

# Neue Verfahren zur Regelung von Windkraftanlagen

von Peter Caselitz,  
Jochen Giebhardt,  
Thomas Krüger,  
Manfred Mevenkamp,  
Josef Petschenka und  
Mario Reichardt

## Überblick

Aktuelle Entwicklungen in der Windkraftanlagentechnik zielen unter anderem auf den zuverlässigen automatischen Betrieb und eine hohe Lebensdauer der Anlagen. Neuere Arbeiten des ISET zum Entwurf verbesserter Regelungsverfahren und zum Einsatz von Fehlerfrüherkennungssystemen tragen zu dieser Entwicklung bei.

Der Beitrag stellt Ergebnisse der aktuellen Forschungs- und Entwicklungsarbeiten auf den Gebieten der Regelung und der Fehlerfrüherkennung in Windkraftanlagen vor. Er beschreibt weiterhin das Konzept eines integrierten Meß- Regel- und Überwachungssystems, dessen Einsatz in einem Prototyp der neuen Großwindkraftanlage TW 1.5 geplant ist.

Important aims of the development in today's wind energy technology are reliable automatic operation and an increase of wind turbine lifetime. Recent work of ISET concerning the design of innovative control schemes and the installation of fault detection systems contribute to this development.

This paper presents results of current research and development activities in the fields of control and fault detection in wind energy converters. In addition, the concept of an integrated measurement, control and supervision system is described, which will be implemented in a prototype of the new megawatt size wind turbine TW 1.5.

- die Optimierung der Konstruktion zur Erzielung niedriger Turmkopfgewichte,
- der Einsatz direkt angetriebener Hochpolgeneratoren,
- verbesserte Regelungs- und Überwachungsverfahren.

Die hier vorgestellten Verfahren zur Regelung und Fehlerfrüherkennung zielen in erster Linie auf die Reduktion von Beanspruchungen und die Steigerung der Zuverlässigkeit von Windkraftanlagen. Durch angepaßte Regelungsverfahren können die mechanischen Belastungen der WKA reduziert werden, so daß ein geringerer Materialeinsatz bei der Konstruktion ohne Beeinträchtigung der Lebensdauer ermöglicht wird. Daneben bietet die Fehlerfrüherkennung die Möglichkeit, mechanische Defekte an der Anlage rechtzeitig zu erkennen, um das Ausmaß von Schäden und die damit verbundene Belastung aller übrigen Komponenten zu verringern. Hinzu kommt eine Verringerung des Wartungsaufwands und der Stillstandszeiten, da durch frühzeitige Fehlererkennung notwendige Instandsetzungsarbeiten planbar werden.

Die Entwicklung der Regelungs- und Überwachungsverfahren stützt sich auf theoretische Untersuchungen, Simulationen und Messungen an Experimentieranlagen und Prototypen. Der vorliegende Beitrag stellt Ergebnisse dieser Arbeiten vor.<sup>1</sup>

## 1. Einleitung

In den vergangenen Jahren hat die Nutzung der Windenergie einen deutlichen Aufschwung genommen. Dabei nahm die Größe der in Serie gefertigten Anlagen beständig zu ([Abbildung 1](#)). Zur Zeit sind auf dem europäischen Markt Windkraftanlagen (WKA) mit einer elektrischen Nennleistung von 500 bis 1.500 kW und einem Rotordurchmesser zwischen 40 und 65 m am stärksten präsent. Sie werden von den Betreibern aufgrund ihrer höheren Wirtschaftlichkeit bevorzugt.

Obwohl Windkraftanlagen bereits heute einen hohen technischen Stand erreicht haben, gibt es vor allem bei großen Anlagen noch ein hohes Entwicklungspotential. Vielversprechende Ansätze für die weitere Entwicklung sind unter anderem

## 2. Regelung von Windkraftanlagen

Bei den ersten in Serie produzierten Windkraftanlagen standen zunächst die mechanische Robustheit und der möglichst einfache Aufbau im Vordergrund. Die Anlagen der ersten Generation kamen praktisch ohne Regelung aus. Sie wurden drehzahlstarr am Netz betrieben, und die Rotoren waren so ausgelegt, daß die Leistungsaufnahme aus dem Wind ab einer bestimmten Windgeschwindigkeit durch Einsatz des Strömungsabrisses (Stall) automatisch begrenzt wurde.

Dipl.-Ing. Peter Caselitz ist Leiter, Dipl.-Ing. Jochen Giebhardt, Dipl.-Ing. Thomas Krüger, Dr.-Ing. Manfred Mevenkamp, Dipl.-Ing. Josef Petschenka und Dipl.-Ing. Mario Reichardt sind wissenschaftliche Mitarbeiter in der Abteilung Regelungstechnik am Institut für Elektrische Energieversorgungstechnik e.V. (ISET), Kassel.

<sup>1</sup> Gefördert vom BMBF und vom Land Hessen, in Zusammenarbeit mit der Tacke Windtechnik GmbH, Salzbergen, und der Carl Schenk AG, Darmstadt.

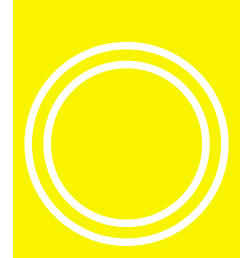


Abbildung 1: Großwindkraftanlage TW 1.5 der Tacke Windtechnik GmbH. Eine Anlage dieses Typs wird mit der neuen Regelungstechnik sowie einem Fehlerfrüherkennungssystem ausgestattet.

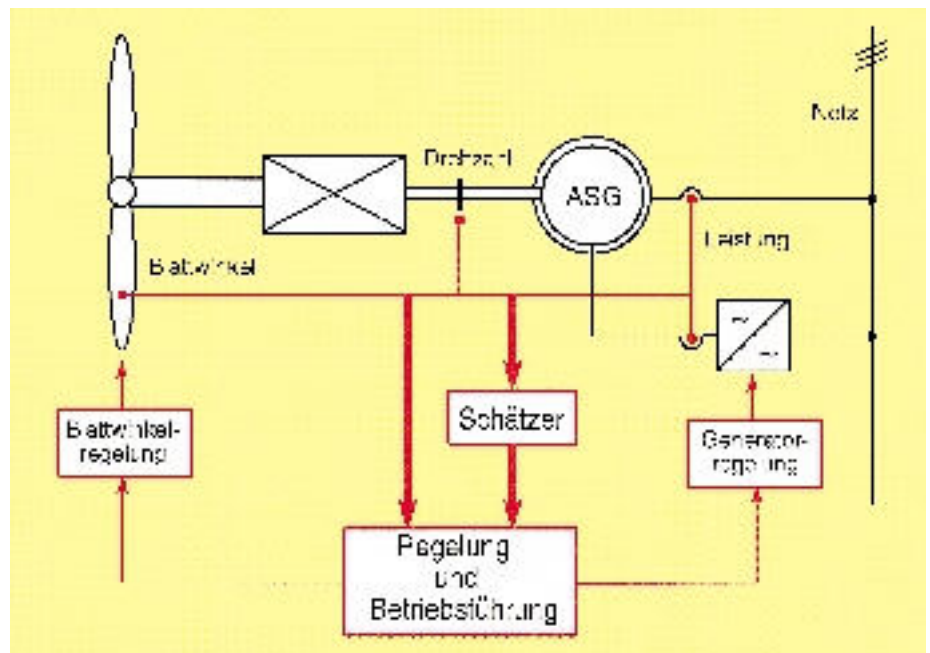
Als Variante zu den Stall-Anlagen wurden Anlagentypen mit verstellbaren Rotorblättern entwickelt. In diesem Fall muß eine aktive Regelung eingesetzt werden, die die Leistungsaufnahme bei hohen Windgeschwindigkeiten durch Nachführung des Blattwinkels begrenzt. Auf diese Weise läßt sich eine bedeutend bessere Leistungscharakteristik erzielen als mit Stall-Anlagen.

Eine Erweiterung der Anlagentechnik begann mit der Einführung drehzahlvariabler Generatorsysteme. Im Gegensatz zu der bis dahin überwiegend eingesetzten direkt netzgekoppelten Asynchronmaschine kann bei drehzahlvariablen Generatorsystemen das Drehmoment über einen elektrischen Umrichter gesteuert werden. Damit sind zwei grundlegende Vorteile verbunden: Zum einen ist es möglich, die Drehzahl des Rotors an die momentane Windgeschwindigkeit anzupassen, um auf diese Weise den aerodynamischen Wirkungsgrad des Rotors zu erhöhen. Der zweite, entscheidende Vorteil drehzahlvariabler WKA liegt aber in der Möglichkeit, den Rotor als

kurzzeitigen Zwischenspeicher für mechanische Energie zu nutzen.

Mit dem Anlagenkonzept erweiterten sich auch die Anforderungen an die

Abbildung 2: Regelungsstruktur einer Windkraftanlage mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator

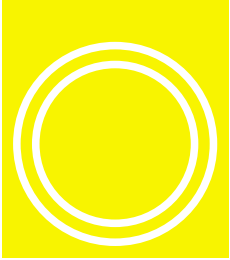


Regelung, die jetzt neben der Begrenzung der elektrischen Leistungsabgabe auch die Begrenzung der Drehzahl, die Vergleichmäßigung der Leistungsabgabe und die Maximierung des Wirkungsgrads im Teillastbereich gewährleisten mußte. Die heute üblichen Regelkonzepte [1][2] resultieren weitgehend aus den Forschungsarbeiten zum GROWIAN und zur WKA-60-II: Kurzfristige Windböen werden bevorzugt durch eine Variation der Rotordrehzahl ausgeglichen, während auf längerfristige Änderungen der Windgeschwindigkeit durch Verstellung der Rotorblätter reagiert wird.

Abbildung 2 zeigt das Prinzipschaltbild einer modernen Windkraftanlage mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator. Bei diesem Generatorsystem wird das Drehmoment über einen elektrischen Umrichter im Rotorkreis des Generators gesteuert. Dieser Stelleingriff wird, ebenso wie die Verstellung der Rotorblätter, von einer zentralen Regelungseinrichtung koordiniert, deren Struktur und Wirkungsweise im weiteren Verlauf beschrieben wird.

### 2.1 Neue Verfahren zur Regelung von WKA

Seit 1990 untersucht ISET verschiedene Möglichkeiten, mit Hilfe neuer Regelungs- und Betriebsführungskonzepte – zusätzlich zu den o.g. Rege-



lungszielen – die mechanische Beanspruchung der Windkraftanlage zu reduzieren. Bei einer Verringerung der Dauerbeanspruchung kann einerseits eine Verlängerung der Lebensdauer erreicht werden, andererseits kann schon bei der Konstruktion der Anlage die reduzierte Belastung berücksichtigt werden. Besonders bei großen WKA der MW-Klasse besteht dabei ein hohes Potential zur Kostenreduktion.

Im Unterschied zu den üblichen Regelungsverfahren sind die neuen Verfahren so konzipiert, daß die Entstehung von Belastungsspitzen am Rotor durch den unmittelbaren Einsatz der Blattverstellung vermieden wird. Dadurch können auch die Rotorblätter, die zu den am stärksten belasteten Komponenten zählen, vor Überlastung geschützt werden. Dieses Verfahren eignet sich besonders für moderne Anlagen mit relativ leichten Rotorblättern, bei denen die Entlastung des Triebstrangs durch Eingriff auf die Rotordrehzahl aufgrund des geringeren Rotorträgheitsmoments schwerer möglich ist. An die Eigenschaften der Blattverstellung werden dabei keine besonderen Ansprüche gestellt, obgleich die erreichbare Regelgüte ebenso wie bei konventionellen Regelkonzepten von der Dynamik der Blattverstellereinrichtung abhängt.

Aus verschiedenen Gründen läßt sich diese neue Regelungsstrategie nur mit veränderten Regelkreisstrukturen umsetzen. Da die mechanische Belastung sowie die aktuelle Leistungsaufnahme des Rotors nicht unmittelbar meßbar sind, werden speziell entwickelte Schätzerverfahren eingesetzt, mit deren Hilfe die momentanen Belastungskenngrößen des Rotors berechnet werden.

Eine Prinzipdarstellung der neu entwickelten Regelungsstruktur zeigt Abbildung 2. Durch geeignete Meßeinrichtungen erhält der Regler kontinuierliche Informationen über den Zustand der Anlage. Typische Meßgrößen sind

- die Generator Drehzahl,
- die elektrische Leistungsabgabe des Generators,
- der Einstellwinkel der Rotorblätter.

Im Unterschied zu konventionellen Regelungsverfahren werden aus diesen

Meßgrößen in einem Schätzer zusätzliche Betriebsdaten ermittelt. Diese sind zum Beispiel

- die aktuelle Leistungsaufnahme des Rotors,
- die Biegebelastung der Rotorblätter,
- die mittlere im Rotorkreis wirksame Windgeschwindigkeit.

Aus den Meß- und Schätzgrößen werden in der zentralen Regelung Stellensignale ermittelt. Die Ansteuerung der Blattverstellung und des Stromrichters erfolgt über unterlagerte Regelkreise.

## 2.2 Verifikation der Ergebnisse durch Experimente

Zum Testen der entwickelten Regler sowie zur Verifikation der Simulationsmodelle steht ISET eine 30 kW-Experimentieranlage im Windenergiepark Vogelsberg zur Verfügung. Diese Anlage besitzt eine frei programmierbare Regelung und ist mit einer umfangreichen Sensorik zur Erfassung der mechanischen Beanspruchung ausgerüstet.

In einem gemeinsamen Forschungsvorhaben mit dem Fraunhofer-Institut für Betriebsfestigkeit (Fraunhofer LBF) in Darmstadt wurde zunächst untersucht, wie sich die Beanspruchung der Experimentieranlage bei Betrieb mit

variabler Rotordrehzahl im Vergleich zu drehzahlstarrer Betrieb verändert. Dazu wurde die Experimentieranlage in beiden Betriebsarten jeweils ein Jahr lang vermessen. Anhand der Belastungskollektive, die während dieser Phasen ermittelt werden, kann die langfristige Materialbeanspruchung bestimmt werden.

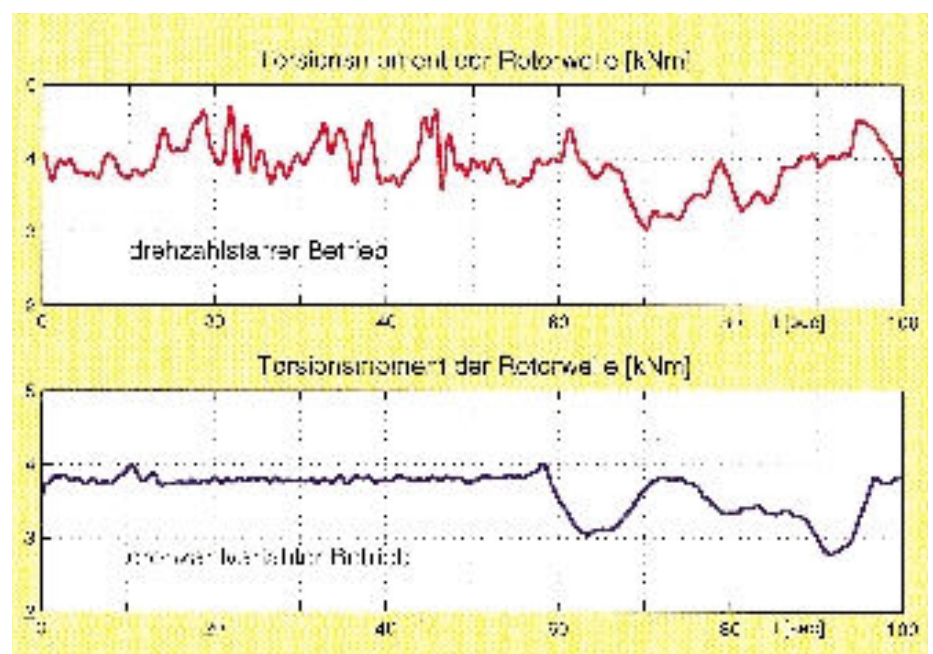
Abbildung 3 zeigt typische gemessene Zeitverläufe des Torsionsmoments der Rotorwelle im drehzahlvariablen Betrieb und im drehzahlstarreren Betrieb. Im drehzahlvariablen Betrieb sind sowohl Amplitude als auch Häufigkeit der Lastwechsel wesentlich geringer, die mechanische Beanspruchung ist reduziert.

In Abbildung 4 sind die langfristig an den Rotorblättern entstandenen Beanspruchungen in Form von Belastungskollektiven dargestellt. Auch hier ist erkennbar, daß im drehzahlvariablen Betrieb bei geeignet ausgelegter Regelung geringere Lastamplituden auftreten.

## 2.3 Reglerentwurf

Ein besonderer Schwerpunkt der Entwicklungsarbeiten liegt auf dem Gebiet der mathematischen Modellbildung. Zuverlässige und detaillierte

Abbildung 3: Typischer Verlauf der Rotorwellenbelastung aus zwei unterschiedlichen Messungen an der ISET-Experimentieranlage. Im drehzahlvariablen Betrieb (unten) stellt sich eine wesentlich gleichmäßigere Belastung ein als im drehzahlstarreren Betrieb (oben).



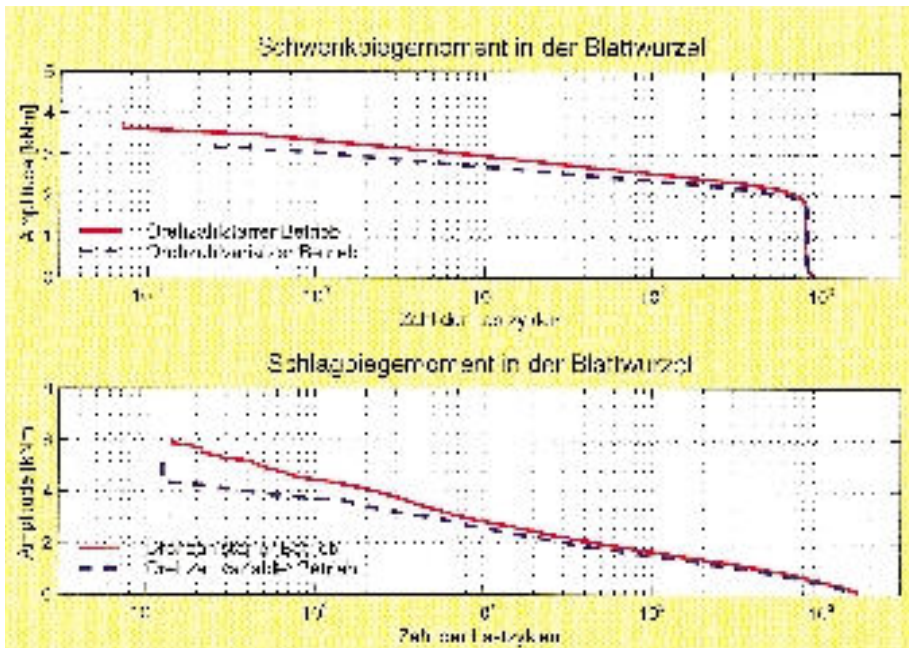
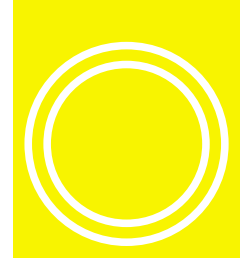
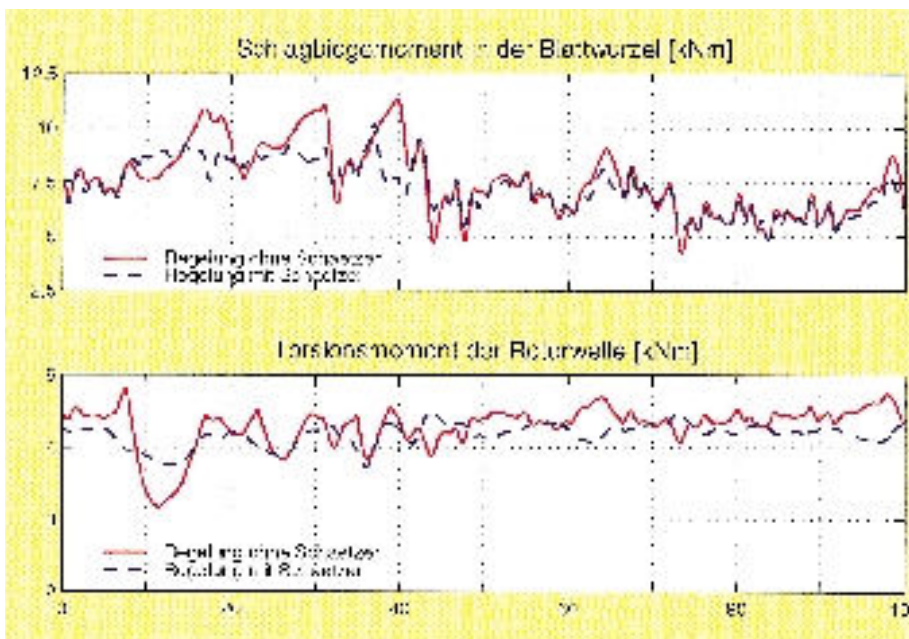


Abbildung 4: Belastungskollektive der an den Rotorblättern auftretenden Biegemomente, ermittelt an der ISET-Experimentieranlage für Windgeschwindigkeiten zwischen 9 und 11 m/s. Die Kollektive beziehen sich auf die in Umfangsrichtung wirkenden Schwenkbiegemomente (oben) sowie die in Richtung der Rotorachse wirkenden Schlagbiegemomente (unten) [4].

Abbildung 5: Simulation der mechanischen Belastung mit unterschiedlichen Regelungskonzepten. Das obere Bild zeigt den Verlauf des Schlagbiegemoments in der Blattwurzel, unten ist das Torsionsmoment der Rotorwelle dargestellt.



Modelle der Windkraftanlage werden vor allem für die Simulation des Gesamtsystems und für die Entwicklung der Schätzalgorithmen benötigt.

Zur Auslegung der freien Reglerparameter wird ein Verfahren zur Optimierung eines vektoriiellen Gütekriteriums

eingesetzt [5]. Dazu werden die wichtigsten Qualitätsmerkmale des Regelkreises,

- die langfristige Energieabgabe,
- die Netzverträglichkeit,
- die mechanische Beanspruchung, und
- der Aufwand zur Blattverstellung,

ermittelt und unter Berücksichtigung der Zielvorgaben schrittweise verringert. Über die Wahl der Gütekriterien und Zielvorgaben ist es möglich, den Entwurf auf die Windverhältnisse am jeweiligen Standort und die Netzbedingungen abzustimmen.

### 2.4 Simulationsergebnisse

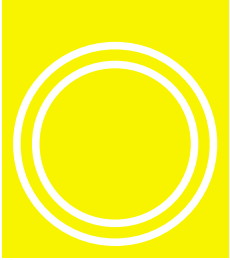
Die durchgeführten Untersuchungen zeigen, daß die neuen Regelungsverfahren zu einer signifikanten Reduktion der mechanischen Beanspruchungen vor allem im Bereich mittlerer Windgeschwindigkeiten führen. **Abbildung 5** zeigt eine Simulation zentraler Belastungsgrößen an einer 30 kW-Windkraftanlage, die sich mit den unterschiedlichen Regelungsverfahren ergeben. Am Verlauf des Schlagbiegemoments wird erkennbar, daß das neu entwickelte Regelungskonzept mit integriertem Schätzer besser in der Lage ist, Belastungsspitzen abzubauen. Auch der Verlauf des Torsionsmoments ist insgesamt bedeutend gleichmäßiger als bei Einsatz der bekannten Verfahren.

### 3. Fehlerfrüherkennung in Windkraftanlagen

#### 3.1 Konzept der Fehlerfrüherkennung

Der sichere automatische Betrieb von Windkraftanlagen erfordert neben zuverlässigen Regelungsverfahren eine kontinuierliche Überwachung der Anlagenfunktion. Moderne Windkraftanlagen verfügen über redundante Sicherheitssysteme, mit denen der Rotor gebremst und die Anlage abgeschaltet werden kann. Ausgelöst wird eine solche Sicherheitsabschaltung durch Rüttelschalter oder durch die Anlagensteuerung bei Vorliegen unzulässiger Betriebszustände (z.B. Überlast).

Viele Hersteller bieten heute zusätzlich Systeme zur Fernüberwachung an. Diese tragen vor allem zu einer Verkürzung der Stillstandszeiten bei, da bei einer Fehlfunktion der Anlage Betreiber und Hersteller direkt via Modem benachrichtigt werden können. Außerdem erlauben diese Einrichtungen eine Fernabfrage aktueller Betriebskenngrößen wie Leistung, Windgeschwindigkeit, Drehzahl, Betriebsdruck der Hydraulik, Temperaturen etc.



Weitergehende Perspektiven für die effiziente Wartung und Instandhaltung eröffnet die Fehlerfrüherkennung (FFE). Sie basiert auf einer detaillierten Auswertung von Meßsignalen, so daß erste Anzeichen eines Fehlers bereits wahrgenommen werden, bevor ein gravierender Schaden entsteht. Daraus ergibt sich eine Verringerung der Schadensausmaße und die Möglichkeit einer zustandsorientierten Wartung, die notwendige Instandsetzungsarbeiten planbar macht und somit zu einer weiteren Verkürzung der Stillstandszeiten beiträgt [6][7][8].

Abbildung 6 zeigt eine Übersicht möglicher Fehler in einer Windkraftanlage. Prinzipielle Fehlerquellen in den wesentlichen WKA-Komponenten (Rotor, Triebstrang, Turm) sind Ermüdung, Abnutzung und Lockerung. Bevor derartige Fehler zu Schäden und damit verbundenen Betriebsausfällen führen, gibt es in der Regel ein Stadium kleinerer Fehlerwirkung, in dem mit geeigneten meßtechnischen Methoden eine Diagnose der Fehler möglich ist. Der so gewonnene zeitliche Spielraum kann zur frühzeitigen Planung und Durchführung von Instandsetzungsarbeiten genutzt werden.

Die prinzipielle Struktur eines FFE-Systems weist 3 aufeinander aufbauende funktionale Einheiten auf (Abbildung 7). Grundlage des Systems ist die kontinuierlichen Erfassung von Meßsignalen im laufenden Betrieb einer Anlage. Die Meßdaten werden zu fehlerbezogenen Merkmalen (Fehlerkenngrößen) aufbereitet, aus denen schließlich eine Diagnose bezüglich des aktuellen Zustands der Anlage und gegebenenfalls eine Maßnahme zur Fehlerbehandlung abgeleitet wird. Voraussetzung für die Auslegung der Signalverarbeitung und der Fehlerdiagnose ist die genaue Kenntnis des dynamischen Verhaltens der Anlage im Normalbetrieb und in den verschiedenen Fehlerzuständen.

Die Fehlerfrüherkennung in Windkraftanlagen stützt sich im wesentlichen auf Methoden der Schwingungsanalyse (Spektralanalyse). Diese Verfahren haben sich gerade bei der Fehlerdiagnose an rotierenden Maschinen (z.B. Turbinen) bewährt. Fehler in rotierenden Anlagen verursachen jeweils charakteristische periodische Anre-

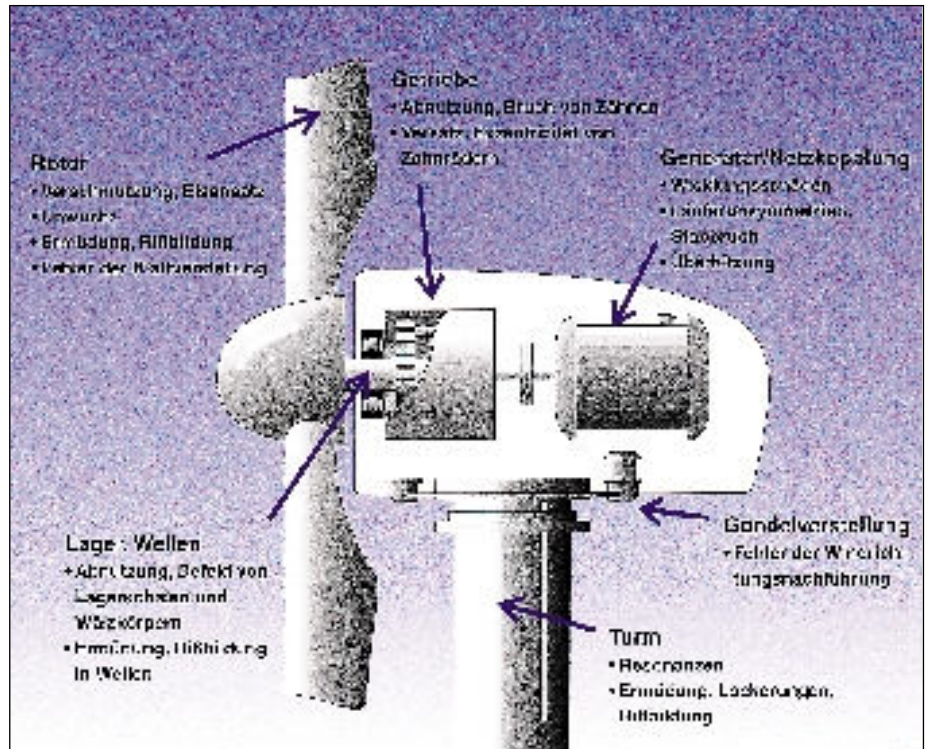
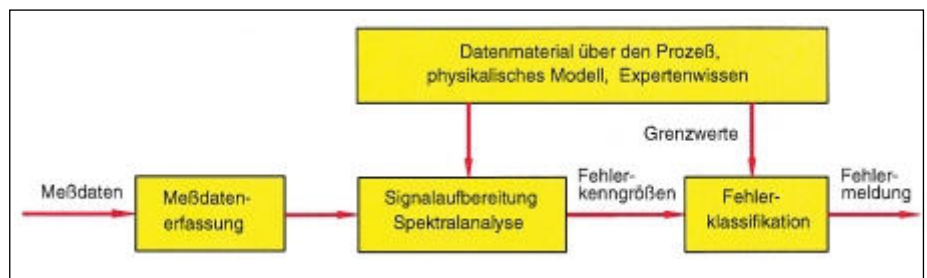


Abbildung 6: Ziel der Fehlerfrüherkennung ist die Erkennung sich anbahnender Schäden in den Hauptkomponenten einer Windkraftanlage.

Abbildung 7: Prinzipielle Struktur eines Fehlerfrüherkennungssystems. Die Berechnung und Bewertung der Fehlerkenngrößen erfordert eine detaillierte Kenntnis der Prozeßdynamik.



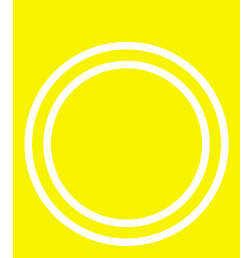
gungen, so daß durch Überwachung der damit verbundenen Schwingungen eine frühzeitige Diagnose möglich ist. Die genaue Analyse der verschiedenen Fehlerursachen, ihrer charakteristischen Anregungen und der bei fortschreitender Ausprägung des Schadens auftretenden Phänomene ist daher eine wesentliche Voraussetzung für die Auswahl geeigneter Meßgrößen und die Auslegung der Schwingungsdiagnose. In der aktuellen Entwicklung eines FFE-Systems für Windkraftanlagen werden dazu folgende Ansätze verfolgt:

- Simulation der Strukturschwingungen von WKA auf der Basis von Finite-Elemente-Modellen, Nachbildung von Fehlern in der Simulation;

- Durchführung von Experimenten an einer Testanlage mit gezielt herbeigeführten Fehlerzuständen;
- Umfangreiche Messungen an Anlagen unterschiedlichen Typs im laufenden Betrieb;

Wie beim Regelungsentwurf spielt auch bei der Entwicklung der Fehlerfrüherkennung die Simulation des dynamischen Anlagenverhaltens eine wichtige Rolle. Mit der Computersimulation lassen sich beispielsweise auch solche Fehler untersuchen, deren experimentelle Nachbildung mit einem zu großen Risiko für die Anlage verbunden wäre (z.B. Wellenanriß).

Die folgenden Abschnitte beschreiben einige der durchgeführten Messungen



und Experimente an der Testanlage sowie ein Beispiel für die Auswertung von Körperschallmessungen am Triebstrang einer WKA.

### 3.2 Erkennung von Fehlern am Rotor einer WKA

Ein wesentlicher Bestandteil der Fehlerfrüherkennung ist die Überwachung des Rotors bezüglich Ermüdung, Unwucht, aerodynamischer Fehler, etc. Die Auswirkungen solcher Fehler wurden in mehreren Experimenten an der Testanlage im Windenergiepark Vogelsberg untersucht. Ein Schwerpunkt der Untersuchungen war die Verwendung einfach und robust erfaßbarer Meßgrößen. So ist es beispielsweise aus Kostengründen bei Serienanlagen kaum möglich, Meßaufnehmer unmittelbar auf dem Rotor zu plazieren. Mit Hilfe der Experimente wurden Verfahren entwickelt, die eine Diagnose verschiedener Rotorfehler anhand von Messungen der Leistung und der Turmschwingungen erlauben.

In den Experimenten an der Testanlage wurden durch geeignete Manipulationen u.a. folgende Fehler herbeigeführt:

- Unwucht des Rotors (Zusatzmasse auf einem Rotorblatt),
- aerodynamische Beeinträchtigung eines Rotorblattes (Rauigkeit durch Klebestreifen),
- Gondelfehlstellung, d.h. Schräg- blasung des Rotors.

Die Spektralanalyse der durchgeführten Messungen zeigt, daß Unwucht und aerodynamische Unsymmetrie u.a. zu einem signifikanten Anstieg der mit Rotordrehfrequenz auftretenden Leistungsschwankungen führen. In **Abbildung 8** sieht man, daß die Amplitude im Spektrum der Leistung bei ca. 1,4 Hz (Rotordrehfrequenz der Testanlage) bei beiden Fehlern gegenüber dem Normalbetrieb um einen Faktor 5-10 ansteigt. Damit ist eine Erkennung dieser Fehler praktisch ohne zusätzlichen meßtechnischen Aufwand möglich, da das Leistungsmesssignal üblicherweise in der Anlagensteuerung zur Verfügung steht.

Aussagekräftige Fehlerkenngrößen lassen sich auch aus der Messung der

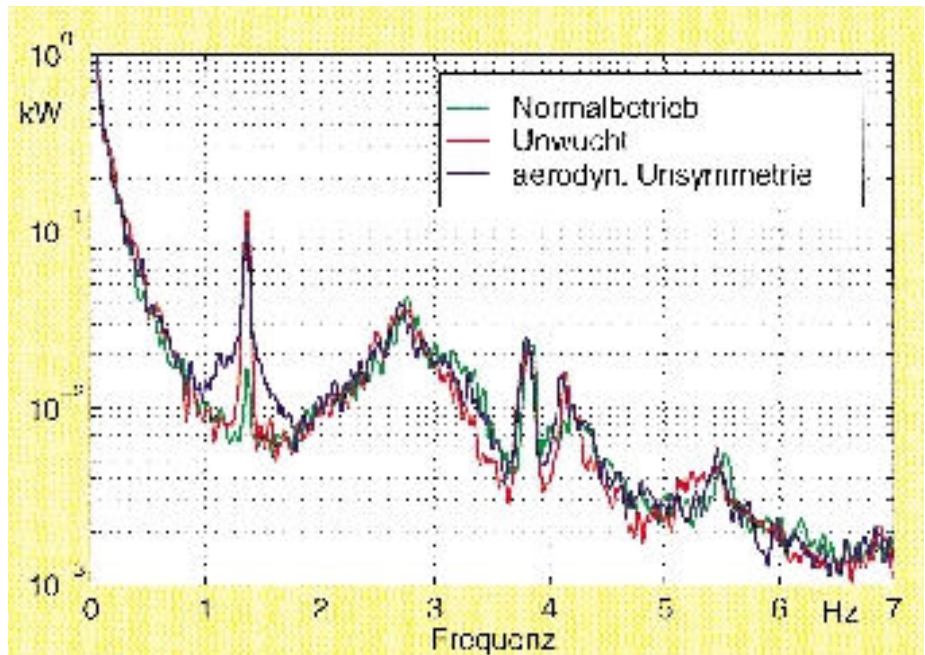


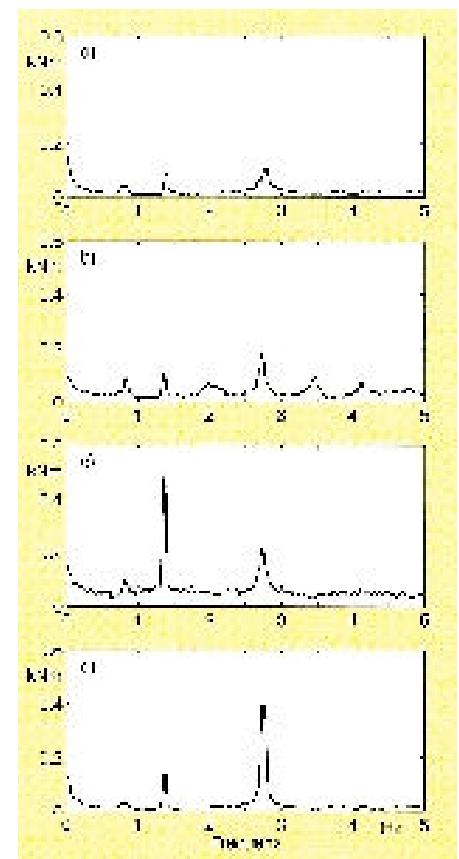
Abbildung 8: Spektren der elektrischen Leistung bei Nachbildung unterschiedlicher Rotorfehler. Sowohl Unwucht als auch aerodynamische Unsymmetrie der Rotorblätter verursachen einen signifikanten Anstieg der Schwingungsamplitude bei der Rotordrehfrequenz.

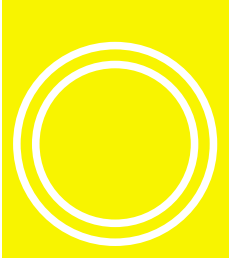
Turmschwingungen ableiten. Diese können entweder mittels DMS am Turmfuß oder mit Beschleunigungsaufnehmern am Turmkopf bzw. in der Gondel erfaßt werden. **Abbildung 9** zeigt Spektren der Turmtorsion im Normalbetrieb und in den drei Experimenten. Während sich bei der Rotorunwucht das Spektrum kaum von dem des Normalbetriebs unterscheidet, zeigt sich bei der aerodynamischen Unsymmetrie eine signifikante Zunahme der rotorfrequenter Schwingung. Die Schräg- blasung des Rotors wirkt sich in der Turmtorsion dagegen nur auf die Schwankungen aus, die mit doppelter Rotordrehfrequenz auftreten. In Verbindung mit der Analyse des Leistungssignals kann somit anhand der Turmtorsion jede der drei Fehlersituationen erkannt und von den übrigen unterschieden werden.

### 3.3 Verfahren der Lager- und Getriebe- diagnose

Ein weiteres wichtiges Element der Zustandsüberwachung einer WKA ist die Lager- und Getriebediagnose. Verfahren der Lager- und Getriebediagnose stützen sich in der Regel auf Schwingungsmesssignale, z.B. von Körperschallsensoren. Die Auswertung der Signale geschieht häufig anhand von Kennwerten, wie z.B. dem Spitzen-

Abbildung 9: Spektren des Turmtorsionsmoments bei Nachbildung unterschiedlicher Rotorfehler: a) Normalbetrieb, b) Unwucht, c) aerodynamische Unsymmetrie der Rotorblätter, d) Gondelfehlstellung





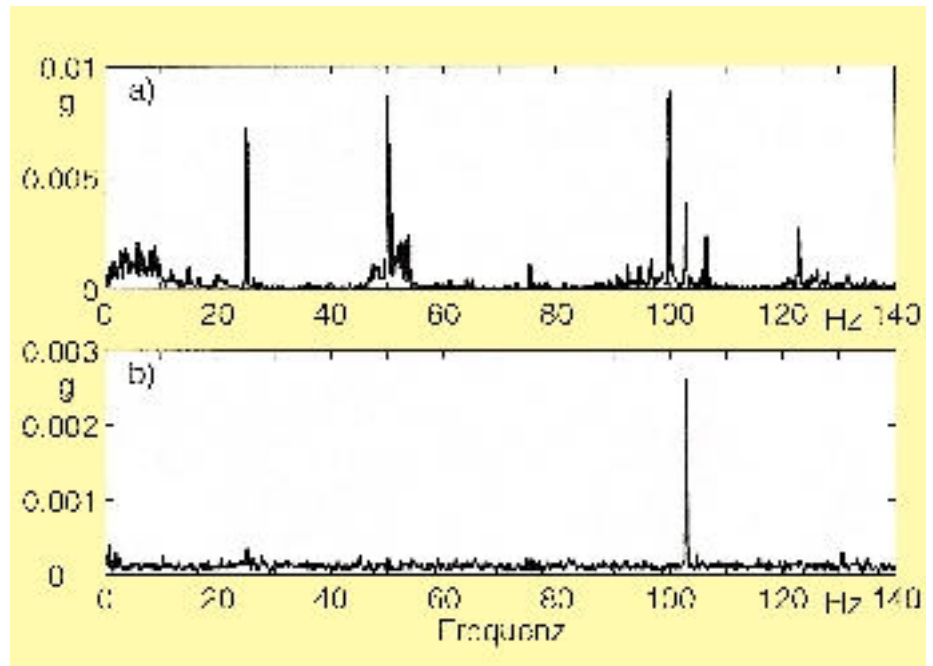
wert, deren Trend bis zum Erreichen vorgegebener Alarmschwellen verfolgt wird.

Eine effizientere Fehlerdiagnose ist auch hier erreichbar durch die Überwachung bestimmter Schwingungsfrequenzen, die nur im Fehlerfall auftreten („Schadensfrequenzen“). Beispielsweise können sich bei Wälzlagern als Folge der Abnutzung oder auch als Folge eines Stromdurchgangs bei Blitzschlag Unebenheiten in den Lagerschalen ausbilden. Ein solcher Fehler führt zu Stoßimpulsen mit einer jeweils charakteristischen Frequenz, die von Drehzahl, Lagergeometrie und Anzahl der Wälzkörper abhängt. Eine besonders empfindliche Erkennung dieser Stoßimpulse ist mit der Hüllkurvenanalyse möglich, die die Anregung und Modulation von Resonanzschwingungen oberhalb 10 kHz wiedergibt.

Zur Untersuchung von Lager- und Getriebediagnoseverfahren wurden an einer WKA des Windenergieparks Vogelsberg an Getriebe und Generator Beschleunigungssensoren installiert. **Abbildung 10** zeigt das Leistungsdichtespektrum und das Hüllkurvenspektrum des Beschleunigungssignals am Generatorlager. Man sieht, daß im Hüllkurvenspektrum die Komponente bei etwa 103 Hz besonders deutlich hervortritt. Aus den Lagerdaten ergibt sich, daß diese Komponente durch Stoßimpulse aufgrund eines Fehlers der äußeren Lagerschale verursacht wird. Ein FFE-System ermöglicht eine kontinuierliche Überwachung derartiger Schwingungskomponenten, so daß anhand entsprechender Trendanalysen rechtzeitig geeignete Maßnahmen zur Instandsetzung des Generatorlagers eingeleitet werden können.

### 3.4 Gerätetechnische Realisierung des FFE-Systems

Die beschriebenen Verfahren der Fehlerfrüherkennung stellen relativ hohe Anforderungen an die Meßtechnik-Hardware und die Rechenleistung zur Signalverarbeitung. Eine Integration in konventionelle Anlagensteuerungen ist aus diesem Grund kaum möglich. Das hier entwickelte FFE-System ist daher als separates Gerät konzipiert, das über Standardschnittstellen mit der Anlagensteuerung kommuniziert.



*Abbildung 10: Analyse von Körperschallspektren zur Lagerdiagnose: a) Leistungsdichtespektrum, b) Hüllkurvenspektrum. Der Peak bei 103 Hz wird hier durch Stoßimpulse verursacht, die beim Überrollen einer schadhaften Stelle des Lageraußenrings entstehen.*

ren, d.h. Meßdaten übernehmen und Status- und Alarmsignale übergeben kann. Als Hardwarebasis dient das bei der Carl Schenck AG, Darmstadt, in Entwicklung befindliche Diagnosesystem 'Vibro-IC'.

Erste Testgeräte des FFE-Systems stehen seit dem Sommer 1996 zur Verfügung. Sie sollen im Dauereinsatz an mehreren WKA unterschiedlichen Typs an verschiedenen Standorten getestet werden. Insbesondere ist dabei der Einsatz in einer neuen Anlage der Megawattklasse vorgesehen.

### 4. Einsatz der neuen Verfahren an einer MW-Anlage

Eine praktische Umsetzung der entwickelten Verfahren zur Regelung und Fehlerfrüherkennung erfolgt ab dem Jahr 1997 an einem Prototypen der neu entwickelten 1.5 MW-Anlage TW 1.5 der Firma Tacke Windtechnik, die im hessischen Vogelsberg installiert wird. Die neue Regelung wird dabei auf der Basis eines VMEbus-Mikrorechners implementiert. Eine umfangreiche Meßtechnik erlaubt die Erfassung und Beurteilung der erzielten mechanischen Entlastung. Zur Implementierung der Fehlerfrüherkennung wird ein Prototyp des von ISET auf der

Basis des „Vibro-IC“ entwickelten Systems eingesetzt.

Das Vorhaben<sup>2</sup>, zielt auf die Erprobung und weitere Verbesserung der neuen Regelungsverfahren, sowie die Anpassung und Entwicklung von Fehlerfrüherkennungsverfahren für drehzahlvariable Anlagen der Megawattklasse. Die Sensorik, der Mikrocontroller und die Fehlerfrüherkennung werden dabei mit der bestehenden Anlagensteuerung zu einem innovativen Meß-, Regel- und Überwachungssystem integriert.

### 4.1 Anforderungen an die Meßtechnik der TW 1.5

Zur Beurteilung der Regelungsverfahren und zur Absicherung von Diagnoseresultaten des FFE-Systems ist eine umfangreiche Sensorik an der Anlage erforderlich. **Abbildung 11** zeigt einen Überblick über das Meßsystem, bei dem ein Industrie-PC für die Meßdatenaufbereitung und -speicherung sowie für die DFÜ eingesetzt wird.

Eine Windkraftanlage stellt an die Meßtechnik eine Reihe besonderer Anforderungen in bezug auf

<sup>2</sup> Gefördert von dem Land Hessen sowie der Firma Tacke

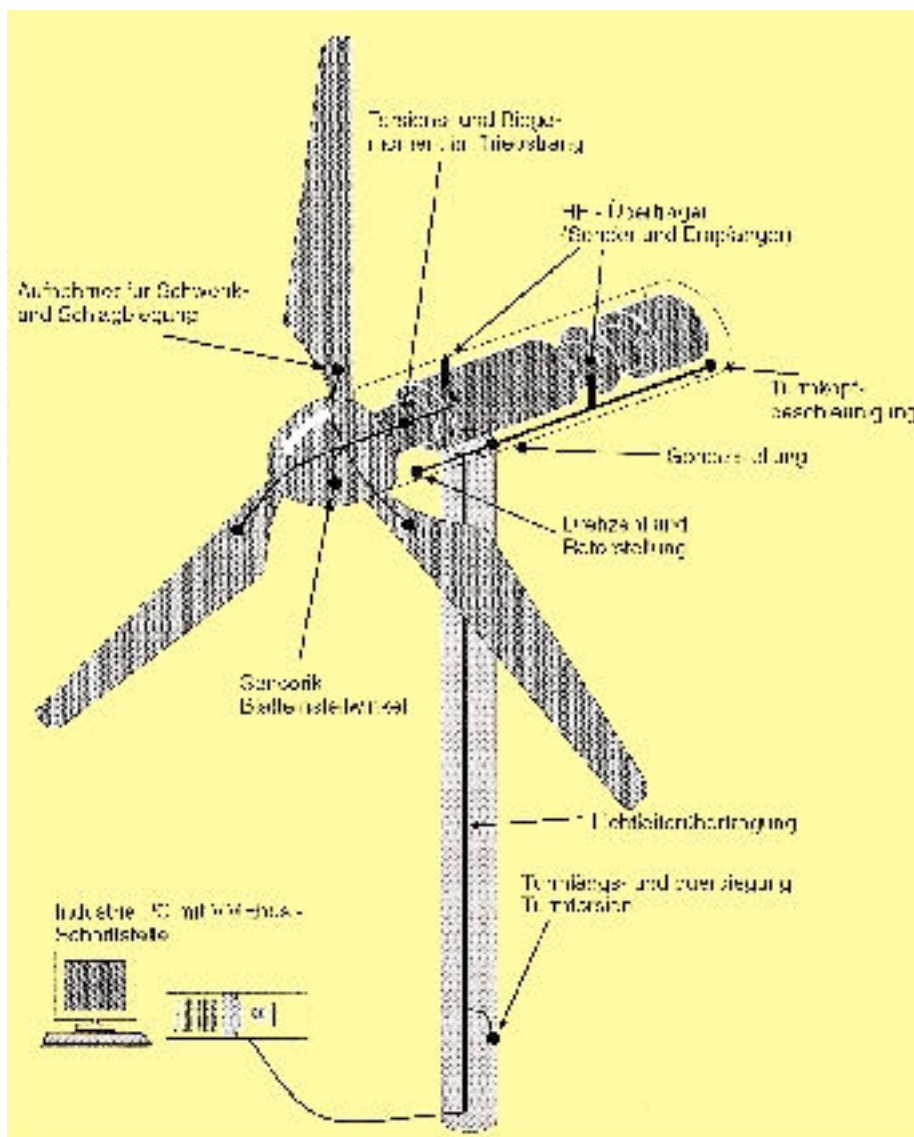
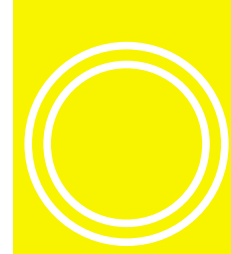


Abbildung 11: Meßtechnische Ausrüstung der TW 1.5 zur Erfassung der Beanspruchungen und zur Bewertung unterschiedlicher Regelungsverfahren

- große Temperaturschwankungen und Witterungseinflüsse,
- starke Störquellen (Stromrichter, elektrische Maschinen),
- die Messung an rotierenden Bauteilen,
- lange Übertragungswege vom Sensor zur Datenerfassung,
- hohes Blitzschlagrisiko,
- die einfache Installation und Inbetriebnahme,
- die Fernabfrage von Meßergebnissen und Fernbedienung per DFÜ.

#### 4.2 Telemetrie, Datenerfassung und Auswertung

Aufgrund dieser Anforderungen wurde für die TW 1.5 ein Telemetrie-System entsprechend Abbildung 12 ausgelegt. Mittels Telemetrie können Meßsignale von den Sensoren zur Da-

tenerfassung digital mit sehr geringer Störanfälligkeit übertragen werden. Die vom Encoder gemultiplexten und digitalisierten Signale werden über eine Funkstrecke oder Lichtwellenleiter störsicher übertragen und können vom Decoder direkt in das VMEbus-Rechnersystem eingelesen werden. Außerdem stehen die Meßsignale am Decoder über D/A-Wandler in analoger Form für das FFE-System und andere Meßgeräte zur Verfügung.

Der VMEbus-Mikrorechner wird sowohl zur Steuerung und Regelung der Windkraftanlage als auch zur Meßdatenerfassung eingesetzt. Auf diese Weise können gemeinsam mit den äußeren Meßdaten auch interne Prozeßvariablen der Regelung aufgezeichnet werden, um die Auswirkun-

gen bestimmter Regeleingriffe direkt sichtbar zu machen. Durch das Echtzeit-Betriebssystem dieses Rechners ist außerdem die zeitgenaue Erfassung der Daten gewährleistet. Der Mikrorechner gibt die Meßdaten zur Aufbereitung und Speicherung über den VMEbus an den Industrie-PC weiter.

Wie in [Abbildung 12](#) dargestellt, greifen die Regelung und die Fehlerfrüherkennung parallel auf die von der Sensorik gelieferten Meßdaten zu und können zusätzlich über Standardschnittstellen (seriell oder CAN-Bus) Meßdaten und Statusinformationen untereinander austauschen. Diese Möglichkeit läßt sich sinnvoll nutzen, wenn ein von der FFE erkannter Fehlerzustand zu einer Änderung der Regelstrategie führen soll.

Durch diese Struktur der Meßdatenverarbeitung werden die Robustheit und die Echzeiteigenschaften des Mikrocontrollers mit der einfachen und bedienerfreundlichen Nutzung des Industrie-PC kombiniert und gleichzeitig flexible Kommunikationsmöglichkeiten zwischen den einzelnen Geräten des Regelungs- und Überwachungssystems bereitgestellt. Die DFÜ-Anbindung des PC ermöglicht darüber hinaus die Fernbedienung des Systems sowie die Übertragung von Meß- und Diagnosedaten.

#### 5. Ausblick

Zur technischen Weiterentwicklung von Windkraftanlagen im Hinblick auf Kostenreduktion und Verlängerung der Lebensdauer können neue Regelungsverfahren und Überwachungssysteme zur Fehlerfrüherkennung wesentliche Beiträge leisten. Mit der Erprobung in einer Megawattanlage wird ein wichtiger Schritt zur Praxiseinführung der neuen Verfahren getan. Aufbauend auf den hierbei erreichten Ergebnissen werden die Verfahren gezielt weiterentwickelt. Das für die TW 1.5 konzipierte Meß- und Regelungssystem bietet die notwendige Flexibilität, um im weiteren Verlauf der FuE-Arbeiten entsprechende Modifikationen zu integrieren.



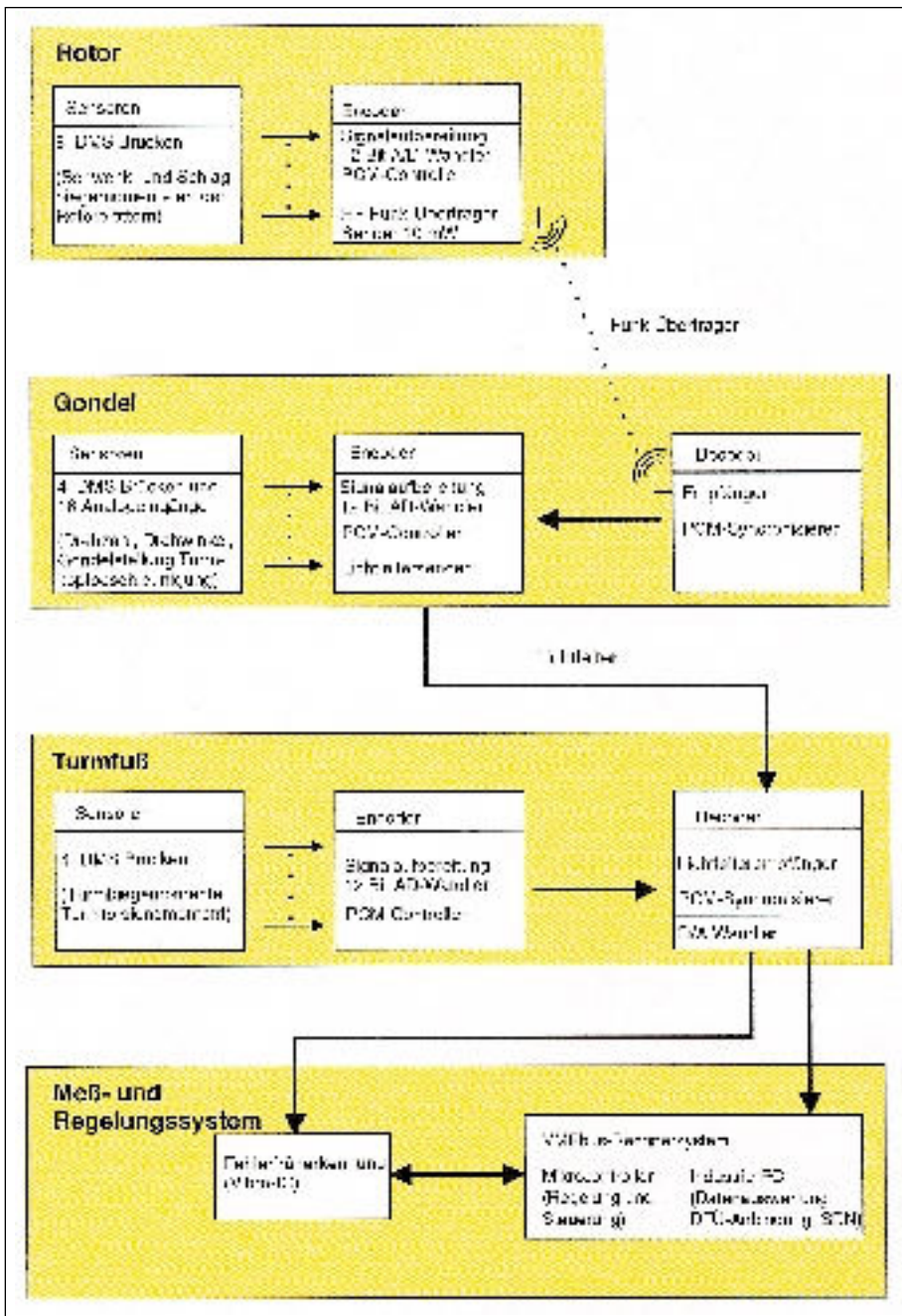
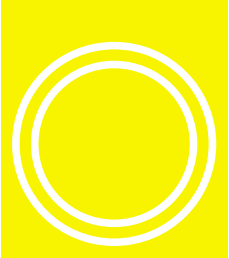


Abbildung 12: Konzept der Meßtechnik auf der Basis eines Telemetriesystems mit digitaler Meßdatenübertragung. Paralleler Zugriff von Regelung und Fehlerfrüherkennung auf alle Meßgrößen.

Literatur

- [1] W. Kleinkauf, W. Leonhard, et. al.  
„Betriebsverhalten von Windenergieanlagen - Regelung und dynamisches Verhalten mechanisch-elektrischer Energie-wandler“, BMFT-Abschlussbericht BMFT-FB-T 84-154, Gesamthochschule Kassel, TU Braunschweig (1984)
- [2] J. Ernst-Cathor  
„Drehzahlvariable Windenergieanlage mit Gleichstromzwischenkreis-Umrichter und Optimum-suchendem Regler“, Dissertation, TU Braunschweig (1986)
- [3] P. Caselitz, T. Krüger, J. Petschenka  
„Load Reduction by Multivariable Control of Wind Energy Converters - Simulations and Experiments“, Proc. EU Wind Energy Conf. '96, Göteborg (1996)
- [4] K. Störzel  
„Untersuchungen zur mechanischen Beanspruchung drehzahlvariabler Windkraftanlagen unter Mittelgebirgsbedingungen im WKA-Testfeld Vogelsberg“, LBF-Bericht Nr. 7545/3 (1996)
- [5] G. Kreißelmeier, R. Steinhauser  
„Systematische Auslegung von Reglern durch Optimierung eines vektoriiellen Gütekriteriums“, Regelungstechnik 3 (1979) 76-79
- [6] A. Sturm, R. Förster  
„Maschinen und Anlagendiagnostik“, Stuttgart (1990)
- [7] P. Caselitz, M. Mevenkamp, J. Giebardt  
„On-line Fault Detection and Prediction in Wind Energy Converters“, Proc. EU Wind Energy Conf. '94, Thessaloniki (1994)
- [8] P. Caselitz, M. Mevenkamp, J. Giebardt  
„Development of a Fault Detection System for Wind Energy Converters“, Proc. EU Union Wind Energy Conf. '96, Göteborg (1996)