

**Untersuchung des Nachlaufes von
Windenergieanlagen und dessen
Auswirkung auf die Standsicherheit der
benachbarten WEA in Parkaufstellung**

T 3058

T 3058

Dieser Forschungsbericht wurde mit modernsten Hochleistungskopierern auf Einzelanfrage hergestellt.

Die Originalmanuskripte wurden reprotechnisch, jedoch nicht inhaltlich überarbeitet. Die Druckqualität hängt von der reprotechnischen Eignung des Originalmanuskriptes ab, das uns vom Autor bzw. von der Forschungsstelle zur Verfügung gestellt wurde.

Im Originalmanuskript enthaltene Farbvorlagen, wie z.B. Farbfotos, können nur in Grautönen wiedergegeben werden. Liegen dem Fraunhofer IRB Verlag die Originalabbildungen vor, können gegen Berechnung Farbkopien angefertigt werden. Richten Sie Ihre Anfrage bitte an die untenstehende Adresse.

© by Fraunhofer IRB Verlag

2004, ISBN 3-8167-6659-5

Vervielfältigung, auch auszugsweise,
nur mit ausdrücklicher Zustimmung des Verlages.

Fraunhofer IRB Verlag

Fraunhofer-Informationszentrum Raum und Bau

Postfach 80 04 69
70504 Stuttgart

Nobelstraße 12
70569 Stuttgart

Telefon (07 11) 9 70 - 25 00
Telefax (07 11) 9 70 - 25 08

E-Mail irb@irb.fraunhofer.de

www.IRBbuch.de

Untersuchung des Nachlaufes von Windenergieanlagen und dessen Auswirkung auf die Standssicherheit der benachbarten WEA in Parkaufstellung

Kurztitel: Abstandsregelung in Windparks

Bericht Nr.: DEWI FO 0203-01

Bearbeitungszeitraum März 2002 bis März 2003

Erstellt 07/2003

Dipl.-Ing. Henry Seifert
Deutsches Windenergie-Institut GmbH
Ebertstr. 96
D-26382 Wilhelmshaven

Forschungsvorhaben P 32-5-3.78-1007/02
Deutsches Institut für Bautechnik DIBt
Kolonnenstraße 10
D-10829 Berlin

Inhaltsverzeichnis

Liste der Formelzeichen und Abkürzungen.....	2
Kurzfassung	3
Summary	3
1 Einleitung	4
2 Ziele und Aufbau des Forschungsprojekts	6
2.1 Ziele	6
2.2 Zeitplan	7
2.3 Projektbegleitgruppe	7
2.4 Projekttreffen.....	7
2.5 Veröffentlichungen im Rahmen des Projekts.....	8
3 Auswertungen vorhandener Messungen.....	9
3.1 Leistungskennlinienvermessungen	9
3.2 Windmessungen im Nachlauf einer MW-WEA.....	18
3.3 Beanspruchungsmessungen	30
3.3.1 Vorgehensweise.....	30
3.3.2 Datenprüfung und -analyse.....	39
3.3.3 Analyse der Zeitverläufe und der Anlagendynamik	48
3.3.4 Äquivalente Lasten der einzelnen Datensätze	49
3.3.5 Betriebsfestigkeitsanalyse.....	64
3.3.6 Untersuchungen an weiteren WEA	67
3.3.7 Zusammenfassung der Auswertungen der Beanspruchungsmessungen	70
4 Berechnung des Nachlaufs mit CFD Programm	71
4.1 Beschreibung des Verfahrens und des Programms.....	71
4.1.1 Beschreibung der verwendeten Software	71
4.1.2 Allgemeines zur Turbulenzmodellierung	72
4.2 Allgemeines zur Turbulenz im Nachlauf einer WEA.....	74
4.2.1 Modellbeschreibung	76
4.3 Rechenergebnisse und Vergleich mit gemessenen Daten	77
4.3.1 Windgeschwindigkeitsverteilung im Nachlauf.....	77
4.3.2 Turbulenzintensität.....	80
4.4 Diskussion des CFD - Rechenverfahrens und der Ergebnisse	83
5 Zusammenfassung, Bewertung der Ergebnisse und Ausblick	84
5.1 Verwendung von Windmessungen.....	84
5.2 Verwendung von Beanspruchungsmessungen	85
5.3 CFD-Simulationen	85
5.4 Ausblick	86
6 Literatur.....	88

Danksagung

Besonderer Dank gebührt Herrn Dr. Nieser vom Deutschen Institut für Bautechnik, der diese vorliegende Forschungsarbeit in der Vorschlags- und Entstehungsphase tatkräftig unterstützt hat. Dank auch an die teilnehmenden Hersteller, die durch die Entsendung kompetenter Mitarbeiter aktiv an der Gestaltung des Projekts mitgewirkt haben. Die schnelle und unbürokratische Unterstützung durch die Firma Enercon mit der Bereitstellung eines 65 m hohen Messmastes hat wesentlich zu einer Erweiterung und Absicherung der Ergebnisse beigetragen.

Teilnehmende Personen und Firmen

Henry Seifert (Koordination)

Martina Damaschke Deutsches Windenergie-Institut GmbH
Wilhelmshaven

Jürgen Kröning

Dr. Thomas Hahm TÜV-Nord
Hamburg

Dr. Kai Freudenreich DeWind AG
Lübeck

Stephan Jöckel GE Wind Energy
Salzbergen

Bernhard Reinicke EnBW Ingenieure GmbH
Stuttgart

Rolf Rohden Enercon GmbH
Aurich

Dr. Jochen Birkemeyer Nordex Energy GmbH
Norderstedt

Betreuergremium

Christian Nath Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH
Hamburg

Herr Schulte Ministerium für Bauen und Wohnen des Landes NRW
Düsseldorf

Liste der Formelzeichen und Abkürzungen

σ_v	Standardabweichung im 10-Minutenmittel
φ	Windrichtung
1	Mast 1
2	Mast 2
D	Durchmesser, hier Rotordurchmesser, normiertes Abstandsmaß
I_t	Turbulenzintensität $I_t = \frac{\sigma_v}{v}$
L_{eq}	1 Hz-Äquivalente Last
m	Steigung der Wöhlerkurve
M_{be}	normiertes Schwenkbiegemoment an der Blattwurzel
M_{bf}	normiertes Schlagbiegemoment an der Blattwurzel
M_{hy}	normierte Wellenbiegung y
M_{hz}	normierte Wellenbiegung z
Mit_{Mbf}	normierter Mittelwert des Schlagbiegemoments
M_{tilt}	normiertes Nickmoment am Turmkopf aus M_{hy} und M_{hz} transformiert
M_{tl}	normierte Turmfußbiegung lateral aus M_{tx} und M_{ty} transformiert
M_{tn}	normierte Turmfußbiegung normal aus M_{tx} und M_{ty} transformiert
M_{yaw}	normiertes Giermoment am Turmkopf aus M_{hy} und M_{hz} transformiert
n	Anzahl der Lastwechsel
n_{ref}	Referenzanzahl der Lastwechsel
$P(v)$	Leistungskurve
P_{el}, σ_P	Elektrische Leistung (10-Min-Mittelwerte), Standardabweichung
S	Schwingweite
Std_{Mbf}	Standardabweichung des Schlagbiegemoments
ti_{∞}	Turbulenzintensität der ungestörten horizontale Windgeschwindigkeit
T_{rot}	Wellentorsion
u	horizontaler anemometerfester Windvektor, senkrecht auf v
u'	aus u und v transformierter Windvektor (transversale Richtung)
v	10-Minuten Mittelwert der Windgeschwindigkeit
v	horizontaler anemometerfester Windvektor, senkrecht auf u
v_{∞}	ungestörte horizontale Windgeschwindigkeit
v, σ_v	Windgeschwindigkeit (10-Min-Mittelwerte), Standardabweichung
v'	aus u und v transformierter Windvektor (longitudinale Richtung)
V_{Mbf}	Variationsintensität des Schlagbiegemoments $V_{Mbf} = \frac{Std_{Mbf}}{Mit_{Mbf}}$
w	vertikaler anemometerfester Windvektor, senkrecht auf u und v
CFD	Computational Fluid Dynamics
DIBt	Deutsches Institut für Bautechnik
DNS	direkte numerische Simulation
FFT	Fast Fourier Transformation
IEC	International Electrotechnical Commission
MEASNET	International Measuring Network of Wind Energy Institutes, www.measnet.org
MW-WEA	Megawatt-Windenergieanlage
PFC	Leistungsschwankungskoeffizienten (Power Fluctuation Coefficient)
RANS	Reynolds-Averaged Navier-Stokes-Gleichungen
WEA	Windenergieanlage(n)

Kurzfassung

In Parks betriebene Windenergieanlagen (WEA) beeinflussen sich gegenseitig hinsichtlich des Energieertrags und der mechanischen Beanspruchung. Während die üblichen Windparkrechenmodelle den Parkwirkungsgrad hinreichend genau ermitteln, existieren keine bekannten und validierten Verfahren, mit denen der Nachlauf von Rotoren und die daraus resultierenden Beanspruchungen der nachfolgenden WEA simuliert werden können. Die einschlägigen Normen und Richtlinien geben anzunehmende Lastfälle nur für den Einzelbetrieb an; für den Windparkbetrieb werden bisher keine Vorgaben gemacht. Das Deutsche Institut für Bautechnik (DIBt) unterstützt das hier vorgestellte Projekt zur Untersuchung des Einflusses der Windparkaufstellung auf die Standsicherheit von WEA, dessen Ziel es ist, einen Vorschlag in den Richtlinien zu schaffen, ab welchem Abstand die Parkaufstellung mit erhöhter Grundturbulenz abgedeckt ist. Dafür werden sowohl vorhandene Messungen von Windgeschwindigkeiten vor und hinter WEA, Beanspruchungen von Komponenten im frei angeströmten und im Leebetrieb, als auch Rechenverfahren angewandt und hinsichtlich der resultierenden Lasten untersucht. Insbesondere der Unterschied zwischen der sogenannten Vollabschattung und der Teilabschattung werden beleuchtet.

Summary

Wind turbines operating in wind farms affect each other in energy production and mechanical loads. In the Standards no recommendation is given up to now how to take the wake and the partial wake situation into account. In the certification process the wake operation is covered by an increased incoming turbulence intensity at the turbines operating in the wake. The German Institute for Building Techniques (DIBt) supports the here introduced research project which aims at the investigation of wake effects on the structural integrity of narrow spaced turbines within wind farms and to give recommendations at which distances the increased loads are covered by an increased inflow turbulence intensity.

Basis for the investigation were already performed commercial power performance and mechanical load measurements. For the assessment of the wind structure in the wake two approaches have been chosen. Firstly, several power curve measurement campaigns of today's Megawatt turbines with different control strategies have been evaluated. Secondly, a special campaign was launched where the wind structure in the wake of a Megawatt turbine was measured by ultrasonic anemometers in three heights up to hub height.

At selected mechanical load measurements the full wake and partial wake situation was identified in the data bases and evaluated in terms of fatigue loads.

1 Einleitung

Durch die wachsende Größe der Windenergieanlagen und die knapper werdenden Standorte planen Windparkentwickler immer engere Abstände der Anlagen im Park untereinander. In Parks betriebene Windenergieanlagen beeinflussen sich gegenseitig hinsichtlich des Energieertrags und der mechanischen Beanspruchungen. Während die heute für die Ertragsprognose verwendeten Windparkrechenmodelle den Parkwirkungsgrad hinreichend genau abschätzen können, existieren keine bekannten und validierten Verfahren, mit denen der Nachlauf von Rotoren und die daraus resultierenden Beanspruchungen der Nachbaranlagen hinreichend simuliert werden können. Messungen für Abstände von fünf Rotordurchmessern und größer sind zwar in den letzten Jahren veröffentlicht worden, es ist aber fraglich, ob sie für die heutigen Megawatt - Anlagen und engere Abstände repräsentativ sind.

Die erst in der letzten Zeit verstärkt durchgeführten kommerziellen Beanspruchungsmessungen sind im Wesentlichen mit dem Ziel durchgeführt worden, Simulationsrechnungen für den Zertifizierungsprozess zu validieren. Daten von WEA, die in ihrem Betrieb von benachbarten Anlagen beeinflusst sind, werden bei diesen Messkampagnen üblicherweise nicht explizit ausgewertet.

Die einschlägigen Normen und Richtlinien, wie zum Beispiel die IEC 61400-1 ed 2 [1] und die DIBt Richtlinie [2] geben anzunehmende Lastfälle nur für den Einzelbetrieb an; für den Windparkbetrieb werden keine Vorgaben gemacht. Es ist weiterhin nicht genau bekannt, wie sich die an kleineren Anlagen validierten empirischen Modelle zur Berechnung der Nachlaufströmung (Turbulenzhöhung und Geschwindigkeitsdefizit) auf größere Anlagen übertragen lassen.



Abbildung 1 Einreihige enge Windparkaufstellung quer zur Hauptwindrichtung

Im Genehmigungsverfahren für Windparks in Deutschland wird heute empfohlen, die Anlagen in Hauptwindrichtung nicht enger als 5 Rotordurchmesser (D) aufzustellen. Zwischen 3 und 5 D muss gutachterlich nachgewiesen werden, dass die Standsicherheit nicht beeinträchtigt ist [3]. Die Auswirkungen des Nachlaufs einer vorstehenden WEA werden als "Immission" betrachtet [4]. Typenprüfungen von Windenergieanlagen nach der DIBt - Richtlinie fordern einen Standsicherheitsnachweis für 20 Jahre bei 20% Turbulenzintensität [2]. Das heißt, WEA in Parks dürfen nur so nah aneinandergestellt werden, dass die eingehende Turbulenzintensität,

sei es durch die Topographie oder durch Hindernisse im frei angeströmten Wind oder durch die Verwirbelung der vorangestellten WEA bedingt, nicht überschritten wird.

Im Rahmen dieses vom Deutschen Institut für Bautechnik geförderten Projekts sollen Grundlagen für einen Vorschlag in den Richtlinien geschaffen werden, ab welchem Abstand die Parkaufstellung mit erhöhter Grundturbulenz abgedeckt ist. Dabei sind sowohl vorhandene Messungen von Windgeschwindigkeiten vor und hinter Windenergieanlagen, Beanspruchungen von Komponenten im frei angeströmten und im Leebetrieb, als auch Rechenverfahren angewandt worden. In der Literatur veröffentlichte Forschungsergebnisse dienen als weitere Informationsquelle.

Windpark - WEA können je nach Parkaufstellung und Windrichtung verschieden stark durch Nachbaranlagen beeinträchtigt werden. Die optimale Ausrichtung liegt vor, wenn eine Reihe von WEA 90° quer zur Windrichtung aufgestellt ist; alle Anlagen werden dann frei angeströmt. Dagegen wird eine Erhöhung der Eingangsturbulenz bei gleichzeitiger Verminderung der mittleren Windgeschwindigkeit erwartet, wenn die WEA dieser Reihe genau hintereinander betrieben werden. Der auf die Beanspruchungen der Komponenten der Parkanlagen größte Einfluss wird bei der Teilabschattung, wie in Abbildung 2 gezeigt, erwartet. Neben der Erhöhung der Eingangsturbulenz treffen zusätzlich Randwirbel und unsymmetrische Eingangswindgeschwindigkeiten die jeweils nachgeschalteten WEA.

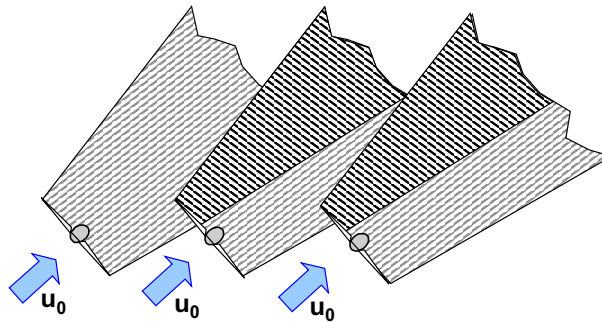


Abbildung 2: Erhöhung der Eingangsturbulenz mit zusätzlichen Randwirbeln und unsymmetrischer Eingangswindgeschwindigkeit

Wie allgemein bekannt, sind die zeitlichen Verteilungen von Turbulenzintensität und Windgeschwindigkeit die wesentlichen, die Lebensdauer von WEA-Komponenten beeinflussenden, Größen. Beide Verteilungen werden im Leebetrieb verändert: Während sich die mittlere Windgeschwindigkeit reduziert, erhöht sich die Eingangsturbulenzintensität. Ein zentrales Ziel des beschriebenen Projekts ist eine möglichst genaue Modellierung der Ermüdungslasten von im Lee laufenden WEA, das heißt, ob und wie stark der Einfluss der erhöhten Turbulenz durch die reduzierte Windgeschwindigkeit kompensiert wird.

Besonders die Teilabschattung führt rechnerisch zu höheren Ermüdungslasten. Je nach Windparkkonfiguration werden sich auch Vermischungseffekte einstellen, die, je nach Betriebssituation, wie zum Beispiel Windgeschwindigkeits- und Windrichtungsverteilung sowie Regelbetrieb, mehr oder weniger hohe Ermüdungslasten erwarten lassen.

Drei Arten von bereits durchgeführten oder neu begonnenen Messkampagnen werden ausgewertet. Kommerzielle Leistungskennlinienvermessungen und Beanspruchungsmessungen an WEA der im Projekt beteiligten Hersteller, sowie eine Windmessung des Windfeldes vor und hinter einer Megawatt-WEA.

Eine 3D - Nachlaufströmung einer MW-Windenergieanlage wurde mit einem CFD-Rechenprogramm nachgebildet. Die Rechnungen simulieren den Nachlauf über Zeitreihen der Windgeschwindigkeit an verschiedenen Stellen.

2 Ziele und Aufbau des Forschungsprojekts

2.1 Ziele

Neben den Definitionen der Projektziele aus dem Forschungsvorschlag hat die Projektbegleitgruppe die Vorgehensweise bestätigt und an die aktuellen Gegebenheiten angepasst. Dies wurde im zweiten Projekttreffen festgelegt und entsprechend protokolliert:

1. Auswertung und Bewertung der Leistungskennlinienvermessungen: Hier werden nur mittlere Aussagen im Nachlauf von 2 - 2.5 D über die Windeigenschaften ausgewertet (insbesondere der Einfluss der Windrichtung soll untersucht werden, da dieser möglicherweise für das „Mäandern“ ursächlich ist).
2. Auswertung vorhandener Rohdaten von Beanspruchungsmessungen. Hier sollen vorrangig Messungen an zwei auf dem DEWI Testfeld vermessenen MW-WEA herangezogen werden. Zwei Wege sollen besprochen werden, erstens die Auswertung der Rohdaten der Windmessungen aus dem Nachlauf der Anlage (2 - 2.5 D hinter der WEA) und zweitens die Auswertung der Ermüdungslasten im Nachlaufbetrieb anderer Anlagen (ca. 5 D).
3. Aufbereitung der Daten aus 1 und 2 für das CFD Modell. Ergebnisse sollen zuerst für den oberen Teillastbereich und den Nennleistungsbereich erzeugt werden, die dann
4. den beteiligten Herstellern als Eingabe für ihre Lastsimulation zur Verfügung gestellt werden. Ziel der Berechnungen ist die Feststellung der Unterschiede zwischen ungestörtem und gestörtem Betrieb und deren Auswirkung auf die Lebensdauer.
5. Um eindeutige Windmessungen im Nachlauf von heutigen MW-Anlagen im 2 bis 3 D Abstand zu erhalten, schlug die Projektgruppe vor, an eine bestehende Leistungskennlinienvermessung einer MW - WEA im Lee der Hauptwindrichtung einen mit drei Ultraschallanemometern in Nabenhöhe, in Nabenhöhe - R und in Nabenhöhe -R/2 ausgestatteten Messmast aufzustellen, um gleichzeitig den ungestörten und gestörten Wind zu untersuchen.

2.2 Zeitplan

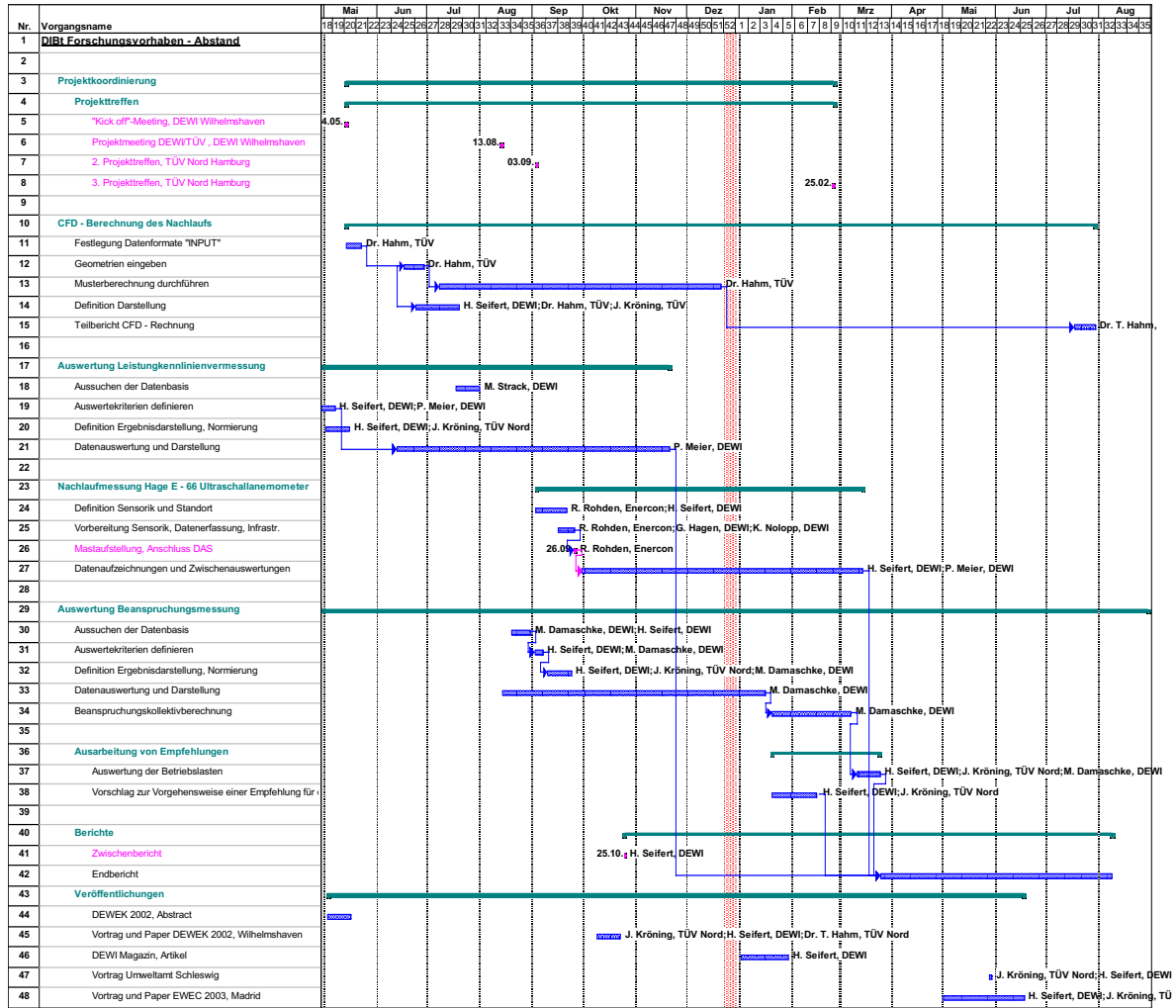


Abbildung 3 Projektzeitplan

2.3 Projektbegleitgruppe

Die Projektbegleitgruppe hat die Aufgabe, das Projekt technisch wissenschaftlich zu begleiten und aus Sicht der herstellenden Industrie und des Forschungsgebers zu steuern. Die Industrie stellt die kommerziellen Messkampagnen zur anonymen Verwendung im Projekt frei und stellt Anlagendaten zur Simulation zur Verfügung bzw. trägt mit Ergebnissen aus Simulationsrechnungen bei. Die beteiligten Hersteller erhalten als erste Einblick in die Forschungsergebnisse, bevor diese veröffentlicht werden. Sie werden ebenso als Mitglieder der Projektbegleitgruppe in das laufende Projekt eingebunden und sind somit ständig über den Fortschritt des Projekts informiert.

Herstellerrelevante Daten und Messungen werden aus Vertraulichkeitsgründen nur in normierter Form - auch innerhalb der Projektgruppe - in Absprache mit dem betroffenen Hersteller präsentiert.

2.4 Projekttreffen

Das erste Treffen der Projektgruppe fand beim DEWI am 14.5.2002 statt. Hier wurden auch prinzipielle Vorgehensweisen für die zukünftige Organisation des Projekts von den Teilnehmern festgelegt.

Die Gruppe traf sich zum zweiten Mal beim TÜV-Nord in Hamburg am 30.9.2002. Hier wurden die Projektziele hinsichtlich der unterschiedlichen Einflüsse der verschiedenen Parameter wie Eingangswindgeschwindigkeit und -turbulenzintensität sowie Windgradient und Windrichtung festgelegt. Die Veröffentlichung von Stiesdal, EWEC 2001, [5] wurde diskutiert und empfohlen, die Ergebnisse im Projekt zu verwerten. Es wurde übereinstimmend festgelegt, dass als Bezugsgröße für alle Betrachtungen die ungestörte Windgeschwindigkeit gewählt wird. Hiervon ausgenommen ist die Definition der Turbulenzintensität. Diese bestimmt sich aus der Standardabweichung und der mittleren Windgeschwindigkeit am jeweiligen Messort. In dieser Sitzung hat die Projektgruppe ebenfalls beschlossen, eine zusätzliche Vermessung des Nachlaufs einer MW-WEA einzurichten und die Ergebnisse dem Projekt zur Verfügung zu stellen.

Auf dem dritten Treffen der Projektgruppe am 25.2.2003 wurden im Wesentlichen Ergebnisse diskutiert und Weichen für die endgültige Auswertung und Bewertung gestellt.

2.5 Veröffentlichungen im Rahmen des Projekts

H. Seifert, J. Kröning, T.Hahm, R. Rohden, K. Freudenreich, S. Jöckel, J. Birkemeyer; Abstandsregelung in Windparks; Vortrag und Tagungs-CD-ROM; 6. Deutsche Windenergie-Konferenz DEWEK 2002, Wilhelmshaven, 23. und 24. Oktober 2003

H. Seifert, J. Kröning, T.Hahm, R. Rohden, K. Freudenreich, S. Jöckel, J. Birkemeyer; Abstandsregelung in Windparks, *Recommendations for Spacing in Wind Farms*; - DEWI-Magazin (2003) 22, S. 79-87.

H. Seifert, J. Kröning; Vortrag Umweltamt Schleswig Abstandsregelung in Windparks, Erste Ergebnisse des DIBt-Forschungsprojekts. 6. Fachgespräch über Umwelteinwirkungen von WEA, 28. Mai 2003 in Schleswig.

H. Seifert, J. Kröning; Recommendations for Spacing in Wind Farms; Paper presented at EWEC 2003 Madrid, Spain, 17 June 2003.

H. Seifert, J. Kröning; Untersuchung des Nachlaufes von Windenergieanlagen und dessen Auswirkung auf die Standsicherheit der benachbarten WEA in Parkaufstellung; Abstandsregelung in Windparks; Bericht Nr.: DEWI FO 0203-01, Deutsches Windenergie-Institut GmbH, Wilhelmshaven, 2003.

3 Auswertungen vorhandener Messungen

3.1 Leistungskennlinienvermessungen

Dipl. - Ing. Henry Seifert

Vermessungen der Leistungskennlinien werden üblicherweise mit separaten Messmasten bis in Nabhöhe nach IEC 61400-12 [6] und MEASNET [7] durchgeführt. Ausschlusskriterien für die Datenauswahl sind nach diesen Richtlinien unter anderem dann gegeben, wenn sich der Messmast im Lee der WEA befindet. Während dieser Situationen wird die Windgeschwindigkeit im Lee der Anlage in Nabhöhe im Abstand von etwa zwei bis drei Durchmessern hinter der WEA aufgezeichnet. Diese, für die IEC-Leistungskurvenauswertung „unbrauchbaren“ Daten werden während der Messkampagnen aufgezeichnet, jedoch nicht in den Auswertungen berücksichtigt. Als direkte Ergebnisse werden die Leistung der WEA, die Windgeschwindigkeit und die Windrichtung in Nabhöhe ausgegeben. Die Werte liegen dabei für alle während der Messkampagne aufgetretenen Windrichtungen als 10-Minuten Mittelwerte, Standardabweichungen sowie Minimum und Maximum im 10-Minutenmittel vor. In Abbildung 4 sind die beiden Situationen prinzipiell dargestellt.

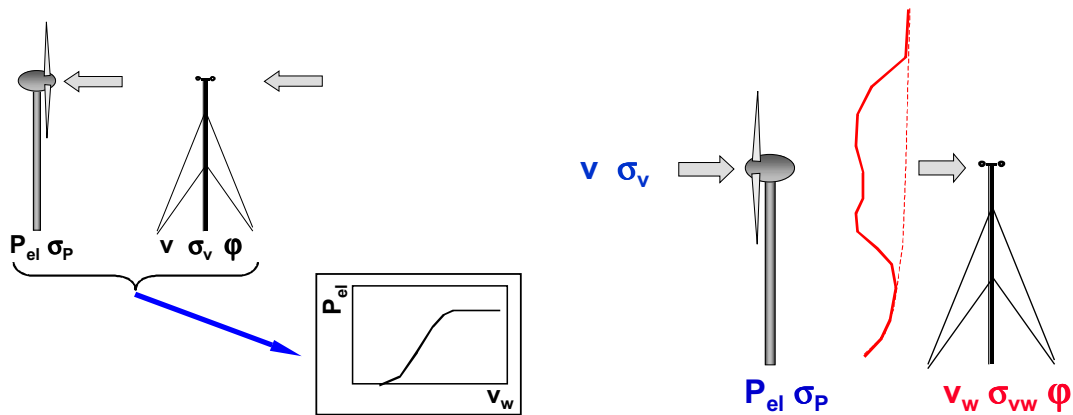


Abbildung 4 Prinzipskizze Leistungskennlinienvermessung nach IEC 61400-12 (links) und Nachlaufsituation (rechts).

Eine Frage, die in den Untersuchungen geklärt werden sollte, war, ab welchem Abstand die Parkaufstellung mit erhöhter Grundturbulenz abgedeckt werden kann. Dazu muss einmal die Grundturbulenzintensität der Umgebung, aber auch die Turbulenz im Nachlauf bekannt sein. Als Maß der Turbulenz wird die Turbulenzintensität:

$I_T = \frac{\sigma_v}{v}$ definiert, wobei

- v den 10-Minuten Mittelwert der Windgeschwindigkeit und
- σ_v die Standardabweichung im 10-Minutenmittel darstellen.

Bezugsgröße für die Windgeschwindigkeit ist für beide Situationen die gemessene Geschwindigkeit in Nabhöhe, das heißt, für den ungestörten Betrieb die Umgebungswindgeschwindigkeit und für den Nachlauf die durch die WEA abgeminderte Windgeschwindigkeit.

Insgesamt wurden 37 vom DEWI durchgeführte Leistungskurvenvermessungen nach geeigneten Daten überprüft. Aus diesen wurden aufgrund der Bedingung, dass nur Messkampagnen an WEA in Betracht kommen, die eine Nennleistung größer 500 kW aufwiesen und deren Datenverfügbarkeit groß genug erschien. Nach diesem Ausschlusskriterium standen noch 25 Messkampagnen zur Verfügung, die wiederum hinsichtlich der Messdatenerfassung und Kanalbelegung überprüft wurden. Dabei stellte die Windgeschwindigkeits- und Windrichtungserfassung sowie die Aufzeichnung der elektrischen Leistung eine entscheidende Rolle.

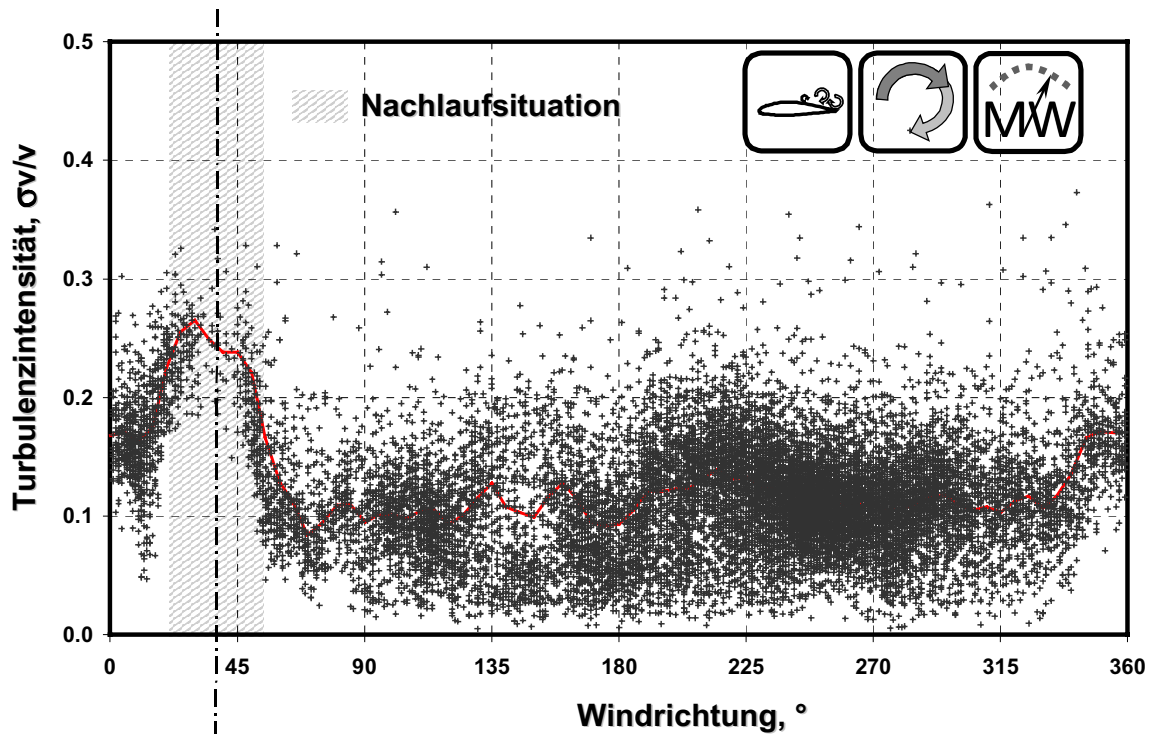


Abbildung 5 Typische Nachlaufsituation mit Messmast 2,4 D hinter der WEA bei Wind aus Nordost. Darstellung der Turbulenzintensität über der Windrichtung.

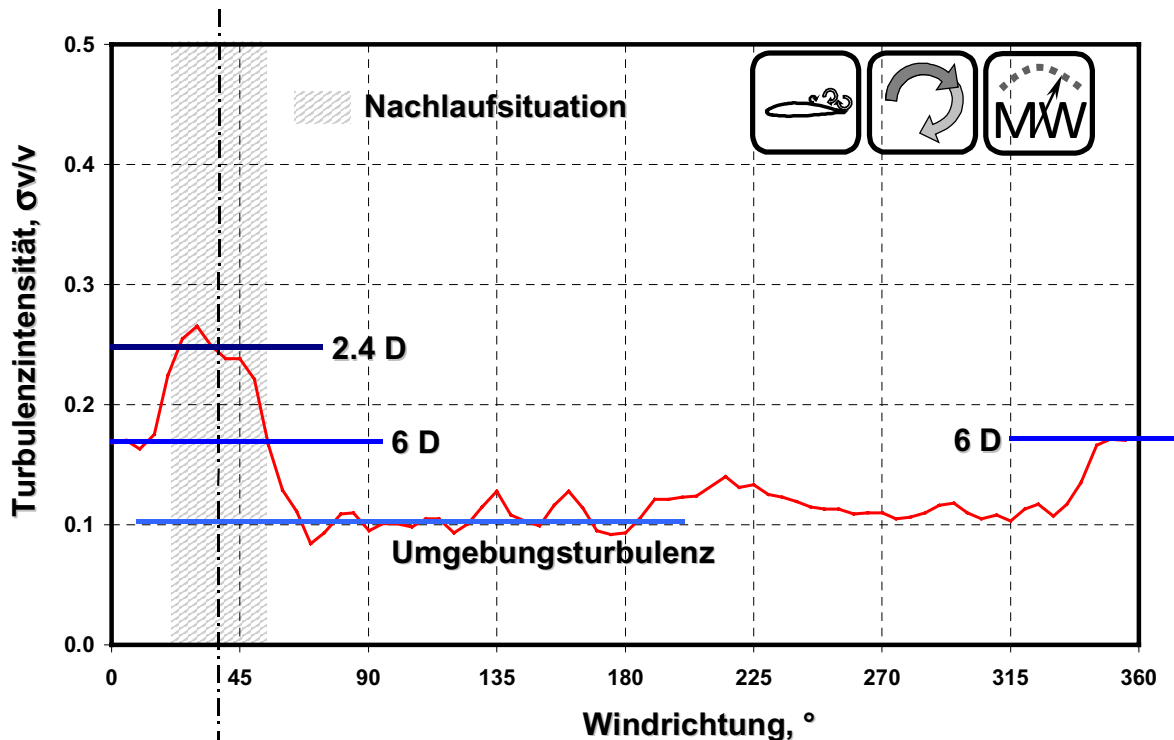


Abbildung 6 Binanalyse der Nachlaufsituation aus Abbildung 5.

Wurden die Mittelwerte, Maxima und Minima sowie die Standardabweichungen aufgezeichnet, so wurden diese Daten weiter untersucht. Insgesamt konnten 16 Messkampagnen alle geforderten Kriterien erfüllen. Zusätzlich wurde untersucht, ob sich noch weitere WEA in der Nachbarschaft der zu vermessenden WEA befanden, um auch größere Abstände als die 2 bis 3 D der IEC-Vorgabe zu untersuchen.

Abbildung 5 zeigt eine typische Auswertung einer Messkampagne in der Darstellung Turbulenzintensität über der Windrichtung. Jeder Datenpunkt repräsentiert einen 10-Minuten Mittelwert. Für die vorgestellten Auswertungen sind nur die Daten berücksichtigt, in denen sich die WEA im Leistungsbetrieb befand. Die Darstellung der Turbulenzintensität über der Windrichtung macht den Nachlaufbereich deutlich sichtbar, wie im Sektor der Nordostanströmung in Abbildung 5 zu sehen ist.

Zur Festlegung der für die Leistungskennlinienvermessung gültigen Windrichtungssektoren fordert die IEC 61400-12 [6] eine genaue Beschreibung der Umgebung der zu untersuchenden WEA. Im vorliegenden Beispiel ist der Sektor nördlich des Nachlaufs von einer weiteren Anlage in 6 Durchmessern Abstand beeinflusst, östlich des Nachlaufs war der Messmast frei angeströmt und repräsentiert daher die für den Standort typische Umgebungsturbulenz. Weitere Hindernisse, wie Gebäude, Hügel oder Bäume waren in diesem Sektor nicht zu finden. Im vorliegenden Beispiel erzeugt die WEA bei 10% Umgebungsturbulenzintensität eine Turbulenzintensität im Nachlauf von 25% im Abstand von 2,4 Durchmessern und eine Turbulenzintensität von ca. 17% im Nachlauf von 6 Durchmessern. Zur Darstellung der mittleren Turbulenzintensität über der Windrichtung wurden die Daten einer Binanalyse unterzogen (Abbildung 6).

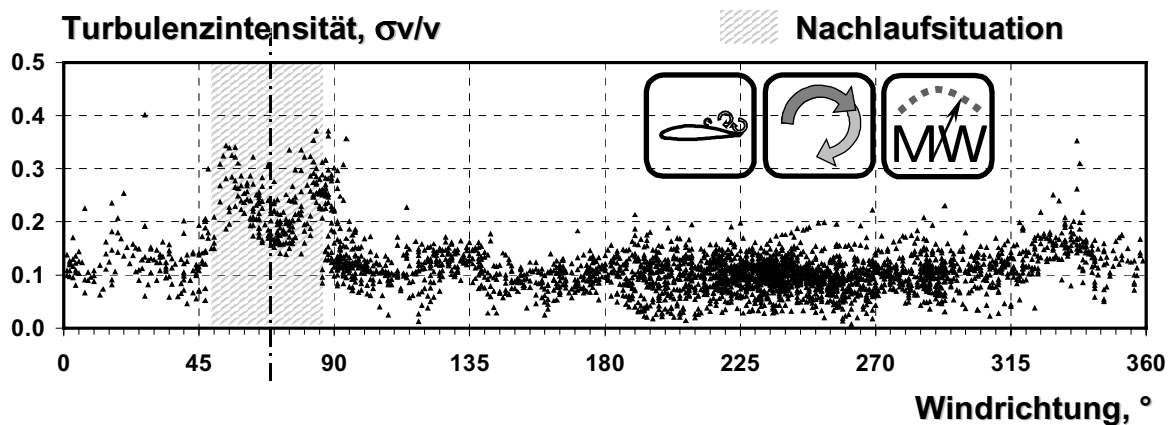


Abbildung 7 Nachlaufsituation mit typischen Überhöhungen der Turbulenzintensität an den Rändern des Nachlaufs (2,4 D Abstand).

Der Nachlauf einer WEA wird hauptsächlich durch drei Effekte geprägt: Die Turbulenz, die durch das einzelne Rotorblatt erzeugt wird, durch Druckausgleich an der Blattspitze entstehende Wirbel und die durch den Energieentzug reduzierte Anströmgeschwindigkeit. Um die Geschwindigkeitsreduktion im Nachlauf zu ermitteln, muss die ungestörte Windgeschwindigkeit bekannt sein. Dies ist bei den vorliegenden Leistungskennlinienmesskampagnen aber nicht der Fall. Für den Teillastbereich besteht die Möglichkeit, über die elektrische Leistung und die im ungestörten Sektor ermittelte Leistungskurve die ungestörte Windgeschwindigkeit zu berechnen. Das Verhältnis der Nachlaufgeschwindigkeit zur freien Anströmung v_{wake}/v_{free} ist exemplarisch in Abbildung 8 dargestellt.

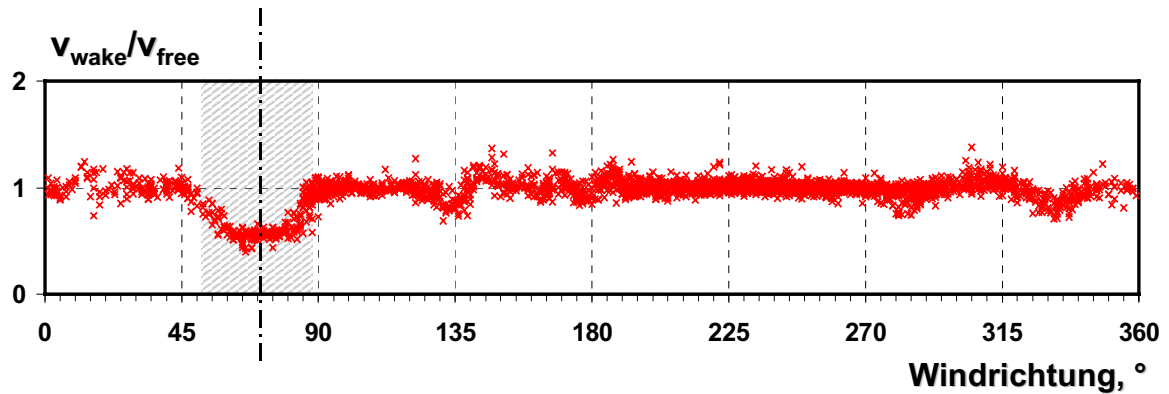


Abbildung 8 Gemessene Windgeschwindigkeitsreduktion im Nachlauf der WEA aus Abbildung 7.

Das Geschwindigkeitsprofil mit der maximalen Reduktion der Windgeschwindigkeit im Nachlauf auf ca. 60% der ungestörten Anströmung ist im markierten Sektor deutlich zu sehen. Der Abstand zwischen der WEA und dem Messmast betrug 2,4 Durchmesser. Es wurden nur Werte des Teillastbereichs ausgewertet, da nur für diese Werte die Ermittlung der ungestörten Windgeschwindigkeit über die Leistungskennlinie eindeutig möglich ist. Der in Abbildung 7 markante „Doppelhöcker“ der Turbulenzintensität im Randbereich des Nachlaufs ist darauf zurückzuführen, dass kleine Windrichtungsänderungen einen ständigen Wechsel von freier Anströmung und Nachlaufsituation am Messmast verursachen. Die dadurch schwankende Windgeschwindigkeit im 10-Minuten Mittelwert wird als Turbulenzintensität bewertet.

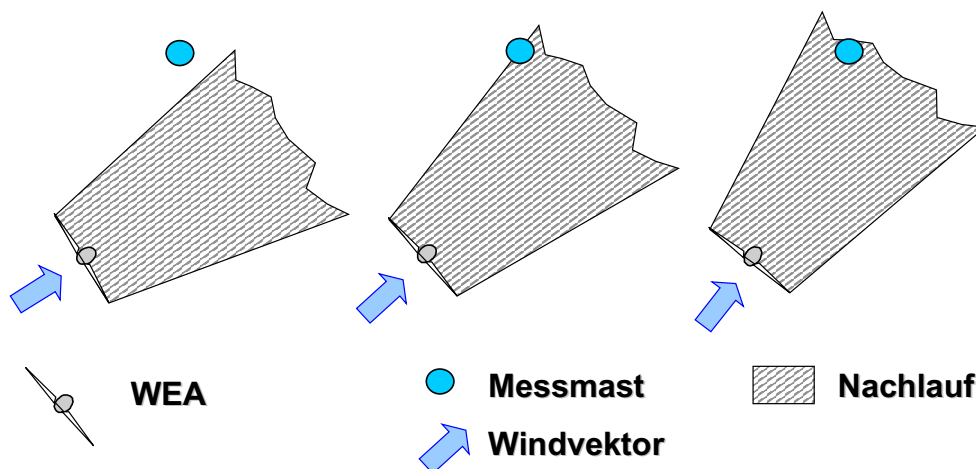


Abbildung 9 Entstehung zusätzlicher „Turbulenzintensität“ im Randbereich des Nachlaufs, erzeugt durch Windrichtungsänderungen.

Die Umgebungsturbulenzintensität wurde aus den Diagrammen im ungestörten Nachbarbereich des Nachlaufs bestimmt. Dabei wurde anhand der Leistungskurvenmessberichte die Umgebung der WEA berücksichtigt, um sicherzustellen, dass keine zusätzlichen Hindernisse das Ergebnis verfälschen. Dadurch kann die Turbulenz außerhalb des Nachlaufs mit der Umgebungsturbulenz vor der WEA gleichgesetzt werden.

Eine andere Methode, die Turbulenzintensität der ungestörten Anströmung aus den vorhandenen Messdaten zu ermitteln, bestand in der Auswertung der Leistungskennlinie und des sogenannten PFC, des Leistungsschwankungskoeffizienten (Power Fluctuation Coefficient) [8].

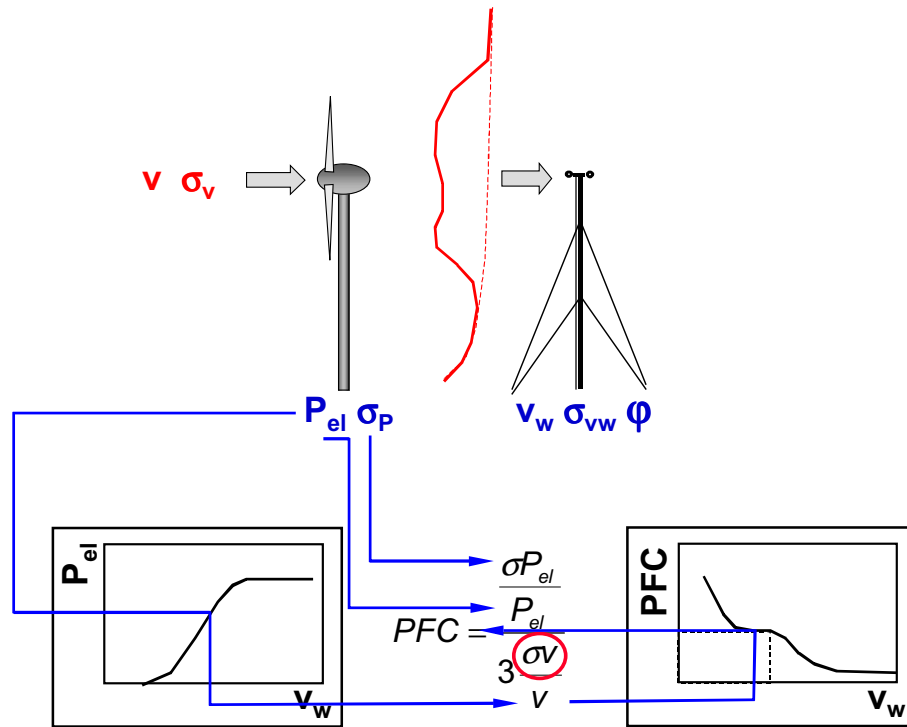


Abbildung 10 Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität durch Leistungskurve und PFC.

Im sogenannten IEC-Sektor wird die Leistungskennlinie und der PFC über der Windgeschwindigkeit ermittelt. Steht der meteorologische Mast im Lee der WEA, so wird über die Leistungskennlinie und den $PFC(v)$ durch Eingabe der Leistung und der Standardabweichung der Leistung die ungestörte Windgeschwindigkeit und -turbulenz ermittelt. Abbildung 10 zeigt das Prinzip dieser Auswertung, die allerdings nur für Windgeschwindigkeiten zwischen der Einschaltwindgeschwindigkeit und der Nennwindgeschwindigkeit gültig ist, da nur in diesem Bereich eine eindeutige Zuordnung zwischen Windgeschwindigkeit und Leistung gegeben ist. Es konnte zwar auf eine große Menge von Messdaten zurückgegriffen werden, die Streuungen der Werte war aber zu hoch, so dass keine eindeutigen Aussagen zur Umgebungsturbulenz getroffen werden konnten. Aus diesen Gründen wurde diese Auswertemethode nicht weiter verfolgt.

Situationen, in denen die Nennwindgeschwindigkeit überschritten wurde, konnten nur sehr selten aus den Daten extrahiert werden, da die Messmasten für die Leistungskurvenvermessungen der Hauptwindrichtung nach ausgerichtet worden waren. Aus der Gegenrichtung traten Starkwinde während der Messkampagnen daher nur sehr selten auf.

Im Folgenden sind einige der Leistungskennlinienvermessungen für verschiedene WEA dargestellt:

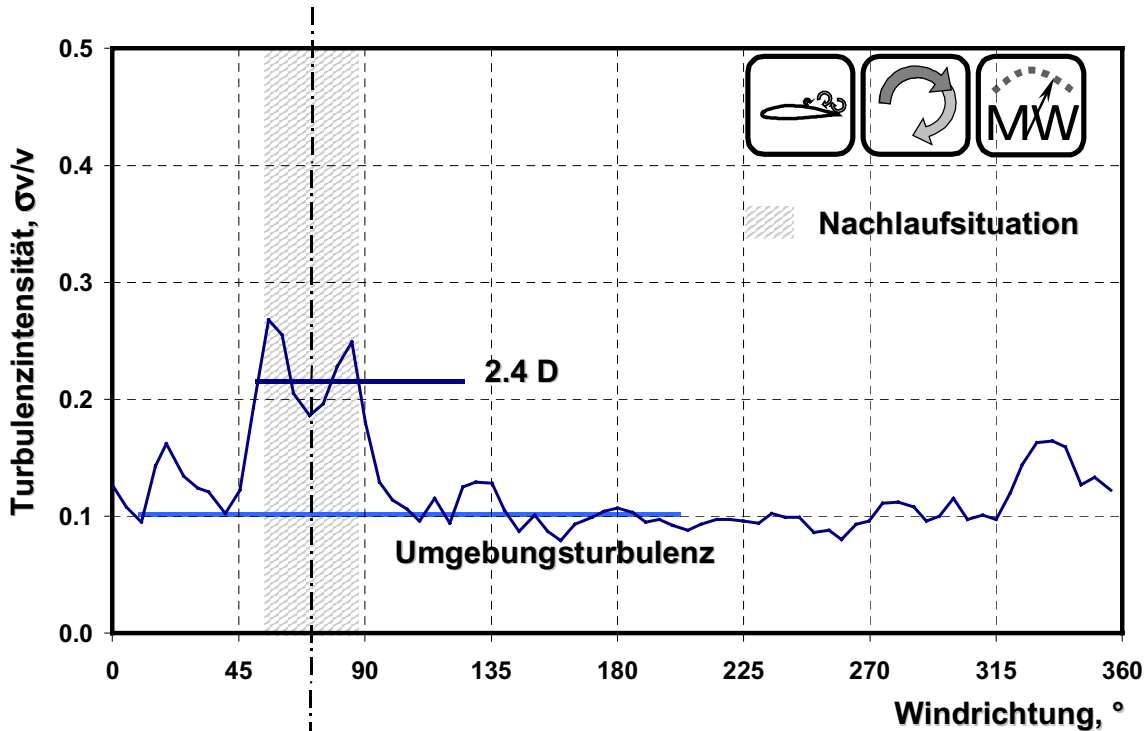


Abbildung 11 Binanalyse der Turbulenzintensität über der Windrichtung für eine stallgeregelte Megawatt-WEA mit 2 festen Drehzahlen. Messmast in 2,4 Durchmesser Abstand von der WEA.

Abbildung 11 zeigt eine Auswertung einer stallgeregelten WEA, auch hier ist der „Doppelhöcker“ der Turbulenzintensität deutlich erkennbar. Andere Messkampagnen wurden am Rande von Windparks durchgeführt, so dass der Messmast, je nach Windrichtung, im Nachlauf von verschieden weit entfernten Anlagen stand. In Abbildung 12 sind die Auswirkungen von drei verschiedenen Abständen im Vergleich zur Umgebungsturbulenz dargestellt. Alle Anlagen im Park waren vom gleichen Typ. Da aber nur das Leistungssignal einer WEA aufgezeichnet wurde, wurde angenommen, dass alle WEA zur gleichen Zeit netzgekoppelt liefen. Geringe Unterschiede im Zu- und Abschalten spielen bei der großen Datenmenge nur eine untergeordnete Rolle und können vernachlässigt werden. Als Plausibilisierung der Daten diente die optische Kontrolle der 10-Minuten Mittelwerte. Bei abgeschalteter Anlage ist dann in dem betreffenden Sektor keine Turbulenzerhöhung festzustellen.

Abbildung 13 zeigt die 10-Minuten Mittelwerte der Turbulenzintensität für eine MW-WEA mit Pitchregelung und variabler Drehzahl. An diesem Standort traten während der Messkampagne auch hohe Windgeschwindigkeiten auf, die in der Abbildung separat dargestellt sind. Da die Windgeschwindigkeit, insbesondere im Nachlauf, nicht als Entscheidungskriterium geeignet war, wurden alle Messwerte der elektrischen Leistung, die größer als die 0,8-fache Nennleistung auftraten, als Messwerte mit Regelungsbetrieb bewertet. Im Nachlaufbereich sind sehr wenig Datenpunkte vorhanden. Diese liegen jedoch deutlich unterhalb der Werte, die bei Teillastbereich aufgezeichnet wurden.

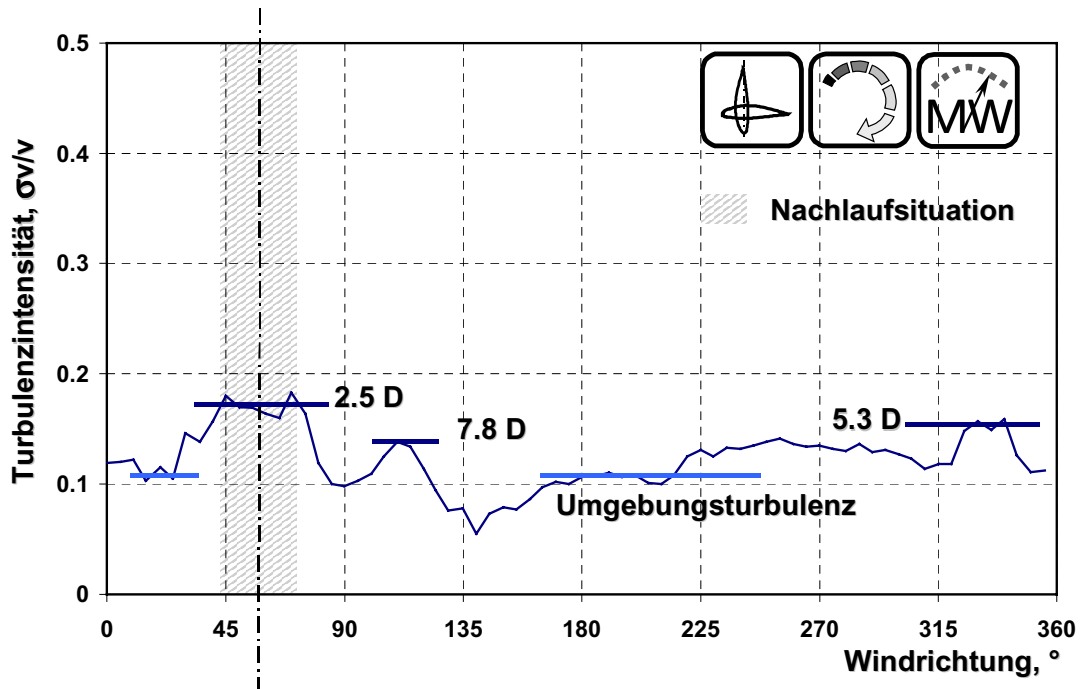


Abbildung 12 Binaanalyse der Turbulenzintensität über der Windrichtung für eine pitchgeregelte Megawatt-WEA mit variabler Drehzahl. Für verschiedene Windrichtungen stehen mehrere WEA des gleichen Typs 2,5, 5,3 und 7,8 Durchmesser vor dem Messmast.

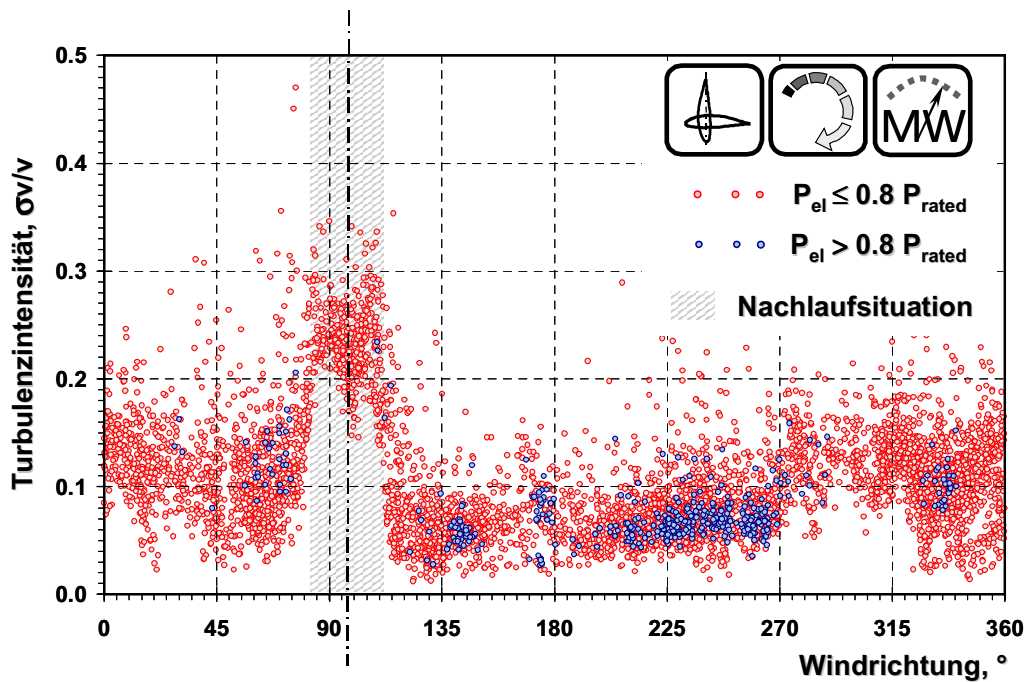


Abbildung 13 Turbulenzintensität über der Windrichtung für eine pitchgeregelte Megawatt-WEA mit variabler Drehzahl. Der Messmast steht 2,4 Durchmesser vor der WEA.

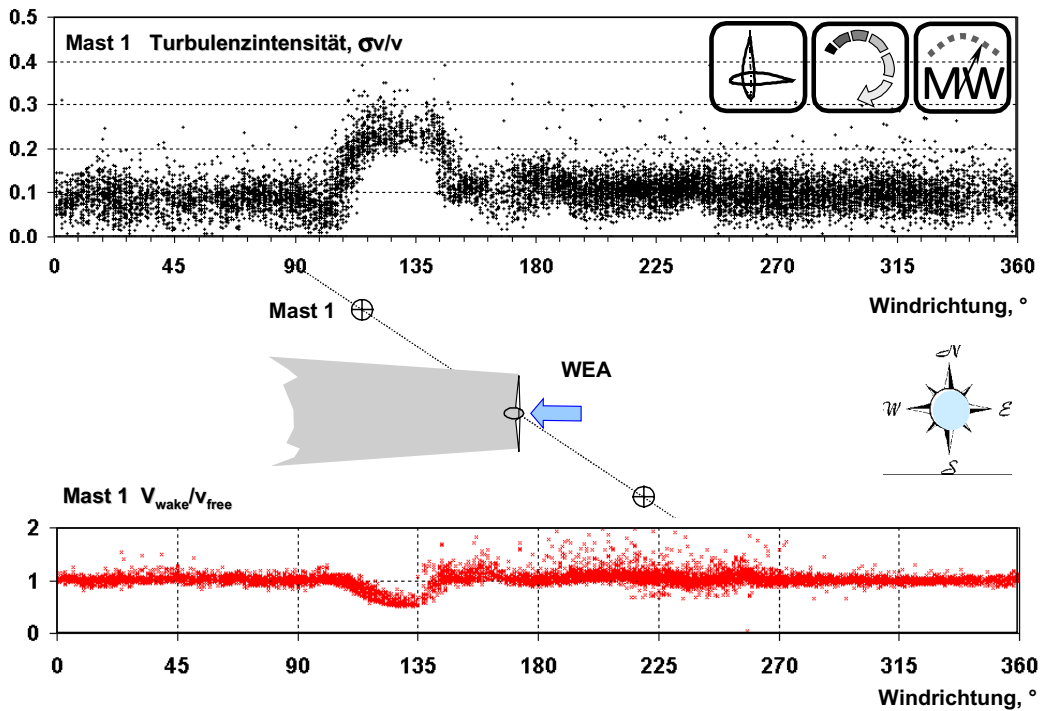


Abbildung 14 Turbulenzintensität und Windgeschwindigkeitsreduktion über der Windrichtung für eine pitchgeregelte Megawatt-WEA mit variabler Drehzahl. Der Messmast 1 steht 2,4 Durchmesser vor der WEA.

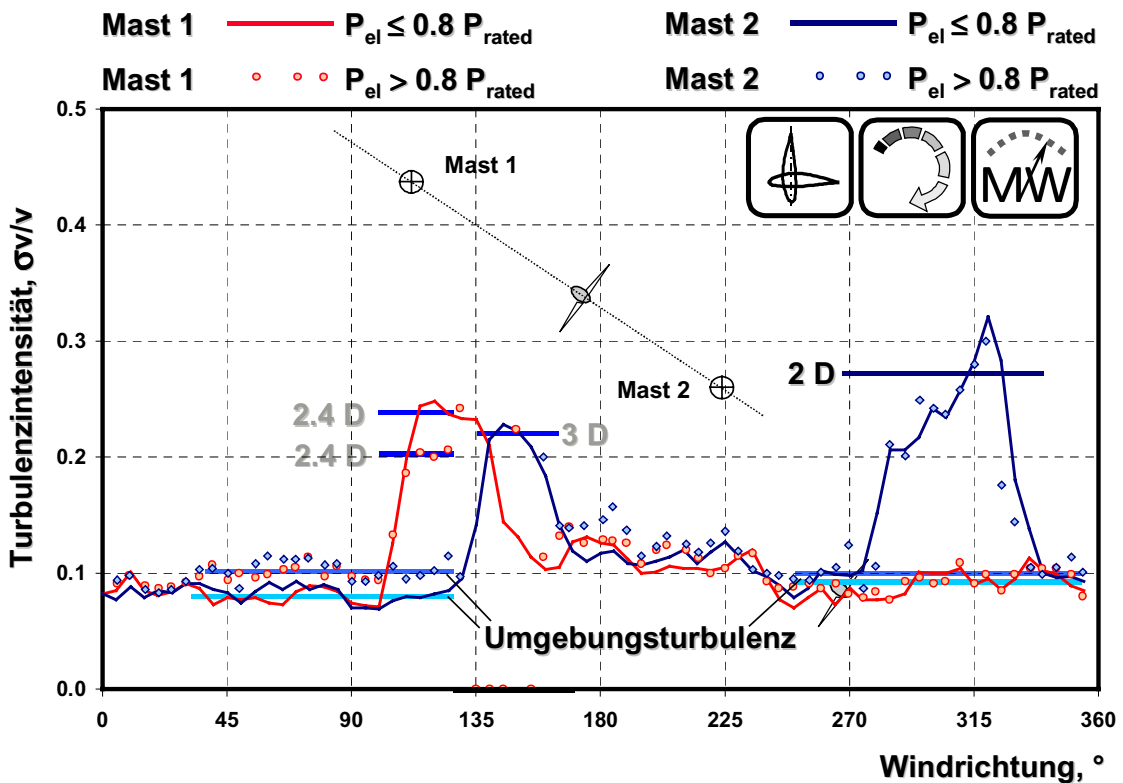


Abbildung 15 Binanalyse der Turbulenzintensität über der Windrichtung für pitchgeregelte Megawatt-WEA mit variabler Drehzahl. Verschiedene Abstände des Messmasts von der WEA und Situationen mit Teillastbetrieb und Betrieb mit Nennleistung.

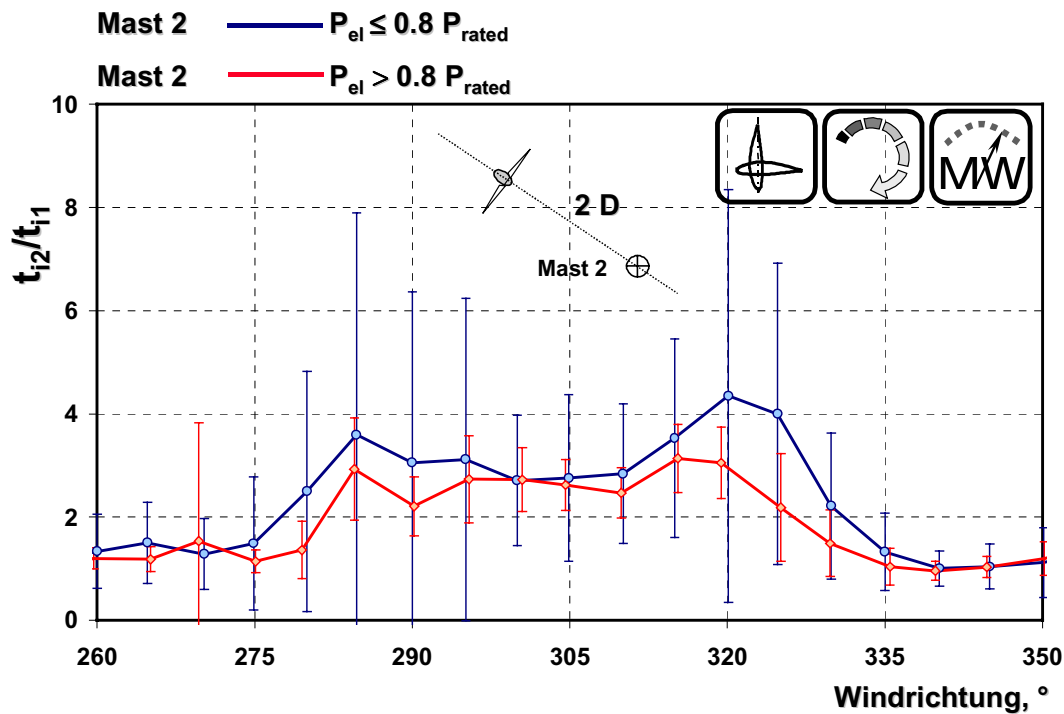


Abbildung 16 Binanalyse der relativen Turbulenzintensität über der Windrichtung im Nachlauf einer pitchgeregelten Megawatt-WEA mit variabler Drehzahl für Teillastbereich und Werten mit Nennleistung. Der Messmast steht zwei Durchmesser vor der WEA.

Abbildung 14 zeigt die Situation am Standort der WEA, an der später ein zweiter Mast zur Vermessung des Nachlaufs mit Ultraschallanemometern aufgestellt wurde. Durch den zusätzlich aufgestellten Mast im Lee der WEA, bezogen auf die Hauptwindrichtung, fielen auch genügend Datensätze mit Nennleistungsbetrieb und Starkwindbetrieb an. Eine baugleiche WEA in der unmittelbaren Nachbarschaft lieferte zusätzliche Nachlaufsituationen bei größeren Mastabständen. Die Auswertungen der Mittelwerte der Turbulenzintensität für die Messkampagnen mit den Schalensternanemometern in Nabenhöhe für die verschiedenen Abstände sind in Abbildung 15 zusammengefasst. Abbildung 16 zeigt einen detaillierteren Ausschnitt der Nachlaufsituation, gemessen am Mast 2 in zwei Durchmessern Entfernung hinter der WEA, mit der Darstellung der Standardabweichungen der Mittelwerte. Die betrachtete WEA ist pitchgeregelt und wird mit variabler Drehzahl betrieben. Im Bereich der Nennleistung und der damit einsetzenden Blattverstellung nimmt der Rotor weniger Energie aus dem Wind, er wird sozusagen durchlässiger. Dadurch nimmt die Turbulenz im Nachlauf ab, was in Abbildung 15 für alle Abstände zu sehen ist. Da an dem betrachteten Standort die Umgebungsturbulenz bei höheren Windgeschwindigkeit abnimmt (siehe auch Abbildung 15) wird der Effekt noch deutlicher, wenn das Verhältnis der Turbulenz im Nachlauf zur Turbulenz der ungestörten Anströmung betrachtet wird, wie es in Abbildung 16 dargestellt ist. Bei der zuletzt genannten Messkampagne konnte auf die Ermittlung der ungestörten Windgeschwindigkeit über die Leistungskurve verzichtet werden, da der zweite Mast den ungestörten Wind und damit auch die Umgebungsturbulenz zeitgleich aufzeichnete.

Die Bewertung aller Auswertungen wird im Kapitel 4 vorgenommen.

3.2 Windmessungen im Nachlauf einer MW-WEA

Dipl. - Ing. Henry Seifert

Um eindeutige Windmessungen im Nachlauf von heutigen MW-Anlagen im Bereich 2 bis 3 Durchmesser auch für Windgeschwindigkeiten oberhalb der Nennwindgeschwindigkeit zu erhalten, wurde in der Projektgruppe beschlossen, bei einer laufenden Vermessung der Leistungskennlinie einer MW-WEA im Lee der Hauptwindrichtung einen zweiten Messmast aufzustellen. Dieser Mast wurde mit drei Ultraschallanemometern in Nabenhöhe, in Nabenhöhe minus dem halben Rotordurchmesser und in Nabenhöhe minus Rotordurchmesser ausgestattet. Eine Standard-Windrichtungsanzeige und ein normales Schalensternanemometer vom Typ Vektor in Nabenhöhe auf dem neuen Mast waren zusätzlich notwendig, um die Information über den ungestörten und gestörten Wind, luv- und leeseitig, zu erhalten. Diese beiden Instrumente wurden an die bestehende Datenerfassung der Leistungskennlinienvermessung angeschlossen und als 10-Minuten Mittelwerte, Minima und Maxima pro 10-Minuten Mittelwert und als Standardabweichung aufgezeichnet. Abbildung 17 zeigt den prinzipiellen Aufbau beider Masten. Die Windenergieanlage steht dabei genau auf der Verbindungslinie zwischen den Masten, 2,4 Durchmesser vom Mast 1 und 2 Durchmesser vom Mast 2 entfernt.

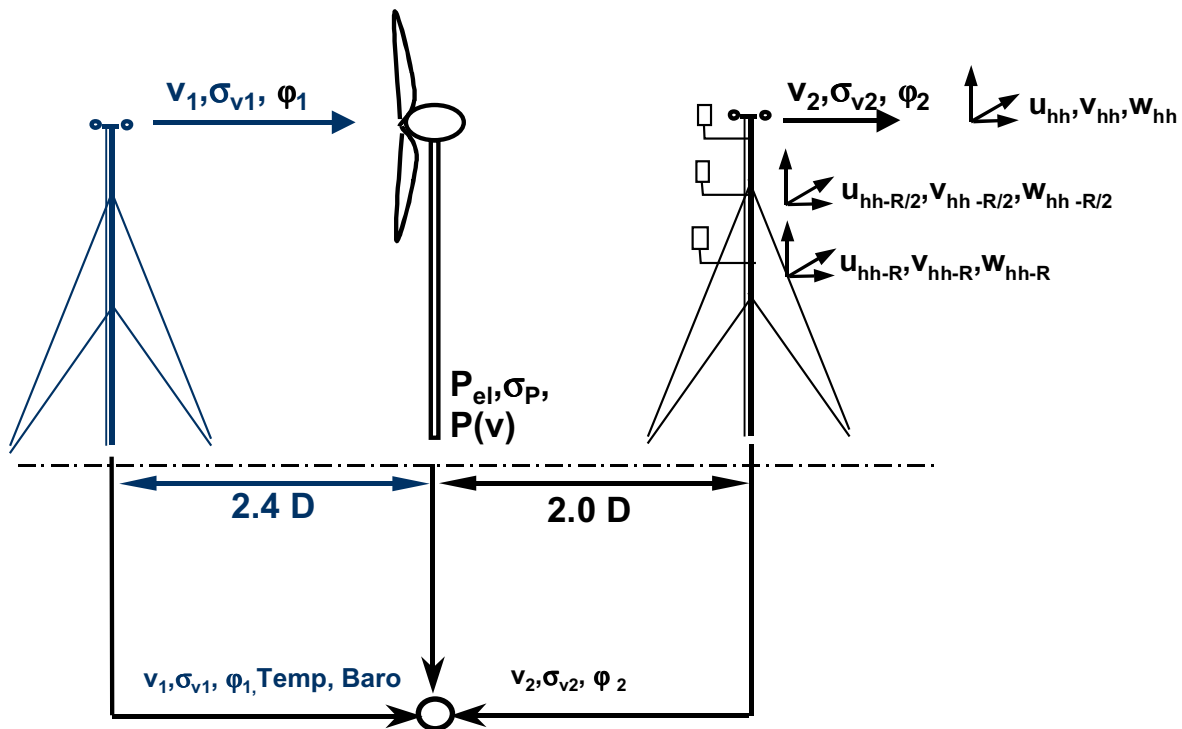


Abbildung 17 Prinzipieller Aufbau der Messung mit zwei Masten am Standort Hage.

Neben der Temperatur und dem Luftdruck am Mast 1, sowie den Statussignalen der Betriebsführung der WEA, wurden die folgenden Messgrößen aufgezeichnet:

- P_{el}, σ_P Elektrische Leistung (10-Min-Mittelwerte), Standardabweichung
- $P(v)$ Leistungskurve
- v, σ_v Windgeschwindigkeit (10-Min-Mittelwerte), Standardabweichung
- φ Windrichtung
- 1 Mast 1
- 2 Mast 2



Abbildung 18 Standort Hage: Im Vordergrund der mit Ultraschallanemometern bis Nabenhöhe ausgestattete Messmast, hier im direkten Nachlauf der Windenergieanlage.

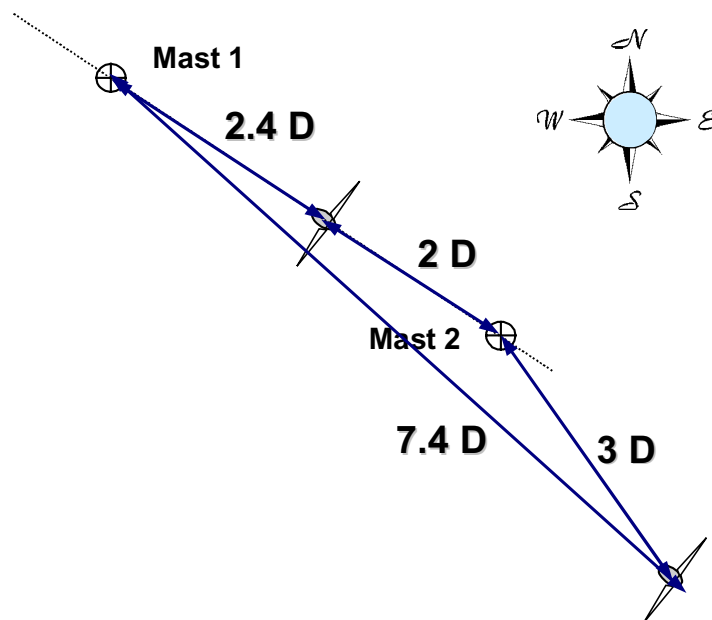


Abbildung 19 Standortbeschreibung mit den beiden Messmasten, der untersuchten WEA und der südöstlich gelegenen Nachbaranlage.



Abbildung 20 Bild des Messmasts 2 mit den Ultraschallanemometern. Links im eingefahrenen Zustand, rechts aufgerichtet und ausgefahren.

Die beschriebene Messung mit den zwei Masten dient einmal der Validierung der vorher beschriebenen Methode der Leistungskurvenmesskampagnen, zum anderen war aber von den teilnehmenden Herstellern der Wunsch geäußert worden, zeitlich höher aufgelöste 3-D Winddaten zur Validierung des CFD-Rechenverfahrens und zur Überprüfung später verwendeter Windfelder zur Eingabe in eigene Simulationsprogramme zu erhalten. Der Messmast und zwei Ultraschallanemometer wurden dem Projekt von der teilnehmenden Firma Enercon, ein weiteres Ultraschallanemometer, ein Datenerfassungsrechner inklusive Software vom DEWI für die Messkampagne zur Verfügung gestellt. Auf- und Abbau des Masts wurden von Enercon und DEWI organisiert und durchgeführt. Als Ultraschallanemometer standen Geräte der Firma Gill Instruments zur Verfügung, die zwei horizontale Windgeschwindigkeitsvektoren und einen vertikalen -vektor aufzeichnen. Die Datenrate wurde auf die in der vorliegenden Konfiguration maximal möglichen 4 Hz eingestellt. Die Aufzeichnung der Zeit ermöglichte bei der späteren Auswertung den Vergleich mit den Mittelwerten und Windrichtungen, die mit dem Schalensternanemometern und der Windfahne mit der separaten Datenerfassung der Leistungskurvenmesskampagne aufgezeichnet wurden.

Die zeitlich höhere Auflösung erforderte ein mindestens monatliches Auslesen der Daten, wobei die Einrichtung einer Modemverbindung aus technischen Gründen im zeitlichen und finanziellen Projektrahmen nicht möglich war. Die Messkampagne mit dem Zweitmast startete am 2. Oktober 2002 nach dem Aufrichten des Masts am 26. und 27. September 2002 und dem anschließenden Verlegen der Kabel. Zu diesem Zeitpunkt lag die endgültige Auswertesoftware für die Ultraschallanemometer noch nicht vor, so dass erste Messungen von 4 Hz Zeitreihen ab 22. Oktober aufgezeichnet wurden. Für den Rest des Jahres 2002 lagen dennoch keine verwertbaren Daten hinsichtlich des Leebetriebs vor, da entweder für die Jahreszeit untypische Windrichtungen auftraten und der mit Ultraschallanemometern ausgestattete Mast sich nie im Lee der WEA befand, oder aber die Sensoren stark vereist waren. Für den Standort untypische Vereisungswetterlagen traten insbesondere im Dezember sehr häufig auf. Am 27. November musste der Mast ein zweites Mal gelegt werden, um zwei defekte Kabel auszutauschen. Der Abbau des Masts inklusive aller Sensoren erfolgte nach Beendigung der Messkampagne am 22. April 2003.

Ab Januar 2003 lagen typische Zeitreihen repräsentativer Windgeschwindigkeiten, frei angeströmt, teilabgeschattet und vollständig abgeschattet zur Auswertung vor.

proben bei verschiedenen Windgeschwindigkeiten bestätigten die hier vorgestellten Beispiel-
ergebnisse.

	Datum	Startzeit	10-min Avg			Datum	Startzeit	10-min Avg					
Mast 1	07.02.2003	03:50:00	V _{hub height}	Std dev.	Richtung	T _i	Mast 1	23.01.2003	03:20:00	V _{hub height}	Std dev.	Richtung	T _i
			m/s	m/s	°					m/s	m/s	°	
Mast 1 (Vektor)			7.60	0.74	188	0.10	Mast 1 (Vektor)			7.60	0.45	248	0.06
Mast 2 (Vektor)			7.51	0.85		0.11	Mast 2 (Vektor)			7.61	0.75		0.10
Mast 2: US	V ^{Ultrasonic}	Std dev.		T _i			Mast 2: US	V ^{Ultrasonic}	Std dev.		T _i		
V _{hub height-R}			6.04	1.10		0.18	V _{hub height-R}			6.01	0.64		0.11
V _{hub height-R/2}			7.13	0.94		0.13	V _{hub height-R/2}			6.90	0.72		0.10
V _{hub height}			7.74	1.01		0.13	V _{hub height}			7.65	0.69		0.09

	Datum	Startzeit	10-min Avg			Datum	Startzeit	10-min Avg					
Mast 1	06.02.2003	17:20:00	V _{hub height}	Std dev.	Richtung	T _i	Mast 1	02.02.2003	10:00:00	V _{hub height}	Std dev.	Richtung	T _i
			m/s	m/s	°					m/s	m/s	°	
Mast 1 (Vektor)			4.92	0.59	188	0.12	Mast 1 (Vektor)			11.51	0.99	191	0.09
Mast 2 (Vektor)			5.31	0.50		0.09	Mast 2 (Vektor)			10.92	1.05		0.10
Mast 2: US	V ^{Ultrasonic}	Std dev.		T _i			Mast 2: US	V ^{Ultrasonic}	Std dev.		T _i		
V _{hub height-R}			3.91	0.62		0.16	V _{hub height-R}			8.40	1.53		0.18
V _{hub height-R/2}			4.80	0.52		0.11	V _{hub height-R/2}			10.30	1.11		0.11
V _{hub height}			5.31	0.60		0.11	V _{hub height}			11.02	1.16		0.11

	Datum	Startzeit	10-min Avg			Datum	Startzeit	10-min Avg					
Mast 1	28.01.2003	00:40:00	V _{hub height}	Std dev.	Richtung	T _i	Mast 1	28.01.2003	07:40:00	V _{hub height}	Std dev.	Richtung	T _i
			m/s	m/s	°					m/s	m/s	°	
Mast 1 (Vektor)			14.53	1.39	256	0.10	Mast 1 (Vektor)			18.80	2.18	280	0.12
Mast 2 (Vektor)			14.22	1.30		0.09	Mast 2 (Vektor)			18.73	2.45		0.13
Mast 2: US	V ^{Ultrasonic}	Std dev.		T _i			Mast 2: US	V ^{Ultrasonic}	Std dev.		T _i		
V _{hub height-R}			12.43	1.45		0.12	V _{hub height-R}			6.04	1.10		0.18
V _{hub height-R/2}			13.28	1.36		0.10	V _{hub height-R/2}			7.13	0.94		0.13
V _{hub height}			14.34	1.45		0.10	V _{hub height}			7.74	1.01		0.13

Tabelle 1 Vergleich der 10-Minuten Mittelwerte und der Turbulenzintensität gemessen mit den Schalenstern- und den Ultraschallanemometern.

Die Windstruktur einer 10-minütigen Zeitreihe für die drei Messhöhen und der beiden horizontalen Windvektoren sind exemplarisch für Schwachwind und geringe Turbulenz in Abbildung 22 und für Starkwind in Abbildung 23 dargestellt. In beiden Fällen wurden die Ultraschallanemometer frei angeströmt und der Mast befand sich nicht im Lee einer Windenergieanlage.

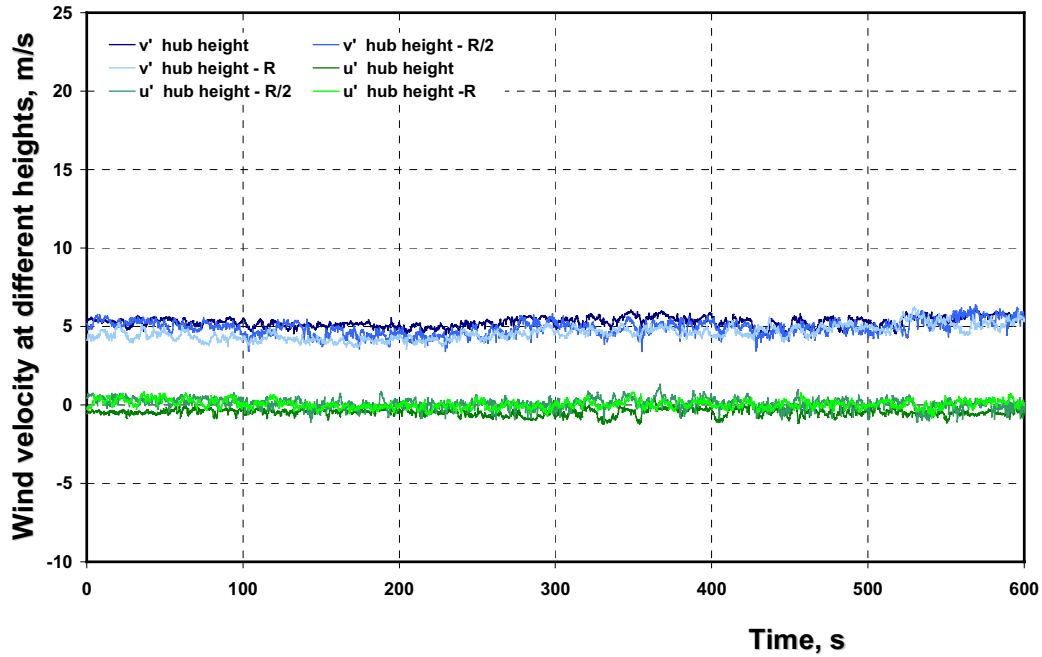


Abbildung 22 Beispiel einer 10 - Minuten Zeitreihe: Schwachwind, geringe Turbulenzintensität, frei angeströmt.

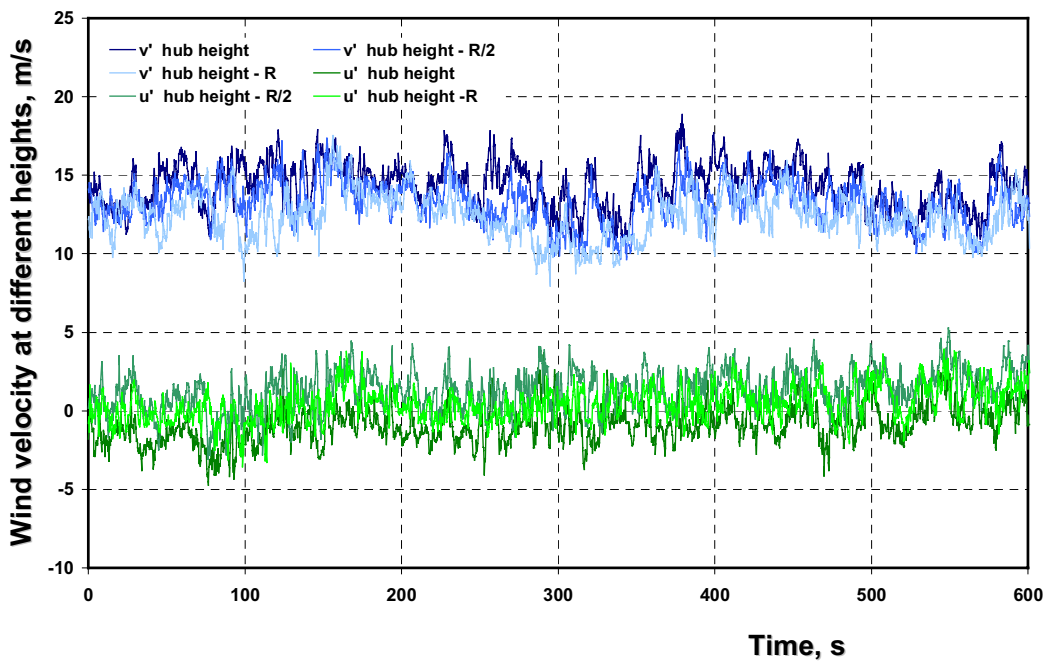


Abbildung 23 Beispiel einer 10-Minuten Zeitreihe: Starkwind, frei angeströmt.

Zur Untersuchung des Nachlaufs - zwei Durchmesser hinter der Windenergieanlage - wurden die entsprechenden Datensätze aus den Aufzeichnungen der Messkampagnen mit den Ultraschallanemometern nach den folgenden Kriterien ausgesucht:

- Mittelwert der Schalensternanemometer von Mast 1 und Mast 2 in Nabenhöhe,
- Windrichtung Mast 1 in Nabenhöhe und
- Turbulenzintensität der Schalensternanemometer von Mast 1 und Mast 2 in Nabenhöhe.

Für die Validierung der Simulationen sollte sich die Untersuchung auf eine ungestörte Windgeschwindigkeit von 10 m/s beschränken. Daher wurden Datensätze ausgesucht, die als 10-Minuten Mittelwert, gemessen am Schalensternanemometer in Nabenhöhe am Mast 1, ca. 10 m/s Windgeschwindigkeit und eine vergleichbare Turbulenzintensität auswiesen. Aus der Geometrie der Aufstellung der beiden Masten und der WEA ergaben sich drei verschiedene Betriebssituationen für den Mast im Nachlauf: Freie Anströmung, Teilabschattung und Vollabschattung, die in den folgenden Abbildungen dargestellt sind.

In jeder der Abbildungen ist im oberen Teil die entsprechende Nachlaufsituation von oben und aus Sicht der WEA dargestellt. Das mittlere Diagramm zeigt eine 10-Minuten Zeitreihe der horizontalen Windvektoren v' und u' jeweils in drei Höhen bis Nabenhöhe. Im unteren Diagramm ist ein 100 sekundlicher Ausschnitt der gleichen Zeitreihe gezeigt. In Abbildung 24 ist die ungestörte Situation bei 9,7 m/s mit 11% Turbulenzintensität zu sehen; Abbildung 25 zeigt die Windgeschwindigkeiten im Randbereich des Nachlaufs bei 9,8 m/s und 11% Turbulenzintensität, gemessen an Mast 1 in Nabenhöhe. Die Zeitreihe in Abbildung 26 repräsentiert das Windfeld direkt hinter der WEA bei 10,3 m/s Windgeschwindigkeit und 10% Turbulenzintensität vor der WEA.

In Abbildung 27 sind die vertikalen Windgeschwindigkeitskomponenten w' am Beispiel einer 100 sekundlichen Zeitreihe für die oben beschriebenen drei Betriebssituationen für den Messmast dargestellt. Die ungestörte Eingangswindgeschwindigkeit betrug in allen Fällen ca. 10 m/s, die Eingangsturbulenzintensität 10%. Aus mehreren Datensätzen bei 10 m/s ungestörtem Wind konnte auch das vertikale Windfeld zwei Durchmesser hinter dem Rotor über der Windrichtung dargestellt werden. Deutlich ist der Drall, erzeugt durch die Rotordrehung, zu erkennen (Abbildung 28).

Die Frequenz des Durchgangs eines Rotorblattes betrug bei der untersuchten WEA und den hier exemplarisch ausgewerteten Windgeschwindigkeiten von 10 m/s etwa 1 Hz. Mit 4 Hz Aufzeichnungsrate sollte diese Blattdurchgangsfrequenz am zwei Durchmesser hinter der WEA stehenden Messmast festgestellt werden können. FFT Auswertungen der Datensätze haben die Blattdurchgangsfrequenz aber nicht erkennen lassen, so dass im Abstand von zwei Durchmessern hinter der WEA von einer „Durchmischung“ der von den einzelnen Rotorblättern erzeugten Wirbel ausgegangen werden muss. Die verschiedenen vertikalen Windprofile frei angeströmt und teilweise bzw. ganz abgeschattet sind für 10 m/s in Abbildung 29 dargestellt.

Mit der schnellen, digitalen Aufzeichnung der drei Komponenten der Ultraschallanemometer lagen den Projektpartnern noch keine umfangreichen Erfahrungen vor. Die Auswertung und Darstellung konnte daher nicht automatisiert erfolgen und erforderte einen erhöhten Zeitaufwand. Gegen Ende der Messkampagne traten vermehrt Ausfälle in den Aufzeichnungen der 4 Hz Zeitreihen mit den Ultraschallanemometern auf, die bei geringen Ausfallraten von wenigen fehlenden Daten pro 10 - Minuten korrigiert werden konnten, bei größeren Lücken jedoch keine zuverlässige Aussage mehr zuließen.

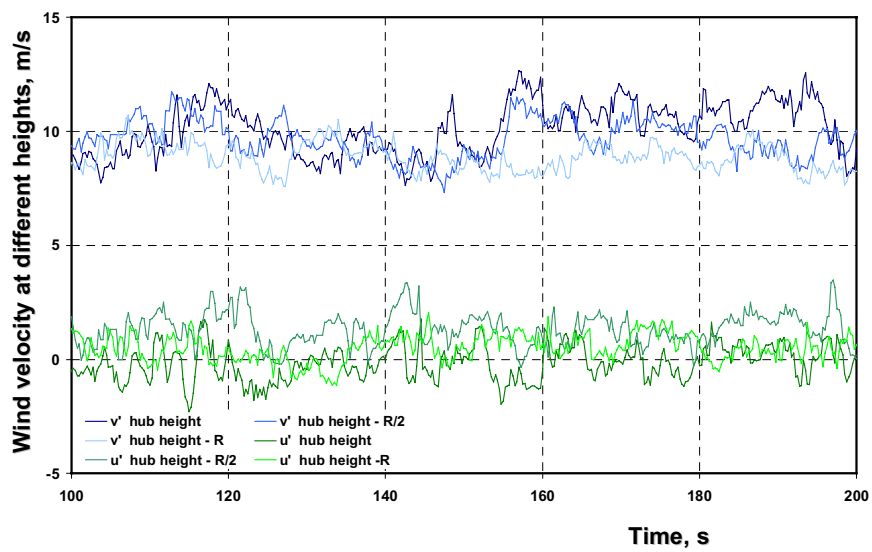
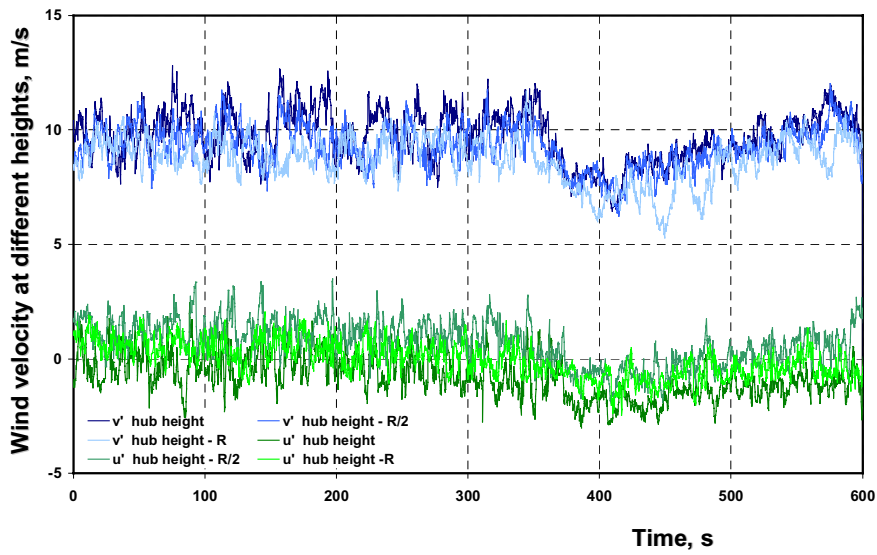
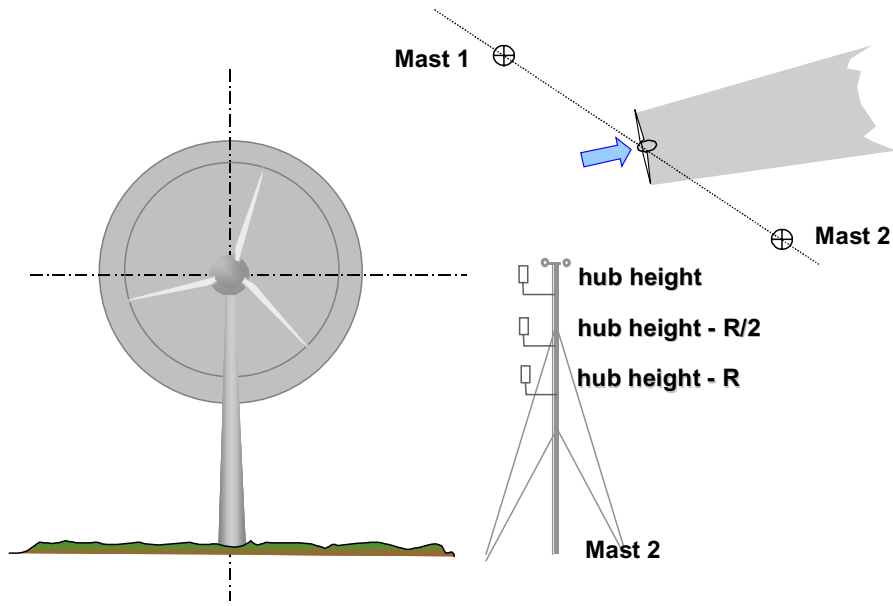


Abbildung 24 Freie Anströmung mit $v_\infty = 9.7 \text{ m/s}$; $t_{i_\infty} = .11$

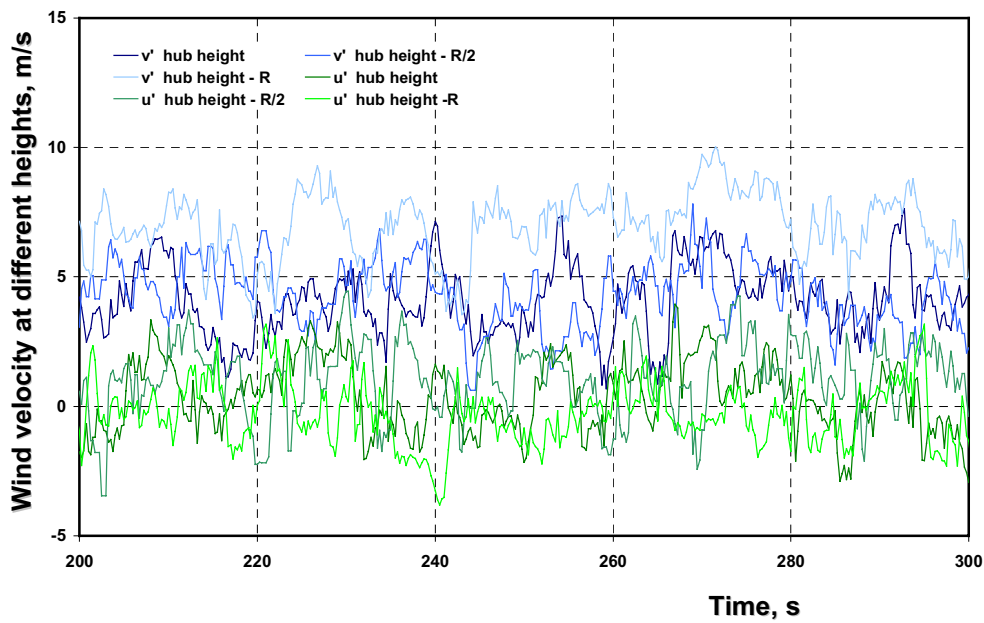
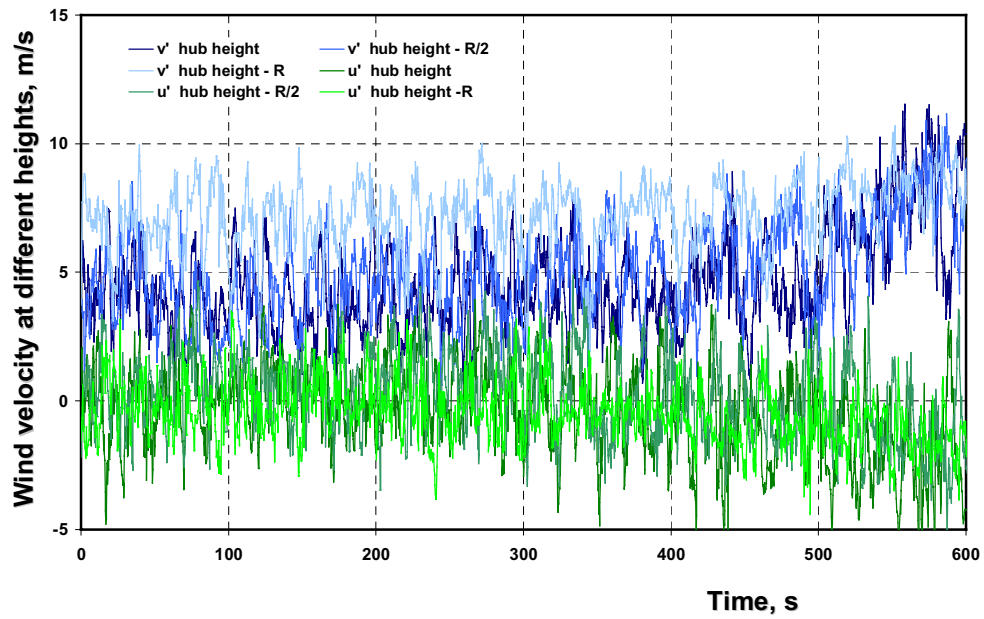
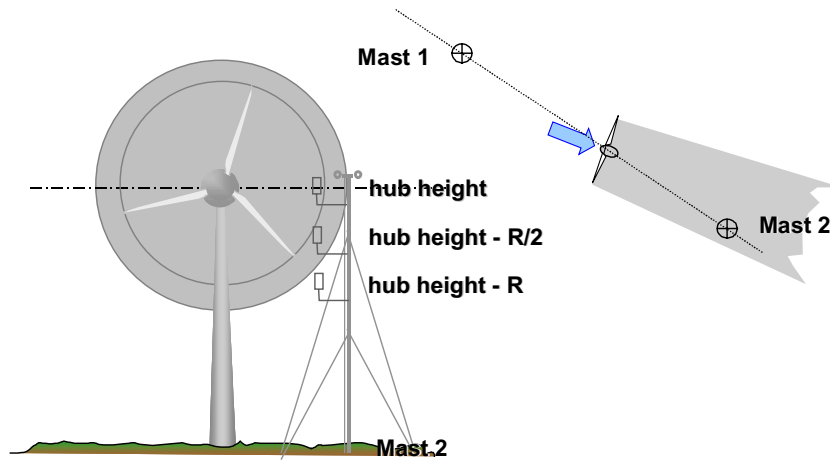


Abbildung 25 Teilabschattung 2 Durchmesser hinter der WEA mit $v_{\infty} = 9.8 \text{ m/s}$; $t_{i\infty} = .11$

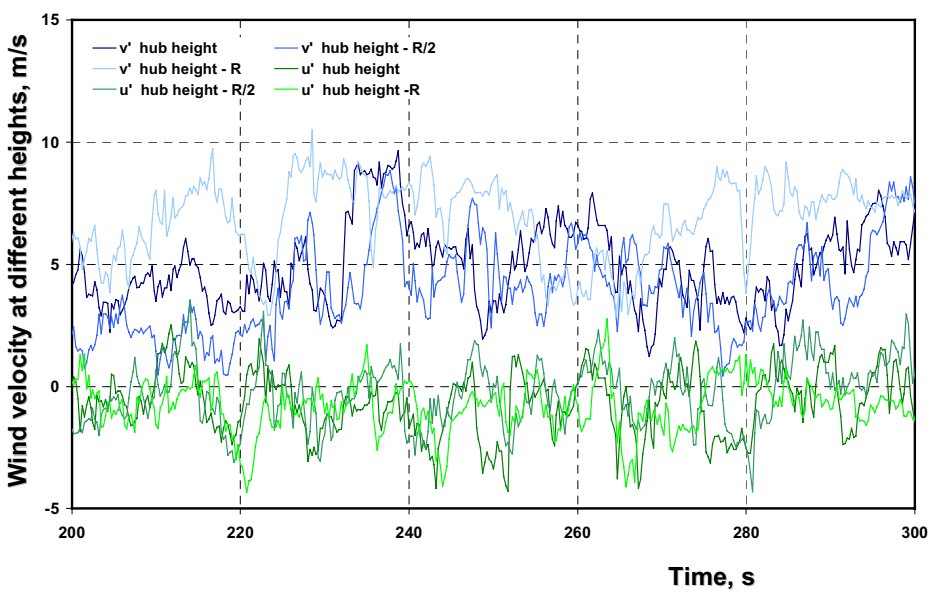
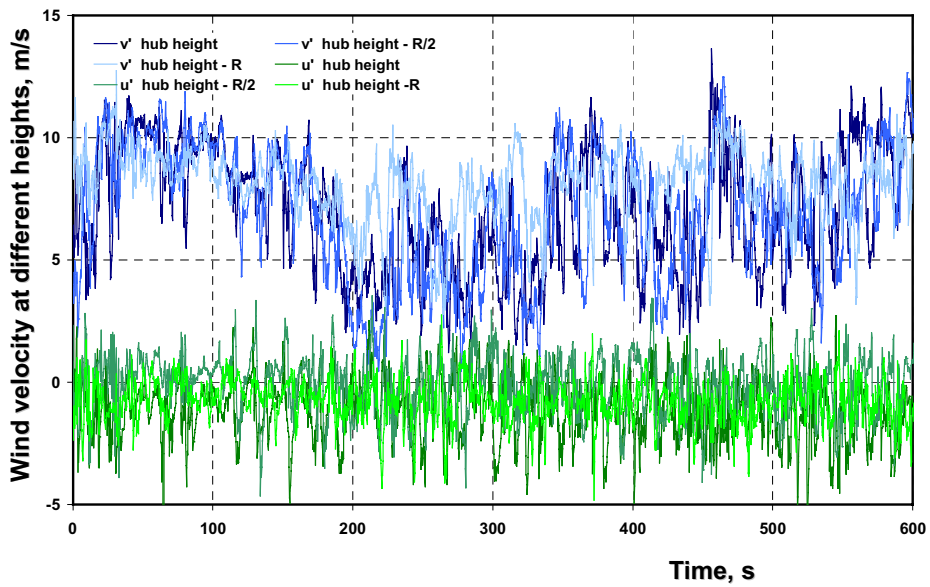
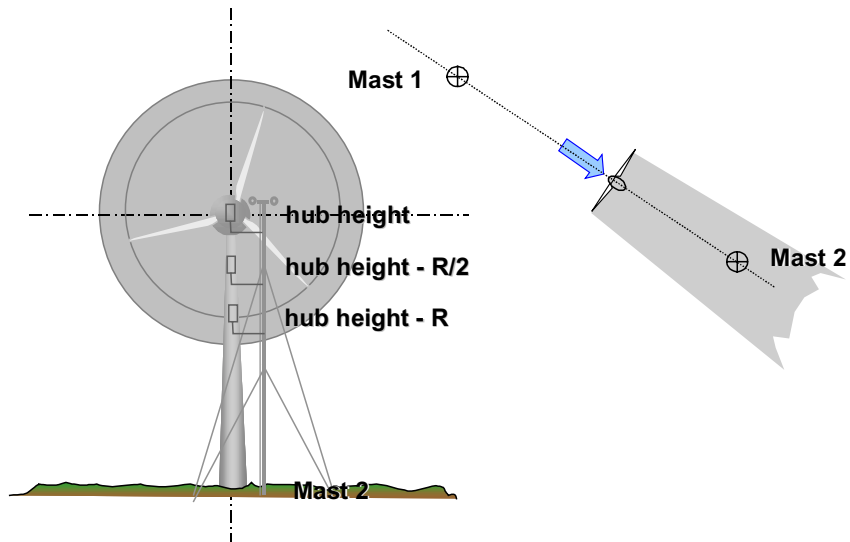


Abbildung 26 Vollabschattung 2 Durchmesser hinter der WEA bei $v_\infty = 10.3 \text{ m/s}$; $t_{i_\infty} = .10$

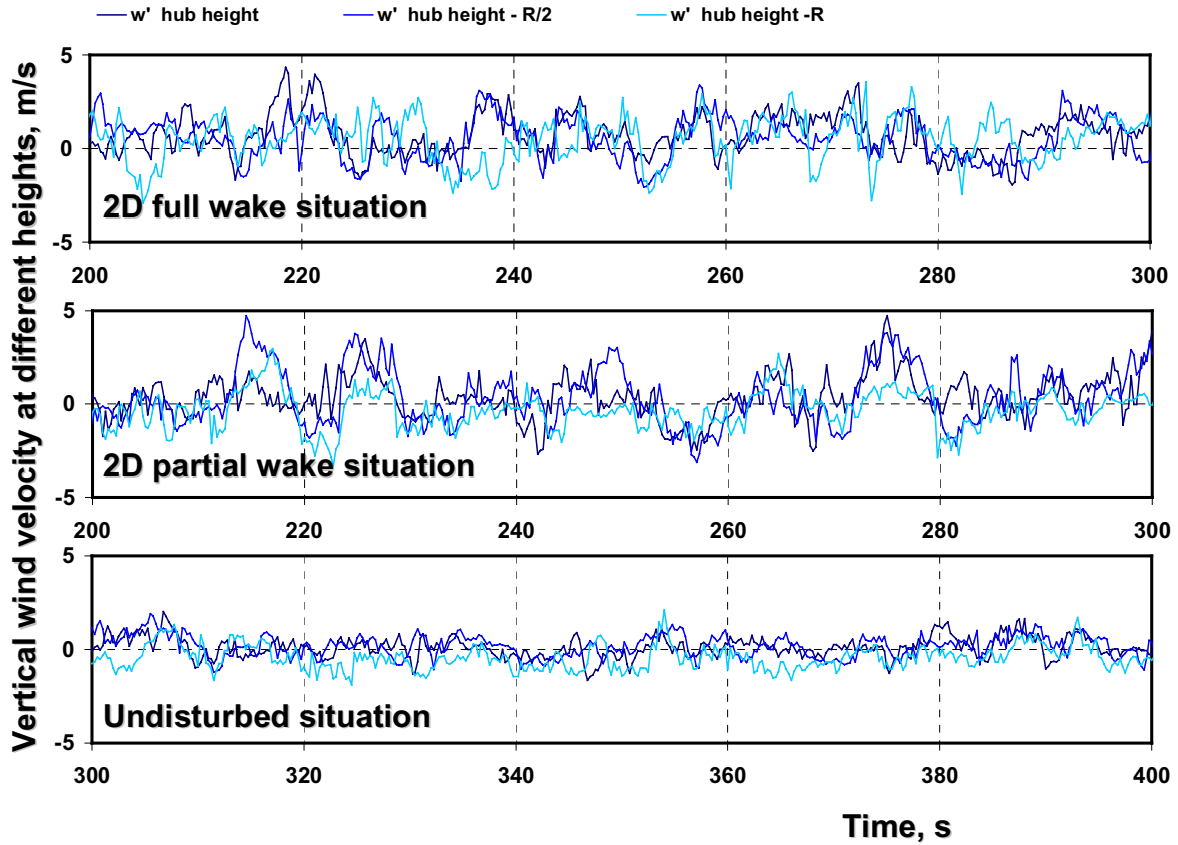


Abbildung 27 Vertikale Windgeschwindigkeitskomponente in drei Höhen bei verschiedenen Anströmbedingungen, jeweils 2 Durchmesser hinter der WEA. Die ungestörte Windgeschwindigkeit vor der WEA betrug in allen drei Fällen 10 m/s bei ca. 10% Turbulenzintensität.

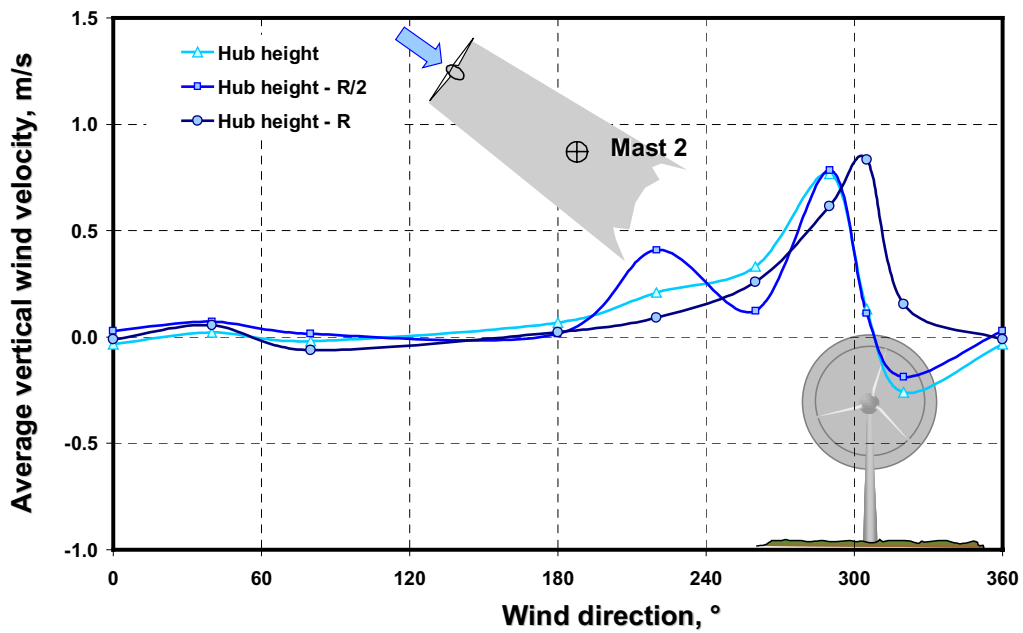


Abbildung 28 Auswertung aller verfügbaren und plausiblen Dateien mit 10 m/s im 10 - Minuten Mittelwert über die drei Höhen und alle Windrichtungen. Dargestellt ist die mittlere vertikale Windgeschwindigkeitskomponente w' .

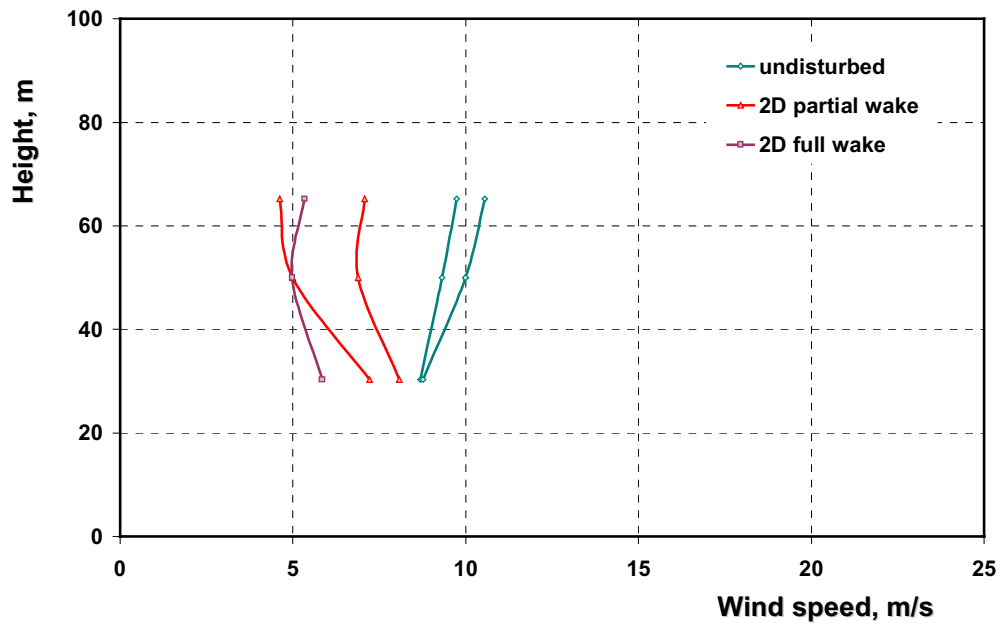


Abbildung 29 Ausgewertete Windprofile der Messungen mit Mittelwerten von ca. 10 m/s.

3.3 Beanspruchungsmessungen

Dipl. - Ing. (FH) Martina Damaschke,

Dipl. - Ing. Henry Seifert

Dipl. - Ing. Jürgen Kröning

Zur Bewertung des Windparkeinflusses sind beim DEWI vorliegende kommerzielle Messkampagnen an MW-Windenergieanlagen untersucht worden, bei denen die Beanspruchungen von Hauptkomponenten im Betrieb ermittelt wurden [9]. Aus den Messdaten wurden die Situationen ausgewählt, in denen sich die untersuchte WEA im Nachlauf einer oder mehrerer Nachbaranlagen befand.

3.3.1 Vorgehensweise

Die Auswahlkriterien der Messkampagnen wurden wie folgt festgelegt:

- a) Suche nach geeigneten Datensätzen mit entsprechenden Suchalgorithmen aus bereits durchgeführten Messkampagnen
- b) Zusammenstellung der Messdaten von sogenannten 'Datencontainern' nach Rohdaten und statistischen Werten (Mittelwerte, Standardabweichungen und Beanspruchungskollektive)
- c) Eingangswindgeschwindigkeit und -turbulenz, Voll-, Teilabschattung und freie Anströmung, Festlegung der Beanspruchungsgrößen
- d) Zusammenstellung von Beanspruchungskollektiven und Vergleich nach Windgeschwindigkeit und Nachlaufsituation
- e) Bewertung von Beanspruchungsspektren aus ungestörtem, abgeschattetem und teilabgeschattetem Betrieb hinsichtlich der Lebensdauer der Einzelkomponenten

3.3.1.1 Vorhandene Daten und Auswerteprogramme

Dem DEWI lagen mehrere für das Projekt in Frage kommende Beanspruchungsmessungen aus kommerziellen Aufträgen und aus Forschungsprojekten vor, die sich für die Untersuchungen eigneten. Aktuelle Beanspruchungsmessungen an Megawatt-WEA durften nach Rücksprache mit den betreffenden Herstellern in das Projekt eingebunden werden. Für die Auswertungen standen validierte DEWI-interne Programme zur Verfügung.

Die Messdaten aus kommerziellen Aufträgen wurden normiert und die Darstellung mit dem betreffenden Hersteller abgesprochen.

3.3.1.2 Datenbasis

Die folgenden Untersuchungen der Beanspruchungen beruhen auf Messdaten aus einer Messkampagne einer Windenergieanlage der Megawattklasse, hier WEA1 genannt. Diese Anlage steht bei bestimmten Windrichtungen im Nachlauf einer anderen Turbine vergleichbarer Größe, nachfolgend WEA2 genannt. Tabelle 2 fasst die wesentlichen technische Daten der beiden Turbinen zusammen.

	WEA1	WEA2
Nennleistung	1.5 MW	2.0 MW
Nabenhöhe	85 m	62 m
Rotordurchmesser	70,5 m	70 m
Anzahl der Blätter	3	3
Leistungsregelung	Pitch	Aktiv-Stall
Nennwindgeschwindigkeit	12 m/s	15 m/s
Drehzahl	variabel	starr (2-stufig)

Tabelle 2 Technische Daten der untersuchten WEA

Da die Regelungsart der WEA Einfluss auf die Beschaffenheit des Nachlaufs oberhalb des Nennwindes hat und im vorliegenden Fall beide Anlagen mit unterschiedlicher Leistungsregelung ausgestattet sind, ist dies in den folgenden Untersuchungen stets zu beachten. Die vermessene, im Nachlauf stehende WEA 1, ist eine pitchgeregelte Anlage mit variabler Drehzahl, während die den Nachlauf erzeugende WEA 2 eine sogenannte active-stall Regelung besitzt und mit zwei Drehzahlen starr am Netz betrieben wird. Prinzipielle Unterschiede sind aber erst zu erwarten, wenn die den Nachlauf erzeugende Anlage im Regelbetrieb läuft.

3.3.1.3 Standort

Beide WEA stehen auf dem DEWI Testfeld. Die Anlagen werden dort üblicherweise so aufgestellt, dass sie sich, bezogen auf die Hauptwindrichtung, gegenseitig nicht zu häufig beeinflussen. Durch die gegebenen Platzverhältnisse und die unterschiedlichen Windrichtungen entstehen jedoch auch Situationen, in denen typische Parksituationen entstehen können, wie Abbildung 30 zeigt.

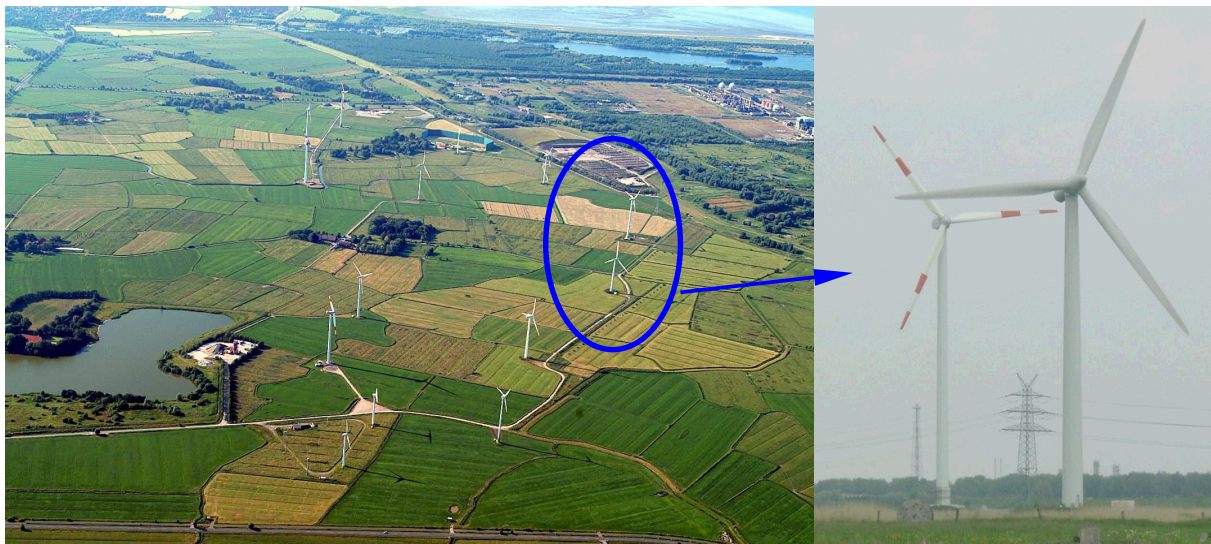


Abbildung 30 Parksituation auf dem DEWI Testfeld mit den beiden Anlagen WEA 1 und WEA 2.

Die beiden betrachteten WEA stehen 354 m auseinander, dies entspricht fünf Rotordurchmessern der den Nachlauf erzeugenden Anlage (5D). Die WEA 2 steht fast genau südlich

(175°) der WEA 1 (s. Abbildung 31). Der meteorologische Messmast steht im Abstand von ca. 2,4 Durchmesser der WEA 1 westlich von dieser.

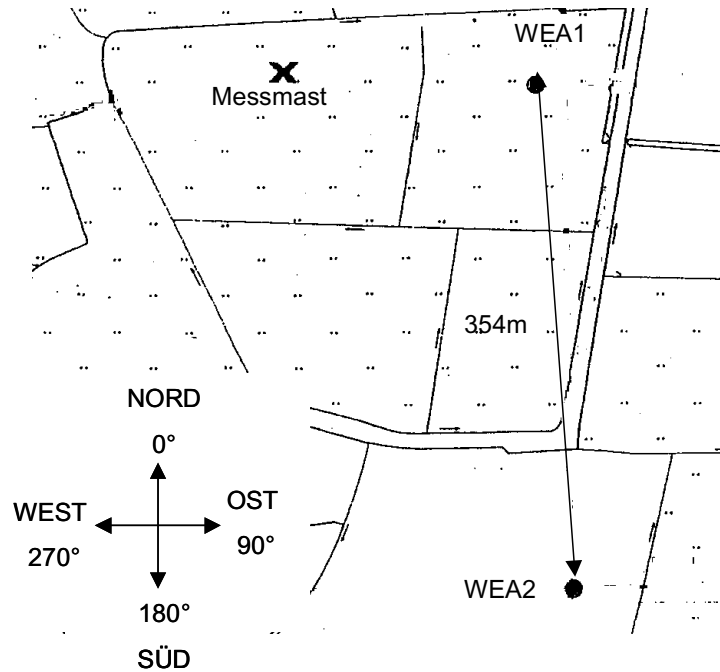


Abbildung 31 Aufstellungsgeometrie der beiden WEA 1 und 2 auf dem DEWI Testfeld.

3.3.1.4 Betrachtete Messgrößen

Für die Beurteilung der Beanspruchungen im ungestörten und durch den Nachlauf beeinflussten Betrieb wurden, in Anlehnung an die IEC 61400-13 [10], die Biegemomente am Turmfuß und -kopf, an der Welle und an der Blattwurzel ausgewählt. Die Messgrößen sind in Tabelle 3 in normierter Form dargestellt.

		Bemerkungen
Schwenkbiegemoment Blatt	M_{be}	normiert
Schlagbiegemoment Blatt	M_{bf}	normiert
Wellenbiegung	M_{hy}	normiert
	M_{hz}	normiert
Wellentorsion	T_{rot}	normiert
Giermoment Turm	M_{yaw}	Bestimmt aus M_{hy} und M_{hz} durch Transformation
Nickmoment Turm	M_{tilt}	normiert
Turmbiegung lateral	M_{tl}	Bestimmt aus M_{tx} und M_{ty} durch Transformation
Turmbiegung normal	M_{tn}	normiert

Tabelle 3 Betrachtete Messgrößen an der WEA 1

Das Schwenkbiegemoment M_{be} des Blattes beschreibt die Biegelast an der Rotorblattwurzel in Rotordrehrichtung. Diese Lastgröße wird wesentlich durch die Bewegung des Rotorblattes durch das Erdschwerefeld (deterministischer Anteil) und das Antriebsmoment des einzelnen

Rotorblattes (stochastischer Anteil) geprägt. Das Schlagbiegemoment M_{bf} des Blattes beschreibt die Biegelast an der Rotorblattwurzel aus der Rotorblattebene heraus und wird hauptsächlich durch die Stochastik des Windes geprägt.

Die Wellenbiegungen M_{hy}/M_{hz} beschreiben die Biegung der Welle im wellenfesten Koordinatensystem. Diese Momente entstehen durch das Gewicht des Rotors und den ggf. exzentrisch angreifenden Rotorschub. Die Wellentorsion T_{rot} ist ein Maß für das Drehmoment und damit der Leistung an der Welle.

Das Giermoment M_{yaw} und das Nickmoment M_{tilt} des Rotors beschreiben die Bewegungen des Turmkopfes. Da Gier- und Nickmoment messtechnisch nicht direkt erfasst werden konnten, wurden diese über die Rotorposition aus den Wellenbiegungen M_{hy}/M_{hz} berechnet.

Das Turmbiegemoment lateral M_{tl} beschreibt die Biegelast am Turmfuß senkrecht zur Windrichtung und wird durch das Nutzmoment des Generators und durch Turmquerschwingungen geprägt. Das Turmbiegemoment normal M_{tn} beschreibt die Biegelast am Turmfuß in Windrichtung und wird im Wesentlichen durch den Rotorschub erzeugt. Die Turmbiegemomente wurden vom turmfesten ins gondelfeste Koordinatensystem transformiert.

Alle Lastgrößen sind in Abbildung 32 zusammengefasst.

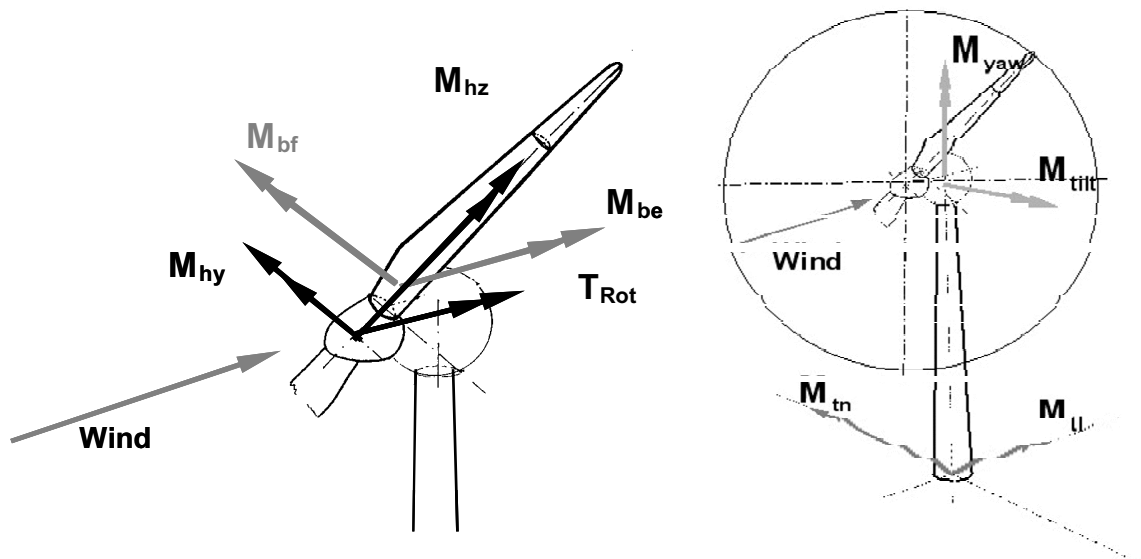


Abbildung 32 Untersuchte Lastgrößen M_{be} , M_{bf} , M_{hy} , M_{hz} , T_{rot} , M_{yaw} , M_{tilt} , M_{tl} , M_{tn}

3.3.1.5 Auswahl der Abschattungssituationen

Zur Auswahl der erforderlichen Daten wurde das vereinfachte Risø-Modell, das eine lineare Aufweitung der Nachlaufströmung des Rotors mit einem seitlichen Öffnungswinkel von 4° annimmt, angewandt, wie Abbildung 33 zeigt.

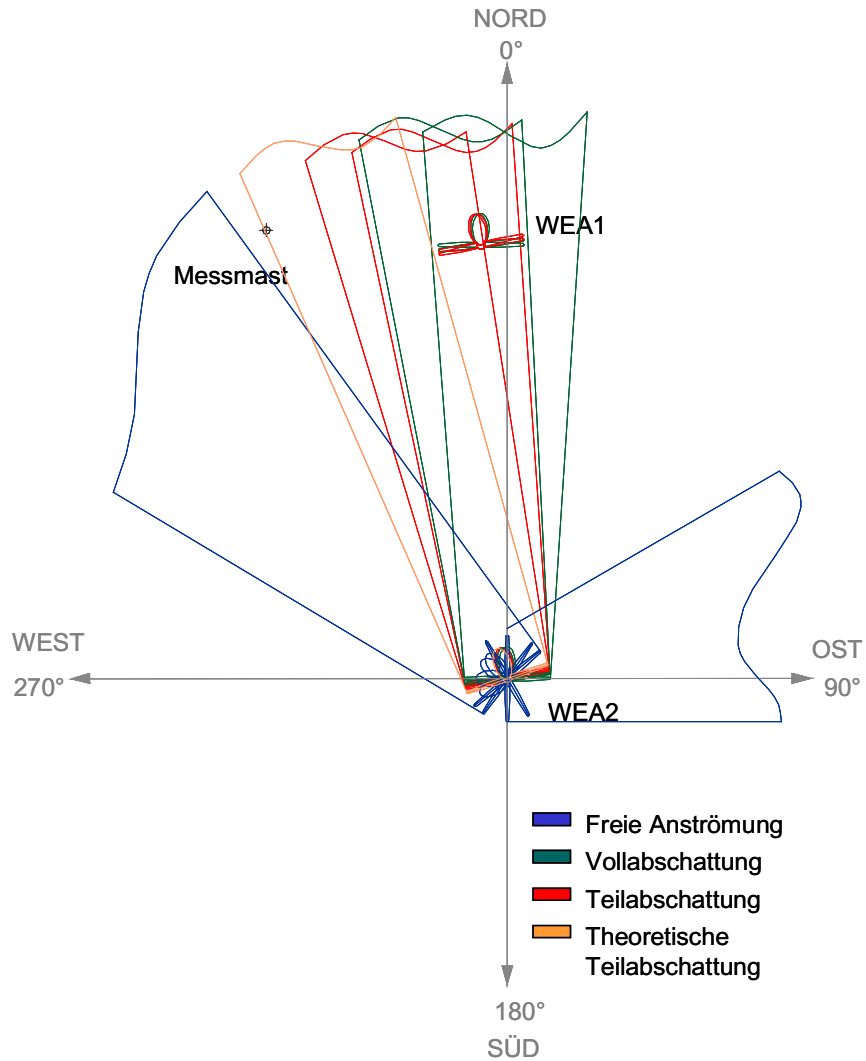


Abbildung 33 Abschattungssituation angewandt auf die Anlagen WEA 1 und 2

Für die untersuchten Anlagen ergibt sich unter diesen Voraussetzungen eine Vollabschattung im Windrichtungsbereich von 173° bis 180°. Die Teilabschattung ist im Bereich von 167° bis 172° gegeben. Die WEA 1 ist für den Standort nur im Windrichtungsbereich von 125° bis 140° und von 240° bis 270° ungestört angeströmt, da dort der meteorologische Messmast und die WEA1 gleichzeitig frei von Nachlaufeinflüssen sind. Die einzelnen Sektoren sind in Tabelle 4 zusammengefasst.

Anströmungssituation	Windrichtungssektoren	Messmast
freie Anströmung	125° - 140° u. 240° - 270°	frei angeströmt
Vollabschattung	173° - 180°	frei angeströmt
Teilabschattung	167° - 172°	frei angeströmt

Tabelle 4 Theoretisch erwartete Betriebsituationen

3.3.1.6 Beeinflussung der Abschattungssituationen durch verschiedene Turmhöhen

Da sich die betrachteten WEA in Turmhöhe (WEA 1 85 m, WEA 2 62 m) und Rotordurchmesser unterscheiden, musste überprüft werden, ob die Aufweitung der Nachlaufströmung den oberen Abschnitt der Rotorfläche der WEA 1 erreicht. Wie Abbildung 34 zeigt, sind Vollabschattungen auch bei der aus

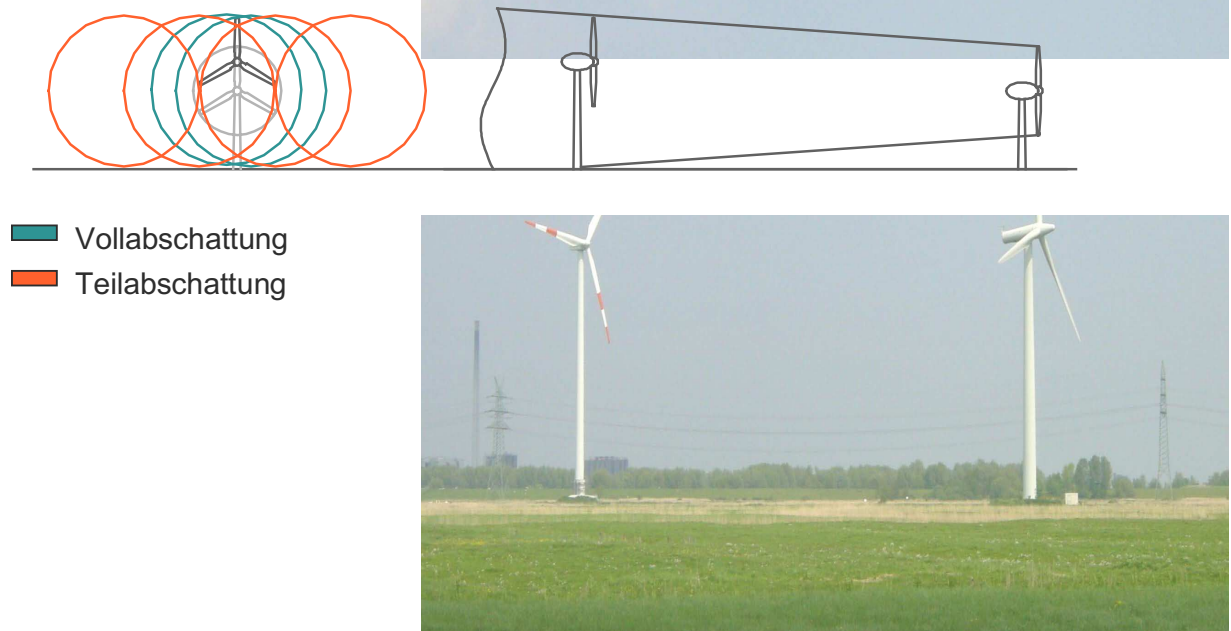


Abbildung 34 Beeinflussung der Nachlaufsituation bei verschiedenen Turmhöhen der zwei betrachteten Anlagen auf dem DEWI Testfeld.

Diese theoretisch ermittelten Betriebssituationen wurden zusätzlich messtechnisch mit Hilfe der Variationsintensität des Schlagbiegemoments an einer Blattwurzel der WEA 1 bestimmt.

Die Variationsintensität entspricht dabei der „Turbulenzintensität“ einer Beanspruchungsgröße und ist durch die Standardabweichung im 10-Minuten Mittelwert bezogen auf den Mittelwert definiert:

$$V_{Mbf} = \frac{Std_{Mbf}}{Mit_{Mbf}}$$

mit: V_{Mbf} Variationsintensität des Schlagbiegemoments
 Std_{Mbf} Standardabweichung des Schlagbiegemoments
 Mit_{Mbf} Mittelwert des Schlagbiegemoments

Um zu erkennen, bei welcher Windrichtung die WEA 1 im Nachlauf der WEA 2 steht, wird davon ausgegangen, dass sich die Variationsintensität des Schlagbiegemoments bei Voll- oder Teilabschattung bezogen auf die ungestörte Anströmung erhöht. Ausgehend von den Ergebnissen der Untersuchungen im Alsvik Windpark [11] wird bei der Darstellung der Standardabweichung bzw. der Variationsintensität des Schlagbiegemomentes an der Rotorblattwurzel über der Windrichtung ein „Doppelhöcker“, wie in Abbildung 37 dargestellt, erwartet.

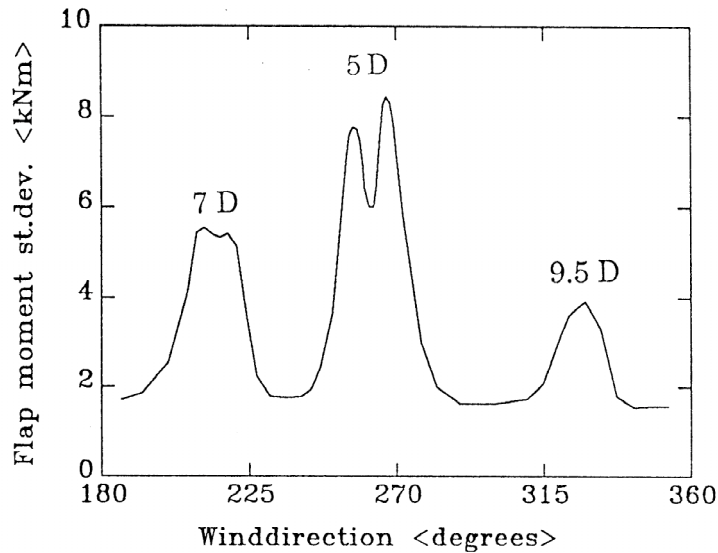


Abbildung 35 „Doppelhöcker“ der Standardabweichung des Schlagbiegemoments, gemessen während verschiedener Nachlaufsituationen im Alsvik-Windpark [11]

Um diesen Suchalgorithmus statistisch ausreichend zu belegen, wurden alle verfügbaren Zeitreihen aufgearbeitet und die Variationsintensität des Rotorblatt - Schlagbiegemoments über der Windrichtung dargestellt. Es entsteht auf diese Weise ein „Rundumblick“, der, verglichen mit einer Panoramaaufnahme, aufgenommen vom Standort der WEA 1, erkennen lässt, wie die Erhöhung der Variationsintensitäten Nachbaranlagen und anderen Hindernissen zugeordnet werden können (Abbildung 36). Abbildung 37 zeigt einen Ausschnitt des Nachlaufbereichs.

+ Variationsintensität_Mbf

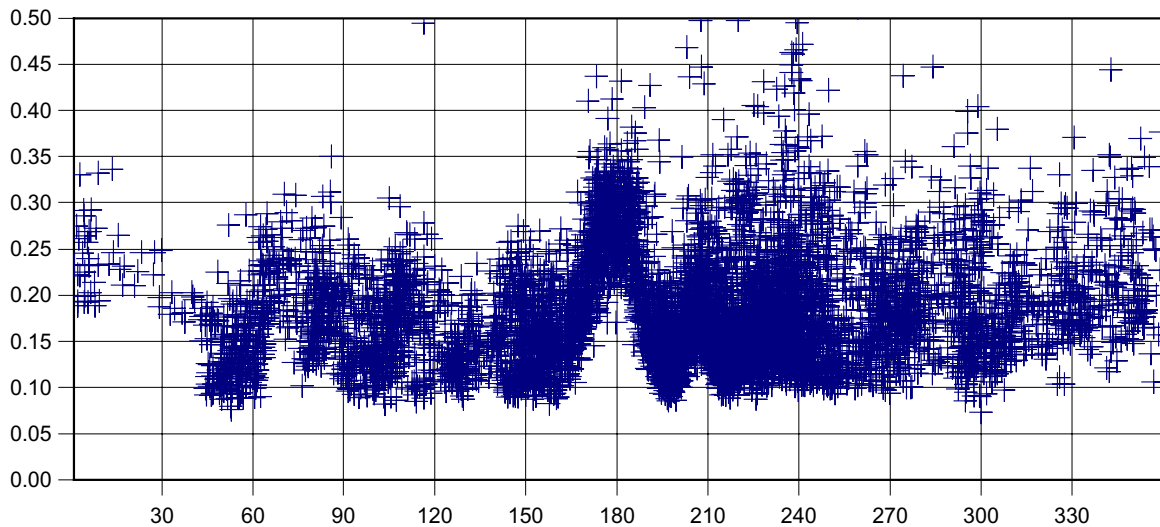


Abbildung 36 „Rundumblick“: Variationsintensität in Abhängigkeit der Windrichtung

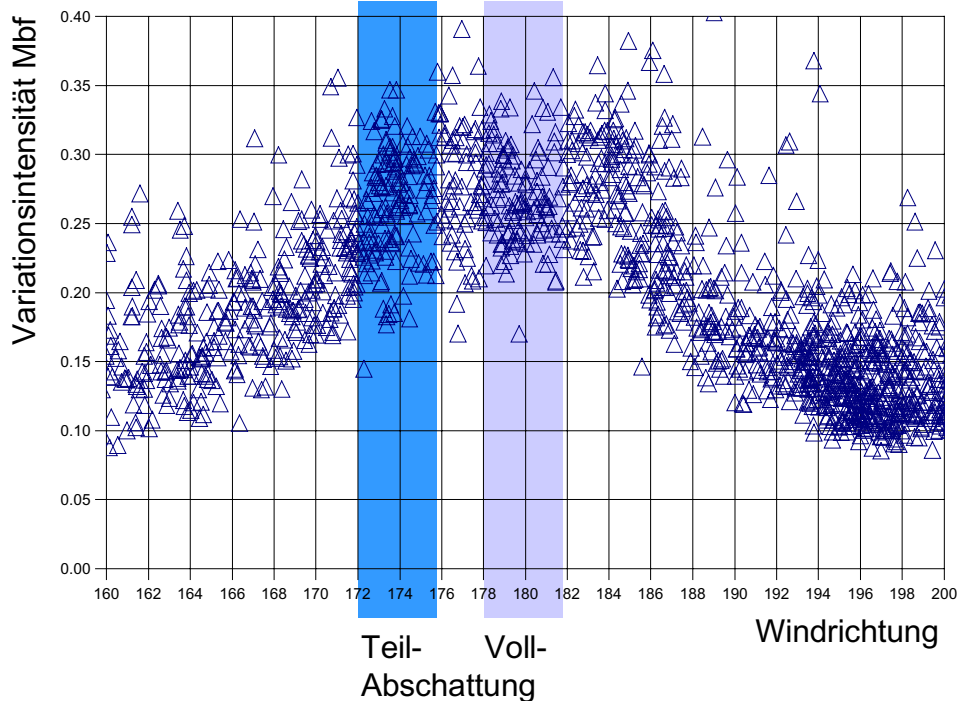


Abbildung 37 „Doppelhöcker“ der Variationsintensität durch Nachlaufströmung der WEA 2 (Ausschnitt des Nachlaufbereichs aus Abbildung 36).

Um eindeutige Betriebssituationen sicherzustellen, wurden nur eingeschränkte Windrichtungsbereiche ausgewählt, in denen keine Übergänge zwischen Vollabschattung, Teilabschattung und frei angeströmter Situation erkennbar waren. Im „Tal des Doppelhöckers“, im Windrichtungsbereich 178° bis 182°, steht die WEA 1 vollständig im Nachlauf der WEA 2.

Der Bereich für die Teilabschattung wurde so gewählt, dass maximale Variationsintensitäten vorliegen, da diese vermutlich zu den stärksten Schädigungen führen („Spitzen des Doppelhöckers“). Außerdem wurde nur der linke „Höcker“ im Windrichtungsbereich 172° bis 176° für die Teilabschattung für die hier vorliegenden Auswertungen gewählt, da im rechten Bereich bereits wieder Einflüsse einer zweiten, jedoch weiter entfernten Nachbaranlage mit einfließen.

Es wurde weiterhin angenommen, dass die WEA 1 dann frei angeströmt ist, wenn die Variationsintensität nicht wesentlich von Ihrem Grundniveau von etwa 10 bis 15% abweicht. Das vorhandene Grundniveau dient dabei zusätzlich der Plausibilisierung der Daten. Die Windrichtungsbereiche 125° bis 140° und 240° bis 270° repräsentieren die Bereiche, in denen die WEA 1 unbeeinflusst durch Nachbaranlagen und Hindernisse ist.

In Tabelle 4 sind die experimentell bestimmten Betriebssituationen zusammengefasst und in Abbildung 38 grafisch dargestellt.

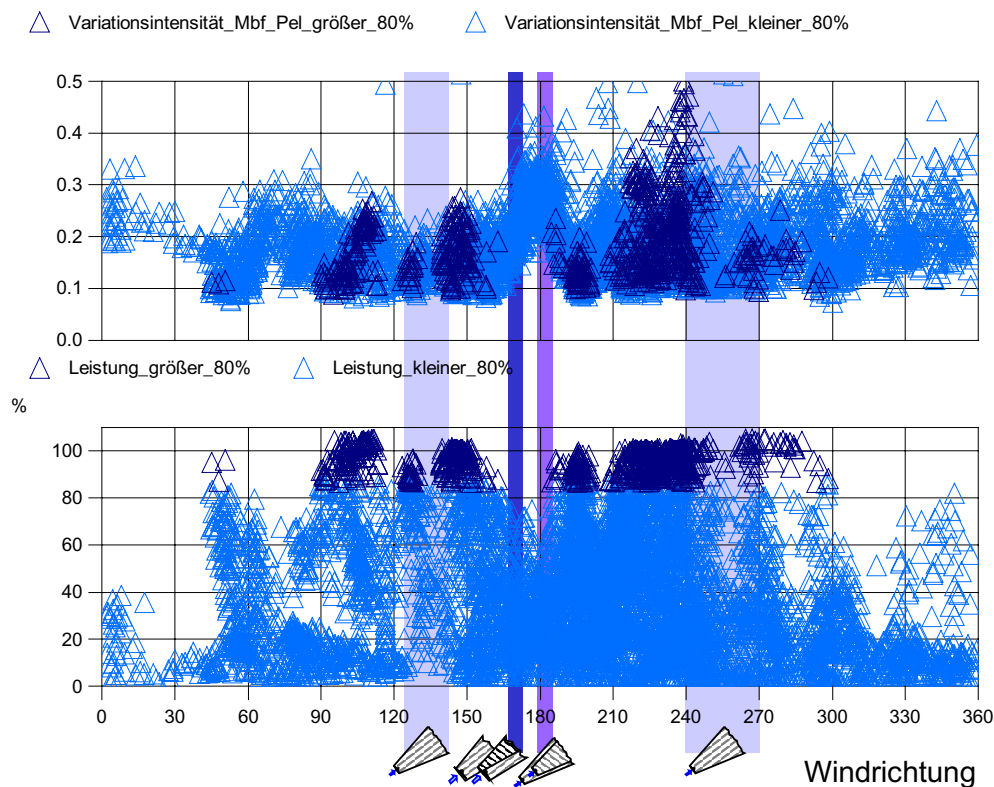


Abbildung 38 Ausgewählte Messsektoren für die unterschiedlichen Nachlaufsituationen

Die markierten Bereiche in Abbildung 38 und die definierten Windrichtungsbereiche in Tabelle 4 lassen erkennen, dass die durch die Variationsintensität ausgewählten Sektoren sehr gut mit den theoretisch bestimmten Bereichen übereinstimmen. Die nachfolgenden Betrachtungen beziehen sich daher nur auf die durch die Variationsintensität experimentell bestimmten Sektoren.

Aus bereits abgeschlossenen Messungen, die zur Validierung der Simulation hinsichtlich der frei angeströmten Sektoren ausgewertet worden waren, standen Daten in Form von 10-Minuten-Zeitreihen zur Verfügung. Die Datensätze wurden mit Hilfe DEWI-interner Programme nach ihrer Zugehörigkeit einer der drei Betriebsituationen zugeordnet und in einer sogenannten Mess-Matrix strukturiert.

Die Technische Richtlinie IEC 61400-13 [10] fordert eine Messmatrix-Struktur und empfiehlt, wie viele 10-Minuten-Datensätze pro Windklasse für eine ausreichende Datenbasis vorhanden sein sollten. Diese Messmatrix klassiert die Datensätze nach der Turbulenzintensität und der mittleren Windgeschwindigkeit. Die Windverhältnisse am Standort ermöglichten keine vollständigen Einträge in die Messmatrix in jeder der Betriebsituationen. Für die Auswertungen wurden möglichst viele Datensätze mit identischen Turbulenz- und Windklassen in allen drei Betriebsituationen ausgewählt.

Alle Datensätze wurden vor der Weiterverarbeitung mit Hilfe interner Programme plausibilisiert und zusätzlich einer visuellen Kontrolle unterzogen.

Zum Vergleich der verschiedenen Betriebsituationen ist es entscheidend, dass bei jedem Datensatz die Windgeschwindigkeit der freien Anströmung mit aufgezeichnet wird. Bei den

ausgewählten Sektoren war sichergestellt, dass das Bezugsanemometer stets frei angeströmt war.

Ursprüngliches Ziel einer Beanspruchungsmesskampagne ist die Vermessung einer WEA bei freier Anströmung im gesamten Windbereich. Unter diesem Aspekt erfolgte die Aufstellung der WEA auf dem Testfeld, so dass die Anlagen bei hohen Windgeschwindigkeiten, die meistens aus der Hauptwindrichtung kommen, frei angeströmt sind. Die Nachlaufuntersuchungen fordern aber gerade Messdaten aus den Richtungen, die statistisch seltener und mit geringeren Windgeschwindigkeiten auftreten. Starkwinddaten konnten daher aus diesen Bereichen in den Messkampagnen nicht gefunden werden.

3.3.2 Datenprüfung und -analyse

Aus den vorhandenen Rohdaten (10-Minuten-Zeitreihen) werden statistische Werte wie Maximum, Minimum, Mittelwert und Standardabweichung erstellt. Diese Werte werden über der mittleren Windgeschwindigkeit, gemessen in Nabenhöhe am meteorologischen Messmast, aufgetragen. Dies dient auch der Plausibilisierung der Daten.

Zum Vergleich der drei Betriebssituationen werden die statistischen Daten der verschiedenen Messgrößen gemeinsam, die Maxima, Mittelwerte, Minima und Standardabweichungen der besseren Übersichtlichkeit wegen aber in getrennten Diagrammen dargestellt. Jedes Diagramm enthält die Werte der drei Betriebssituationen: „freie Anströmung“, „Teilabschattung“ und „Vollabschattung“.

Schwenkbiegemoment des Rotorblattes M_{be}

Die statistischen Werte des Schwenkbiegemoments zeigen nur geringfügige Veränderungen durch die Abschattungssituationen. Steht die WEA 1 im Nachlauf der WEA 2 entstehen größere Schwingweiten, deren Mittelwerte aber auf einem niedrigeren Niveau liegen. Die Standardabweichung erhöht sich bei Teilabschattung um bis zu 10%.

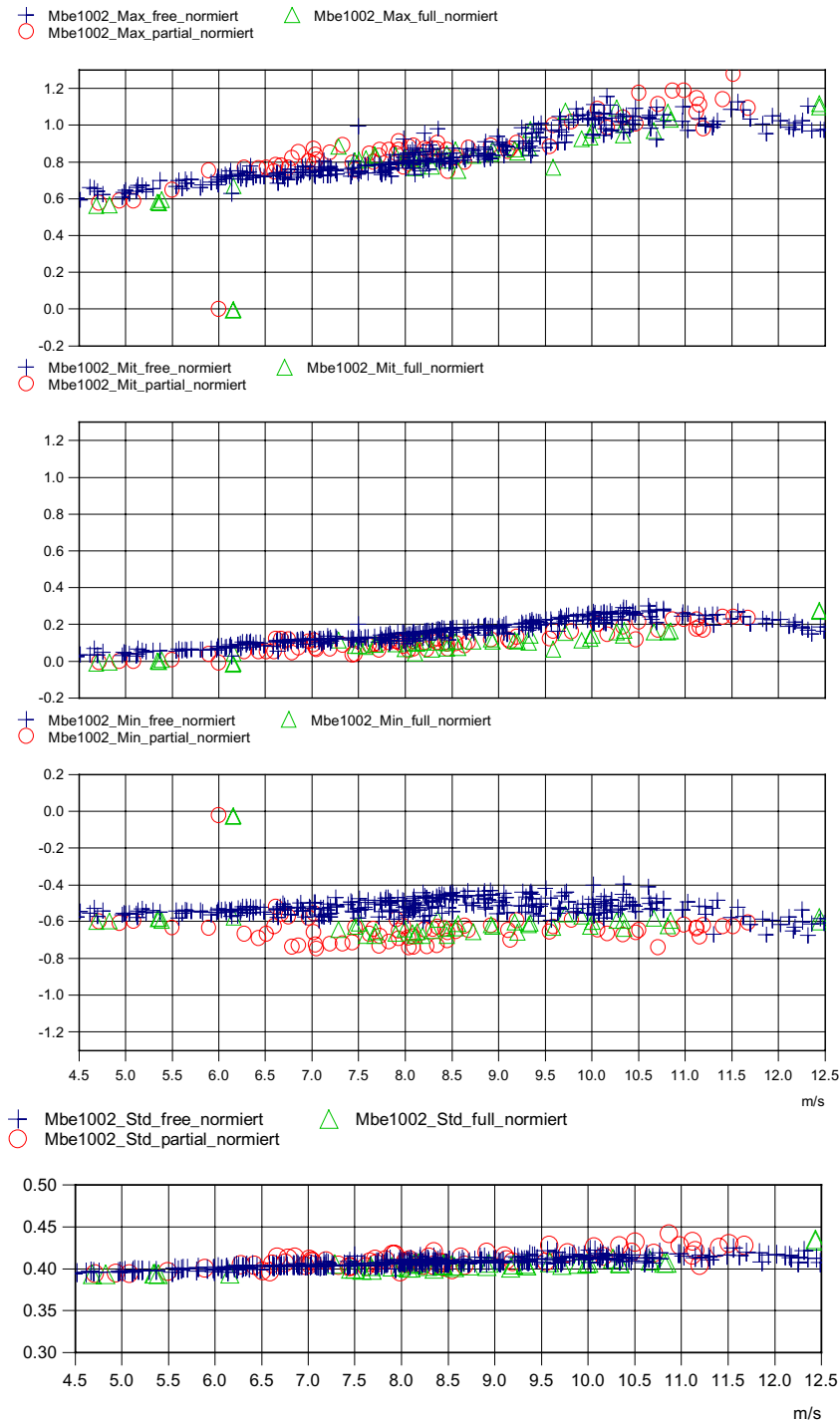


Abbildung 39 Gemessene 10-Minuten-Mittelwerte, Min-, Max-, und Standardabweichungen aufgetragen über der ungestörten Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe: Schwenkbiegemoment des Blattes M_{be}

Schlagbiegemoment des Rotorblattes M_{br}

Durch die Nachlaufsituation entstehen deutlich geringere Mittelwerte, die sich durch die verringerte Windgeschwindigkeit im Nachlauf ergeben. Das maximale Schlagbiegemoment im Nachlauf wird erreicht, wenn die Windgeschwindigkeit am ungestörten Messmast 11,5 m/s im Mittelwert beträgt. In der freien Anströmung wird das Maximum des Schlagbiegemoments bereits bei 9,5 m/s erreicht. Im Nachlauf steigt die Standardabweichung ab einer Windgeschwindigkeit von 6 m/s stark an, wobei Voll- oder Teilabschattung kaum Unterschiede zeigen.

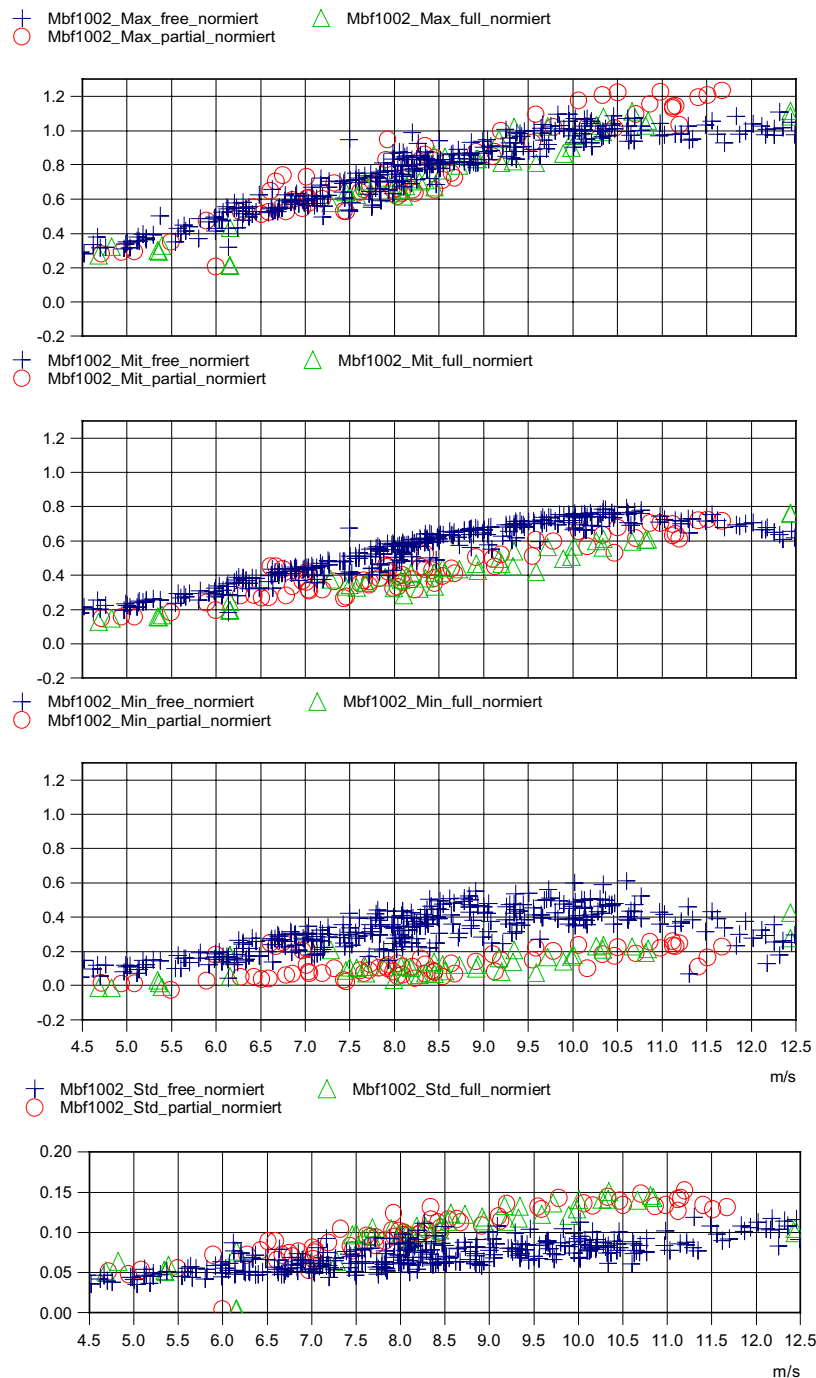


Abbildung 40 Gemessene 10-Minuten-Mittelwerte, Min-, Max-, und Standardabweichungen aufgetragen über der ungestörten Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe: Schlagbiegemoment des Blattes M_{br}

Biegemoment der Welle M_{hy}/M_{hz}

Ab einer Windgeschwindigkeit von 6,5 m/s ergeben sich für die Teil- und Vollabschattung erhöhte Minima und Maxima, wobei die Mittelwerte auf gleichem Niveau bleiben. Die Standardabweichungen während Vollabschattung sind jedoch niedriger, die der Teilabschattung höher gegenüber den Standardabweichungen im unbeeinflussten Betrieb.

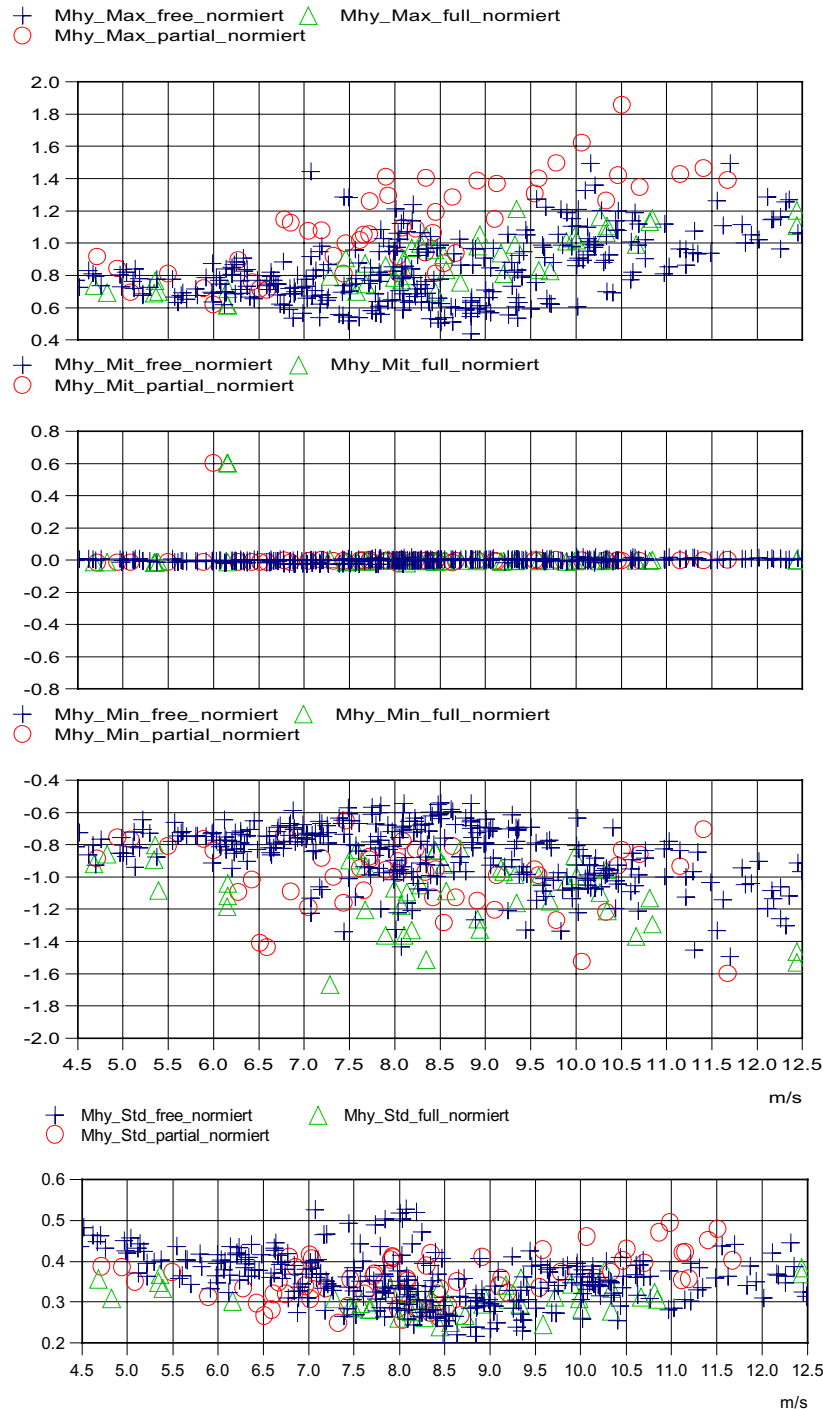


Abbildung 41 Gemessene 10-Minuten-Mittelwerte, Min-, Max-, und Standardabweichungen aufgetragen über der ungestörten Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe: Wellenbiegung M_{hy}

Torsionsmoment der Welle T_{rot}

Durch die geringere Leistung und Drehzahl im Nachlauf treten geringere mittlere Torsionsmomente auf, die Standardabweichungen bleiben aber auf gleichem Niveau, bis auf den Bereich 10 m/s, wo der Teilabschattungsbereich größere Schwankungen zeigt.

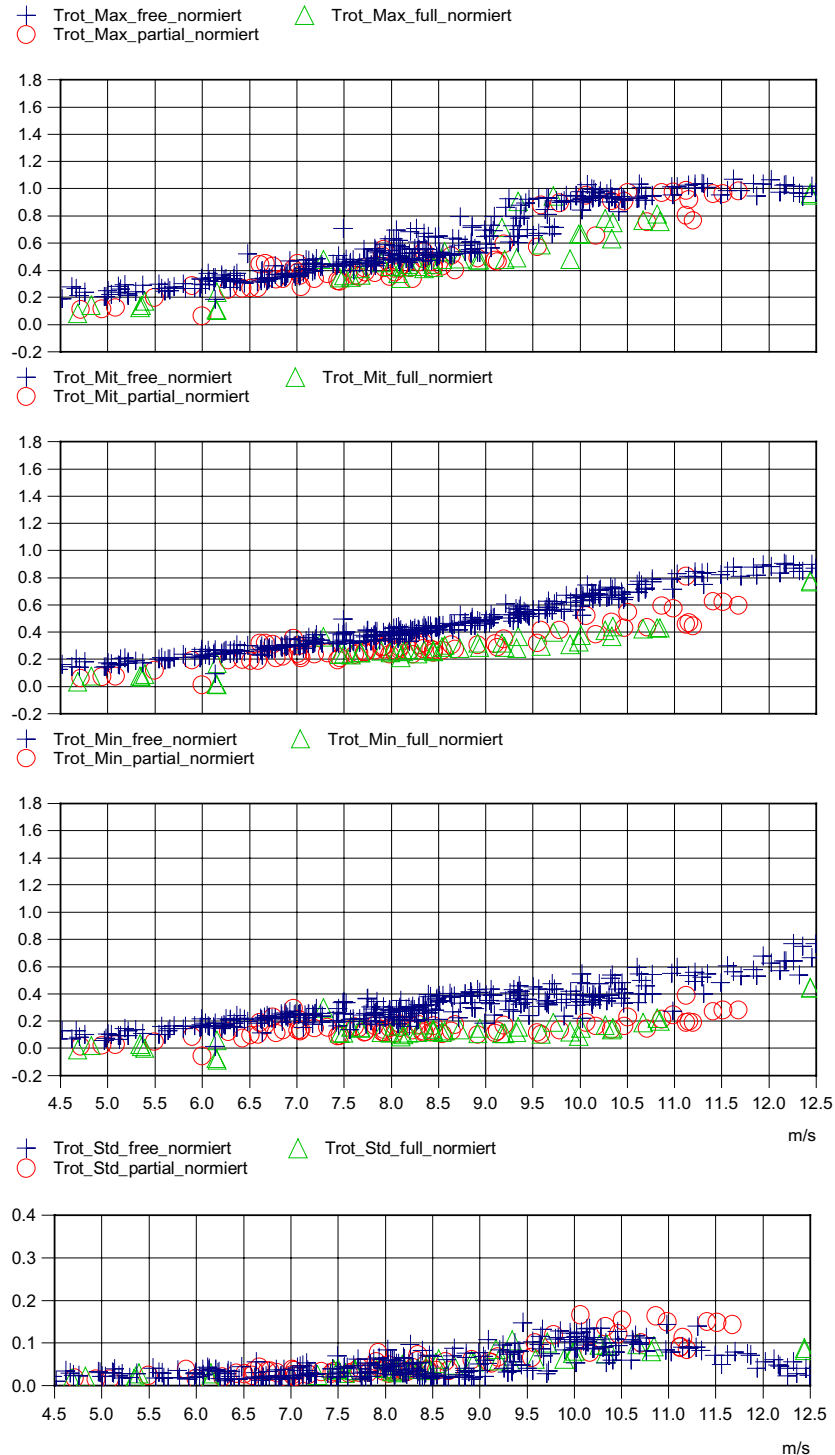


Abbildung 42 Gemessene 10-Minuten-Mittelwerte, Min-, Max-, und Standardabweichungen aufgetragen über der ungestörten Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe: Wellentorsion T_{rot}

Giermoment des Rotors M_{yaw}

Das Giermoment wird von der Nachlaufsituation stark beeinflusst. Bei Vollabschattung verschiebt sich der Mittelwert auf ein niedrigeres Niveau. Bei Teilabschattung ist eine Verschiebung auf ein höheres Niveau zu erkennen. Der Rotor der WEA durchläuft bei jeder Umdrehung einen Teil des Nachlaufkegels. Durch die dort vorhandene geringere Windgeschwindigkeit ergibt sich ein Gieren der Maschine in diese Richtung, d.h., der Rotor ist bestrebt, dem Giermoment aufgrund des exzentrischen Schubangriffs zu folgen. Infolge der Nachlaufströmung nimmt die Standardabweichung deutlich sichtbar zu, insbesondere bei der Teilabschattung.

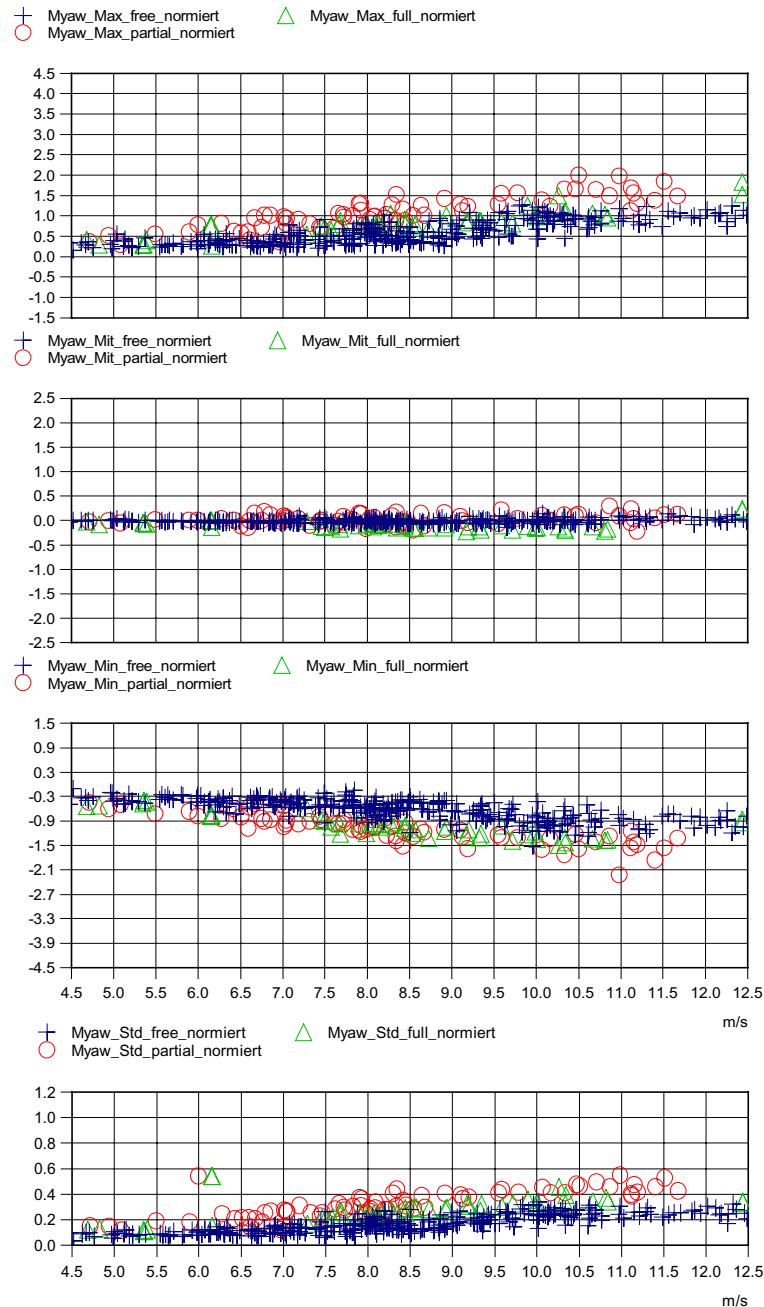


Abbildung 43 Gemessene 10-Minuten-Mittelwerte, Min-, Max-, und Standardabweichungen aufgetragen über der ungestörten Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe: Giermoment M_{yaw} des Rotors

Nickmoment des Rotors M_{tilt}

Das Nickmoments ähnelt im Verhalten dem Giermoment, allerdings sind die Veränderungen durch die Abschattungssituation stärker ausgeprägt.

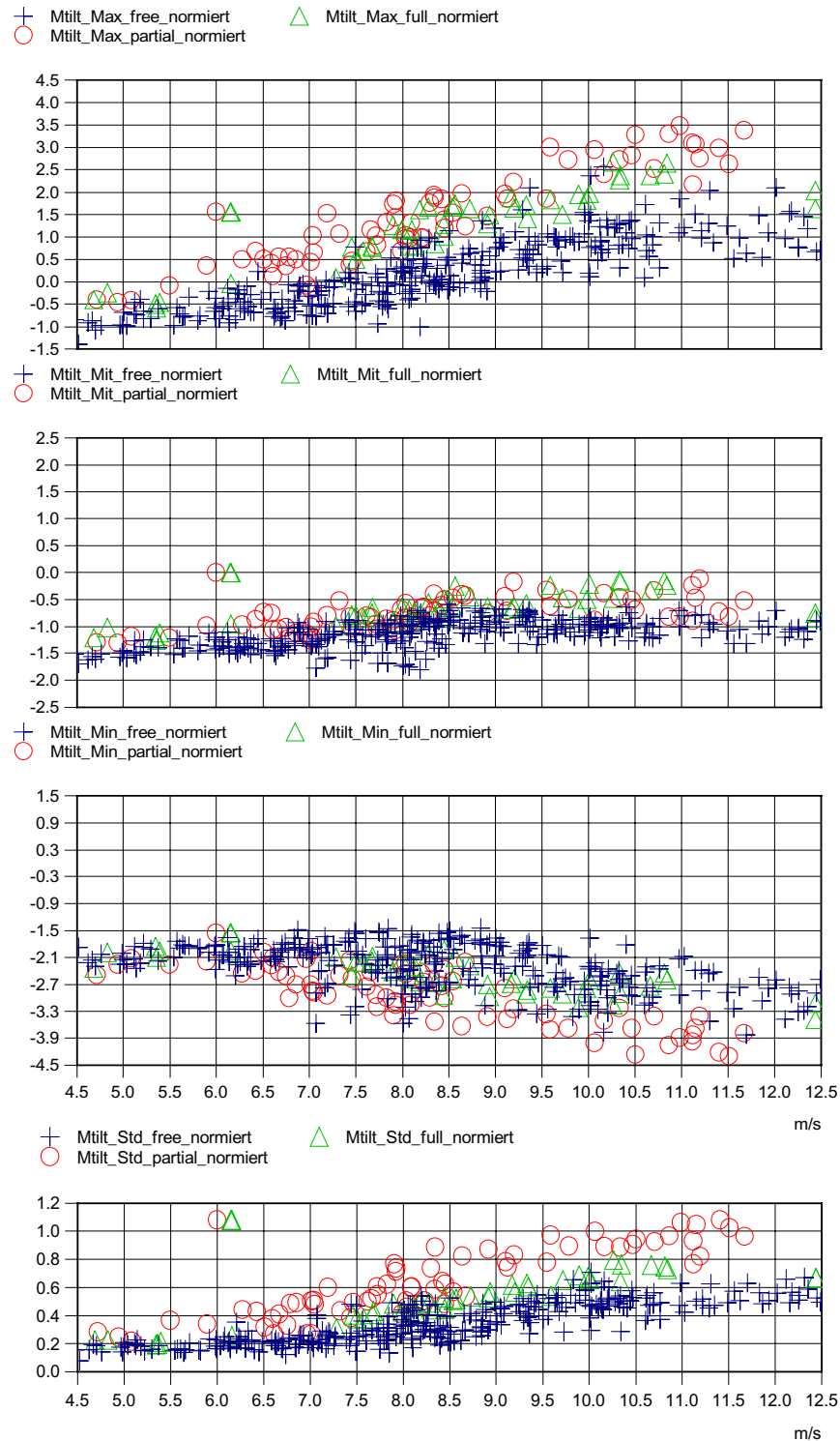


Abbildung 44 Gemessene 10-Minuten-Mittelwerte, Min-, Max-, und Standardabweichungen aufgetragen über der ungestörten Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe: Nickmoment M_{tilt} des Rotors

Turmfußbiegung lateral M_{II}

Die Schwingweiten der lateralen Turmfußbiegung ändern sich kaum, der Mittelwert verschiebt sich allerdings im Nachlauf auf ein etwas höheres Niveau. Nachlaufbetrieb führt zu keinen großen Änderungen der Standardabweichung.

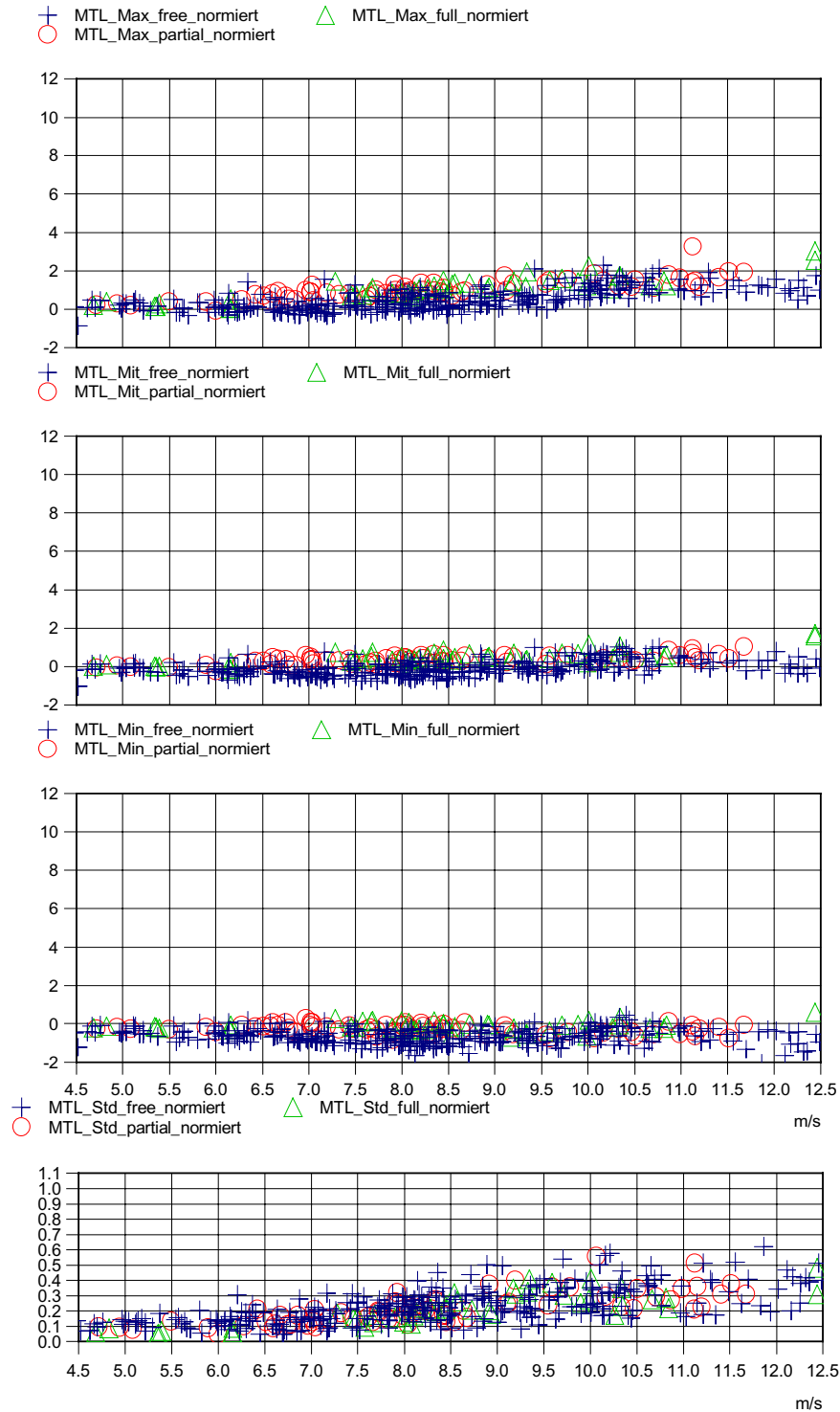


Abbildung 45 Gemessene 10-Minuten-Mittelwerte, Min-, Max-, und Standardabweichungen aufgetragen über der ungestörten Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe: Turmfußbiegung lateral M_{II}

Turmfußbiegung normal M_{tn}

Die Mittelwerte der Turmfußbiegung in Normalenrichtung verschieben sich im Nachlauf auf ein niedrigeres Niveau. Dieses ist durch den geringeren Schub in Folge der verringerten Windgeschwindigkeit begründet. Die Schwankungen werden im Nachlaufbetrieb etwas größer.

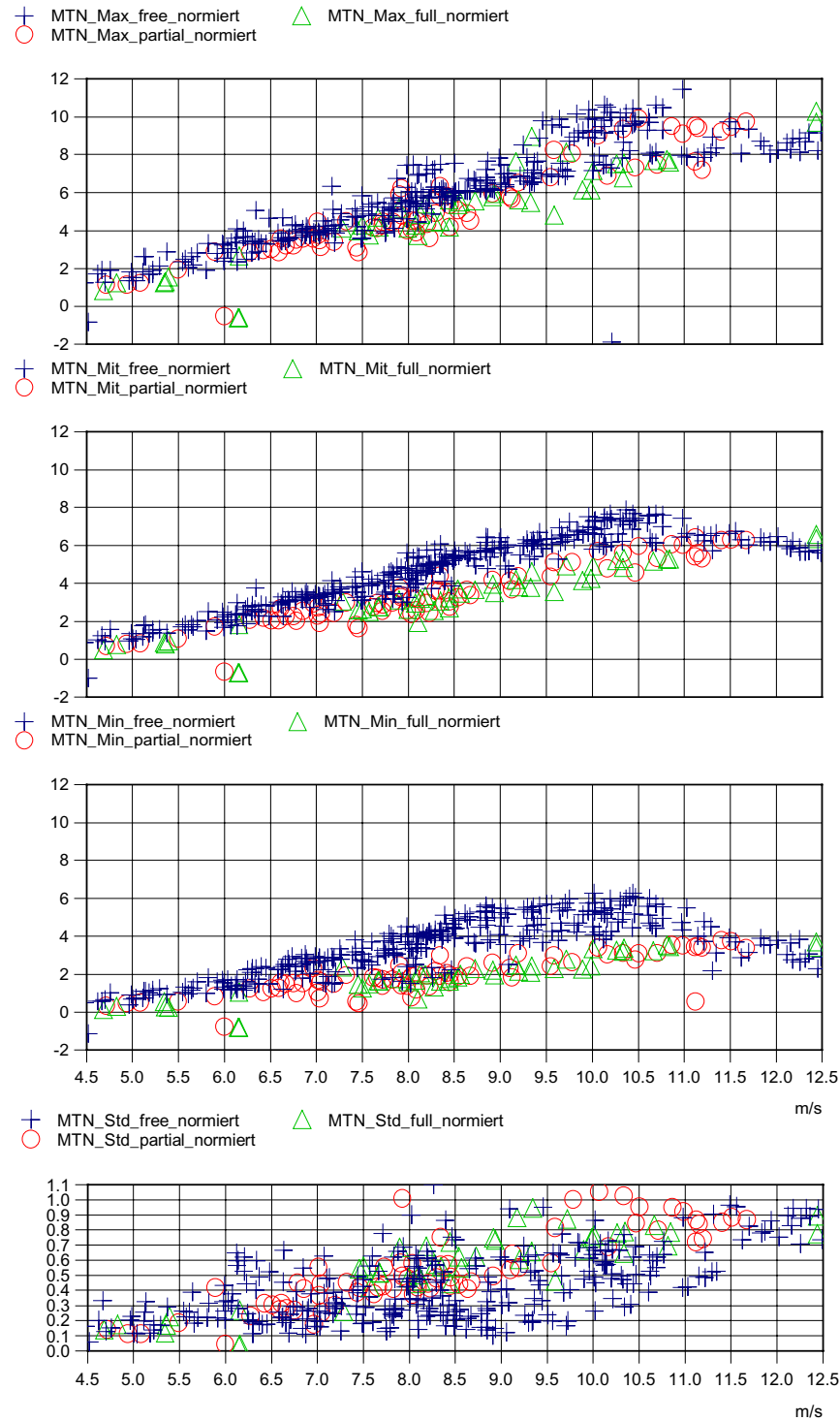


Abbildung 46 Gemessene 10-Minuten-Mittelwerte, Min-, Max-, und Standardabweichungen aufgetragen über der ungestörten Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe: Turmfußbiegung normal M_{tn}

3.3.3 Analyse der Zeitverläufe und der Anlagendynamik

Nach einer ersten Analyse der Mittelwertsaufzeichnungen in den drei Betriebszuständen werden im Folgenden 10-Minuten-Zeitreihen ausgewertet, wobei die Datensätze nach den oben bereits beschriebenen Kriterien ausgewählt wurden.

Um einen qualitativen Eindruck des Einflusses der Nachlaufsituation auf die Beanspruchung zu bekommen, wurden diese 10-Minuten-Zeitreihen betrachtet und nur solche Daten ausgewählt, die aus gleicher Turbulenzklasse (hier 12%) und gleicher Windgeschwindigkeitsklasse (hier 10 m/s) einer Messkampagne stammten. Die Daten unterscheiden sich prinzipiell nur in der Windrichtung und damit in der jeweils vorliegenden Nachlaufsituation.

Betriebssituation	Mittlere, ungestörte Windgeschwindigkeit	Ungestörte Turbulenzintensität des Windes
Freie Anströmung	10,1 m/s	11,6 %
Vollabschattung	10,3 m/s	11,9 %
Teilabschattung	10,3 m/s	12,4 %

Tabelle 5 Vergleich der Windgeschwindigkeits- und Turbulenzklassen der ausgewählten 10-Minuten-Zeitreihen.

Tabelle 5 bestätigt, dass die verwendeten Datensätze vergleichbare Windbedingungen aufweisen. Der Vergleich eines einzigen Datensatzes ist statistisch gesehen nicht aussagekräftig. Durch Betrachten verschiedener willkürlich ausgewählter Datensätze konnte jedoch nachgewiesen werden, dass die gezeigten Zeitreihen repräsentativ für andere Datensätze sind.

3.3.3.1 Frequenzanalyse

Die Eigenfrequenzen einiger Komponenten der WEA 1 wurden während einer vorausgegangenen Messkampagne bestimmt und sind in Tabelle 6 normiert dargestellt.

Rotorblatt	Eigenfrequenzen bezogen auf die Drehfrequenz der ungestörten Betriebssituation
1. Schlagbiegefrequenz	~3,5 p
2. Schlagbiegefrequenz	~9,2 p
1. Schwenkbiegefrequenz	~5,3 p
2. Schwenkbiegefrequenz	~15,1 p
Welle	
Wellentorsion	~7,3 p
Wellenbiegung	~3,3 p
Turm	
1. Biegefrequenz	~0,9 p
2. Biegefrequenz	~7 p

Tabelle 6 Auf die Rotordrehzahl im ungestörten Betrieb normierte Eigenfrequenzen der WEA Komponenten

3.3.4 Äquivalente Lasten der einzelnen Datensätze

Um vergleichbare Aussagen über die Lebensdauer eines Bauteils treffen zu können, werden die äquivalenten Lasten ermittelt. Dabei wird angenommen, dass ein Signal, das mit 1 Hz und der berechneten äquivalenten Last über den gleichen Zeitbereich wie das Ausgangssignal schwingt, das Material genau so stark schädigt, wie das Ausgangssignal. Dafür wurden für alle untersuchten Komponenten und alle drei Betriebssituationen die Klassenmittelwerte der äquivalenten Lasten für alle verfügbaren Windgeschwindigkeitsklassen berechnet.

Schwenkbiegemoment M_{be}

Die 1p-Frequenz ist charakteristisch für das Schwenkbiegemoment. Der Vergleich der 10-Minuten-Zeitreihen zeigt, dass die Dominanz der Blattmassenbewegung auch in der Nachlaufsituation erhalten bleibt. Steht die WEA im Nachlauf der Nachbaranlage, verschiebt sich der Mittelwert auf ein etwas niedrigeres Niveau, da durch die verringerte Windgeschwindigkeit ein geringeres Antriebsmoment vorhanden ist. Das Frequenzspektrum des Schwenkbiegemomentes in Abbildung 47 zeigt neben der 1 p Spektrallinie die Eigenfrequenz des Blattes bei ungefähr 5,3 p. Durch die Integration der Frequenzspektren ist zu erkennen, dass in der Schwingung bei Teilabschattung mehr Energie enthalten ist als bei Vollabschattung und freier Anströmung. Die Energiezunahme wird hauptsächlich durch die Anregung der 1 p-Frequenz, aber auch durch die der Eigenfrequenz selbst, bestimmt.

Die 1 p-Linie ist bei Abschattung der WEA leicht zu kleineren Frequenzen hin verschoben. Dieses liegt an der verringerten Drehzahl der drehzahlvariablen WEA durch die im Nachlauf verringerte Windgeschwindigkeit. Die Frequenzanalyse der drei Betriebssituationen bestätigt, dass die Belastungen am Rotorblatt in Schwenkrichtung durch die Parkaufstellung nicht wesentlich beeinflusst werden. Auch die äquivalenten Lasten sind durch den Nachlaufbetrieb nur geringfügig erhöht (Abbildung 48).

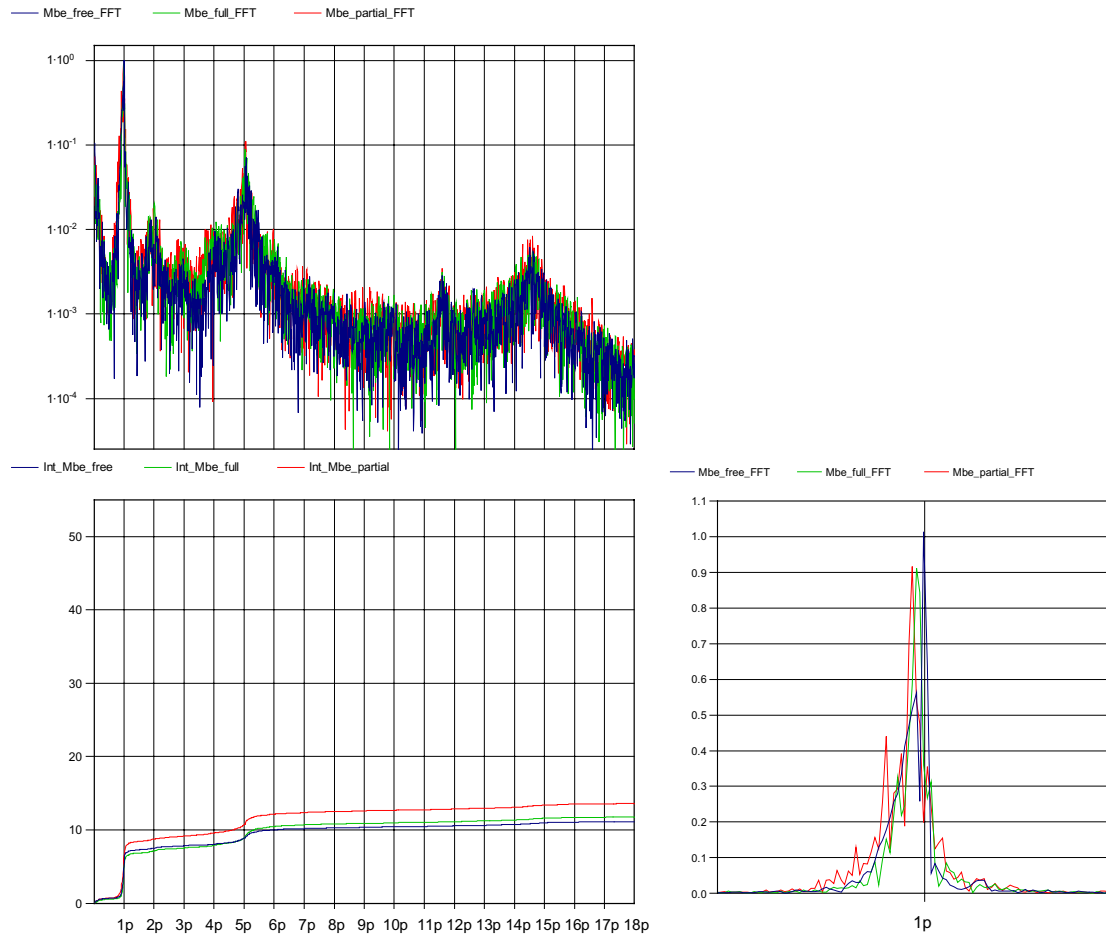


Abbildung 47 Frequenzspektrum und Integration des Frequenzspektrums: Schwenkbiegemoment des Blattes M_{be}

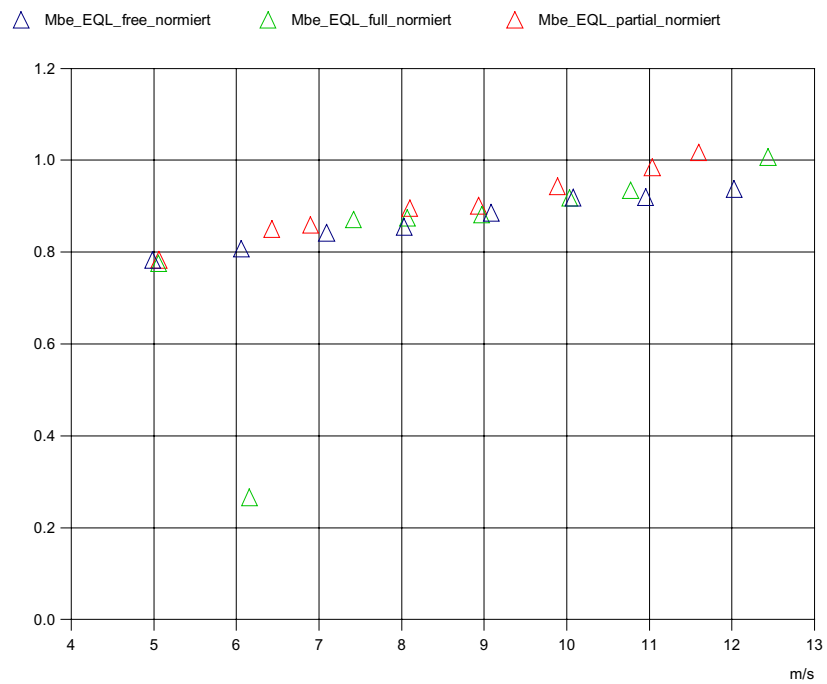


Abbildung 48 Äquivalente Last: Schwenkbiegemoment des Rotorblattes M_{be} aufgetragen über der ungestörten Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe.

Schlagbiegemoment M_{bf}

Das Schlagbiegemoment des Rotorblattes ist durch die stochastischen Lasten wie Windgeschwindigkeitsverteilung und Turbulenz geprägt. Da sich die Turbulenz des Windes erhöht, wenn die WEA durch die Parkaufstellung in der Nachlaufströmung einer weiteren WEA steht, ist eine erhöhte Beanspruchung zu erwarten.

Ausgewertete 10-Minuten-Zeitreihen zeigen, dass das Schlagbiegemoment bei Vollabschattung eine eher gleichmäßig schwingt. Bei Teilabschattung werden Schwingungen verstärkt angeregt, die wieder abklingen und sich erneut aufbauen. Ein ähnliches, jedoch schwächer ausgeprägtes Verhalten zeigt das Schlagbiegemoment bei freier Anströmung. Die Amplituden bei Voll- und Teilabschattung sind größer als bei freier Anströmung, das Niveau der Mittelwerte sinkt jedoch deutlich.

Dies bestätigt die Frequenzanalyse, die auch zeigt, dass der wesentliche Anteil an Energiezunahme im Bereich bis ca. 5p stattfindet.

Es werden keine zusätzlichen Frequenzen durch den Nachlaufbetrieb angeregt.

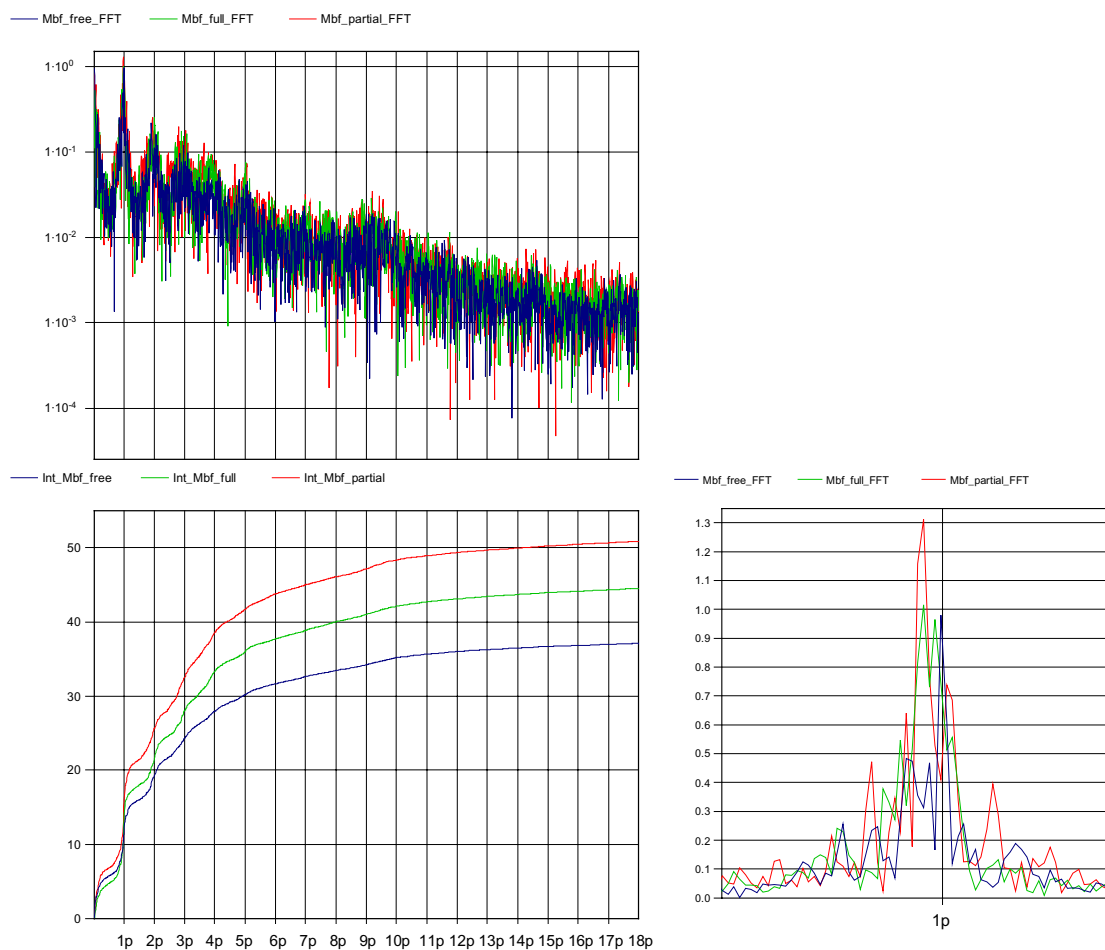


Abbildung 49 Frequenzspektrum und Integration des Frequenzspektrums: Schlagbiegemoment des Rotorblattes M_{bf}

Die deutlich hervorgehobene Frequenzlinie bei 1p (Abbildung 49) deutet auf das Durchlaufen des Rotorblattes durch einen Bereich mit geringerer Windgeschwindigkeit in der Rotorfläche hin. Ein solcher „windreduzierter“ Bereich entsteht z.B. durch den Windgradienten oder den Turmvorstau, oder aber durch das teilweise Passieren des Nachlaufs der WEA2. Durch die dort einseitig verringerte Windgeschwindigkeit erfährt das Rotorblatt bei jeder Umdrehung

eine Laständerung. Bei Vollabschattung gibt es diesen Effekt nicht mehr, da die WEA1 vollständig im Nachlaufkegel läuft.

Das Rotorblatt in Schlagrichtung erfährt im Nachlaufbetrieb eine wesentlich stärkere Schädigung (Abbildung 50): Mit steigender Windgeschwindigkeit steigt auch die äquivalente Last deutlich an. Voll- und Teilabschattung unterscheiden sich nur wenig.

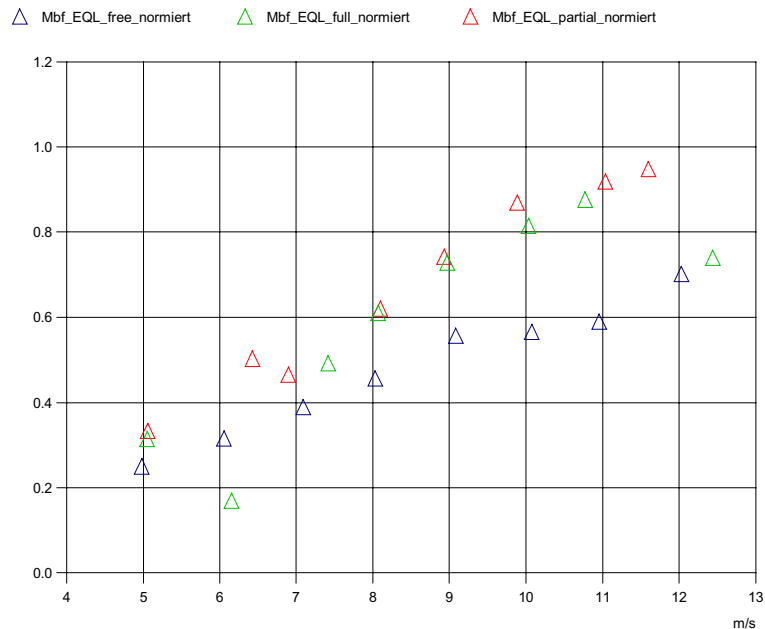


Abbildung 50 Äquivalente Last: Schlagbiegemoment des Rotorblattes M_{bf} aufgetragen über der ungestörten Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe

Wellenbiegemomente M_{hy} / M_{hz}

Die 10-Minuten-Zeitreihen des Wellenbiegemomentes zeigen keine auffälligen Veränderungen durch die verschiedenen Nachlaufsituationen.

Die mittels FFT ermittelten Frequenzen im Signal der Wellenbiegung werden durch den Nachlauf stärker angeregt. Deutliche Frequenzlinien sind im Spektrum in Abbildung 51 bei 1p und 2p zu erkennen. Die 1p - Anregung entsteht durch das umlaufende Gewichtsmoment des Rotors.

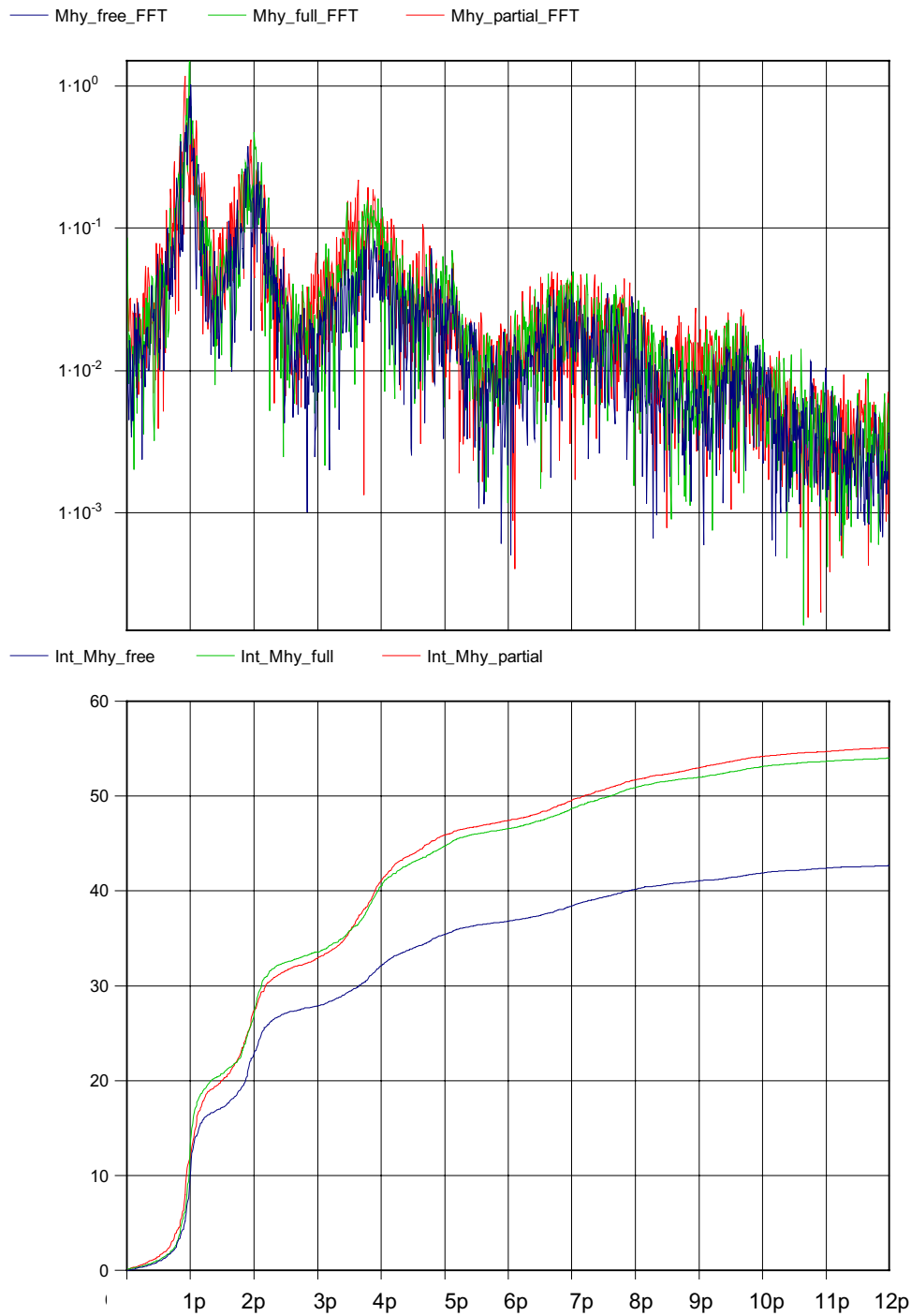


Abbildung 51 Frequenzspektrum und Integration des Frequenzspektrums: Wellenbiegung M_{hy}

Bei geringen Windgeschwindigkeiten unterhalb 8,5 m/s ergibt sich durch den Nachlauf eine geringere schädigende Last. Bei Teilabschattung und insbesondere im Regelbetrieb ergeben sich erhöhte äquivalente Lasten. Bei Vollabschattung ist dies nicht zu erkennen (Abbildung 52).

Der Wert bei Vollabschattung und 6 m/s ist in dieser Darstellung nur durch eine geringe Anzahl von Messpunkten bestätigt und daher nicht repräsentativ.

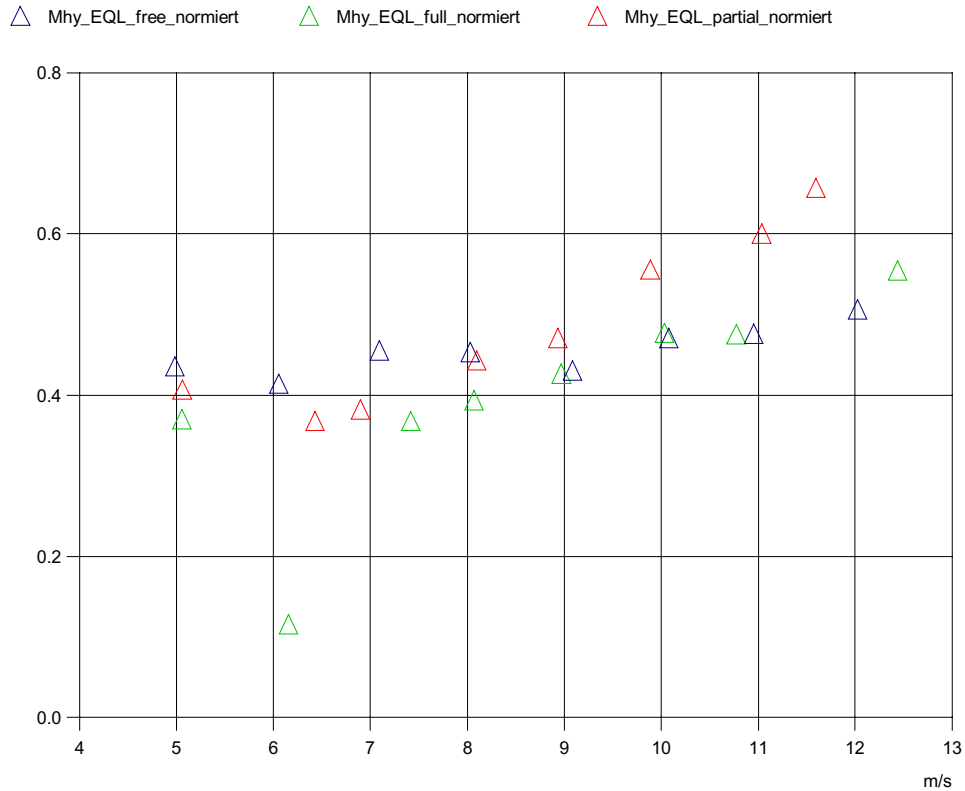


Abbildung 52 Äquivalente Last: Wellenbiegung M_{hy} aufgetragen über der ungestörten Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe

Wellentorsion T_{rot}

Durch die Verringerung der Windgeschwindigkeit im Nachlauf tritt auch eine Verringerung des Torsionsmomentes auf.

Die Eigenfrequenz der Wellentorsion liegt bei ca. 7,3 p und wird schwach angeregt, wie das Frequenzspektrum in Abbildung 53 zeigt.

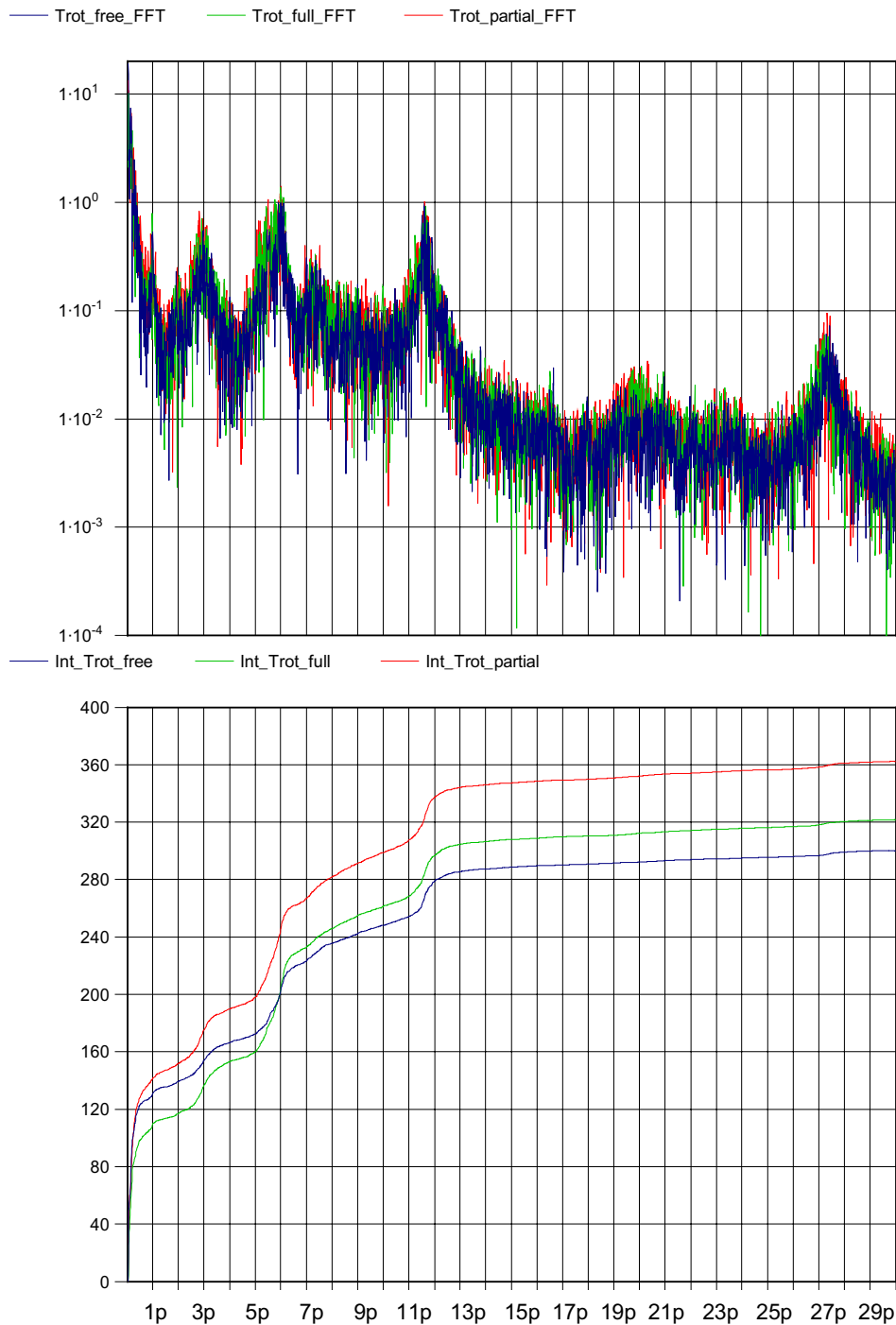


Abbildung 53 Frequenzspektrum und Integration des Frequenzspektrums: Wellentorsion T_{rot}

Bei geringen Windgeschwindigkeiten verändern sich die schädigenden Lasten kaum durch die Abschattungssituation. Wie Abbildung 54 zeigt, tritt ein wesentlicher Effekt erst ab einer Windgeschwindigkeit von 9,5 m/s auf. Bei höheren Windgeschwindigkeiten verringert sich die äquivalente Last bei frei angeströmter Betriebssituation durch die beginnende Blattregelung. Durch die Abschattungssituation verändert sich das Verhalten. Die äquivalente Last beim Vollabschattungsbetrieb bleibt ab einer Windgeschwindigkeit von 10 m/s auf einem konstanten Niveau. Beim Teilabschattungsbetrieb ist ein weiterer Anstieg zu erkennen.

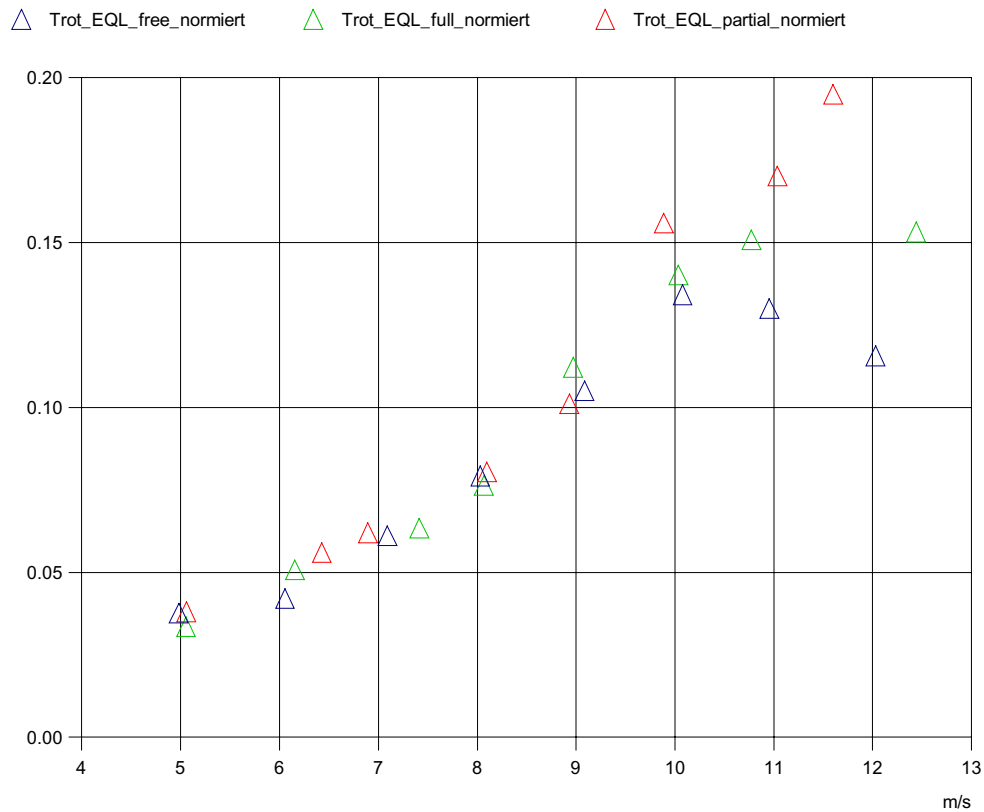


Abbildung 54 Äquivalente Last: Wellentorsion T_{rot} aufgetragen über der ungestörten Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe

Nickmoment M_{tilt} / Giermoment M_{yaw} des Rotors

Die Analyse der 10-Minuten-Zeitreihen des Giermoments zeigt, dass die Schwankungen durch die Nachlafsituation wesentlich größer werden. Dies gilt auch für das Nickmoment, das besonders bei Teilabschattung wesentlich unruhiger wird, da die Rotorblätter bei jeder Umdrehung einen Teil der Nachlaufströmung durchlaufen.

Die Frequenzspektren des Gier- und des Nickmomentes ähneln sich. Die Schwingungen bei Teilabschattung beinhalten wesentlich mehr Energie als bei Vollabschattung. Das Frequenzspektrum zeigt, dass auch bei der Rotorbewegung keine zusätzlichen Frequenzen durch die Abschattungssituationen angeregt werden.

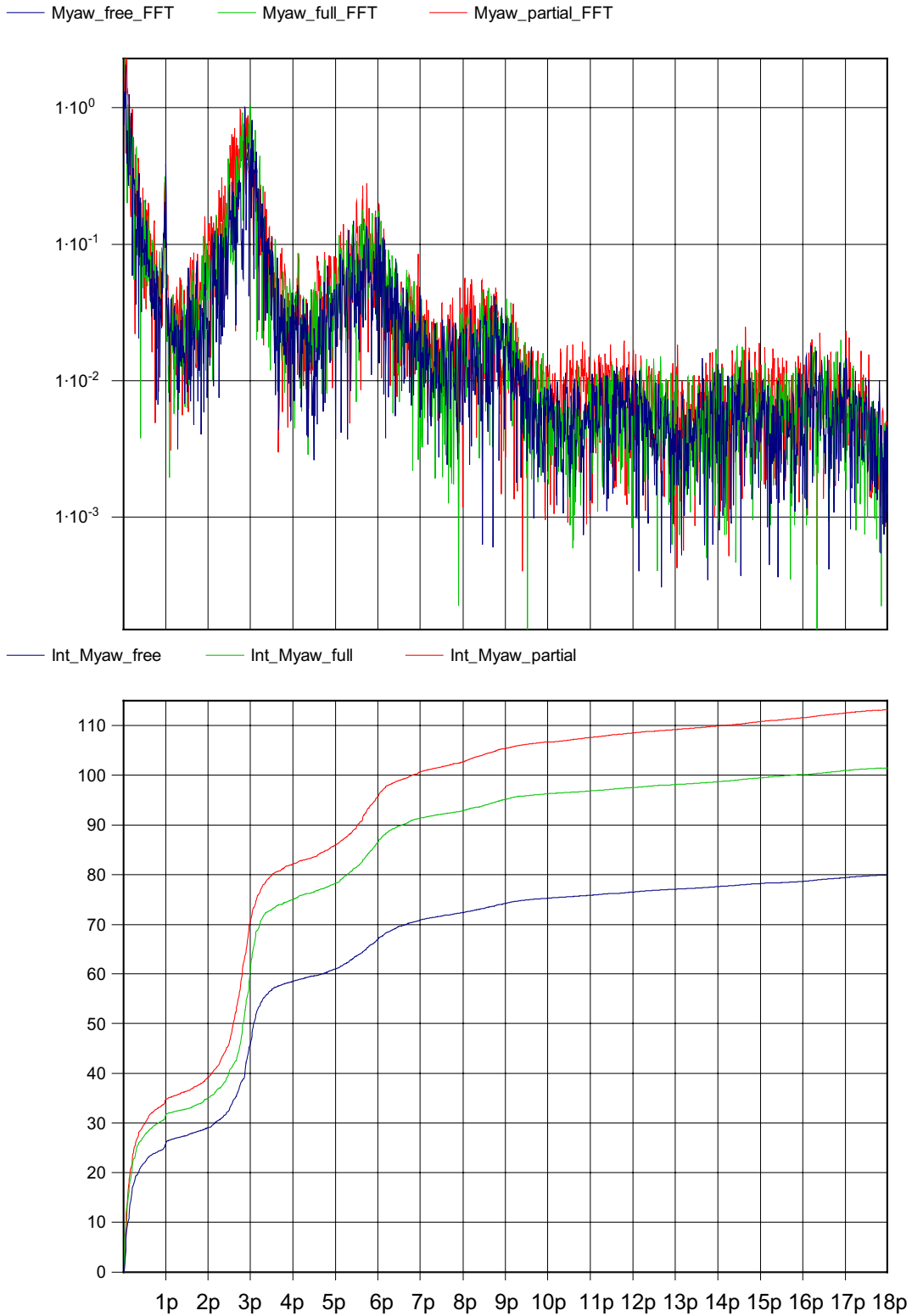


Abbildung 55 Frequenzspektrum und Integration des Frequenzspektrums: Giermoment des Rotors M_{yaw}

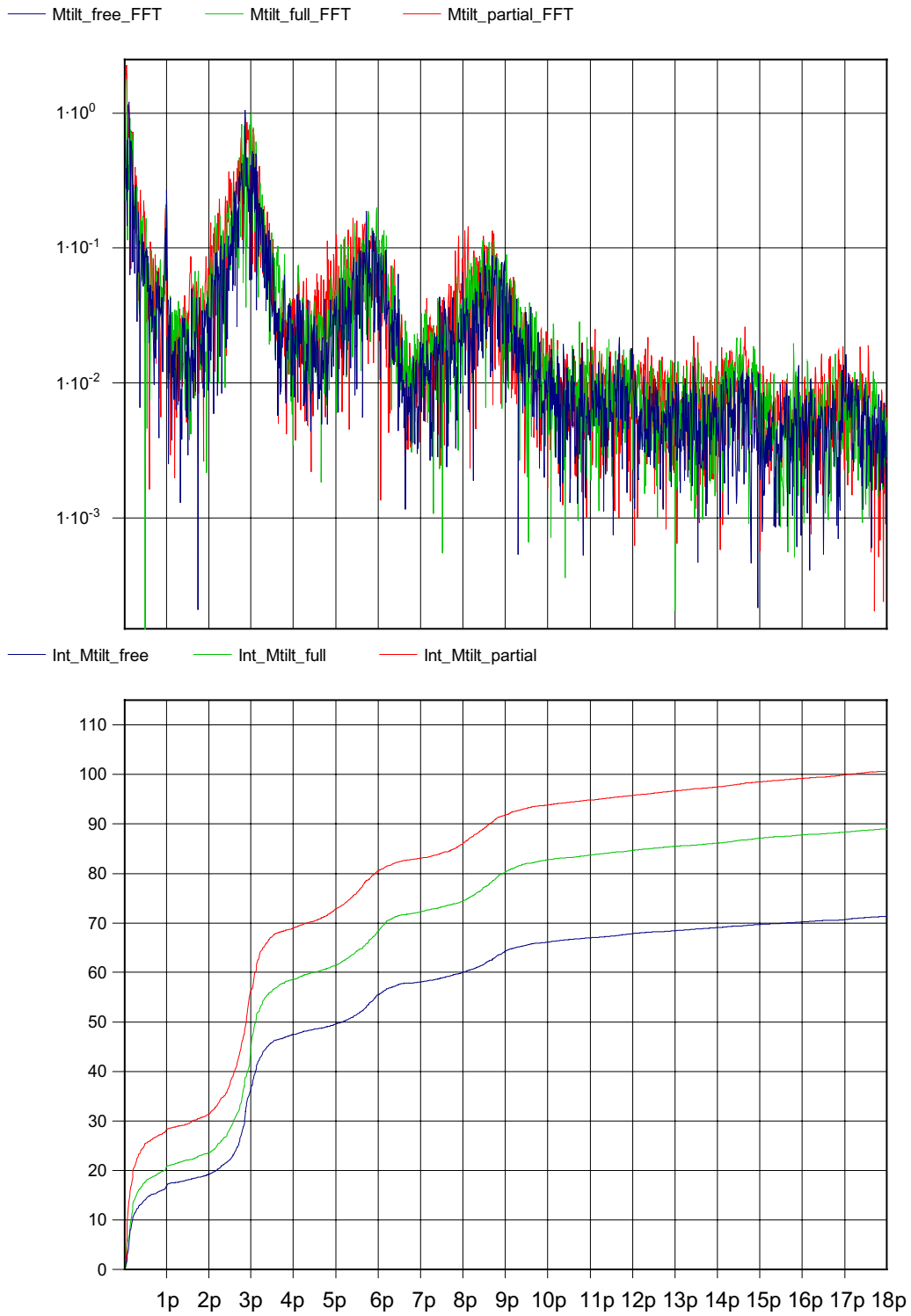


Abbildung 56 Frequenzspektrum und Integration des Frequenzspektrums: Nickmoment des Rotors M_{tilt}

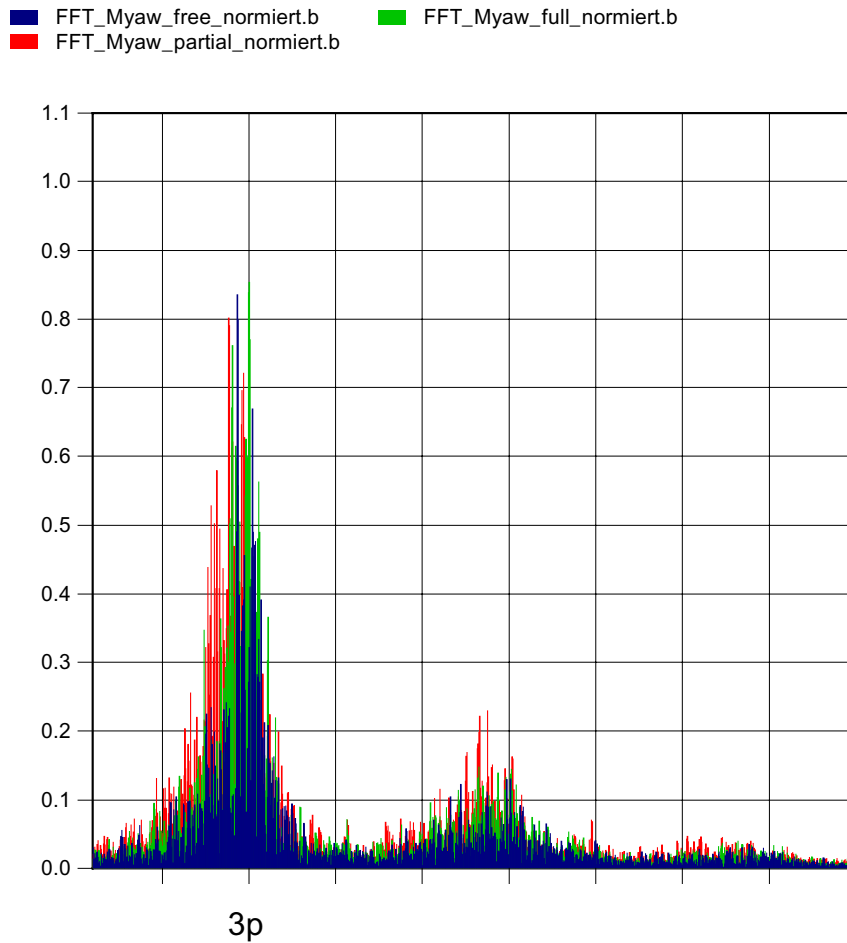


Abbildung 57 Ausschnitt des Frequenzspektrums: Giermoment des Rotors M_{yaw}

Auch die äquivalenten Lasten zeigen, dass die Nick- und Giermomente stark durch die Nachbaranlage beeinflusst werden (siehe Abbildung 58 und Abbildung 59). Die schädigenden Lasten erhöhen sich stark gegenüber der ungestörten Situation. Teilabschattung schädigt wesentlich mehr als Vollabschattung. Die Schädigung nimmt mit steigender Windgeschwindigkeit zu.

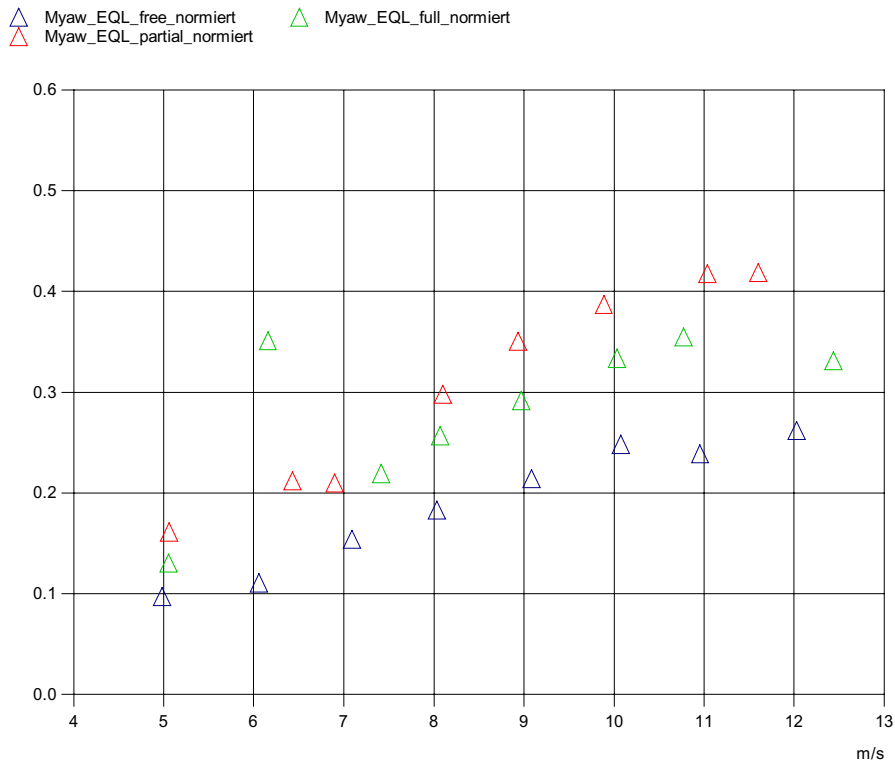


Abbildung 58 Äquivalente Last: Giermoment des Rotors M_{yaw} aufgetragen über der ungestörten Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe.

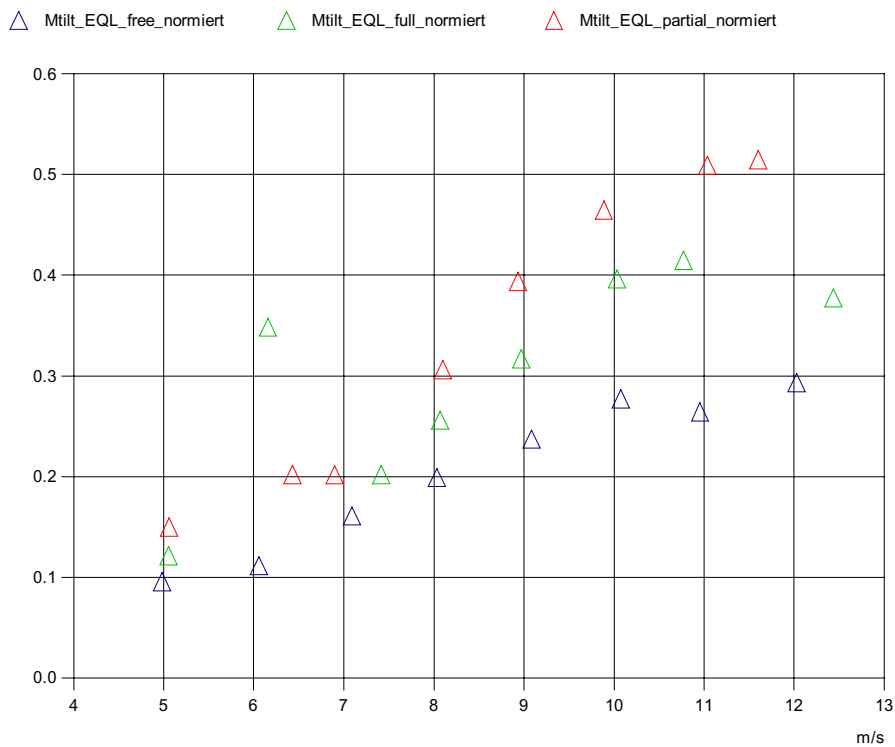


Abbildung 59 Äquivalente Last: Nickmoment des Rotors M_{tilt} aufgetragen über der ungestörten Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe.

Da die Gier- und Nickmomente aus den Wellendaten resultieren, tritt auch hier bei 6 m/s der nicht repräsentative Wert für die Vollabschattung auf.

Turmfußbiegemomente lateral M_{tl} / normal M_{tn}

Das Turmbiegemoment lateral ist Ausdruck für das Schwingen des Turmes senkrecht zur Windrichtung und nimmt bei Vollabschattung ab.

Das Turmbiegemoment normal beschreibt das Schwingen des Turmes in Windrichtung. Da der Wind im Nachlauf abnimmt, wird das Moment am Turm kleiner.

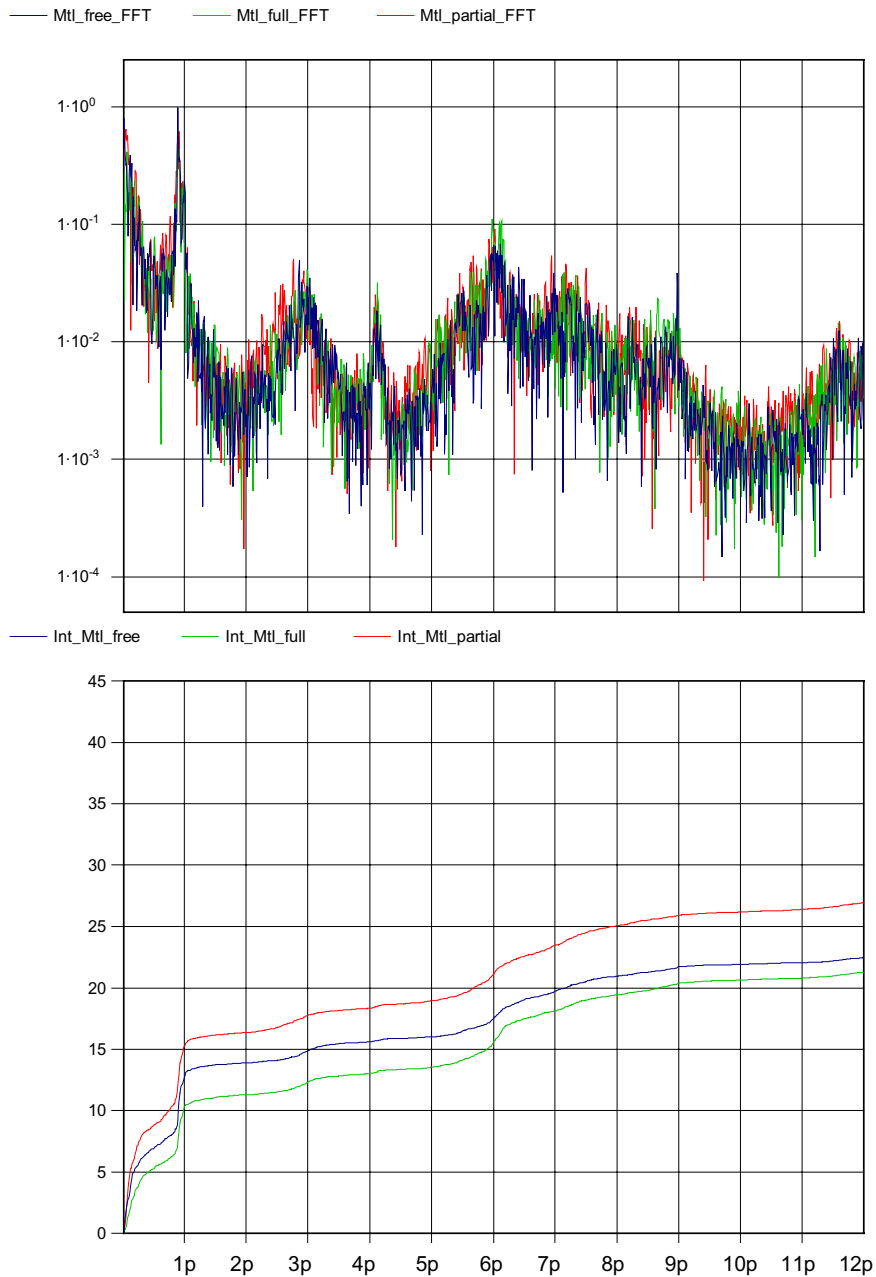


Abbildung 60 Frequenzspektrum und Integration des Frequenzspektrums: Turmfußbiegung lateral M_{tl}

Die Eigenfrequenz des Turmes liegt bei ca. 0,9 p und liegt damit nahe an der 1 p-Anregung.

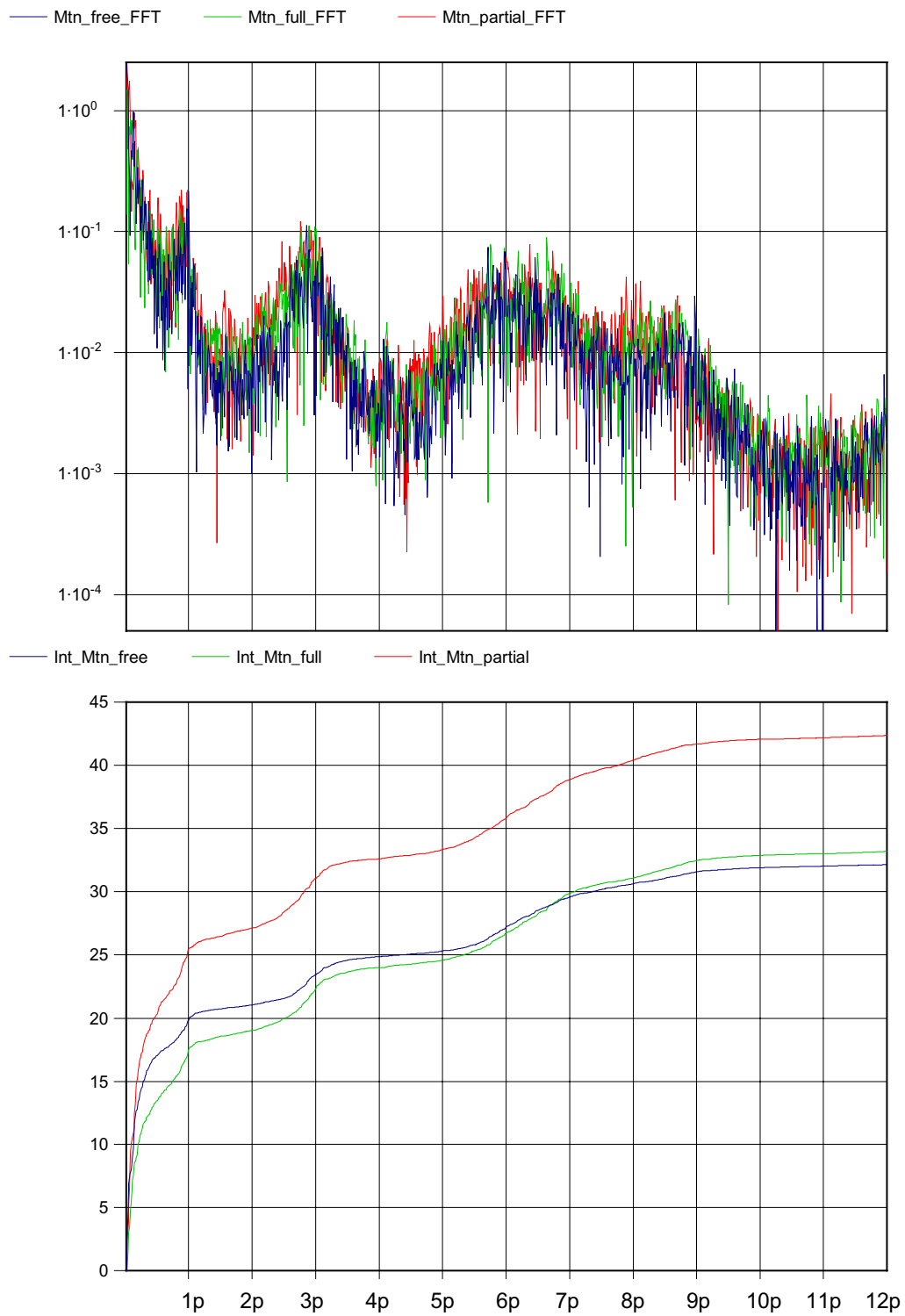


Abbildung 61 Frequenzspektrum und Integration des Frequenzspektrums: Turmfußbiegung normal M_{tn}

Die äquivalenten Lasten zeigen kaum Veränderungen durch die Nachlaufsituation (Abbildung 62 und Abbildung 63). Es entstehen leicht erhöhte Werte ab einer Windgeschwindigkeit von 9 m/s.

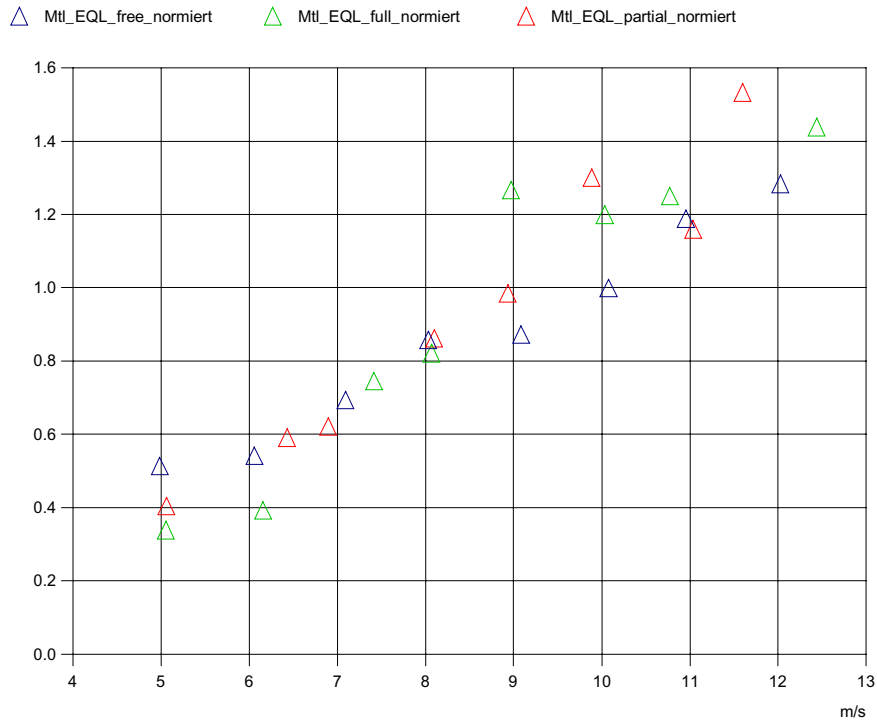


Abbildung 62 Äquivalente Last: Turmfußbiegung lateral M_{tl} aufgetragen über der ungestörten Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe

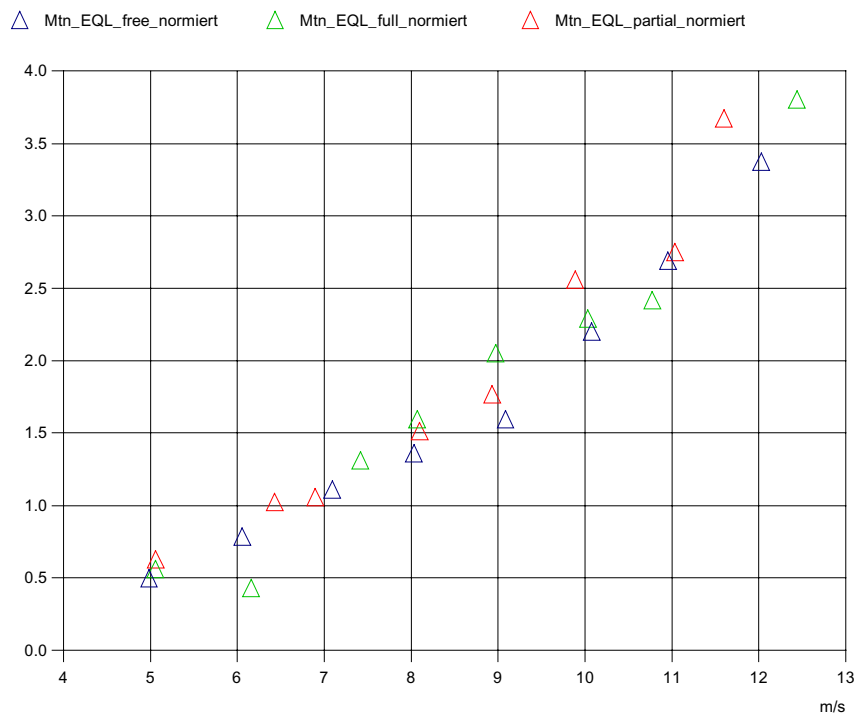


Abbildung 63 Äquivalente Last: Turmfußbiegung normal M_{tn} aufgetragen über der ungestörten Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass erhöhte Belastungen durch die Nachlafsituation besonders am Rotorblatt in Schlagrichtung entstehen und der Rotor in eine verstärkte gekoppelte Gier- / Nickschwingung versetzt wird. Eine wichtige Erkenntnis ist, dass durch die Nachlafsituationen in keiner der untersuchten Bauteile zusätzliche Frequenzen angeregt werden. Einen großen Einfluss scheinen die Frequenzen $3p$ und $6p$ zu haben. Hier ist bei fast allen Lastgrößen ein wesentlicher Energiezuwachs zu erkennen.

3.3.5 Betriebsfestigkeitsanalyse

Aus den Ergebnissen der Beanspruchungsmessungen wird mit Hilfe des zweiparametrischen Rainflow-Zählverfahrens aus den vorhandenen Beanspruchungs-Zeitverläufen eine Häufigkeitsverteilung der ausgezählten Lastzyklen, die so genannte Rainflowmatrix erstellt. Die Matrix stellt die Schwingweithäufigkeit in Abhängigkeit des Mittelwertes dar. Typische, plausibilisierte 10-Minuten-Zeitreihen wurden ausgewählt und sind in der Messmatrix zusammengefasst. Diese Datensätze werden auf eine Betriebszeit von 20 Jahren extrapoliert. Dabei werden die Datensätze entsprechend der ausgewählten Windhäufigkeitsverteilung gewichtet. Starts und Stopps, sowie Leerlaufbetrieb wurden in der vorliegenden Untersuchung nicht berücksichtigt.

Folgende in der IEC 61400-1 ed 2 [1] für WEA Typen-Klasse 2 festgelegte Annahmen wurden bei der Berechnung der Schwingweitenkollektive zu Grunde gelegt:

Betriebszeit der WEA:	20 Jahre,	
	keine Starts, Stopps, Leerlaufbetrieb	
Mittlere Windgeschwindigkeit:	8,5 m/s	
Parameter der Weibull-Verteilung:	Längenparameter	A = 9,59 m/s
	Formparameter	K = 2,0
Turbulenzintensität:	8 - 12%	

Die Klassenbreite der Beanspruchung wird normiert dargestellt.

Die ermittelten Beanspruchungskollektive können z.B. der Wöhlerlinie des Materials einer Komponente gegenübergestellt werden. Der Vergleich der Anzahl der aufgetretenen Lastschwingspiele mit der zulässigen Anzahl der Schwingspiele erlaubt mittels der linearen Schadensakkumulationshypothese nach Palmgreen/Minor eine Berechnung des partiellen Schädigungsanteils jeder Schwingspielklasse. Unter der Annahme, dass eine konstante, mit einer Frequenz von 1 Hz schwingende Last über die gleiche Betriebszeit die gleiche Schädigung hervorrufen soll, so beschreibt diese Schwingweite eine schädigungsäquivalente Last, die sogenannte 1 Hz-Äquivalente Last.

Die 1 Hz-Äquivalente Last ist wie folgt definiert:

$$L_{eq} = \sqrt[m]{\frac{\sum_i S_i^m \cdot n_i}{n_{ref}}}$$

mit:	L_{eq}	1 Hz-Äquivalente Last
	S	Schwingweite
	n	Anzahl der Lastwechsel
	n_{ref}	Referenzanzahl der Lastwechsel
	m	Steigung der Wöhlerkurve

Für die Berechnung der äquivalenten Lasten wird als Materialkennwert die Steigung der Wöhlerlinie benötigt. Als Steigung der Wöhlerlinie wurden bauteilübliche Werte verwendet.

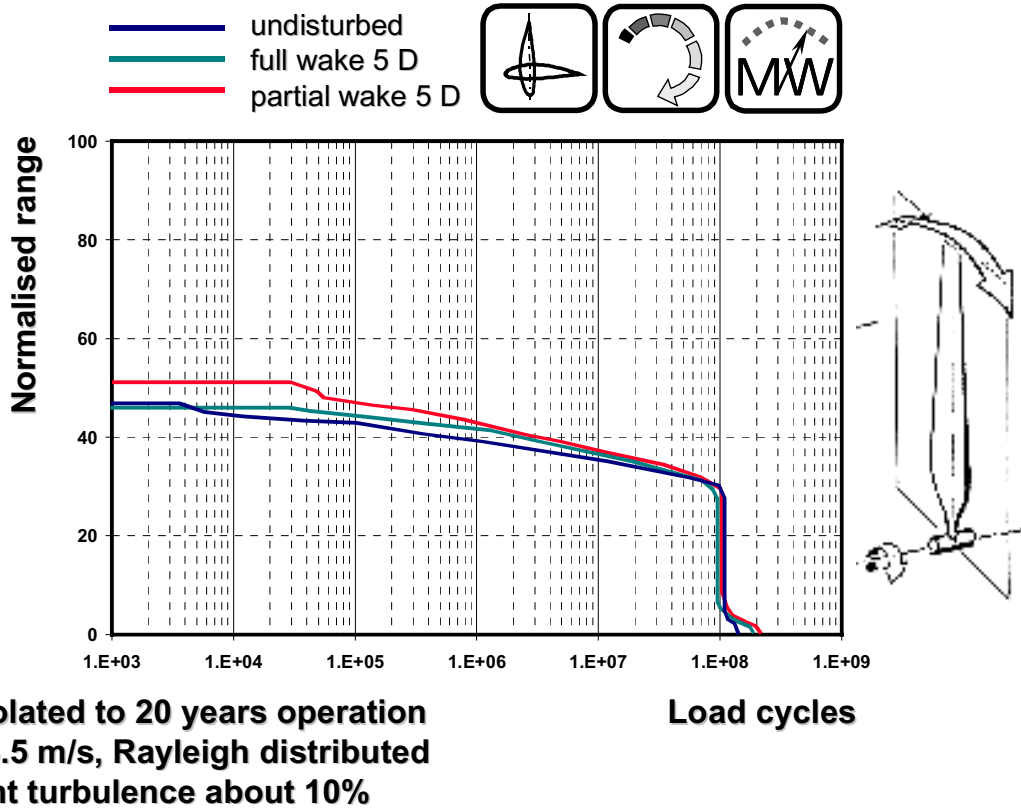


Abbildung 64 Schwingweitenkollektiv: Schwenkbiegemoment des Blattes M_{be}

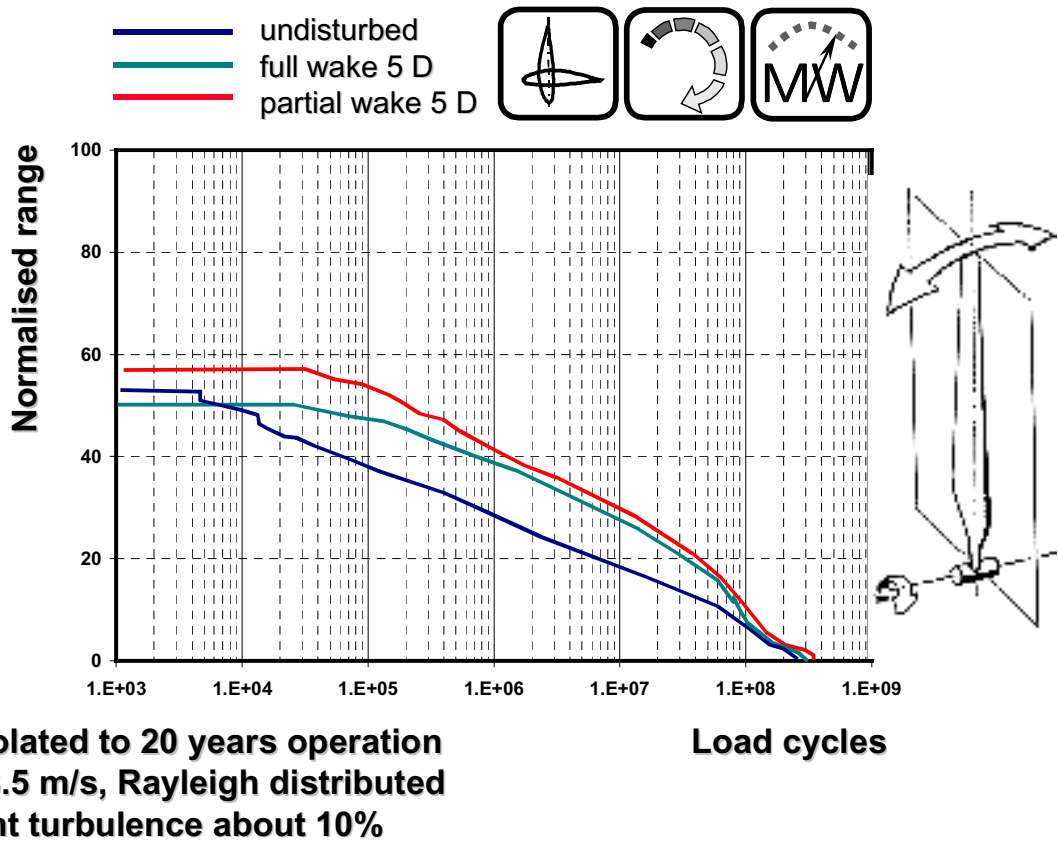


Abbildung 65 Schwingweitenkollektiv: Schlagbiegemoment des Blattes M_{bf}

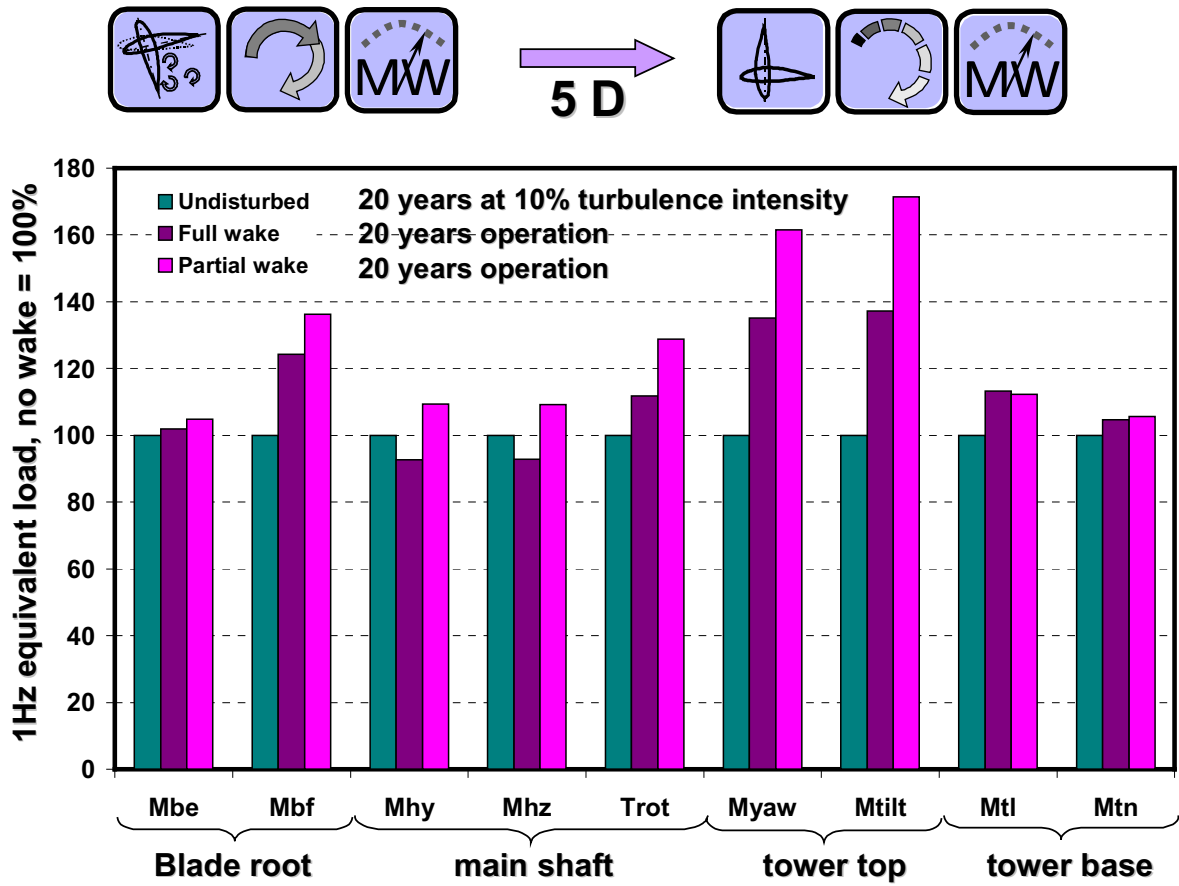


Abbildung 66 Vergleich der äquivalenten Lasten der Betriebssituationen. Blätter $m=10$; Welle und Turm $m=4$.

Abbildung 66 fasst die äquivalenten Lasten der untersuchten Komponenten für die drei Betriebssituationen zusammen. Die Messungen zeigen, dass der Betrieb einer WEA im Nachlauf von 5 Durchmessern hinter einer Nachbaranlage in fast allen Bauteilen zu erhöhten Schädigungen führt. Der Teilabschattungsbetrieb führt dabei generell zu höheren Schädigungen als der Vollabschattungsbetrieb.

		Vollabschattung	Teilabschattung
		Bezogen auf die freie Anströmung in %	
M_{be}	m=10	1.9	4.8
	m=4	-1.4	2.5
M_{bf}	m=10	24.3	36.3
	m=4	43.7	55.4
M_{hy}	m=4	-7.3	9.4
	m=10	2.0	26.9
M_{hz}	m=4	-7.2	9.3
	m=10	4.7	25.5
T_{rot}	m=4	11.8	28.8
	m=10	8.4	24.5
M_{yaw}	m=4	35.1	61.5
	m=10	27.1	66.1
M_{tilt}	m=4	37.3	71.4
	m=10	27.5	62.3
M_{tl}	m=4	13.3	12.3
	m=10	-6.6	1.2
M_{tn}	m=4	4.7	5.7
	m=10	8.3	8.5

Tabelle 7 Äquivalente Lasten der Einzelkomponenten pro Betriebssituation.

3.3.6 Untersuchungen an weiteren WEA

Um die Ergebnisse der Analysen an der WEA 1 statistisch zu belegen, wurden weitere drei Messungen an WEA der Megawattklasse hinsichtlich der Variationsintensität ausgewertet.

Bei der im Folgenden betrachteten WEA3 handelt es sich um eine pitchgeregelter WEA mit der doppelten Nennleistung der WEA1. Es herrschen ähnliche Bedingungen wie unter 4.2 beschrieben. Bei dieser Aufstellungskonstellation ergeben sich mehrere Abschattungseffekte durch verschiedene Nachbaranlagen. Abbildung 67 zeigt die Variationsintensität der WEA3 in Abhängigkeit der Windrichtung.

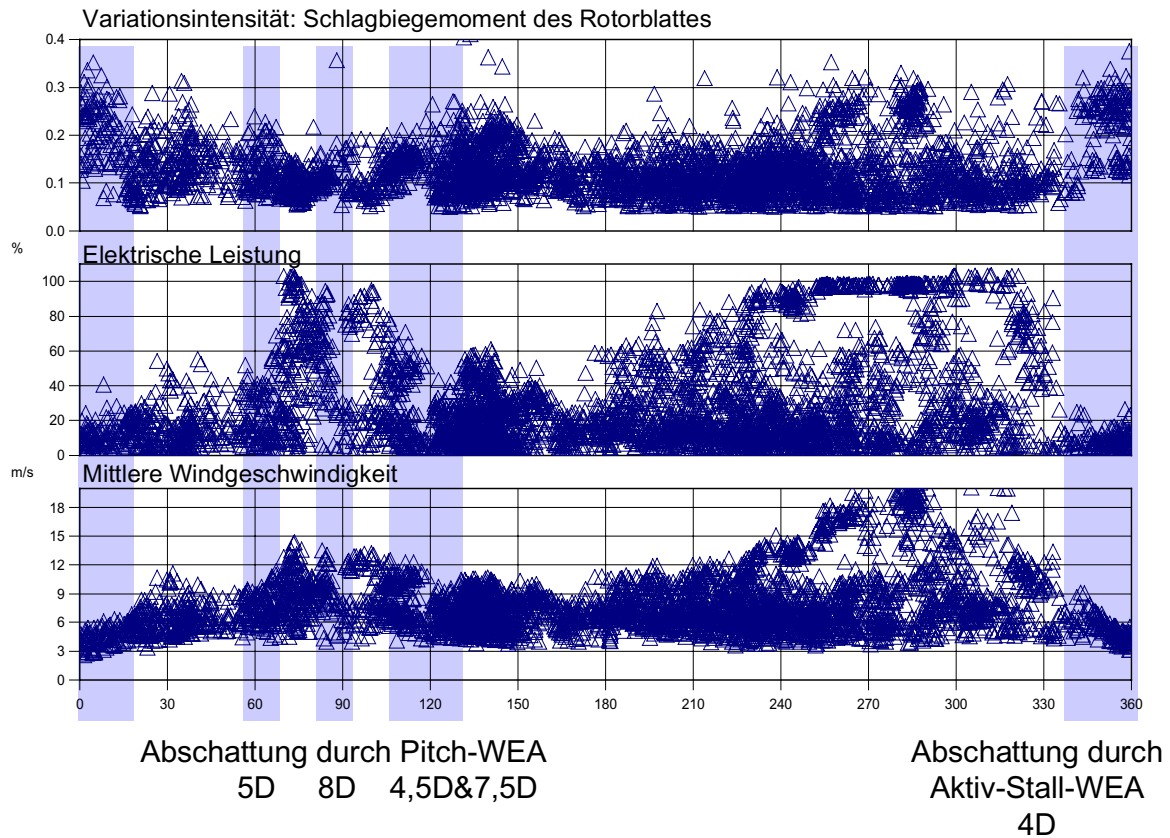


Abbildung 67 WEA3: „Rundumblick“: Variationsintensität in Abhängigkeit der Windrichtung

Die WEA4 ist eine pitchgeregelte Anlage mit einer Nennleistung unterhalb 1MW. Diese WEA gehört zu einem Windpark, der aus 10 baugleichen WEA besteht. Da am Aufstellungsort eine meist konstante Windrichtung herrscht, wurden die WEA in einer Reihe mit geringen Abständen zueinander aufgestellt. So ergibt sich bei bestimmten Windrichtungsverhältnissen eine Beeinflussung durch den Nachlauf der Nachbaranlagen. Abbildung 68 zeigt die über der Windrichtung dargestellte Variationsintensität.

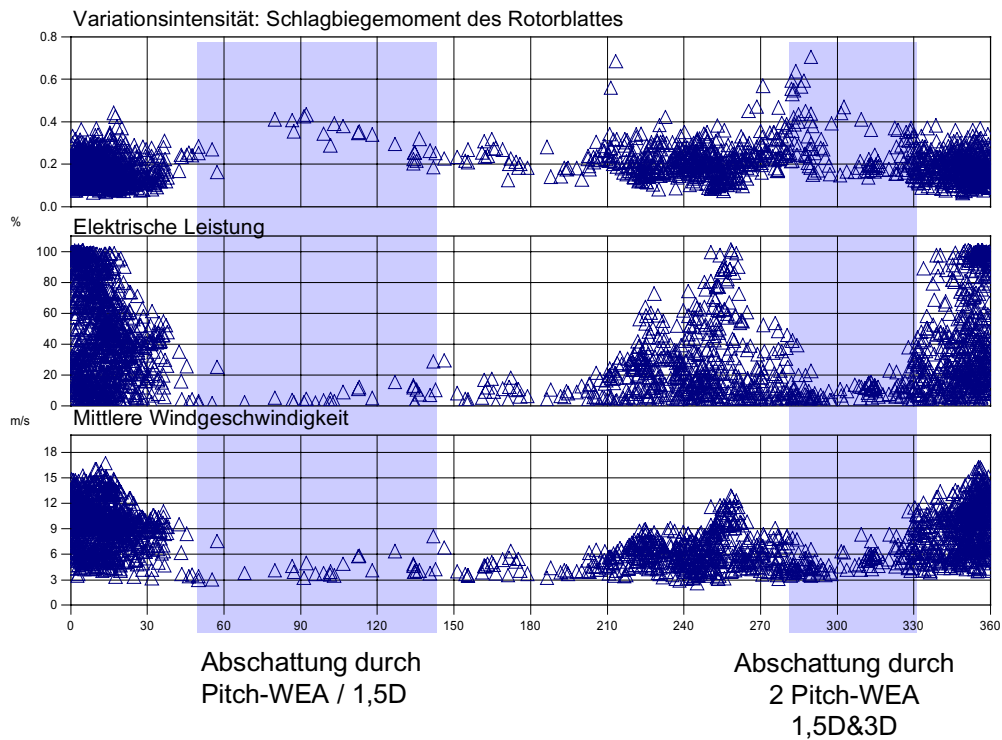


Abbildung 68 WEA4: „Rundumblick“: Variationsintensität in Abhängigkeit der Windrichtung

Weitere Betrachtungen wurden an der ebenfalls pitchgeregelten WEA5 vorgenommen. Diese WEA der Megawattklasse befindet sich in einem Windpark. Die Nachbaranlagen sind baugleich und aus gleichen Gründen wie bei der WEA4 relativ dicht zueinander aufgestellt. Abbildung 69 zeigt die Variationsintensität in Abhängigkeit der Windrichtung.

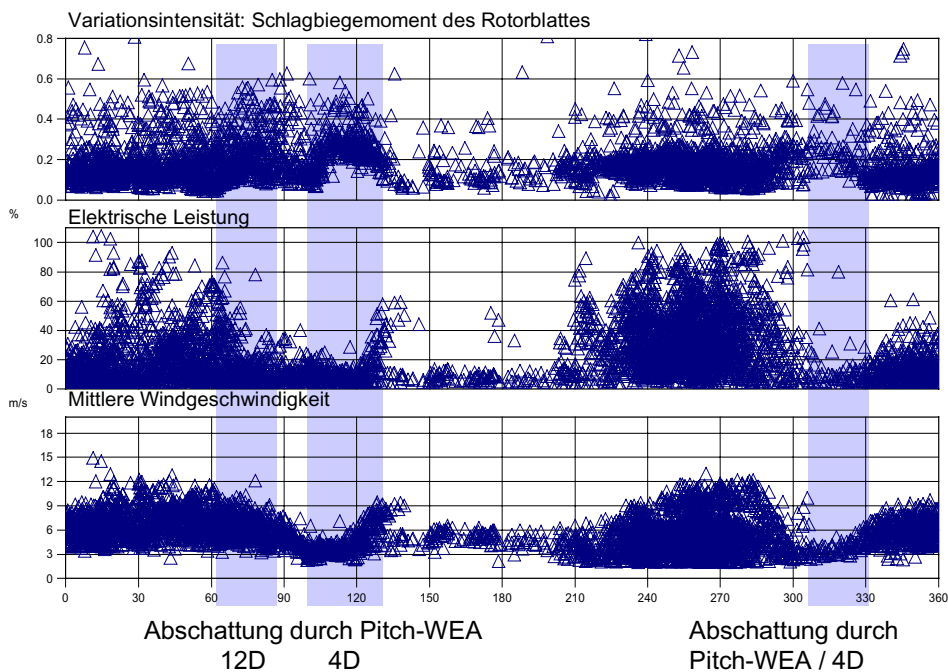


Abbildung 69 WEA5: „Rundumblick“: Variationsintensität in Abhängigkeit der Windrichtung

Alle drei Auswertungen der Variationsintensitäten über der Windrichtung zeigen gleiche Tendenzen: In den Windrichtungsbereichen, in denen Nachbaranlagen stehen, treten vergleichbare Erhöhungen der Variationsintensität wie bei der WEA1 auf. Dadurch ist zu erkennen, dass diese Erhöhungen kein zufälliges Phänomen abbilden und dass die Verwendung der Variationsintensität als Maß für die Beanspruchung brauchbar ist. Außerdem können die in der vorliegenden Arbeit an der WEA1 ermittelten Ergebnisse quantitativ auf die WEA3, 4 und 5 übertragen werden.

Bei allen betrachteten Situationen sind in den für diese Analyse interessanten Windrichtungsbereichen nur Windgeschwindigkeiten unterhalb Nennwind aufgetreten, dadurch wurde auf weitergehende Untersuchungen wie oben beschrieben verzichtet.

3.3.7 Zusammenfassung der Auswertungen der Beanspruchungsmessungen

Die vorliegenden Untersuchungen haben gezeigt, dass die Ermüdungsbeanspruchungen der einzelnen Bauteile einer WEA durch den Windparkbetrieb mehr oder weniger stark zunehmen. Dabei führt die Teilabschattung generell zu höheren Schädigungen als die Vollabschattung. Die betrachteten WEA stehen 5D auseinander. Bei diesem Abstand entstehen Erhöhungen der Schädigungslasten durch die Nachlaufsituation. Bei Teilabschattung ergibt sich eine Steigerung der Äquivalenten Lasten um bis zu 70%. Besonders betroffen sind das Nick- und Giermoment des Rotors, das Schlagbiegemoment des Blattes und die Wellentorsion. Die Analyse der Anlagendynamik hat gezeigt, dass keine zusätzlichen Frequenzen durch den Betrieb im Nachlauf angeregt werden. Die vorhandenen Frequenzen werden jedoch verstärkt angeregt, wodurch energiereichere Schwingungen der Lastgrößen entstehen.

Um zu bewerten, wie groß die im Signal steckende Schwingungsenergie ist, wurden die Frequenzspektren integriert, so dass außerdem erkannt werden kann, welche anregenden Frequenzen zu einer Energieerhöhung führen. Es hat sich gezeigt, dass besonders die 3 p und 6 p-Frequenz zu starken Energieerhöhungen bei fast allen Lastgrößen führt.

Weitere Untersuchungen an anderen Standorten mit anderen WEA zeigten, dass auch bei einem Abstand der WEA von 8-12D noch eindeutige Beeinflussungen durch die Nachlaufsituation zu erkennen sind.

Da die hier vorgestellten Untersuchungen mit bereits vorhandenen Daten durchgeführt wurden, sind keine für diese Auswertung nötigen „idealen Daten“ vorhanden. Eine gezielte Messkampagne, wie sie in der Untersuchung im Alsvik Windpark an kleineren stallgeregelten WEA durchgeführt wurde, war im finanziellen Rahmen dieses Forschungsprojektes nicht möglich. Dennoch entstanden interessante Ergebnisse, die Aussagen über die zusätzlichen Ermüdungsbeanspruchungen für Megawatt-WEA in Windparks zulassen.

Daran ist zu erkennen, dass kommerzielle Beanspruchungsmessungen durchaus dafür geeignet sind, Beeinflussungen der WEA durch den Windparkbetrieb zu untersuchen. In zukünftigen Messungen könnte mit gezielten, einfachen Erweiterungen des Messaufbaus Messungen so ausgelegt werden, dass weitere Erkenntnisse für den Windparkbetrieb gewonnen werden könnten. Besonders die Untersuchungen an Multi-Megawatt-WEA und im Offshore-Bereich wären von großem Interesse, da es mit diesen Anlagen kaum Erfahrungen gibt, diese aber notwendig sind, um die verwendeten Simulationsprogramme zu validieren und optimieren.

Berechnung des Nachlaufs mit CFD Programm

Dr. Thomas Hahm, TÜV - Nord

3.4 Beschreibung des Verfahrens und des Programms

3.4.1 Beschreibung der verwendeten Software

Es wurde das Programmsystem Fluent (Version 6.1 [12]) der Firma Fluent Inc. eingesetzt. Fluent gehört zur Gruppe der Computational Fluid Dynamics (CFD) Software. CFD-Software wird zur Berechnung dreidimensionaler Strömungsprozesse unter Berücksichtigung des Wärmetransports durch Leitung, Konvektion und Strahlung sowie chemischer Reaktionen eingesetzt [13].

Das Programm löst die Erhaltungsgleichungen für Masse und Impuls sowie der Enthalpie im Falle von Wärmetransport und der chemischen Komponenten im Falle chemischer Reaktionen oder Mischungsvorgängen. Die Verwendung reynoldsgemittelter Navier-Stokes-Gleichungen zur Beschreibung turbulenter Strömungen erfordert je nach verwendetem Turbulenzmodell bis zu sieben weitere Erhaltungsgleichungen.

Die zu Grunde liegenden Gleichungen werden auf Grundlage einer Finite-Volumen-Technik diskretisiert. Das gesamte Berechnungsgebiet wird dabei in Berechnungszellen (Kontrollvolumen) eingeteilt. Über das einzelne Kontrollvolumen kann dann z.B. die stationäre Erhaltungsgleichung der skalaren Größe Φ folgendermaßen integriert werden:

$$\oint \rho \Phi \vec{v} \cdot d\vec{A} = \oint \Gamma_{\Phi} \nabla_{\Phi} \cdot d\vec{A} + \int_V S_{\Phi} dV .$$

ρ bezeichnet die Dichte, Γ den Diffusionskoeffizienten und S den Quellterm der Bilanzgröße Φ . Die Diskretisierung der Integralgleichung führt pro Berechnungszelle schließlich auf die Gleichung /1/:

$$\sum_f^{N_{\text{faces}}} \rho_f \vec{v}_f \Phi_f \cdot \vec{A}_f = \sum_f^{N_{\text{faces}}} \Gamma_{\Phi} (\nabla \Phi)_n \cdot \vec{A}_f + S_{\Phi} V .$$

Wobei N_{faces} die Anzahl der Zellwände beschreibt und der Index f die jeweilige Zellwand identifiziert. Die Werte auf den Zellwänden werden mittels Interpolationsverfahren aus dem Zellwerten ermittelt. Hierzu stehen vier verschiedene Upwind-Schemata unterschiedlicher Ordnung zur Verfügung. Der Diffusionsterm wird unabhängig davon in allen Fällen mittels zentraler Differenzen über ein Schema zweiter Ordnung ermittelt.

Die Zellgleichungen können letztlich auf beliebigen, unstrukturiert angeordneten Polyedern gelöst werden. In der Praxis sind dies Drei- und Vierecke im 2D-Fall bzw. Hexaeder, Tetraeder und Prismen mit dreieckiger Grundfläche im 3D-Fall.

Die Erhaltungsgleichungen können entweder gleichzeitig (gekoppelt) oder getrennt (entkoppelt) berechnet werden. Im Falle der entkoppelten Berechnung kann die Impulsbilanz die Kontinuitätsbedingung nur erfüllen, wenn das Druckfeld bekannt ist. Hierzu muss das Druckfeld zu Beginn geschätzt und ein vorläufiges Geschwindigkeitsfeld ermittelt werden. Über spezielle Druck- und Geschwindigkeitskorrekturverfahren werden ein verbessertes Geschwindigkeitsfeld und eine Zwischenlösung für alle Erhaltungsgleichungen bestimmt. Das resultierende Druckfeld wird wiederum als neue Schätzung zu Grunde gelegt und der Prozess iterativ wiederholt [14]. Für die Kopplung von Druck und Geschwindigkeit in den Korrekturgleichungen stehen in Fluent drei verschiedenen Algorithmen zur Verfügung. Die Zellwerte der jeweiligen Erhaltungsgleichungen werden bei der entkoppelten Berechnung implizit (gleichzeitig) berechnet. Im Falle der gekoppelten Berechnung der Erhaltungsgleichungen können die Zellwerte wahlweise implizit oder explizit berechnet werden.

In instationären Berechnungen erfolgt die zeitliche Diskretisierung und Berechnung typischerweise mittels eines impliziten Verfahrens erster Ordnung. Implizit deshalb, weil der Zellwert zum Zeitpunkt $t+1$ außer vom Zellwert zum Zeitpunkt t auch von den Nachbarwerten zum Zeitpunkt $t+1$ abhängt. Ein Verfahren zweiter Ordnung steht ebenfalls zur Verfügung. Bei der gekoppelten Berechnung existiert für Sonderfälle ein explizites zeitliches Lösungsverfahren.

3.4.2 Allgemeines zur Turbulenzmodellierung

Turbulente Strömungen sind durch fluktuierende Geschwindigkeitsfelder gekennzeichnet. Dies führt dazu, dass auch alle betrachteten Transportgrößen wie Impuls, Energie oder Stoffkonzentrationen fluktuieren.

Anschaulich wird dabei die in großen Wirbeln enthaltene Energie über eine so genannte Wirbelkaskade an immer kleinere Wirbel abgeben, bis sie schließlich auf molekularer Ebene in Wärme dissipiert wird. Grundsätzlich ist es möglich, diese Prozesse mittels der Navier-Stokes-Gleichungen zu beschreiben. Dazu muss das Berechnungsgitter in der Lage sein, auch die kleinsten Wirbelstrukturen aufzulösen. Im Falle eines sich mit bis zu 80m/s Umfangsgeschwindigkeit drehenden Blattes einer Windenergieanlage (WEA) sind diese Strukturen teilweise von der Größenordnung weniger Mikrometer. Vor dem Hintergrund, dass auch auf Höchstleistungsrechner zurzeit die Zellenzahl auf etwa 10^8 begrenzt ist, wird klar, dass die direkte numerische Simulation (DNS) in allen praktischen Anwendungsfällen nicht möglich ist.

In den exakten Gleichungen werden daher üblicherweise die Strömungsgrößen f durch einen meist zeitlichen Mittelwert \bar{f} und eine Schwankungsgröße f' ersetzt:

$$f = \bar{f} + f'$$

Man erhält dann die Reynolds-Averaged Navier-Stokes-Gleichungen (RANS). Diese entsprechen einer Formulierung der Navier-Stokes-Gleichung in den Mittelwerten plus eines zusätzlichen Terms, den Reynoldsspannungen, in dem die Schwankungsterme auftauchen. Die Reynoldsspannungen stellen zusätzliche Unbekannte dar, die über Turbulenzmodelle mit bekannten Größen verknüpft werden müssen.

Es lassen sich für die Reynoldsspannungen Transportgleichungen aufstellen. Dies führt zu insgesamt sechs zusätzlichen Differentialgleichungen. Diese Transportgleichungen sind neben exakt bekannten Termen auch von neuen Unbekannten ab, die wiederum modelliert werden müssen.

Aus den Gleichungen für die Reynoldsspannungen lassen sich neben den Transportgleichungen für die Reynoldsspannungen selber, auch Transportgleichungen für weitere Turbulenzgrößen gewinnen. Eine wichtige Größe zur Charakterisierung ist die auf ein Massenelement bezogene kinetische Energie k der Turbulenzbewegung:

$$k = \frac{1}{2} \overline{u_i u_i}$$

Auch die k -Gleichung enthält Korrelationen höherer Ordnung, die durch Modellannahmen mit bekannten Größen in Verbindung gebracht werden muss, bevor eine Lösung möglich ist. Z.B. kann eine Transportgleichung für ein charakteristisches, die Turbulenzstruktur beschreibendes Längenmaß formuliert werden. Am häufigsten wird hier die Dissipationsrate ε als Maßstabsgröße verwendet. Die Differentialgleichung für die Dissipationsrate lässt sich aus der Navier-Stokes-Gleichung herleiten. Sie ist physikalisch nur schwer interpretierbar und enthält wiederum neue unbekannte Terme.

Die Turbulenzmodellierung mit Hilfe der kinetischen turbulenten Energie und der Dissipationsrate, das sogenannte k - ε -Modell, stellt in verschiedenen Varianten das für ingenieurtechnische Anwendungen am häufigsten eingesetzte Modell dar. Im Gegensatz zur vollständigen

Modellierung der Reynoldsspannungen sind lediglich zwei zusätzliche Transportgleichungen erforderlich.

Die Formulierung anderer Transportgleichungen als die für die Reynoldsspannungen basiert typischerweise auf der Einführung einer Wirbelviskosität μ_T , der Eddy-Viscosity, die eine Eigenschaft der Strömung und nicht des Fluids ist. Sie ist proportional zu einer charakteristischen Länge l_c und Geschwindigkeit u_c der impulstransportierenden, turbulenten Wirbel:

$$\mu_T \sim \rho l_c u_c.$$

Alle Modelle, die auf dem Ansatz der Eddy-Viscosity beruhen, werden als Turbulenzmodelle erster Ordnung bezeichnet. Abhängig davon, wie viele Transportgleichungen zur Beschreibung der Abhängigkeiten der Eddy-Viscosity von den charakteristischen Größen eingeführt werden, unterscheidet man 0-, 1- und 2-Gleichungsmodelle. Zu den 2-Gleichungs-Modellen gehören so gebräuchliche Modelle wie das k- ϵ -Modell und das k- ω -Modell.

Die Reynolds-Spannungs-Modelle, die die sechs Unbekannten des Spannungstensors sowie eine Dissipationsgröße modellieren, werden in dieser Systematik als Modelle zweiter Ordnung bezeichnet.

Allen Modellen ist gemeinsam, dass zusätzliche Unbekannte auftreten, die über entsprechende Annahmen modelliert werden müssen.

Damit ergibt sich folgende Systematik für die RANS - Modelle:

Turbulenzmodelle erster Ordnung (Eddy-Diffusivity Models)	
Algebraische Modelle (0-Gleichungs-Modell)	Algebraische Gleichung für l_c
1-Gleichungs-Modelle	Algebraische Gleichung für l_c
	Transportgleichung für turbulente kinetische Energie k
2-Gleichungs-Modelle	Transportgleichungen für turbulente kinetische Energie k und z.B. Dissipationsrate ϵ
Turbulenzmodelle zweiter Ordnung (Reynolds-Stress-Models RSM)	
Mehrgleichungsmodelle	Transportgleichungen für die Reynoldsspannungen und die Dissipationsrate

Bei hohen Reynoldszahlen der Strömung beobachtet man in der Energiebilanz, dass sich die Extrema von Transport und Dissipation der Turbulenz auf verschiedene Wirbelgrößen oder Wellenzahlen verteilen. Bei sehr großen Reynoldszahlen findet keine Überlappung mehr statt. D.h., es existiert ein Bereich, in dem die von den größeren Wirbeln aufgenommene Energie dissipationslos an die kleineren Wirbel abgegeben wird (Inertial Subrange). Erst bei größeren Wellenzahlen (kleineren Wirbeln) kommt es zu Dissipation. Diese Tatsache machen sich die so genannten Large-Eddy-Modelle (LES) zu Nutze. Bei den LES-Modellen werden die großen Wirbel direkt modelliert und nur der Bereich jenseits des Inertial Subrange, in dem Dissipation stattfindet, wird über Turbulenzmodelle modelliert (Subgrid-Scale-Models).

In 1997 präsentierten Spalart et. al. [14] ein Turbulenzmodell, das eine Mischung aus RANS-Modellen und LES-Modellen darstellt. Die so genannte Detached-Eddy-Simulation (DES) verwendet in Wandnähe ein 1-Gleichungs-Modell [15] und wechselt mit zunehmendem Abstand von der Wand auf eine LES. Das Modell wurde für hohe Reynoldszahlen, wie sie bei der Tragflächenumströmung auftreten, entwickelt und in diesen Bereichen erfolgreich eingesetzt [16]. Damit ergibt sich folgende Übersicht über die Möglichkeiten zur Turbulenzberechnung in CFD - Codes:

DNS	Direkte Numerische Simulation (keine Turbulenzmodellierung notwendig)
RANS	Reynolds-Averaged-Navier-Stokes (bis zu 7 zusätzliche Transportgleichungen)
LES	Large-Eddy-Simulation (Turbulenzmodelle nur für kleine, dissipative Wirbel)
DES	Detached-Eddy-Simulation (RANS in Wandnähe, LES in der freien Strömung)

3.5 Allgemeines zur Turbulenz im Nachlauf einer WEA

Die beeinflusste Strömung im Nachlauf einer WEA resultiert im Wesentlichen aus drei Mechanismen:

1. Scherinduzierte Turbulenz,
2. Blattspitzenwirbel und
3. Mäandern der Strömung.

In ausreichender Entfernung von der WEA stellt sich ein annähernd Gauß-förmiges Profil der mittleren Windgeschwindigkeit in der Nachlaufströmung ein. Das heißt, die scherinduzierte Turbulenz, die in Bereichen hoher Windgeschwindigkeitsgradienten auftritt, erzeugt zwei Maxima der Turbulenzintensität.

Ebenso weist die Turbulenz, die aus den Blattspitzenwirbeln resultiert zwei Maxima auf. Diese Maxima haben im Vergleich jedoch einen größeren Abstand zueinander von mindestens 1D.

Unter dem Mäandern der Strömung ist eine seitliche Verschiebung des Geschwindigkeitsprofils zu verstehen, die ebenfalls dazu führt, dass in Bereichen hoher Windgeschwindigkeitsgradienten hohe Turbulenzen auftreten, da hier nur eine geringe Richtungsänderung der Strömung nötig ist, um stark schwankende Windgeschwindigkeiten zu erzielen. Zur Veranschaulichung sei dieser Effekt isoliert in einem analytischen Modell veranschaulicht. Betrachtet wird eine Nachlaufströmung mit folgenden Kenndaten:

- Minimum der Windgeschwindigkeit: 40% der Anströmung
- Halbe Nachlaufbreite: 0,25D (Gauß-förmig)
- Schwankung der Strömungsrichtung: $\pm 5^\circ$

Abb.1 zeigt die hieraus resultierende Turbulenzintensität in 2D Abstand hinter der WEA. Als Turbulenzintensität I wird die Standardabweichung σ der zeitlichen Windgeschwindigkeitsverteilung an einem Ort bezogen auf den Mittelwert der zeitlichen Windgeschwindigkeitsverteilung in der Anströmung verstanden:

$$I(x, y, z) = \frac{\sigma(x, y, z)}{\bar{v}_{\text{Anströmung}}}$$

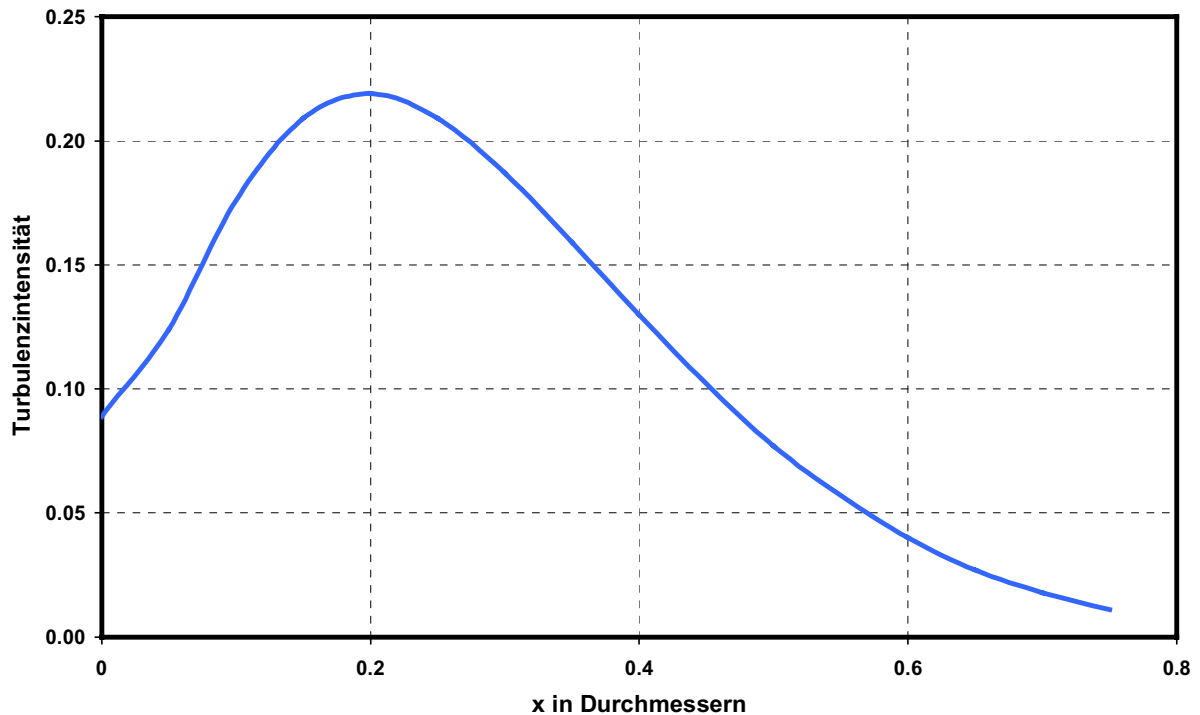


Abbildung 70: Aus einem Mäandern der Strömung um $\pm 5^\circ$ resultierende Turbulenzintensität in 2D Abstand. ($x = 0$ entspricht der Mitte der Nachlaufströmung).

Alle drei Effekte führen zu einem Profil der Turbulenzintensität, das zwei Maxima aufweist (Hütchenprofil). Die scherinduzierte Turbulenz und ein mögliches Mäandern der Strömung produzieren dabei beide tendenziell enger liegende Maxima.

Damit lässt sich erklären, dass man selbst mit einem einfachen algebraischen Turbulenzmodell in einer RANS-Rechnung bezüglich des generellen Profils der Turbulenz recht gute Übereinstimmungen erzielt. In [17,18] wird in einem Thin-Layer-Approach (zur Vereinfachung des Gleichungssystems) aus dem Eddy-Viscosity-Modell eine mittlere turbulente Schubspannung über den Radius der Nachlaufströmung ermittelt. Mittels eines Korrelationskoeffizienten wird hieraus die Turbulenz in der Nachlaufströmung berechnet. Der empirische Korrelationskoeffizient trägt dabei der Tatsache Rechnung, dass z.B. der wesentliche Mechanismus der Blattspitzenwirbel nicht erfasst wird und kompensiert werden muss. Struktur und Ort der Blattspitzenwirbel sind mit diesem Verfahren nicht darstellbar.

Eigene Berechnungen mit einem $k-\varepsilon$ -Turbulenzmodell, bestätigen dies. Abbildung 71 zeigt die berechnete Turbulenzintensität im Nachlauf einer WEA mit Nabenhöhe 65 m und Rotordurchmesser 70 m.

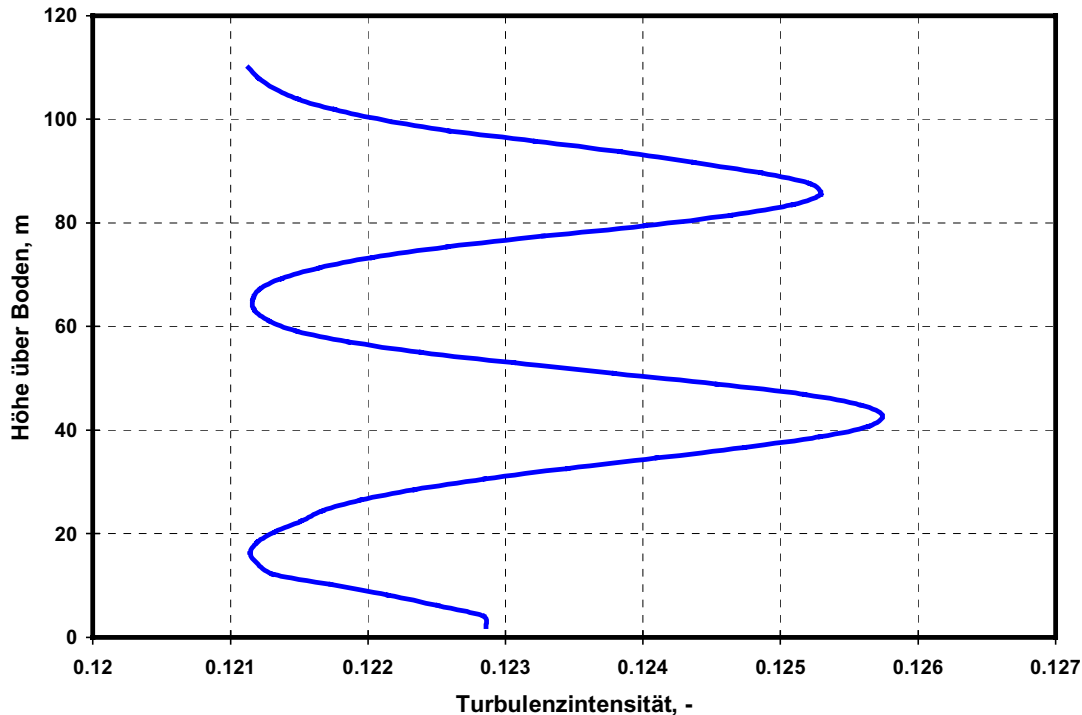


Abbildung 71: Hütchenprofil der Turbulenzintensität aus einer Rechnung mit einem k - ε -Modell. $2,7 D$ hinter einer WEA mit Nabenhöhe $65 m$ und Rotordurchmesser $70 m$.

Man erkennt in Abbildung 71 die nur geringe Erhöhung der Turbulenzintensität und den zu dichten Abstand der Maxima untereinander von nur etwa $0,6 D$.

Die Produktion kinetischer turbulenter Energie ist im k - ε -Modell und vergleichbaren Modellen streng an den Windgeschwindigkeitsgradienten gekoppelt. Dies erklärt die Ergebnisse in [17,18] bzw. Abbildung 71. Das bedeutet weiterhin, dass in Bereichen ungestörter Strömung keine Turbulenz produziert wird. Dissipation findet jedoch statt. Das führt dazu, dass es nicht möglich ist, die Umgebungsturbulenz zu modellieren, da diese innerhalb sehr kurzer Wegstrecken verschwindet.

Die Stabilität der Blattspitzenwirbel ist jedoch gerade für größere Anlagenabstände von der Umgebungsturbulenzintensität abhängig. Untersuchungen zur Stabilität und Zerfall von Wirbeln finden sich z.B. im Zusammenhang mit den Nachlaufwirbeln von Verkehrsflugzeugen (siehe z.B.: [19,20,21,22]). Der Abbau der Wirbel ist dabei vom Atmosphärenzustand abhängig und wird durch die Umgebungsturbulenzintensität maßgeblich beeinflusst.

Aus den genannten Gründen fiel die Wahl der Turbulenzmodellierung auf ein DES-Modell.

3.5.1 Modellbeschreibung

Die Geometrie einer Windenergieanlage vom Typ Enercon E-66/18.70 wurde im Modell detailliert nachgebildet. Hierzu lagen für das einzelne Rotorblatt der Anlage ca. 650 Datenpunkte vor, die die einzelnen Blattprofile charakterisieren und in die Geometrieabbildung übernommen worden sind.



Abbildung 72: Blattgeometrie für das CFD-Modell.

Berechnet wurde ein 120°-Ausschnitt, der die Symmetrie des Rotors ausnutzt. Dies machte es erforderlich, auf eine Modellierung des Turmes sowie eines Höhenprofils der ungestörten Windgeschwindigkeit zu verzichten. Das Modell erstreckt sich in axialer Richtung von 1 D vor der WEA bis 2.9 D im Nachlauf der WEA. Die radiale Ausdehnung des Modells beträgt ca. 1.5 D.

Das DES-Modell erfordert für die Vernetzung Hexaeder-Zellen sehr hoher Güte. Die üblicherweise für komplexe 3D-Geometrien eingesetzten Tetraedernetze konnten nicht verwendet werden. Aufgrund der Größe des Modells wurde der Prozess parallelisiert und auf zwei bis sechs Rechner gerechnet. Die Zellenzahl schwankt in den verschiedenen Modellen zwischen $3.5 \cdot 10^6$ und $0.6 \cdot 10^6$ Zellen.

Da aufgrund der hohen Blattspitzengeschwindigkeiten die Zeitschrittweite gering gehalten werden musste, ergaben sich entsprechend hohe Rechenzeiten.

Die Drehung des Rotors wurde durch ein rotierendes Gitternetz realisiert, nachdem sich gezeigt hatte, dass die Verwendung eines rotierenden Koordinatensystems im Bereich des Rotors nicht in der Lage ist, den Drall der Nachlaufströmung wiederzugeben.

3.6 Rechenergebnisse und Vergleich mit gemessenen Daten

3.6.1 Windgeschwindigkeitsverteilung im Nachlauf

Die Abbildung 73 und Abbildung 74 zeigen Momentaufnahmen der Strömung bei 10 bzw. 6 m/s Anströmgeschwindigkeit. Sehr gut zu erkennen ist der ausgedehnte Bereich um die Blattspitzen mit teilweise sehr hohen Windgeschwindigkeiten in den lokalen Verwirbelungen, die aus der Wirbelbildung des mit 80 m/s Blattspitzengeschwindigkeit rotierenden Rotors resultieren.

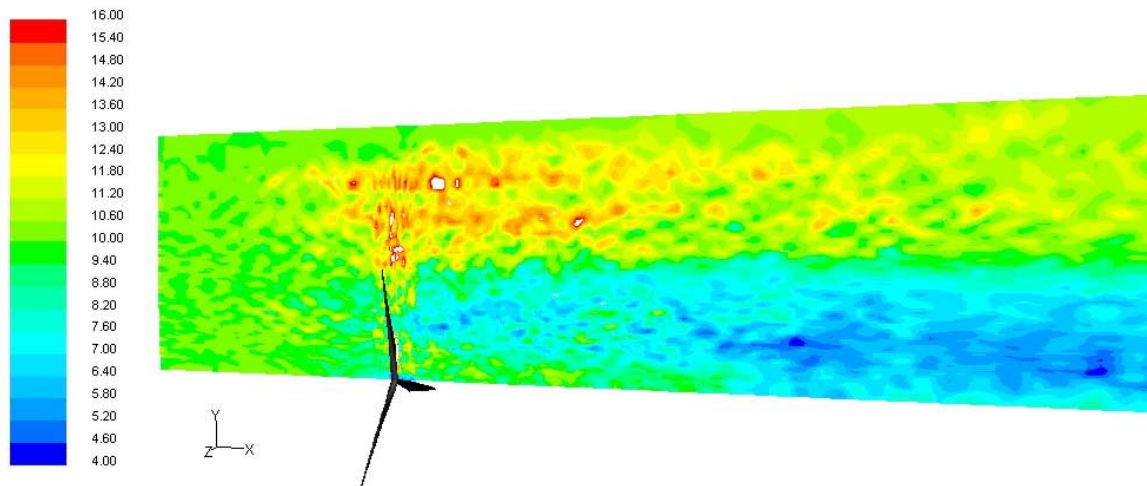


Abbildung 73: Betrag der Windgeschwindigkeit in m/s bei 10 m/s Anströmgeschwindigkeit (Momentaufnahme).

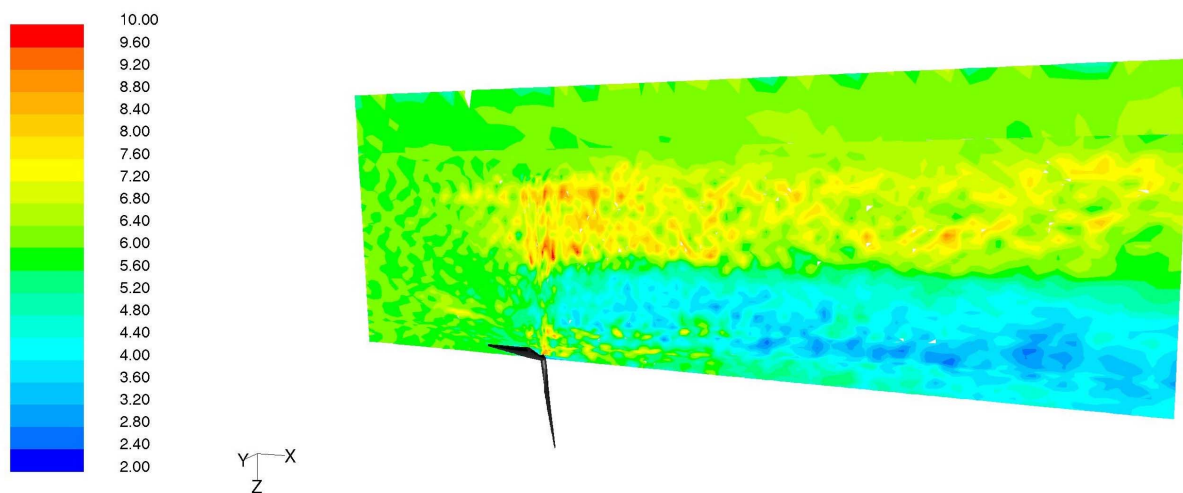


Abbildung 74: Betrag der Windgeschwindigkeit in m/s bei 6 m/s Anströmgeschwindigkeit (Momentaufnahme).

Die Abbildung 75 und Abbildung 76 zeigen den Vergleich mit Messdaten, die in 2.06 D hinter einer realen Anlage des gleichen Typs im Rahmen des Projektes gemessen wurden.

Der Nachlauf ist im Vergleich zu den Messungen etwas verengt, was auf Rückwirkungen von den Rändern des Modellbereiches schließen lässt. Der Windgeschwindigkeitsgradient innerhalb des Nachlaufs wird sehr gut wiedergegeben. Ebenso ist das Modell in der Lage, die erhöhte Windgeschwindigkeit im Zentrum der Nachlaufströmung korrekt abzubilden. Diese resultiert aus der Tatsache, dass der zylindrische Teil an der Blattwurzel der Strömung wenig Energie entzieht. Diese erhöhte Geschwindigkeit wird erst bei größeren Abständen abgebaut, wenn sich das Profil weiter homogenisiert. Die daraus im Zentrum resultierende Scherströmung produziert Schwankungen der Windgeschwindigkeit, die niederfrequenter sind, als die Turbulenzen im Randbereich der Nachlaufströmung, die von der Winkelgeschwindigkeit des Rotors dominiert werden.

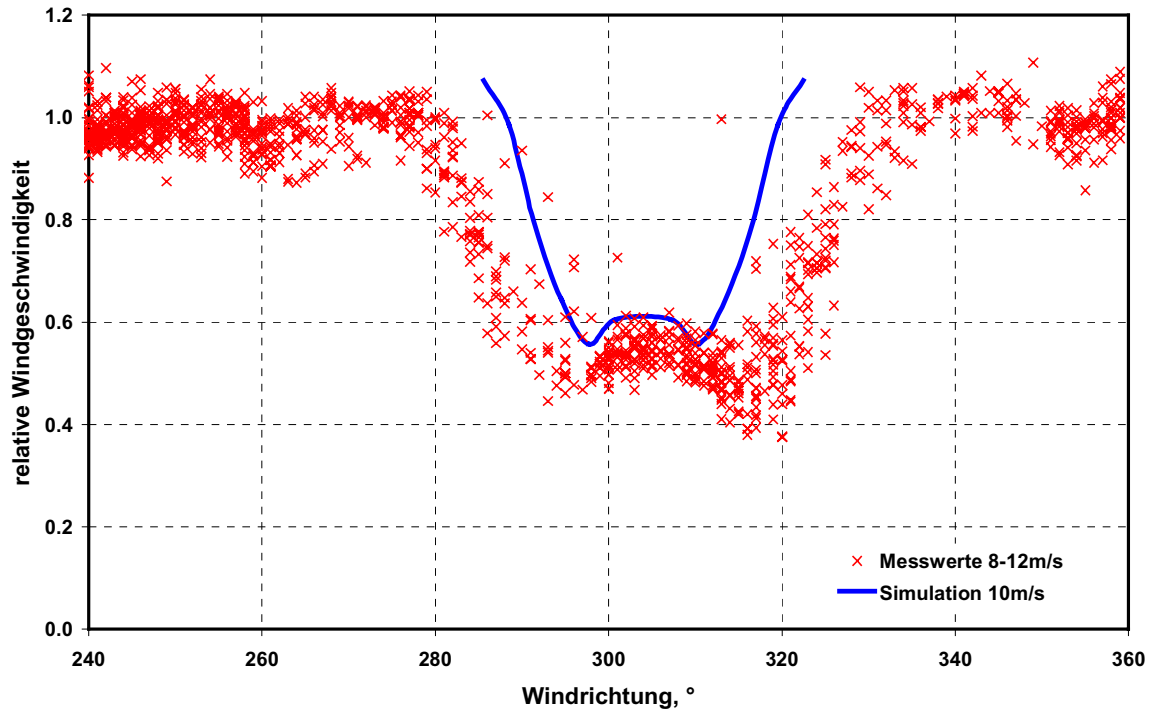


Abbildung 75: Windgeschwindigkeitsverteilung (normiert mit der Windgeschwindigkeit in der ungestörten Strömung). Anströmung 10 m/s.

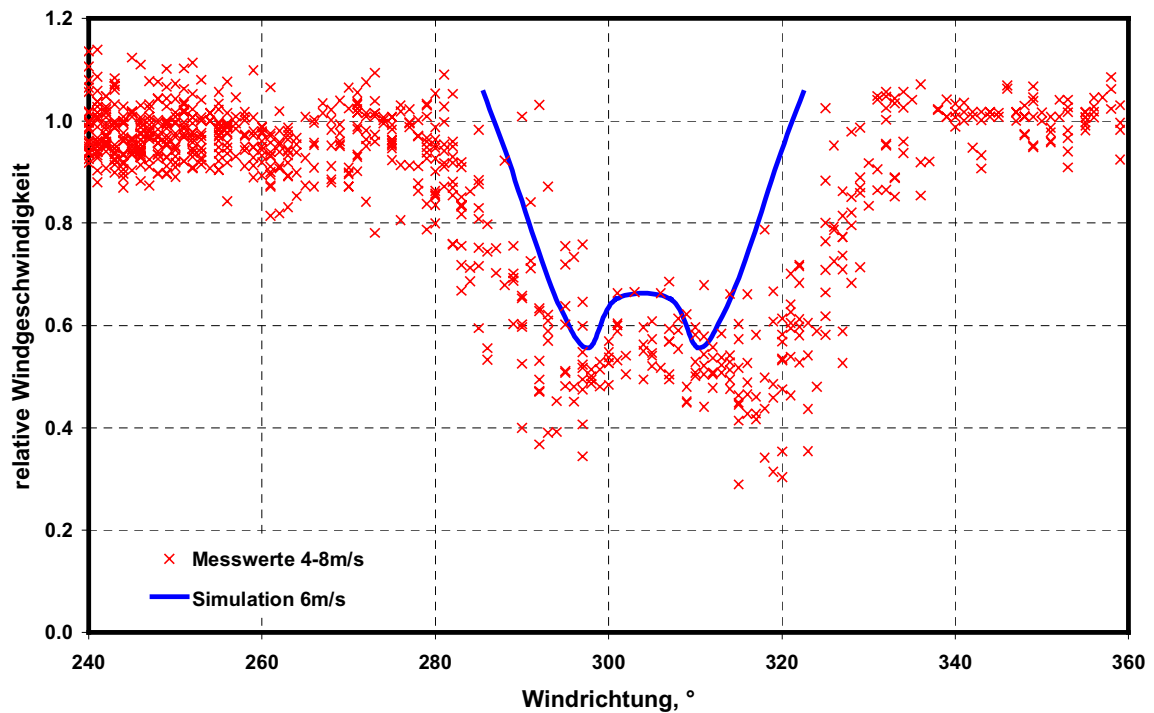


Abbildung 76: Windgeschwindigkeitsverteilung (normiert mit der Windgeschwindigkeit in der ungestörten Strömung). Anströmung 6 m/s.

3.6.2 Turbulenzintensität

Als Turbulenzintensität I wird wiederum die Standardabweichung σ der zeitlichen Windgeschwindigkeitsverteilung an einem Ort bezogen auf den Mittelwert der zeitlichen Windgeschwindigkeitsverteilung in der Anströmung verstanden:

$$I(x, y, z) = \frac{\sigma(x, y, z)}{\bar{V}_{\text{Anströmung}}}$$

Messwerte wurden über Zeitintervalle von 600 s gemittelt. Aus den Berechnungen standen Zeitintervalle von ca. 80 s (10 m/s) bzw. 40 s (6 m/s) zur Verfügung.

Die absoluten Turbulenzintensitäten in der Rechnung bleiben hinter den gemessenen Werten zurück (Abbildung 77 und Abbildung 78). Zum einen ist zu berücksichtigen, dass in den Rechnungen kein Mäandern der Anströmung unterstellt wurde und zum anderen startet die Rechnung von einem niedrigeren Niveau der Turbulenzintensität in der Anströmung, so dass die Kurve insgesamt nach unten verschoben ist. Man erkennt jedoch schon in den Abbildung 77 und Abbildung 78, dass die Maxima der Turbulenzintensität sowohl in den Messungen und den Rechnungen bei 10 m/s Anströmungsgeschwindigkeit ausgeprägter sind als bei 6 m/s.

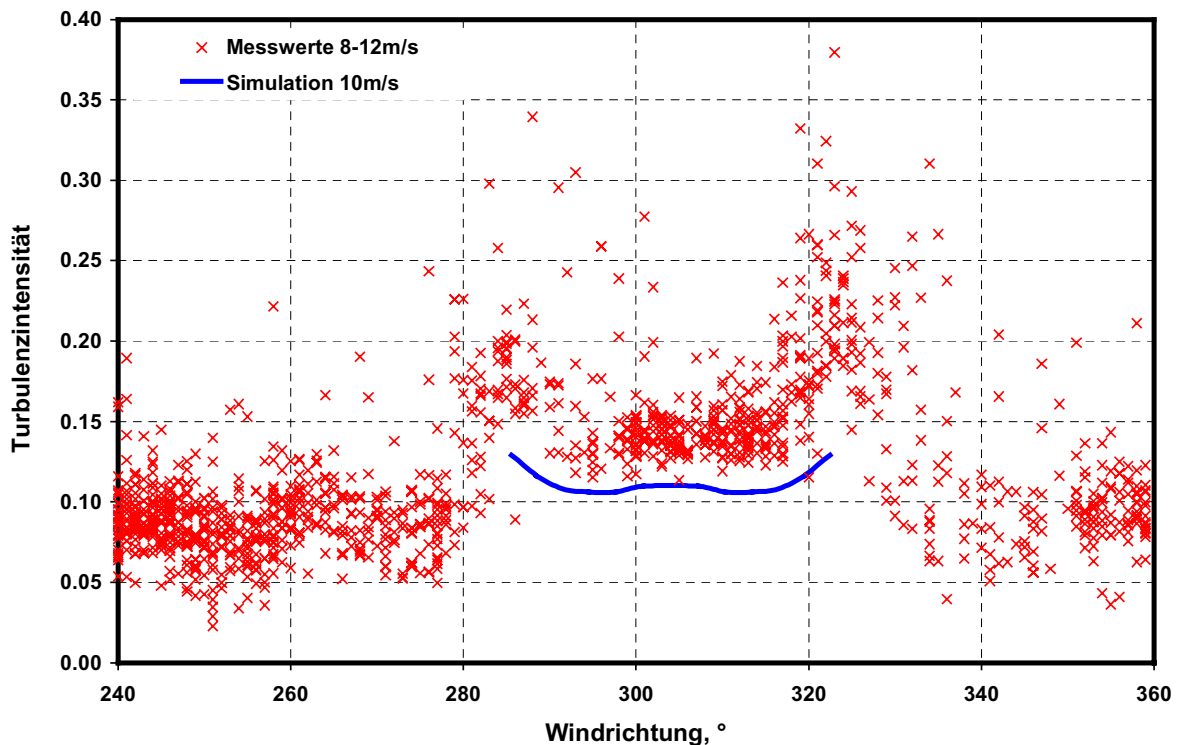


Abbildung 77: Turbulenzintensität im Nachlauf (10m/s).

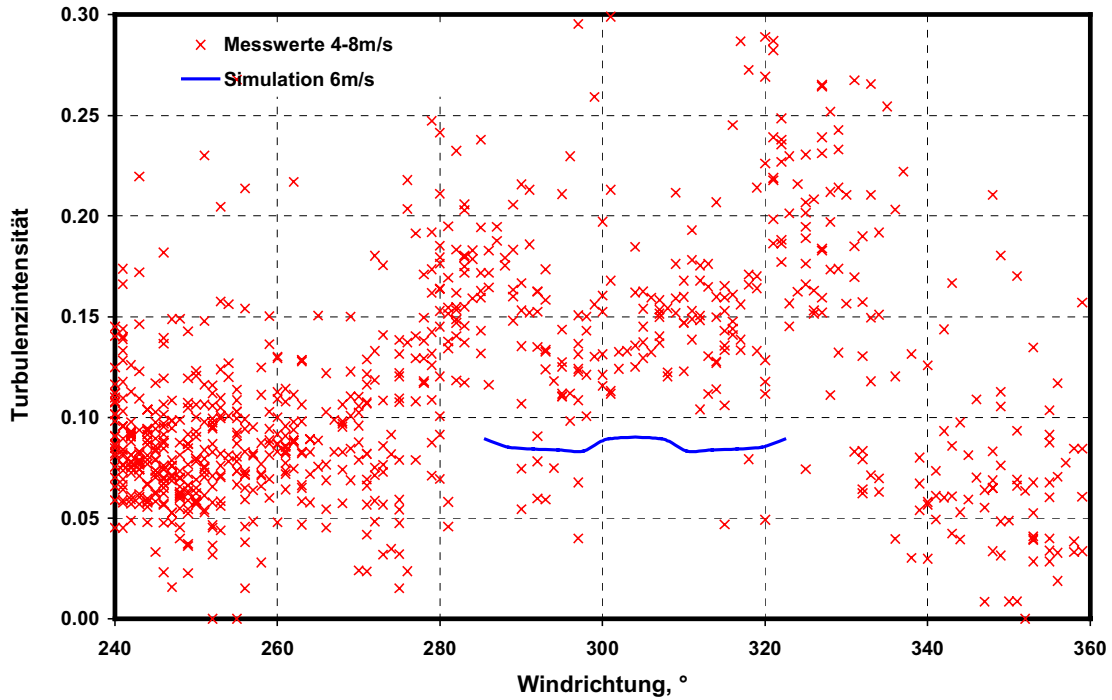


Abbildung 78: Turbulenzintensität im Nachlauf (6m/s).

In der Rechnung wird als Einströmbedingung ein Wert für die Turbulenzintensität von 10% vorgegeben. Es zeigte sich jedoch, dass in der ungestörten Strömung dieser Wert bereits deutlich unterschritten wird, die WEA in der Rechnung also mit einer geringeren Turbulenzintensität angeströmt wird. Bezieht man die Turbulenzintensität der Windgeschwindigkeit im Nachlauf auf diejenige der Anströmung und stellt somit die Erhöhung der Umgebungsturbulenzintensität durch die WEA dar, lassen sich die Ergebnisse besser vergleichen und man erhält recht gute Übereinstimmungen (Abbildung 79 und Abbildung 80).

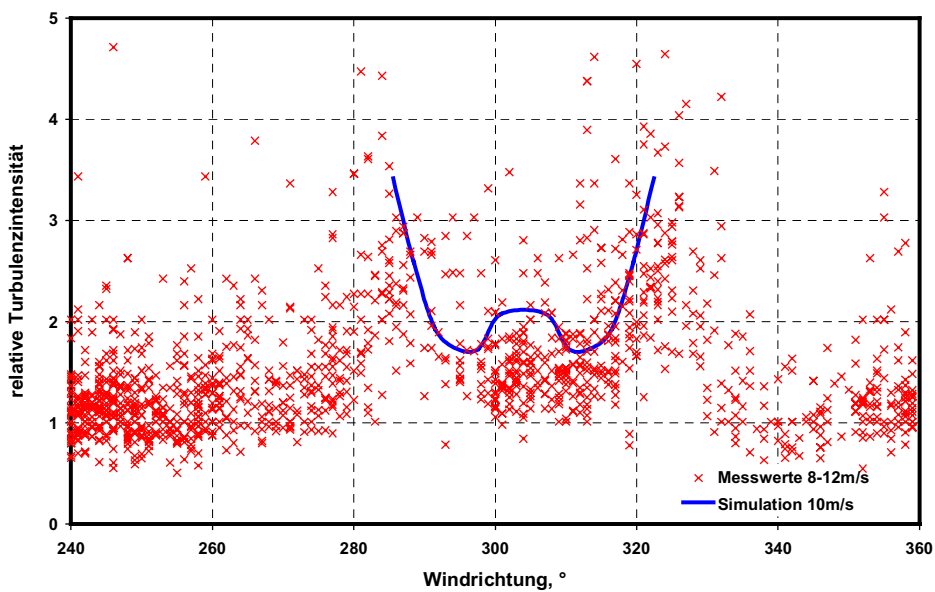


Abbildung 79: Turbulenzintensität im Nachlauf (10 m/s). Normiert mit der Turbulenzintensität in der ungestörten Strömung.

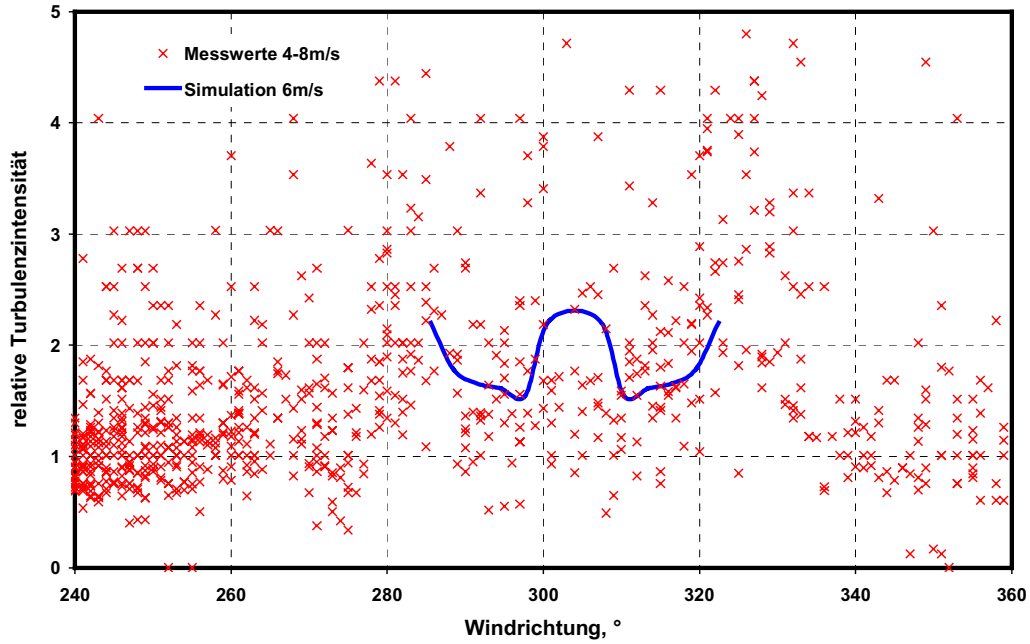


Abbildung 80: Turbulenzintensität im Nachlauf (6 m/s). Normiert mit der Turbulenzintensität in der ungestörten Strömung.

Es zeigt sich, dass insbesondere auch die Ausdehnung der Bereiche erhöhter Turbulenz gut getroffen wird. Dies ist insofern bedeutsam, da aufgrund der Kopplung der Produktion turbulenter Energie an den Windgeschwindigkeitsgradienten bei den RANS-Modellen ein typischerweise wesentlich engeres und insgesamt schwächeres Turbulenzfeld erzeugt wird.

Wie erwähnt sind die im Zentrum durch die Scherströmung produzierten Schwankungen der Windgeschwindigkeit niederfrequenter als weiter außerhalb der Nachlaufströmung. Abbildung 81 zeigt beispielhaft einen Vergleich der gemessenen Zeitreihe der v' -Komponente bei Windrichtung 305° mit vergleichbaren Simulationsdaten.

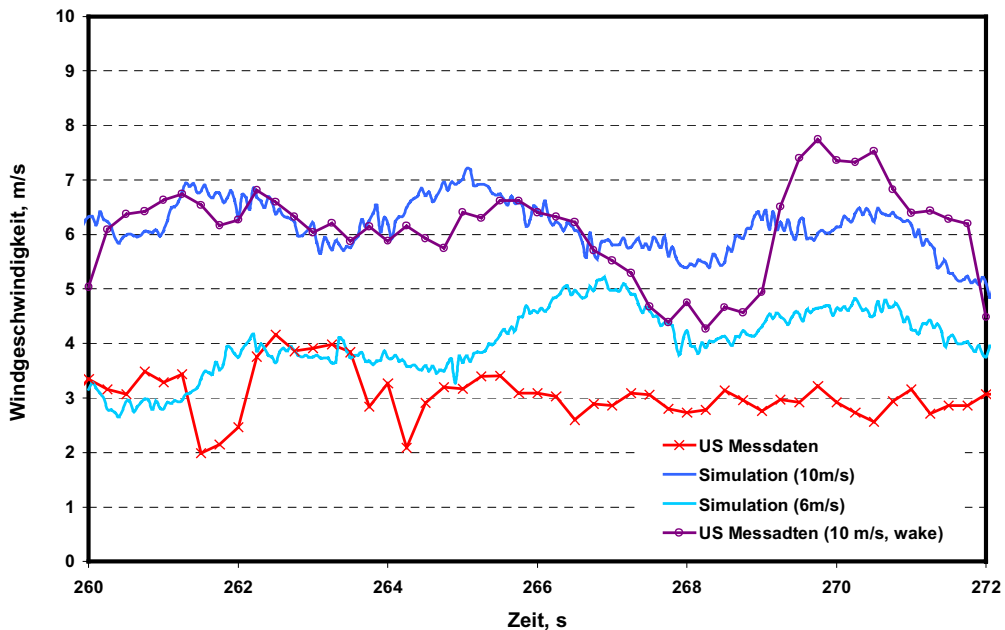


Abbildung 81: Zeitreihe der v' -Komponente bei Windrichtung 305° gemessen mit den Ultraschall-Anemometern und Vergleich mit entsprechenden Messdaten.

Da es sich um einen schmalen Ausschnitt aus den Zeitreihen handelt und die aktuelle Anströmgeschwindigkeit aller Zeitreihen unterschiedlich ist, sind die Momentanwerte nicht vergleichbar. Man erkennt jedoch eine vergleichbare Struktur, die größere Schwingungen mit überlagerten kleineren Schwingungen zeigt. Dies ist ein Hinweis darauf, dass das Modell realistische Zeitreihen für Lastrechnungen an WEA liefern kann.

Über größere Zeiträume macht sich in den Messdaten noch eine weitere Schwingung bemerkbar, die aus den schwankenden Mittelwerten der Anströmung resultiert. Da in der Simulation der Mittelwert der Anströmung konstant gehalten wird, lässt sich diese Modulation in den Simulationsdaten nicht beobachten.

3.7 Diskussion des CFD - Rechenverfahrens und der Ergebnisse

Im Gegensatz zu den gängigen RANS-Verfahren zur Turbulenzmodellierung ist die DES grundsätzlich in der Lage, die wesentlichen Einflussgrößen für die Turbulenz im Nachlauf einer WEA wiederzugeben. Das Verfahren erlaubt die Auswertung der räumlichen und zeitlichen Verteilung der Windgeschwindigkeit im Nachlauf und ist damit prinzipiell in der Lage, realistische Zeitreihen für Lastberechnungen an WEA zu liefern. Der Aufwand für die Modellierung und die Rechenzeit sind zurzeit jedoch noch sehr hoch.

Um im Rahmen des Projektes noch auswertbare Ergebnisse zu produzieren, wurde das Modell sukzessive hinsichtlich Gitterqualität und Zellenzahl optimiert. Das zuletzt verwendete Modell war auf $0.6 \cdot 10^6$ Zellen reduziert. Bei einer Zeitschrittweite von 0.05 Sekunden sind die Grenzen des Modells damit erreicht und eine weitere Reduzierung der Zellenzahl oder ein Heraufsetzen der Zeitschrittweite ist nicht mehr realisierbar. Die Rechenzeit für eine physikalische Sekunde betrug auf zwei Xeon-Prozessoren mit 2.8 GHz Taktfrequenz mit dem optimierten Modell etwa 2 Stunden.

Die Ergebnisse sind, wie aus dem Vergleich mit den Messergebnissen zu sehen ist, vielversprechend. Eine weitere Verbesserung und Ausweitung auf größere Distanzen im Nachlauf der Anlage erfordert jedoch Rechenleistung, die zurzeit beim TÜV Nord nicht verfügbar ist.

Im Rahmen des Projektes war es nicht möglich, über die Validierung des Rechenverfahrens hinaus Parameterstudien durchzuführen, die weitere Aussagen über die Entwicklung der Nachlaufströmung insbesondere bei größeren Abständen ermöglicht.

Zurzeit liegen Daten bis zum Abstand von 2.9 D vor. Aus den ausgewerteten Zeitreihen bei 2.06 D lassen sich zum jetzigen Zeitpunkt bereits Winddaten generieren, die als Basis für realistische Lastrechnungen dienen können. Hierzu müssen die Zeitreihen in die entsprechenden Formate der Lastberechnungsprogramme überführt werden. Der Einsatz von CFD-Rechnungen als Ersatz für teure und zeitaufwendige Messungen ist daher abzusehen. Die Grundlagen hierzu konnten im Rahmen dieses Projektes gelegt werden.

4 Zusammenfassung, Bewertung der Ergebnisse und Ausblick

Dipl.-Ing. Henry Seifert, DEWI
 Dipl.-Ing. Jürgen Kröning, TÜV-Nord

Die vorliegenden Untersuchungen haben gezeigt, dass die Ermüdungsbeanspruchungen der einzelnen Bauteile einer Windenergieanlage durch den Parkbetrieb mehr oder weniger stark zunehmen. Dabei führt die Teilabschattung generell zu höheren Schädigungen als die Vollabschattung.

4.1 Verwendung von Windmessungen

Die Auswertung von Leesituationen des Messmasts aus bereits durchgeführten kommerziellen Leitungskennlinienvermessungen hat sich als sehr effektiv erwiesen und Informationen über die Änderung der Turbulenz im Nachlauf von verschiedenen großen und verschiedenen geregelten WEA geliefert, teilweise, je nach Standort und Parkaufstellung, im Bereich von zwei bis acht Rotordurchmessern. Die zusammenfassende Bewertung der Änderung der Turbulenzintensität aus diesen Messungen sind in Abbildung 82 dargestellt.

Weitere, in [5] beschriebene Messungen, sowie die Ergebnisse der Nachlaufmessung mit dem zweiten Mast, wie in Kapitel 3.2 beschrieben, sind in der Abbildung dargestellt. Alle Auswertungen zeigen, dass die größten Zunahmen der Turbulenzintensität im Randbereich des Nachlaufs, bei der sogenannten Teilabschattung, zu erwarten sind. Die vereinfachten Annahmen der Turbulenzintensitätszunahme, wie sie in der neuen DIBt-Richtlinie [23] für verschiedene mittlere Windgeschwindigkeiten bei jeweils 10% Turbulenzintensität des ungestörten Windes angenommen wurden, sind ebenso in Abbildung 82 eingetragen. Die Gegenüberstellung mit den Messungen zeigt, dass die Annahme der Richtlinie für die untersuchten Nachlaufsituationen konservativ ist.

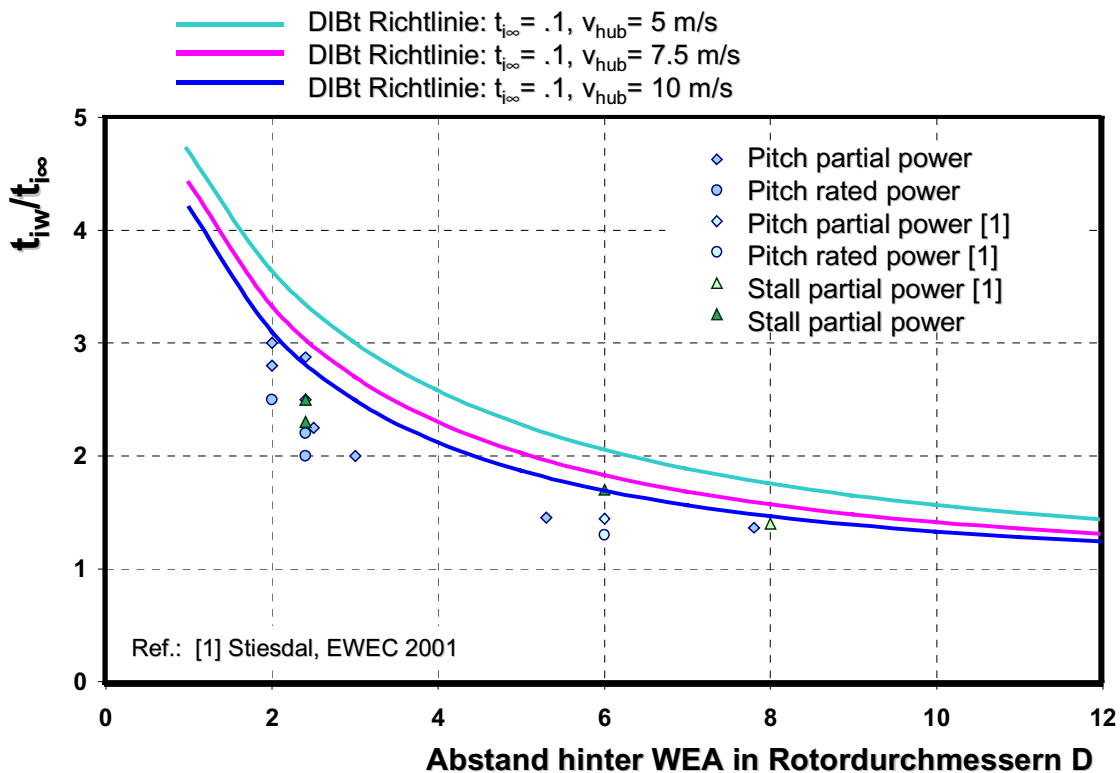


Abbildung 82 Gegenüberstellung der projektbezogenen Messungen und Auswertungen, sowie Messungen aus [5] mit Annahmen der revidierten DIBt-Richtlinie [23].

Nahezu alle untersuchten Standorte wiesen eine Umgebungsturbulenzintensität von 10% auf. Die Methode, vorhandene Leistungskennlinienvermessungen kann mit geringem Aufwand weitere Messpunkten liefern und die Ergebnisse statistisch besser absichern. Insbesondere im Bereich der Windgeschwindigkeiten jenseits des Nennwinds waren sehr wenig Datenpunkte vorhanden.

Die zusätzlich erzeugten „schnellen“ dreidimensionalen Winddaten, wie in Kapitel 3.2 beschrieben, können sehr gut als realistische Windfelder für Simulationen von Lastannahmen oder zum validieren von Turbulenzmodellen dienen.

4.2 Verwendung von Beanspruchungsmessungen

Die vorliegenden Untersuchungen haben gezeigt, dass die Ermüdungsbeanspruchungen der einzelnen Bauteile einer WEA durch den Windparkbetrieb mehr oder weniger stark zunehmen. Dabei führt die Teilabschattung generell zu höheren Schädigungen als die Vollabschattung. Die betrachteten WEA stehen 5D auseinander. Bei diesem Abstand entstehen Erhöhungen der Schädigungslasten durch die Nachlaufsituation. Bei Teilabschattung ergibt sich eine Steigerung der Äquivalenten Lasten um bis zu 70%. Besonders betroffen sind das Nick- und Giermoment des Rotors, das Schlagbiegemoment des Blattes und die Wellentorsion.

Die Analyse der Anlagendynamik hat gezeigt, dass keine zusätzlichen Frequenzen durch den Betrieb im Nachlauf angeregt werden. Die vorhandenen Frequenzen werden jedoch verstärkt angeregt, wodurch energiereichere Schwingungen der Lastgrößen entstehen.

Weitere Untersuchungen an anderen Standorten mit anderen WEA zeigten, dass auch bei einem Abstand der WEA von 8-12D noch eindeutige Beeinflussungen durch die Nachlaufsituation zu erkennen sind.

Kommerzielle Beanspruchungsmessungen sind durchaus geeignet, Beeinflussungen der WEA durch den Windparkbetrieb zu untersuchen. In zukünftigen Messungen könnte mit gezielten, einfachen Erweiterungen des Messaufbaus die Messkampagnen so ausgelegt werden, dass weitere Erkenntnisse für den Windparkbetrieb gewonnen werden könnten. Besonders die Untersuchungen an Multi-Megawatt-WEA und im Offshore-Bereich wären von großem Interesse, da es mit diesen Anlagen kaum Erfahrungen gibt, diese aber notwendig sind, um die verwendeten Simulationsprogramme zu validieren und optimieren.

4.3 CFD-Simulationen

Das hier vorgestellte Verfahren zur Modellierung des Nachlaufs einer WEA mit Hilfe von CFD-Programmen ist grundsätzlich in der Lage, die wesentlichen Einflussgrößen für die Turbulenz im Nachlauf einer WEA wiederzugeben. Das Verfahren erlaubt die Auswertung der räumlichen und zeitlichen Verteilung der Windgeschwindigkeit im Nachlauf und ist damit prinzipiell in der Lage, realistische Zeitreihen für Lastberechnungen an WEA zu liefern. Der Aufwand für die Modellierung und die Rechenzeit sind zurzeit jedoch noch sehr hoch.

Im Rahmen des Projektes war es nicht möglich, über die Validierung des Rechenverfahrens hinaus Parameterstudien durchzuführen, die weitere Aussagen über die Entwicklung der Nachlaufströmung insbesondere bei größeren Abständen ermöglichen.

4.4 Ausblick

In dem vorgestellten Forschungsprojekt wurden vorhandene Messungen der Aufgabenstellung gemäß aufgearbeitet und ausgewertet. In allen Messungen sind nur einzelne Betriebs-situationen an den betrachteten Windenergieanlagen oder Messmasten untersucht worden: Frei angeströmte Situation, WEA oder Messmast im direkten Nachlauf der vorstehenden WEA oder Situationen, in denen Mast oder Windturbine sich zeitlich oder geometrisch im Übergangsbereich von freier zu beeinflusster Anströmung befinden.

Die Gegenüberstellungen der Turbulenz und der unterschiedlichen Schädigung einzelner Bauteile repräsentieren dann allerdings den ausschließlichen Betrieb in einer der beschriebenen Situationen. In realisierten Windparks werden sich je nach Parkaufstellung, Gelände-struktur und meteorologischen Bedingungen am Standort, wie in Abbildung 83 und Abbildung 84 gezeigt, Mischsituationen und damit eine gesamte durch Parkbetrieb zusätzliche Beanspruchung der verschiedenen Komponenten ergeben, die irgendwo zwischen der freien Anströmung und dem reinen Nachlaufbetrieb liegen. Es ist daher zu empfehlen, dass bei der Planung künftiger Windparks auch der Einfluss des Parkbetriebs auf die Lebensdauer der WEA-Komponenten berücksichtigt wird. Die Berücksichtigung des Parkbetriebs auf die Lebensdauer kann dabei entweder bedeuten, die Abstände zwischen den einzelnen Anlagen des Parks groß genug zu gestalten, oder die Konstruktion der WEA auf eine erhöhte Beanspruchung auszulegen.



Abbildung 83 Unterschiedliche Windparkaufstellungen: Oben Reihe quer zur Hauptwindrichtung, unten typische Aufstellung in mehreren Reihen.

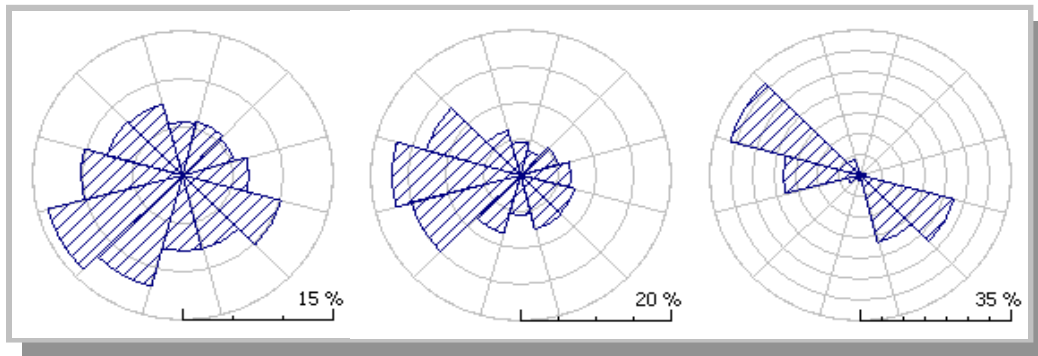


Abbildung 84 Typische Häufigkeitsverteilungen der Windrichtung: Von links: Gleichmäßige Verteilung, eine dominierende Hauptwindrichtung, zwei dominierende Windrichtungen.

Für die kommende Generation der Multi-Megawatt WEA sowie für den Offshore-Einsatz müssen validierte Simulationsprogramme zur Verfügung stehen, die den Windparkbetrieb hinreichend genau abbilden können, so dass notwendige Abstände und realistische Lastannahmen resultieren. Die in solchen Parks durchgeführten Messkampagnen sollten gleich die hier vorgestellten Auswertemethoden hinsichtlich der Auswirkungen des Nachlaufbetriebs enthalten, um eine statistisch relevante Datenbasis auch für die kommenden Größenordnungen von WEA hinsichtlich der Ermüdungsbeanspruchungen im Parkbetrieb zu erhalten und zu ergänzen.

Weiterhin sinnvoll sind weitere Messungen des Windfeldes hinter exemplarischen WEA mit Hilfe von Ultraschall Anemometern, als Eingabe für Simulationsprogramme. Diese Windfelder vor und hinter der WEA sind auch sehr gut dazu geeignet, CFD-Programme zu validieren. Mit Hilfe von Simulationen sollte in einem nächsten Schritt eine Parameterstudie für verschiedene Größen von WEA, verschiedene Regelungsstrategien und verschiedene Parkkonfigurationen durchgeführt werden, um generelle Empfehlungen auch für die kommenden Generationen von WEA ableiten zu können.

5 Literatur

- [1] IEC 61400 -1 ed 2
- [2] Deutsches Institut für Bautechnik, Berlin (DIBt); Richtlinie; Windenergieanlagen, Einwirkung und Standsicherheitsnachweis für Turm und Gründung; Juni 1993
- [3] Erlaß des Ministeriums für Bauen und Wohnen des Landes NRW, Grundsätze für Planung und Genehmigung von WEA, 2000
- [4] Amtsblatt für Schleswig Holstein Nr. 16/17
- [5] Peder Enevoldsen, Henrik Stiesdahl, Søren Vinther. Long Term Measurements on Large Wind Turbines. European Wind Energy Conference 2001; Copenhagen, Denmark 2-6 July 2001; p. 229 – 233.
- [6] DIN EN 61400 - 12, Juli 1999; Windenergieanlagen; Teil 12: „Messverfahren zur Bestimmung des Leistungsverhaltens bei Windenergieanlagen“
- [7] MEASNET Measurement Procedure "Power performance measurement procedure", Version 3, July 2000
- [8] Stam, W.J.; van der Borg, N.J.C.M.: Fluctuations in the electric power from wind turbines. Contribution to the 6th International Meeting of Tests Stations IMTS 1986, in Schnittlingen, Germany. ECN SCN-86-132. Petten: ECN, 1986.
- [9] Damaschke, M.; Auswertung und Interpretation von Beanspruchungsmessungen an Windenergieanlagen hinsichtlich gegenseitiger Beeinflussung in Windparks und der Auswirkung auf die Lebensdauer typischer Komponenten; Diplomarbeit, Fachhochschule Flensburg; 2003.
- [10] Technical Specification IEC TS 61400-13: Wind Turbine Generator Systems, Part 13: Measurement of Mechanical Loads; First Edition, 2001.
- [11] Dahlberg J. Å.; Poppen M.; Thor S. E. (1991): Load / Fatigue Effects on a Wind Turbine Generator in a Wind Farm, in: EWEC 1991
- [12] Fluent 6.1 Users Guide; Fluent Inc.; Lebanon, New Hampshire, USA 2003.
- [13] British Standard Institution America Inc.; Certificate No. FM 55686; Reston VA, 2000.
- [14] Spalart, P.R.; Jou, W.-H.; Strelets, M.; Allmaras, S.R.; Comments on the Feasibility of LES for Wings and on a Hybrid RANS/LES Approach; In: Advances in DNS/LES, Proceedings of the First AFOSR International Conference on DNS/LES, S. 137-147, Ruston, USA, August 4-8, 1997.
- [15] Spalart, P.R., Allmaras, S.R.; A One-Equation Turbulence Model for Aerodynamic Flows; AIAA-92-0439.
- [16] Cokljat, D.; Liu, F.; DES of Turbulent Flow over an Airfoil at High Incidences; 40th Aerospace Sciences Meeting & Exhibit, January 14-17 2002, Reno, USA.
- [17] Ainslie, J.F.; Calculating the flowfield in the wake of wind turbines; Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 27 S. 213-224, 1988.
- [18] Quarton, D.C.; Ainslie, J.F.; Turbulence in Wind Turbine Wakes; Wind Engineering Vol. 14, No. 1, S. 15-23, 1990.
- [19] Han; Lin; Arya; Numerical Study of Wake Vortex Decay and Descent in Homogenous Atmospheric Turbulence; AIAA Journal, Vol.38, No.4 p. 643-656, 2000.

- [20] Hofbauer; Gerz; Effects of nonlinear Shear on the Dynamics of a Counter-Rotating Vortex Pair; 1st Int. Symposium on Turbulence and Shear Flow Phenomena; 12.-15. September 1999, St. Barbara CA.
- [21] Wallin; Girimayi; Evolution of an Isolated Turbulent Trailing Vortex; AIAA Journal, Vol. 38, No.4 p 657-665, 2000.
- [22] Switzer, Proctor; Numerical Study of Wake Vortex Behaviour in Turbulent Domains with Ambient Stratification; AIAA-200-0755.
- [23] Deutsches Institut für Bautechnik, Berlin (DIBt); Richtlinie; Windenergieanlagen, Einwirkung und Standsicherheitsnachweis für Turm und Gründung; Entwurf Mai 2003