringeren Korrelationswerten für diesen Sektor ( $z_0=1.2m$ ). Der Sektor  $200^\circ-260^\circ$  ist dagegen relativ frei von Hindernissen ( $z_0=0.6m$ ) und weist insbesondere bei den horizontalen Windgeschwindigkeitskomponenten eine höhere Korrelation auf. Ebenfalls wird deutlich, daß die Korrelation zweier Meßstellen mit wachsendem Abstand, d.h. der Entfernung von der Hauptdiagonalen, abnimmt.

**4. Ergebnisse aus der Überwachung und der Datenerfassung der Enercon E18**

Neben den meteorologischen Daten konnten im Rahmen einer Studienarbeit [4] die in mehreren Meßkampagnen aufgezeichneten Belastungsdaten der Windkraftanlage analysiert werden. Hierzu war vorab die Kalibrierung der in den Rotorblättern einlamierten Dehnungsmeßstreifen (DMS) notwendig. Die Kalibrierung fand zunächst für die Schwenkrichtung statt. Dabei wurden die bekannten Rotorblattmassen und -schwerpunkte mit den im Trudellauf aufgezeichneten Spannungsausschlägen der DMS in Zusammenhang gebracht. Mehrere Signalgeber waren für die Auswertung notwendig, so z. B. der Aufnehmer für die Blattposition, mit dem es erst möglich war, jedem Meßwert der DMS ein eindeutig berechnetes Blattbiegemoment zuzuordnen. Obwohl bei der Kalibrierkampagne auf Windstille geachtet wurde, mußte der Windeinfluß bei der Auswertung berücksichtigt werden.

Aus dem so ermittelten Rotormoment und den simultan aufgezeichneten Signalen der Windgeschwindigkeit  $v$ , der Rotordrehzahl  $n$  und der elektrischen Leistung  $P$  konnte das Regelverhalten und die dimensionslose Kennlinie des Momentenbeiwerts in Abhängigkeit von der Schnellaufzahl ermittelt werden. Die Abhängigkeit des Windes, der sich einstellenden Rotordrehzahl und der vom Synchrongenerator erzeugten elektrischen Leistung läßt sich anhand folgender Diagramme veranschaulichen:

Auffällig sind in der Abb. 4 die drei klar voneinander abgetrennten Bereiche: der erste beginnt bei einer Drehzahl von etwa 22 1/min und liegt bis ca. 37 1/min in kubischer Natur vor ( $\sim n^3$ ). Im Bereich II optimiert die Regelung die Leistungsentnahme an das Rotorkennfeld. Sobald die maximale Drehzahl von etwa 48 1/min erreicht wird, steigt die Leistungsentnahme drastisch im dritten Bereich an. Hierin finden starke regelungsbedingte Leistungs- und Drehzahlschwankungen innerhalb der Grenzen maximaler Drehzahl, des maximalen Drehmoments und der maximalen elektrischen Leistung statt. Nach Auswertung der aufgezeichneten Signale der DMS im Blattwurzelbereich kann die dimensionslose Momentenkennlinie  $c_m(\lambda)$  teilweise dargestellt werden (Abb. 5). Grund für die Lücken sind während der Meßkampagne nicht erreichte Betriebszustände. Die starke Streuung der Meßwerte der eingezeichneten Kurve ist z. T. auf kurzfristige dynamische Vorgänge, aber auch auf Übertragungs-

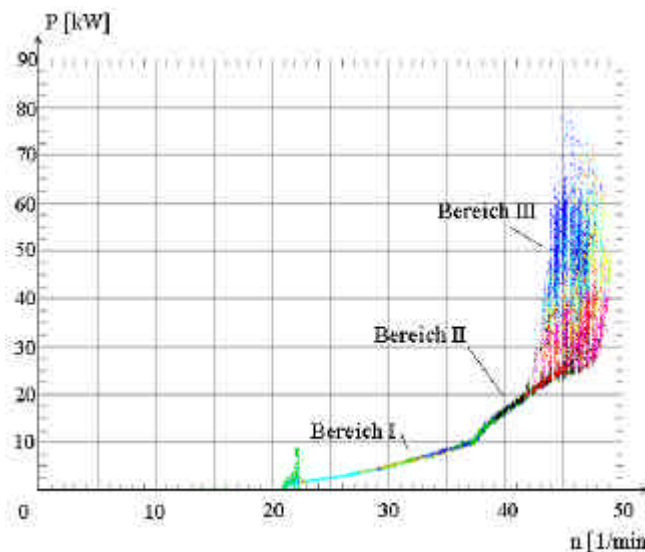


Abb. 4: Elektrische Leistungskurve der WKA E18

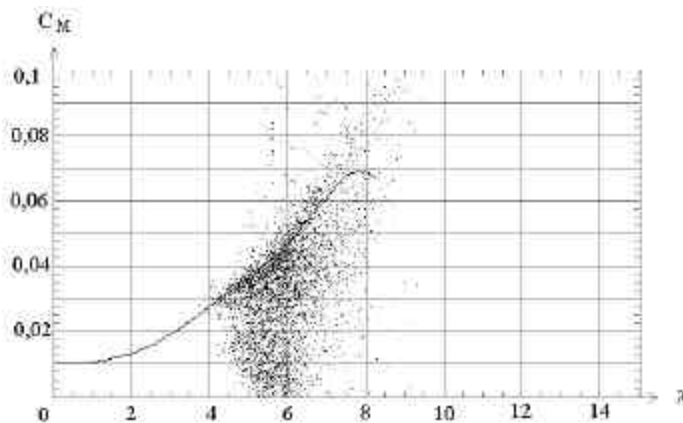


Abb. 5: Dimensionsloses Rotormoment  $c_m(I)$  der E18 aus Spannungsmessungen an der Blattwurzel

Fig. 5: Non-dimensional rotor momentum  $c_m(I)$  of E18 measured by blade root stress

fehler von der Telemetrie zurückzuführen. Sowohl eine stärkere Mittelung der Signale als auch eine sinnvolle Auswahl der erfaßten Daten könnten den Streueffekt stark einschränken.

### 5. Schlußbemerkungen und Ausblick auf weiterführende Arbeiten

Das "Emder Spektrum" wird aufgrund der noch weiter laufenden Messungen immer weitere, tiefere Frequenzen erfassen und auch die höheren Frequenzen bekommen mit der Zeit eine immer bessere statistische Grundlage - das "Emder Spektrum" wird also mit der Zeit "immer wahrer" werden. Die Erfassung höherer Frequenzen jenseits von 4 Hz ist mit einem USA mit einer Abtastfrequenz von 100 Hz möglich. Eine Studienarbeit zu diesem Aspekt wird z. Z. gerade durchgeführt. Mit einigem Aufwand sind Momentenkennfelder des Rotors aus DMS-Messungen zu generieren. Besonders schwierig bzw. fehleranfällig ist dabei die Kalibrierung der Meßtechnik (Sensor und Telemetrie), insbesondere bei längerem Einsatz im Freifeld, da hier auch zeitliche Veränderungen von Meßtechnik und Anlage selbst eine Rolle spielen. Weiterhin hilft nur Geduld, wenn es darum geht, seltener auftretende Konditionen einzufangen, wie z. B. höhere mittlere Windgeschwindigkeiten, Böentypen oder extreme Winddrehungen. Programme zur Darstellung und automatischen Verarbeitung sind verfügbar und werden weiter ausgebaut, so ist z. B. ein "Digitaler Filter" zur erweiterten Suche hinsichtlich bestimmter Aspekte im Datenbestand in Vorbereitung.

### 6. Literatur

- [1] Hohlen, H., Liersch J.: Synchrone Meßkampagnen von Wind- und Windkraftanlagen-Daten am Standort FH Ostfriesland, Emden. DEWI Magazin Nr. 12, Wilhelmshaven, Februar 1998.
  - [2] Pahlke, T.; Waldl, H.; Strack, M.: DEPRI-Datenformat 1.10, Referenz, DEWI, Wilhelmshaven, 1997.
  - [3] Van der Hoven, I.: Power Spectrum of Horizontal Wind Speed in the Frequency Range from 0,0007 to 900 Cycles per Hour. Journal of Meteorology Vol. 14, p.160-164, 1957.
  - [4] Grabeleu, S.: Erstellung der charakteristischen  $c_p(\lambda)$ -Kennlinie für die Windkraftanlage Enercon E18 (Standort FHO Emden), Studienarbeit TU Berlin, ILR, 1998.
-