

## **Abschlussbericht-OWID**

**Verbundprojekt: Ermittlung designrelevanter Belastungsparameter  
für WEA in der Deutschen Bucht auf Basis der FINO1-Messdaten**

**Teilprojekt: Validierung der Lastannahmen im Offshore-Bereich**

<b>Fördernde Institution</b>	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) Postfach 12 06 29 53048 Bonn
<b>Förderkennzeichen:</b>	0329961B
<b>Autor:</b>	M. Sc. Kai Grigutsch
<b>Dienststelle des Autors:</b>	DEWI-OCC Offshore and Certification Centre GmbH Am Seedeich 9 D-27472 Cuxhaven
<b>DEWI-OCC Auftrag-Nr.:</b>	070-SO
<b>DEWI-OCC Bericht Nr.:</b>	DEWI-OCC-070-SO Rev.1, 31.03.2009

## Berichtsblatt

1. ISBN oder ISSN	—	2. Berichtsart	Abschlussbericht
3a. Titel des Berichts			
Verbundprojekt: Ermittlung designrelevanter Belastungsparameter für WEA in der Deutschen Bucht auf Basis der FINO1-Messdaten Teilprojekt: Validierung der Lastannahmen im Offshore-Bereich			
3b. Titel der Publikation			
4a. Autoren des Berichts (Name, Vorname(n))		5. Abschlussdatum des Vorhabens	
Grigutsch, Kai		Juni 2008	
4b. Autoren der Publikation (Name, Vorname(n))		6. Veröffentlichungsdatum	
—		—	
8. Durchführende Institution(en) (Name, Adresse)		9. Ber. Nr. Durchführende Institution	
DEWI-OCC Offshore and Certification Centre Am Seedeich 9 27472 Cuxhaven		—	
		10. Förderkennzeichen	
		0329961B	
		11a. Seitenzahl Bericht	
		27	
		11b. Seitenzahl Publikation	
		—	
13. Fördernde Institution (Name, Adresse)		12. Literaturangaben	
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) Postfach 12 06 29 53048 Bonn		9	
		14. Tabellen	
		3	
		15. Abbildungen	
		61	
16. Zusätzliche Angaben			
17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum)			
18. Kurzfassung			
In dem vorliegenden Abschlussbericht werden die Ergebnisse der Lastsimulation von Offshore-Windenergieanlagen (OWEA) in Bezug auf die durch das Forschungszentrum Karlsruhe und dem DEWI ermittelten Umgebungsbedingungen am Standort FINO1 dargestellt. Im Wesentlichen wird auf die am Standort FINO1 vorherrschende Verteilung der Turbulenzintensität und der Verteilung des Höhenexponenten des exponentiellen Windprofils eingegangen. Ferner werden die Ergebnisse des DEWI in Bezug auf die Turbulenzintensität in einem fiktiven Windpark, ermittelt mit der Frandsen Methode und einer CFD-Simulation, in ihren Auswirkungen auf die Lastannahmen einer OWEA untersucht.			
19. Schlagwörter			
Windparkeffekte, Turbulenzintensität, Höhenexponent			
20. Verlag		21. Preis	
—		—	

## Inhaltsverzeichnis:

1	Einleitung.....	5
1.1	Darstellung der Aufgabenstellung .....	5
1.1.1	Übersicht.....	5
1.1.2	Ermittlung der Lasten auf eine Offshore-WEA und Analyse der Auswirkungen auf deren Lebensdauer.....	6
1.1.3	Erarbeiten von Vorschlägen zur Erweiterung der Vorschriften und Richtlinien auf den Offshore-Bereich.....	7
1.2	Arbeitspakete und Methodik.....	7
1.2.1	Berechnung der Lasten an einer idealen Multimegawatt-WEA (DEWI-OCC).....	7
1.3	Voraussetzungen unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde .....	9
1.4	Planung und Ablauf des Vorhabens.....	9
1.5	Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde, insbesondere.....	9
1.6	Zusammenarbeit mit anderen Stellen.....	9
2	Validierung der Offshore Lastannahmen .....	10
2.1	Grundlagen der Lastsimulation.....	10
2.2	Verwendete Lastsimulation in OWID.....	10
2.2.1	Einflussfaktoren in der Lastsimulation.....	10
2.2.2	Vertikal Schräganströmung.....	11
2.2.3	Luftdichte .....	12
2.2.4	Höhenexponent für das exponentielle Windprofil.....	12
2.2.5	Turbulenzintensität.....	13
2.2.6	Windparkeffekte .....	15
2.2.7	Längenskalen (Kaimal Modell, Mann Modell, von Karman Modell).....	15
2.3	Ergebnisse .....	16
2.3.1	Höhenexponent für das exponentielle Windprofil.....	16
2.3.2	Turbulenzintensität.....	26
2.3.3	Windparkeffekte .....	27
2.3.4	Vergleich Frandsen-Methode mit approximiertem und korrektem Schubbeiwert zu CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion .....	27
2.4	Zusammenfassung.....	27



---

3	Tabellenverzeichnis.....	27
4	Abbildungsverzeichnis.....	27
5	Literatur .....	27

Abkürzungsverzeichnis:

CFD	Computational Fluid Dynamics
DEWI	Deutsches Windenergie Institut GmbH
FZK	Forschungszentrum Karlsruhe GmbH
OWEA	Offshore-Windenergie-Anlage
OWID	Offshore Wind Design Paramete
WEA	Windenergie-Anlage

## 1 Einleitung

### 1.1 Darstellung der Aufgabenstellung

#### 1.1.1 Übersicht

Bisherige Offshore-Windparks befinden sich überwiegend in der Ostsee in einer Küstenentfernung von weniger als 10 km. In der Nordsee bestehen bisher kaum Erfahrungen mit der Windenergie-Erzeugung. Der erste größere Windpark wurde dort 2002 errichtet (Horns-Rev, DK<sup>1</sup>). Mit einer Küstenentfernung von nur 14 km und einer Wassertiefe von etwa 10 m sind jedoch der Seegang und die Wind- und Turbulenzverhältnisse nicht unmittelbar mit den Planungen in der Deutschen Bucht vergleichbar (bei den Offshore-Plangebieten sind es vergleichsweise 20 bis 40 m Wassertiefe).

Die Windverhältnisse bei Horns-Rev werden durch einen 62 m hohen Windmessmast erforscht. Diese Höhe reicht nicht aus, um vollständige Wind- und Turbulenzprofile bis zu den vor Borkum geplanten Nabenhöhen von 80-100 m zu liefern. Auch dürfte sich die Windsituation durch die größere Küstennähe deutlich von dem für deutsche Planungen repräsentativen Standort 45 km vor Borkum unterscheiden. Auch weltweit existieren nur wenige Messungen, die Aussagen über Turbulenzprofile bis zu 100 m ermöglichen, Offshore-Messungen bis zu solchen Höhen sind überhaupt nicht bekannt. Die für die Nordsee publizierten Daten /1,2/ stammen aus jeweils einer Höhe (maximal 74,8 m über NN) von drei verschiedenen hohen Plattformen und lassen keine belastbaren Aussagen über vertikale Windprofile zu und enthalten zudem keine Aussagen zur Turbulenzstruktur.

Der im Jahre 2003 nordwestlich vor Borkum (AWZ) im Meer errichtete ca. 101 m hohe Windmessmast /3,4/, der in mehreren Höhen unter anderem mit Windmessgeräten bestückt ist, liefert daher einen wesentlichen Beitrag zum Schließen dieser benannten Datenlücken. Bei der Instrumentierung handelt es sich um Schalenkreuzanemometer, aber auch um schnelle Ultraschallanemometer in verschiedenen Höhen. Dazu kommen Temperatur-, Niederschlags- und Strahlungsmessungen. Eine Auswertung dieser Daten ist von grundlegender Bedeutung für die Optimierung der für den Offshore-Bereich vorgesehenen WEA-Konstruktionen.

In dem vorgeschlagenen Forschungsvorhaben soll eine gezielte Datenauswertung der FINO1-Messdaten im Hinblick auf das Design von Offshore-WEA durchgeführt und laufend aktualisiert werden. Mit dem Ziel, die Veränderungen der Luftströmung durch Nachlaufeffekte im Windpark zu simulieren, sollen einschlägige atmosphärische Grenzschichtmodelle (CFD) für den Offshore Bereich validiert und angepasst werden. Für die Entwickler von Windenergieanlagen ist die Kenntnis der oberflächennahen Schichtungen und Turbulenzverhältnisse auch im Hinblick auf die Verhältnisse innerhalb der geplanten Windparks eine wichtige Eingangsgröße /5,6/.

---

<sup>1</sup> siehe unter [www.hornsrev.dk](http://www.hornsrev.dk)

Gesamtziel des Teilprojektes ist eine Überarbeitung der einschlägigen Design-Richtlinien für die Offshore-Anwendung. Zusammenfassend kann das Projekt in folgende Abschnitte untergliedert werden:

1. Einrichtung eines Begleitarbeitskreises, in denen die Hersteller großer WEA sowie weitere Vertreter aus der Forschung, z.B. aus der GIGAWIND-Gruppe vertreten sind (Beteiligte: DEWI, DEWI-OCC, IMK-IFU des FZK, Hersteller, weitere).
2. Auswahl und Vorauswertung von geeigneten FINO-Daten und Durchführung von speziellen Messkampagnen an der FINO1-Plattform (DEWI)
3. Zeitreihenanalyse und Parametrisierung von Strömungs- und Turbulenzeffekten auf Basis der FINO1-Daten (IMK-IFU des FZK)
4. CFD-Modellierung der Nachlaufströmungen im Windpark (DEWI)
5. Diskussion der Übertragbarkeit der unter 2 und 3 erzielten Ergebnisse (DEWI)
6. Lastrechnungen an einer MM-OWEA (DEWI-OCC)
7. Abschätzung der Auswirkung der Nachlaufströmungen auf die Lebensdauer der Hauptkomponenten einer MM-OWEA (DEWI)
8. Validierung der Modellannahmen in den einschlägigen Richtlinien und Vorbereitung von Vorschlägen zur Anpassung (DEWI, DEWI-OCC)
9. Vorschläge zur Anpassung der Richtlinien (DEWI, DEWI-OCC, Hersteller).

Im Unterschied zu dem GIGAWIND-Forschungsvorhaben liegt der Schwerpunkt dieses vorgeschlagenen Projektes auf den Belastungen von Rotor, Nabe, Triebstrang und Maschinenträger und nicht auf der Gründungsstruktur. Wellenlasten sind daher von sekundärer Auswirkung, sollen aber durch Zusammenarbeit mit GIGAWINDII berücksichtigt werden.

### **1.1.2 Ermittlung der Lasten auf eine Offshore-WEA und Analyse der Auswirkungen auf deren Lebensdauer**

In den Projektteilen der Projektpartner erfolgte eine eingehende Analyse und Parametrisierung der atmosphärischen ungestörten Strömungsverhältnisse auf hoher See, sowie eine Modellierung der zu erwartenden zusätzlichen lastrelevanten Strömungseffekte im Offshore-Windpark.

Mit den ausgewerteten Winddaten soll die Lastwirkung auf eine idealisierte WEA der Multimegawattklasse in diesem Abschnitt ermittelt werden. Ziel ist es, anhand der neuen Erkenntnisse über die Lastwirkungen Aussagen zu treffen, die den Umgebungseinflüssen für Offshore-Windenergieanlagen Rechnung tragen. Für die Einbindung der bisherigen Erfahrungen im Windenergiesektor werden die geltenden Lastvorschriften für Onshore-Windenergieanlagen herangezogen. Auf dieser

Grundlage aufbauend sollen Vorschläge für auf den Offshore-Bereich angepasste Richtlinien erarbeitet werden. Die Vorschläge bieten eine Diskussionsgrundlage für die projektbegleitende Gruppe aus Industriepartnern.

Ein weiterer Untersuchungsgegenstand ist die Auswirkung der untersuchten Windfelder in freier und gestörter Anströmung im Windpark auf die Lebensdauer der Hauptkomponenten der WEA. Als relevante Lastgrößen sollen die in der IEC61400-13 angegebenen Lastelemente ausgewertet werden werden.

Die durchzuführende Analyse gibt Aufschluss über die zu erwartende Ermüdung der betrachteten Komponenten während eines Betriebsjahres der OWEA im Windpark d.h. unter Berücksichtigung der verschiedenen auftretenden Nachlaufsituationen, denen die OWEA ausgesetzt ist. Das Ergebnis kann dann der analogen Ermüdungsanalyse für die gleichen Komponenten bei Annahme freier Anströmung gegenübergestellt werden.

Darüber hinaus soll das Modell von Sten Frandsen /7/ zur Ermittlung der effektiven Turbulenz (= die Umgebungsturbulenz, die die gleiche Schädigung erzeugt wie der Windparkbetrieb) für den Offshore-Bereich validiert werden.

### **1.1.3 Erarbeiten von Vorschlägen zur Erweiterung der Vorschriften und Richtlinien auf den Offshore-Bereich**

Der projektbegleitende Arbeitskreis unter Mitwirkung der Herstellerindustrie hat nicht nur die Aufgabe das Projekt möglichst anwendungsnah zu steuern, sondern soll Forum für eine Erarbeitung von Richtlinienvorschlägen sein. Hierfür sollen evtl. die idealisierten Lastrechnungen durch Berechnungen an eigenen Konstruktionen überprüft und die gemachten Vorschläge ergänzt, bzw. angepasst werden.

## **1.2 Arbeitspakete und Methodik**

### **1.2.1 Berechnung der Lasten an einer idealen Multimegawatt-WEA (DEWI-OCC)**

#### **Methodik**

Ausgangslage für die Berechnungen bildet die Richtlinie IEC 61400-1 ed. 2 /8/, Windturbine Generator Systems Part 1: Design Requirements und die im Entwurf befindliche IEC 61400-3 Design Requirements for Offshore Wind Turbines /9/. Diese besagen, dass die WEA so ausgelegt sein muss, dass sie den Windbedingungen der vorgesehenen WEA Klasse standhält. Hierin werden die Windverhältnisse für die Last- und Sicherheitsbetrachtungen in „normale“ Windbedingungen und „extreme“ Windbedingungen eingeteilt.

Die **normalen** Windbedingungen gelten für den bestimmungsgemäßen Betrieb der WEA und sind durch ein häufiges Auftreten charakterisiert. Die **extremen** Windbedingungen beinhalten die extremen Windspitzen während eines Sturms,

schnelle Windgeschwindigkeitswechsel sowie Richtungsänderungen. Diese werden für einen 1-Jahres oder 50-Jahres – Wiederkehrzeitraum definiert.

Für die konstruktive Auslegung der Anlage werden die Schnittlasten in den verschiedenen Berechnungskoordinatensystemen, wie z.B. Blattsystem, Nabensystem, Turmkopfsystem ausgegeben.

Der Betriebsfestigkeitsnachweis wird mit stochastischen Windfeldern geführt. Diese werden nach IEC für eine repräsentative Anzahl von Geschwindigkeitsklassen mit dem Berechnungsprogramm „GenTurbWind“ generiert.

Dieses auf die Rotorfläche zeit- und ortsveränderliche Windfeld wird als äußere Belastung dem drehenden Rotor aufgeprägt, der mit dem abgebildeten Regelverhalten darauf reagiert. In der Regel beträgt die Simulationszeit 600 Sekunden. Die mit dem Berechnungsprogramm „Flex5“ synthetisch erzeugten Last-Zeitverläufe werden mit dem EDV-Programm „RFC“ klassiert und ausgezählt.

Aus der vorher festgelegten Windgeschwindigkeitsverteilung berechnet sich die Häufigkeit der Lastwechsel bzw. Ereigniszyklen für die üblicherweise prognostizierte Lebensdauer der Anlage von 20 Jahren. Diese Daten werden im Teilprojekt „Modellierung der Windparkeffekte und Validierung der Lastannahmen im Offshore-Bereich“ als Eingangsgrößen für eine Lebensdaueranalyse verwendet.

## **Umsetzung**

In den vorangegangenen Abschnitten wurde das Vorgehen für die Simulation von Windlasten beschrieben. Für die Umsetzung sind hierzu konkrete Annahmen zu treffen, die die Modellierung des Systems WEA betreffen. Ausgehend von einer ausreichenden Erfassung der Offshore-Umgebungsbedingungen wird noch einmal darauf hingewiesen, dass das Augenmerk auf die Dimensionierung der Anlage bzw. im Turmkopf angesiedelten maschinenbaulichen Komponenten gerichtet ist. Dies hat zur Folge, dass hierfür noch keine gleichzeitige Simulation von Wind- und Wellenlasten stattfinden muss, da der Einfluss der Wellenlasten auf die Turmkopfkomponenten keine dimensionierende Größe darstellt.

Gleichwohl sind hier Überlegungen bezüglich der Randbedingungen für das Modell zu treffen, die das dynamische Verhalten der Struktur aufgrund von Wind und Wellen ausreichend abbilden und somit Startbedingungen für die Lastsimulation darstellen.

An dieser Stelle wird auf das Forschungsprojekt GIGAWIND II verwiesen, das sich mit der Auswertung der FINO1 Daten hinsichtlich Strukturaussagen befasst und somit eine Schnittstelle zu diesem Forschungsvorhaben bietet. Ein Austausch der Ergebnisse beider Projekte ist durch die Zusammensetzung der Teilnehmer der Projektbegleitenden Gruppe gegeben.

In dem Modell für das Lastsimulationsprogramm wird ein Monopile abgebildet. Für Windsimulationen für Onshore-WEA wird als Lagerungsbedingungen eine feste Einspannung vorgenommen.



### **1.3 Voraussetzungen unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde**

Mit dem im Jahre 2003 nordwestlich vor Borkum (AWZ) im Meer errichteten 101 m hohen Windmessmast (FINO1) ist eine einzigartige Datenquelle verfügbar geworden, wie es sie vorher noch nicht gegeben hat. Der Mast ist mit Schalenkreuzanemometern und mit schnellen Ultraschallanemometern in verschiedenen Höhen bestückt und liefert seit September 2003 Daten. Dazu kommen Temperatur-, Niederschlags- und Strahlungsmessungen. Eine Auswertung dieser Daten ist von grundlegender Bedeutung für die Auslegung und Optimierung der für den deutschen Offshore-Bereich vorgesehenen WEA-Konstruktionen. Die hierfür relevante internationale Richtlinie 61400-3 „Design requirements for offshore wind turbines“ ist bisher noch nicht an einem solchen Datensatz überprüft worden. Bei Beginn des Vorhabens lagen fast anderthalb Jahre Daten vor, gegen Ende des Vorhabens mehr als viereinhalb Jahre.

### **1.4 Planung und Ablauf des Vorhabens**

Laufzeit des Vorhabens: 01.04.2005 bis 31.06.2008

### **1.5 Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde, insbesondere**

Zum Zeitpunkt der Durchführung des Forschungsvorhabens lag die Richtlinie IEC 61400-3 als Entwurf vor. Diese Richtlinie bildete die fachliche Grundlage an der die durchgeführten Untersuchungen ausgerichtet wurden.

### **1.6 Zusammenarbeit mit anderen Stellen**

Das hier beschriebene Vorhaben „Modellierung der Windparkeffekte und Validierung der Lastannahmen im Offshore-Bereich“ wurde im Rahmen des Verbundvorhabens „Ermittlung designrelevanter Belastungsparameter für WEA in der Deutschen Bucht auf Basis der FINO1-Messdaten“ durchgeführt. Projektteilnehmer des Vorhabens waren die Deutsches Windenergie-Institut GmbH (DEWI) in Wilhelmshaven und die Forschungszentrum Karlsruhe GmbH. Zur Finanzierung des parallelen Vorhabens trugen neben dem BMU vier Windturbinen-Hersteller bei (Enercon, Multibrid/Prokon, REpower, GE Wind).

Zwischen den drei Partnern FZK, DEWI und DEWI-OCC wurde im Mai 2005 eine schriftliche Kooperationsvereinbarung geschlossen.

Die Zusammenarbeit wurde in regelmäßigen Treffen in Wilhelmshaven, Cuxhaven und Garmisch-Partenkirchen abgesprochen und koordiniert.

## 2 Validierung der Offshore Lastannahmen

### 2.1 Grundlagen der Lastsimulation

#### 2.2 Verwendete Lastsimulation in OWID

Im Rahmen des OWID Projektes wird die speziell auf die Modellierung von Windenergieanlagen zugeschnittene Mehrkörper-Simulations-Software „Flex5“ eingesetzt.

Für die Windfeldgenerierung kommt die Software „GenTurbWind“ zum Einsatz.

Das Auszählen der Zeitreihen nach dem Rainflowverfahren erfolgt mit der Software „RFC“.

Die Mehrkörpersimulation „Flex5“ besitzt 28 Freiheitsgrade mit denen die wesentliche Dynamik einer Windenergieanlage abgebildet werden kann.

Über eine DLL-Schnittstelle besteht die Möglichkeit externe Regler in die Berechnung einzubinden.

Die Ausgabe der in dieser Untersuchung betrachteten Lasten erfolgt für folgende Koordinatensysteme:

Blattwurzel (nabenfest)

- MY1 Blattwurzelschlagmoment
- MZ1 Blattwurzelschwenkmoment

Nabe (feststehend)

- MXN3 Giermoment Nabe
- MYN3 Nickmoment Nabe
- MZN3 Rollmoment Nabe

Turmkopf

- TTMX Giermoment Turmkopf
- TTMX Nickmoment Turmkopf
- TTMZ Rollmoment Turmkopf

Turmfuß

- MXF2 Giermoment Turmfuß
- MYF2 Nickmoment Turmfuß
- MZF2 Rollmoment Turmfuß

#### 2.2.1 Einflussfaktoren in der Lastsimulation

Die Einflussfaktoren in der Lastsimulation lassen sich in vier Gruppen gliedern:

1. Struktur der WEA  
(Rotorblatt, Turm, ...)

2. Übertragungsverhalten einzelner Komponenten  
(Generator, Pitchsystem, ...)
3. Regelung  
(Pitchwinkel, Generatormoment, ...)
4. Umgebungsbedingungen  
(Turbulenzintensität, Windgeschwindigkeit, ...)

Während die Gruppen 1. – 3. anlagenbezogen sind und damit lediglich das Anlagenmodell beeinflussen, sind die Einflussfaktoren der 4. Gruppe vom Standort der Anlage abhängig.

Die im Rahmen des OWID Projektes untersuchten Einflussfaktoren beschränken sich auf eine Auswahl der zur Gruppe 4. gehörigen Einflussfaktoren. Diese sollen im Folgenden genau untersucht werden.

Die Einflussfaktoren der Gruppe 4 sind:

- Vertikal Schräganströmung
- Luftdichte
- Höhenexponent für das exponentielle Windprofil
- Turbulenzintensität
- Windparkeffekte
- Längenskalen (Kaimal-Modell, Mann-Modell, von Karman-Modell)

### **2.2.2 Vertikal Schräganströmung**

Die vertikale Schräganströmung beschreibt den Winkel zwischen der horizontalen Ebene und dem angreifenden Wind. Der Wind bekommt damit neben der longitudinalen Komponente auch eine positive vertikale Komponente.

Gemäß der Onshore Richtlinie IEC 61400-1 ist der Einfluss der vertikal Schräganströmung von bis zu 8° bezogen auf die horizontale Ebene zu berücksichtigen und als von der Höhe unabhängig anzunehmen. Um den auf See vorherrschenden Bedingungen gerecht zu werden, wird in der Offshore Richtlinie IEC 61400-3 Ed.3 CDV eine vertikale Schräganströmung von 0° gefordert.

Da die in der Richtlinie IEC 61400-3 Ed.1 CDV geforderten vertikalen Schräganströmung mit den auf der FINO1 Plattform gemessenen Daten weder bestätigt, noch widerlegt werden kann, wird dieser Einflussfaktor im Folgenden nicht weiter untersucht und mit 0° angenommen.

### 2.2.3 Luftdichte

Die Luftdichte beeinflusst den durch den Rotor strömenden Massenstrom und damit die im Wind gespeicherte Energie.

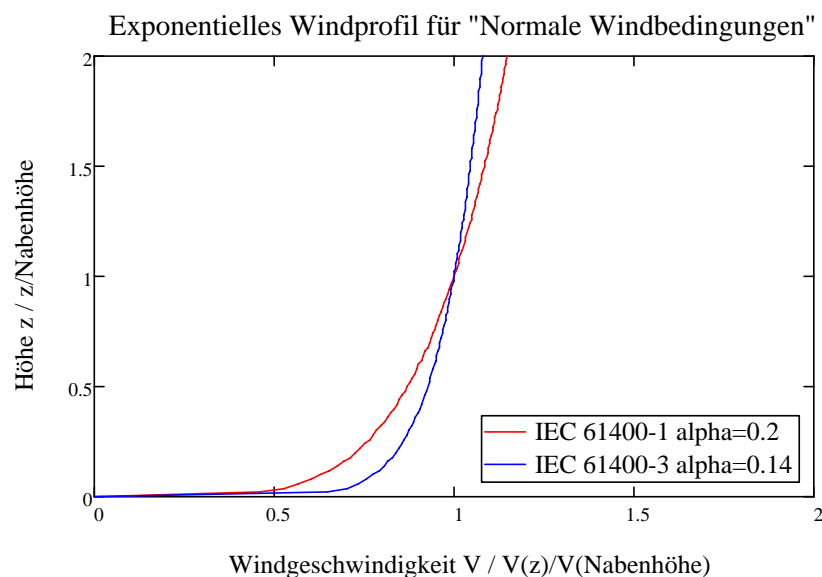
Die in der Richtlinie IEC 61400-1 und IEC 61400-3 angenommene Luftdichte von  $1,225 \text{ kg/m}^3$  entspricht der Luftdichte bei Normaldruck  $p_n=1013 \text{ mbar}$  und einer Temperatur von  $15^\circ\text{C}$  (Standardatmosphäre).

Da die Luftdichte einen linearen Einfluss auf die im Wind gespeicherte kinetische Energie hat wird dieser Einflussparameter in der folgenden Untersuchung nicht weiter betrachtet und mit  $1,225 \text{ kg/m}^3$  angenommen.

### 2.2.4 Höhenexponent für das exponentielle Windprofil

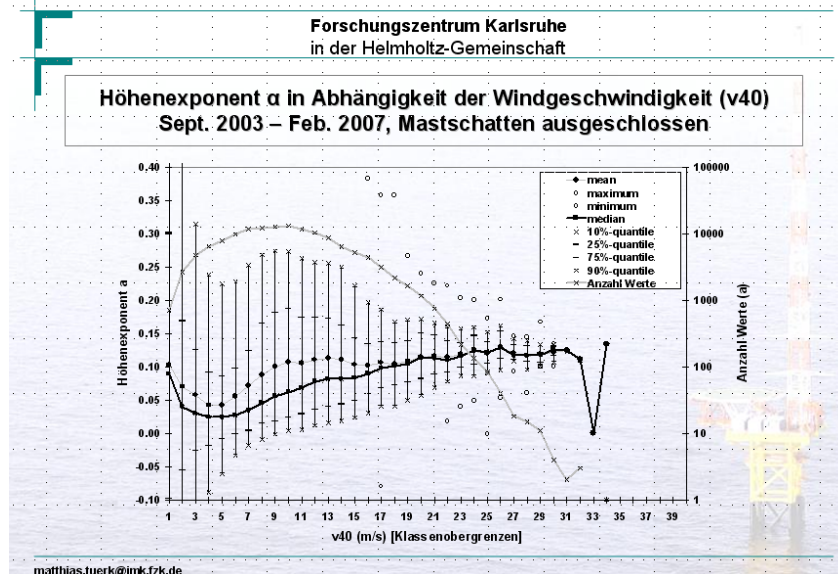
In der Lastsimulation wird für das vertikale Windprofil ein exponentielles Windprofil verwendet, dessen Form durch den Höhenexponenten beeinflusst werden kann.

In der Richtlinie IEC 61400-1 wird für die „normalen Windbedingungen“ ein Höhenexponent  $\alpha = 0,2$  gefordert. Abweichend davon geht die Offshore Richtlinie IEC 61400-3 von einem Höhenexponenten  $\alpha = 0,14$  aus, wie in Abbildung 1 dargestellt.



**Abbildung 1: Exponentielles Windprofil für "Normale Windbedingungen" nach IEC 61400-1 und IEC 61400-3**

Die auf Basis der am Standort FINO 1 gemessenen Windgeschwindigkeiten ermittelte Verteilung des Höhenexponenten (Abbildung 2) zeigt eine breite Streuung, die die Frage aufwirft, ob der in der IEC 61400-3 geforderte Höhenexponent von  $\alpha = 0,14$  für Offshore-Standorte zu abdeckenden Lastannahmen gegenüber den realen Bedingungen führt.



**Abbildung 2: Höhenexponent  $\alpha$  in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit. (Auswertung FZK)**

Im Folgenden wird der Einfluss des Höhenexponenten auf die Betriebsfestigkeitslasten in einer detaillierten Berechnung unter Berücksichtigung der Auftretenswahrscheinlichkeit des Höhenexponenten in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit untersucht.

### 2.2.5 Turbulenzintensität

Die Turbulenzintensität beschreibt das Verhältnis der Standardabweichung der Windgeschwindigkeit zur mittleren Windgeschwindigkeit.

$$Ti = \frac{\sigma(V_{hub})}{V_{hub\_mean}}$$

Die Standardabweichung der Windgeschwindigkeit wird in der IEC 61400-1 und IEC 61400-3 gleichermaßen als das 90% Fraktil für die gegebene Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe angenommen (Abbildung 3).

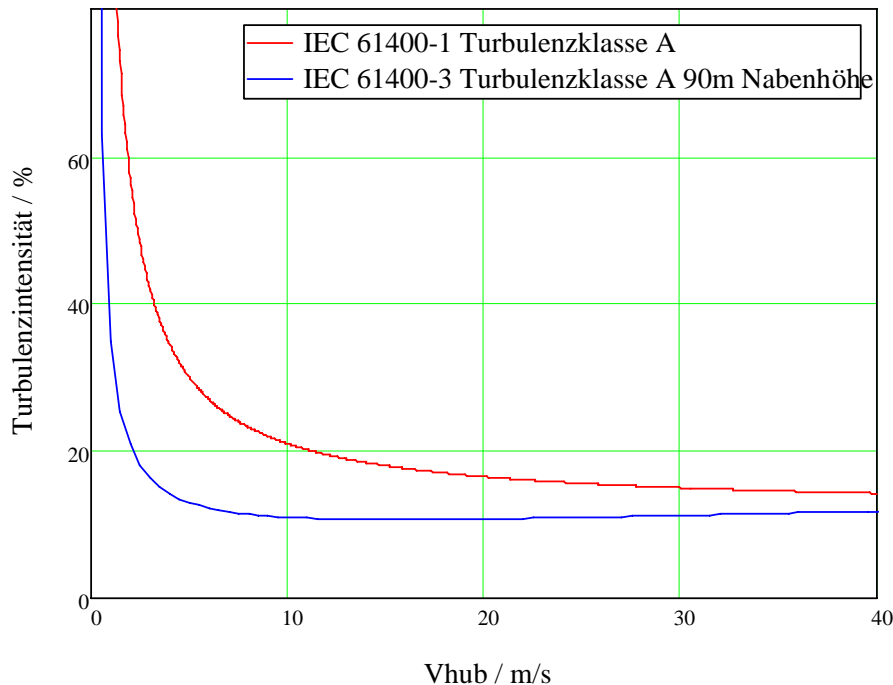


Abbildung 3: Turbulenzintensität nach IEC 61400-1 und IEC 61400-3 für die Turbulenzklasse A auf 90m Nabenhöhe

Die am Standort FINO1 gemessene Windgeschwindigkeit wurde durch das FZK in Bezug auf die Turbulenzintensität ausgewertet (Abbildung 4).

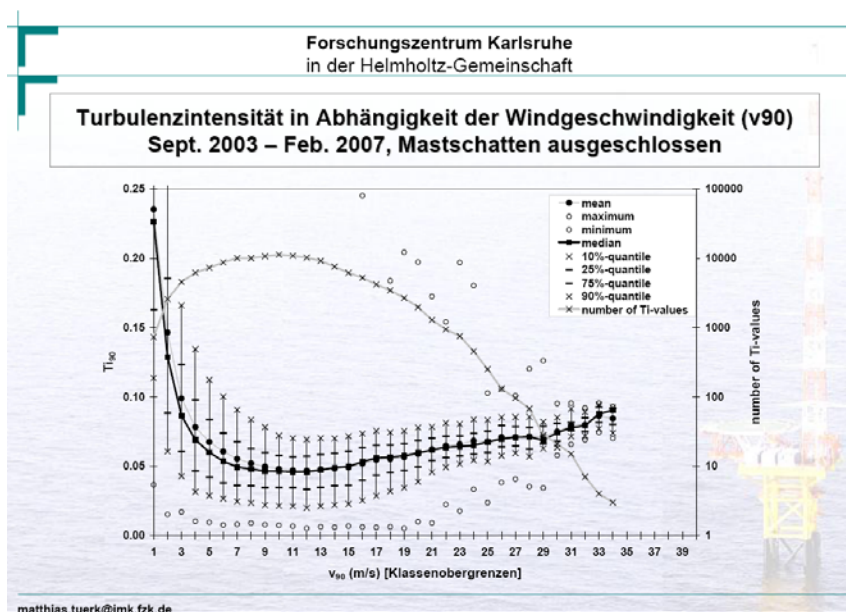


Abbildung 4: Turbulenzintensität in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit. (Auswertung FZK)

Im Folgenden soll untersucht werden, ob die alleinige Berücksichtigung des 75% bzw. des 90% Fraktils der am Standort FINO1 ermittelten Turbulenzintensität in Be-

zug auf die Betriebsfestigkeitslasten abdeckend gegenüber einer Berechnung unter Berücksichtigung der „real“-auftretenden Turbulenzintensitätsverteilung pro Wind Bin ist.

### **2.2.6 Windparkeffekte**

Windparkeffekte beinhalten die Erhöhung der Turbulenzintensität und Reduzierung der Windgeschwindigkeit innerhalb eines Windparks durch gegenseitiges Abschatten der Windenergieanlagen.

Stehen zwei Anlagen in Windrichtung hintereinander, erfährt die im Windschatten stehende Anlage erhöhte, durch die vorherige Anlage induzierte Turbulenzen. Gleichzeitig ist die Windgeschwindigkeit im Nachlauf einer Windenergieanlage reduziert.

Diese Effekte können, wie durch das DEWI untersucht, mit der Methode nach Frandsen oder einer detaillierten CFD Simulation abgebildet werden.

Die Auswirkungen von Windparkeffekten auf die Lastannahmen sollen anhand der von DEWI ermittelten Turbulenzintensitäten und Windgeschwindigkeitsreduzierungen im Folgenden untersucht werden.

Dabei werden die Betriebsfestigkeitslasten unter den mit folgenden Methoden ermittelten Turbulenzintensitäten und Windgeschwindigkeitsreduzierungen verglichen.

Methoden zur Ermittlung der Turbulenzintensitäten und Windgeschwindigkeiten im Windpark:

- Frandsen mit approximierter Schubbeiwerts-Kurve ohne Windgeschwindigkeitsreduktion
- Frandsen mit korrekter Schubbeiwerts-Kurve ohne Windgeschwindigkeitsreduktion
- CFD Simulation mit Windgeschwindigkeitsreduktion
- CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion

### **2.2.7 Längenskalen (Kaimal-Modell, Mann-Modell, von Karman-Modell)**

Die Längenskalen als Einflussparameter auf das Turbulenzmodelle ( z.B. Kaimal, Mann oder von Karman) beeinflussen das Spektrum des Windes.

Der Einfluss der Längenskala unter Berücksichtigung des kaimalschen Turbulenzmodells wurde im OWID-Projektbericht-III-06 untersucht.

Da die Auswertung der FINO-Daten in Bezug auf das Windspektrum sich als schwierig erwiesen hat und keine eindeutige Aussage zum vorliegenden Windspektrum am Standort FINO1 möglich ist, wurde keine standortspezifische Analyse dieses Parameters durchgeführt.

## 2.3 Ergebnisse

### 2.3.1 Höhenexponent für das exponentielle Windprofil

#### Berechnungsgrundlage

Entsprechend den Auswertungen der FINO1-Daten durch das Forschungszentrum Karlsruhe (FZK) zeigt der Höhenexponent (Abbildung 5) eine starke Variation, die in Ihrer Auswirkung auf die Betriebslasten im Folgenden untersucht werden soll.

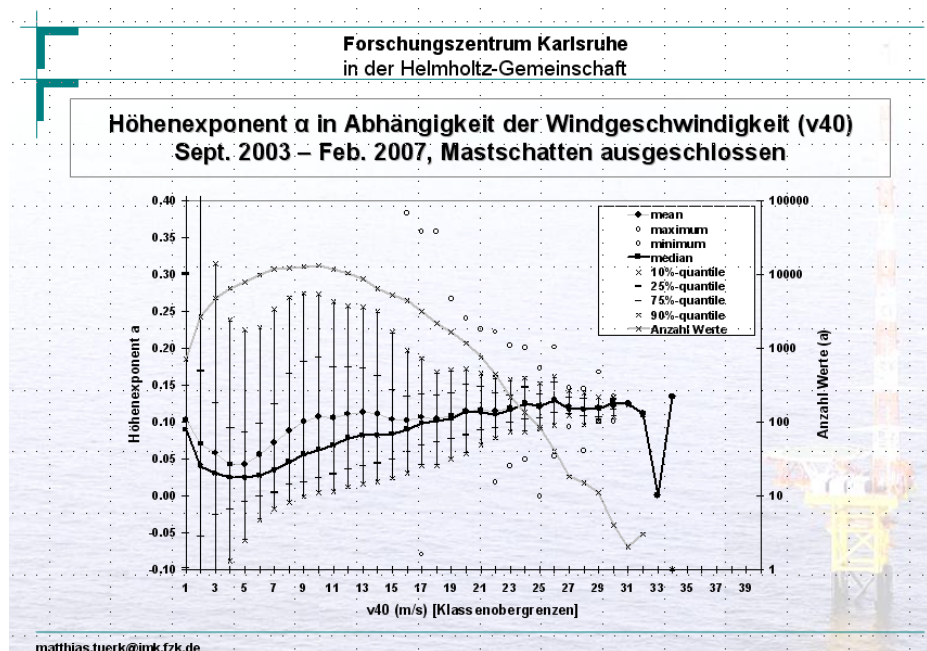


Abbildung 5: Auswertung des Höhenexponenten durch das FZK

Die Betriebsfestigkeitslastberechnung wird unter Berücksichtigung folgender Randbedingungen durchgeführt:

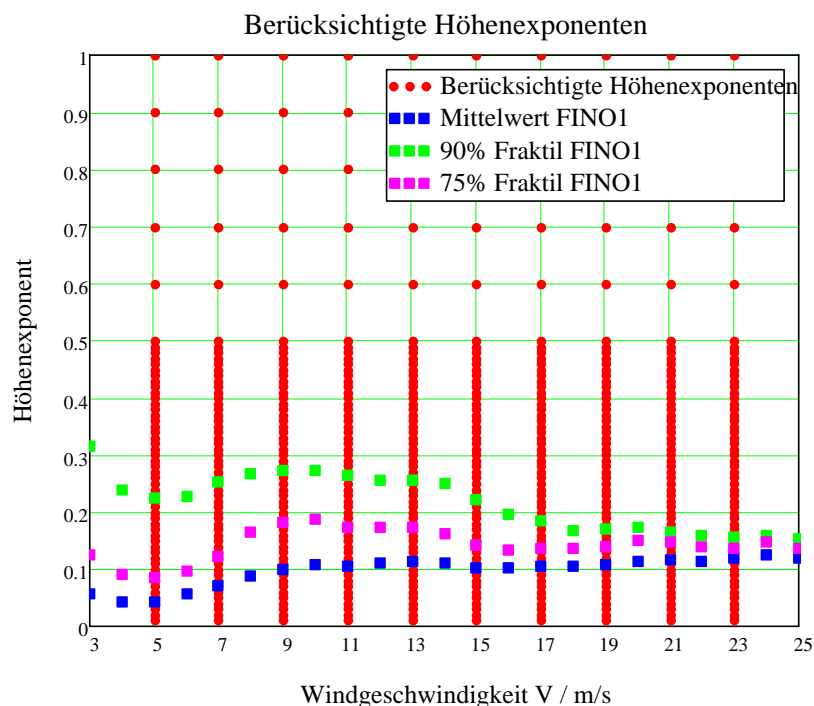
- Windgeschwindigkeitsverteilung (Weibull)  $v_{ave} = 10 \text{ m/s}$   $k = 2$
- Turbulenzintensität IEC 61400-3  $I_{15} = 16\%$
- Vertikale Anströmung  $\varphi = 0^\circ$
- Luftdichte  $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$
- Berücksichtigte Windgeschwindigkeiten 5 – 23 m/s Schrittweite 2 m/s
- Höhengradienten 0.01 – 0.5 Schrittweite 0.01  
0.5 – 1 Schrittweite 0.1

Die Betriebsfestigkeitslasten werden für folgende Höhenexponenten ausgewertet:



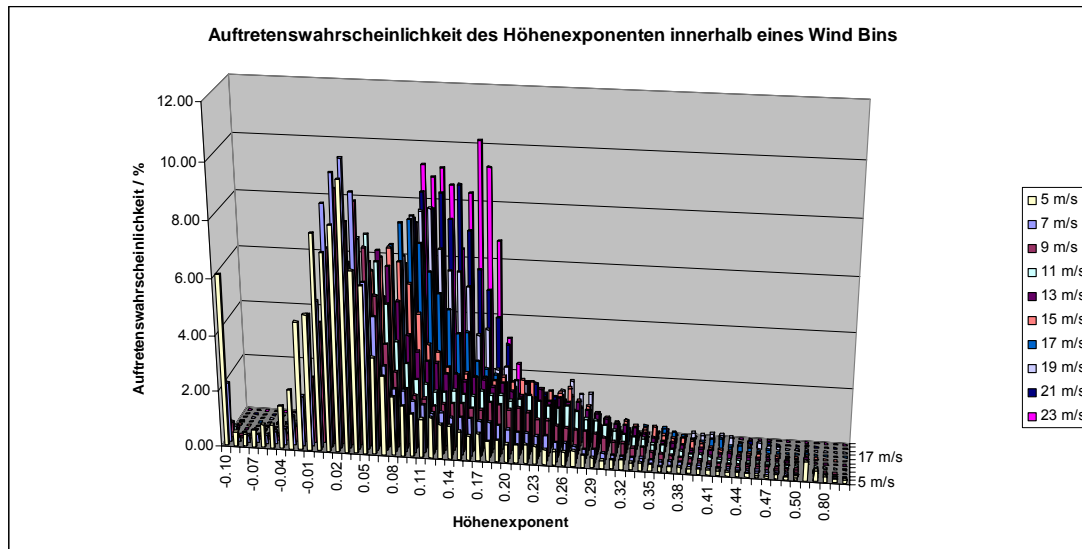
- Konstant über der Windgeschwindigkeit für  $\alpha = 0.1 - 0.2$  in 0.01 Schritten („vereinfacht“)
- 90% und 75% Fraktile des jeweiligen Wind Bins („Fraktile“)
- Verteilung entsprechend der Auftretenswahrscheinlichkeit („real“)

Insgesamt werden 550 Kombinationen aus Windgeschwindigkeit und Höhenexponent ausgewertet (Abbildung 6).



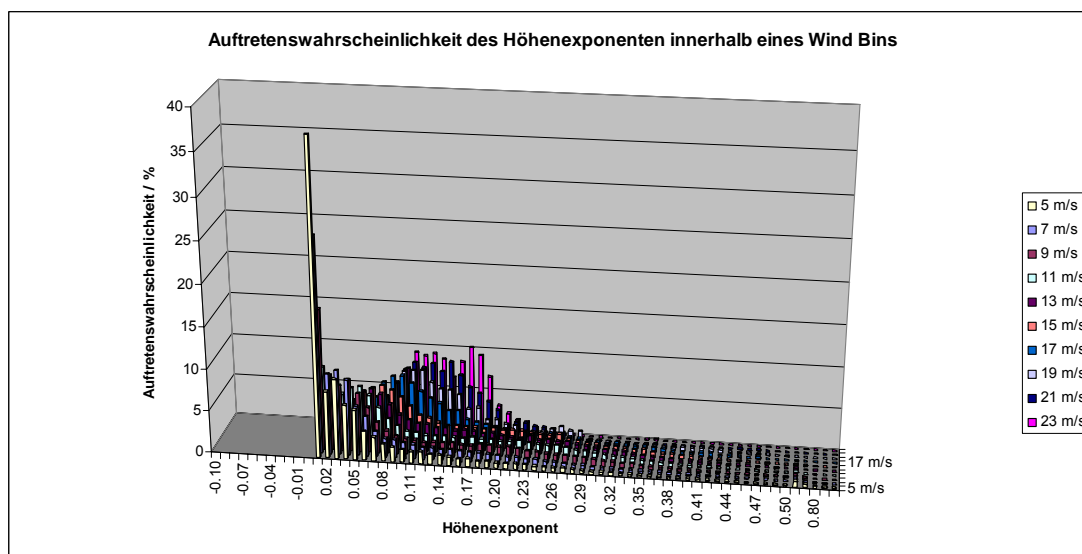
**Abbildung 6: In der Lastsimulation verwendete Höhenexponenten**

Die in Abbildung 7 dargestellte Auftretenswahrscheinlichkeit des Höhenexponenten innerhalb eines Wind Bins entspricht der am Standort FINO1 ermittelten Bedingungen.



**Abbildung 7: Auftretenswahrscheinlichkeit des Höhenexponenten innerhalb eines Wind Bins**

Da Flex5 keine negativen Höhenexponenten verarbeiten kann, ist der Anteil der negativen Höhenexponenten dem Höhenexponenten  $\alpha = 0.01$  zugeschlagen worden (Abbildung 8).



**Abbildung 8: Auftretenswahrscheinlichkeit des Höhenexponenten innerhalb eines Wind Bins; negative Höhenexponenten sind dem Höhenexponenten  $\alpha = 0.01$  zugeschlagen**

### Vergleich der Betriebsfestigkeitslastberechnung nach IEC 61400-3 und „real“

Die auf Basis der mit FLEX5 ermittelten Zeitreihen bestimmten schädigungsäquivalenten Einstufenkollektive sind für die Berechnung nach IEC 61400-3 mit einem konstanten Höhenexponenten von  $\alpha = 0.14$  und der „realen“ Verteilung des Höhenexponenten ausgewertet worden und in Abbildung 9 gegenübergestellt.

Die Auswertung der schädigungsäquivalenten Einstufenkollektive zeigt deutlich, dass im Wesentlichen nur für das Schlagmoment an der Blattwurzel eine nennenswerte



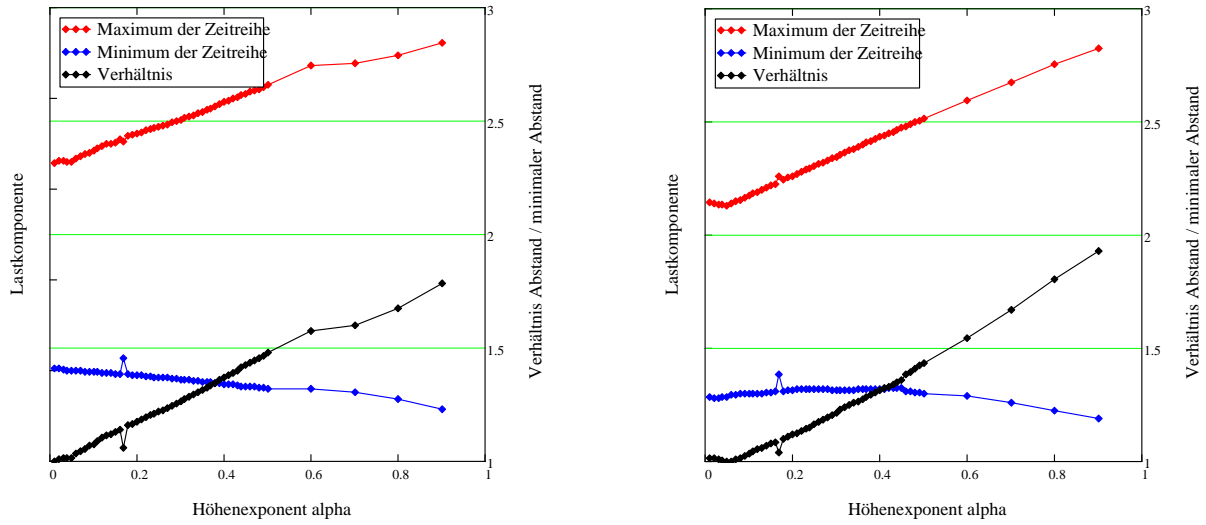


Abbildung 10: Minima und Maxima des Blattwurzelschlagmomentes über dem Höhengradienten ( links  $V_{hub} = 9 \text{ m/s}$ ,  $T_i = 11.2\%$ ; rechts  $V_{hub} = 15 \text{ m/s}$   $T_i = 10.7\%$ )

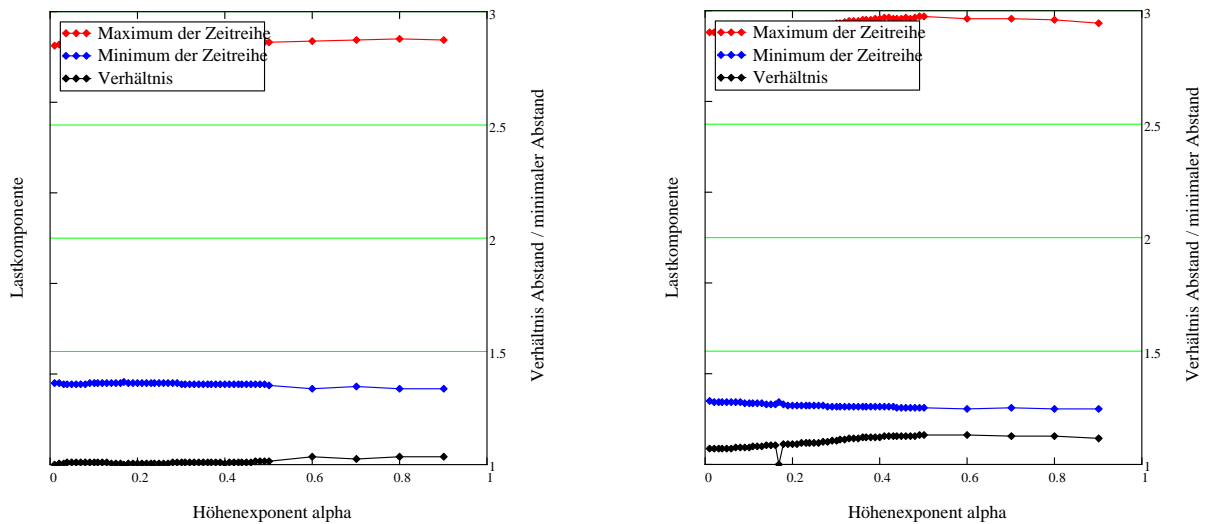
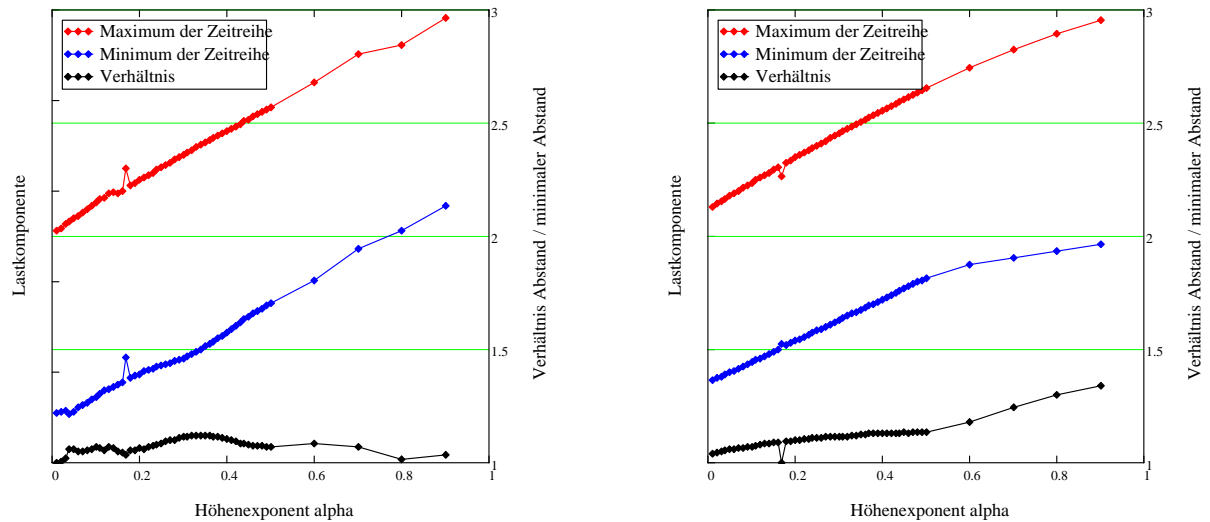
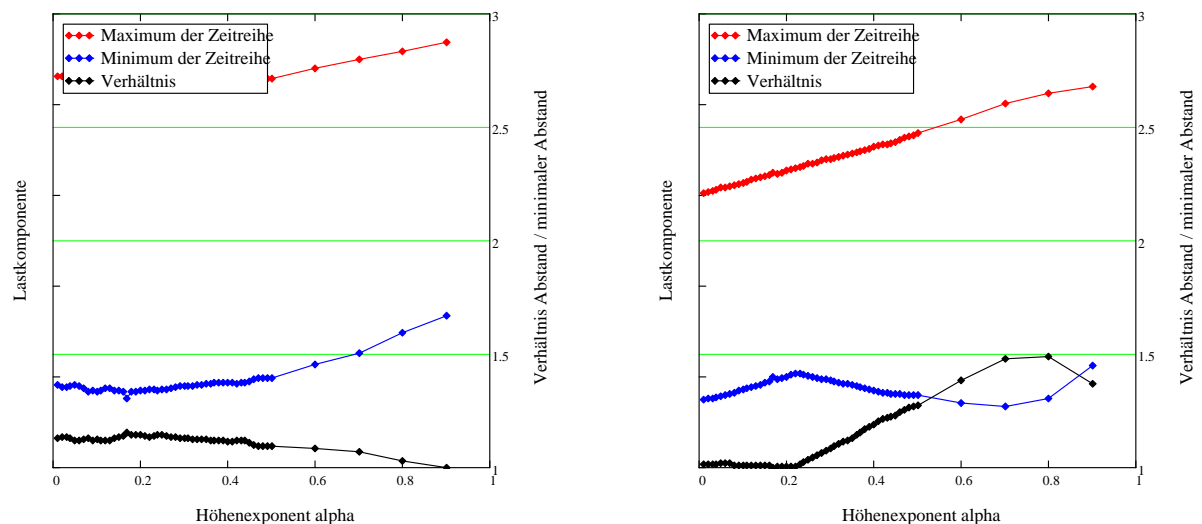


Abbildung 11: : Minima und Maxima des Blattwurzelschwenkmomentes über dem Höhengradienten ( links  $V_{hub} = 9 \text{ m/s}$ ,  $T_i = 11.2\%$ ; rechts  $V_{hub} = 15 \text{ m/s}$   $T_i = 10.7\%$ )



**Abbildung 12: Minima und Maxima des Turmkopfnickmomentes über dem Höhengradienten ( links  $V_{hub} = 9 \text{ m/s}$ ,  $T_i = 11.2\%$ ; rechts  $V_{hub} = 15 \text{ m/s}$   $T_i = 10.7\%$ )**



**Abbildung 13: Minima und Maxima des Turmkopffrollmomentes über dem Höhengradienten ( links  $V_{hub} = 9 \text{ m/s}$ ,  $T_i = 11.2\%$ ; rechts  $V_{hub} = 15 \text{ m/s}$   $T_i = 10.7\%$ )**

Im Folgenden soll der Einfluss des Höhengradienten auf das Blattwurzelschlagmoment genauer betrachtet werden.

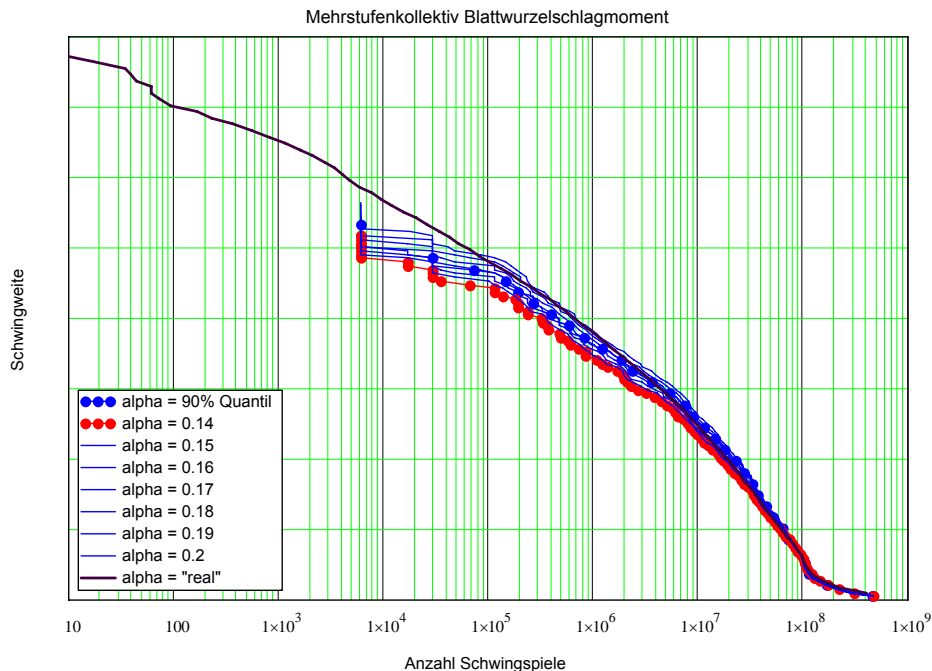
### Auswertung des Blattwurzelschlagmomentes

Die Tabelle 1 zeigt das Verhältnis von „realer“ Berechnung zu „vereinfachter“ Berechnung mit konstantem Höhengradienten. Es wird deutlich, dass für die „vereinfachte“ Berechnung erst im Bereich von  $\alpha = 0.17 - 0.19$  ein vergleichbares Betriebslastniveau in Bezug auf die „reale“ Berechnung erreicht wird. Auch das 90% Fraktile des Höhengradienten liefert keine gute Annäherung.

**Tabelle 1: Verhältnis „reale“ Berechnung zu „vereinfachter“ Berechnung**

Vergleich Einstufenkollektive für $N=10^7$ Blattwurzelschlagmoment			
Höhenexponent $\alpha$	m=5	m=7	m=10
"real"	1.00	1.00	1.00
0.14	0.93	0.92	0.90
0.15	0.95	0.93	0.92
0.16	0.97	0.95	0.93
0.17	0.99	0.97	0.95
0.18	1.00	0.99	0.97
0.19	1.02	1.00	0.98
0.2	1.04	1.02	1.00
90% Fraktile	0.95	0.91	0.84

Dieses Ergebnis spiegelt sich auch in Mehrstufenkollektiven des Blattwurzelschlagmomentes für die „reale“ und „vereinfachte“ Berechnung wieder. Es wird deutlich, dass eine Berechnung mit konstantem Höhenexponenten von 0.14 ein deutlich zu niedriges Lastniveau liefert.



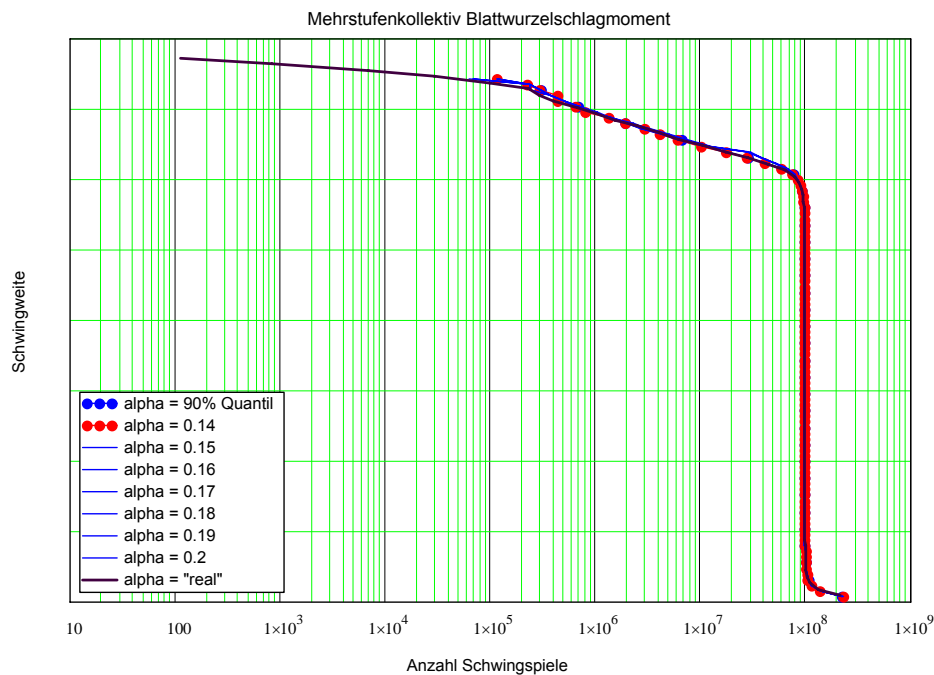
**Abbildung 14: Mehrstufenkollektive des Blattwurzelschlagmomentes für "reale" und "vereinfachte" Berechnungen**

Das Fehlen von Lastwechsel kleiner  $6 \cdot 10^3$  bei den „vereinfachten“ Berechnungen liegt an der begrenzten Anzahl von ausgewerteten Zeitreihen. Werden Zeitreihen

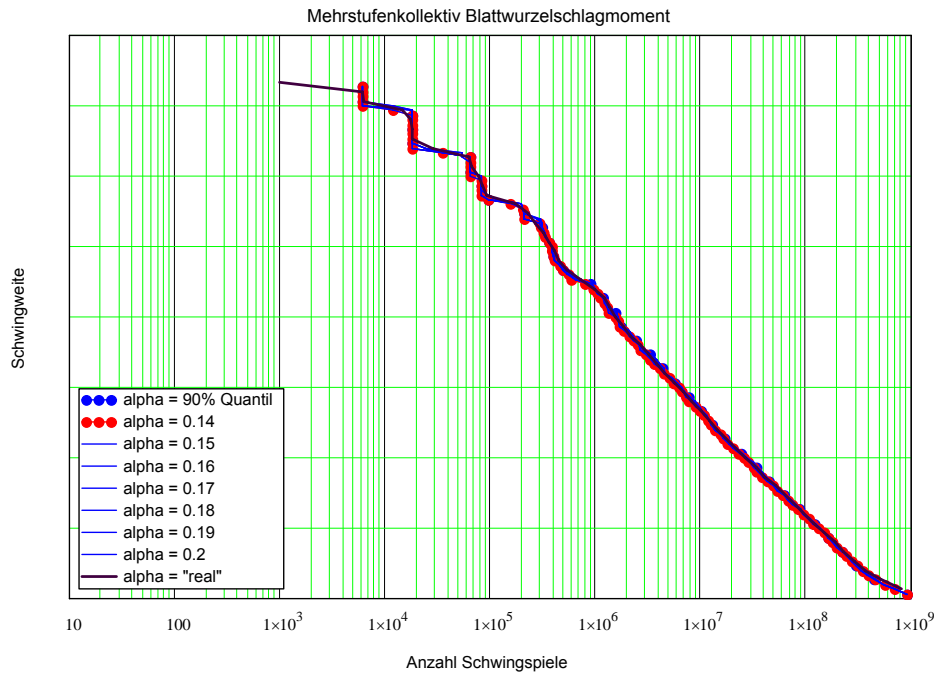
z.B. 6000-mal wiederholt, können keine Ereignisse aus diesen Zeitreihen mit Lastwechseln unter 6000 auftreten.

Da für die „reale“ Berechnung sehr viele Zeitreihen verwendet werden müssen, um die Häufigkeitsverteilung des Höhengradienten abzubilden, treten auch Zeitreihen mit einer sehr geringen Häufigkeit auf.

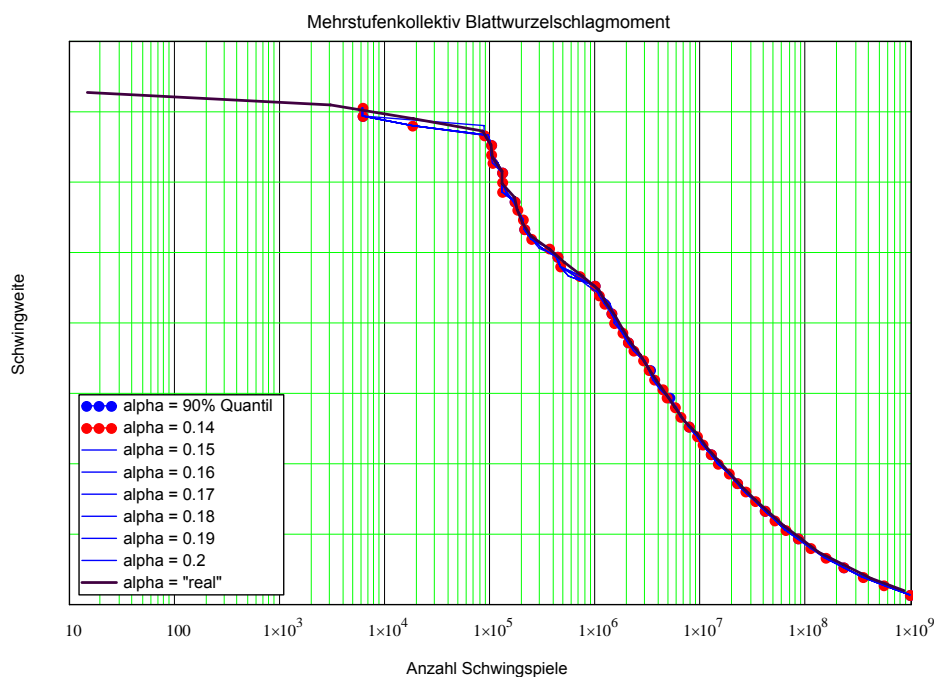
Die Mehrstufenkollektive anderer Lastkomponenten, wie im Folgenden dargestellt, zeigen ein vom Höhenexponenten unabhängiges Verhalten, wie auch schon aus Abbildung 9 hervorgeht.



**Abbildung 15: Mehrstufenkollektive des Blattwurzelschwenkmomentes für "reale" und "vereinfachte" Berechnungen**



**Abbildung 16: Mehrstufenkollektive des Turmkopfnickmomentes für "reale" und "vereinfachte" Berechnungen**



**Abbildung 17: Mehrstufenkollektive des Turmkopffrollmomentes für "reale" und "vereinfachte" Berechnungen**

### **Einfluss der Lastwechsel $N < 10^4$ auf die Schädigungsberechnung**

Für die Schädigungsberechnung spielen die Lastwechsel im Bereich  $N < 10^4$  bzw.  $10^5$  eine untergeordnete Rolle, wie folgender Vergleich von schädigungsäquivalenten



Einstufenkollektiven zeigt. Tabelle 2 zeigt das Verhältnis von gekürzter „realer“ Berechnung zur „realen“ Berechnung. Für die Bestimmung des schädigungsäquivalenten Einstufenkollektivs der gekürzten „realen“ Berechnung wurden die Schwingspiele bis zur Schwingspielzahl  $N=10^4$  bzw.  $10^5$  nicht berücksichtigt.

**Tabelle 2: Verhältnis „reale“ Berechnung zu gekürzter „realer“ Berechnung**

<b>Vergleich Einstufenkollektive für <math>N=10^7</math> Blattwurzelschlagmoment</b>			
Höhenexponent $\alpha$	m=5	m=7	m=10
"real"	1.00	1.00	1.00
"real" nur $N>10^4$	1.00	1.00	0.99
"real" nur $N>10^5$	0.99	0.98	0.96

Da der Bereich  $N<10^4$  für die Schädigungsberechnung nicht relevant ist, ist der in Tabelle 1 gezogene Vergleich zulässig.

**Berücksichtigung der Auftretenswahrscheinlichkeit von Höhenexponent und Turbulenzintensität**

In der vorangegangenen Betrachtung wurde aus Gründen der Vereinfachung die Beziehung zwischen Turbulenzintensität und Höhenexponent nicht berücksichtigt, da von einem unabhängigen Einfluss der Turbulenzintensität und des Höhenexponenten auf die Betriebsfestigkeitslasten ausgegangen worden ist. Diese Unabhängigkeit soll im Folgenden durch eine differenzierte Betrachtung der Auftretenswahrscheinlichkeiten der Kombination Höhenexponent – Turbulenzintensität bestätigt werden.

Zu diesem Zweck wurden die vom FZK ausgewerteten FINO1 Daten für den Zeitraum vom 01.09.2003 bis 01.09.2007 nach Turbulenzintensität, Höhenexponent und Windgeschwindigkeit klassiert.

Klassengrenzen:

- Höhenexponent 0,01 – 0,5 (Schrittweite 0.01) 0,5 – 1 (Schrittweite 0,1)
- Turbulenzintensität 0,5% - 40% (Schrittweite 0,5%)
- Windgeschwindigkeit 2 m/s – 40 m/s (Schrittweite 2 m/s)

Unter Berücksichtigung der Windgeschwindigkeiten 5 m/s – 23 m/s waren 9529 Berechnungen notwendig, um alle auftretenden Kombinationen aus Turbulenzintensität, Höhenexponenten und Windgeschwindigkeit zu berücksichtigen.

Die Auswertung der Betriebslasten erfolgt zum einen entsprechend der „real“ auftretenden Verteilung des Höhenexponenten und der Turbulenzintensität und zum ande-

ren entsprechend der „real“ auftretenden Verteilung der Turbulenzintensität bei konstantem Höhenexponenten von  $\alpha = 0.14$ .

Das Verhältnis der sich ergebenden Einstufenkollektive ist in Tabelle 3 dargestellt. Auch hier zeigt sich, dass eine Berechnung mit konstantem Höhengradienten von  $\alpha = 0.14$  ein 10% niedrigeres schädigungsequivalentes Einstufenkollektiv liefert, als die Berechnung mit Berücksichtigung der „realen“ Auftretenswahrscheinlichkeit des Höhenexponenten.

Damit kann bestätigt werden, dass für die vorliegende Untersuchung die Turbulenzintensität und der Höhenexponent als voneinander unabhängige Einflussfaktoren angesehen werden können.

**Tabelle 3: Verhältnis der Einstufenkollektive auf Basis der „realen“ Auftretenswahrscheinlichkeit der Turbulenzintensität unter Berücksichtigung der „real“ auftretenden Verteilung des Höhenexponenten und eines konstanten Höhenexponenten von 0,14**

Vergleich Einstufenkollektive für $N=10^7$ Blattwurzelschlagmoment			
Höhenexponent $\alpha$ / Turbulenzintensität	m=5	m=7	m=10
„real“ / „real“	1.00	1.00	1.00
0.14 / „real“	0.90	0.90	0.90

## Fazit

Die vorliegende Untersuchung hat gezeigt, dass für einen Dreiblattrotor alle Lastkomponenten bis auf das Blattwurzelschlagmoment in Bezug auf die Betriebsfestigkeitslasten als unabhängig vom Höhenexponenten des exponentiellen Windprofils angenommen werden können.

Die Annahme eines Höhenexponenten von  $\alpha = 0,14$  entsprechend der Richtlinie IEC 61400-3 liefert für das Blattwurzelschlagmoment im Vergleich zum „real“ auftretenden Höhenexponenten zu geringes Betriebsfestigkeitslastniveau.

Unter der Annahme eines Höhenexponenten im Bereich von  $\alpha = 0,17 - 0,19$  kann ein vergleichbares Betriebsfestigkeitslastniveau zum „real“ auftretenden Höhenexponenten am Standort FINO1 erreicht werden.

### 2.3.2 Turbulenzintensität

Es sollte untersucht werden ob die Betriebsfestigkeitsberechnung mit dem 75% bzw. 90% Fraktile der ermittelten Turbulenzintensität am Standort FINO1 abdeckend gegenüber einer Berechnung unter Berücksichtigung der „real“ auftretenden Turbulenzintensitätsverteilung pro Wind Bin ist.

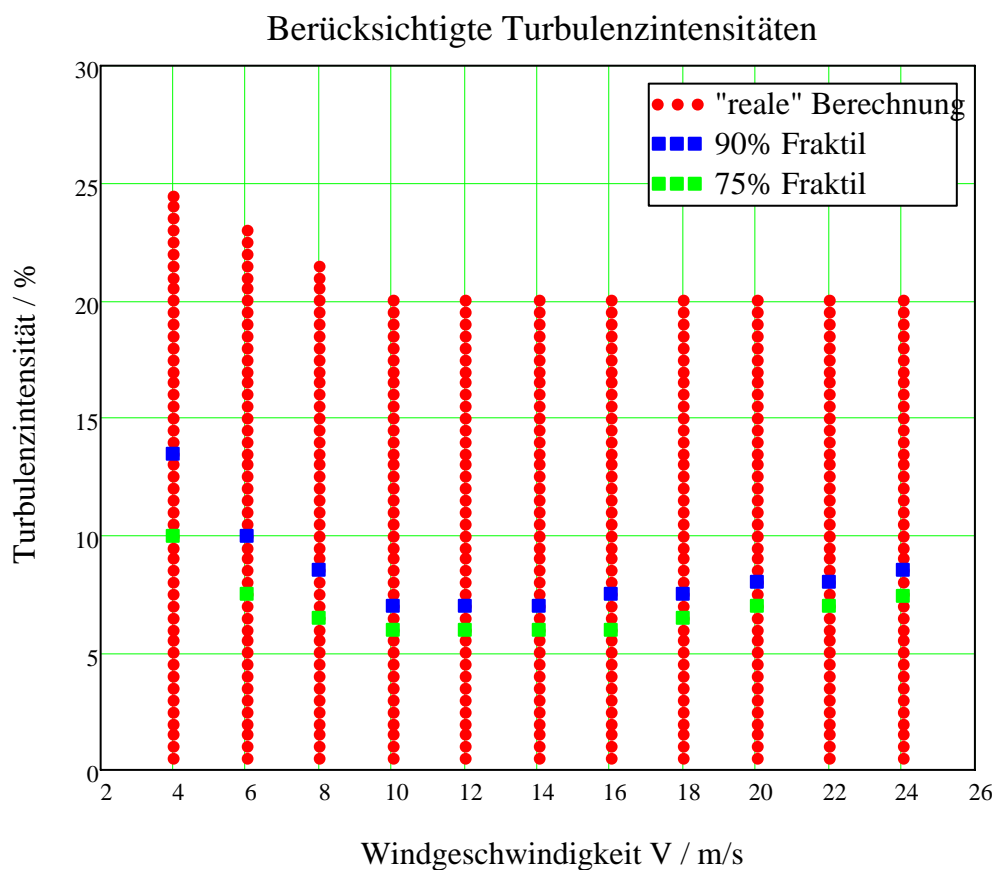
Die Vergleichsberechnungen wurden unter den folgenden Randbedingungen durchgeführt:

- Windgeschwindigkeitsverteilung (Weibull)  $v_{ave} = 10 \text{ m/s}, k = 2$
- Berücksichtigte Windgeschwindigkeiten 4 – 24 m/s, Schrittweite 2 m/s

- Höhengradient  $\alpha = 0,14$
- Vertikale Anströmung  $\varphi = 0^\circ$
- Luftdichte  $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$

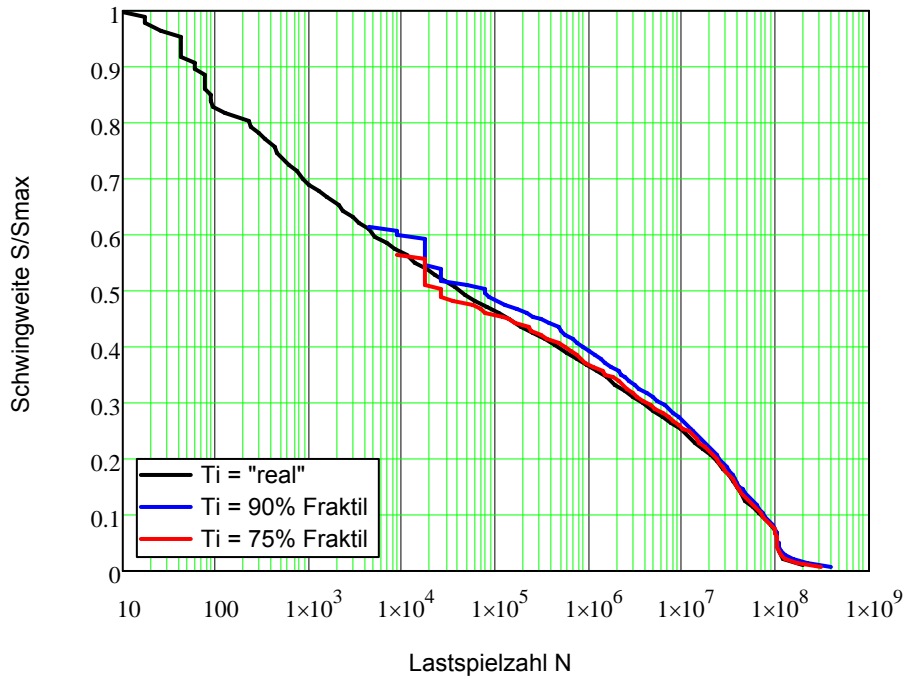
Die in den Berechnungen verwendeten Turbulenzintensitäten entsprechen dem 90%, bzw. 75% Fraktile der ermittelten Turbulenzintensität am Standort FINO1 und der „real“ am Standort auftretenden Turbulenzintensitätsverteilung über der Windgeschwindigkeit und innerhalb der Wind Bins (Abbildung 18). Die „real“ am Standort auftretende Turbulenzintensitätsverteilung im Bereich von 4m/s – 24 m/s wurde mit 458 Berechnungen diskretisiert.

Für alle Zeitreihen wurde der gleiche Wind-Seed verwendet.

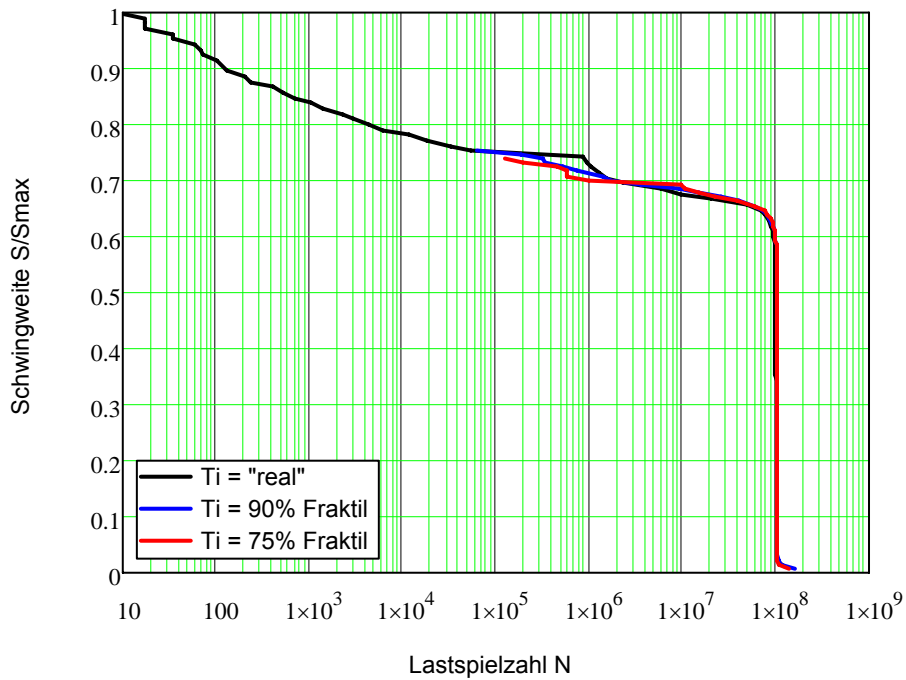


**Abbildung 18: In der Vergleichsberechnung berücksichtigte Turbulenzintensitäten für die Berechnung mit dem 90% bzw. 75% Fraktile der Turbulenzintensität und der Berechnung unter Berücksichtigung der „realen“ Turbulenzintensitätsverteilung.**

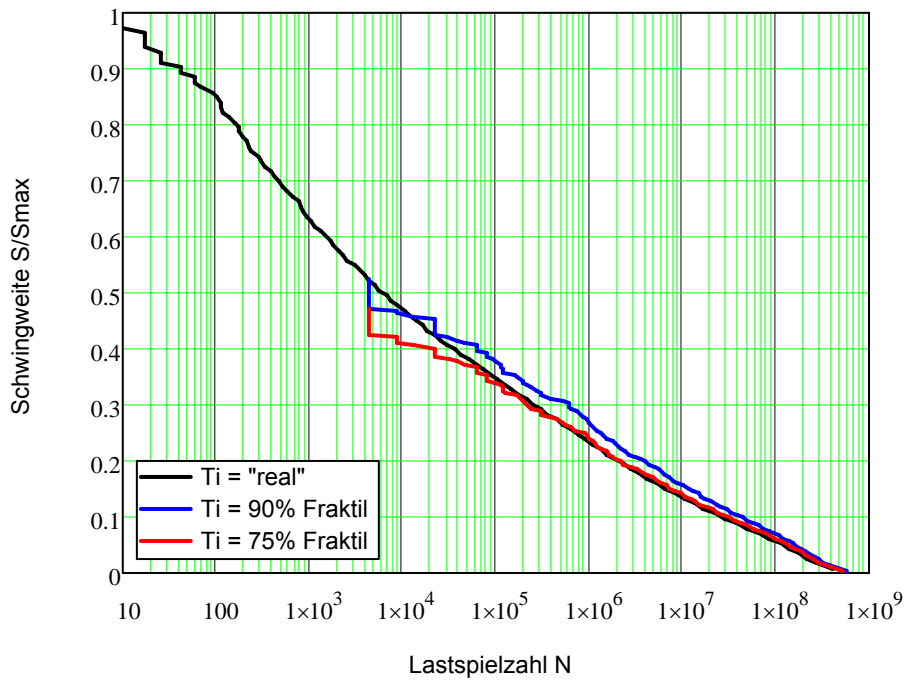
Die Betriebslasten wurden als Mehrstufenkollektive ausgewertet und gegenübergestellt.



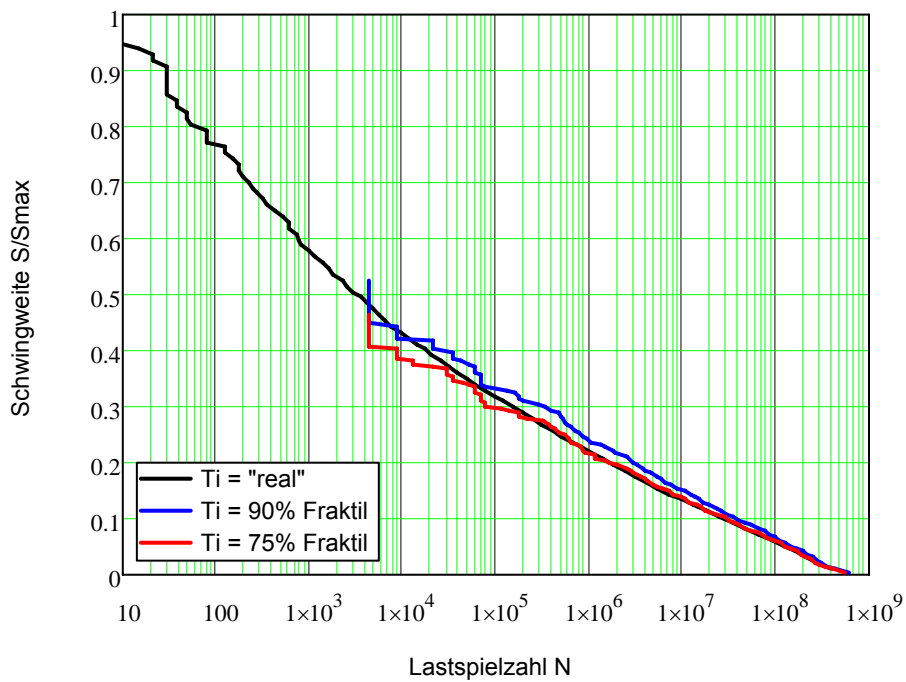
**Abbildung 19: Betriebslastkollektiv M\_flapwise Blattwurzel Blatt1  
(Vergleich Turbulenzintensität)**



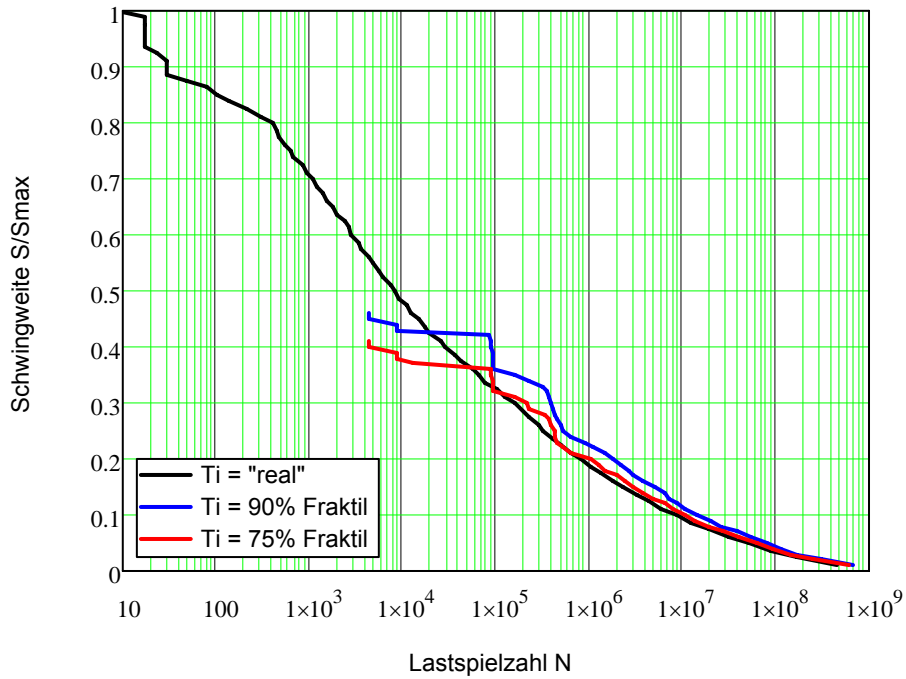
**Abbildung 20: Betriebslastkollektiv M\_edgewise Blattwurzel Blatt1  
(Vergleich Turbulenzintensität)**



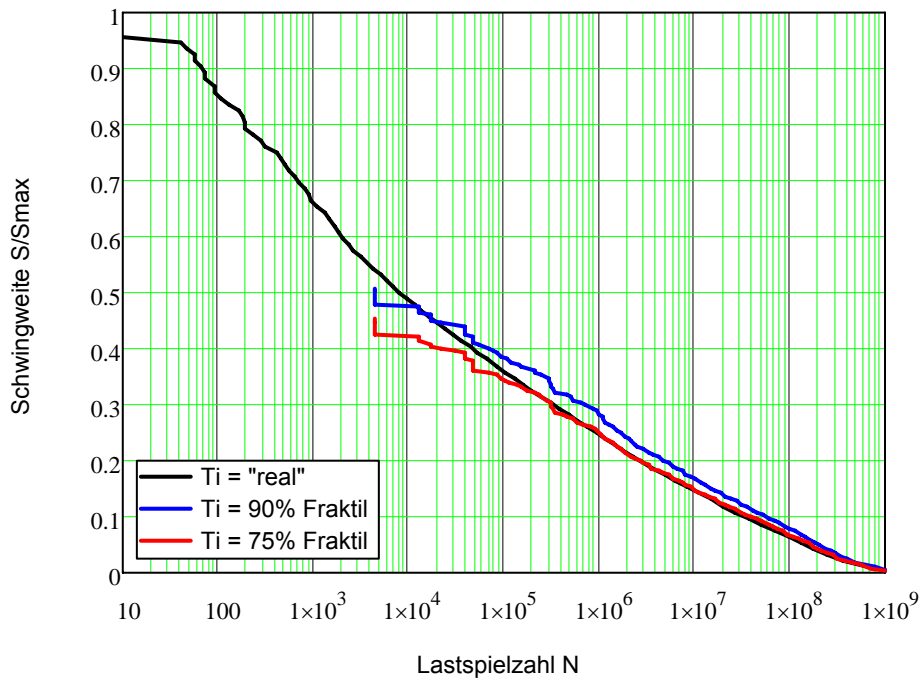
**Abbildung 21: Mx Nabe Welle nicht rotierend  
(Vergleich Turbulenzintensität)**



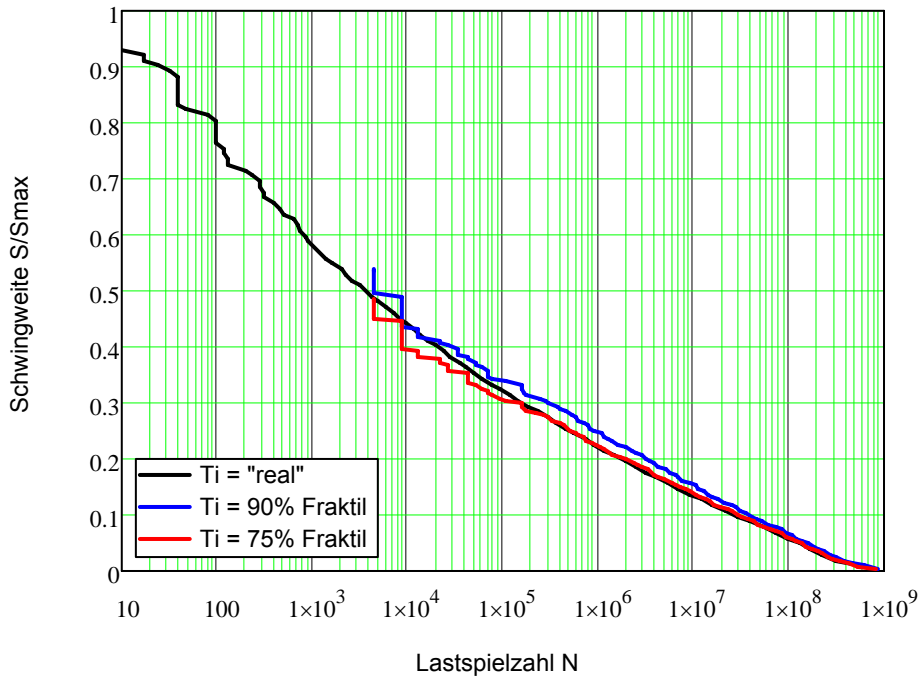
**Abbildung 22: My Nabe Welle nicht rotierend  
(Vergleich Turbulenzintensität)**



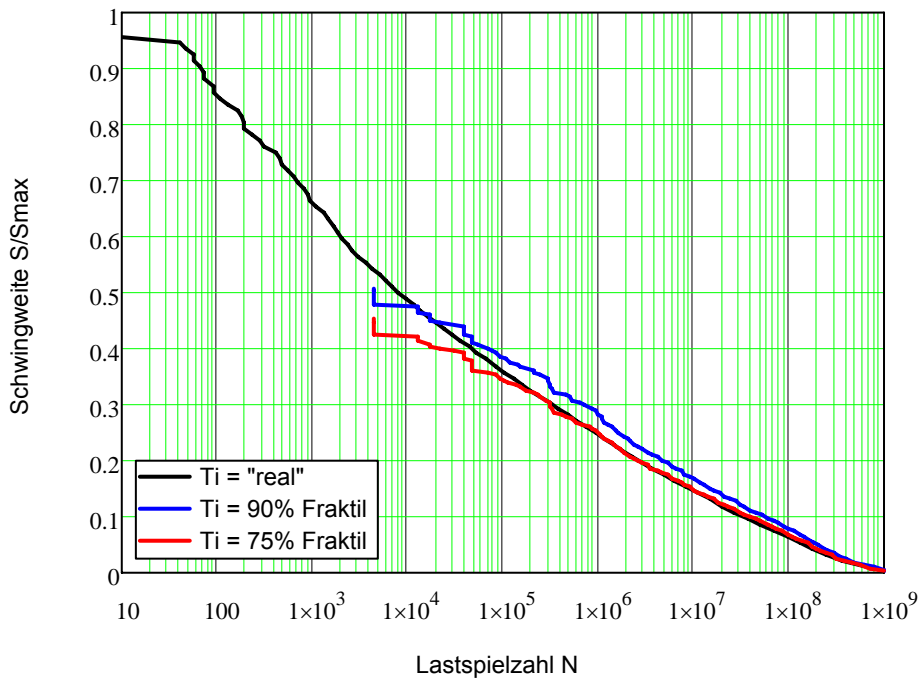
**Abbildung 23: Mz Nabe Welle nicht rotierend  
(Vergleich Turbulenzintensität)**



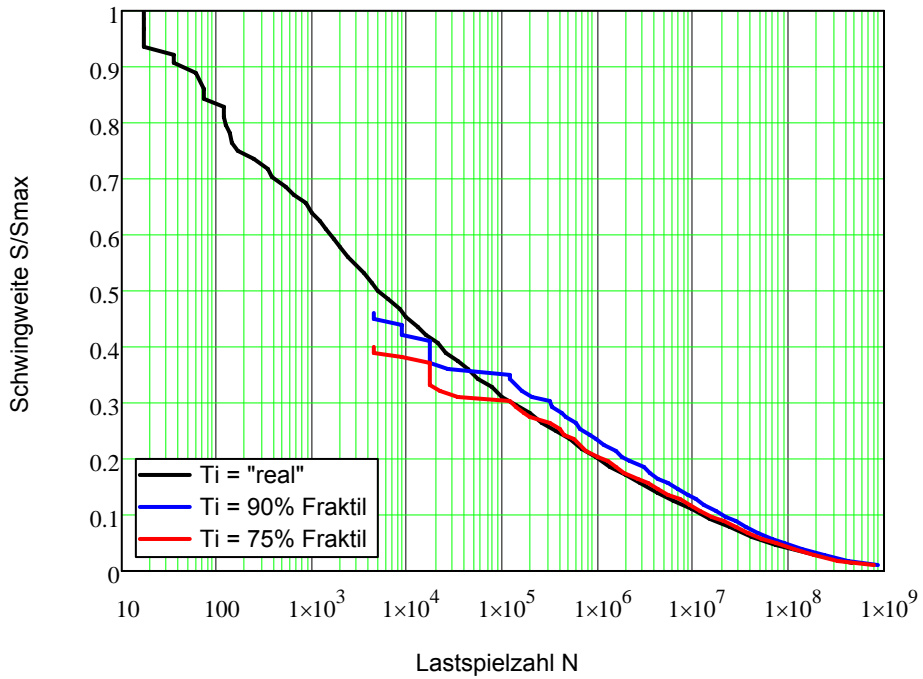
**Abbildung 24: Mx Turmkopf  
(Vergleich Turbulenzintensität)**



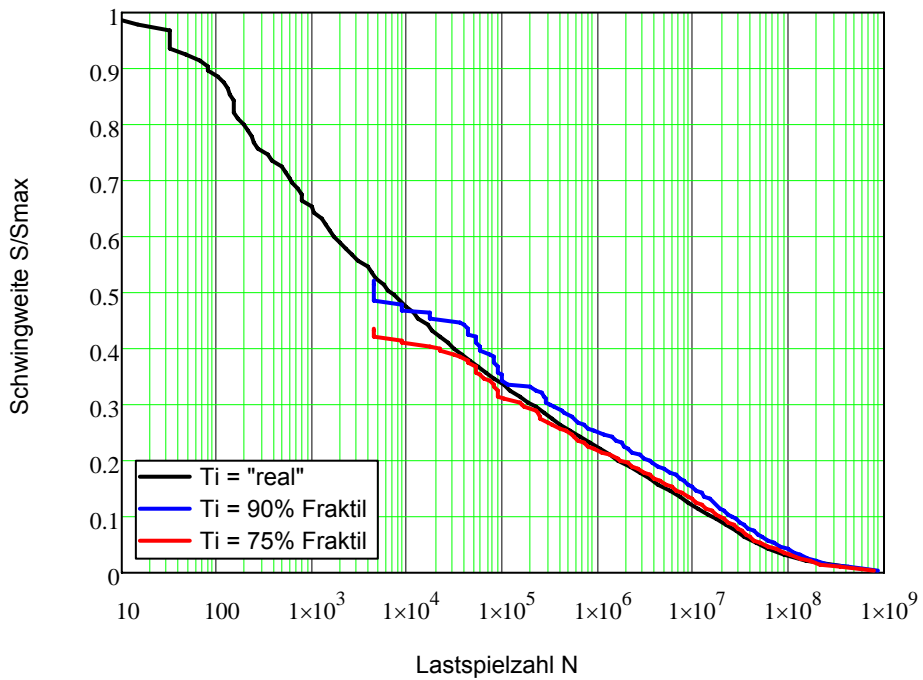
**Abbildung 25: My Turmkopf  
(Vergleich Turbulenzintensität)**



**Abbildung 26: Mz Turmkopf  
(Vergleich Turbulenzintensität)**

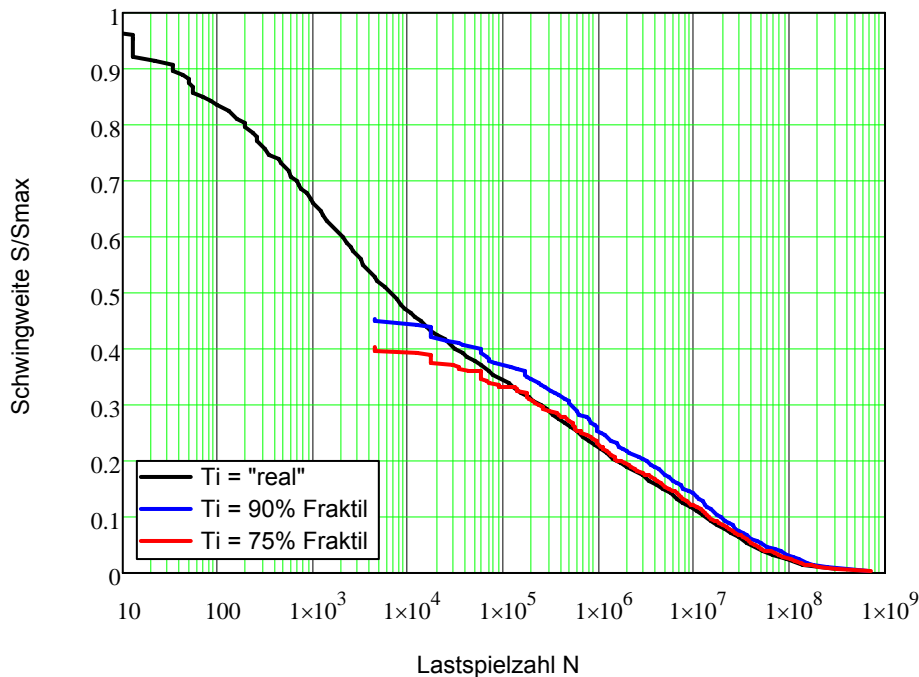


**Abbildung 27: Mx Turmfuß  
(Vergleich Turbulenzintensität)**



**Abbildung 28: My Turmfuß  
(Vergleich Turbulenzintensität)**





**Abbildung 29: Mz Turmfuß  
(Vergleich Turbulenzintensität)**

## Fazit

Die Betriebsfestigkeitslastauswertung auf Basis des 90% Fraktils der Turbulenzintensität liefert eine der „realen“ Verteilung entsprechende Betriebsfestigkeitslastberechnung abdeckendes Lastniveau.

Eine Berechnung auf Basis des 75% Fraktils liefert nahezu identische Belastungen zur „reale“ Berechnung, kann jedoch nicht in jedem Fall als konservativ angesehen werden.

Die Forderung der IEC 61400-1 und IEC61400-3 das 90% Quantil der Turbulenzintensitätsverteilung anzusetzen, kann als konservativ betrachtet werden.

### 2.3.3 Windparkeffekte

Die von DEWI untersuchte Beispielkonfiguration eines Windparks von 10 x 10 Anlagen an Standort FINO1 wurde für die Windenergieanlagen

- Repower 5M
- Multibrid M5000
- Enercon E122

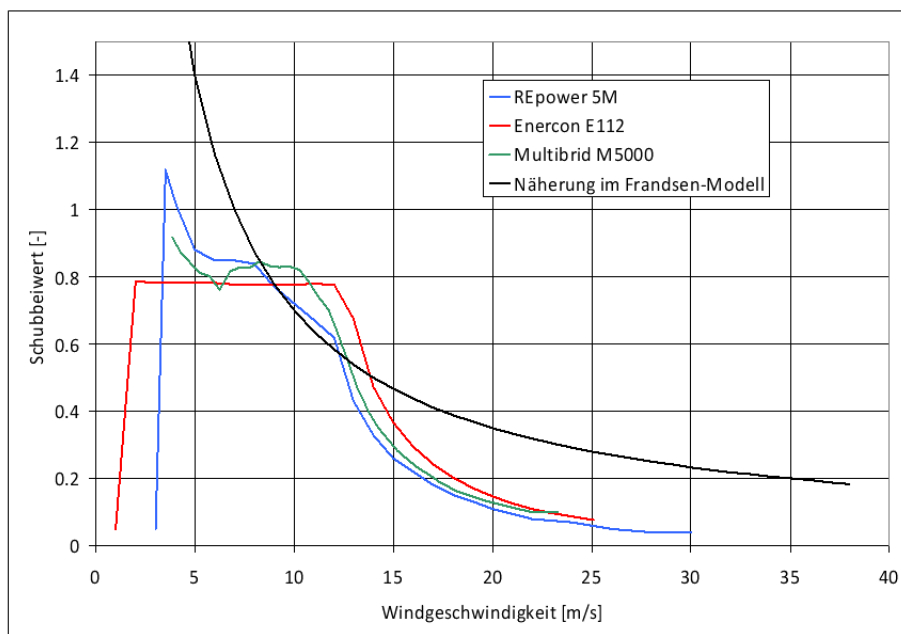
betrachtet.

Die dabei verwendeten Methoden zur Bestimmung der Turbulenzintensität sind:

- Frandsen Methode mit Verwendung eines approximierten Schubbeiwert (Abbildung 30)
- Frandsen Methode mit Verwendung der korrekten Schubbeiwerte (Abbildung 30)
- CFD Simulation mit Reduktion der Windgeschwindigkeit
- CFD Simulation ohne Reduktion der Windgeschwindigkeit

Die in Abbildung 30 dargestellten Schubbeiwerte dienen als Eingangsgrößen für das Frandsen Modell zur Bestimmung der Turbulenzintensität im Nachlauf einer Windenergieanlage. Es wird deutlich, dass die approximierten Schubbeiwertsurve als Näherung im Frandsen-Modell in weiten Bereichen oberhalb der tatsächlichen Schubbeiwerte liegt.

Im Folgenden soll untersucht werden, in wie weit sich die Verwendung der korrekten Schubbeiwertsurven als günstig in Bezug auf die Betriebsfestigkeitslasten im Windpark auswirken.



DEWI GmbH . Germany . France . Spain . Brasil . www.dewi.de



Quality by Know-how.

**Abbildung 30: Schubbeiwerte der betrachteten Windenergieanlagen und approximierter Schubbeiwert als Eingangsgrößen für das Frandsen Modell.**

Des Weiteren soll untersucht werden, in wie weit sich die Betriebsfestigkeitslasten bei Anwendung der CFD-Simulation im Vergleich zur Frandsen-Methode verändern und in wie weit eine Berücksichtigung der Windgeschwindigkeitsreduktion im Windpark zu einer Reduzierung der Betriebsfestigkeitslasten führt.

Die Darstellung der Vergleiche zwischen den Methoden erfolgt für den gesamten Windpark von 10 x 10 Anlagen (Abbildung 31). Jede Anlage wird durch eine Säule

repräsentiert. Die Höhe der Säule gibt das Verhältnis zwischen den jeweils betrachteten Methoden wieder. Diese eher qualitative Darstellung wird durch die direkt unter dem Diagramm stehende tabellarische Auflistung der exakten Werte ergänzt.

Beispiel: Vergleich zwischen Frandsen-Methode mit approximiertem Schubbeiwert und CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion.

Für die Anlage an der Position 1 / 0 ergibt sich für das Einstufenkollektiv mit dem Wöhlerkoeffizienten  $m=10$ , unter Verwendung der Frandsen-Methode, ein um das 1.36fach höhere Moment, als bei der Verwendung der Umgebungsparameter aus der CFD Simulation.

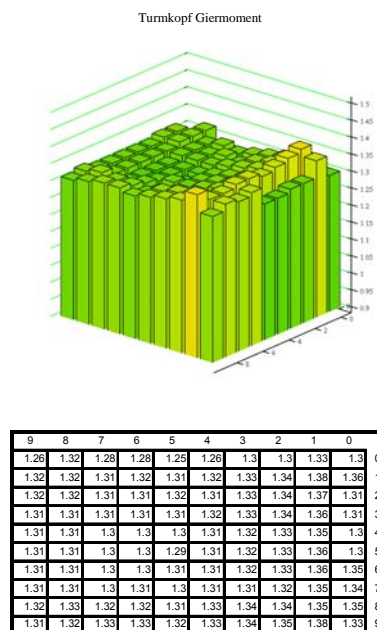


Abbildung 31: Beispiel der Ergebnisdarstellung

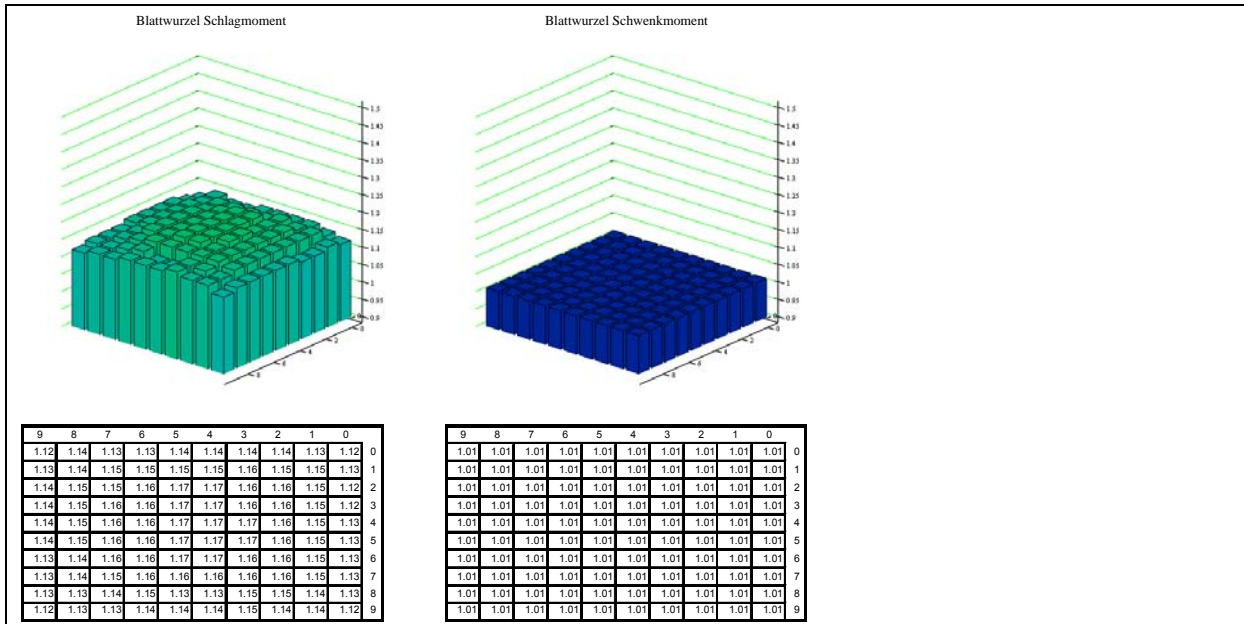
### Vergleich approximierter Schubbeiwert zu korrektem Schubbeiwert

Im Folgenden werden die Vergleich der Windparkberechnungen, ermittelt auf Basis der Turbulenzintensitäten, die durch das DEWI mit Hilfe der Frandsen Methode mit approximiertem und korrektem Schubbeiwert im Windpark bestimmt worden sind, für die Anlagen

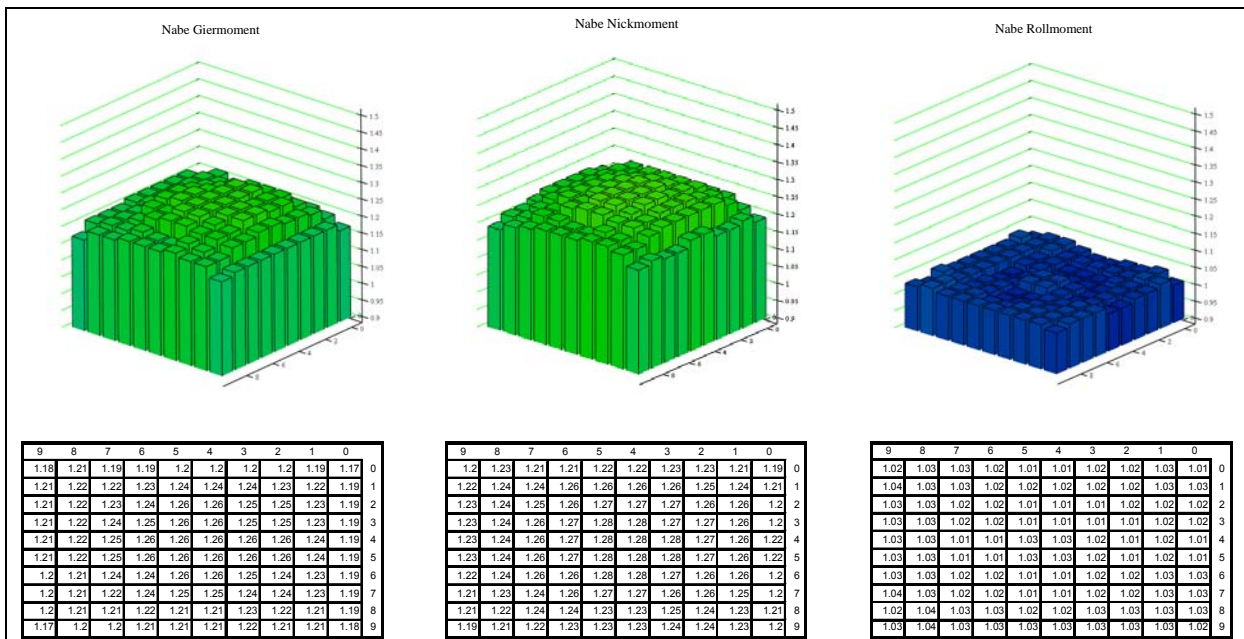
- REpower 5M
- Multibrid M5000
- Enercon E112

dargestellt.

**REpower 5M:**



**Abbildung 32: Verhältnis von Frandsen-Methode mit approximiertem zu korrektem Schubbeiwert, Blattwurzel (m=10), REpower 5M**



**Abbildung 33: Verhältnis von Frandsen-Methode mit approximiertem zu korrektem Schubbeiwert, Nabe (m=10), REpower 5M**

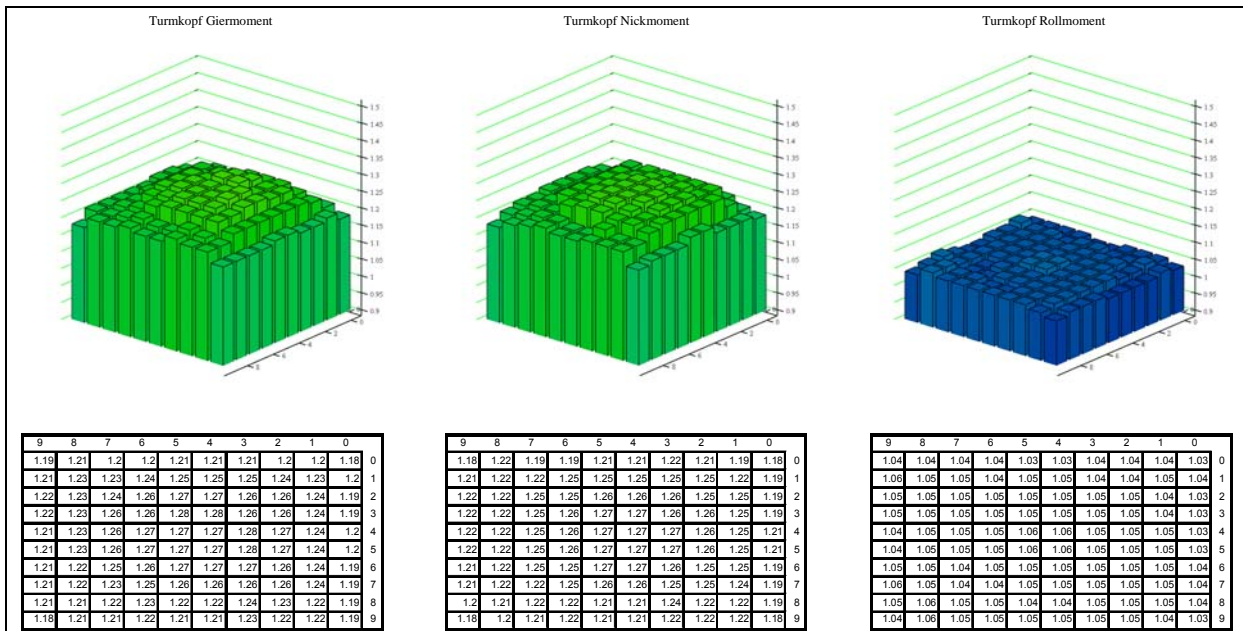


Abbildung 34: Verhältnis von Frandsen-Methode mit approximiertem zu korrektem Schubbeiwert, Turmkopf (m=10) , REpower 5M

**Multibrid M5000:**

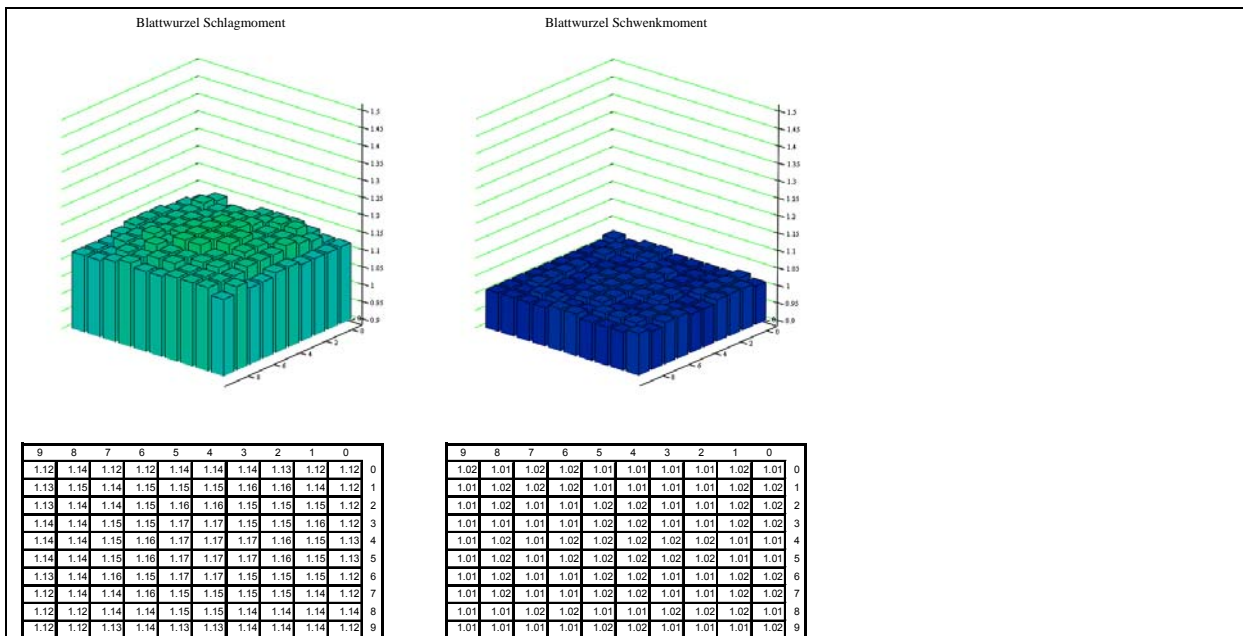


Abbildung 35: Verhältnis von Frandsen-Methode mit approximiertem zu korrektem Schubbeiwert, Blattwurzel (m=10), Multibrid M5000

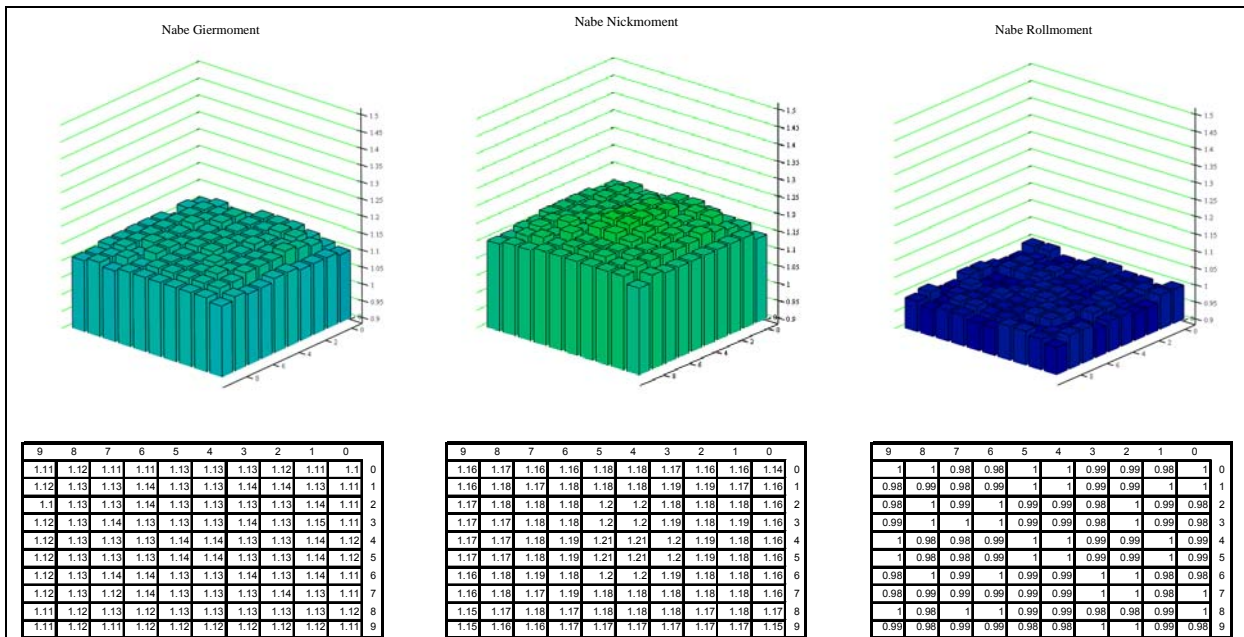


Abbildung 36: Verhältnis von Frandsen-Methode mit approximiertem zu korrektem Schubbeiwert, Nabe (m=10), Multibrid M5000

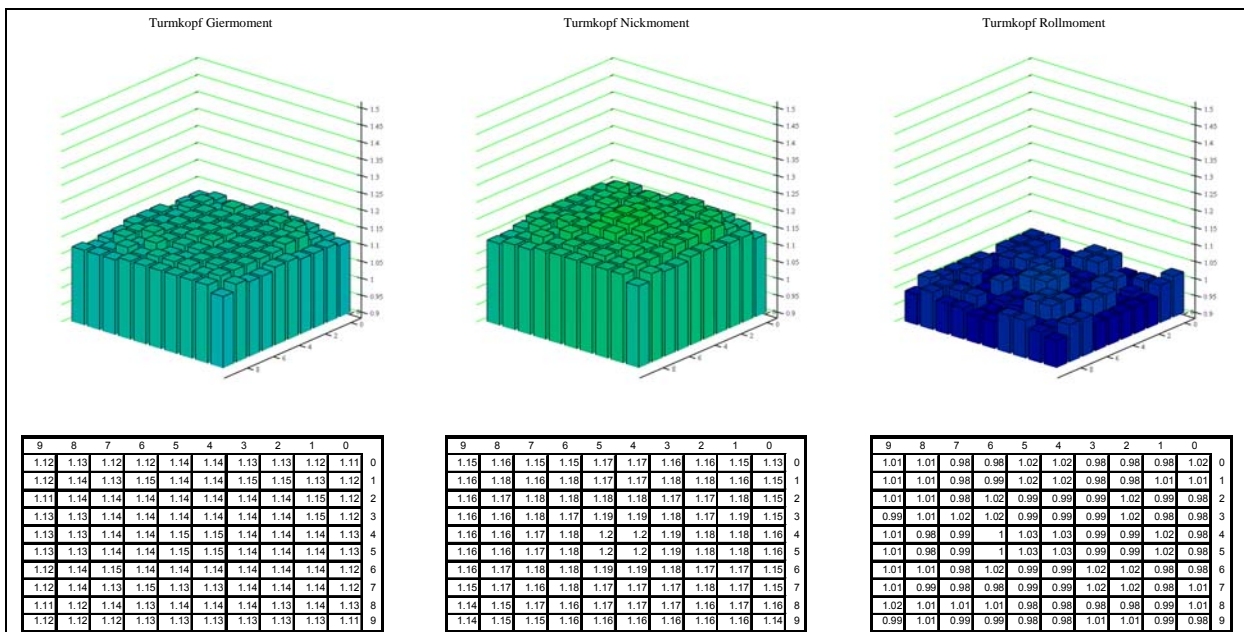
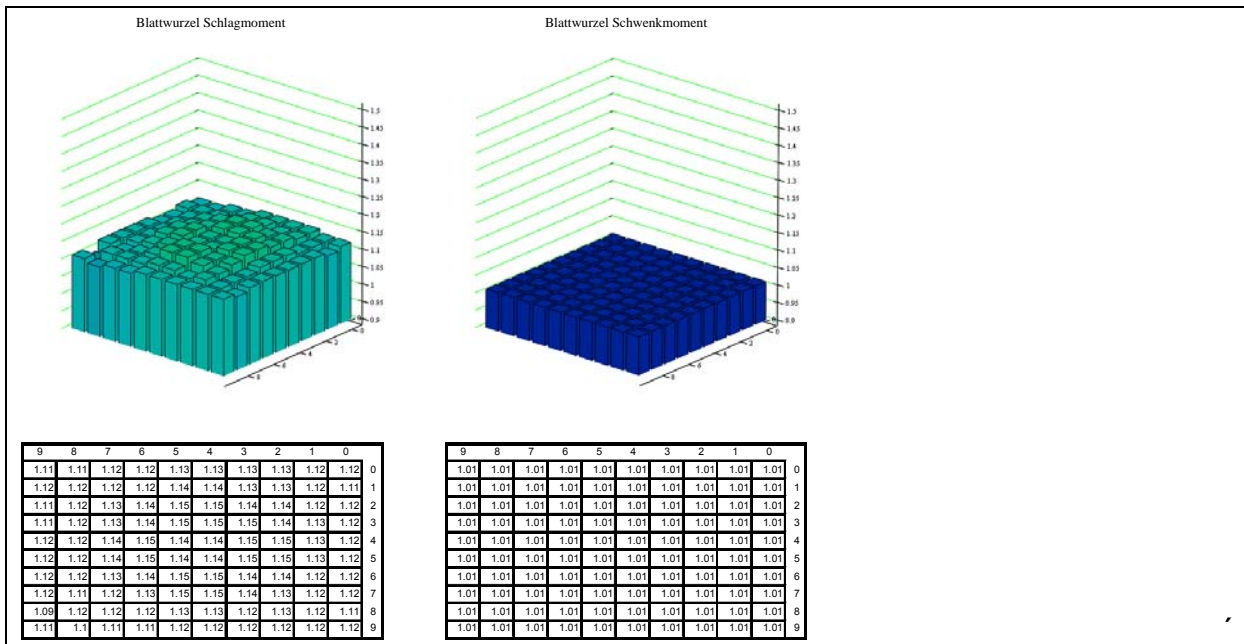
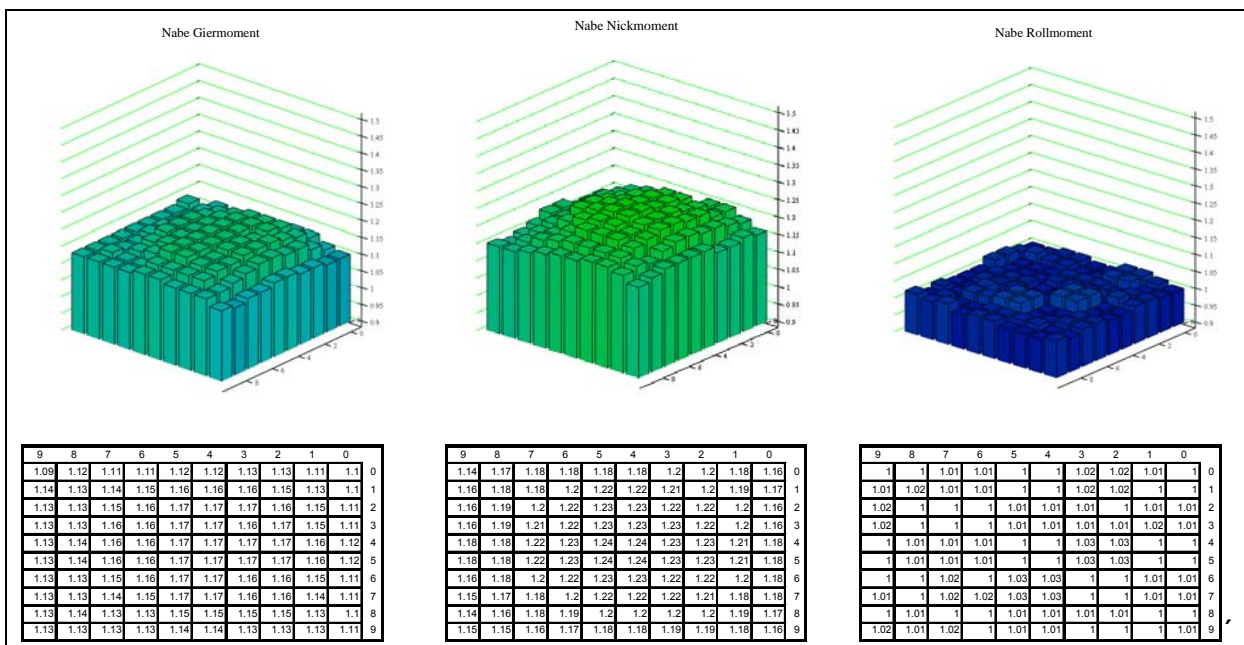


Abbildung 37: Verhältnis von Frandsen-Methode mit approximiertem zu korrektem Schubbeiwert, Turmkopf (m=10), Multibrid M5000

**Enercon E112:**



**Abbildung 38: Verhältnis von Frandsen-Methode mit approximiertem zu korrektem Schubbeiwert, Blattwurzel (m=10), Enercon E112**



**Abbildung 39: Verhältnis von Frandsen-Methode mit approximiertem zu korrektem Schubbeiwert, Nabe (m=10), Enercon E112**

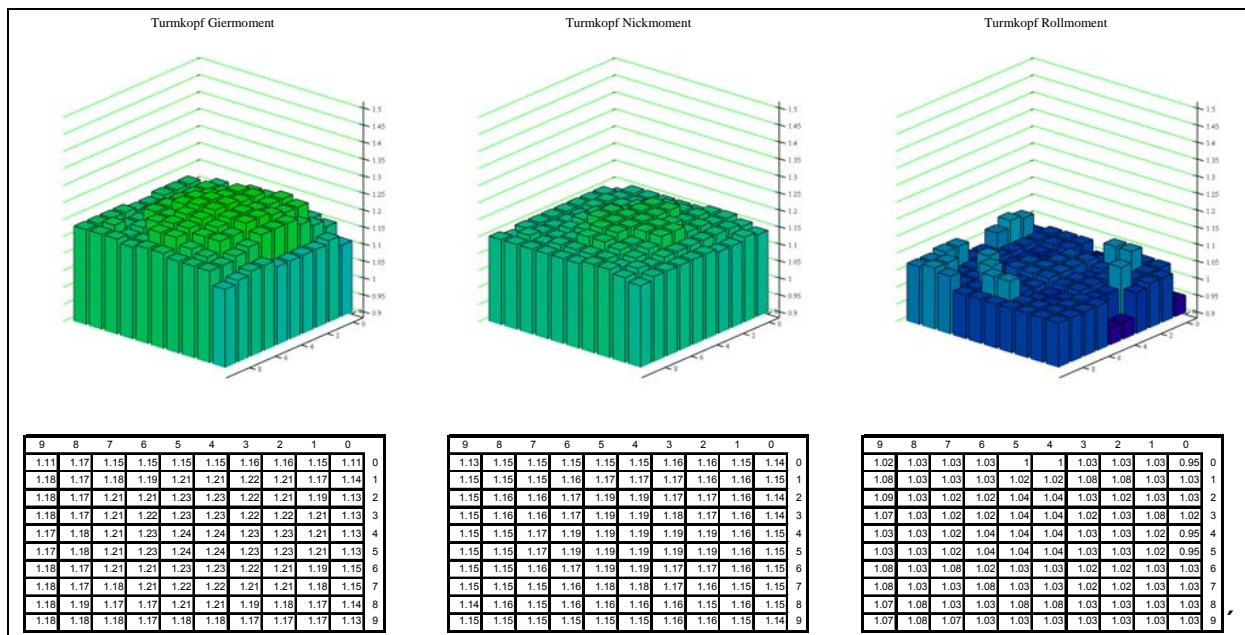


Abbildung 40: Verhältnis von Frandsen-Methode mit approximiertem zu korrektem Schubbeiwert, Turmkopf ( $m=10$ ), Enercon E112

### Fazit:

Im Einzelfall kann die Betriebsfestigkeitslast mit approximiertem Schubbeiwert um 28% über der Betriebslast mit korrektem Schubbeiwert liegen.

Das Blattwurzelschwenkmoment, sowie das Nabenrollmoment und das Turmkopffrollmoment zeigen keine wesentliche Erhöhung bei der Berechnung mit approximiertem Schubbeiwert.

### Vergleich CFD Simulation mit und ohne Windgeschwindigkeitsreduktion

Im Folgenden werden die Vergleiche der Windparkberechnungen, ermittelt auf Basis der Turbulenzintensitäten die durch das DEWI mit Hilfe der CFD Simulation mit und ohne Windgeschwindigkeitsreduktion im Windpark bestimmt worden sind, für die Anlage

- REpower 5M dargestellt.



## REpower 5M

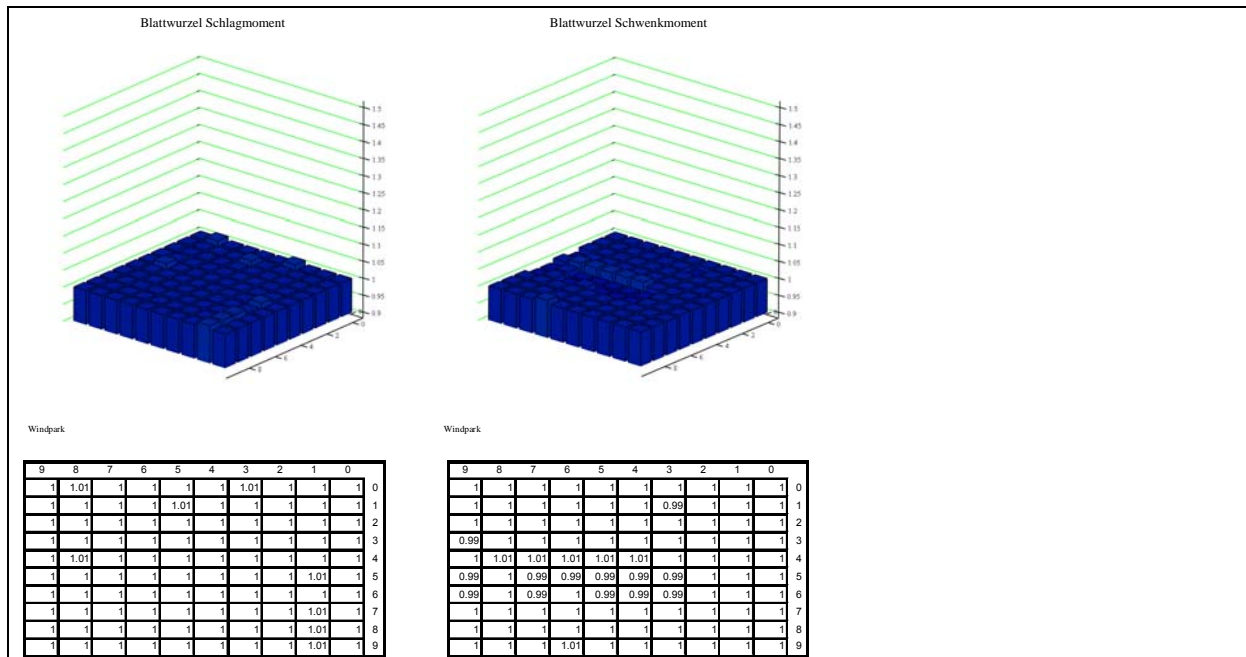


Abbildung 41: Verhältnis von CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion zu CFD Simulation mit Windgeschwindigkeitsreduktion, Blattwurzel (m=10), REpower 5M

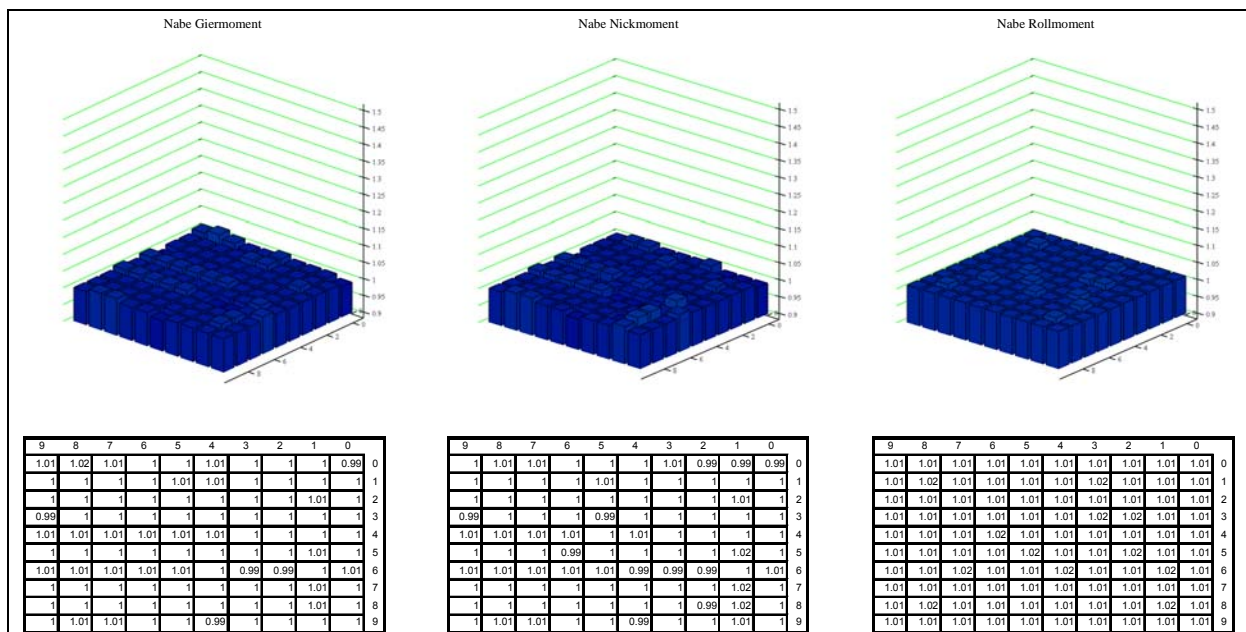
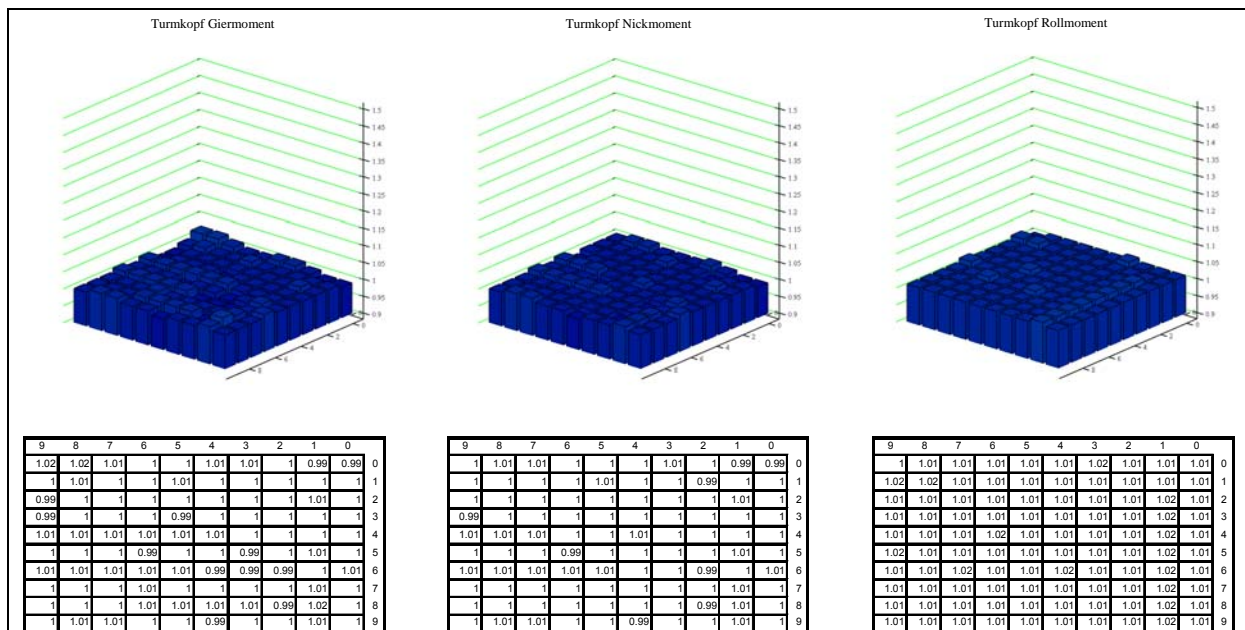


Abbildung 42: Verhältnis von CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion zu CFD Simulation mit Windgeschwindigkeitsreduktion, Nabe (m=10), REpower 5M



**Abbildung 43: Verhältnis von CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion zu CFD Simulation mit Windgeschwindigkeitsreduktion, Turmkopf (m=10), REpower 5M**

## Fazit

Die Berücksichtigung der Windgeschwindigkeitsreduktion im Windpark hat keinen wesentlichen Einfluss auf die Betriebslasten.

### 2.3.4 Vergleich Frandsen-Methode mit approximiertem und korrektem Schubbeiwert zu CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion

Im Folgenden werden die Vergleiche der Windparkberechnungen, ermittelt auf Basis der Turbulenzintensitäten, die durch das DEWI mit Hilfe der Frandsen Methode mit approximiertem Schubbeiwert und der CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion im Windpark bestimmt worden sind, für die Anlagen

- REpower 5M
- Multibrid M5000
- Enercon E112

dargestellt.

## REpower 5M

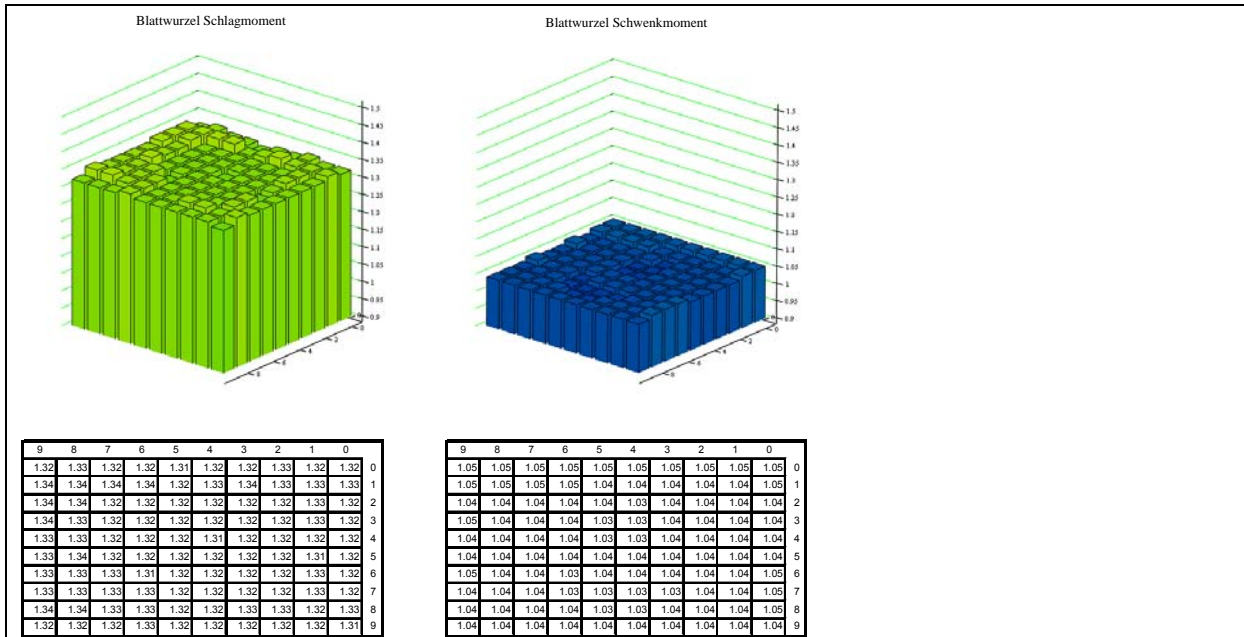


Abbildung 44: Verhältnis von Frandsen-Methode mit approximiertem Schubbeiwert zu CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion, Blattwurzel (m=10), REpower 5M

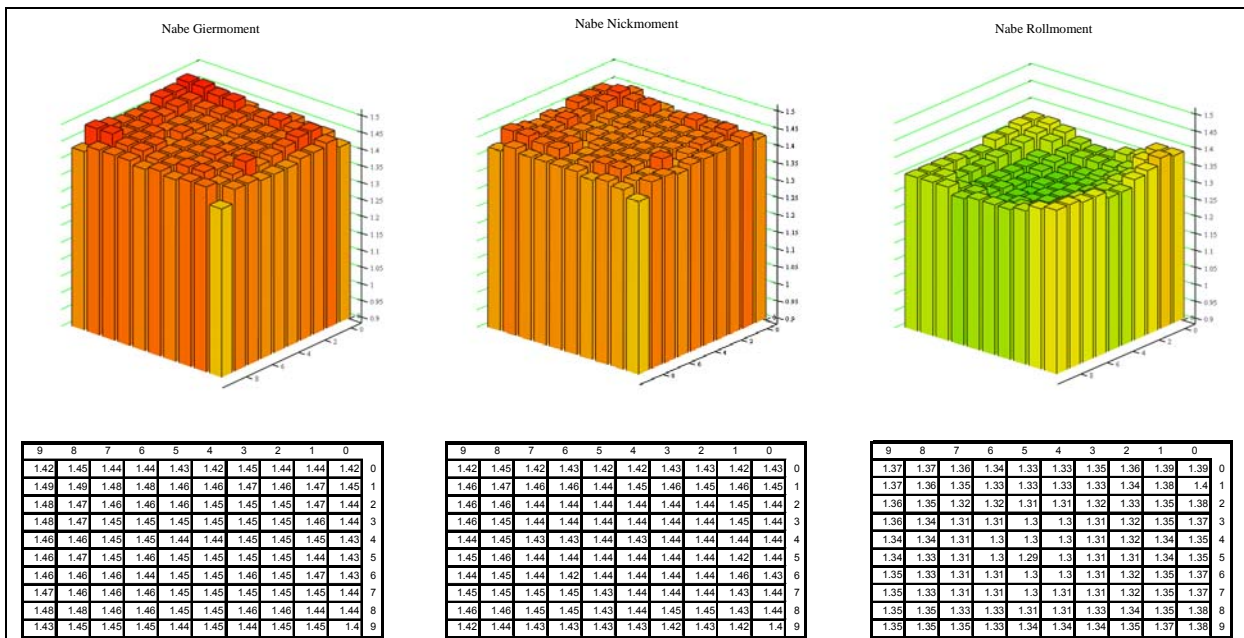


Abbildung 45: Verhältnis von Frandsen-Methode mit approximiertem Schubbeiwert zu CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion, Nabe (m=10), REpower 5M

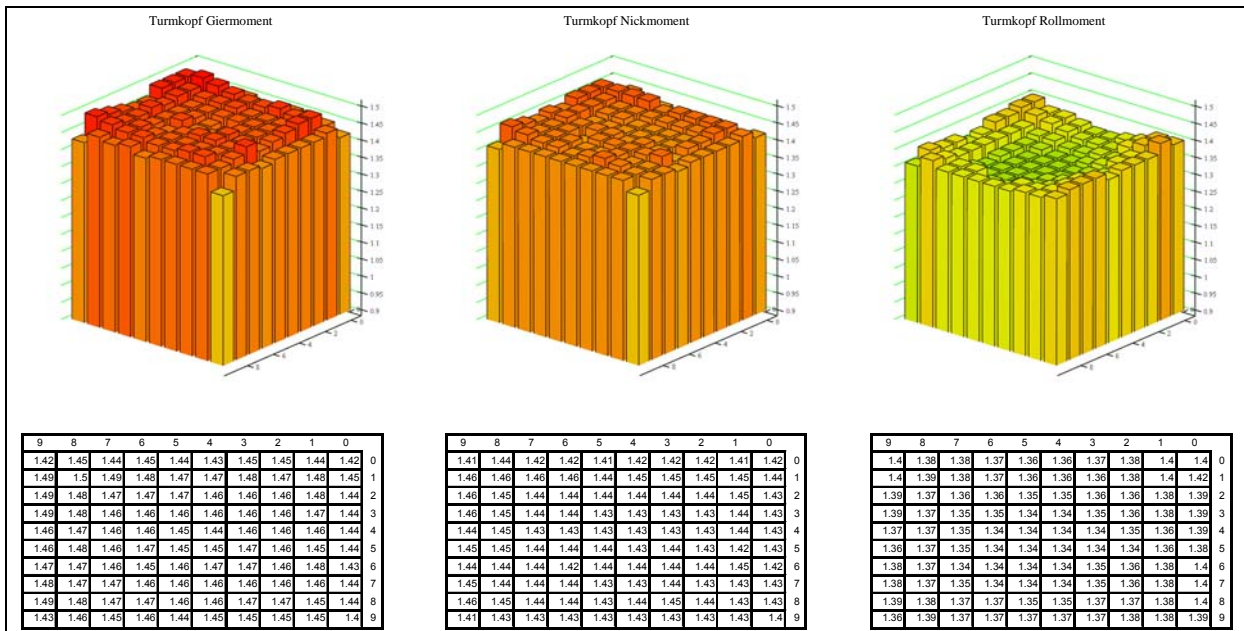


Abbildung 46: Verhältnis von Frandsen-Methode mit approximiertem Schubbeiwert zu CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion, Turmkopf (m=10, REpower 5M)

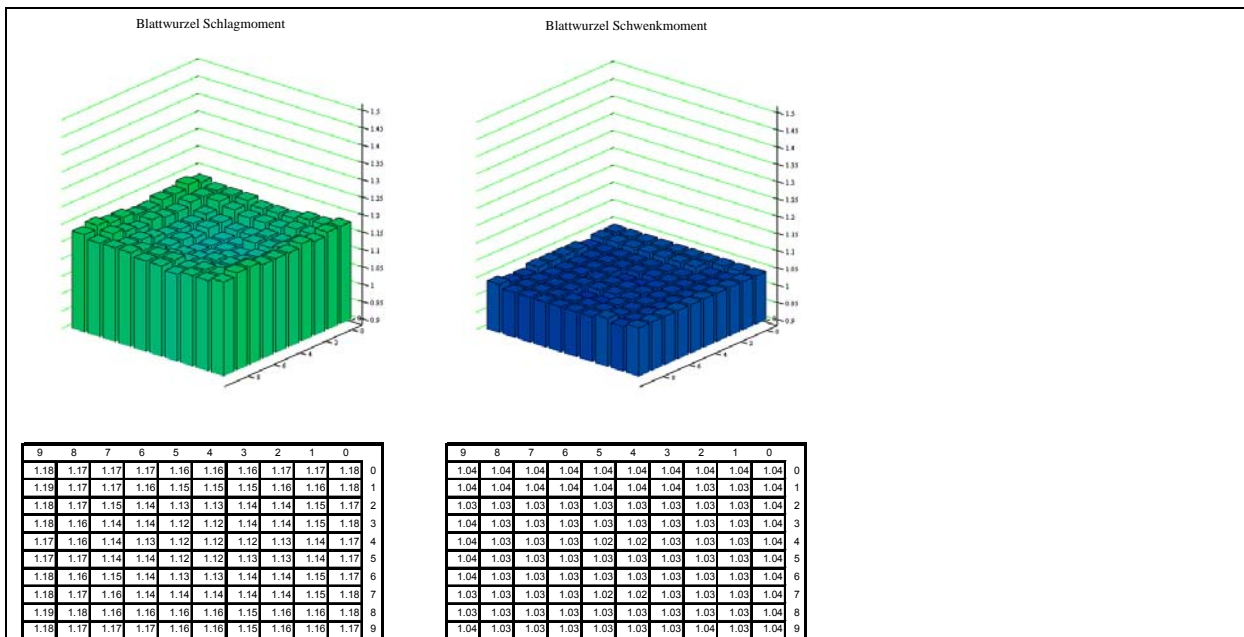


Abbildung 47: Verhältnis von Frandsen-Methode mit korrektem Schubbeiwert zu CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion, Blattwurzel (m=10, REpower 5M)

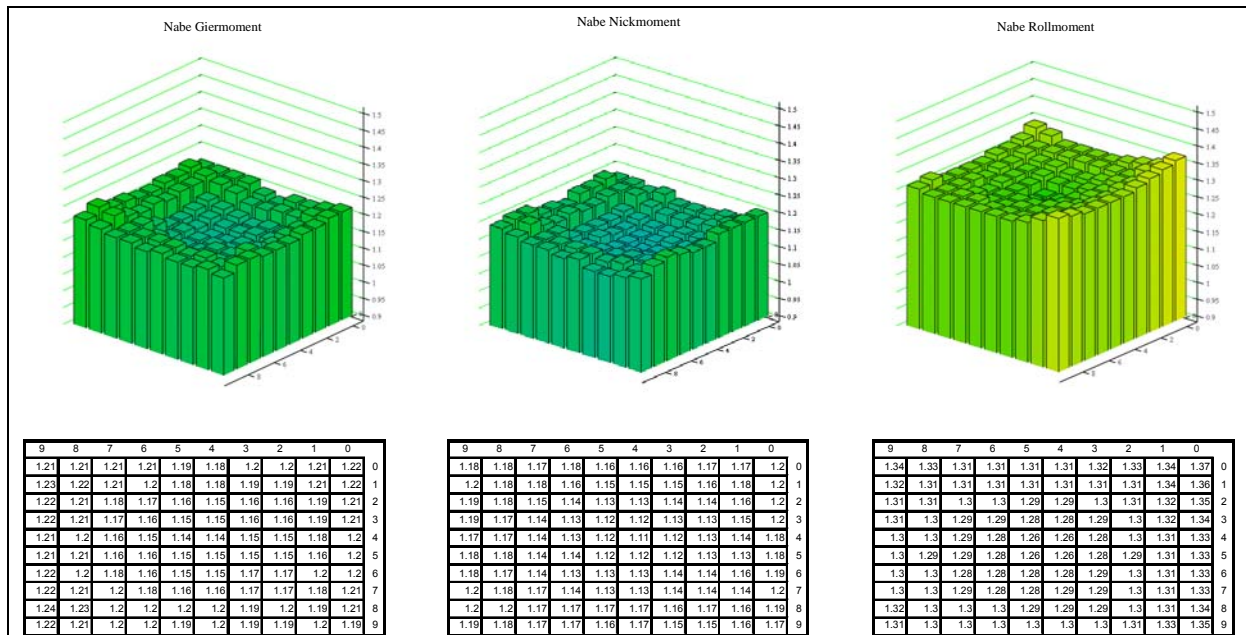


Abbildung 48: Verhältnis von Frandsen-Methode mit korrektem Schubbeiwert zu CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion, Nabe (m=10) ,REpower 5M

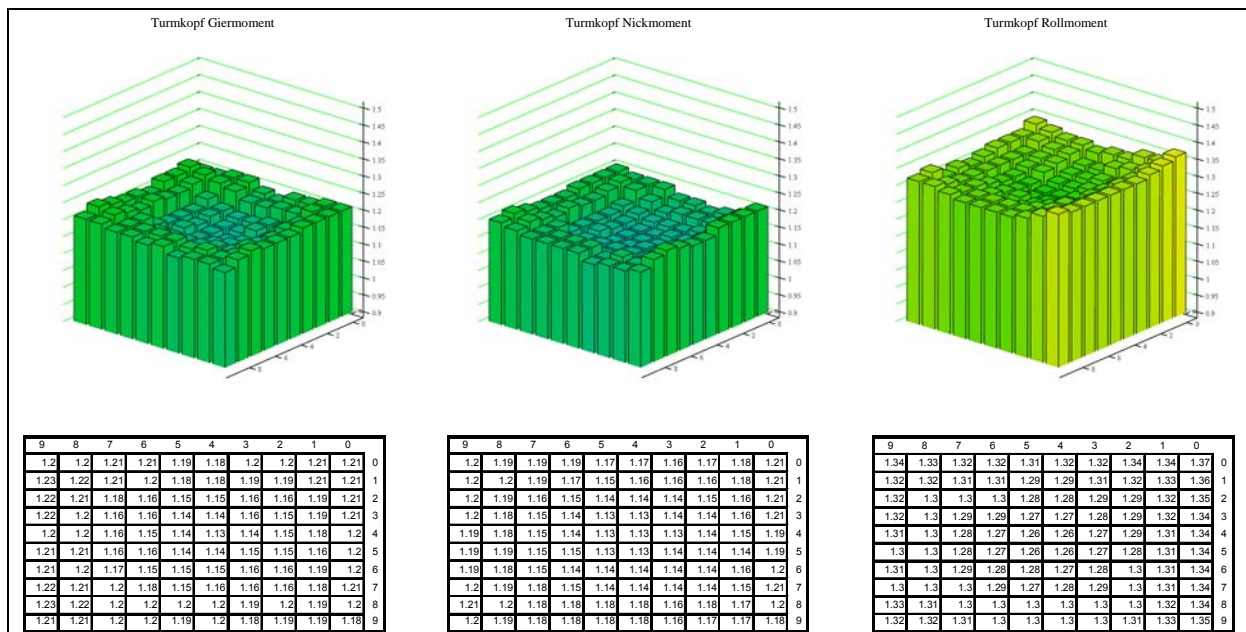


Abbildung 49: Verhältnis von Frandsen-Methode mit korrektem Schubbeiwert zu CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion, Turmkopf (m=10), REpower 5M

### Multibrid M5000

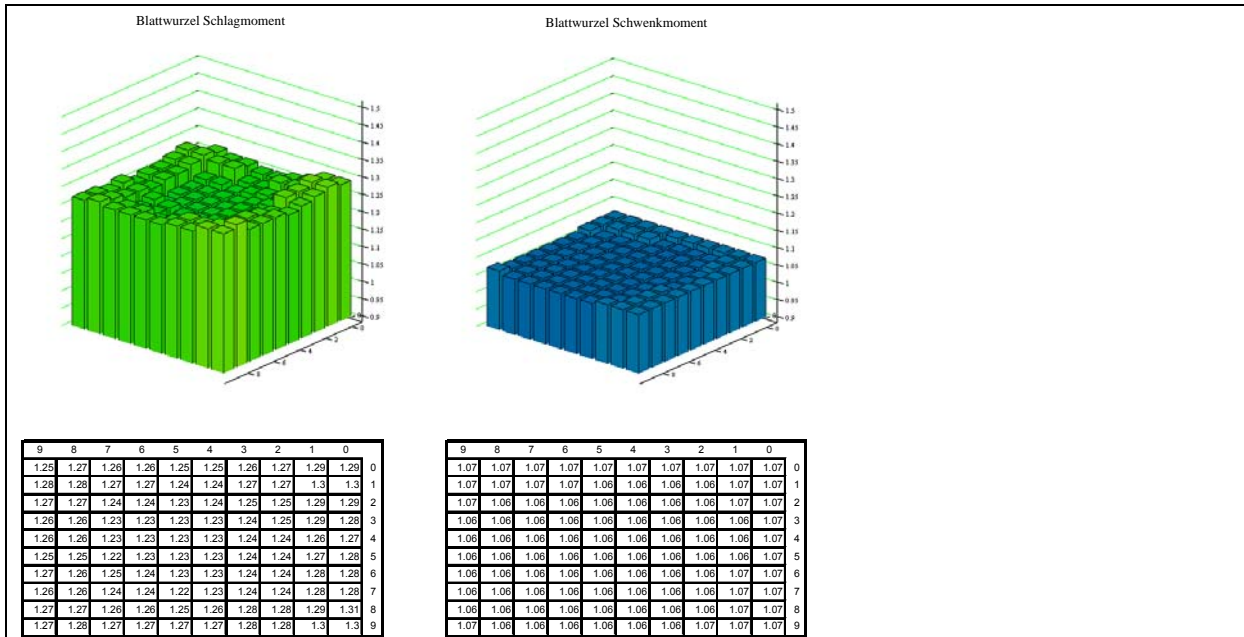


Abbildung 50: Verhältnis von Frandsen-Methode mit approximiertem Schubbeiwert zu CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion, Blattwurzel (m=10), Multibrid M5000

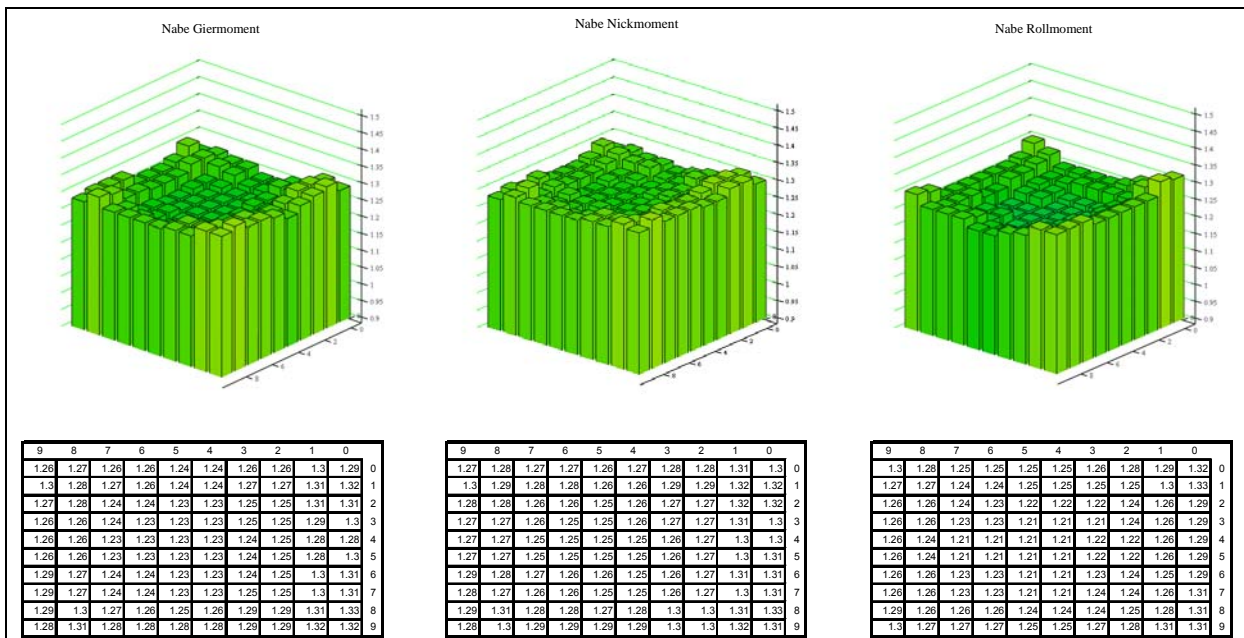
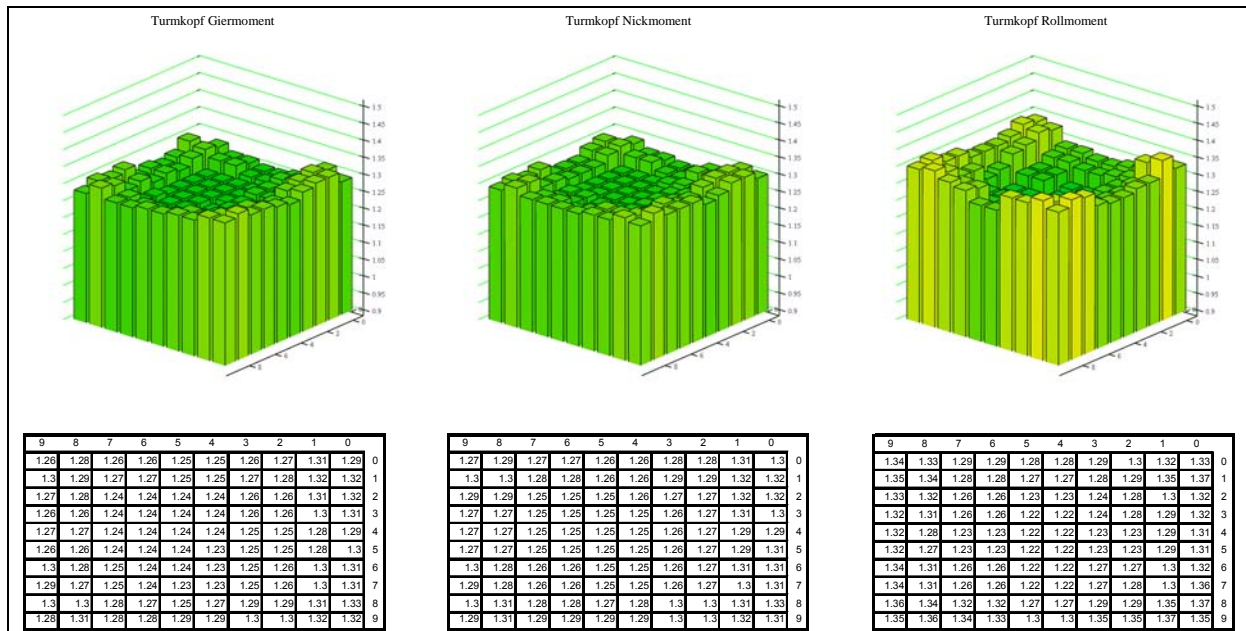
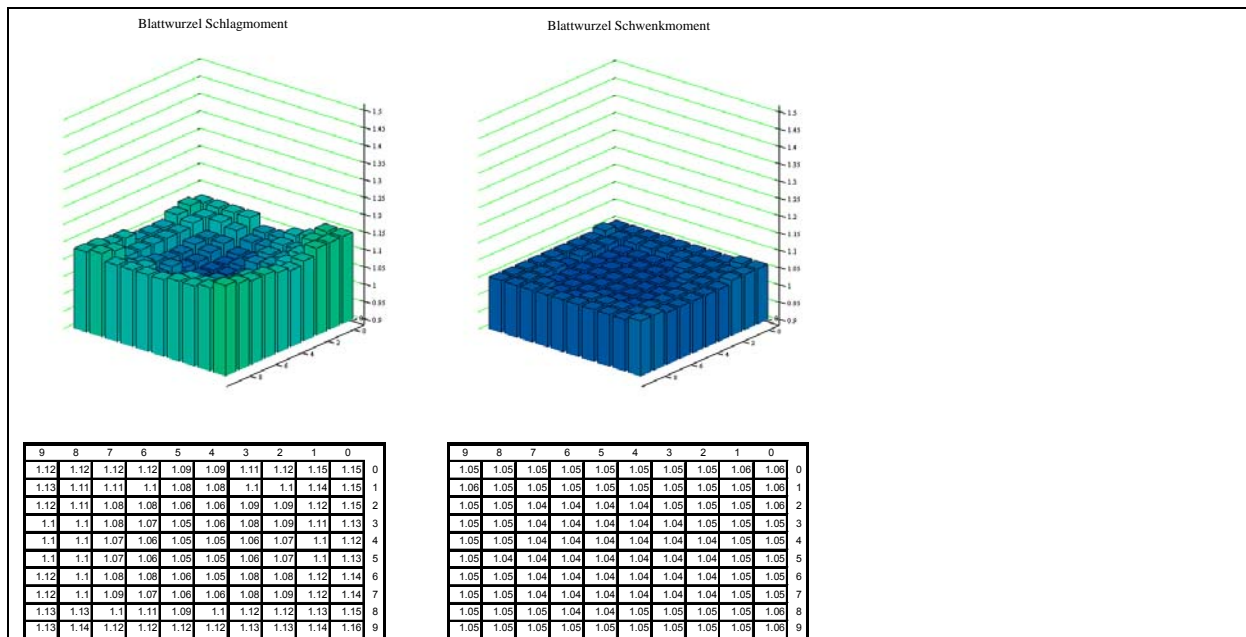


Abbildung 51: Verhältnis von Frandsen-Methode mit approximiertem Schubbeiwert zu CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion, Nabe (m=10), Multibrid M5000



**Abbildung 52: Verhältnis von Frandsen-Methode mit approximiertem Schubbeiwert zu CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion, Turmkopf (m=10), Multibrid M5000**



**Abbildung 53: Verhältnis von Frandsen-Methode mit korrektem Schubbeiwert zu CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion, Blattwurzel (m=10), Multibrid M5000**

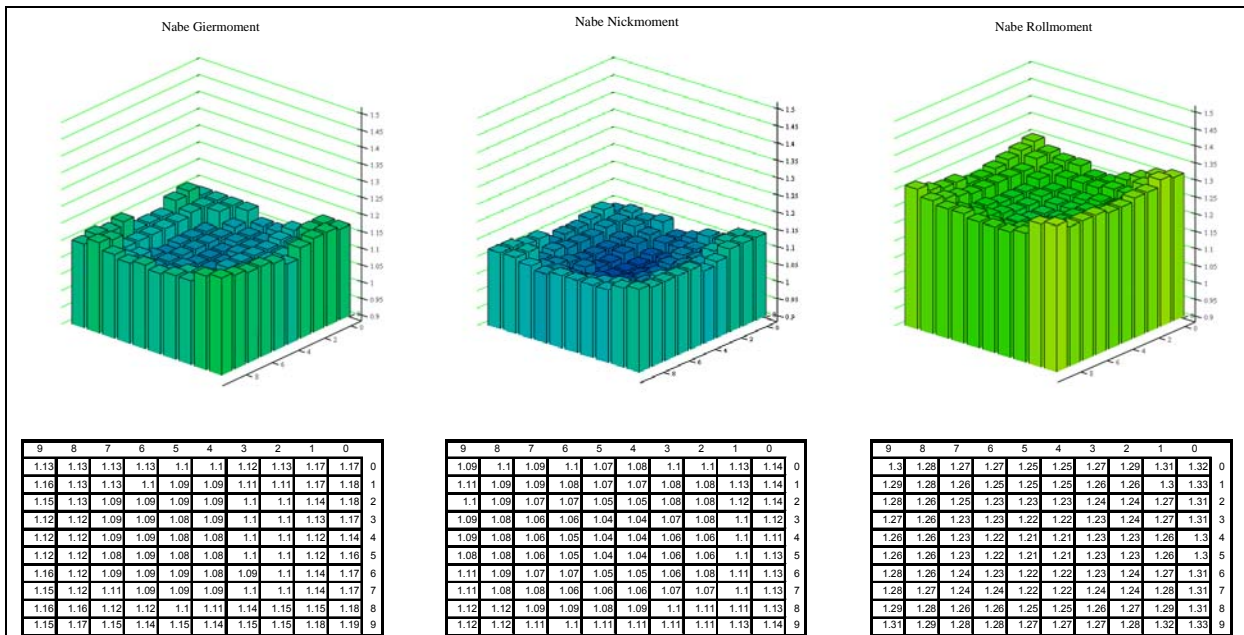


Abbildung 54: Verhältnis von Frandsen-Methode mit korrektem Schubbeiwert zu CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion, Nabe (m=10), Multibrid M5000

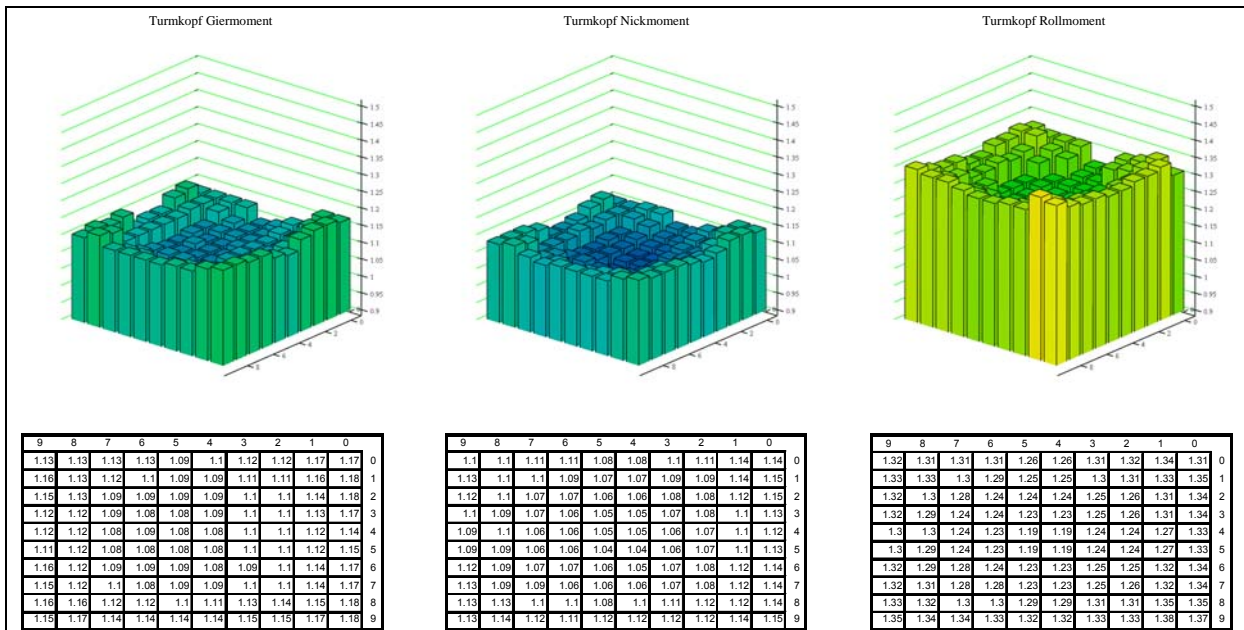


Abbildung 55: Verhältnis von Frandsen-Methode mit korrektem Schubbeiwert zu CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion, Turmkopf (m=10), Multibrid M5000



## Enercon E112

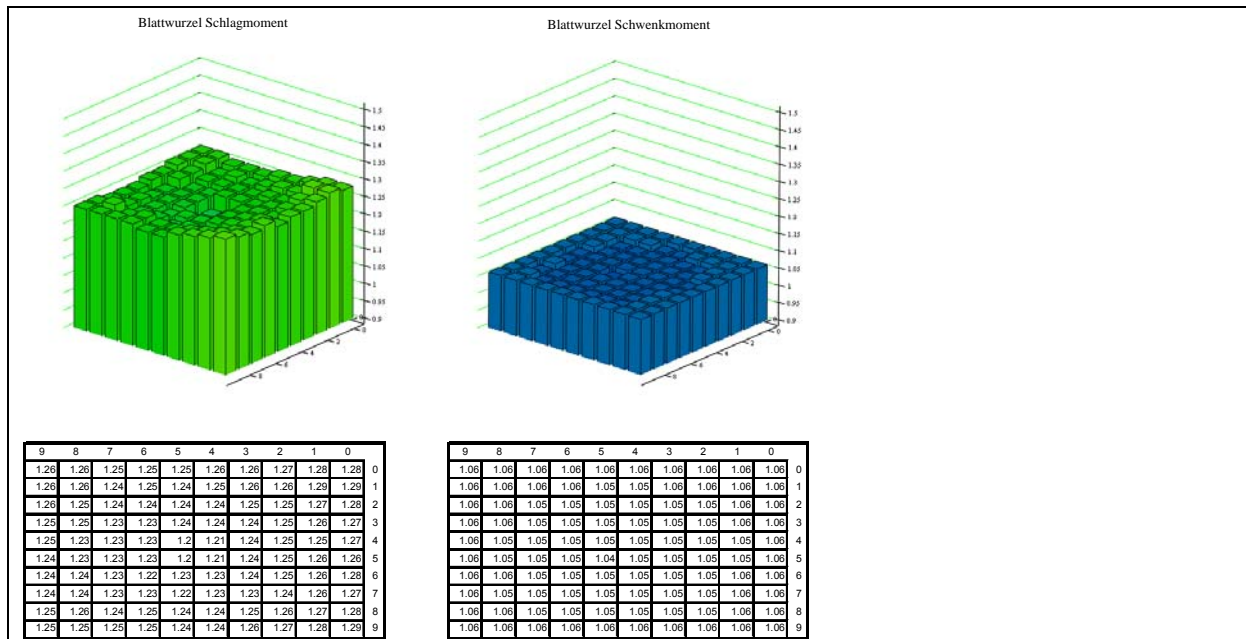


Abbildung 56: Verhältnis von Frandsen-Methode mit approximiertem Schubbeiwert zu CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion, Blattwurzel (m=10), Enercon E112

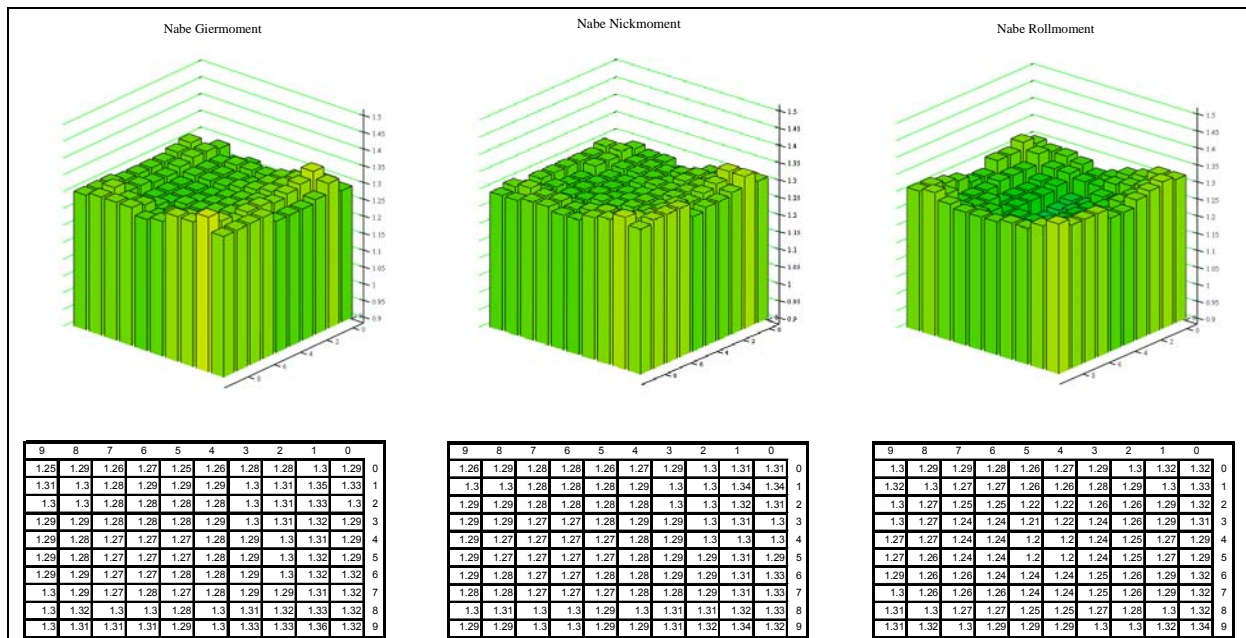


Abbildung 57: Verhältnis von Frandsen-Methode mit approximiertem Schubbeiwert zu CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion, Nabe (m=10), Enercon E112

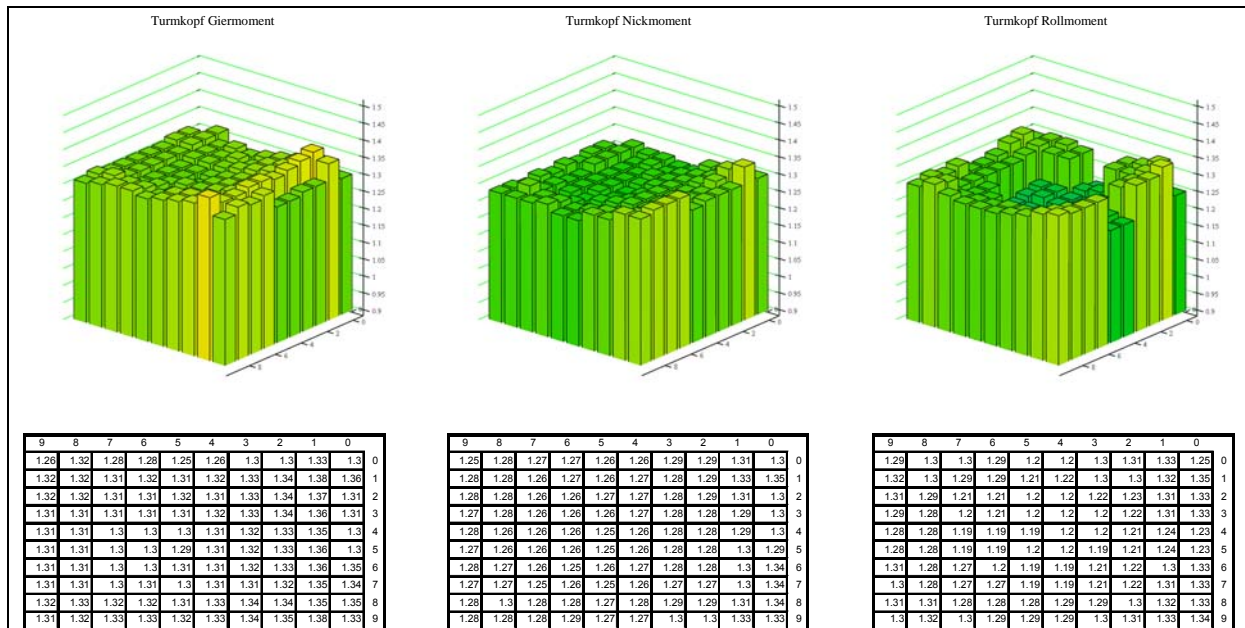


Abbildung 58: Verhältnis von Frandsen-Methode mit approximiertem Schubbeiwert zu CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion, Turmkopf (m=10), Enercon E112

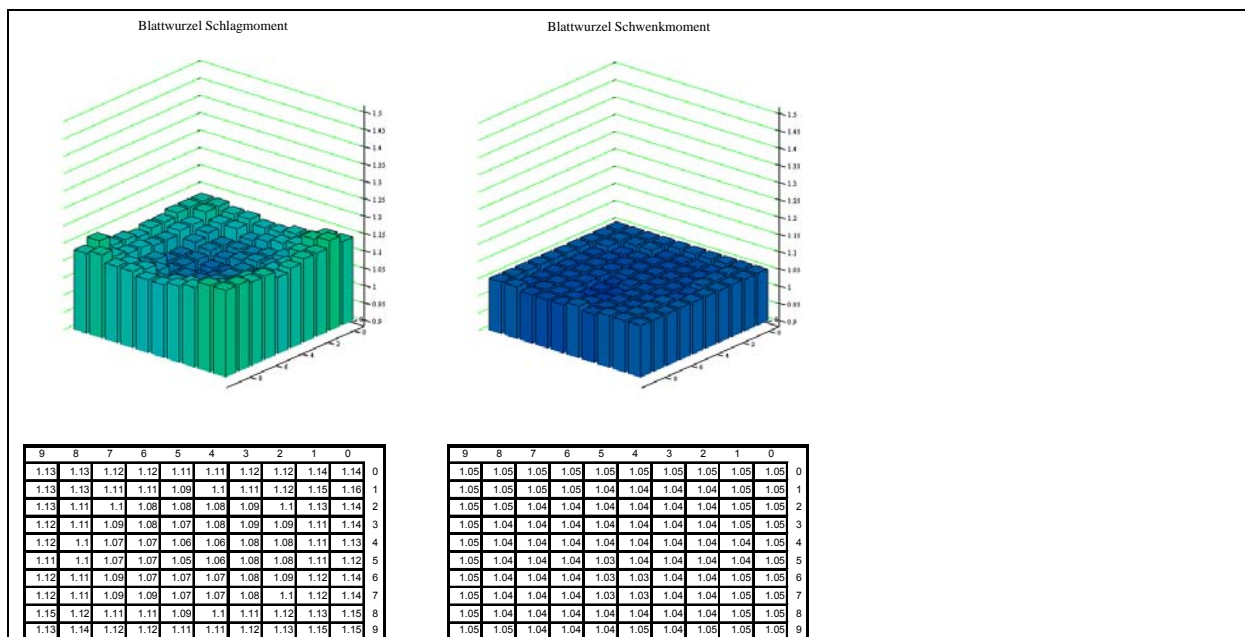


Abbildung 59: Verhältnis von Frandsen-Methode mit korrektem Schubbeiwert zu CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion, Blattwurzel (m=10), Enercon E112

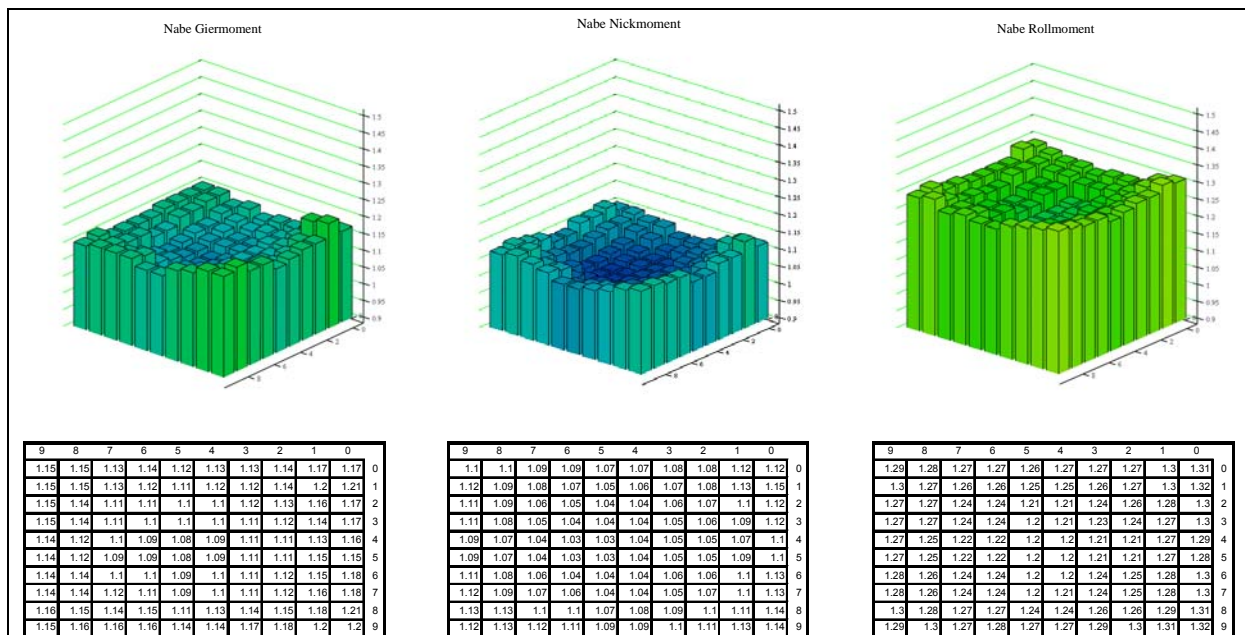


Abbildung 60: Verhältnis von Frandsen-Methode mit korrektem Schubbeiwert zu CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion, Nabe (m=10), Enercon E112

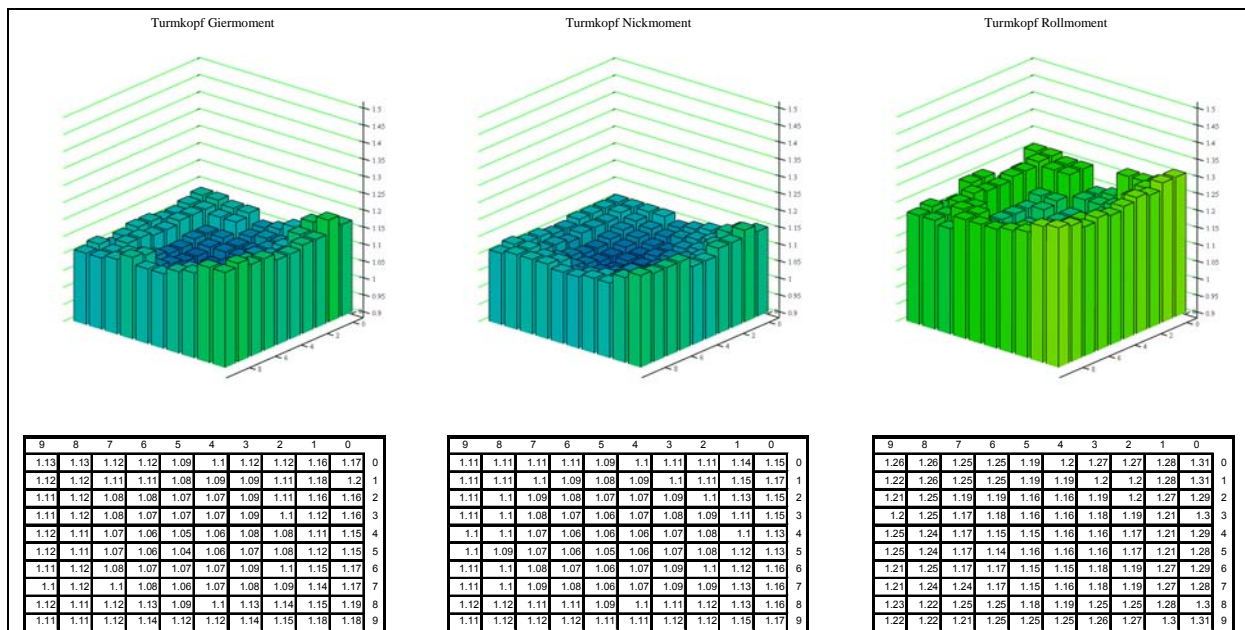


Abbildung 61: Verhältnis von Frandsen-Methode mit korrektem Schubbeiwert zu CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion, Turmkopf (m=10), Enercon E112

## Fazit:

Die „Frandsen Berechnung“ mit approximiertem Schubbeiwert liefert im Einzelfall bis zu 49% höhere Betriebslasten als die „CFD-Berechnung“ ohne Windgeschwindigkeitsberechnung.

Die Berechnung mit korrektem Schubbeiwert liefert bis zu 25% geringere Betriebslasten als die Berechnung mit approximiertem Schubbeiwert.

## 2.4 Zusammenfassung

Die vorliegende Untersuchung hat gezeigt, dass für einen Dreiblattrotor alle Lastkomponenten bis auf das Blattwurzelschlagmoment in Bezug auf die Betriebsfestigkeitslasten als unabhängig vom Höhenexponenten des exponentiellen Windprofils angenommen werden können.

Die Annahme eines Höhenexponenten von  $\alpha = 0,14$  entsprechend der Richtlinie IEC 61400-3 liefert für das Blattwurzelschlagmoment im Vergleich zur „real“ auftretenden Verteilung des Höhenexponenten ein zu geringes Betriebsfestigkeitslastniveau.

Unter der Annahme eines Höhenexponenten im Bereich von  $\alpha = 0,17 - 0,19$  kann ein vergleichbares Betriebsfestigkeitslastniveau zum „real“ auftretenden Höhenexponenten am Standort FINO1 erreicht werden.

Die Betriebsfestigkeitslastauswertung auf Basis des 90% Fraktils der Turbulenzintensität liefert eine der „realen“ Verteilung entsprechende Betriebsfestigkeitslastberechnung abdeckendes Lastniveau.

Eine Berechnung auf Basis des 75% Fraktils liefert nahezu identische Belastungen zur „realen“ Berechnung, kann jedoch nicht in jedem Fall als konservativ angesehen werden.

Die Forderung der IEC 61400-1 und IEC 61400-3 das 90% Quantil der Turbulenzintensitätsverteilung anzusetzen, kann als konservativ betrachtet werden.

Die Betriebsfestigkeitsberechnungen für einen Windpark von 10 x 10 Anlagen, entsprechend den vom DEWI ermittelten Turbulenzintensitäten hat gezeigt, dass unter Verwendung der mit der CFD Simulation im Vergleich zur Frandsen-Methode ermittelten Turbulenzintensitäten ein deutlich reduziertes Lastniveau ermittelt werden kann.

Die Berücksichtigung der in der CFD Simulation ermittelten Windgeschwindigkeitsreduktion im Windpark hat keinen wesentlichen Einfluss auf die Betriebslasten.

### 3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Verhältnis „reale“ Berechnung zu „vereinfachter“ Berechnung .....	22
Tabelle 2: Verhältnis „reale“ Berechnung zu gekürzter „realer“ Berechnung .....	25
Tabelle 3: Verhältnis der Einstufenkollektive auf Basis der „realen“ Aufretenswahrscheinlichkeit der Turbulenzintensität unter Berücksichtigung der „real“ auftretenden Verteilung des Höhenexponenten und eines konstanten Höhenexponenten von 0,14 .....	26

#### 4 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Exponentielles Windprofil für "Normale Windbedingungen" nach IEC 61400-1 und IEC 61400-3	12
Abbildung 2: Höhenexponent $\alpha$ in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit. (Auswertung FZK)	13
Abbildung 3: Turbulenzintensität nach IEC 61400-1 und IEC 61400-3 für die Turbulenzklasse A auf 90m Nabenhöhe	14
Abbildung 4: Turbulenzintensität in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit. (Auswertung FZK)	14
Abbildung 5: Auswertung des Höhenexponenten durch das FZK	16
Abbildung 6: In der Lastsimulation verwendete Höhenexponenten	17
Abbildung 7: Auftretenswahrscheinlichkeit des Höhenexponenten innerhalb eines Wind Bins	18
Abbildung 8: Auftretenswahrscheinlichkeit des Höhenexponenten innerhalb eines Wind Bins; negative Höhenexponenten sind dem Höhenexponenten $\alpha = 0.01$ zugeschlagen	18
Abbildung 9: Auswertung schädigungsäquivalente Einstufenkollektive	19
Abbildung 10: Minima und Maxima des Blattwurzelschlagmomentes über dem Höhengradienten ( links $V_{hub} = 9$ m/s, $T_i = 11.2\%$ ; rechts $V_{hub} = 15$ m/s $T_i = 10.7\%$ )	20
Abbildung 11: : Minima und Maxima des Blattwurzelschwenkmomentes über dem Höhengradienten ( links $V_{hub} = 9$ m/s, $T_i = 11.2\%$ ; rechts $V_{hub} = 15$ m/s $T_i = 10.7\%$ )	20
Abbildung 12: Minima und Maxima des Turmkopfnickmomentes über dem Höhengradienten ( links $V_{hub} = 9$ m/s, $T_i = 11.2\%$ ; rechts $V_{hub} = 15$ m/s $T_i = 10.7\%$ )	21
Abbildung 13: Minima und Maxima des Turmkopfrollmomentes über dem Höhengradienten ( links $V_{hub} = 9$ m/s, $T_i = 11.2\%$ ; rechts $V_{hub} = 15$ m/s $T_i = 10.7\%$ )	21
Abbildung 14: Mehrstufenkollektive des Blattwurzelschlagmomentes für "reale" und "vereinfachte" Berechnungen	22
Abbildung 15: Mehrstufenkollektive des Blattwurzelschwenkmomentes für "reale" und "vereinfachte" Berechnungen	23
Abbildung 16: Mehrstufenkollektive des Turmkopfnickmomentes für "reale" und "vereinfachte" Berechnungen	24
Abbildung 17: Mehrstufenkollektive des Turmkopfrollmomentes für "reale" und "vereinfachte" Berechnungen	24

---

Abbildung 18:	In der Vergleichsberechnung berücksichtigte Turbulenzintensitäten für die Berechnung mit dem 90% bzw. 75% Fraktile der Turbulenzintensität und der Berechnung unter Berücksichtigung der „realen“ Turbulenzintensitätsverteilung.	27
Abbildung 19:	Betriebslastkollektiv M_flapwise Blattwurzel Blatt1 (Vergleich Turbulenzintensität)	27
Abbildung 20:	Betriebslastkollektiv M_edgewise Blattwurzel Blatt1 (Vergleich Turbulenzintensität)	27
Abbildung 21:	Mx Nabe Welle nicht rotierend (Vergleich Turbulenzintensität)	27
Abbildung 22:	My Nabe Welle nicht rotierend (Vergleich Turbulenzintensität)	27
Abbildung 23:	Mz Nabe Welle nicht rotierend (Vergleich Turbulenzintensität)	27
Abbildung 24:	Mx Turmkopf (Vergleich Turbulenzintensität)	27
Abbildung 25:	My Turmkopf (Vergleich Turbulenzintensität)	27
Abbildung 26:	Mz Turmkopf (Vergleich Turbulenzintensität)	27
Abbildung 27:	Mx Turmfuß (Vergleich Turbulenzintensität)	27
Abbildung 28:	My Turmfuß (Vergleich Turbulenzintensität)	27
Abbildung 29:	Mz Turmfuß (Vergleich Turbulenzintensität)	27
Abbildung 30:	Schubbeiwerte der betrachteten Windenergieanlagen und approximierter Schubbeiwert als Eingangsgrößen für das Frandsen Modell.	27
Abbildung 31:	Beispiel der Ergebnisdarstellung	27
Abbildung 32:	Verhältnis von Frandsen-Methode mit approximiertem zu korrektem Schubbeiwert, Blattwurzel (m=10), REpower 5M	27
Abbildung 33:	Verhältnis von Frandsen-Methode mit approximiertem zu korrektem Schubbeiwert, Nabe (m=10), REpower 5M	27
Abbildung 34:	Verhältnis von Frandsen-Methode mit approximiertem zu korrektem Schubbeiwert, Turmkopf (m=10), REpower 5M	27
Abbildung 35:	Verhältnis von Frandsen-Methode mit approximiertem zu korrektem Schubbeiwert, Blattwurzel (m=10), Multibrid M5000	27
Abbildung 36:	Verhältnis von Frandsen-Methode mit approximiertem zu korrektem Schubbeiwert, Nabe (m=10), Multibrid M5000	27
Abbildung 37:	Verhältnis von Frandsen-Methode mit approximiertem zu korrektem Schubbeiwert, Turmkopf (m=10), Multibrid M5000	27
Abbildung 38:	Verhältnis von Frandsen-Methode mit approximiertem zu korrektem Schubbeiwert, Blattwurzel (m=10), Enercon E112	27
Abbildung 39:	Verhältnis von Frandsen-Methode mit approximiertem zu korrektem Schubbeiwert, Nabe (m=10), Enercon E112	27

---

Abbildung 40:	Verhältnis von Frandsen-Methode mit approximiertem zu korrektem Schubbeiwert, Turmkopf (m=10), Enercon E112	27
Abbildung 41:	Verhältnis von CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion zu CFD Simulation mit Windgeschwindigkeitsreduktion, Blattwurzel (m=10), REpower 5M	27
Abbildung 42:	Verhältnis von CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion zu CFD Simulation mit Windgeschwindigkeitsreduktion, Nabe (m=10), REpower 5M	27
Abbildung 43:	Verhältnis von CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion zu CFD Simulation mit Windgeschwindigkeitsreduktion, Turmkopf (m=10), REpower 5M	27
Abbildung 44:	Verhältnis von Frandsen-Methode mit approximiertem Schubbeiwert zu CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion, Blattwurzel (m=10), REpower 5M	27
Abbildung 45:	Verhältnis von Frandsen-Methode mit approximiertem Schubbeiwert zu CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion, Nabe (m=10), REpower 5M	27
Abbildung 46:	Verhältnis von Frandsen-Methode mit approximiertem Schubbeiwert zu CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion, Turmkopf (m=10), REpower 5M	27
Abbildung 47:	Verhältnis von Frandsen-Methode mit korrektem Schubbeiwert zu CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion, Blattwurzel (m=10), REpower 5M	27
Abbildung 48:	Verhältnis von Frandsen-Methode mit korrektem Schubbeiwert zu CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion, Nabe (m=10), REpower 5M	27
Abbildung 49:	Verhältnis von Frandsen-Methode mit korrektem Schubbeiwert zu CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion, Turmkopf (m=10), REpower 5M	27
Abbildung 50:	Verhältnis von Frandsen-Methode mit approximiertem Schubbeiwert zu CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion, Blattwurzel (m=10), Multibrid M5000	27
Abbildung 51:	Verhältnis von Frandsen-Methode mit approximiertem Schubbeiwert zu CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion, Nabe (m=10), Multibrid M5000	27



---

Abbildung 52: Verhältnis von Frandsen-Methode mit approximiertem Schubbeiwert zu CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion, Turmkopf (m=10), Multibrid M5000	27
Abbildung 53: Verhältnis von Frandsen-Methode mit korrektem Schubbeiwert zu CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion, Blattwurzel (m=10), Multibrid M5000	27
Abbildung 54: Verhältnis von Frandsen-Methode mit korrektem Schubbeiwert zu CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion, Nabe (m=10), Multibrid M5000	27
Abbildung 55: Verhältnis von Frandsen-Methode mit korrektem Schubbeiwert zu CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion, Turmkopf (m=10), Multibrid M5000	27
Abbildung 56: Verhältnis von Frandsen-Methode mit approximiertem Schubbeiwert zu CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion, Blattwurzel (m=10), Enercon E112	27
Abbildung 57: Verhältnis von Frandsen-Methode mit approximiertem Schubbeiwert zu CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion, Nabe (m=10), Enercon E112	27
Abbildung 58: Verhältnis von Frandsen-Methode mit approximiertem Schubbeiwert zu CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion, Turmkopf (m=10), Enercon E112	27
Abbildung 59: Verhältnis von Frandsen-Methode mit korrektem Schubbeiwert zu CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion, Blattwurzel (m=10), Enercon E112	27
Abbildung 60: Verhältnis von Frandsen-Methode mit korrektem Schubbeiwert zu CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion, Nabe (m=10), Enercon E112	27
Abbildung 61: Verhältnis von Frandsen-Methode mit korrektem Schubbeiwert zu CFD Simulation ohne Windgeschwindigkeitsreduktion, Turmkopf (m=10), Enercon E112	27

## 5 Literatur

- /1/ Coelingh, J.P., A.J.M. van Wijk und A.A.M. Holtslag, 1996: Analysis of wind speed observations over the North Sea. J. Wind Eng. Ind. Aerodyn. 61, 51-69.
- /2/ Coelingh, J.P., A.J.M. van Wijk und A.A.M. Holtslag, 1998: Analysis of wind speed observations on the North Sea coast. J. Wind Eng. Ind. Aerodyn. 73, 125-144.
- /3/ T. Neumann, K.Nolopp, K. Herklotz,: Erste Betriebserfahrungen mit der FINO1-Plattform in der Nordsee. DEWI-Magazin Nr. 24, Februar 2004
- /4/ T. Neumann, et al.: Errichtung der ersten deutschen Offshore Wind Messplattform in der Nordsee. DEWI-Magazin Nr. 23, August 2003
- /5/ DIBT Endbericht/ H. Seifert, J. Kröning, „Untersuchung des von Windenergieanlagen und dessen Auswirkung auf die Standsicherheit der benachbarten WEA in Parkaufstellung“, Forschungsvorhaben P 32-5-3.78-12007/02, Deutsches Institut für Bautechnik DIBt, Juli 2003.
- /6/ Seifert, H., Kröning, J.: Recommendations for Spacings in Wind Farms, Proceedings of the European Wind Energy Conference, Madrid/Spain, 2003.
- /7/ Sten Frandsen, „Turbulence and turbulence-generated fatigue loading in wind turbine clusters, Risø Report R-1188, Risø National Laboratory, DK-4000 Roskilde, Denmark.
- /8/ IEC 61400-1 “Wind turbine generator systems – Part 1: Safety requirements”, 2<sup>nd</sup> edition 1999-02
- /9/ IEC 61400-3 “ Wind turbines - Part 3: Design requirements for offshore wind turbines”, 1st edition CDV