

Doppler-Windlidar-Messungen der Umströmung einer Windenergieanlage

Von der Fakultät für Mathematik und Naturwissenschaften
der Carl von Ossietzky Universität Oldenburg
zur Erlangung des Grades und Titels eines
Doktors der Naturwissenschaften (Dr. rer. nat.)
angenommene Dissertation

von Yvonne Käsler
geboren am 9. November 1982
in Kronach

Erstgutachter: Prof. Dr. Martin Kühn
Zweitgutachter: apl. Prof. Dr. Dr. Ulrich Schumann
Tag der Disputation: 30.08.2011

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	iii
Abstract	v
Abkürzungsverzeichnis	vii
Abbildungsverzeichnis	xi
Tabellenverzeichnis	xvii
1 Einleitung	1
2 Wind und Meteorologie	5
2.1 Die atmosphärische Grenzschicht	5
2.2 Spektrale Beschreibung der Turbulenz	8
2.3 Ermittlung der Spektren aus den Messdaten	12
3 Nachlaufströmung von Windenergieanlagen	15
3.1 Die Windenergieanlage als Strömungsmaschine	15
3.2 Methoden zur Windmessung	17
3.3 Bisherige Modellierung und Messung der Nachlaufströmung	19
4 Das 2 μm-Doppler-Windlidar	27
4.1 Lidarmessmethoden	27
4.2 Prinzip des kohärenten Doppler-Windlidars	27
4.3 Systemparameter des 2 μm -Windlidars	31
4.4 Datenprozessierung	34
4.5 Vergleich mit anderen Windlidarsystemen	37
5 Messkampagne an einer Multi-MW-Windenergieanlage und Messaufbau	39
5.1 AREVA M5000 Windenergieanlage und Messaufbau	39
5.2 Scantechniken	43
5.3 Durchgeführte Messkampagnen und meteorologische Bedingungen	47

6	Messungen der Umströmung einer Multi-MW-Windenergieanlage und des Geschwindigkeitsdefizits	53
6.1	Messungen bei stabiler Atmosphäre	53
6.1.1	Geschwindigkeitsdefizit im Nachlauf	57
6.1.2	Vergleich von instationärer und stationärer Messung	59
6.1.3	Mäandern des Nachlaufs	63
6.1.4	Bestimmung des Leistungsbeiwerts und des Schubbeiwerts	68
6.2	Messungen bei instabiler Atmosphäre	69
6.3	Vergleich der Messungen bei unterschiedlichen atmosphärischen Bedingungen	77
6.4	Untersuchung des Nachlaufdralls	80
7	Turbulenzanalyse der Messungen der Umströmung einer Multi-MW-Windenergieanlage	83
7.1	Leistungsdichtespektren	83
7.1.1	Vergleich mit Ultraschallanemometer	83
7.1.2	Vergleich stromauf- und stromabwärts	92
7.2	Integrale Längenskalen	93
7.3	Fehlerabschätzung	97
7.4	Turbulenzintensität	99
7.4.1	Bei stabiler Atmosphäre	100
7.4.2	Bei instabiler Atmosphäre	106
8	Vergleich der Nachlaufmessungen mit Simulationen	109
8.1	Die Simulationsmodelle	110
8.1.1	Modell 1: RANS-Modell der inkompressiblen Strömung	110
8.1.2	Modell 2: RANS-Modell der kompressiblen Strömung	112
8.1.3	Modell 3: Ainslie Modell	113
8.2	Vergleiche mit Messungen	113
9	Fazit und Ausblick	123
A	Windrichtungs- und Windgeschwindigkeitsdaten des Messmasts	129
B	Vergleich von Windcube und 2 μm-Windlidar	133
C	Skizzen für die Messungen bei stabiler und instabiler Atmosphäre	135
D	Mittelung der Windrichtung aus den Messmastdaten	137
	Literaturverzeichnis	138

Kurzfassung

In der vorliegenden Arbeit wurde ein Messverfahren angewandt, um die Umströmung einer 5 MW-Windenergieanlage (Rotordurchmesser 116 m, Nabenhöhe 102 m) mit dem kohärenten Doppler-Windlidar des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt zu untersuchen. Aufgrund des gewählten Messbereichs von maximal 3000 m und einer Auflösung in Strahlrichtung von 150 m war es möglich erstmals gleichzeitig Lidar-Messungen sowohl der Einströmung als auch der Nachlaufströmung bis in den fernen Nachlauf einer Windenergieanlage im Freifeld durchzuführen. Durch zwei unterschiedliche Scanmuster (Elevations- und Azimutscans) ist es gelungen, insbesondere den Nachlauf der Windenergieanlage zu charakterisieren. Detaillierte Kenntnisse darüber sind wichtig, da durch Nachlaufeffekte in Windparks beachtliche Ertragseinbußen und zusätzliche Belastungen auftreten. Dazu wurden zwei Fallbeispiele bei unterschiedlichen meteorologischen Bedingungen (stabile Atmosphäre in der Nacht und instabile Atmosphäre am Tag), jedoch ähnlichen Betriebsbedingungen im drehzahlvariablen Bereich der Anlage mit einem hohen Schubbeiwert untersucht. In der Nacht bei stabiler Atmosphäre sind die Nachlaufeffekte am stärksten ausgeprägt und stellen den höchsten Einfluss auf eine dahinter stehende Windenergieanlage dar. Es wurden detaillierte Untersuchungen der Entwicklung des Geschwindigkeitsdefizits im Nachlauf durchgeführt (Abschwächung mit steigendem Abstand von der Windenergieanlage und Mäandern). Außerdem konnte der Vorstau nachgewiesen werden. Neben Betrachtungen zur Verminderung der Windgeschwindigkeit in Strahlrichtung wurden Turbulenzanalysen durchgeführt, darunter die Bestimmung der Turbulenzintensität und die Berechnung von Leistungsdichtespektren und integralen Längenskalen aus den Messdaten. Diese Analysen haben gezeigt, dass sich die in der Turbulenztheorie verwendeten Luftwirbel vor und hinter einer Windenergieanlage deutlich verändern. Im Nahnachlauf der Windenergieanlage lässt sich eine Verminderung der integralen Längenskala feststellen. Im Rahmen der Turbulenzanalysen fand ein Vergleich mit Anemometerdaten statt. Außerdem konnte im Rahmen der vorliegenden Arbeit der Nachlaufdrall der verwendeten Windenergieanlage untersucht werden und bestätigt werden, dass die durch die Anlage induzierte Drehbewegung der des Rotors entgegen gesetzt ist. Die Messungen wurden qualitativ mit Modellen verglichen, um Defizite der Simulationen zu ermitteln und diese in der Zukunft unter Umständen zu verbessern.

Abstract

A measuring technique to investigate the wind flow around a 5 MW wind turbine (rotor diameter 116 m, hub height 102 m) with the coherent Doppler wind lidar of the German Aerospace Center (DLR) was developed. Due to the maximum measurement range of 3000 m and a resolution in line of sight direction of 150 m it was possible to carry out lidar measurements which can simultaneously provide wind data upstream and downstream the rotor up to the far wake of a wind turbine in the field. Two different scan patterns (elevation scans and azimuth scans) especially enabled the characterization of the far wake of the wind turbine. Detailed knowledge about this is necessary because wake effects cause remarkable power losses and additional dynamic loads in wind farms. Two case studies under different meteorological conditions (stable atmosphere during nighttime and unstable atmosphere during daytime) along with similar operating conditions at partial load with a high thrust coefficient of the wind turbine were investigated. During nighttime under stable atmospheric conditions the wake effects are maximum and therefore represent the case with the strongest influence on a wind turbine which is positioned downstream the rotor. Detailed analysis of the wake deficit was carried out including its attenuation with increasing distance from the wind turbine and the wake meandering. The decrease of the line of sight velocity right before the wind turbine could be observed. Furthermore analysis on turbulence intensity, power spectral density and integral length scales was successfully carried out. The turbulence analysis showed that the large eddies, which are used in turbulence theory, are modified when passing a wind turbine. In the near wake a reduction of the integral length scale was observed. Along with the turbulence analysis the lidar measurements were compared with anemometer data. Also the angular momentum of the wake of the wind turbine could be traced by the measurements. It was shown that the rotation sense of the wake is reversed compared to the rotation of the rotor. Additionally, the measurements were qualitatively compared with models in order to rate the models and possibly improve them in the future.

ABSTRACT

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
A_D	Fläche des Photodetektors [m ²]
AKF	Autokorrelationsfunktion [(m/s) ²]
$A(x)$	Hanning Fenster
A_1, A_2	Fitparameter
b	Breite des Rotorblatts [m]
c	Lichtgeschwindigkeit [m/s]
C_D	Widerstandsparameter
CFD	Computational Fluid Dynamics
c_P	Leistungsbeiwert
c_T	Schubbeiwert
C_1, C_2	Fitparameter
D	Rotordurchmesser [m]
E	Elektrisches Feld [V/m]
E_{kin}	Kinetische Energie des Windes [J]
E_{kint}	Turbulente kinetische Energie [m ² /s ²]
E_{LO}	Elektrisches Feld des Lokaloszillators [V/m]
E_S	Elektrisches Feld des zurückgestreuten Signals [V/m]
f	Frequenz [Hz]
f_{IF}	Schwebungsfrequenz [Hz]
f_{LO}	Frequenz des Dauerstrichlasers [Hz]
f_S	Frequenz des zurückgestreuten Signals [Hz]

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

Abkürzung	Bedeutung
f_0	Frequenz der ausgehenden Laserpulse [Hz]
FWHM	Full width at half maximum, Halbwertsbreite [s, m]
h	Plancksches Wirkungsquantum [Js]
I	Turbulenzintensität
$i(t)$	Photostrom [A]
k	Wellenzahl [1/m]
k_d	Wellenzahl, die zum Beginn des Inertialbereichs gehört [1/m]
k_e	Wellenzahl, die zum Ende des Inertialbereichs gehört [1/m]
K_h	Austauschkoeffizient für Wärme [m ² /s]
K_m	Austauschkoeffizient für Impuls [m ² /s]
l	Integrale Längenskala [m]
l^*	Integrale Zeitskala [s]
l_a	Mischungsweglänge [m]
l_g	Mischungsweglänge [m]
N	Länge der Zeitreihe $v_{LOS}(t)$ in Anzahl der Messwerte
N_{Lidar}	Nordrichtung des Lidars
N_{Sonic}	Nordrichtung des Ultraschallanemometers
$LOS = v_{LOS}$	Line of Sight Geschwindigkeit, Komponente der Windgeschwindigkeit in Strahlrichtung des Lasers [m/s]
P	Elektrische Leistung [W]
p	Druck [Pa]
P_0	Leistung im Wind [W]
q^2	Turbulente kinetische Energie pro Masseneinheit [m ² /s ²]
$R(\tau)$	Autokorrelationsfunktion [(m/s) ²]
r	Abstand vom Lidar [m]
$r' = D/2$	Rotorradius [m]
$r(\tau)$	Normierte Autokorrelationsfunktion

Abkürzung	Bedeutung
r_N	Abstand von der Nabe [m]
r_W	Breite des Fourierfensters [m]
RANS	Reynolds-Averaged-Navier-Stokes
$S(k_1), S(\omega)$	Eindimensionale spektrale Leistungsdichte [m ² /s]
$S_{3D}(k)$	Dreidimensionale spektrale Leistungsdichte [m ² /s]
T	Laufzeit des Laserpulses [s]
UTC	Koordinierte Weltzeit
v	Betrag des Windvektors [m/s]
$\vec{v} = \begin{pmatrix} v_1 \\ v_2 \\ v_3 \end{pmatrix}$	Windvektor
$v_{LOS} = LOS$	Line of sight Geschwindigkeit, Komponente der Windgeschwindigkeit in Strahlrichtung des Lasers [m/s]
$\overline{v_{LOS}(t)}$	Mittelwert der Zeitreihe $v_{LOS}(t)$ [m/s]
v_{scan}	Scangeschwindigkeit [m/s]
WEA	Windenergieanlage
WR	Windrichtung
x	Verhältnis der Windgeschwindigkeit vor und nach der Windkraftanlage
z	Abstand vom Boden [m]
z_0	Wellenwiderstand des Vakuums [Ω]
α_k	Kolmogorov-Konstante
Δf	Frequenzverschiebung [Hz]
Δr	Auflösung in Strahlrichtung [m]
Δt	Zeitlicher Abstand von aufeinander folgenden Messpunkten [s]
Δy	Laterale Auflösung in Scanrichtung [m]

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

Abkürzung	Bedeutung
ϵ	Dissipationsrate pro Masseneinheit [m^2/s^3]
η	Kolmogorov Mikroskala [m]
η_q	Konstante Quanteneffizienz [%]
θ	Potentielle Temperatur [$^{\circ}\text{C}$]
λ	Taylorsche Mikroskala [m]
λ^*	Wellenlänge [m]
ν	Kinematische Viskosität [m^2/s]
ν_o	Frequenz des optischen Signals [Hz]
ρ	Dichte der Luft [kg/m^3]
$\sigma_{v_{LOS}}$	Standardabweichung der Zeitreihe $v_{LOS}(t)$ [m/s]
$\sigma_{v_{LOS}}^2$	Varianz der Zeitreihe $v_{LOS}(t)$ [m^2/s^2]
σ_1, σ_2	Fitparameter
τ_p	Halbwertsbreite des Laserpulses [s, m]
τ_W	Breite des Fourierfensters [s]
ω	Kreisfrequenz [1/s]

Abbildungsverzeichnis

1.1	Deutscher Strommix im Jahr 2010 und Entwicklung der installierten Leistung von Windenergieanlagen bis 2010	2
2.1	Tagesgang der atmosphärischen Grenzschicht	6
2.2	Höhenprofile der potentiellen Temperatur für verschiedene Tageszeiten	7
2.3	Höhenprofile von Windgeschwindigkeit (links) und turbulentem Diffusionskoeffizienten (rechts) für stabile, neutrale und instabile (labile) Schichtung der Atmosphäre aus [Etling, 1996]	7
2.4	Doppelt logarithmische Auftragung der dreidimensionalen spektralen Leistungsdichte S_{3D} gegen die Wellenzahl k	10
2.5	Doppelt logarithmische Auftragung des eindimensionalen Spektrums S gegen die Wellenzahl k_1	11
3.1	Änderung der Windgeschwindigkeit v und des Drucks p durch eine Windenergieanlage	16
3.2	Leistungsbeiwert nach Betz	17
3.3	Skizze zum Modell von Jensen. Entnommen aus [Splett, 2009]. k ist in dieser Skizze die Wake-Ausbreitungskonstante	20
3.4	Skizze der Windprofile stromabwärts einer Windenergieanlage nach [Ainslie, 1988].	21
3.5	Geschwindigkeitsdefizite bei verschiedenen Abständen stromabwärts einer Modell-Windenergieanlage nach [Ainslie, 1988] bei geringer Umgebungsturbulenz bei verschiedenen Schubbeiwerten c_T	22
3.6	Geschwindigkeitsdefizite bei verschiedenen Abständen stromabwärts einer Modell-Windenergieanlage nach [Ainslie, 1988] bei neutraler Grenzschicht bei verschiedenen Schubbeiwerten c_T	22
3.7	Geschwindigkeitsprofile und Profile der Turbulenzintensität im Nachlauf einer Windenergieanlage (aus [Steinfeld et al., 2010]).	23
3.8	Mit Rauch sichtbar gemachter Nachlauf einer Windenergieanlage	25
4.1	Schema des 2 μm -Doppler-Windlidars	29
4.2	Heterodyner Überlagerungsempfang	29

4.3	Skizze eines ausgehenden Laserpulses, der nur annähernd gaußförmig ist.	32
4.4	Heterodynsignal für einen einzelnen Laserpuls	33
4.5	Skizze zur Auswertung der Rohdaten des 2 µm-Windlidars	36
4.6	Konischer Scan (VAD Scan) zur Ermittlung der Windgeschwindigkeit	38
5.1	Prototyp der AREVA M5000 Windenergieanlage	40
5.2	Freie Messektoren am Standort der AREVA M5000 (M5000-1)	41
5.3	Lageplan der Umgebung der Windenergieanlage AREVA M5000	42
5.4	Elevationsscan zur Messung der Umströmung der AREVA M5000	44
5.5	Skizze zur Korrektur der Messwerte für einen Azimutscan	45
5.6	Betriebsbedingungen der AREVA M5000 (M5000-1) in der Nacht vom 1. auf den 2.7.2009	50
5.7	Betriebsbedingungen der untersuchten Windenergieanlage am 27.5.2009 nachmittags	51
6.1	Einzelner Elevationsscan und Azimutscan in der Nacht vom 1.7.2009	56
6.2	Vertikale Profile durch den einzelnen Elevationsscan in der Nacht vom 1.7.2009	58
6.3	Geschwindigkeitsdefizit vor und hinter der Windenergieanlage für den Elevationsscan in der Nacht vom 1.7.2009	59
6.4	Über 10 min gemittelter Elevationsscan vom 1.7.2009 nachts und Vergleich des Geschwindigkeitsdefizits mit dem momentanen Fall	60
6.5	Über 10 min gemittelter Azimutscan in der Nacht vom 1.7.2009	61
6.6	Geschwindigkeitsprofile des Azimutscans aus Abb. 6.1 (b) bzw. Abb. 6.5 für verschiedene Abstände stromauf- und stromabwärts der untersuchten Windenergieanlagen M5000-1 und M5000-2	62
6.7	Doppelter Gaußfit durch das unkorrigierte Horizontalprofil eines einzelnen Azimutscans in der Nacht vom 1.7.2009 bei einem Abstand von 3 D stromabwärts der Windenergieanlage mit abgezogenem linearen Trend	64
6.8	Korrigiertes Horizontalprofil eines einzelnen Azimutscans in der Nacht vom 1.7.2009 bei einem Abstand von 3 D stromabwärts der Windenergieanlage	65
6.9	Seitlicher Abstand der Zentren der Nachlaufdefizite der beiden Windenergieanlagen M5000-1 und M5000-2 durch Änderung der Windrichtung bei stabiler Atmosphäre	66
6.10	Verschiebung der Position der Geschwindigkeitsdefizite der Anlagen M5000-1 und M5000-2 im Vergleich zur Veränderung der Windrichtung bei stabiler Atmosphäre am 1.7.2009 nachts	67
6.11	Elevations- und Azimutscan bei turbulenter Atmosphäre am 27.5.2009	70
6.12	Über 6 min gemittelter Azimutscan am Tag	72

6.13	Geschwindigkeitsprofile aus über 6 min gemitteltem Azimuthscan am Tag (Stabil 2)	73
6.14	Von 13:31 bis 13:39 (Istabil 3) gemittelter korrigierter Azimuthscan bei turbulenter Atmosphäre ohne Leistungsproduktion der M5000-1	75
6.15	Schnitte durch die gemittelten Azimuthscans mit und ohne Leistungsproduktion	76
6.16	Verschiebung der Geschwindigkeitsdefizite am Tag mit der Zeit im Vergleich zur Veränderung der Windrichtung	79
6.17	Nachlaufdrall einer Windenergieanlage	80
6.18	Gemessener Nachlaufdrall der M5000-1 Windenergieanlage	81
6.19	Geschwindigkeitsprofil des Nachlaufdralls der M5000-1 Windenergieanlage 1823 m (=0 D) vom Lidar entfernt	82
7.1	Zeitreihe von Line of Sight Geschwindigkeiten	84
7.2	Mittelwerte und Standardabweichungen von Zeitreihen bei unterschiedlicher Position und auf Nabenhöhe bei stabiler Schichtung der Atmosphäre für den Zeitraum Stabil 2+4 min am 1.7.2009	85
7.3	Abweichung der Nordrichtung des 2 μ m-Doppler-Windlidars und des Ultraschallanemometers von der geographischen Nordrichtung	87
7.4	Vergleich einer 15 min-Zeitreihe der gemessenen LOS-Komponente des Lidars mit der skalaren Projektion der Daten des Ultraschallanemometers	87
7.5	Leistungsdichtespektren aus Lidardaten und 1 Hz Daten des Ultraschallanemometers aus Abb. 7.4	88
7.6	Vergleich einer 10 min-Zeitreihe der gemessenen LOS-Komponente des Lidars mit der skalaren Projektion der Daten des Ultraschallanemometers	89
7.7	Vergleich der Leistungsdichtespektren von Lidar und Ultraschallanemometer der 10 min-Zeitreihe aus Abb. 7.6 für unterschiedliche Abtastraten	91
7.8	Leistungsdichtespektren stromauf- und stromabwärts der M5000-1	93
7.9	Vergleich von Autokorrelationsfunktionen bestimmt aus Lidardaten aus Abb. 7.4 und Daten und 1 Hz Daten des Ultraschallanemometers	94
7.10	Vergleich der Autokorrelationsfunktionen von Lidar und Ultraschallanemometer der 10 min-Zeitreihe aus Abb. 7.6 für unterschiedliche Abtastraten	95
7.11	Autokorrelationsfunktionen für Zeitreihen stromauf- und stromabwärts der M5000-1	96
7.12	Integrale Längenskalen an verschiedenen Positionen stromauf- und stromabwärts der Windenergieanlage	97
7.13	Leistungsdichtespektren für verschieden lange Zeitreihen 2140 m (2,7 D) stromabwärts der Windenergieanlage	98

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

7.14	Integrale Längenskalen an verschiedenen Positionen stromauf- und stromabwärts der Windenergieanlage für verschieden lange Zeitreihen	99
7.15	Turbulenzintensität in der Umströmung der M5000-1 nachts, erhalten aus Elevationsscans	100
7.16	Horizontalschnitt der Turbulenzintensität bei stabiler Atmosphäre	102
7.17	Höhenprofile der Turbulenzintensität erhalten aus den Elevationsscans bei stabiler Atmosphäre	103
7.18	Turbulenzintensität berechnet aus 41 aufeinander folgenden Azimutscans bei stabiler Atmosphäre	104
7.19	Schnitte durch die Turbulenzintensität berechnet aus 41 aufeinander folgenden Azimutscans bei stabiler Atmosphäre	105
7.20	Turbulenzintensität berechnet aus 22 aufeinander folgenden Azimutscans bei turbulenter Atmosphäre am Tag	106
7.21	Schnitte durch die Turbulenzintensität erhalten aus den Azimutscans am Tag	107
8.1	Abweichung der Windrichtung von der Line of Sight Richtung für den Modellvergleich	114
8.2	Vergleich von Lidarmessung und den Ergebnissen der Simulationen von Modell 1 und Modell 2 in der Nacht vom 1. auf den 2. Juli 2009	116
8.3	Vertikalschnitte durch die Lidarmessung und die Ergebnisse der Simulationen aus Modell 1 und Modell 2	117
8.4	Horzizontalschnitte durch die Lidarmessung und die Ergebnisse der Simulationen aus Modell 1 und Modell 2	118
8.5	Vertikalschnitte durch die Lidarmessung und die Ergebnisse der Simulationen aus Modell 3 bei einem Winkel von 12° zwischen LOS und Windrichtung	120
8.6	Vertikalschnitte durch die Lidarmessung und die Ergebnisse der Simulationen aus Modell 3 bei einem Winkel von 5° zwischen LOS und Windrichtung	121
8.7	Horzizontalschnitte durch die Lidarmessung und die Ergebnisse der Simulationen aus Modell 3 für Zwischenwinkel von 5° und 12° zwischen LOS und Windrichtung	122
A.1	Windrichtung in der Nacht vom 1.7.2009, gemessen vom Ultraschallanemometer	129
A.2	Windgeschwindigkeit in der Nacht vom 1.7.2009, gemessen vom Ultraschallanemometer	130
A.3	Windrichtung am 27.5.2009, gemessen vom Ultraschallanemometer	131
A.4	Windgeschwindigkeit am 27.5.2009, gemessen vom Ultraschallanemometer	132

B.1	Messgeometrie des Vergleichs von Windcube und 2 μm -Lidar . . .	133
B.2	Vergleich der LOS-Geschwindigkeiten von Windcube und 2 μm -Lidar	134
C.1	Skizze für die Messungen bei stabiler Atmosphäre am 1.7.2009 . .	135
C.2	Skizze für die Messungen bei instabiler Atmosphäre am 27.5.2009	136

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Tabellenverzeichnis

4.1	Die wichtigsten Systemparameter des benutzten Lidarsystems. . .	31
4.2	Wichtige Größen zur Auswertung der Lidardaten.	35
4.3	Vergleich unterschiedlicher Windlidarsysteme.	38
5.1	Technische Daten der AREVA M5000 Windenergieanlage.	40
5.2	Zusammenfassung der wichtigsten Eigenschaften der Scans.	46
5.3	Übersicht der Messungen.	48
5.4	Übersicht über die Messzeiträume Stabil 1-3 und Instabil 1-2. Die in Klammern angegebenen Werte beziehen sich auf die in Kapitel 7 und 8 verlängerten bzw. verkürzten Zeiträume.	52
7.1	Einfluss unterschiedlicher Abtastraten für die Zeitreihe aus Abbil- dung 7.6.	90

TABELLENVERZEICHNIS

Kapitel 1

Einleitung

Die Bedeutung der Stromerzeugung durch Windenergieanlagen in Deutschland hat seit dem Jahr 1990 stark zugenommen (vgl. Abb. 1.1). Im Jahr 2010 lag die installierte Gesamtleistung bei 27.215 MW, verteilt auf 21.607 Anlagen, deren Großteil sich im nördlichen Teil der Bundesrepublik befindet [DEWI, 2010]. Die Anzahl der durch Windenergie erzeugten Kilowattstunden entsprach 2010 einem Anteil am Bruttostromverbrauch von 6,2 % bei einem Gesamtanteil an erneuerbaren Energien von 17 % [UnendlichVielEnergie, 2011]. In Abb. 1.1 ist der Strommix 2010 gezeigt, woraus deutlich wird, dass die Windenergie die wohl bedeutendste erneuerbare Energieform in Deutschland ist. Nach Angaben des Bundesverbands WindEnergie e. V. (BWE) sollen bis zum Jahr 2020 an Land 45.000 MW Leistung installiert werden. Die Kosten für Windstrom an guten Landstandorten sind auf Grund der Produktion von höheren Stückzahlen und effizienterer Anlagentechnik in den letzten Jahren gesunken und bereits mit denen aus neugebauten konventionellen Kraftwerken vergleichbar.

Neben dem Ausbau der Windenergie an Land (onshore) will die Bundesregierung den Ausbau von Hochsee-Windparks in Nord- und Ostsee (offshore) vorantreiben. Bis Oktober 2010 wurden ca. 1.200 Offshore-Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 3.160 MW errichtet. Das entsprach 1,7 % der damaligen weltweit installierten Gesamtleistung [BTM Consult ApS, 2010]. Doch in der Nutzung der Offshore-Windenergie liegt ein enormes Potential, da wegen der höheren Windgeschwindigkeiten und verfügbaren Flächen für Windparks auf See große Mengen regenerativ erzeugten Stroms verfügbar sind. Außerdem werden die Anlagen offshore nicht so stark als Störung des Landschaftsbildes angesehen wie an Land. Natürlich hat die Nutzung der Offshore-Windenergie aber auch Nachteile, wie z. B. höhere konstruktive und logistische Anforderungen auf See, Netzanbindung und Eingriffe in die Natur, die genau untersucht werden müssen. Die Kosten für Investitionen offshore sind derzeit sehr hoch und sorgen für hohe Stromgestehungskosten. Laut [Wagner, 2009] sollen bis 2030 Windparks in deutschen Gewässern eine Nennleistung von 20-25 GW aufweisen, in Großbritannien sogar bis zu 33 GW. Für die gesamte Europäische Union gibt es Pläne insgesamt 150 GW aus

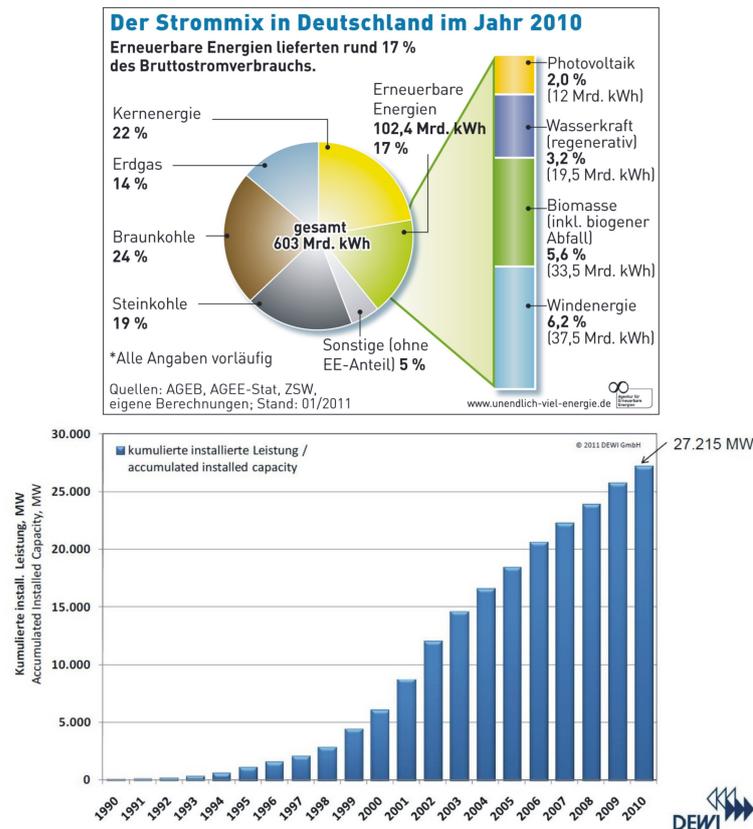


Abbildung 1.1: Der deutsche Strommix 2010 (oben) [UnendlichVielEnergie, 2011] und die in Deutschland installierte Windenergieleistung von 1990-2010 (unten) [DEWI, 2010].

Offshore-Windenergieanlagen zu gewinnen. Der erste Offshore-Park in Deutschland, Alpha Ventus, wurde ebenfalls 2010 in Betrieb genommen. Er besteht aus 12 Turbinen, die eine Nennleistung von je 5 MW besitzen. Der Windpark Alpha Ventus ist ein Testfeld, das neben der Stromproduktion auch Aufschlüsse über unterschiedliche Fragestellungen der Offshore-Windenergie liefern soll. Dazu gibt es das Forschungsprojekt RAVE (Research at Alpha Ventus) des BMU in dem die unterschiedlichsten Sachverhalte untersucht werden, wie z. B. Anlagentechnik, Netzintegration, Schall oder Ökologie [RAVE, 2011]. Außerdem werden in dem Projekt die Auswirkungen der einzelnen Windenergieanlagen aufeinander untersucht. Kenntnisse über die gegenseitige Beeinflussung sind wichtig, da die Windgeschwindigkeit im Nachlauf einer Anlage erheblich reduziert wird und dies bei einem zu geringen Abstand einen negativen Einfluss auf die Leistung und Lebensdauer der dahinter stehenden Windenergieanlage hat. Die dadurch entstehenden Leistungsverluste in einem Windpark werden auf 5-15 % geschätzt [Barthelmie et al., 2004]. Außerdem kann die erhöhte Turbulenz im Nachlauf bei zu geringem Abstand die dynamischen Belastungen auf die stromabwärts posi-

tionierten Anlagen enorm erhöhen.

Die vorliegende Arbeit wurde im Rahmen der Forschungsinitiative RAVE angefertigt. Das RAVE-Lidar-Projekt („Entwicklung von LIDAR-Technologie als neuer Qualitätsmaßstab für zeitlich und räumlich hoch aufgelöste Windgeschwindigkeits- und Windfeldmessungen im Offshore-Testfeld“, Förderkennzeichen 0327642A) wurde vom Stiftungslehrstuhl Windenergie (SWE) in Stuttgart koordiniert. Die wichtigsten Ergebnisse sind in [Rettenmeier et al., 2008c], [Rettenmeier et al., 2010] und im Schlussbericht [Bischoff et al., 2011] zusammengefasst.

Lidar steht für Light Detection and Ranging und ist eine Fernerkundungsmethode, die in diesem Projekt zur Vermessung von Wind verwendet wurde. Es wurde das kohärente Doppler-Windlidar des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt eingesetzt, das vorher bereits sehr erfolgreich zur Vermessung von Wirbelschleppen von Flugzeugen, z. B. Airbus A380 gedient hat, sowohl vom Boden als auch vom Forschungsflugzeug Falcon des DLR aus [Kopp et al., 2004, Rahm et al., 2007, Rahm and Smalikho, 2008]. Außerdem war es bei den Flugzeugmessungen der Aschewolke des isländischen Vulkans Eyjafjallajökull im April und Mai 2010 beteiligt [Schumann et al., 2011].

In der vorliegenden Arbeit soll die Eignung dieses Lidarsystems für Windenergieanwendungen geprüft werden. Hauptziel ist es die Umströmung einer Windenergieanlage zu charakterisieren und dadurch vor allem genauere Aufschlüsse über die Nachlaufströmung, die eine große Rolle in Windparks spielt, zu erhalten. Für die Messungen wurde zum ersten Mal ein gepulstes Doppler-Windlidar mit langer Reichweite von bis zu mehr als 10 km eingesetzt, das gleichzeitig Anströmung, Nah- und Fernnachlauf messen kann. Alle vorher an Windenergieanlagen durchgeführten Windmessungen waren entweder Punktmessungen oder Messungen mit kurzreichweitigem Lidar. Bisherige Messungen und der Stand des Wissens über die Umströmung einer Windenergieanlage werden in Kapitel 3.3 erörtert. Die in dieser Arbeit gezeigten Messungen wurden onshore in der Nähe von Bremerhaven an einer 5 MW Windenergieanlage des Typs AREVA M5000 durchgeführt. Ein weiteres Ziel der Arbeit ist es, die Messungen mit CFD (Computational Fluid Dynamics) Simulationen zu vergleichen und die Brauchbarkeit von solchen Modellen zu untersuchen.

Die zentralen Fragestellungen für die Arbeit lauten folglich:

1. Wie kann die Umströmung (insbesondere der Nachlauf) einer Windenergieanlage mit langreichweitigem kohärentem Doppler-Windlidar charakterisiert werden?
2. Wie ist die qualitative Übereinstimmung der Messungen mit Simulationen der Nachlaufströmung?

Die Untersuchung der ersten Fragestellung stellt eindeutig den Schwerpunkt der Arbeit dar.

Die Arbeit gliedert sich wie folgt:

Zunächst werden nach dieser Einführung in Kapitel 2 einige meteorologische Grundlagen erläutert, wie die relevanten Eigenschaften der atmosphärischen Grenzschicht und die spektrale Beschreibung der Turbulenz.

In Kapitel 3 wird auf die bekannten theoretischen Aspekte der Nachlaufströmung von Windenergieanlagen eingegangen und ein Überblick über den aktuellen Stand der Wissenschaft auf diesem Gebiet gegeben. Weiterhin dient das Kapitel dazu, einige wichtige physikalische Zusammenhänge/Aspekte der Windenergie zu erklären. Es wird außerdem auf unterschiedliche Methoden zur Windmessung eingegangen.

Kapitel 4 beschreibt das verwendete Lidarsystem. Es wird auf das allgemeine Funktionsprinzip eingegangen. Darüber hinaus wird das Vorgehen in der Prozessierung der Messdaten beschrieben. Am Ende des Kapitels erfolgt ein Vergleich des verwendeten 2 μm -Lidars mit anderen kohärenten Doppler-Windlidarsystemen, um die Möglichkeiten von Lidarmessungen für Windenergieanwendungen einschätzen zu können. Im darauf folgenden Kapitel wird die Messkampagne an der AREVA M5000 Windenergieanlage beschrieben. Die unterschiedlichen meteorologischen Bedingungen während der Messungen werden erläutert.

Kapitel 6 und 7 stellen den größten Teil der Arbeit dar und zeigen die Auswertung der Lidardaten und die daraus gewonnenen Ergebnisse. Es wird dabei in zwei unterschiedliche Fälle, stabile und instabile Atmosphäre, unterschieden. Der stabile Fall mit einer geringen Turbulenz in der ungestörten atmosphärischen Grenzschicht ist dabei von besonderem Interesse, da die Nachlaufeffekte bei diesen Bedingungen nahezu maximal ausgeprägt sind und dies somit den wichtigsten Fall der gegenseitigen Beeinflussung von Windenergieanlagen in Windparks darstellt. In Kapitel 6 wird vor allem auf das Geschwindigkeitsdefizit eingegangen, Kapitel 7 beinhaltet eine Turbulenzanalyse der Messungen, darunter Turbulenzintensität, spektrale Leistungsdichtespektren und integrale Längenskalen.

Kapitel 8 beschäftigt sich mit dem Vergleich der Messungen mit drei verschiedenen Modellen. Dem schließt sich eine Zusammenfassung mit Schlussfolgerungen und ein Ausblick für zukünftige Anwendungen des kohärenten Doppler-Windlidars in der Windenergie an.

Kapitel 2

Wind und Meteorologie

2.1 Die atmosphärische Grenzschicht

Die atmosphärische Grenzschicht ist der Teil der Troposphäre, d. h. der unteren Atmosphäre, der dem Einfluss der Erdoberfläche unterliegt [Stull, 1988]. Eine besondere Eigenschaft der Grenzschicht ist die Turbulenz, die fast immer beobachtet werden kann. Die Ursachen der Turbulenz können mechanischer (Reibung, Scherung, windumströmte Hindernisse) oder thermischer (konvektive Prozesse) Natur sein. In der freien Atmosphäre, welche nicht dem direkten Einfluss der Erdoberfläche unterliegt, kommt sie außer in konvektiven Wolken oder durch starke Windscherungen (Clear Air Turbulence) nur in geringem Maß vor [Giez, 1996]. Die Dicke der Grenzschicht hängt von den atmosphärischen Bedingungen ab. Sie liegt zwischen einigen zehn Metern und einigen Kilometern. Über Land ist ein ausgeprägter Tagesgang zu beobachten. Dies ist in Abb. 2.1 dargestellt. Tagsüber erwärmen sich Luftpakete am Boden und steigen wegen ihrer geringeren Dichte auf. Dazwischen sinkt Luft aus den oberen Bereichen der Grenzschicht ab. Die aufsteigende Luft wird an der Oberkante der Grenzschicht abgebremst. Diesen Prozess bezeichnet man als Konvektion. Daher auch der Begriff Mischungsschicht bzw. konvektive Mischungsschicht (Convective Mixed Layer, ML). Oberhalb der Mischungsschicht liegt der Einmischungsbereich (Entrainment Zone, EZ) welcher Luft aus der freien Atmosphäre (FA) der Mischungsschicht zuführt, wodurch diese sich ausdehnt. Über der Mischungsschicht setzt in der Regel am frühen Nachmittag die Bildung von Quellwolken ein, wenn die konvektive Luftströmung Kondensationsniveau erreicht (Cloud Layer, CL). Nachts ist die Bodengrenzschicht stabil (Stable Boundary Layer, SBL). Es schließen sich eine Restschicht (Residual Layer, RL) und eine Inversionsschicht (Capping Inversion) an, welche als Reste der Mischungsschicht bzw. Entrainment Zone angesehen werden können. Die Stabilität der Grenzschicht kann durch Höhenprofile der potentiellen Temperatur charakterisiert werden, welche aus einem gemessenen Temperaturprofil gewonnen werden können. Die potentielle Temperatur ist ein Maß für die Summe

aus potentieller und thermischer Energie und wurde eingeführt, um die Temperatur von Luft bzw. Wasser von unterschiedlichen Höhen miteinander vergleichbar zu machen [Roedel, 2000]. In Abb. 2.2 sind Profile der potentiellen Temperatur für verschiedene Tageszeiten S1-S6 (siehe Abb. 2.1) dargestellt. Über See verändert sich die Grenzschicht und ihre Dicke im Tagesverlauf auf Grund der hohen Wärmekapazität von Wasser nicht nennenswert [Stull, 1988]. Im späteren Teil der Arbeit werden Messungen bei stabiler und instabiler (=labiler) Atmosphäre diskutiert. Deswegen werden an dieser Stelle in Abb. 2.3 typische Windgeschwindigkeitsprofile und Profile des turbulenten Diffusionskoeffizienten ϵ , welcher als Maß für die Turbulenz angesehen werden kann, gezeigt. Bei instabiler Schichtung kommt es zu einer Verstärkung der Vertikalbewegung der Luftteilchen, während bei stabiler Schichtung eine Dämpfung der Vertikalbewegung erfolgt (siehe Windgeschwindigkeitsprofile Abb. 2.3). Dies führt zu einer höheren Turbulenz bei instabiler Schichtung als bei stabiler Schichtung (Turbulenzprofile Abb. 2.3). Auf Grund der mit Turbulenz verbundenen vertikalen Flüsse von Impuls und Wärme ergeben sich für die neutrale Atmosphäre Gleichgewichtsvertikalprofile der Windgeschwindigkeit und des turbulenten Diffusionskoeffizienten bzw. der Turbulenzintensität [Etling, 1996].

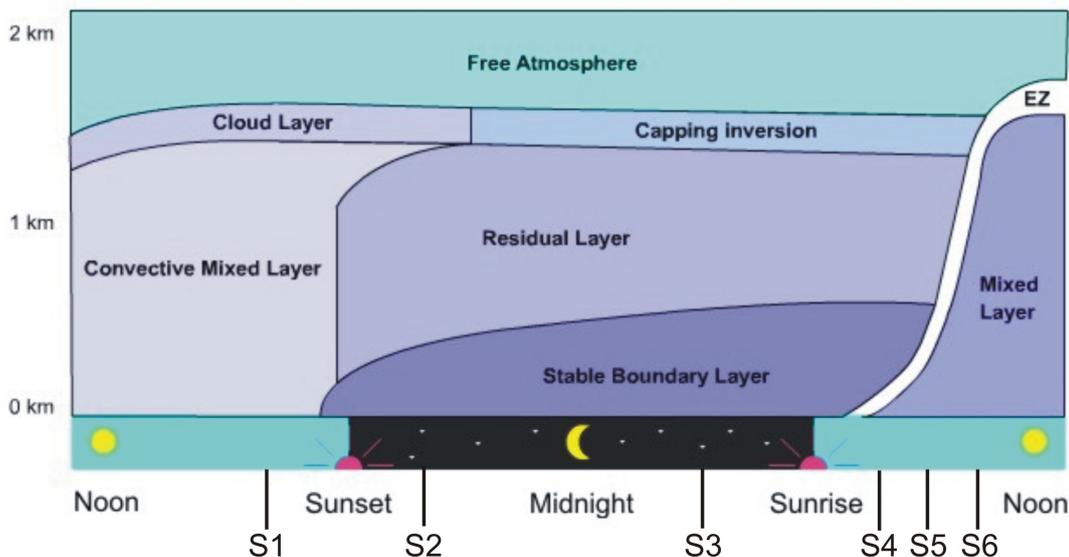


Abbildung 2.1: Tagesgang der atmosphärischen Grenzschicht (entnommen aus [Klimedia, 2011]). Tagsüber herrscht eine Mischungsschicht vor (Mixed Layer, ML), die durch Konvektion zustande kommt. Durch die Konvektion ist die Grenzschicht am Tag dicker. Nachts ist die Grenzschicht sehr stabil (Stable Boundary Layer). Über dieser stabilen Schicht befindet sich ein Rest der Mischungsschicht (Residual Layer, RL) und der Entrainment Zone (Capping Inversion).

2.1. DIE ATMOSPHERISCHE GRENZSCHICHT

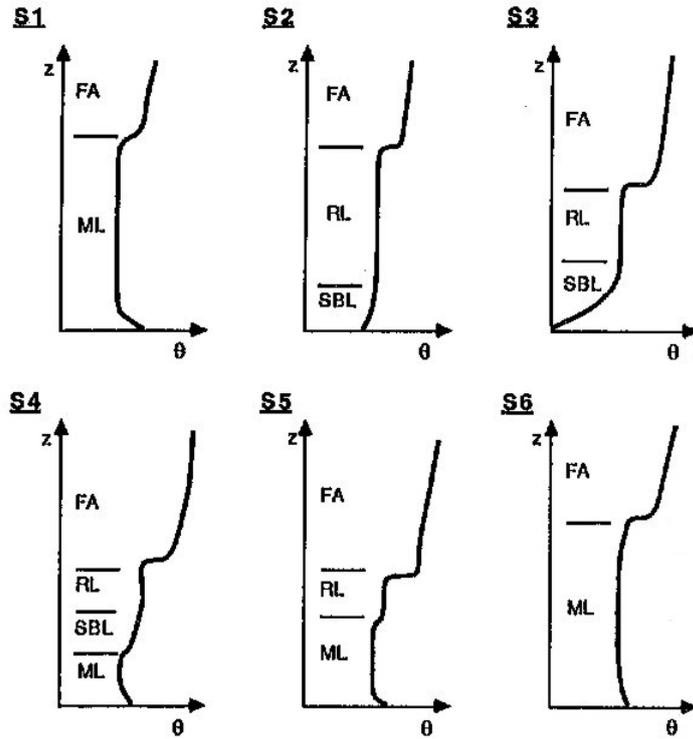


Abbildung 2.2: Höhenprofile der potentiellen Temperatur für verschiedene Tageszeiten (vgl. Abb. 2.1), entnommen aus [Stull, 1988].

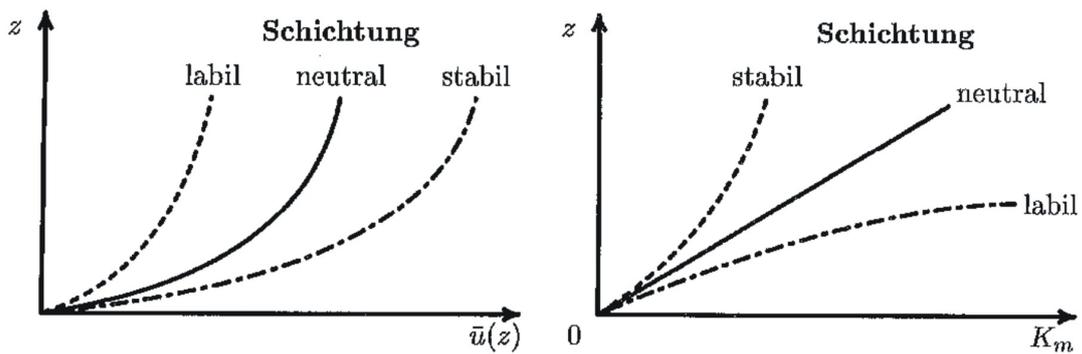


Abbildung 2.3: Höhenprofile von Windgeschwindigkeit (links) und turbulentem Diffusionskoeffizienten (rechts) für stabile, neutrale und instabile (labile) Schichtung der Atmosphäre (aus [Etling, 1996]).

2.2 Spektrale Beschreibung der Turbulenz

Die Turbulenz in der atmosphärischen Grenzschicht kann durch das Modell der Luftwirbel (Eddies), die durch mechanische (Scherung) und thermische Instabilitäten (Konvektion) erzeugt werden, beschrieben werden. Die großen Wirbel, die maßgeblich für den turbulenten Transport verantwortlich sind, haben eine Größenordnung von 100 bis zu mehreren hundert Metern, die als integrale Längenskala (l) bezeichnet wird. Sie wird im nächsten Abschnitt genauer erläutert. Die großen Wirbel tragen den größten Anteil an turbulenter kinetischer Energie. In den Randbereichen der großen Wirbel entstehen durch die Bewegung weitere Verwirbelungen. Dadurch kommt es zur Entstehung von kleinskaligeren Wirbeln. Die Bildung von kleinskaligeren Luftwirbeln (Eddies) setzt sich bis zum cm und mm Bereich fort. Dies führt zu einem Spektrum von Luftwirbeln, deren turbulente kinetische Energie bei kleinen Skalen auf Grund der zunehmenden molekularen Dissipation in Wärme übergeht [Wyngaard, 1991]. In Abb. 2.4 ist die dreidimensionale spektrale Leistungsdichte S_{3D} gegen die Wellenzahl k doppelt logarithmisch aufgetragen. Die Kurve in Abb. 2.4 hat ein Maximum bei Wellenzahlen, die von der Größenordnung $\frac{1}{l}$ sind, also bei den großen Wirbeln. Der Bereich des Spektrums um dieses Maximum wird auch energieerhaltender Bereich genannt. Diesem Bereich folgt mit zunehmender Wellenzahl (dies entspricht abnehmender Wellenlänge bzw. kleineren Skalen) der Inertialbereich, in dem immer kleinere Wirbel entstehen. Nach Kolmogorov hängt die dreidimensionale spektrale Leistungsdichte S_{3D} in diesem Bereich nur von der Dissipationsrate pro Masseneinheit ϵ und der Wellenzahl k ab. Für S_{3D} gilt [Kundu and Cohen, 2004]:

$$S_{3D}(k) = \alpha_k \epsilon^{2/3} k^{-5/3}. \quad (2.1)$$

α_k ist die Kolmogorov-Konstante und beträgt nach [Kundu and Cohen, 2004] ungefähr 1,5. In der doppelt logarithmischen Darstellung ist dieses Potenzgesetz eine Gerade mit Steigung $-\frac{5}{3}$. Der Inertialbereich erstreckt sich bis zu einer Wellenzahl der Größenordnung $\frac{1}{\lambda}$ ab dem viskose Prozesse einsetzen. λ wird als Taylorsche Mikroskala bezeichnet. Diese ist definiert durch die turbulente kinetische Energie pro Masseneinheit q^2 , die kinematische Viskosität ν und die Dissipationsrate pro Masseneinheit ϵ [Wyngaard, 1991]:

$$\lambda = \left(\frac{\nu q^2}{\epsilon}\right)^{1/2}. \quad (2.2)$$

Sie gibt keine Auskunft über die Größe der Luftwirbel. Die Längenskala, die die Größenordnung der viskosen Luftwirbel angibt, wird als Kolmogorov Mikroskala η bezeichnet [Wyngaard, 1991]:

$$\eta = \left(\frac{\nu^3}{\epsilon}\right)^{1/4}. \quad (2.3)$$

Für die zugehörige Wellenzahl gilt [Wyngaard, 1991]:

$$k_d = \frac{1}{\eta}. \quad (2.4)$$

Bei Wellenzahlen größer bzw. Skalen kleiner als der Taylorschen Mikroskala fällt das Spektrum stark ab. Das gesamte Spektrum erstreckt sich auf eine Anzahl von Größenordnungen der Wellenlänge, die mit dem Verhältnis von $\frac{l}{\eta}$ vergleichbar ist und von der Reynoldszahl abhängt. Je höher die Reynoldszahl, desto größer ist die Anzahl der Größenordnungen über die sich das Spektrum erstreckt. Durch Bildung des Kehrwertes von k erhält man die Wellenlänge, welche nach Taylors Hypothese [Stull, 1988] durch Multiplikation mit der mittleren Windgeschwindigkeit in die Frequenz umgerechnet werden kann.

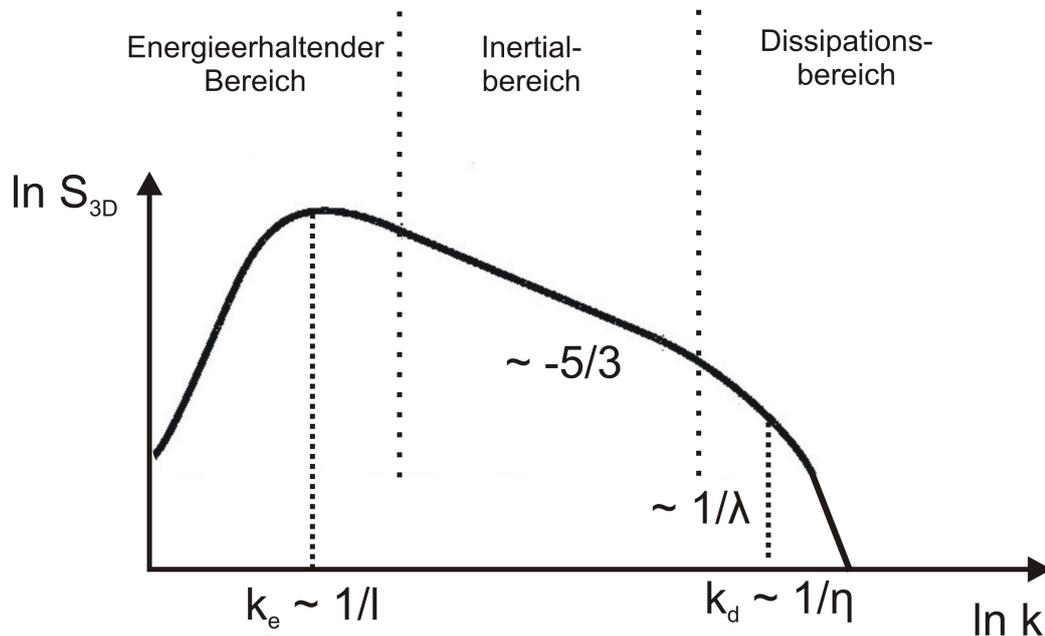


Abbildung 2.4: Doppelt logarithmische Auftragung der dreidimensionalen spektralen Leistungsdichte S_{3D} gegen die Wellenzahl k (nach [Wyngaard, 1991]). Das Spektrum kann in drei Bereiche gegliedert werden: 1. Den energieerhaltenden Bereich, in dem der Energieeintrag erfolgt. Das Maximum in diesem Bereich ist charakteristisch für die großen Luftwirbel (Größenordnung l). Diese Größenordnung wird auch als integrale Skala bezeichnet. 2. Den Inertialbereich, der sich dem energieerhaltenden Bereich anschließt und in dem kleinskaligere Wirbel entstehen. Das Spektrum folgt in diesem Bereich dem Potenzgesetz von Kolmogorov (Gleichung (2.1)). 3. Den Dissipationsbereich, in dem die turbulente kinetische Energie in Wärme dissipiert. Die kleinsten Luftwirbel werden durch die Kolmogorov Mikroskala η (Gleichung (2.4)) definiert.

Die Lidardaten in dieser Arbeit wurden durch die Messung entlang einer Linie in einer Dimension erhalten. Aus diesem Grund bekommt man bei der Berechnung des Spektrums aus den Daten, auf die in Kapitel 2.3 eingegangen wird, ein eindimensionales Spektrum, das sich vom dreidimensionalen Spektrum unterscheidet. Beispielhaft ist in Abb. 2.5 ein solches eindimensionales Spektrum $S(k_1)$ skizziert. k_1 ist die x-Komponente des Wellenzahlvektors. Im Vergleich zum dreidimensionalen Fall, ist $S(0) \neq 0$ und hat ein Maximum bei der Wellenzahl Null. Dies ist ein Effekt der eindimensionalen Messung in einem dreidimensionalen Feld und kommt zustande, weil das eindimensionale Spektrum bei einer Wellenzahl k auch Beiträge von Wellenzahlen größer als k enthält. Dieser Effekt wird als Aliasing bezeichnet [Tennekes and Lumley, 1973]. Ansonsten unterscheiden sich die Spek-

tren von der Form nicht. Die Steigung von $-5/3$ im Inertialbereich ist auch bei der doppeltlogarithmischen Auftragung von $S(k_1)$ vorhanden, sowie ein anschließender Dissipationsbereich. Für genaue quantitative Unterschiede der Spektren sei an dieser Stelle auf [Pope, 2000] oder [Mathieu and Scott, 2000] verwiesen. Je nach Messgeometrie wird in ein longitudinales und transversales eindimensionales Spektrum unterschieden [Tennekes and Lumley, 1973, Pope, 2000]. Für die Messungen in der vorliegenden Arbeit, entspricht dies dem longitudinalen Spektrum $S(k_1)$. Für den Fall isotroper Turbulenz gilt zwischen dreidimensionalem $S_{3D}(k)$ und dem eindimensionalen $S(k_1)$ folgende Beziehung, die z. B. in [Batchelor, 1953] und [Hinze, 1959] hergeleitet wird:

$$S_{3D}(k) = k^3 \frac{d}{dk} \left(\frac{1}{k} \frac{dS(k)}{dk} \right). \quad (2.5)$$

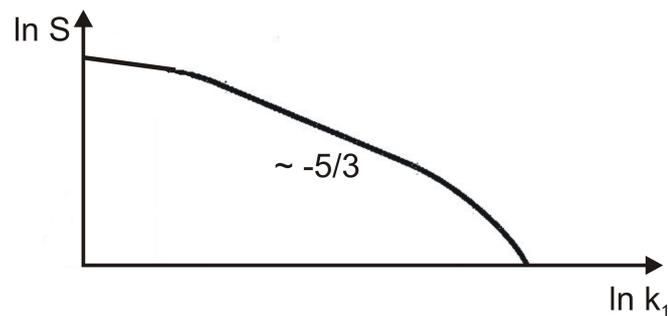


Abbildung 2.5: Doppelt logarithmische Auftragung des eindimensionalen Spektrums S gegen die Wellenzahl k_1 nach [Pope, 2000].

2.3 Ermittlung der Spektren aus den Messdaten

In Kapitel 2.2 wurden die wichtigsten theoretischen Grundlagen für das Modell der Luftwirbel dargestellt. Nun sollen die mathematischen Hilfsmittel beschrieben werden, die es ermöglichen aus den Messdaten eindimensionale Leistungsdichtespektren zu erhalten und Aussagen über die Größe der Luftwirbel zu treffen.

$v_{LOS}(t)$ ist eine Zeitreihe von Messwerten des Lidarsystems (Geschwindigkeitskomponenten in Strahlrichtung des Lasers). Um Aussagen über die Wirbelgrößen zu treffen, sind die Bestimmung der Autokorrelationsfunktion (AKF) dieser Zeitreihe und die Zerlegung in Frequenzanteile notwendig. Da die in dieser Arbeit gezeigten Daten mit einer festen Messfrequenz aufgenommen wurden, ist für diese Übertragung in den Frequenzraum eine diskrete Fouriertransformation in Form einer schnellen Fouriertransformation (engl. Fast Fourier Transformation, FFT) geeignet. Für einen stationären Prozess (Ursprung der Zeitreihe beliebig verschiebbar) ist die Autokorrelationsfunktion $R(\tau)$ symmetrisch. Es gilt [Kundu and Cohen, 2004]:

$$R(\tau) = \overline{v_{LOS}(t)v_{LOS}(t + \tau)}. \quad (2.6)$$

In normierter Form gilt für die AKF:

$$r(\tau) = \frac{\overline{v_{LOS}(t)v_{LOS}(t + \tau)}}{\sigma_{v_{LOS}}^2}. \quad (2.7)$$

$r(\tau)$ ist die normierte Form der AKF und $\sigma_{v_{LOS}}^2$ ist die Varianz der Zeitreihe $v_{LOS}(t)$. Die Autokorrelationsfunktion gibt an, wie stark die Größe v_{LOS} über eine Zeitverschiebung τ mit sich selbst korreliert ist. Das Maximum der normierten AKF liegt bei 1. Das Integral über die normierte AKF bis zum ersten Nulldurchgang ist als die sogenannte integrale Zeitskala l^* bzw. integrale Länge (Integral Scale) l definiert und gibt Aufschluss über die Größe der großen Luftwirbel [Kundu and Cohen, 2004]:

$$l^* \equiv \int_0^{\infty} r(\tau) d\tau. \quad (2.8)$$

Die Umrechnung der integralen Zeitskala l^* in die Längenskala l erfolgt durch Multiplikation mit dem Mittelwert der Zeitreihe $v_{LOS}(t)$ unter der Annahme von Taylors Hypothese (Froze Turbulence), die davon ausgeht, dass sich ein turbulentes Luftpaket unverändert mit einer bestimmten Geschwindigkeit weiter bewegt [Stull, 1988]. Durch die Fouriertransformation der Autokorrelationsfunktion $R(\tau)$ erhält man das sogenannte Leistungsdichtespektrum $S(\omega)$, welches in Kapitel 2.2 bereits eingeführt wurde [Rotta, 1972]:

$$S(\omega) \equiv \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} e^{-i\omega\tau} R(\tau) d\tau. \quad (2.9)$$

Für $R(\tau)$ gilt:

$$R(\tau) \equiv \int_{-\infty}^{\infty} e^{i\omega\tau} S(\omega) d\omega. \quad (2.10)$$

Die Autokorrelationsfunktion $R(\tau)$ und die spektrale Leistungsdichte $S(\omega)$ sind also ein Fouriertransformationspaar. Die Varianz $\sigma_{v_{LOS}}^2$ der Zeitreihe $v_{LOS}(t)$ entspricht dem Integral der spektralen Energiedichte:

$$\sigma_{v_{LOS}}^2 = \int_{-\infty}^{\infty} S(\omega) d\omega. \quad (2.11)$$

$S(\omega)d\omega$ ist also die Energie bzw. Varianz in einem Frequenzband $d\omega$ um ω . Weiterhin lässt sich ableiten aus Gleichung (2.9), dass bei $\omega = 0$, die Leistungsdichte $S(0)$ proportional zur integralen Zeitskala ist:

$$S(0) = \frac{\sigma_{v_{LOS}}^2}{\pi} \int_0^{\infty} R(\tau) d\tau = \frac{\sigma_{v_{LOS}}^2 l^*}{\pi}. \quad (2.12)$$

Kapitel 3

Nachlaufströmung von Windenergieanlagen

3.1 Die Windenergieanlage als Strömungsmaschine

Durch eine Windenergieanlage wird der Wind abgebremst. Die kinetische Energie des Windes wird zunächst durch die Rotorblätter in mechanische Energie umgewandelt. Durch einen Generator wird diese mechanische zu elektrischer Energie. Für die im Wind enthaltene Leistung P_0 gilt [Gasch and Twele, 2007]:

$$P_0 = \frac{1}{2} \rho \pi \left(\frac{D}{2} \right)^2 v^3. \quad (3.1)$$

P_0 ist also proportional zur dritten Potenz zur Windgeschwindigkeit v und zum Quadrat des Radius $D/2$ der Rotorfläche sowie der Luftdichte ρ .

Es ist physikalisch nicht möglich 100 % der kinetischen Energie der Strömung zu entziehen. Würde die Energie vollständig entnommen, kämen die Luftmassen hinter der Anlage zum Stillstand und es würde keinen Massenstrom und somit keine Leistung geben. Ohne Abbremsung ist der Massenstrom zwar unverändert, aber es wird auch keine Energie entnommen und demzufolge ist auch die Nutzleistung Null. Der Idealfall der Leistungsabnahme liegt also zwischen den beiden Extrema.

Der Deutsche Albert Betz (1885-1968) hat die optimale Leistungsumsetzung berechnet. Die Ergebnisse wurden 1926 veröffentlicht [Betz, 1926]. Ähnliche Überlegungen sind bereits 1915 bei dem Briten Frederick W. Lanchester (1868-1946) zu finden [Lanchester, 1915].

Der Ansatz von Betz geht davon aus, dass es ein Verhältnis der Geschwindigkeit weit vor der Windenergieanlage (v_1) und weit hinter der Windenergieanlage (v_3) gibt, bei dem die Abbremsung des Windes durch die Anlage optimal ist, d. h. die Energieausbeute maximal ist. Der Nachlaufdrall wird in dem Ansatz von Betz

nicht berücksichtigt. Die Abnahme der Geschwindigkeit unter der Annahme einer Stromröhre (keine radiale Wechselwirkung durch den Mantel der Stromröhre) ist in Abb. 3.1 dargestellt. Betz fand, dass das Verhältnis $\frac{v_3}{v_1}$ für eine optimale Abbremsung bei $\frac{1}{3}$ liegt. Dies entspricht einem Verhältnis von genutzter Leistung P zu Leistung im Wind vor der Anlage P_0 von $\frac{16}{27}$, also ca. 59 %. Dieser Wert wird auch als maximaler theoretischer Leistungsbeiwert $c_{P,max}$ bezeichnet. In Abb. 3.2 ist der Leistungsbeiwert $c_P = \frac{P}{P_0}$ gegen das Verhältnis der Geschwindigkeiten vor und hinter der Anlage $x = \frac{v_3}{v_1}$ aufgetragen.

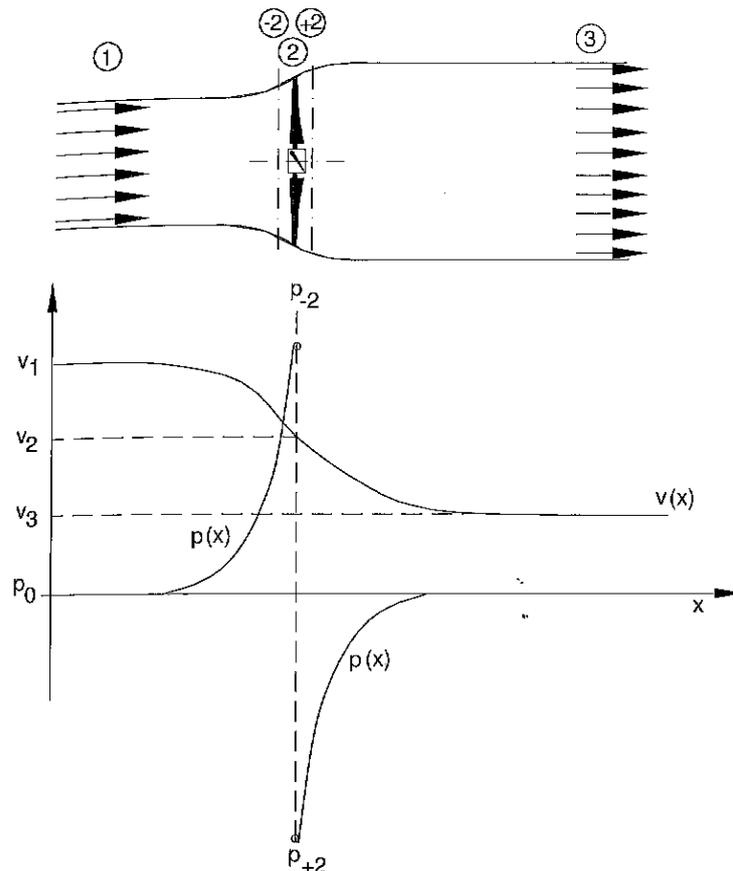


Abbildung 3.1: Änderung der Windgeschwindigkeit v und des Drucks p durch eine Windenergieanlage (entnommen aus [Gasch and Tewe, 2007]). Bereits kurz vor der Windenergieanlage nimmt der Druck schnell zu und die Geschwindigkeit leicht ab (-2). Direkt hinter dem Rotor (+2) nimmt der Druck wieder zu. Die auf der überstrichenen Rotorfläche wirkende Druckdifferenz entspricht der durch den Rotor eingepprägten Schubkraft. Die Geschwindigkeit nimmt nach dem Rotor weiter ab bis zu einer Geschwindigkeit v_3 . Wenn $\frac{v_3}{v_1} = \frac{1}{3}$ wird nach Betz die maximale Leistung entnommen. Der Nachlaufdrall bleibt unberücksichtigt.

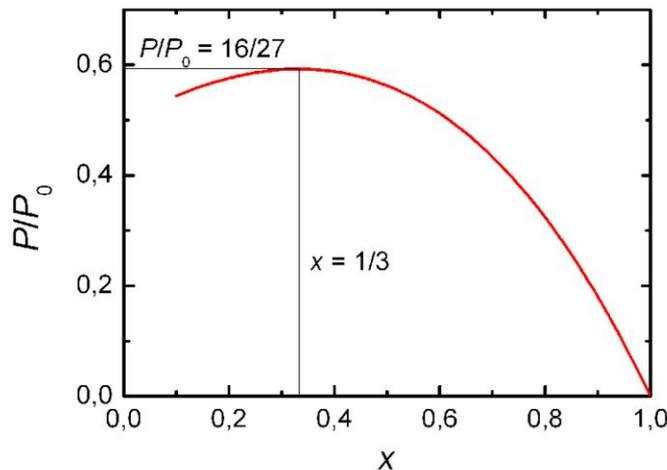


Abbildung 3.2: Leistungsbeiwert nach Betz. Der Leistungsbeiwert $c_P = \frac{P}{P_0}$ erreicht ein Maximum von 59 % bei einem Verhältnis der Geschwindigkeiten vor und nach der Anlage von $x = \frac{v_3}{v_1} = \frac{1}{3}$.

3.2 Methoden zur Windmessung

Die Leistung einer Windenergieanlage ist nach Gleichung (3.1) proportional zur dritten Potenz der Windgeschwindigkeit. Dadurch wird klar, dass sie den wichtigsten Parameter für den Ertrag von Windenergieanlagen und deren Wirtschaftlichkeit darstellt. In diesem Kapitel soll daher auf die wichtigsten Verfahren zur Windmessung in der Windenergie eingegangen werden.

Die unterschiedlichen Messmethoden können in zwei verschiedene Gruppen eingeteilt werden. Zum einen Punktmessungen, die die Windgeschwindigkeit zu einem Zeitpunkt in einem kleinen, nahezu punktförmigen Volumen in der Atmosphäre messen. Zu dieser Gruppe gehören z. B. Schalenkreuz- und Ultraschallanemometer. Es gibt außerdem Hitzdrahtanemometer zur Strömungsmessung, die allerdings im Freifeld keine Anwendung finden. Zum anderen gibt es die sogenannten Volumenmessungen, Sodar (Sonic Detection and Ranging) und Lidar (Light Detection and Ranging), die nicht die Geschwindigkeit quasi an einem Punkt messen, sondern in einem größeren Luftvolumen. Auf Grund dieses Messvolumens sind diese Messmethoden weniger genau als Punktmessungen von Anemometern. Allerdings ist es mit den Fernerkundungsmethoden Lidar und Sodar möglich auch in großen Höhen und gleichzeitig bei verschiedenen Höhen bzw. Abständen vom Messsystem zu messen.

Die bisher etablierteste Methode zur Windmessung ist die Verwendung von Schalenkreuzanemometern, die an Messmasten angebracht werden. Sie funktionieren

nach dem Widerstandsprinzip und erzeugen ein elektrisches Signal, das proportional zur Windgeschwindigkeit ist. Die Bestimmung des Signals erfolgt über die Drehzahl des Anemometers. Schalenkreuzanemometer sind robust und günstig, können aber nur die horizontale Windgeschwindigkeit messen. Eine vollständige Messung des Windvektors und somit eine Bestimmung der Windrichtung ist durch ein Ultraschallanemometer möglich. Dieses besteht aus jeweils drei Ultraschallsendern und -empfängern und sendet von jedem der drei Sender Ultraschallwellen an die drei Sensoren aus. Der Wind versetzt die Schallwellen sowohl horizontal als auch vertikal, so dass der Schall entsprechend zeitverzögert den nächsten Sensor erreicht. Aus dieser Verzögerung berechnet die Messelektronik drei räumlich orthogonale Windkomponenten. Mit dem Ultraschallanemometer sind zeitlich hochaufgelöste Punktmessungen mit größerer absoluter Genauigkeit als beim Schalenkreuzanemometer möglich. Außerdem ist es viel robuster gegen z. B. Vereisung als Schalenkreuzanemometer, da es keine beweglichen Teile gibt. Allerdings hat es den Nachteil, dass es sehr teuer ist und wegen der größeren Komplexität weniger gut für Langzeitmessungen geeignet ist.

Das Sodar-Verfahren (Sonic Detection and Ranging) bietet wie bereits erwähnt, eine Möglichkeit keine Punktmessungen durchzuführen, sondern die Windgeschwindigkeit eines Luftvolumens zu ermitteln. Außerdem sind auch Messungen in großen Höhen (bis 600 m) möglich. Diese Messtechnik ist ein akustisches Fernmessverfahren, bei dem akustische Wellen in die Atmosphäre ausgesandt werden. Der aus der Atmosphäre zurück gestreute Schall wird detektiert. Damit können mit Hilfe der Dopplerverschiebung Rückschlüsse auf die Windgeschwindigkeit gezogen werden [Gasch and Twele, 2007]. Das Prinzip der Lidarmessung ist der des Sodars sehr ähnlich. Anstatt Schall werden Laserpulse in die Atmosphäre ausgesandt und es kann durch das zurückgestreute Licht die Windgeschwindigkeit in Strahlrichtung ermittelt werden. Auf die Lidarmesstechnik wird in Kapitel 4 ausführlich eingegangen.

3.3 Bisherige Modellierung und Messung der Nachlaufströmung

Abbildung 3.1 zeigt, dass die Geschwindigkeit bereits kurz vor dem Rotor und hinter dem Rotor abnimmt. Soll eine Windenergieanlage im Nachlauf einer anderen Anlage platziert werden, ist es wichtig den Nachlauf möglichst gut charakterisieren zu können, da die Leistung proportional zur dritten Potenz der Windgeschwindigkeit ist (Gleichung (3.1)) und es bei zu geringem Abstand von Windenergieanlagen zu hohen Verlusten kommt. Anders als bei der von Betz angenommenen Stromröhrentheorie ohne radiale Wechselwirkung, kommt es in der Realität zu einer langsamen Erholung der Windgeschwindigkeit innerhalb der Nachlaufströmung. Dies wird von der Aufweitung der Nachlaufströmung und vor allem von der radialen Durchmischung innerhalb der Nachlaufströmung und zwischen der verlangsamten Nachlaufströmung und dem umgebenden, von der Windenergieanlage nahezu unbeeinflussten atmosphärischen Strömungsfeld beeinflusst. Dieses Verhalten ist Gegenstand sehr umfangreicher aktueller Forschungen, welche eine Vielzahl von Modellen und Simulationsverfahren hervorgebracht hat. Hier werden nur zwei relativ einfache, jedoch in der industriellen Praxis nach wie vor stark verbreitete Modelle (Jensen und Ainslie) beschrieben, da sich bereits daran wesentliche in den späteren Kapiteln experimentell untersuchte Phänomene verdeutlichen lassen. Das Jensen Modell [Katic et al., 1986] ist ein sehr einfaches Modell, das keine Turbulenzen und Betrachtungen der thermischen Schichtung berücksichtigt. Das Modell nimmt eine lineare Aufweitung der Nachlaufströmung an. Dies wird durch eine Wake-Gerade mit einer Steigung die der Nachlauf-Ausbreitungskonstanten entspricht, berücksichtigt. Diese hängt nur von der Nabenhöhe und der Rauigkeitslänge ab. In die Berechnung der Geschwindigkeit im Nachlauf gehen der Rotordurchmesser und der Schubbeiwert, sowie der Abstand von der Anlage ein. In Abb. 3.3 findet sich eine Skizze zu dem Modell von Jensen, in dem besonders die Aufweitung des Nachlaufs deutlich wird.

Ein weiteres häufig genutztes Nachlaufmodell, welches bereits eine nicht uniforme radiale Geschwindigkeitsverteilung im Nachlauf und die Effekte der dadurch auftretenden Geschwindigkeitsscherung im Nachlauf berücksichtigt, geht auf ein axialsymmetrische Lösung der inkompressiblen, stationären Navier-Stokes-Gleichung mit einer Eddy-Viscosity-Schließung nach Ainslie zurück. Ainslie hat in seiner grundlegenden Publikation von 1988 die wesentlichen Eigenschaften des Nachlaufs zusammengefasst [Ainslie, 1988]: Es gibt einen Nahnachlauf, der eine sehr komplexe Struktur hat und sich 2 bis 4 D (D =Rotordurchmesser) stromabwärts erstreckt. In diesem Bereich herrscht eine Relaxation von radialen und axialen Druckgradienten vor, die durch die Energieentnahme entstehen. Dies führt zu einer Abnahme der Geschwindigkeit auf Nabenhöhe und einer Verbreiterung des Nachlaufs stromabwärts. Die minimale Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe

KAPITEL 3. NACHLAUFSTRÖMUNG VON WINDENERGIEANLAGEN

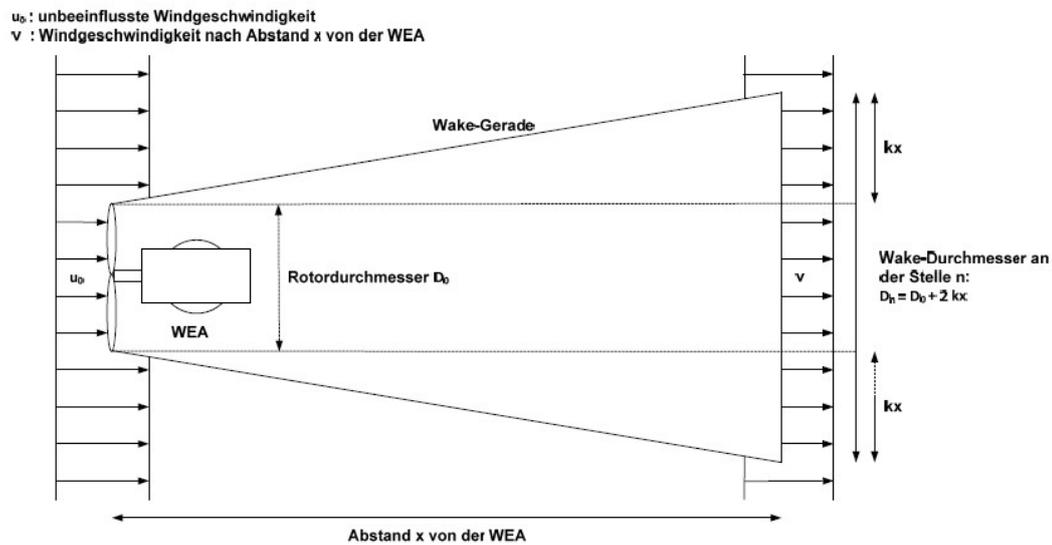


Abbildung 3.3: Skizze zum Modell von Jensen. Entnommen aus [Splett, 2009]. k ist in dieser Skizze die Wake-Ausbreitungskonstante.

he wird zwischen 1 und $2 D$ erreicht. Die sich von den Blattspitzen ablösenden Wirbel zerfallen in diesem Bereich durch die Turbulenz in der Umgebung. Zwischen 3 und $5 D$ wird durch die kranzförmige Scherungsschicht des Nachlaufs großskalige Turbulenz erzeugt. Nach ca. $5 D$ ist das Nachlaufprofil gaußförmig (Fernnachlauf). Es ist zu beachten, dass die angegebenen Längen des Nah- und Fernnachlaufs keine universellen Werte darstellen. Sie hängen von der Schichtung der Atmosphäre, der Umgebungsturbulenz, Windgeschwindigkeit, Windrichtung, dem Schubbeiwert und der durch die Windenergieanlage erzeugten Verwirbelungen ab. Der Nahnachlauf unmittelbar hinter dem Rotor hängt vor allem von der Rotor-aerodynamik und vom Schubbeiwert ab [Barthelmie et al., 2010], welcher wiederum stark durch die Betriebsbedingungen der Windenergieanlage und damit durch die Windgeschwindigkeit beeinflusst wird. Durch die seit Beginn der 2000er Jahre nahezu ausnahmslos eingesetzten drehzahlvariablen, pitchgeregelten Windenergieanlagen wird der Schubbeiwert im Bereich zwischen Einschaltwindgeschwindigkeit von ca. $3,5$ m/s auf Nabenhöhen und der Nennwindgeschwindigkeit von ca. $11-13$ m/s, bei der erstmals Nennleistung erreicht wird, nahezu konstant und ungefähr auf den nach Betz optimalen Wert von $8/9$, d. h. ca. $0,89$, geregelt. Hierdurch wird der Leistungsbeiwert c_P und damit der Energieertrag maximiert. Für Windgeschwindigkeiten oberhalb der Nennwindgeschwindigkeit muss die Leistungsentnahme durch Verstellung der Blattwinkel (Pitchverstellung) begrenzt werden. Dies bewirkt eine starke Abnahme des Anlagenschub und des resultierenden Schubbeiwerts bis unter $0,1$ bei Erreichen der typischen

3.3. BISHERIGE MODELLIERUNG UND MESSUNG DER NACHLAUFSTRÖMUNG

Abschaltgeschwindigkeit von 25 m/s. Hieraus ergibt sich, dass die Nachlaufeffekte im Windgeschwindigkeitsbereich der Teillast maximal sind und im Volllastbereich stark abnehmen. Zur Verdeutlichung der Unterschiede der Ausprägung des Nachlaufs bei unterschiedlichen atmosphärischen Bedingungen sind in Abb. 3.5 und Abb. 3.6 Simulationen der Geschwindigkeitsdefizite für geringe Umgebungsturbulenz und neutrale Schichtung der Atmosphäre für unterschiedliche Schubbeiwerte dargestellt (entnommen aus [Ainslie, 1988]). Das Geschwindigkeitsdefizit ist definiert als Quotient aus der Differenz zwischen Geschwindigkeit auf Nabenhöhe weit vor der Windenergieanlage und der Geschwindigkeit auf Nabenhöhe im Nachlauf bei verschiedenen Abständen D und der Geschwindigkeit auf Nabenhöhe bei ungestörter Atmosphäre. Die Abbildungen enthalten neben den Simulationen einige wenige Messdaten aus Windkanalexperimenten [Talmon, 1985]. Zunächst lässt sich erkennen, dass es eine deutliche Abhängigkeit vom Schubbeiwert gibt. Die Geschwindigkeitsdefizite sind größer bei höheren Schubbeiwerten. Außerdem erkennt man, dass die Kurven des Geschwindigkeitsdefizits für geringe Umgebungsturbulenz weniger schnell abfallen als bei turbulenter Atmosphäre. D. h. bei gleichem Schubbeiwert würde man bei weniger Umgebungsturbulenz stärker ausgeprägte Nachlaufeffekte erwarten. Eine schematische Darstellung des Nachlaufs mit Geschwindigkeitsprofilen ist zur Verdeutlichung in Abb.3.4 gezeigt. Neben Nahnachlauf und Fernnachlauf ist die Aufweitung des Geschwindigkeitsdefizits zu sehen. Bei einer Schräganströmung des Rotors wird der Nachlauf seitlich ungefähr mit doppeltem Winkel abgelenkt [Burton et al., 2001].

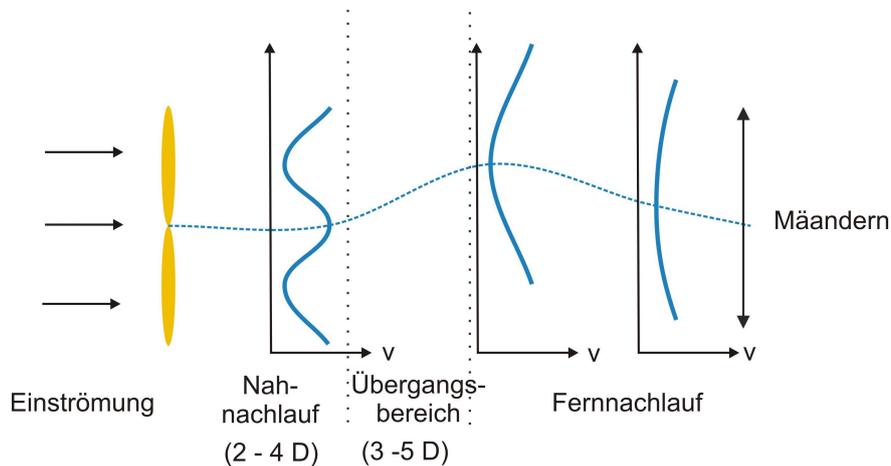


Abbildung 3.4: Skizze der Windprofile stromabwärts einer Windenergieanlage nach [Ainslie, 1988]. Es ist zu erkennen, dass sich der Nachlauf in einen Nahnachlauf (2 bis 4 D), einen Übergangsbereich (3 bis 5 D) und einen Fernnachlauf (ab 5 D) gliedern lässt. Es ist außerdem das sogenannte Wake Meandering angedeutet, welches durch großskalige atmosphärische Turbulenz zu Stande kommt.

KAPITEL 3. NACHLAUFSTRÖMUNG VON WINDENERGIEANLAGEN

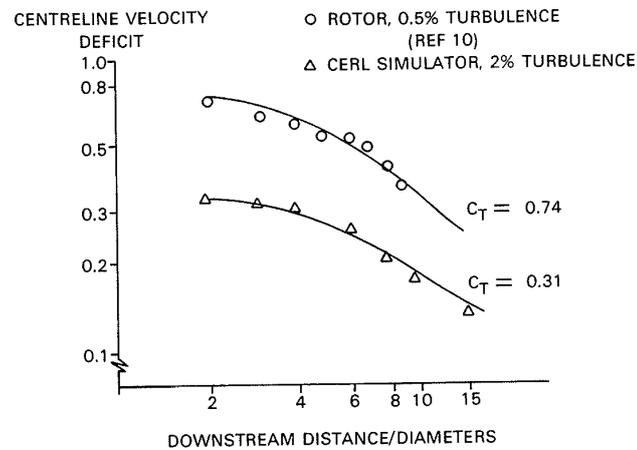


Abbildung 3.5: Geschwindigkeitsdefizite bei verschiedenen Abständen stromabwärts einer Modell-Windenergieanlage nach [Ainslie, 1988] bei geringer Umgebungsturbulenz und verschiedenen Schubbeiwerten c_T .

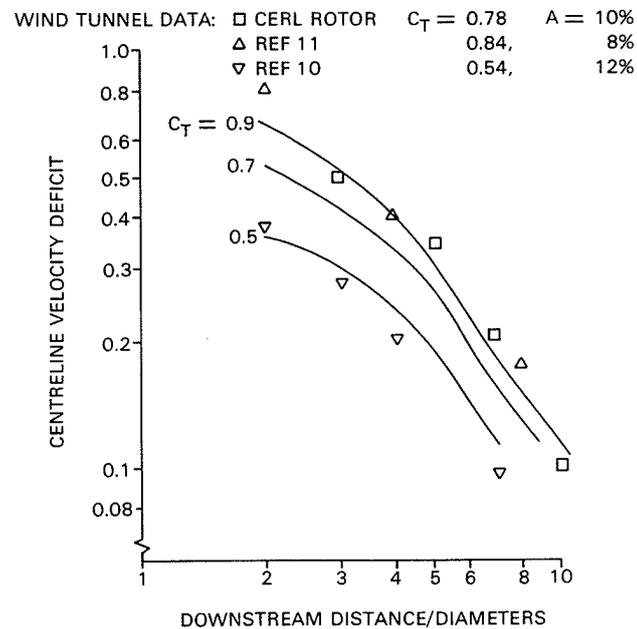


Abbildung 3.6: Geschwindigkeitsdefizite bei verschiedenen Abständen stromabwärts einer Modell-Windenergieanlage nach [Ainslie, 1988] bei neutraler Grenzschicht und verschiedenen Schubbeiwerten c_T .

3.3. BISHERIGE MODELLIERUNG UND MESSUNG DER NACHLAUFSTRÖMUNG

Es gab in der Vergangenheit verschiedene Arbeiten mit unterschiedlichen Ansätzen, um ein besseres, genaueres Verständnis des Nachlaufs einer Windenergieanlage zu bekommen. Im Folgenden werden einige experimentelle Arbeiten aufgeführt. Für die vielen verschiedenen Nachlaufmodelle sei auf das Übersichtspaper von Vermeer [Vermeer et al., 2003] verwiesen. Neuere Publikationen verwenden LES-Modelle (Large Eddy Simulations) zur Nachlaufsimulation, [Wussow et al., 2007], [Wu and Porté-Agel, 2011], [Jimenez et al., 2007] oder [Steinfeld et al., 2010]. Die Modelle sollen hier nicht beschrieben und diskutiert werden, allerdings sind in Abb. 3.7 Geschwindigkeitsprofile und Profile der Turbulenzintensität gezeigt (aus [Steinfeld et al., 2010]), die bereits an dieser Stelle zur besseren Illustration des Nachlaufs und im späteren Teil der Arbeit zum besseren Verständnis der gezeigten Messungen beitragen. In [Larsen et al., 2008] wurde das sogenannte Dynamic Wake Meandering Model (DWM) entwickelt, das gleichzeitig Leistungsverluste und dynamische Belastungen berücksichtigt. Ein einfaches analytisches Modell für Überlagerung von Nachläufen in großen Windparks wurde in [Emeis, 2010] gezeigt.

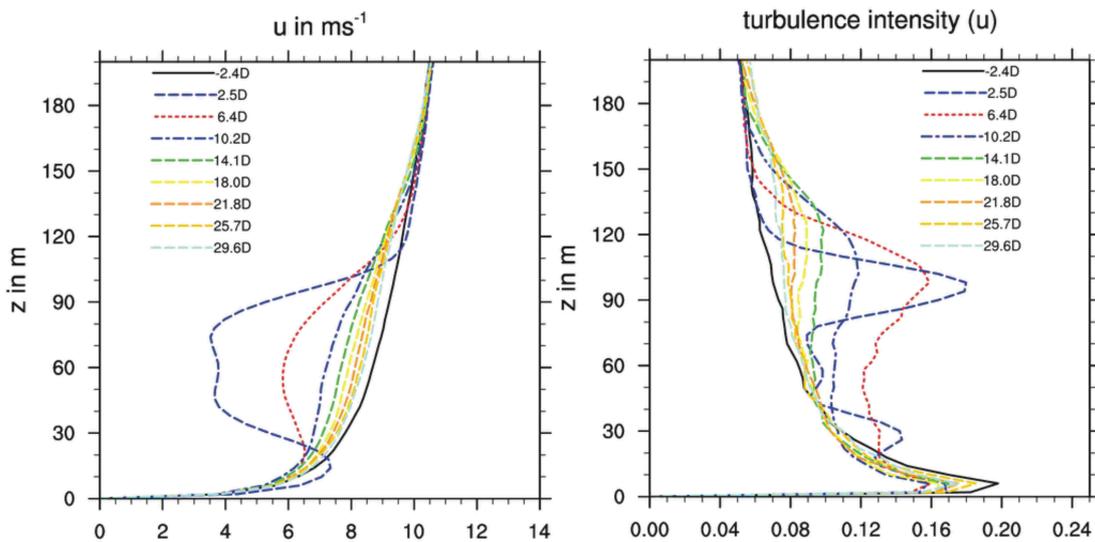


Abbildung 3.7: Geschwindigkeitsprofile und Profile der Turbulenzintensität im Nachlauf einer Windenergieanlage (Rotordurchmesser 62 m, Nabenhöhe 61 m)(aus [Steinfeld et al., 2010]). Positive Werte in Rotordurchmessern D entsprechen einer Position im Nachlauf der Windenergieanlage, negative einer Position vor der Anlage. z ist in dieser Abbildung die Höhe. u die mittlere Windgeschwindigkeit. Es ist in den Profilen deutlich der Einfluss einer Windenergieanlage, sowie der Nah- und Fernnachlauf zu erkennen.

Es wurde bereits eine Vielzahl von Experimenten in Windkanälen durchgeführt. Die vielversprechendsten Ergebnisse wurden bei Experimenten mit Rotoren in „Originalmaßen“ erzielt. Allerdings sind diese Experimente sehr teuer, da zum einen hohe Investitionen für das Modell notwendig sind und auch ein Windkanal geeigneter Größe erforderlich ist. Ein Experiment wurde 2001 vom NREL im NASA-Ames Windkanal durchgeführt [Hand et al., 2001, Schreck, 2002]. Es wurde dabei ein Testrotor mit einem Durchmesser von 10 m verwendet. Bei dieser Messkampagne wurden vor allem die Druckverhältnisse am Rotorblatt untersucht, aber nur wenige Daten über die Windgeschwindigkeit im Nachlauf gesammelt. Ein ähnliches Projekt mit dem Namen „MEXICO“ (Model Rotor Experiments Under Controlled Conditions) gab es auch 2006 auf europäischer Ebene [Snel et al., 2007]. Es wurde ein Rotor mit einem Durchmesser von 4,5 m benutzt. Die Experimente wurden in der DNW (Deutsch-Niederländischen Windanlage) durchgeführt. Auch hier wurden hauptsächlich Druckverhältnisse untersucht und nur wenige Ergebnisse über Windgeschwindigkeiten im Nachlauf mit PIV (Particle Image Velocimetry) erzielt. In [Vermeer et al., 2003] ist eine Tabelle mit den unterschiedlichen Experimenten mit Rotoren unterschiedlicher Größe in Windkanälen aufgeführt. Außerdem gibt [Vermeer et al., 2003] einen guten Überblick von Nachlaufmessungen und Simulationen bis zum Jahr 2003.

Ein weiterer Ansatz den Nachlauf einer Windenergieanlage besser zu verstehen, ist die Strömungsvisualisierung durch Rauch. Dabei kann der Rauch entweder aus den Rotorblättern kommen oder von außen zugeführt werden. Es gibt sowohl Experimente im Windkanal, als auch in der Natur. Die ersten Versuche wurden bereits Ende der 70er, Anfang der 80er Jahre in Schweden durchgeführt [Alfredsson and Dahlberg, 1979, Alfredsson and Dahlberg, 1981]. Weitere Arbeiten folgten. Es seien mit [Anderson et al., 1987], [Savino and Nyland, 1985], [Vermeer, 1989], [Eggleston and Starcher, 1990] und [Hand et al., 2001] nur einige dieser erwähnt. Abb. 3.8 zeigt den Nachlauf einer Windturbine, der von Wissenschaftlern des Risoe National Laboratory sichtbar gemacht wurde.

Eine weitere Möglichkeit Informationen über den Nachlauf bzw. die Windgeschwindigkeiten zu erhalten, sind Messungen mit Schalenkreuzanemometern. Dies sind laut internationalen Normen [IEA, 1999, IEC, 2005b] die geeignetsten Sensoren zur Windmessung. Die Schalenkreuzanemometer sind gewöhnlich auf Messmasten angebracht. Es lassen sich mit Schalenkreuzanemometer gute Messungen erzielen, allerdings handelt es sich dabei lediglich um Punktmessungen. Außerdem sind Messmasten sehr teuer, vor allem wenn sie sehr hoch sind. Mit den Schalenkreuzanemometern ist es nicht möglich Vertikalkomponente des Windes richtig zu erfassen. Ultraschallanemometer, bei denen alle drei Windkomponenten erfasst werden, bieten Abhilfe. Das große Problem bei der Benutzung von Anemometern zur Charakterisierung des Nachlaufs ist, wie bereits erwähnt, dass diese nur in einem sehr kleinen, fast punktförmigen Luftvolumen messen, außerdem

3.3. BISHERIGE MODELLIERUNG UND MESSUNG DER NACHLAUFSTRÖMUNG



Abbildung 3.8: Nachlaufschweif einer Windenergieanlage in Dänemark. Dieser wurde durch Rauch sichtbar gemacht. Diese Windenergieanlage dreht sich im Gegensatz zu den meisten anderen Anlagen gegen den Uhrzeigersinn (Quelle: Risoe).

werden die Messungen durch den Messmast beeinflusst. Es gibt einige Arbeiten in denen versucht wurde den Nachlauf mit Anemometerdaten zu beschreiben. [Magnusson and Smedman, 1999] beschreibt ein Experiment, das in einem Windpark mit 4 Windenergieanlagen und 2 Messmasten durchgeführt wurde, und bei dem Geschwindigkeitsdaten im Nachlauf gesammelt wurden. Vor allem die Abhängigkeit des Nachlaufs vom Schubbeiwert der Windenergieanlagen wurde untersucht. In [Magnusson, 1999] wurden die Messungen mit einem Modell verglichen. Weitere Messmastdaten wurden bei einem Experiment in einem Offshore Windpark gesammelt, bei dem 3 Masten an Land bzw. See zur Messung verwendet wurden [Barthelmie et al., 1996, Frandsen et al., 1996]. Die Messdaten wurden mit Modelldaten verglichen [Lange et al., 2003].

Erste Sodarmessungen wurden 1987 [Högström et al., 1988] durchgeführt. 2003 folgten Sodarmessungen von einem Schiff aus in Dänemark. Es wurden gute Erkenntnisse über den Nachlauf erzielt [Barthelmie et al., 2003]. Außerdem gelang ein Vergleich mit Simulationen des Nachlaufs [Barthelmie et al., 2006]. Voraussetzung für Sodarmessungen sind atmosphärische Bedingungen die eine gute Rückstreuung liefern. Die Auswertung und Interpretation der Ergebnisse ist aufwendig und setzt viel Erfahrung voraus. Ein Nachteil des Sodars ist, dass es durch Hintergrundgeräusche (Vogelzwitschern, Meeresrauschen) leicht gestört werden kann. Außerdem ist eine gleichzeitige Messung vor und hinter einer Anlage nicht möglich. In [Barthelmie et al., 2003] wurde jeweils ein Höhenprofil während des Anlagenbetriebs aufgenommen. Anschließend wurde die Windenergieanlage abgeschaltet, um ein ungestörtes Windprofil zu erhalten. So wurden 13 solcher „Profilpaare“ erhalten, welche zu diesem Zeitpunkt wohl den umfangreichsten verfügbaren Datensatz darstellten.

Eine weitere Fernerkundungsmethode zur Charakterisierung des Nachlaufs ist das Lidar (Light Detection and Ranging), das auch in der vorliegenden Arbeit verwendet wurde. Das Lidarprinzip ist ähnlich dem des Sodar, es werden anstatt akustischen Wellen aber Laserwellen benutzt. Im nächsten Kapitel wird auf die Eigenschaften des verwendeten Lidars eingegangen. Es wurden 2009 bzw. 2010 Messungen in Risoe, Dänemark, durchgeführt, bei denen das Lidarsystem ZephIR der Firma Natural Power (vormals QinetiQ) zum Einsatz kam [Bingöl et al., 2009, Trujillo et al., 2011]. Es handelt sich dabei um ein Lidarsystem mit einem Dauerstrich-Laser (cw-Laser). Das Lidar war auf der Gondel einer Windenergieanlage montiert und es wurden Nachlaufuntersuchungen durchgeführt. Es konnten Geschwindigkeitsprofile bei verschiedenen Abständen gemessen werden, allerdings nur bis zu einem Abstand von 4 D im Nachlauf. Es konnte deutlich die Verbreiterung des Geschwindigkeitsdefizits stromabwärts gemessen werden. Das sogenannte Wake Meandering, die schlangenförmige laterale und horizontale Bewegung des Nachlaufs, welches durch Fluktuationen in der Windrichtung zu Stande kommt [Ainslie, 1988], war Fokus dieser Arbeiten. Das Mäandern ist in Abb. 3.4 angedeutet. Es sei an dieser Stelle angemerkt, dass es auch Wissenschaftler gibt, die unter dem Mäandern eine schlangenförmige Bewegung des Nachlaufs verstehen, die durch Effekte der Windenergieanlage selbst induziert wird [Medici, 2004, Medici and Alfredsson, 2006, Medici and Alfredsson, 2008] und nicht durch Fluktuationen in der Windrichtung. In [Bingöl et al., 2009] und [Trujillo et al., 2011] und in der vorliegenden Arbeit bezeichnet Mäandern aber ausschließlich die schlangenförmige Bewegung, hervorgerufen durch Änderungen in der Windrichtung. Beim ZephIR handelt es sich um ein Lidar, das mit einem Dauerstrichlaser ausgestattet ist und eine maximale Reichweite von 200 m besitzt. Es wurden damit bereits 2007 erfolgreich Messungen von der Gondel einer Windenergieanlage durchgeführt, zur Untersuchung von Böen [Harris et al., 2007]. Details zu diesem Lasersystem finden sich auch in [Karlsson et al., 2000] und [Smith et al., 2006]. Das Produkt Windcube der Firma Leosphere ist ein weiteres kommerzielles Lidarsystem, allerdings ist dies mit einem gepulsten Festkörperlaser ausgestattet. Derartige Systeme optimal für Windenergieanwendungen zu nutzen, wird sowohl in Risoe [Mann et al., 2008], als auch am Stiftungslehrstuhl Windenergie [Basterra Taramona, 2008] [Rettenmeier et al., 2008b, Rettenmeier et al., 2008c, Rettenmeier et al., 2008a] in Stuttgart und an der Universität Oldenburg in der Arbeitsgruppe für Windenergiesysteme [Trujillo et al., 2010] untersucht.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass es inzwischen gute Sodarmessungen und Messungen mit kurzreichweitigen Lidarsystemen gibt. Einen guten Überblick über den Stand der Technik liefert [Courtney, M. et al., 2011]. Allerdings ist es noch nicht gelungen gleichzeitig mit langer Reichweite vor und hinter einer Windenergieanlage die Umströmung zu messen, wie es in der vorliegenden Arbeit gezeigt wird.

Kapitel 4

Das 2 μm -Doppler-Windlidar

4.1 Lidarmessmethoden

Lidar (Light Detection and Ranging) ist eine Fernerkundungsmethode mit der sich die unterschiedlichsten atmosphärischen Parameter messen lassen. Laserlicht wird in die Atmosphäre ausgesandt und das aus der Atmosphäre an Molekülen und Aerosolpartikeln zurückgestreute Licht wird detektiert. Aus der Lichtlaufzeit der Signale wird die Entfernung zum Ort der Streuung berechnet. Je nach Lidarmethode werden aus den Rückstreusignalen dann Rückschlüsse auf verschiedene atmosphärische Größen gezogen. Eine Lidarmethode ist beispielsweise das differentielle Absorptionslidar (DIAL) bei dem das Konzentrationsprofil von zum Beispiel Wasserdampf entlang der Ausbreitungslinie der Laserpulse berechnet wird. Eine weitere Methode ist das Doppler-Lidar zur Windgeschwindigkeitsmessung. Einen ausführlichen Überblick über die verschiedenen Lidarmethoden liefern [Weitkamp, 2005] und [Fujii and Fukuchi, 2005]. Für die in dieser Arbeit gezeigten Messungen wurde ein gepulstes, kohärentes Doppler-Windlidar mit Heterodynempfang verwendet. Im folgenden Kapitel werden das Prinzip dieses Lidars und die dazu wichtigsten theoretischen Grundlagen erläutert, sowie die Systemparameter aufgeführt. Außerdem wird auf die Analyse der gemessenen Heterodynsignale eingegangen.

4.2 Prinzip des kohärenten Doppler-Windlidars

Beim kohärenten Doppler-Lidar werden einzelne Pulse einer festen Frequenz in die Atmosphäre emittiert. Die ausgesandten Laserpulse werden an Partikeln in der Luft elastisch gestreut. Durch die Messung der Frequenzverschiebung zwischen ausgesandtem Puls und zurück gestreuter Strahlung (Dopplerverschiebung), welche durch die Bewegung der Teilchen in der Atmosphäre zu Stande kommt und deren Entstehung analog zum akustischen Dopplereffekt ist, kann die Windge-

schwindigkeitskomponente v_{LOS} entlang des Lidarstrahls bestimmt werden. Der Index LOS steht für Line of Sight und ist eine im kohärenten Windlidar gängige Abkürzung. Für die Frequenzverschiebung gilt:

$$\Delta f = \frac{2f_0 v_{LOS}}{c}. \quad (4.1)$$

Wobei f_0 die Frequenz des ausgesandten Lichtes und c dessen Geschwindigkeit ist. Die zurück gestreute Strahlung wird mit einem Dauerstrich-Laser (cw-Laser) im Empfangssystem überlagert und detektiert. Diese Überlagerung mit dem auch als Lokal-Oszillator bezeichneten cw-Laser, ist charakteristisch für das kohärente Doppler-Lidar. Im Vergleich zum inkohärenten Empfang, bei dem am Detektor die Leistung der zurück gestreuten Strahlung direkt erfasst wird, hat der kohärente Empfang den Vorteil, dass die Phaseninformation der elektromagnetischen Welle erhalten bleibt. Des Weiteren spielen Interferenzerscheinungen des Ensembles der Streuer für die Bestimmung der Windgeschwindigkeit keine Rolle (Speckle-Effekt). Beim Doppler-Lidar wird, egal ob kohärenter oder inkohärenter Empfang, die Dopplerverschiebung von dem zurück gestreuten Signal eines einzigen Pulses bestimmt, da aufeinander folgende ausgesandte Laserpulse keine feste Phasenbeziehung besitzen. In Abb. 4.1 ist zur Verdeutlichung ein Schema des 2 μm -Doppler-Windlidars dargestellt. Ein gepulster Laser mit Frequenz f_0 durchläuft Teleskop und Scannereinheit des Systems und wird in der Atmosphäre gestreut. Die Frequenz des zurück gestreuten Lichtes mit Dopplerverschiebung ist $f_0 + \Delta f$. Sowohl das Signal ohne Frequenzverschiebung, als auch das zurück gestreute Signal werden mit einem Dauerstrich-Laser der Frequenz $f_0 + f_{IF}$ überlagert. Die Signale mit den jeweiligen Schwebungsfrequenzen aus diesen Überlagerungen f_{IF} bzw. $f_{IF} + \Delta f$ werden detektiert. Durch Herausfiltern der Frequenzen aus den Signalen ist es dann möglich die Frequenzverschiebung Δf und nach Gleichung (4.1) die Komponente der Windgeschwindigkeit in Strahlrichtung zu ermitteln. Δf kann beim Heterodynempfang sowohl positiv als auch negativ sein und bestimmt somit das Vorzeichen von v_{LOS} (vgl. Abb. 4.5). Die Frequenzen des gepulsten Lasers und des Dauerstrich-Lasers unterscheiden sich geringfügig (10^{-7}) in der Frequenz f_{IF} . Dies ist charakteristisch für den Heterodynempfang. Als Heterodynempfang bezeichnet man die Tatsache, dass sich die Frequenz des Dauerstrich-Lasers $f_0 + f_{IF}$ geringfügig von der Frequenz des gepulsten Lasers f_0 unterscheidet. Dadurch ist es möglich auch das Vorzeichen der Dopplerverschiebung zu bestimmen. Beim Homodynempfang, bei dem die Frequenzen von Dauerstrich-Laser und gepulstem Laser gleich sind, ist dies nicht möglich. In Abb. 4.2 ist noch einmal ein Ausschnitt des heterodyn Überlagerungsempfangs für das zurück gestreute Licht dargestellt. In den folgenden Ausführungen wird die Frequenz des Dauerstrich-Lasers $f_0 + f_{IF}$ als f_{LO} und die des zurück gestreuten Signals $f_0 + \Delta f$ als f_S abgekürzt. Für das elektrische Feld, das

4.2. PRINZIP DES KOHÄRENTEN DOPPLER-WINDLIDARS

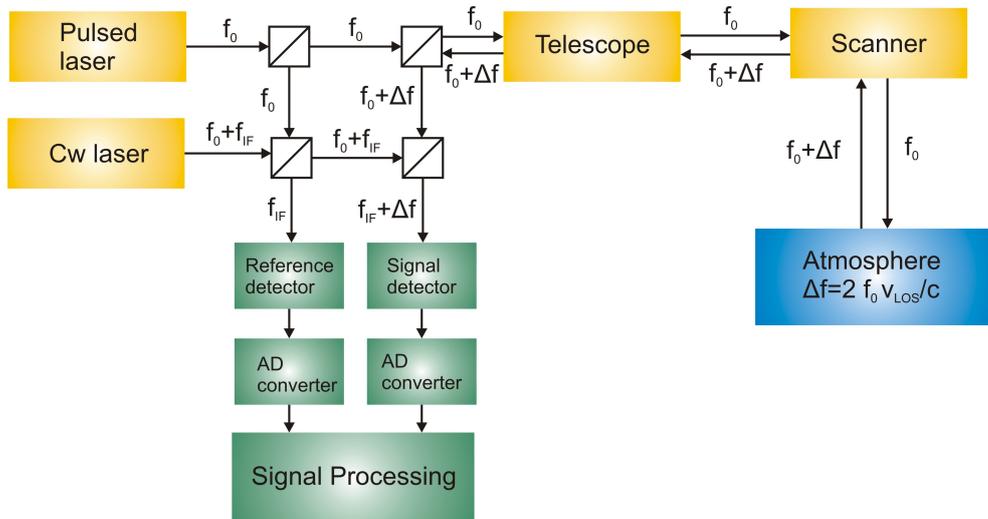


Abbildung 4.1: Schema des 2 μm -Doppler-Windlidars nach [Fix and Reitebuch, 2010]. Ein gepulster Laser durchläuft Teleskop und Scannereinheit und wird in der Atmosphäre gestreut. Sowohl das Signal des ausgehenden Pulses, als auch das des zurück gestreuten, dopplerverschobenen Lichtes werden mit einem Dauerstrich-Laser überlagert. Die daraus resultierenden Schwebungen werden detektiert. Dadurch ist es möglich durch den Frequenzunterschied Δf die Windgeschwindigkeit in Strahlrichtung des Lasers zu bestimmen.

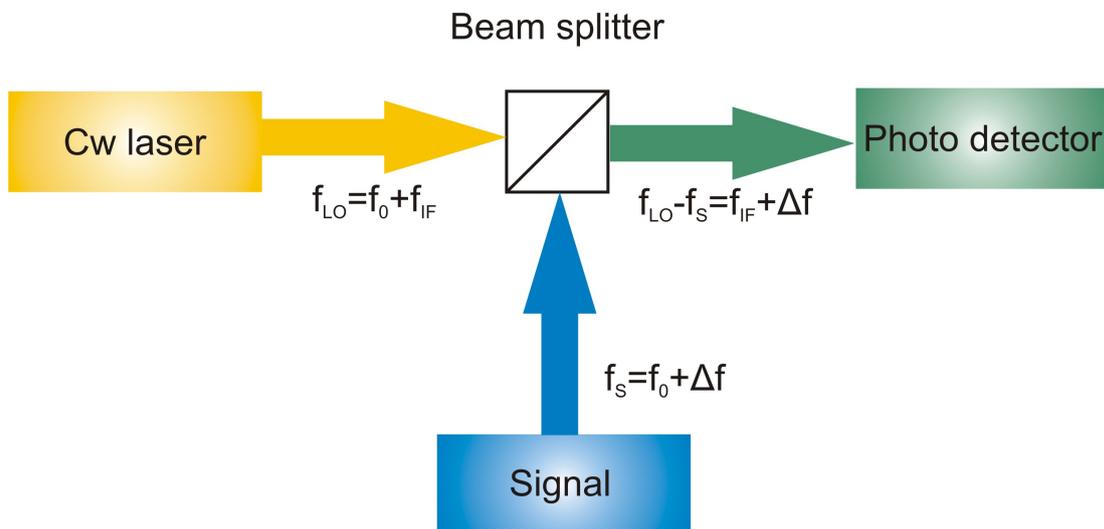


Abbildung 4.2: Detail des heterodynen Überlagerungsempfang für das zurück gestreute Signal mit einem Dauerstrichlaser geringfügig unterschiedlicher Frequenz.

auf den Photodetektor trifft, gilt:

$$E = E_{LO} \cos(2\pi f_{LO}t) + E_S \cos(2\pi f_S t). \quad (4.2)$$

Der Photostrom ist durch folgende Gleichung gegeben:

$$i(t) = \frac{e\eta_q P(t)}{h\nu_o}. \quad (4.3)$$

Wobei e die Elementarladung ist, η_q die konstante Quanteneffizienz, $P(t)$ die Leistung, die auf den Detektor trifft, h das Plancksche Wirkungsquantum und ν_o die Frequenz des optischen Signals. Für die Leistung gilt:

$$P(t) = \frac{E^2(t)A_D}{z_0}. \quad (4.4)$$

Hierbei ist A_D die Oberfläche des Detektors und z_0 der Wellenwiderstand des Vakuums. Mit den Gleichungen (4.2) und (4.4) ergibt sich für den Photostrom:

$$\begin{aligned} i(t) &= \frac{e\eta_q A}{z_0 h\nu_o} (E_{LO} \cos(2\pi f_{LO}t) + E_S \cos(2\pi f_S t))^2 \\ &= \frac{e\eta_q A}{z_0 h\nu_o} \left[\frac{1}{2} E_{LO}^2 (1 + \cos(4\pi f_{LO}t)) + \frac{1}{2} E_S^2 (1 + \cos(4\pi f_S t)) \right. \\ &\quad \left. + E_{LO} E_S \cos(2\pi f_S t - 2\pi f_{LO}t) + E_{LO} E_S \cos(2\pi f_S t + 2\pi f_{LO}t) \right]. \end{aligned} \quad (4.5)$$

Daraus ist ersichtlich, dass sich das elektrische Signal vom optischen Signal unterscheidet. Für hochfrequente optische Signale, üblicherweise im THz-Bereich, kann der Detektor dem optischen Signal nicht mehr folgen. Es können daher in Gleichung (4.5) die frequenzverdoppelten Terme und der Summenterm vernachlässigt werden. Mit den Substitutionen

$$i_{LO} = \frac{e\eta_q A_D}{2z_0 h\nu_o} E_{LO}^2 \quad (4.6)$$

und

$$i_S = \frac{e\eta_q A_D}{2z_0 h\nu_o} E_S^2 \quad (4.7)$$

ergibt sich für den Ausdruck des Photostroms, der als Heterodynsignal bezeichnet wird:

$$i(t) = i_{LO} + i_S + 2\sqrt{i_{LO}i_S} \cos(2\pi f_S t - 2\pi f_{LO}t). \quad (4.8)$$

Dabei sind i_{LO} und i_S die Gleichstromanteile, die durch die Lokaloszillatorstrahlung bzw. das zurück gestreute Licht verursacht werden und für Rauschen verantwortlich sind. Der letzte Term in (4.8) stellt den Wechselstromanteil dar, der die

die Schwebungsfrequenz enthält und somit die Bestimmung der Komponente der Windgeschwindigkeit v_{LOS} ermöglicht. Die vorangegangenen theoretischen Ausführungen basieren im Wesentlichen auf [Weitkamp, 2005, Kingston, 1978] und [Rahm, 1992].

4.3 Systemparameter des 2 μm -Windlidars

Das 2 μm -Windlidar des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) basiert auf einem kommerziellen gepulsten, kohärenten Heterodynlidar der Firma Lockheed Martin (vormals CLR Photonics) [Henderson et al., 1993]. Dieses Lidar wurde am DLR um eine Scannereinheit, die aus zwei gegeneinander rotierenden Keilen besteht erweitert. Außerdem wurde eine Routine zur Erfassung der Messdaten entwickelt. Es sind unterschiedliche Scangeschwindigkeiten und Scannmuster möglich. Auf die in dieser Arbeit verwendeten Muster und Geschwindigkeiten wird in Kapitel 5.2 genauer eingegangen. Die wichtigsten Systemparameter sind Tabelle 4.1 zu entnehmen. Die Wellenlänge beträgt 2,022 μm . Die Wiederholungsrate der Pulse 500 Hz. Die Pulse sind annähernd gaußförmig und haben eine Halbwertsbreite τ_P (engl. Full Width at Half Maximum, FWHM) von 0,5 μs . In Abb. 4.3 ist ein ausgehender Puls skizziert.

Tabelle 4.1: Die wichtigsten Systemparameter des benutzten Lidarsystems.

Slave Laser (Tm:LuAG)	
Wellenlänge	2,022 μm
Pulswiederholungsrate	500 Hz
Pulsenergie	1,5 mJ
Pulslänge (FWHM)	$0,5 \mu\text{s} = 75 \text{ m} = \frac{0,5 \mu\text{s} \cdot c}{2}$ $c = \text{Lichtgeschwindigkeit}$
Gesamtpulslänge („zero to zero“)	400 m
Teleskop	off-axis Typ Apertur: 10 cm
Scanner	Doppelkeil mit variabler Scangeschwindigkeit
Messbereich	Maximum: 500 m bis $\geq 10 \text{ km}$ Für prozessierte Daten: 500 m bis 3 km

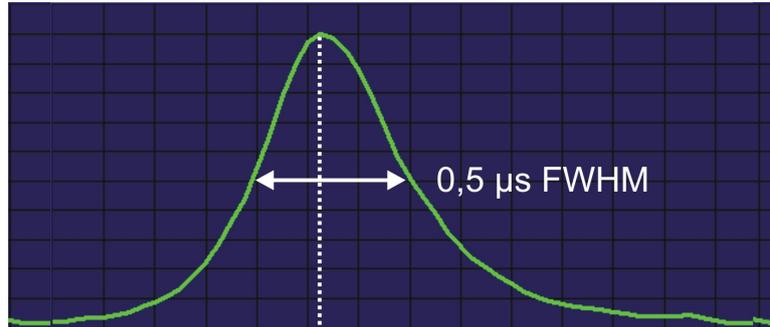


Abbildung 4.3: Skizze eines ausgehenden Laserpulses, der nur annähernd gaußförmig ist.

Mit der Formel für die Laufzeit T des Laserpulses vom Sender zum Ort der Streuung und zurück zum Empfänger

$$T = \frac{2r}{c} \quad (4.9)$$

kann die FWHM in einen Abstand vom Lidar (engl. range, r) bzw. eine Länge in Metern umgerechnet werden. Für r_P ergibt sich mit Gleichung (4.9) ein Wert von 75 m. Durch die FWHM ist das Messvolumen bestimmt. In eine genaue Ermittlung der Messunsicherheit bzw. Ortsauflösung nach [Smalikho et al., 2005] gehen neben den Systemparametern auch die für die Datenprozessierung verwendeten Parameter ein. Diese benötigten Parameter werden in Kapitel 4.4 erläutert. Dort wird noch einmal auf die genaue Berechnung der Ortsauflösung eingegangen. Die Messunsicherheit des 2 μm -Windlidars wurde aus der Standardabweichung einer Messung auf einen feststehenden Mast ermittelt. Dafür wurden die Daten an der Position des feststehenden Mastes genauso prozessiert wie alle anderen Lidardaten. Es ergab sich eine Messunsicherheit von 0,1 m/s. Der minimale Messabstand von ca. 500 m ergibt sich aus einem Heterodynsignal für einen einzelnen Puls. Ein solches Heterodynsignal ist in Abb. 4.4 zu sehen. Das Signal kann in das Monitorsignal und das Rückstreusignal aufgeteilt werden. Das Maximum des Monitorsignals bestimmt den Zeitpunkt t_0 bzw. den Abstand r_0 . Der minimale Messabstand ergibt sich aus dem Abstand von t_0 zum Beginn des Rückstreusignals. Ein Sample (ein Abtastwert) entspricht 0,3 m. Der maximale Messabstand ist vor allem von der Pulsenergie und dem Aerosolgehalt abhängig und beträgt für das verwendete Lidarsystem über 10 km. Die maximal verwendete Distanz für die im Rahmen dieser Arbeit prozessierten Daten beträgt 3 km. Das verwendete Lidarsystem wurde in der Vergangenheit für verschiedene Bodenkampagnen z. B. zur Vermessung von Flugzeugwirbelschleppen, aber auch bei vielen Flugkampagnen mit dem Forschungsflugzeug Falcon eingesetzt ([Kopp et al., 2004], [Rahm et al., 2007], [Rahm and Smalikho, 2008], [Smalikho et al., 2005]). Für die Kampagne der Messung der Umströmung einer

Windenergieanlage in Bremerhaven wurde der Einbau des Systems in einen neuen genormten Schiffscontainer geplant und durchgeführt. Dies vereinfacht den Transport des Lidargerätes und des Zubehörs auch für zukünftige Messkampagnen im Vergleich zu den vorher eingesetzten Messcontainern, da er nationalen und internationalen Standards entspricht.

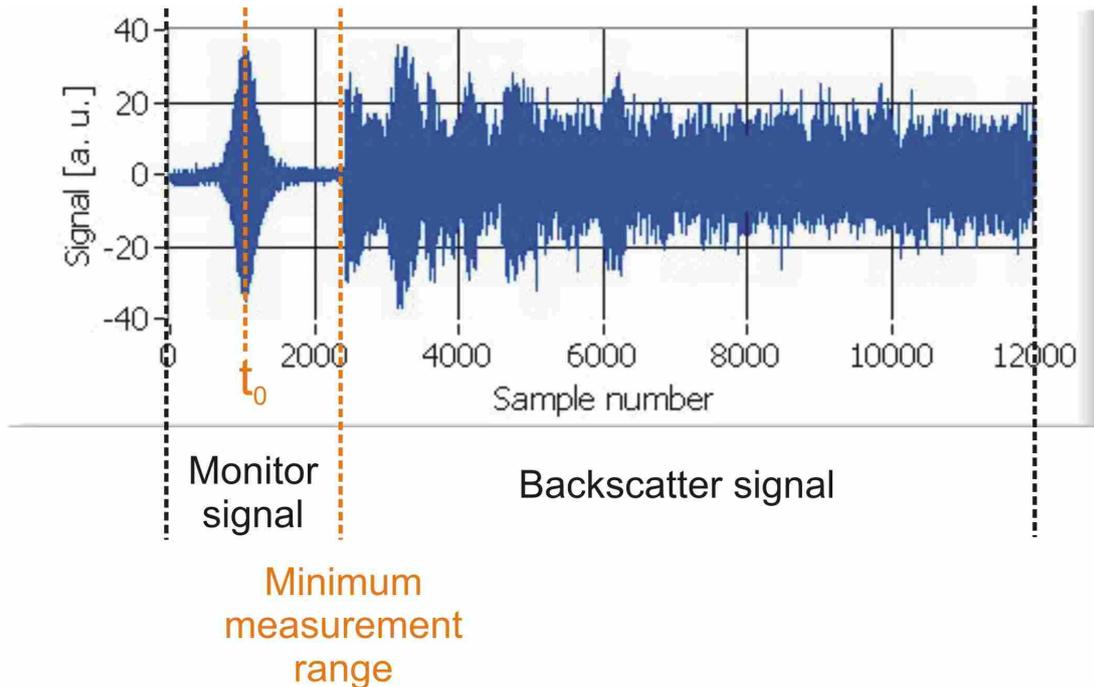


Abbildung 4.4: Heterodynsignal für einen einzelnen Laserpuls. Der minimale Messabstand ist bestimmt durch den Abstand des Maximums des Monitorsignals t_0 zum Beginn des Rückstreusignals.

4.4 Datenprozessierung

Die Auswertung der Rohdaten des 2 μm -Windlidars stellt einen aufwendigen Prozess dar. Dazu werden die Heterodynsignale jedes einzelnen Pulses und dessen Rückstreuung erfasst. D. h. bei einer Frequenz von 500 Hz müssen 500 Heterodynsignale pro Sekunde gespeichert werden. Die Reichweite, bis zu der das Heterodynsignal gespeichert wird, kann eingestellt werden. Dies hat Einfluss auf die Größe der Rohdaten. Für die in dieser Arbeit gezeigten Messungen betrug die Reichweite zwischen 2,5 km und 3 km. Damit wurden in 6 min ungefähr 2 GB Rohdaten produziert. Im Folgenden soll beispielhaft gezeigt werden, wie die Prozessierung der Rohdaten im Detail durchgeführt wurde. Danach wird klar werden, warum es von Vorteil ist, die Heterodynsignale zu speichern und nicht „nur“ die Windgeschwindigkeiten in Strahlrichtung.

In Abb. 4.4 ist das gespeicherte Heterodynsignal eines einzelnen Pulses dargestellt. Das Signal bis zu einem Sample von ca. 2500 (entspricht 750 m) stellt den ausgehenden Laserpuls dar (Monitor Signal), bei allem was dahinter zu sehen ist, handelt es sich um das Heterodynsignal der Rückstreuung aus der Atmosphäre dieses einzelnen Pulses (Backscatter Signal). Es können demzufolge erst ab einem Sample von 2500 Rückschlüsse auf den Wind gezogen werden. Das Sample ist ein Maß für die Entfernung vom Lidar und kann mit der Länge eines Samples von 0,3 m und unter Berücksichtigung des Maximums des ausgehenden Pulses in eine Entfernung vom Lidar umgerechnet werden. Für das Heterodynsignal aller aufgezeichneten Pulse wird eine schnelle Fouriertransformation (FFT) durchgeführt, jeweils für Rückstreusignal und ausgehenden Puls. Dazu wird das Signal in sogenannte Range Gates (Fourierfenster) aufgeteilt. Ein einzelnes Range Gate ist im Heterodynsignal in Abb. 4.5 angedeutet. Der Algorithmus für die Berechnung der Fast-Fourier-Transformation verlangt, dass die Anzahl der Samples in der Zeitreihe einer ganzzahligen Zweierpotenz entspricht. Für die in den nächsten Kapiteln gezeigten Messungen wurden Fenster von 512 Samples gewählt. 512 Range Gates entsprechen einer Fensterbreite r_W von $512 \cdot 0,3 \text{ m} = 154 \text{ m}$. Dies kann mit Gleichung (4.9) in eine Zeit $\tau_W = 1 \mu\text{s}$ umgerechnet werden. Das Fourierfenster wurde zwischen zwei FFTs um 50 m weiter bewegt. Ein Range von 3 km entspricht dann 50 Range Gates. Mit den Angaben über das Fourierfenster und der aus den Systemparametern bekannten Pulslänge τ_P kann nach [Smalikho et al., 2005] die Messunsicherheit Δr für ein rechteckiges Fourierfenster in Strahlrichtung berechnet werden:

$$\Delta r = \frac{c\tau_W/2}{\text{erf}[\tau_W/(2\sigma_P)]}. \quad (4.10)$$

σ_P (halbe Halbwertsbreite) berechnet sich dabei folgendermaßen:

$$\sigma_P = \frac{\tau_P}{2\sqrt{\ln 2}}. \quad (4.11)$$

Mit Gleichung (4.10) und (4.11) ergibt sich für die verwendeten Parameter eine Ortsauflösung in Strahlrichtung von

$$\Delta r = 150 \text{ m.} \quad (4.12)$$

Im nächsten Schritt der Auswertung werden die Spektren von Rückstreuung und ausgehendem Puls gemittelt, um das Rauschen zu unterdrücken. Die Anzahl der Schüsse (Pulse) über die gemittelt wird, wird nach dem Signal-Rausch-Verhältnis bzw. der Qualität der Daten bestimmt. Für die Messungen in dieser Arbeit, welche unter guten Rückstreubedingungen aufgenommen wurden, wurde über 50 Schüsse gemittelt. Dies entspricht einer Zeit von 0,1 s. Zwei solche gemittelte Spektren, für ausgehende Pulse und Rückstreusignale, sind in Abb. 4.5 dargestellt. Mit einem geeigneten Peakfinder kann man die Frequenzen der beiden Signale ermitteln und mit Gleichung (4.1) den Wind in Strahlrichtung in einem bestimmten Abstand vom Lidar zu bestimmen. Bei der Bestimmung der Frequenz des Peaks ist darauf zu achten, dass der Peak nicht nur durch einen, sondern durch mehrere Punkte bestimmt ist (siehe Abb. 4.5). Daher wurde ein Peakfinder verwendet, der den Schwerpunkt bestimmt. Wie bereits erwähnt, wird um die verschiedenen Abstände zu ermitteln, das Fenster für die Fouriertransformation immer weiter geschoben. Für die hier ausgewerteten Daten wurde dies in 50 m Schritten gemacht. Dadurch wird der große Rechenaufwand, der für die Gewinnung der Komponente der Windgeschwindigkeit in Strahlrichtung aus den Rohdaten notwendig ist deutlich. Diese Form der Messdatenerfassung hat aber den Vorteil, dass aus den Rohdaten die optimalen Ergebnisse gewonnen werden können, da sowohl Fourierfenster, als auch die Anzahl der Schüsse, über die gemittelt wird, so gut wie möglich den atmosphärischen Bedingungen angepasst werden können. Außerdem gehen durch eventuelle Programmierfehler, z. B. beim Peakfinder, keine Rohdaten verloren. Für die nachfolgende durchgeführten Elevations- bzw. Azimuthscans muss die Auswerteroutine noch um eine Schleife für die Höhe bzw. Breite erweitert werden. Dies liefert dann die zweidimensionalen Ergebnisse. Zur Übersicht sind in Tabelle 4.2 die für die Datenauswertung wichtigen Größen zusammengefasst.

Tabelle 4.2: Wichtige Größen zur Auswertung der Lidardaten.

Sample Länge	0,3 m
Breite der Fourierfenster	$512 \cdot 0,3 \text{ m} = 154 \text{ m}$
Anzahl der Range Gates zwischen 500 und 3000 m	50
Anzahl der gemittelten Spektren	50 ($\hat{=}$ 0,1 s)

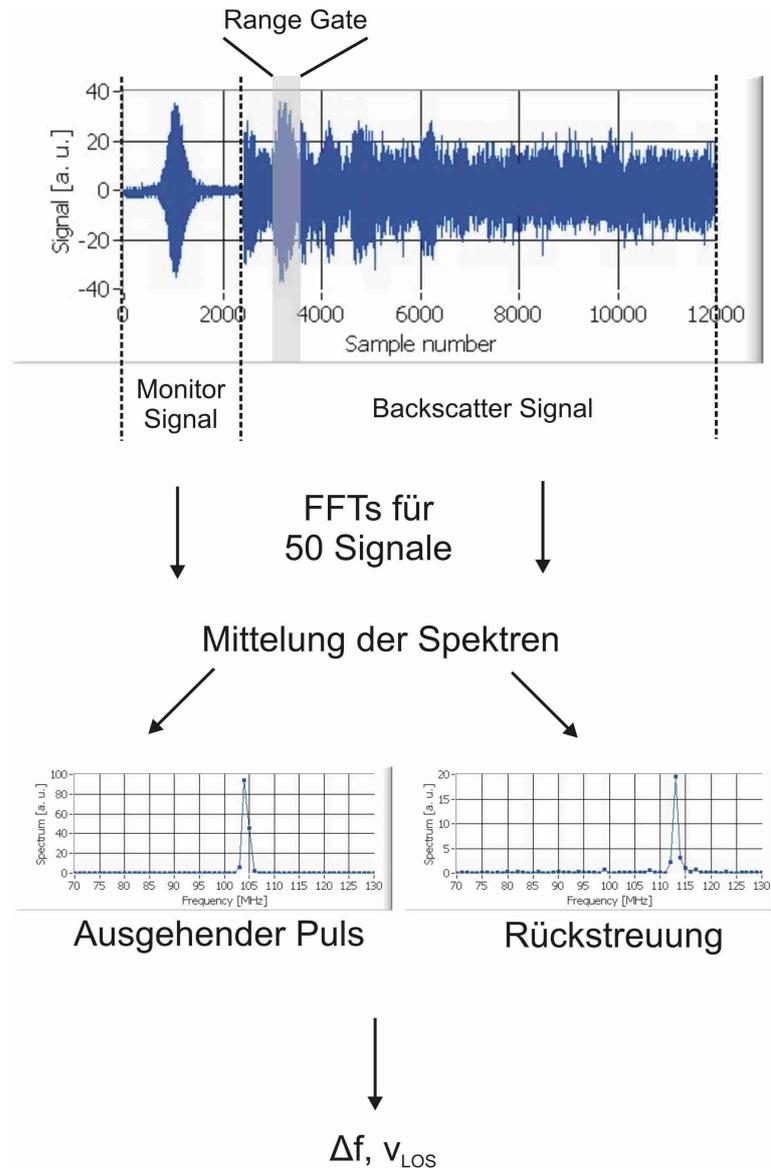


Abbildung 4.5: Skizze zur Auswertung der Rohdaten des 2 μm -Windlidars. Oben ist das Heterodynsignal eines einzelnen Pulses (Monitor Signal) und dessen Rückstreuung (Backscatter) dargestellt. 50 solcher Signale werden für ausgehenden Puls und Rückstreuung für ein bestimmtes FFT Fenster (Range Gate) durchgeführt. Die Spektren werden gemittelt. Aus diesen gemittelten Spektren ist es möglich die Frequenzverschiebung Δf und mit Gleichung (4.1) die Geschwindigkeit v_{LOS} an einem bestimmten Punkt zu berechnen. Die Windrichtung in Bezug zur Strahlausbreitung ergibt sich aus dem Vorzeichen der Frequenzverschiebung.

4.5 Vergleich mit anderen Windlidarsystemen

Abschließend zu diesem Kapitel soll an dieser Stelle das 2 μm -Windlidar mit zwei kommerziellen kohärenten Doppler-Windlidarsystemen verglichen werden, um einen Überblick über Vor- und Nachteile zu gewinnen.

Zum einen soll mit dem ZephIR der Firma Natural Power (vormals Qinetic) und zum anderen mit dem Windcube v2 der Firma Leosphere verglichen werden. Dies sind für einen Vergleich die beiden interessantesten Lidargeräte für Windenergieanwendungen. Die folgenden Informationen über diese beiden Geräte wurden den Internetseiten der Hersteller entnommen ([Natural Power, 2011] und [Leosphere, 2011]). Beide Geräte sind auf dem Markt deutlich günstiger und viel stärker verbreitet als ein kommerzielles 2 μm -Windlidar von Lockheed Martin. Bei dem Vergleich ist anzumerken, dass die genannten Lidarsysteme für unterschiedliche Anwendungen eingesetzt werden und deshalb auch unterschiedliche Scanmethoden verwenden. Während ZephIR und Windcube vor allem in der Windenergiebranche für bodenbasierte Messungen des Windpotentials an Stelle eines Windmessmasten genutzt werden, wird das aufwendigere Gerät von Lockheed Martin für meteorologische Messungen in größeren Höhen und für Spezialanwendungen wie Wirbelschleppenmessungen auf Flughäfen verwendet. Allen drei Lidarsystemen, die im Folgenden verglichen werden, ist gemein, dass sie kohärent sind und nach dem Doppler-Prinzip arbeiten. Allerdings verfügt das ZephIR über einen kontinuierlichen Laser, der in die Atmosphäre ausgesandt wird, Leosphere und 2 μm -Windlidar verwenden einen gepulsten Laser. Daraus ergeben sich einige Unterschiede. Das ZephIR muss auf eine bestimmte Entfernung vom Lidar fokussiert werden. Dann erfolgt ein konischer Scan, ein sogenannter VAD (Vertical Azimuth Display)-Scan, (30° geneigt von der Vertikalen) auf dieser Höhe für 3 s (entspricht 3 Umdrehungen) und liefert 50 LOS-Geschwindigkeiten für jede Umdrehung bevor das Lidarsystem auf eine andere Höhe fokussiert wird und erneut scannt. Aus den LOS-Geschwindigkeiten wird der Windvektor für die verschiedenen Höhen rekonstruiert. D. h. das ZephIR-Lidar misst zwar auf verschiedenen Höhen die Windgeschwindigkeit, allerdings nicht gleichzeitig. Details können [Courtney et al., 2008] entnommen werden. Ein konischer VAD-Scan ist in Abb. 4.6 gezeigt. Ein weiterer Unterschied zu einem gepulsten System ist, dass, bedingt durch die erforderliche Fokussierung, das Messvolumen auf das in Kapitel 3.2 eingegangen wurde, nicht annähernd konstant ist, sondern proportional zum Quadrat des Abstands vom Lidar zunimmt. So ist das Messvolumen nahe am ZephIR-Lidar bei 10 m Entfernung nur 0,07 m, bei 100 m schon 7,7 m. Die Werte wurden dem Datenblatt von Natural Power entnommen.

Der Windcube von Leosphere ist dem 2 μm -Windlidar sehr ähnlich. Der wichtige Unterschied ist, dass durch eine geringere Pulsenergie die Reichweite viel kürzer ist und nur bei ca. 200 m liegt. Das Messvolumen ist geringer und liegt bei ca. 30 m [Cariou, 2010]. Mittlerweile sind allerdings auch Geräte von Leosphere mit größerer Reichweite verfügbar. Der Windcube gibt die aus einem konischen Scan

Kapitel 5

Messkampagne an einer Multi-MW-Windenergieanlage und Messaufbau

Das Ziel der Messkampagne war es, mit dem in Kapitel 4 vorgestellten Lidarsystem, gleichzeitig die Umströmung vor und hinter einer Windenergieanlage zu vermessen. Dies ist in vorhergehenden Untersuchungen an Windenergieanlagen noch nicht durchgeführt worden, aber zum Verständnis der Wechselwirkung zwischen atmosphärischer und nachlaufinduzierter Strömung von grundlegender Bedeutung. Ein weiteres Ziel der Messungen war es, insbesondere den Nachlauf mit einem Lidarsystem mit langer Reichweite zu charakterisieren. Dies ist von großer Bedeutung für Leistungsverluste in Windparks.

5.1 AREVA M5000 Windenergieanlage und Messaufbau

Die Lidarmessungen in dieser Arbeit wurden an Land am Prototyp der AREVA M5000 Windenergieanlage in der Nähe von Bremerhaven durchgeführt. Bei der AREVA M5000 handelt es sich um einen Offshore-Anlagentyp mit einer Nennleistung von 5 MW. Im Testfeld Alpha Ventus [AlphaVentus, 2010], dem ersten deutschen Offshore-Windpark und dem weltweit ersten mit zwölf Anlagen der 5-Megawatt-Klasse, sind sechs der errichteten Anlagen von diesem Typ. Die AREVA M5000 hat eine Nenngeschwindigkeit von 12 m/s, eine Nabenhöhe von 102 m und einen Rotordurchmesser von 116 m. Sie gehört zu den derzeit leistungsstärksten und größten auf dem Markt verfügbaren Offshore-Windenergieanlagen. Die wichtigsten technischen Daten der AREVA M5000 Windenergieanlage sind in Tabelle 5.1 zusammengefasst. In Abb. 5.1 ist der Prototyp an dem die Messungen vorgenommen wurden zu sehen.

Tabelle 5.1: Technische Daten der AREVA M5000 Windenergieanlage.

Rotordurchmesser D	116 m
Nabenhöhe	102 m
Länge eines Rotorblattes	62 m
Nennleistung	5 MW
Nenngeschwindigkeit	12 ms^{-1}
Drehzahlbereich	4,5 bis $14,8 \text{ min}^{-1} \pm 10 \%$



Abbildung 5.1: Prototyp der AREVA M5000 Windenergieanlage mit einer Nennleistung von 5 MW, an der die Lidarmessungen durchgeführt wurden. (Foto: David Schlipf)

Die untersuchte Windenergieanlage befindet sich im Gebiet von Speckenbüttel, wenige Kilometer nördlich von Bremerhaven und der Nordsee entfernt (siehe Abb. 5.3). Das 2 μm -Windlidar wurde auf einem Feld nordöstlich der WEA in einem Abstand von 1823 m positioniert. Die Anlage befindet sich 2 m ü. NN, das Lidarsystem ca. 1 m ü. NN. Bei der Auswahl des Standorts war zu beachten, dass erst ab einer Entfernung von ungefähr 500 m Messungen möglich sind. Außerdem wurde bei der Positionierung die Hauptwindrichtung (Südwest) des Standortes berücksichtigt. In Abb. 5.3 sind neben dem Standort der AREVA M5000 (M5000-1) die Position des 2 μm -Windlidars, benachbarte Windenergieanlagen und ein meteorologischer Messmast eingezeichnet. Der Messmast wurde vom Stiftungslehrstuhl Windenergie der Universität Stuttgart aufgestellt und betreut. Der Abstand zwischen Messmast und M5000-1 betrug 290 m. Die Höhe des Messmastes betrug 103 m und es standen Ultraschall- bzw. Schalenkreuzanemometer in drei Höhen (44 m, 73 m und 103 m) zur Windmessung zur Verfügung. Die in der Arbeit gezeigten Daten des Ultraschallanemometers stammen aus einer Höhe von 103 m. Außerdem wurde die Temperatur in zwei unterschiedlichen Höhen (10 m und 100 m) aufgezeichnet [Rettenmeier et al., 2008c]. Abhängig von der Windrichtung sind in den Messungen Einflüsse der benachbarten Windenergieanlagen zu sehen. Für die Interpretation der Ergebnisse ist es daher wichtig diese zu berücksichtigen. Eine benachbarte Windenergieanlage ist vom gleichen Typ wie die M5000-1, sie wird als M5000-2 bezeichnet. Der Abstand der beiden Anlagen betrug 280 m. Eine Bestimmung der freien Windsektoren am Standort der M5000 wurde vom Stiftungslehrstuhl Windenergie nach IEC 61400-12 durchgeführt. Die freien Messsektoren sind in Abb. 5.2 dargestellt. Nur innerhalb der grün markierten Bereiche liegt eine freie Anströmung vor. Der Winkel zwischen Verbindungslinie M5000-1 und Lidar und Verbindungslinie Lidar und Messmast bzw. M5000-1 betrug 1 ° bzw. 9 °.

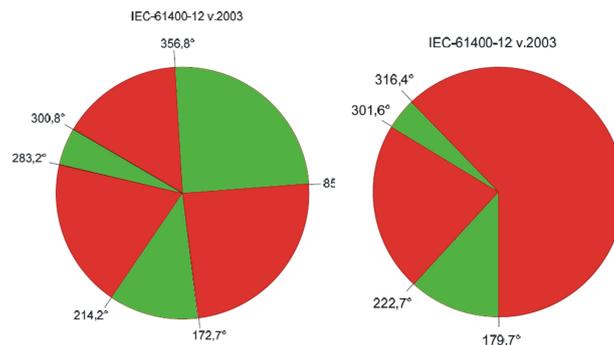


Abbildung 5.2: Freie Messsektoren am Standort für M5000-1 (links) und Messmast (rechts) ausgearbeitet vom Stiftungslehrstuhl Windenergie in Stuttgart.

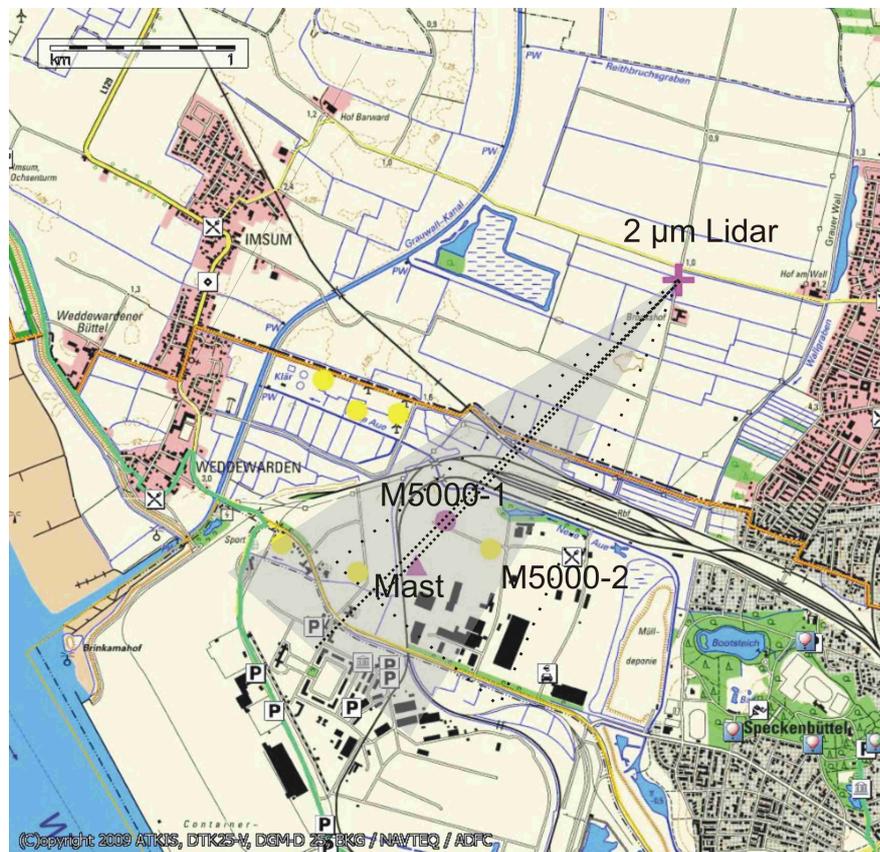


Abbildung 5.3: Maßstabsgetreuer Lageplan der Umgebung der Windenergieanlage AREVA M5000 (M5000-1, roter Punkt). Eingezeichnet sind die Position des 2 μm -Windlidars (Plus), des meteorologischen Messmastes (Dreieck) und weitere Anlagen in der Nähe (gelbe Punkte, u. a. M5000-2), die einen Einfluss auf die Messungen haben. Der schattierte Bereich ist die Draufsicht eines Azimutscans von 15° bis -15° , bei dem die Elevation des Laserstrahls konstant war ($3,3^\circ$) und der Azimutwinkel kontinuierlich verändert wurde. Dieser Scan wurde bei stabiler Atmosphäre verwendet. Ein weiterer Azimutscan von 8° bis -22° ist angedeutet (bei instabiler Atmosphäre verwendet), sowie ein Elevationscans mit einem konstanten Azimutwinkel von $0,49^\circ$ als gestrichelte Linie (bei stabiler Atmosphäre verwendet) und ein Elevationscans mit einem konstanten Azimutwinkel von $-1,28^\circ$ (bei instabiler Atmosphäre verwendet). Hier bezeichnet 0° die im Uhrzeigersinn gemessene Richtung des Lidars im Bezug zum Standort der M5000-1. (Kartenquelle: MagicMaps)

5.2 Scantechniken

Zur Vermessung der Umströmung der Windenergieanlage wurden verschiedene Scantechniken angewandt. Zum einen die in der weiteren Arbeit als Elevationsscans bezeichneten Messungen und zum anderen die Azimutthscans. Beide Techniken sind in der Karte in Abb. 5.3 maßstabsgetreu eingezeichnet. Bei den Elevationsscans wurde der Azimutthwinkel des Laserstrahls konstant gehalten und der Elevationswinkel kontinuierlich erhöht. Für die bei stabiler Schichtung durchgeführten Elevationsscans betrug der konstante Azimutthwinkel $0,49^\circ$, dies entspricht vom Lidar aus gesehen 16 m rechts von der Turmmittelpunkt durch die Rotorblätter an der Position der Anlage. Der Azimutthwinkel 0° wurde anhand des Nabenmittelpunkts der M5000-1 mit den Rückstreuungen des Laserlichts von der Anlage festgelegt. Ein Azimutthwinkel von 0° entspricht einer geographischen Windrichtung von $43,6^\circ$. Für die Elevationsscans bei instabiler Schichtung wurde ein konstanter Azimutthwinkel von $-1,28^\circ$ gewählt, dies entspricht 41 m links von der Turmmittelpunkt der Anlage vom Lidar aus gesehen. Der Scan wurde nicht exakt durch den Rotormittelpunkt gelegt, damit der Laserstrahl nicht durch den Turm läuft und sonst in dem Fall eines Scan direkt durch den Rotormittelpunkt keine Daten hinter der Anlage verfügbar wären. Die Änderung der Elevation lag zwischen 0° und $7,5^\circ$ bzw. 10° . Die Elevation von 0° wurde mit einer Wasserwaage am Lidargerät auf $0,05^\circ$ genau festgelegt. Die Scangeschwindigkeit war $1^\circ/\text{s}$ für alle Elevationsscans. Beispielsweise betrug demzufolge die Scandauer für einen Elevationsscan von 0° bis 10° 10 s. Es gilt zu beachten, dass nach Beenden eines Scans der Scanner zur Elevation 0° , dem Anfangspunkt des Scans, mit einer schnelleren Geschwindigkeit zurück fährt. Bei diesem schnellen Zurückfahren von 10° auf 0° wurden keine Messdaten aufgenommen. Bei den Scans mit einer Scandauer von 10 s kommt es daher zu einer Zeitverzögerung von 4 s zwischen zwei aufeinander folgenden Messungen. Der Abstand zweier solcher Scans betrug somit 14 s. Dies ist bei der Auswertung der Daten zu berücksichtigen. Zur Verdeutlichung ist in Abb. 5.4 ein Elevationsscan skizziert.

Da sich die Elevation des Laserstrahls während des Scans verändert, müssten die in Strahlrichtung gemessenen Windgeschwindigkeitswerte mit dem Kehrwert des Kosinus des zu der entsprechenden Elevation gehörigen Winkels multipliziert werden. Dadurch würden alle gemessenen Werte auf die horizontale Komponente der Windgeschwindigkeit in Richtung des Laserstrahls umgerechnet. Da sich aber bei der maximalen Elevation von 10° bei einer gemessenen v_{LOS} von 10 m/s lediglich ein Fehler von 1,5 % ergibt und dieser im Bereich der Messunsicherheit von 0,1 m/s liegt, wurde für die in dieser Arbeit gezeigten Messungen von dieser Korrektur abgesehen.

Die zweite Messtechnik, die bei der Kampagne in Bremerhaven angewandt wurde, ist der Azimutthscan. In Abb. 5.3 ist zur Illustration die Draufsicht eines solchen Scans angedeutet. Bei dieser Messmethode wurde der Elevationswinkel des Laser-

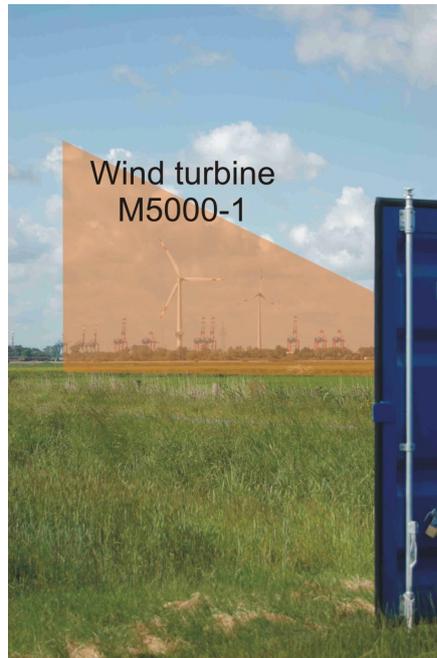


Abbildung 5.4: Elevationsscan zur Messung der Umströmung der AREVA M5000. Der Azimuthwinkel des Laserstrahls ist dabei konstant, der Elevationswinkel wird kontinuierlich verändert.

strahls konstant gehalten ($3,3^\circ$) und der Azimuthwinkel kontinuierlich in einem Bereich von 15° bis -15° (schattiert in Abb. 5.3) bzw. 8° und -22° variiert (gestrichelt in Abb. 5.3). Es wurde gerade ein Elevationswinkel von $3,3^\circ$ gewählt, da dann der Scan an der Position der Windenergieanlage knapp über der Nabe der Anlage in einer Höhe von 105 m durch den Rotor verläuft. Die Scangeschwindigkeit war für diese Messungen $2^\circ/\text{s}$. Ein Azimuthscan dauerte demzufolge 15 s, der Abstand zwischen dem Beginn zweier aufeinander folgenden Messungen war 22 s, da auch bei dieser zweiten Messmethode beim Zurückfahren des Scanners mit höherer Geschwindigkeit auf die Ausgangsposition keine Daten aufgenommen wurden.

Im Vergleich zu den Elevationsscans ist eine Korrektur der gemessenen v_{LOS} bei den Azimuthscans von größerer Bedeutung, da der Azimuthwinkel um 30° variiert wurde. Von einer Korrektur der Elevation kann auf Grund der kleinen Steigung von $3,3^\circ$ abgesehen werden. Bei der Korrektur der Messdaten mit dem Azimuthwinkel muss auch der Winkel zwischen Laserstrahl und vom Messmast gemessener Windrichtung berücksichtigt werden. Dadurch ergibt sich der Kehrwert des Kosinus von Differenzwinkel zur Windrichtung und entsprechendem Azimuthwinkel als Korrekturfaktor. Die gemessene Line of Sight Geschwindigkeiten sind immer kleiner oder gleich der tatsächlichen Windgeschwindigkeit, da sie nur deren Projektion auf die Strahlrichtung entsprechen. Daraus resultieren vor allem

in den Randbereichen der Azimutscans deutlichere Verringerungen der Line of Sight Geschwindigkeiten als bei den Elevationsscans. Als Zahlenbeispiel gehört zu einer v_{LOS} von 10 m/s für einen Azimutwinkel von -22° und einem Winkel von 15° zwischen Laserstrahl und Windrichtung eine höhere tatsächliche Windgeschwindigkeit von 12,5 m/s. Dies entspricht einer Erhöhung um 2,5 m/s. Zur Illustration ist für dieses Zahlenbeispiel eine Skizze in Abb. 5.5 gezeigt. Die in dieser Arbeit gezeigten Azimutscans wurden nach dieser Weise korrigiert. Für die Analyse des Mäanderns bei der die Positionen des Nachlaufs untersucht wurde, wurden unkorrigierte Daten verwendet, da die Position des Geschwindigkeitsdefizits davon nicht beeinflusst wird. Außerdem wurden für die Untersuchung der Turbulenzintensität die unkorrigierten Datensätze verwendet, da eine Korrektur die Ergebnisse nicht verändert. Weiterhin muss man bei den Korrekturen berücksichtigen, dass die vom Messmast gemessene Windrichtung starke Fluktuationen aufweist (vergleiche Abb. 6.10 (b)). Der Fehler der vom Messmast gemessenen Windrichtung kann mit dem im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Vergleichen nicht exakt quantifiziert werden. Dazu wäre eine eingehende Analyse der Daten des Ultraschallanemometers über einen Zeitraum von mehreren Tagen notwendig.

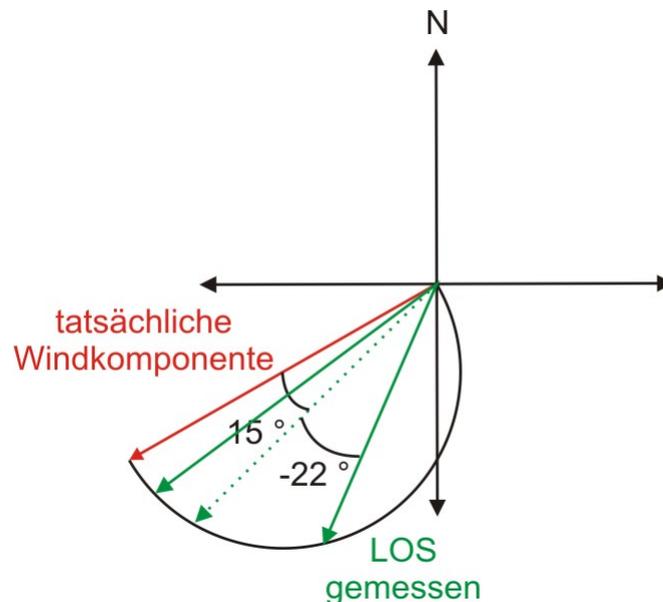


Abbildung 5.5: Skizze zur Korrektur der Messwerte für einen Azimutscan anhand eines Zahlenbeispiels.

Mittels der Scangeschwindigkeit und der Anzahl der Pulse über die gemittelt wird, kann die vertikale und horizontale Auflösung der Messungen am Abstand r vom Lidar ermittelt werden. Bei einer Scangeschwindigkeit v_{scan} und einer Mittelung bei der Prozessierung über 50 Pulse, entspricht 0,1 s bei der Pulswiederholungsrate von 500 Hz (gleiche Mittelung bei allen in dieser Arbeit gezeigten Messungen), wird die Auflösung in Scanrichtung Δy , in die Höhe für die Elevationsscans und in die laterale Ausdehnung für die Azimuthscans, wie folgt bestimmt:

$$\tan(v_{scan} \cdot 0,1 \text{ s}) = \frac{\Delta y}{r}. \quad (5.1)$$

Die Auflösung Δy in einem Abstand r von 1823 m vom Lidar, also an der Position der untersuchten Windenergieanlage, ist folglich 3,2 m für die Elevationsscans in die Höhe und 6,4 m für die Azimuthscans in die laterale Ausdehnung. In Tabelle 5.2 sind zusätzlich die vertikalen Auflösungen 5 Rotordurchmesser D vor der Anlage (bei 0 D) und 10 Rotordurchmesser hinter der Anlage angegeben. Die Ortsauflösung in Strahlrichtung Δr wurde nach (5.1) zu 150 m berechnet.

Tabelle 5.2: Zusammenfassung der wichtigsten Eigenschaften der Scans.

Zeitlicher Abstand zwischen zwei Scans	Elevationsscan: 14 s Azimuthscan: 22 s
Auflösung in Scanrichtung Δy	Elevationsscan, -5 D : 2,2 m Elevationsscan, 0 D : 3,2 m Elevationsscan, 10 D : 5,2 m Azimuthscan, -5 D : 4,3 m Azimuthscan, 0 D : 6,4 m Azimuthscan, 10 D : 10,4 m
Auflösung in Strahlrichtung Δr für alle Scans	150 m

5.3 Durchgeführte Messkampagnen und meteorologische Bedingungen

Für die vorliegende Arbeit wurden Messungen an insgesamt neun Tagen am Standort in Bremerhaven durchgeführt. In Tabelle 5.3 ist eine Übersicht gegeben über die Messtage, vorherrschende Windrichtung, mittlere Windgeschwindigkeit und die Art der durchgeführten Lidarmessungen. Windrichtungen und -geschwindigkeiten wurden nach Möglichkeit aus den Daten des Ultraschallanemometers auf dem Messmast am Standort ermittelt. Allerdings gibt es für die Messtage 1, 4, 5 und 6 keine Daten vom Mast. Für Messtag 4 sind Windrichtung und Geschwindigkeit von einer Messstation in Bremerhaven am Hafen angegeben. Für die restlichen Messtage ohne Mastdaten, wurde die vom Messcontainer aus beobachtete Windrichtung verwendet.

Im Folgenden werden vor allem zwei unterschiedliche Fälle genauer untersucht, da sie von den meteorologischen Bedingungen und von der Verfügbarkeit am Besten geeignet sind, um den Nachlauf zu charakterisieren. Zum einen Messungen die in der Nacht vom 1. auf den 2.7.2009 und zum anderen Lidarmessungen die am 27.5.2009 am Tag gemacht wurden. An den beiden Tagen waren die atmosphärischen Bedingungen sehr unterschiedlich. Zunächst soll auf den 1.7.2009 eingegangen werden. Zu diesem Zeitpunkt herrschte eine stabile Hochdrucklage über Skandinavien und eine nur sehr geringe Bewölkung über Bremerhaven bzw. dem Standort der Messungen. Es gab in der Nacht eine Inversionswetterlage, d. h. die oberen Luftschichten waren wärmer als die unteren. Dies wurde anhand der Temperaturdaten des Messmastes auf 10 und 100 m festgestellt. Das Hoch über Skandinavien sorgte am Messstandort für Winde aus nordöstlichen Richtungen. Die vom Messmast gemessenen Windrichtungen befinden sich in Anhang A. Leider gibt es für diese Nacht nur Temperaturmessungen auf 10 und 100 m am Standort und kein Temperaturprofil mit mehreren Messpunkten, welches durch eine Umrechnung in die potentielle Temperatur die Stabilität der Schichtung genau definieren würde. Die potentielle Temperatur in 10 m Höhe betrug für den Messzeitraum im Durchschnitt 16 °C und in 100 m 20 °C. Im Folgenden werden diese Messungen als Messungen bei stabiler Schichtung bezeichnet.

Am 27.5.2009 hingegen war die Wetterlage in Mitteleuropa durch ein herannahendes Tief bestimmt. Dadurch wurden starke Winde aus südwestlicher bis westlicher Richtung induziert. Die Bewölkung an diesem Tag war stark. Es gab kurze Abschnitte mit Regen, in der keine Messungen durchgeführt werden konnten. Details zu den meteorologischen Bedingungen können z. B. den Berliner Wetterkarten entnommen werden. Die vom Messmast gemessenen Windrichtungen finden sich im Anhang A. Auch hier ist eine exakte Bestimmung der Stabilität der Atmosphäre nicht möglich, da kein komplettes Temperaturprofil verfügbar war. Die potentielle Temperatur war am Morgen des 27.05.2009 in 10 und 100 m Höhe gleich und lag bei 13 °C. Am Mittag lag sie auf beiden Höhen bei 14 °C.

Tabelle 5.3: Übersicht der Messungen.

Messtag	Wind- richtung	Mittlere Wind- geschwindigkeit	Art der Messung
1. 25.05.2009 nachmittags	westlich	-	Elevationsscans
2. 26.05.2009 vormittags und nachmittags	südwestlich bis westlich	11-12 m/s	Elevationsscans
3. 27.05.2009 vormittags und nachmittags	südwestlich bis westlich	7-9 m/s	Elevationsscans und Azimutthscans
4. 28.05.2009 vormittags	nordwestlich	10-11 m/s (nicht vom Mast)	Elevationsscans
5. 29.06.2009 nachmittags	nördlich	-	Vergleiche Messmast
6. 30.06.2009 nachmittags	nördlich	-	Vergleiche Messmast
7. 01.07.2009 nachmittags	nordwestlich	5-6 m/s	Vergleiche Messmast, Windcube
Nacht auf 02.07.2009	nordöstlich	ca. 6 m/s	Elevationsscans und Azimutthscans
8. 08.07.2009 nachmittags	westlich	5 m/s	Vergleiche Messmast, Windcube
9. 09.07.2009 vormittags	westlich	8 m/s	Elevationsscans, Vergleiche Windcube

Dies deutet auf eine gut durchmischte Atmosphäre hin. Im Folgenden werden die Messungen am 27.05.2009 als Messungen bei instabiler Atmosphäre bezeichnet. Die beiden Fälle sind für die folgenden Untersuchungen besonders geeignet, da die Windrichtungen parallel bzw. annähernd parallel zum Laserstrahl waren und somit durch das Lidar, das nur die Komponente der Windgeschwindigkeit in Strahlrichtung misst, eine gute Charakterisierung der Umströmung der Windenergieanlage möglich ist. Außerdem ist eine Unterscheidung in stabile bzw. nächtliche Atmosphäre mit niedriger Turbulenzintensität und in instabile Grenzschicht am Tag mit höherer Turbulenz möglich. Bei stabiler Atmosphäre in der Nacht sollten die Effekte der Windenergieanlage auf die Grenzschicht nahezu maximal ausgeprägt sein. Bei instabiler Atmosphäre sollten die Effekte deutlich schwächer sein.

5.3. DURCHGEFÜHRTE MESSKAMPAGNEN UND METEOROLOGISCHE BEDINGUNGEN

Ein weiterer Aspekt, der für die nachfolgenden Analysen und Interpretationen wichtig ist, sind die Betriebsbedingungen der AREVA M5000 (M5000-1). Die Daten wurden vom Stiftungslehrstuhl Windenergie in Stuttgart aufgezeichnet und zur Verfügung gestellt. Sie sind für die Nacht vom 1.7 auf den 2.7.2009 in Abb. 5.6 gezeigt. In der Abbildung ist die Drehzahl, der Pitchwinkel, der Azimuthwinkel und die Geschwindigkeit auf Nabenhöhe zu sehen. Die ursprünglichen 50 Hz-Daten wurden auf Minutenwerte (1/60 Hz) gemittelt. Es sind drei Bereiche schattiert, für die genaue Analysen über mehrere Minuten in den nächsten Kapiteln folgen (Stabil 1, 2, 3). Die Geschwindigkeit, die auf Nabenhöhe gemessen wurde liegt unterhalb der Nenngeschwindigkeit. Ab ca. 23:10 (UTC) nimmt die Geschwindigkeit und damit auch die Drehzahl etwas ab. Die Anlage läuft mit Teillast und der Pitchwinkel ist konstant für die betrachteten Bereiche. Durch Änderungen in der Windrichtung ist der Azimuthwinkel der Windenergieanlage zwischen 23:00 und 23:50 um mehr als 10° erhöht. Auch für die untersuchten Bereiche Stabil 1 und Stabil 2 waren die Betriebsbedingungen der Anlage jeweils weitgehend konstant. Für den Bereich Stabil 3 sind eine Abnahme der Geschwindigkeit und Rotordrehzahl, sowie eine Veränderung des Azimuthwinkels und der Windrichtung zu beobachten.

Die Daten der AREVA M5000 (M5000-1) für den 27.5.2009 sind Abb. 5.7 zu sehen, ebenfalls auf 1/60 Hz gemittelt. Die für die weitere Arbeit interessanten Bereiche sind schattiert (Instabil 1, 2). Es ist im Vergleich zum 1.7.2009 eine deutlich höhere Geschwindigkeit und Rotordrehzahl zu erkennen. Im schattierten Bereich erreicht die Drehzahl für manche Zeiten ihren Maximalwert von $14,8 \text{ 1/min}$. Dies passiert wenn die Geschwindigkeit auf Nabenhöhe die Nenngeschwindigkeit von 12 m/s übersteigt. Die Überschreitung der Nenngeschwindigkeit ist allerdings sehr gering. Auch dadurch induzierte Schwankungen im Pitchwinkel sind nur klein. Für den untersuchten Bereich am Vormittag war der Azimuthwinkel fast über die gesamte Zeitspanne konstant. Für den schattierten Bereich am Nachmittag des 27.5.2009 ist die Anlage nicht abgeregelt, da die Nenngeschwindigkeit nicht überschritten wird. Der Azimuthwinkel ist konstant.

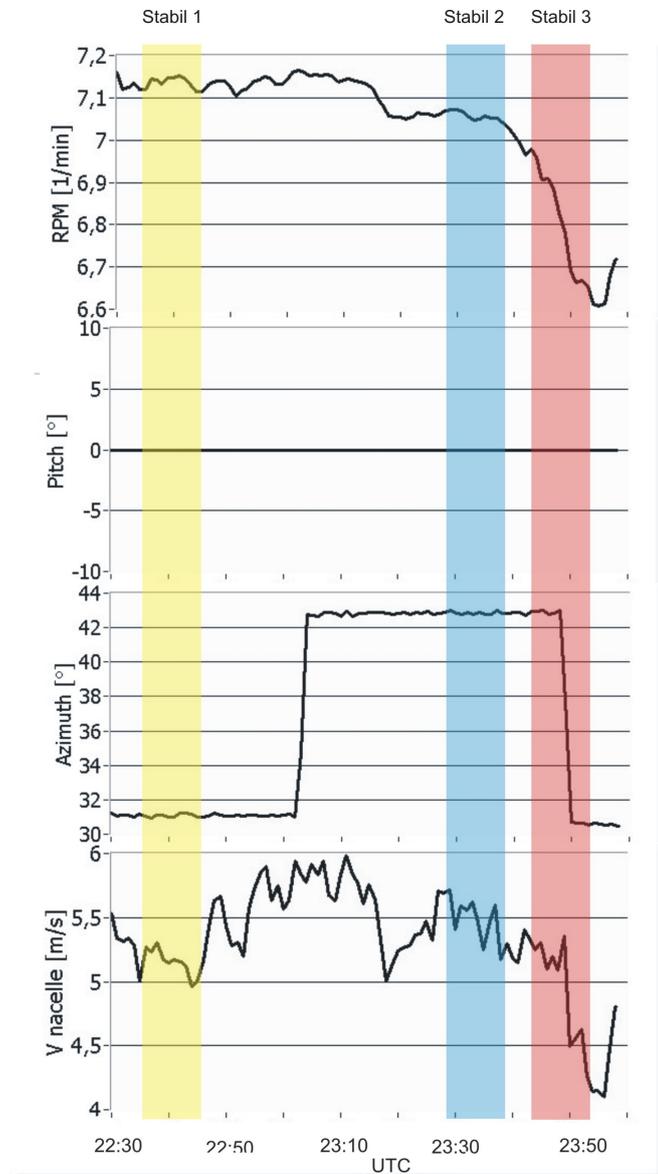


Abbildung 5.6: Betriebsbedingungen der AREVA M5000 (M5000-1) in der Nacht vom 1. auf den 2.7.2009. Die Daten wurden auf 1/60 Hz gemittelt. Dargestellt ist die Drehzahl (RPM), der Pitchwinkel (Pitch), der Azimuthwinkel (Azimuth) der Anlage und die auf der Nabe gemessene Windgeschwindigkeit ($v_{nacelle}$). Es sind drei Bereiche schattiert, für die genauere Auswertungen über mehrere Minuten im späteren Teil der Arbeit folgen.

5.3. DURCHGEFÜHRTE MESSKAMPAGNEN UND METEOROLOGISCHE BEDINGUNGEN

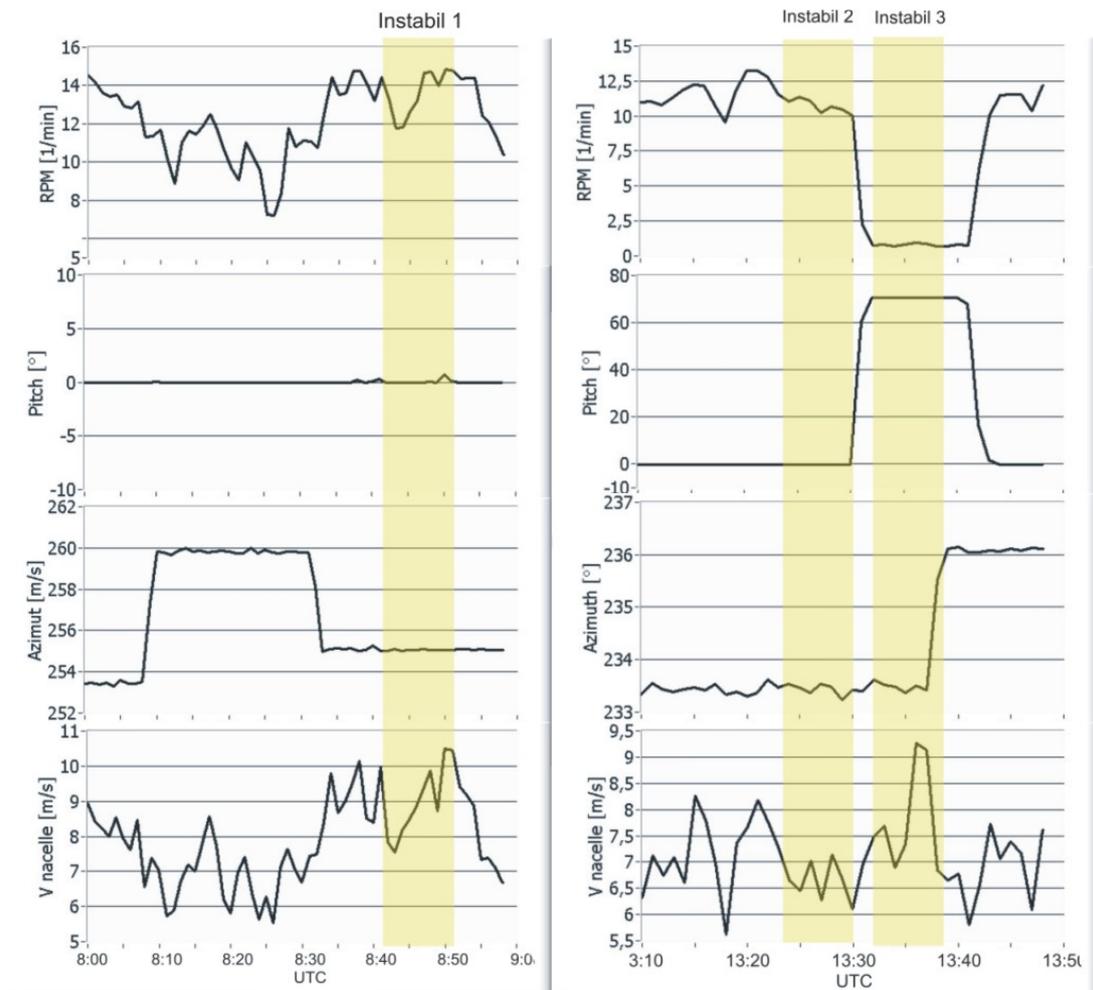


Abbildung 5.7: Betriebsbedingungen der untersuchten Windenergieanlage am 27.5.2009. Die Daten wurden auf 1/60 Hz gemittelt. Die Bereiche für die genaueren Analysen über mehrere Minuten vorgenommen wurden sind schattiert.

Tabelle 5.4 ergänzt die Graphen der Betriebsdaten. Sie enthält die wichtigsten gemittelten Daten für die vier untersuchten Bereiche Stabil 1-3 und Instabil 1 und 2. Für die Bereiche Stabil 1 und Stabil 2 sind in Klammern die Werte für 2 bzw. 4 min längere Zeitbereiche angegeben, die in Kapitel 7.4 verwendet werden. Der Azimuthwinkel wurde so umgerechnet, dass er bezüglich geographisch Nord orientiert ist. Für die Messzeiträume Stabil 1-3 stand der Messmast im Nachlauf der Anlage M5000-1, wodurch sich eine verminderte Geschwindigkeit und erhöhte Turbulenzintensität aus den Daten des Ultraschallanemometers auf 103 m Höhe des Messmastes ergibt. Bei den Windgeschwindigkeitsmessungen mit dem Gondelanemometer ist darauf zu achten, dass es durch die Rotorumströmung gestört ist und wegen der Abbremsung der Windgeschwindigkeit durch die Windenergieanlage kleinere Werte angibt als die ungestörte Windgeschwindigkeit vor dem Rotor.

Tabelle 5.4: Übersicht über die Messzeiträume Stabil 1-3 und Instabil 1-2. Die in Klammern angegebenen Werte beziehen sich auf die in Kapitel 7 und 8 verlängerten bzw. verkürzten Zeiträume.

	Stabil 1	Stabil 2	Stabil 3	Instabil 1	Instabil 2
Windrichtung [°]	30	41	30	254	240
Messmast	(33)	(40)	(31)		
Windgeschwindigkeit [m/s]	2,32	2,62	2,44	8,61	10,57
Messmast	(2,36)	(2,36)	(2,6)		
Turbulenzintensität berechnet aus Mastdaten	0,34 (0,33)	0,26 (0,25)	0,34 (0,32)	0,20	0,13
Drehzahl [1/min]	7,14 (7,13)	7,06 (7,05)	6,83 (6,89)	13,54	10,71
Pitchwinkel [°]	-0,04 (-0,04)	-0,04 (-0,04)	-0,03 (-0,03)	0,08	-0,04
Azimuth Anlage [°]	31,09 (31,09)	42,86 (42,86)	38,62 (42,03)	255,05	233,44
Windgeschwindigkeit [m/s]	5,15	5,54	5,03	8,93	6,61
Gondelanemometer	(5,14)	(5,44)	(5,23)		
Schubbeiwert	ca. 0,8 (ca. 0,8)	ca. 0,8 (ca. 0,8)	ca. 0,8 (ca. 0,8)	ca. 0,8	ca. 0,8

Kapitel 6

Messungen der Umströmung einer Multi-MW-Windenergieanlage und des Geschwindigkeitsdefizits

In diesem Kapitel werden die Lidarmessungen der Umströmung der AREVA M5000 Windenergieanlage in Bremerhaven gezeigt. Es wird vor allem auf das durch die Windenergieanlage hervorgerufene Geschwindigkeitsdefizit im Nachlauf eingegangen. Es werden die Messungen untersucht, die unter verschiedenen meteorologischen Bedingungen durchgeführt wurden. Zum einen bei stabiler Atmosphäre in der Nacht (Abschnitt 6.1) und zum anderen bei instabiler Schichtung tagsüber (Abschnitt 6.2). Abschließend werden in 6.3 die Ergebnisse der unterschiedlichen Fallstudien miteinander verglichen.

6.1 Messungen bei stabiler Atmosphäre

Zunächst werden die Messungen bei stabiler Atmosphäre gezeigt, die in der Nacht vom 1. auf den 2. Juli 2009 in Bremerhaven durchgeführt wurden. Abb. 6.1 (a) zeigt einen Elevationsscan, einen Schnitt durch die Bodengrenzschicht bei konstantem Azimutwinkel und variablem Elevationswinkel. In Abb. 6.1 (b) ist ein Azimutscan bei einem konstanten Elevationswinkel von $3,3^\circ$ dargestellt. In der Nacht, in der diese Messungen aufgenommen wurden, kam der Wind aus nordöstlichen Richtungen, also in erster Näherung parallel zum Laserstrahl (vergleiche Abb. 5.3). D. h. die durch das Lidar gemessene Geschwindigkeit in Strahlrichtung (Line of Sight Geschwindigkeit) spiegelt in guter Näherung den Betrag des Windvektors wider, da sie in diesem Fall die vorherrschende Komponente des Windvektors ist. Allerdings waren die Schwankungen in der Windrichtung in der Nacht relativ groß. Dies wird anhand Abb. A.1 klar. Im Folgenden wird für die gezeigten Messungen die genaue Windrichtung angegeben, die aus den auf

1/14 Hz gemittelten Daten des benachbarten Messmastes gewonnen wurde. Eine Übersichtsskizze für die Messungen bei stabiler Atmosphäre ist im Anhang C, Abbildung C.1 dargestellt.

Zuerst wird der gezeigte Elevationsscan erläutert (Abb. 6.1 (a)). Der Scan stellt einen vertikalen Schnitt durch die Bodengrenzschicht dar. Die vertikale Achse repräsentiert die Höhe vom Boden. Die horizontale Achse entspricht dem Abstand vom Lidarsystem. Die untere horizontale Achse gibt den Abstand in Metern an. Die obere horizontale Achse gibt diesen Abstand in Einheiten des Rotordurchmessers ($D=116$ m) an. Diese Notation ist in der Windenergiebranche üblich. Negative Werte in Rotordurchmessern entsprechen einer Position vor der Windenergieanlage, positive einer Position im Nachlauf der Anlage. Die Windenergieanlage befindet sich bei $0 D$ bzw. 1823 m vom Lidarmessgerät entfernt. Der Rotor ist durch eine weiße Linie in Abb. 6.1 (a) angedeutet. Außerdem ist zur Verdeutlichung die Windrichtung aus nordöstlichen Richtungen eingezeichnet. Die exakte Windrichtung war zum Zeitpunkt dieses Einzelscans 35° . Damit war die Abweichung zum Laserstrahl für diesen Scan 9° . Die Farbskala repräsentiert die Geschwindigkeit in Strahlrichtung (Line of Sight Geschwindigkeit, LOS). In einem Bereich von 1800 m bis 2600 m ist deutlich die Geschwindigkeitsabnahme hinter dem Rotor zu erkennen.

Außerdem lässt sich feststellen, dass unabhängig von der Umströmung der Windenergieanlage in einer Höhe von ca. 120 m ein Geschwindigkeitsmaximum (Low Level Jet) auftritt. Low Level Jets können viele verschiedene Ursachen haben [Stull, 1988] und werden auf der ganzen Welt beobachtet. Beispiele finden sich in der Literatur in [Kraus et al., 1985], [Anderson, 1976], [Malcher and Kraus, 1983], [Blackadar, 1957] und [Sladkovic and Kanter, 1977]. [Kraus et al., 1985] berichtet über Beobachtungen eines Low Level Jets in Bremervörde unweit von Bremerhaven, wo die hier gezeigten Lidarmessungen durchgeführt wurden. Für das Auftreten des Low Level Jets in den, in dieser Arbeit gezeigten Messungen, ist vermutlich der Übergang von instabiler Schichtung am Tag zu stabiler Schichtung der Grenzschicht in der Nacht verantwortlich [Stull, 1988]. Das lokale Windmaximum liegt im Bereich des Rotors der Windenergieanlage. Dies ist für die Leistung der Windenergieanlage von Vorteil. Diese Beobachtungen werden im nächsten Unterabschnitt genauer untersucht und erläutert.

In einem Abstand zwischen ca. 1700 m und 2100 m (über einen Bereich von ca. 400 m) sind horizontale Linien zu erkennen. Diese entstehen, wenn der Laser die Rotorblätter trifft. Da, wie zuvor diskutiert, die Auflösung in Strahlrichtung im Bereich von 150 m liegt, erscheint dies zunächst nicht plausibel. Berücksichtigt man, dass die gesamte Pulslänge („zero to zero“) 400 m ist und dass außerdem die Rückstreuung der Blätter um mehrere Größenordnungen stärker ist als die der Atmosphäre, macht diese Beobachtung Sinn. Die horizontalen Linien sind vor der Anlage kürzer (ca. 120 m davor und 280 m dahinter) als hinter der Anlage, da der Laserpuls nicht exakt gaußförmig bzw. symmetrisch ist (siehe Abb. 4.3). Anhand mehrerer Elevationsscans wurde die Turbulenzintensität der ungestörten

Strömung

$$I = \frac{\sigma_{v_{LOS}}}{\overline{v_{LOS}}} \quad (6.1)$$

auf Nabenhöhe zwei Rotordurchmesser vor der Windenergieanlage berechnet. $\sigma_{v_{LOS}}$ ist die Standardabweichung einer Zeitreihe $v_{LOS}(t)$, die aus den gemessenen LOS-Geschwindigkeiten auf Nabenhöhe und $-2 D$ vor der Anlage von 64 aufeinander folgenden Scans besteht. 64 Scans entsprechen einer Zeit von ca. 15 min. $\overline{v_{LOS}}$ ist der Mittelwert dieser Zeitreihe. Damit ergab sich für die Messungen in dieser Nacht eine Turbulenzintensität I von 2,8 % auf Nabenhöhe. Eine Ermittlung der Turbulenzintensität mit den Daten des Messmastes für die ungestörte Strömung ist für die Messungen an diesem Tag nicht möglich, da sich der Messmast im Nachlauf der Windenergieanlage befindet und sich somit eine erhöhte Turbulenzintensität aus den Mastdaten ergibt (siehe Tabelle 5.4). Wegen der äußerst geringen Turbulenzintensität in dieser Nacht würde man erwarten, dass die Nachlaufeffekte nahezu maximal ausgeprägt sind, da Turbulenz in der Atmosphäre für den Zerfall des Nachlaufs verantwortlich ist.

Abb. 6.1 (b) zeigt einen korrigierten Azimuthscan bei stabiler Schichtung der Atmosphäre. Die Windrichtung war für diesen Scan 45° . Die vertikale Achse in diesem Bild entspricht nicht mehr der Höhe vom Boden, sondern der Breite des Scanbereichs. Im Vergleich zum zuvor vorgestellten Elevationsscan ist auf dieser Messung nicht nur der Einfluss einer Windenergieanlage auf die Bodengrenzschicht zu sehen. Es sind Einflüsse von insgesamt fünf Windenergieanlagen zu erkennen. Wobei bei vier davon horizontale schwarze Linien sichtbar sind, die dadurch zustande kommen, dass der Laserstrahl die Blätter trifft. Bei der fünften Anlage ist der Nachlauf nur teilweise zu sehen (bei einem Abstand von ca. 1800 m und einer Breite von ca. -400 m). Zwei der Anlagen sind vom gleichen Typ, M5000-1 und M5000-2. Im Folgenden werden nur noch die Effekte dieser beiden Anlagen betrachtet. Die LOS-Geschwindigkeit nimmt mit steigendem Abstand zu, da der Scan nicht parallel zum Boden verläuft sondern bei einer konstanten Elevation von $3,3^\circ$. Für die beiden untersuchten Anlagen sind die Rotorscheiben als weiße Linien angedeutet. Außerdem ist zur Verdeutlichung die Windrichtung aus nordöstlichen Richtungen eingezeichnet.

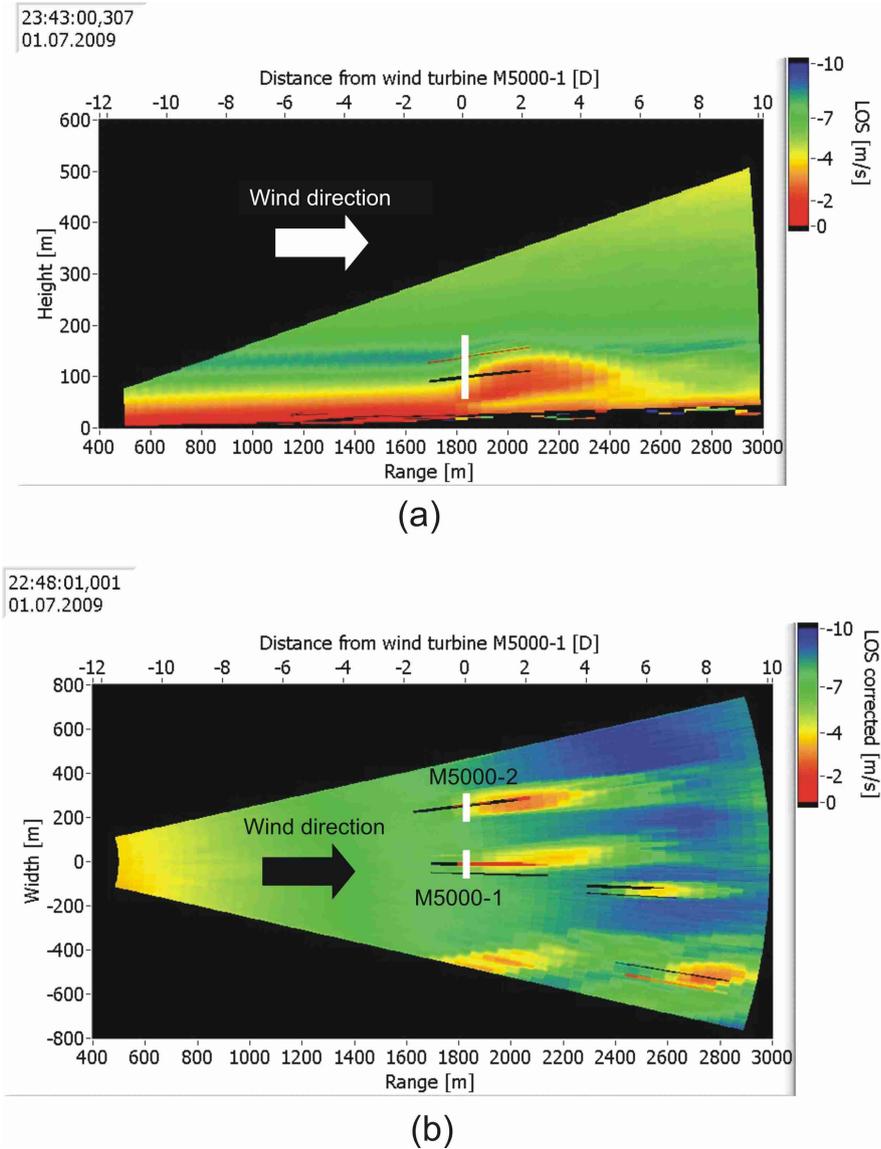


Abbildung 6.1: (a) Einzelner Elevationsscan (aus dem Zeitraum Stabil 3) durch den Nachlauf der Windenergieanlage M5000-1 bei stabiler Schichtung der Atmosphäre. Die Windrichtung (Nordost, 35°) und die Rotorscheibe (weiße Linie) sind in der Abbildung angedeutet. Die untere x-Achse ist der Abstand vom Lidargerät in Metern, die obere ist der Abstand in Einheiten des Rotordurchmessers D der Anlage. Die Anlage befindet sich bei einem Abstand von $0 D$ bzw. 1823 m. (b) Einzelner, korrigierter Azimutscan bei stabiler Atmosphäre nach Sonnenuntergang. Es sind die Effekte von fünf Windenergieanlagen auf die Atmosphäre zu sehen. Zwei Anlagen sind vom gleichen Typ (M5000-1 und M5000-2). Deren Rotoren sind durch weiße Linien angedeutet. Die Windrichtung für diesen Einzelscan betrug 45° .

6.1.1 Geschwindigkeitsdefizit im Nachlauf

Im Folgenden wird die Verminderung der Geschwindigkeit durch die Windenergieanlage untersucht. Dazu wurden vertikale Windprofile durch den Elevationsscan aus Abb. 6.1 (a) bei unterschiedlichen Abständen vor und hinter der M5000-1 gemacht. Diese sind in Abb. 6.2 gezeigt. Ein negativer Abstand in Rotordurchmessern von der Anlage bedeutet, dass man sich stromaufwärts befindet. Positive D entsprechen einer Position im Nachlauf. Bereits bei $0 D$ ist bei einer Höhe von 50 m eine Verminderung der Geschwindigkeit im Höhenprofil zu erkennen. Allerdings ist es auf Grund der Auflösung im Abstand von etwa 150 m nicht gerechtfertigt, dies als reduzierte Geschwindigkeit in der Einströmung zu bezeichnen. Bei dem Profil $1 D$ hinter der Anlage ist symmetrisch zur Nabenhöhe der Anlage (102 m) deutlich ein Geschwindigkeitsdefizit in der Höhe des Rotordurchmessers D zu erkennen. Bei den Profilen $1, 2$ und $3 D$ hinter der Anlage ist ein schwach ausgeprägter Nahnachlauf wie in Kapitel 3 und Abb. 3.4 beschrieben, zu erkennen. Diese Form des Nahnachlaufs ist bei den restlichen Profilen nicht mehr erkennbar. Es ist ersichtlich, dass die Geschwindigkeitsreduzierung abnimmt, je weiter man sich von der Anlage entfernt, bei $9 D$ (maximal verwendeter Abstand) hinter der Anlage ist noch immer ein Geschwindigkeitsdefizit im Höhenprofil zu erkennen.

Zur quantitativen Untersuchung der Verminderung der Windgeschwindigkeit wurde ein Defizit wie folgt definiert:

$$Deficit = \frac{v_{LOS_{upstream}} - v_{LOS}}{v_{LOS_{upstream}}}. \quad (6.2)$$

Dabei ist $v_{LOS_{upstream}}$ die LOS-Geschwindigkeit auf Nabenhöhe und zwei Rotordurchmesser vor der Windenergieanlage. v_{LOS} ist die Geschwindigkeit auf Nabenhöhe an einem bestimmten Abstand im Nachlauf der Anlage oder auch vor der Anlage. Dieses Geschwindigkeitsdefizit wurde für verschiedene Abstände der M5000-1 berechnet. Dies ist in Abb. 6.3 gezeigt. Betrachtet man den Nachlauf so stellt man fest, dass das Geschwindigkeitsdefizit bei $1 D$ hinter der Anlage maximal ist und dort bei ca. 66 % liegt. Zwischen 1 und $3 D$ nimmt es nur sehr langsam auf ca. 60 % ab. Im Bereich von 3 bis $7 D$ erfolgt eine schnelle Abnahme des Defizits auf 16 % bei $7 D$. Danach nimmt die Geschwindigkeit kaum noch zu. Bei dem maximal verfügbaren Abstand von $9,5 D$ für diese Messung liegt das Defizit noch bei 15 %. Der Anstieg des Defizits bei $-1,5 D$ vor der Anlage entspricht einem Abstand von 174 m vor der Anlage und kann im Rahmen der Auflösung von 150 m im Abstand als Vorstau gedeutet werden. Betrachtet man die Höhenprofile in Abb. 6.2, erkennt man neben der Reduzierung der LOS-Geschwindigkeit auch ein niedertroposphärisches Windmaximum (engl. Low Level Jet) bei einer Höhe von ca. 120 m bei $-2 D$, welches scheinbar durch die M5000-1 beeinflusst und zu größeren Höhen hin verschoben wird. Allerdings gilt zu beachten, dass die Elevation von 0° mit einer Wasserwaage, die

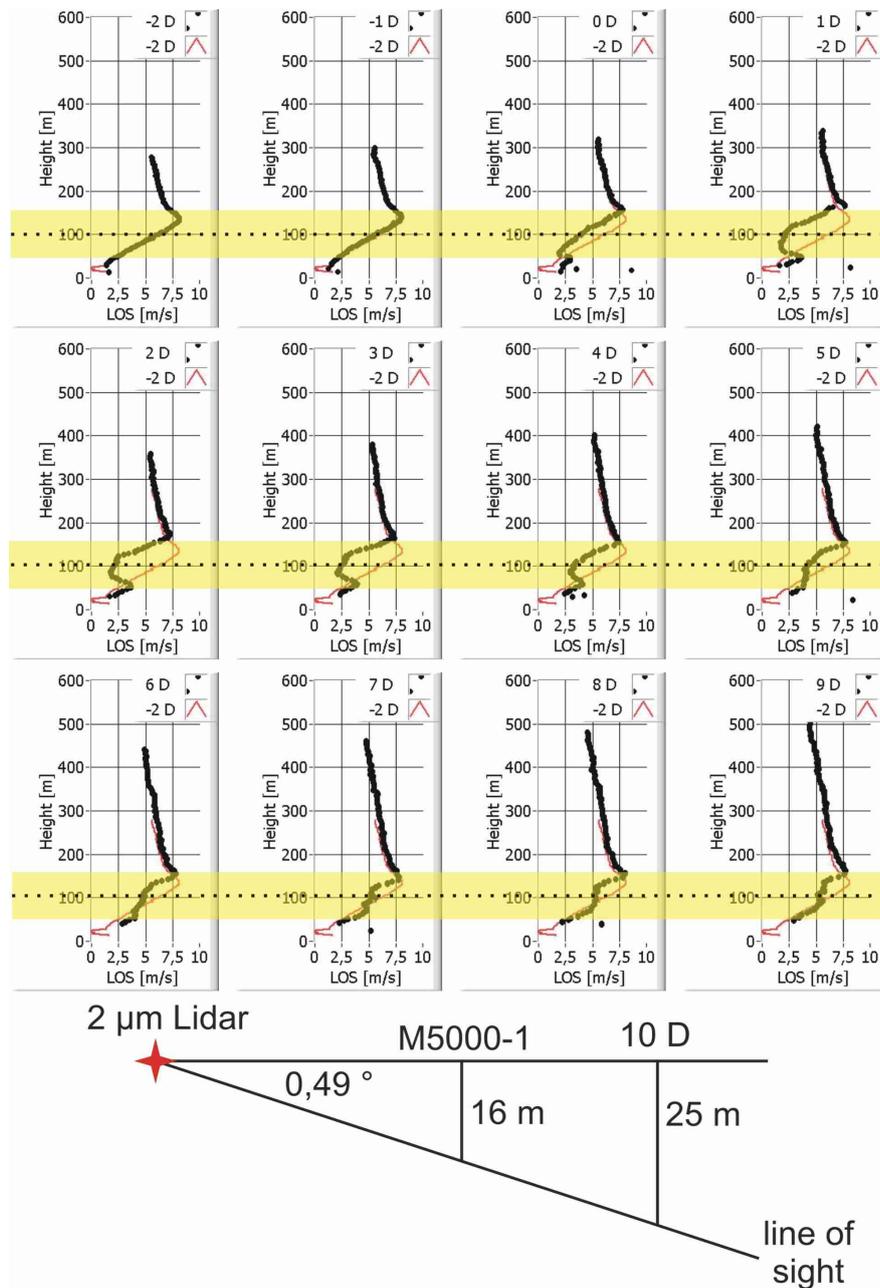


Abbildung 6.2: Vertikale Schnitte durch den momentanen Elevationsscan aus Abb. 6.1 (a). Es wurden Abstände vor und hinter der Windenergieanlage in Vielfachen des Rotordurchmessers D gewählt. Negative Rotordurchmesser stehen für Abstände vor der Anlage, positive für Abstände im Nachlauf. Der Rotormittelpunkt ist jeweils als gestrichelte Linie markiert. Der Bereich zwischen den Blattspitzen wurde schattiert. Außerdem ist eine Skizze zur lateralen Abweichung des Elevationsscans von der Linie zwischen Lidar und Rotormittelpunkt gezeigt.

eine Genauigkeit von $0,05^\circ$ hat, festgelegt wurde. Trotzdem ergibt sich unter dieser Berücksichtigung noch eine Verschiebung des Low Level Jets.

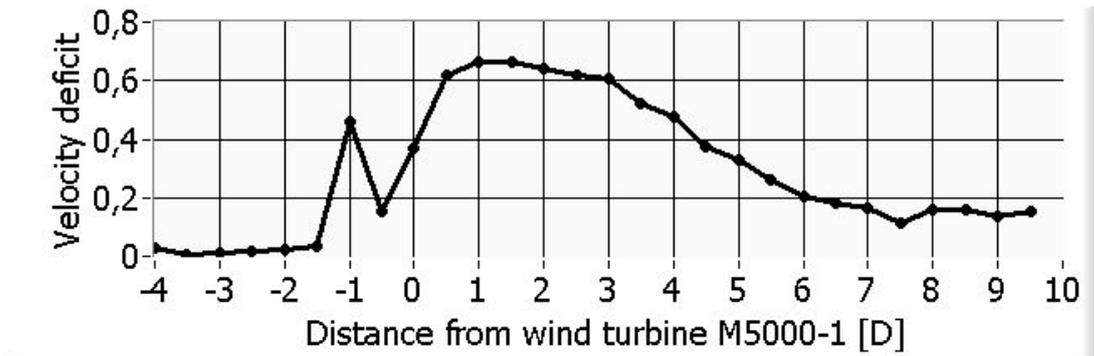


Abbildung 6.3: Geschwindigkeitsdefizit vor und hinter der Windenergieanlage im Bezug auf $-2 D$ stromaufwärts, berechnet aus dem momentanen Elevationsscan in Abb. 6.1 (a).

6.1.2 Vergleich von instationärer und stationärer Messung

In der Windenergie ist es bei Analysen des Nachlaufs üblich, 10 Minuten-Mittelwerte zu benutzen. Beispiele zu Experimenten finden sich in [Vermeer et al., 2003], [Barthelmie et al., 2006] und [Medici and Alfredsson, 2008]. Man nimmt an, dass bei 10 min-Mittelwerten die statistischen Eigenschaften des Windes stationär sind und somit die turbulenten Schwankungen herausgemittelt werden. Momentane Effekte hingegen wurden bisher weniger untersucht, sind aber von wichtiger Bedeutung für die nachlaufinduzierten Belastungen, die auf die Anlagen wirken und haben auch Einflüsse auf die Leistung einer Windenergieanlage im Nachlauf. Ein Beispiel für instationäre Messungen findet sich in [Bingöl et al., 2009, Trujillo et al., 2011]. Da sowohl gemittelte, als auch dynamische Nachlaufeffekte wichtig sind, soll an dieser Stelle ein Vergleich von der im vorhergehenden Kapitel untersuchten instationären Messung (Einzelscan) und einer gemittelten Messung erfolgen.

Abb. 6.4 (a) zeigt einen über 10 min gemittelten Elevationsscan, dies entspricht einer Mittelung über 46 Einzelscans. Es wurde hierfür der Zeitbereich zwischen 23:28 und 23:38 UTC benutzt (Stabil 2 in Kapitel 5.3). Die mittlere Windrichtung für diesen Zeitraum betrug 41° . Im Vergleich zum Einzelscan in Abb. 6.1 (a) fällt zunächst auf, dass sich die störenden Reflektionen an den Rotorblätter herausmitteln. Ansonsten unterscheiden sich der stationäre und der momentane Fall aber kaum, was an der äußerst stabilen, nächtlichen Atmosphäre liegt. Beim Vergleich der Geschwindigkeitsdefizite in Abb. 6.4 (b) lassen sich zwei Beobachtungen machen. Als erstes lässt sich feststellen, dass für den stationären Fall das Geschwin-

digkeitsdefizit immer höher liegt, als die relative Geschwindigkeitsverminderung für den vorher untersuchten Einzelscan. Dies liegt vermutlich daran, dass auf Grund der Windrichtung der Einzelscan weniger genau durch das Zentrum des Nachlaufs geht, wohingegen im Mittel die Scans überwiegen, die weniger vom Zentrum abweichen. Der Unterschied bei 0 und 1 D beträgt über 10 %. Das Defizit beim Maximum (1 D) liegt bei 78 %. Es ist beim stationären Fall im Vergleich zum Einzelscan keine langsame Abnahme zwischen 1 und 3 D zu erkennen. Ab einem Abstand von 2 D beträgt der Unterschied der beiden Fälle nur noch 5 % oder weniger und beim maximalen Abstand von 9,5 D ist auch für die gemittelte Messungen das Defizit auf 15 % (16 % beim momentanen Fall) gesunken. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass ab 2 D nur ein geringer Unterschied zwischen den beiden Fällen zu beobachten ist.

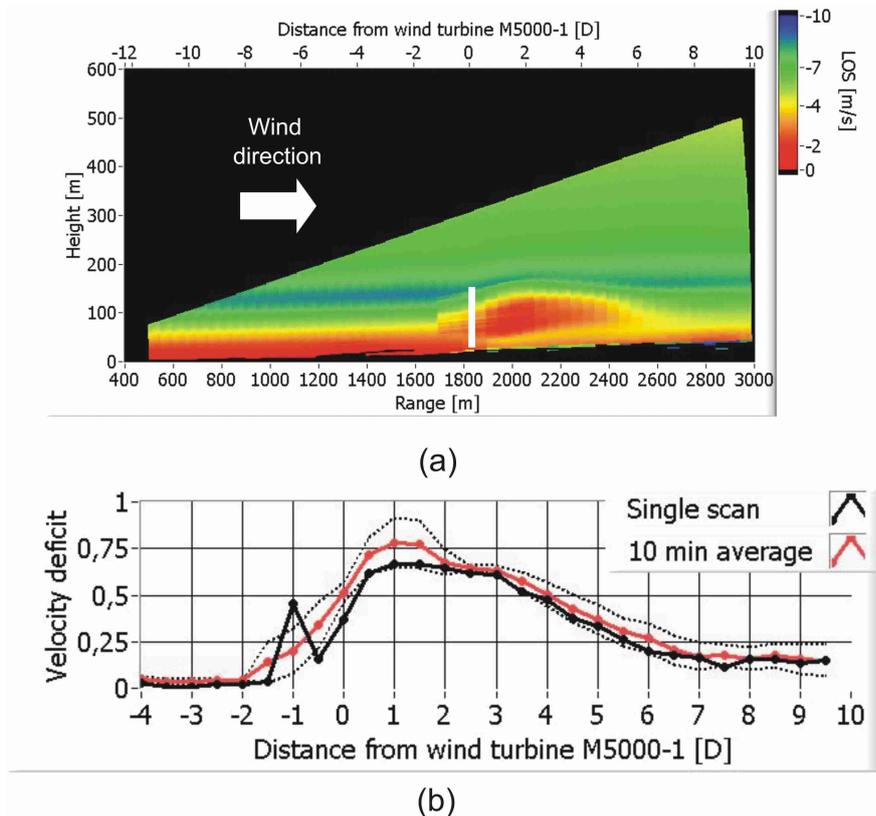


Abbildung 6.4: (a) Elevationsscan, über 10 min gemittelt (von 23:28 bis 23:38 UTC am 1.7.2009 (Stabil 2), Windrichtung 41 °), dies entspricht dem Mittel von 46 Einzelscans. (b) Vergleich des Geschwindigkeitsdefizits für einen Einzelscan, der 10 s dauerte und einem über 10 Minuten gemittelten Elevationsscan. Die Standardabweichung für die einzelnen momentanen Geschwindigkeitsdefizite der 46 Einzelscans ist gestrichelt eingezeichnet.

Die geringen Abweichungen zwischen stationärem Fall und einem Einzelscan in der Nacht werden auch bei den Azimuthtscans deutlich. In Abb. 6.5 ist ein über 10 Minuten gemittelter Azimuthtscan dargestellt. Dies entspricht dem Bereich Stabil 1 in Abb. 5.6 von 22:35-22:45 UTC. Die mittlere Windrichtung für diesen Zeitraum war 30° . Direkt erkennt man, dass die Abweichungen von der „Momentaufnahme“ in Abb. 6.1 (b) äußerst gering sind. Anhand der Geschwindigkeitsprofile in Abb. 6.6 wird dies noch deutlicher. Die schwarzen Profile stellen den Einzelscan dar, die roten stehen für das 10 min Mittel. Für die Azimuthtscans wurde kein Geschwindigkeitsdefizit berechnet, da die Elevation nicht Null, sondern $3,3^\circ$ war. Deswegen würde man bei der Berechnung eines Defizits für verschiedene Abstände Werte auf unterschiedlichen Höhen bekommen. Dies ist nicht annähernd so repräsentativ, wie die Ermittlung eines solchen Defizits aus den Elevationsscans bei konstanter Höhe.

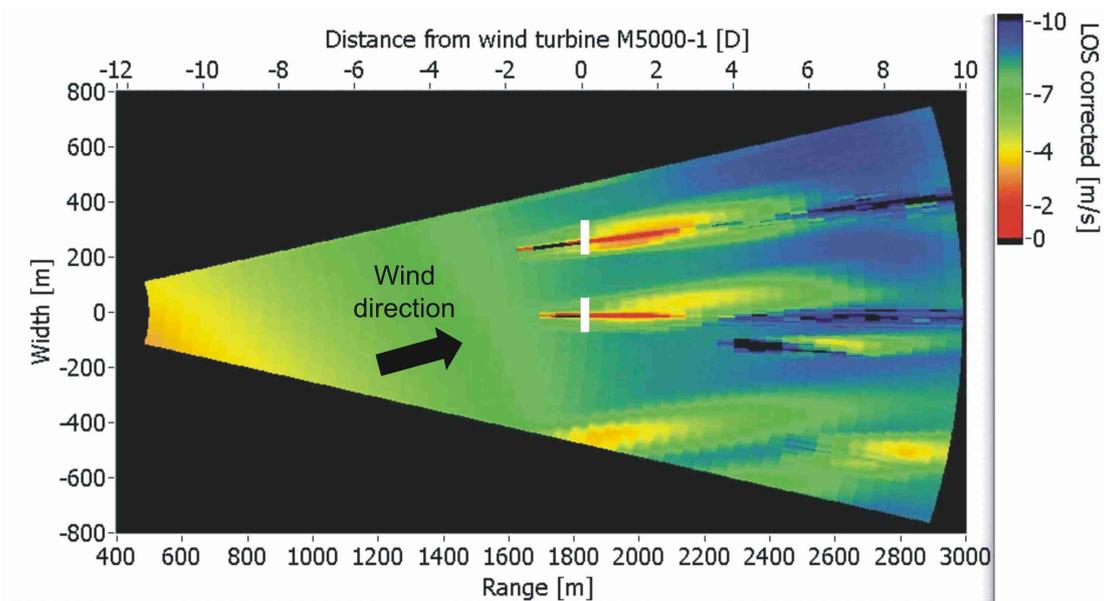


Abbildung 6.5: Korrigierter Azimuthtscan bei stabiler Schichtung der Atmosphäre über 10 min gemittelt (von 22:35-22:45 UTC, Stabil 1 in Kapitel 5.3, Windrichtung 30°).

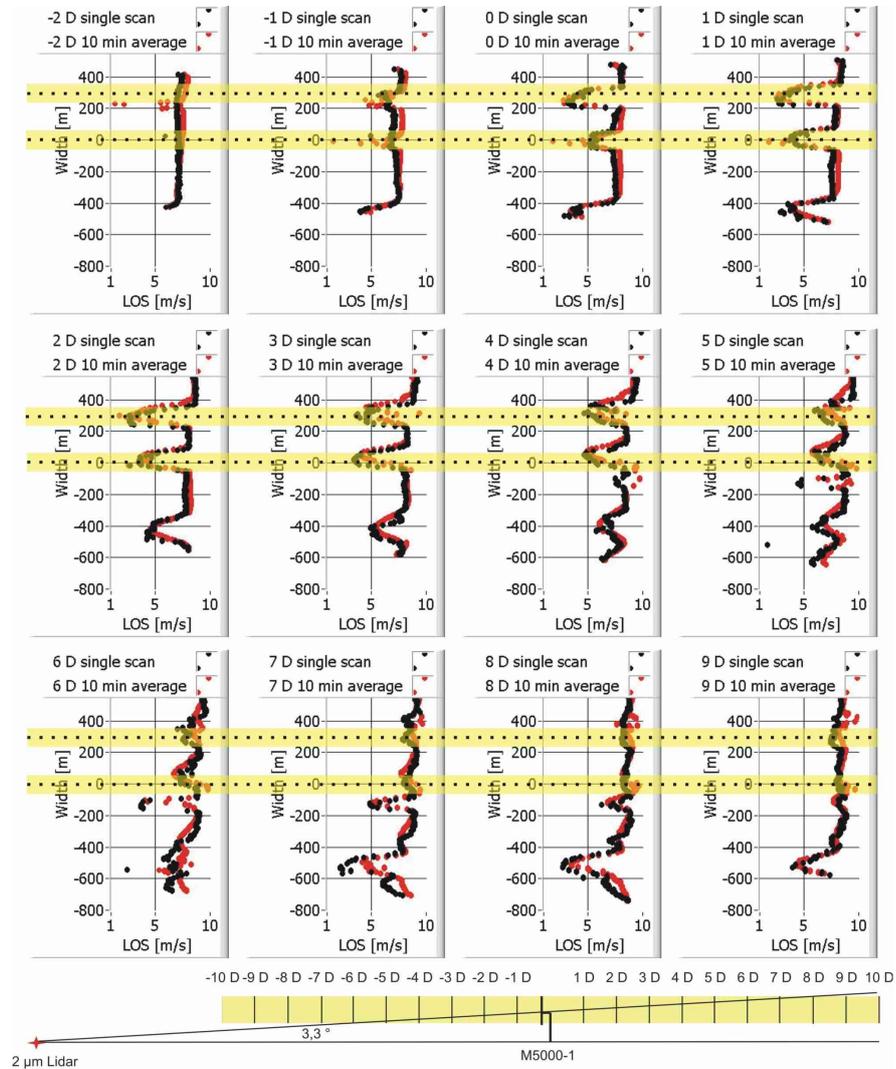


Abbildung 6.6: Geschwindigkeitsprofile des Azimutscans aus Abb. 6.1 (b) Abb. 6.5 für verschiedene Abstände stromauf- und stromabwärts der untersuchten Windenergieanlagen M5000-1 und M5000-2. Die schwarzen Profile sind die Profile für den Einzelscan. Die roten Profile repräsentieren die über 10 min gemittelte Messung. Die Bereiche zwischen den Blattspitzen von M5000-1 und M5000-2 sind schattiert. Außerdem ist die Abbildung durch eine seitliche Ansicht des Azimutscans ergänzt.

6.1.3 Mäandern des Nachlaufs

Mäandern bedeutet, dass sich der Nachlauf in lateraler und vertikaler Richtung schlangenförmig bewegt. Dies kommt zustande, weil das Windfeld in der Bodengrenzschicht nicht zeitlich stationär ist. Durch Schwankungen in der Windrichtung kommt es zu einem Mäandern des Nachlaufs. Man sagt auch, dass das Geschwindigkeitsdefizit im Nachlauf von Luftwirbeln passiv beeinflusst wird, die von einer größeren räumlichen Ausdehnung sind, als die Abmaße des Rotors [Bingöl et al., 2009]. Eine detaillierte Untersuchung des dynamischen Nachlaufs und des Mäanderns findet sich in [Bingöl et al., 2009] und [Trujillo et al., 2011]. Die Messungen wurden mit einem kontinuierlichen Lidar (ZephIR) aufgenommen. Eine Betrachtung des Mäanderns ist vor allem wegen des schädlichen Einflusses auf Komponenten der Windenergieanlagen wichtig [Thomsen and Madsen, 2005]. Es soll an dieser Stelle untersucht werden, ob mit den Messungen des für diese Arbeit verwendeten Lidarsystems Untersuchungen des dynamischen Nachlaufs möglich sind.

Zur Untersuchung des Mäanderns werden Schnitte durch den Azimutscan aus Abb. 6.1 (b) bei verschiedenen Abständen stromabwärts der Windenergieanlage verwendet. Diese Schnitte sind in Abb. 6.6 gezeigt, bereits $-2 D$ vor der Anlage beginnend. Die Abbildung enthält außerdem die Profile für das 10 min Mittel. Für die Untersuchung des Mäanderns wurden die Profile der unkorrigierten Einzelscans herangezogen. Ab $0 D$ sind in den Profilen zwei Geschwindigkeitsdefizite zu erkennen. Eines in etwa bei einer Weite von $0 m$, welches zu dem Nachlauf der Anlage M5000-1 gehört. Das andere bei ca. $250 m$, welches die Verminderung der Windgeschwindigkeit durch die M5000-2 beschreibt. Zu einer quantitativen Beschreibung des Mäanderns ist ein gaußförmiger Fit des Geschwindigkeitsdefizits am besten geeignet [Ainslie, 1988, Trujillo et al., 2011]. Aus diesem Grund werden hier die Schnitte durch den Azimutscan benutzt, da in den Schnitten durch den Elevationsscan (vergleiche Abb. 6.2) der Low Level Jet gute Fits nicht ermöglicht. Es wurden Schnitte bei einem Abstand von $3 D$ für aufeinander folgende Azimutscans erstellt und diese mit einer doppelten Gaußkurve der Form

$$A_1 \exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{x - C_1}{\sigma_1}\right)^2\right) + A_2 \exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{x - C_2}{\sigma_2}\right)^2\right) + Offset \quad (6.3)$$

gefittet. In Gleichung (6.3) sind A die Amplituden, C die Positionen der Maxima und σ die halben Halbwertsbreiten der beiden gaußförmigen Kurven. Die Indices 1 und 2 beziehen sich auf das Geschwindigkeitsdefizit der M5000-1 bzw. der M5000-2. Diese Größen stellen zusammen mit einem Offset die Fitparameter dar. Vor dem Fit wurde von den Datenreihen der lineare Trend abgezogen, da sich M5000-1 und M5000-2 nicht im gleichen Abstand vom Lidar befinden. In Abb. 6.7 ist ein doppelter, gaußförmiger Fit von einem Schnitt bei $3 D$ durch einen Azimutscan gezeigt. Durch den Abzug des linearen Trends ergeben sich teilweise negative LOS-Werte. Der Fit ist die durchgezogene rote Linie und entspricht gut

der Form des Geschwindigkeitsprofils. Beim rechten Geschwindigkeitsdefizit lässt sich erkennen, dass man im Profil schwach die Struktur des Nahnachlaufs erkennen kann (2 Gaußkurven). Allerdings sind diese Effekte zu gering, um sie im Fit jeweils mit einem zusätzlichen Gaußprofil pro Defizit zu berücksichtigen. Zum besseren Verständnis ist in Abb. 6.8 das zugehörige korrigierte Profil ohne Abzug des linearen Trends gezeigt.

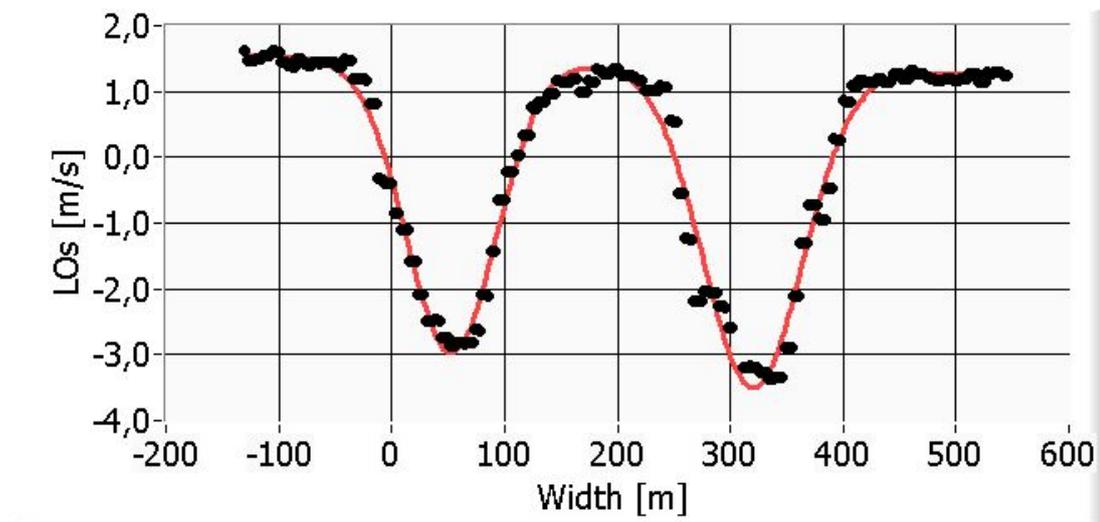


Abbildung 6.7: Doppelter Gaußfit (rote Linie) durch das unkorrigierte Horizontalprofil bei einem Abstand von $3 D$ stromabwärts der Windenergieanlage mit abgezogenem linearen Trend.

Abb. 6.10 (a) sind die Positionen der Maxima der gefitteten Gaußkurven für die unterschiedlichen Scans bzw. für unterschiedliche Zeiten aufgetragen. Es ist für beide Zentren eine Veränderung der horizontalen Position festzustellen. Beim Zentrum des Geschwindigkeitsdefizits der M5000-1 erstrecken sich die Schwankungen auf einen Gesamtbereich von ca. 50 m. Für die M5000-2 sind die Schwankungen am Anfang der Zeitreihe etwas höher. Es ergibt sich eine Breite der Veränderung der Position des Maximums von etwa 75 m für die zweite Anlage. Dieser Unterschied von 30 m ist vermutlich durch geringfügige Unterschiede in der Bodengrenzschicht oder durch nicht synchronisierte Verstellung der Rotorausrichtung gegenüber der Windrichtung der beiden Windenergieanlagen zu erklären. Dieses beobachtete Mäandern soll nun mit den Änderungen der Windrichtung über diesen Zeitraum in Zusammenhang gebracht werden. Dazu sind in Abb. 6.10 (b) die Schwankungen der Windrichtung angegeben. Es handelt sich dabei um Daten des Ultraschallanemometers, das sich auf einer Höhe von 103 m auf dem Messmast befand. Die Rohdaten dieses Anemometers wurden mit einer Frequenz von 50 Hz aufgenommen. Zum Vergleich mit dem Mäandern wurden sie auf $\frac{1}{14}$ Hz gemittelt, da der zeitliche Abstand zwischen zwei Scans bzw. zwei Geschwindigkeitsprofilen

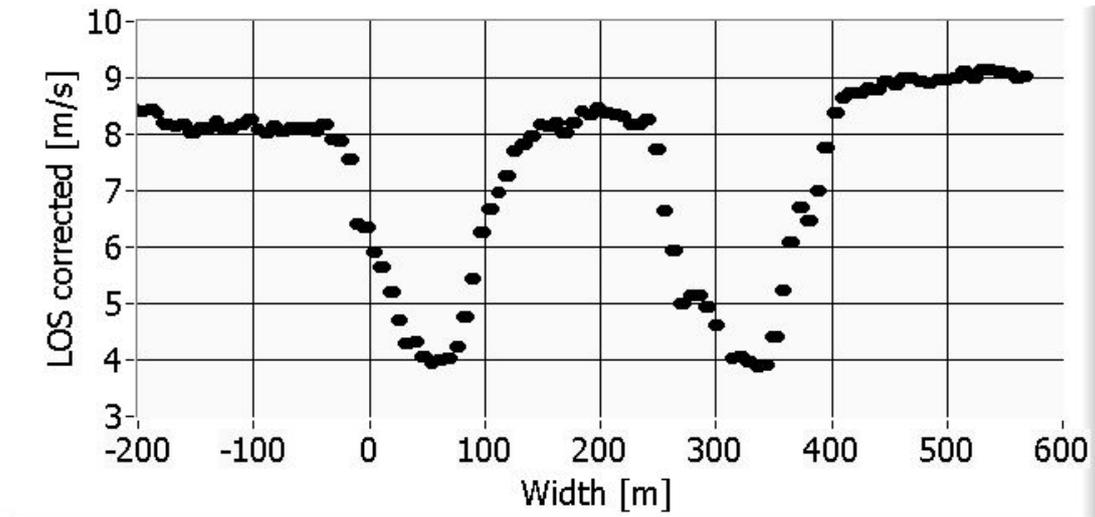


Abbildung 6.8: Korrigiertes Horizontalprofil zu Abb. 6.7 bei einem Abstand von $3 D$ stromabwärts der Windenergieanlage.

die gefittet wurden 14 s beträgt. Bei der Mittelung der Windrichtung WR ist es wichtig Nullsprünge zu berücksichtigen, d. h. die Fälle bei denen aufeinanderfolgende Werte von 0° auf 360° springen. Eine einfache Mittelung würde hier falsche Ergebnisse liefern. Die Formeln zur Mittelung finden sich im Anhang D. Vergleicht man in Abb. 6.10 die Windrichtung und das Mäandern, lässt sich feststellen, dass sich in der Zeit von ca. 22:35 bis 22:50 die Windrichtung ändert. Die Schwankungen der Windrichtung danach sind dagegen viel kleiner. Kleinere Gradzahlen bei der Windrichtung in diesem Fall bedeuten, dass der Wind aus nördlicherer Richtung weht, größere bedeuten, dass er aus östlicherer Richtung weht. Betrachtet man den Azimuthscan und den Lageplan in Abb. 6.1 und Abb. 5.3 macht es Sinn, dass zwischen 22:35 und 22:50 die Position der Zentren zu kleineren Werten wandert, da die Windrichtung weiter gegen Osten dreht bzw. zunimmt. Danach (nach 22:50) ist die Windrichtung viel konstanter, so dass sich die Schwankungen der Zentren der gefitteten Gaußkurven nur in einem Bereich von 20 m für beide Nachläufe bewegt. Dies deutet stark darauf hin, dass das Mäandern durch Änderungen in der Windrichtung, also größerskalige Turbulenzen, induziert wird, welche in sehr ähnlicher Weise gleichzeitig auf beide Windenergieanlagen wirken. Abb. 6.9 zeigt den seitlichen Abstand der Zentren der beiden Geschwindigkeitsdefizite. Unter absolut stabilen atmosphärischen Bedingungen sollte dieser Unterschied konstant sein. Zwischen 22:35 und 22:50 UTC ist wie bereits erwähnt eine Abweichung von ca. 30 m zu erkennen, die vermutlich durch lokale Unterschiede der atmosphärischen Wirbel und/oder Einflüsse der Windrichtungsnachführung der beiden Windenergieanlagen, die nicht synchronisiert erfolgt, zustande kommt.

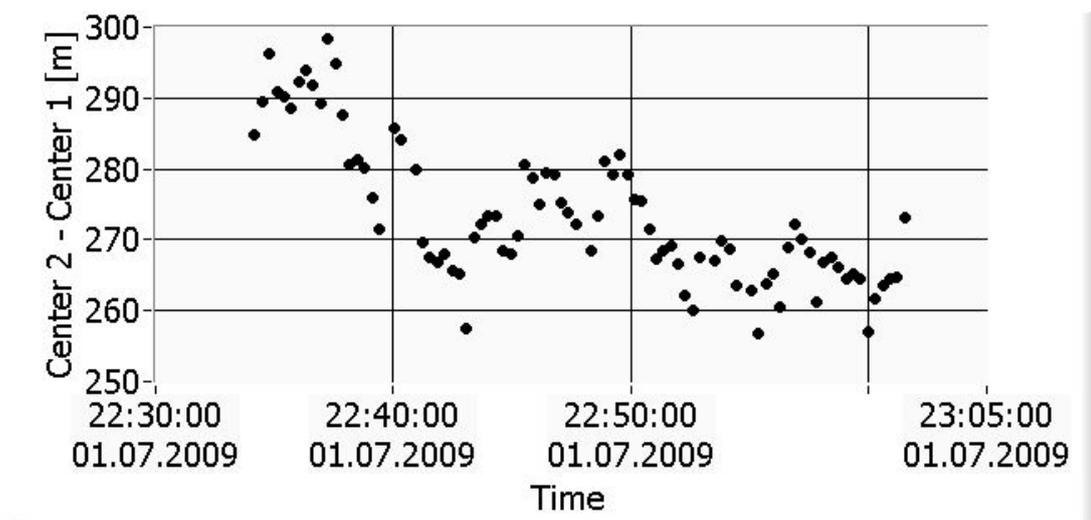


Abbildung 6.9: Seitlicher Abstand der Zentren der Nachlaufdefizite der beiden Windenergieanlagen M5000-1 und M5000-2 durch Änderung der Windrichtung bei stabiler Atmosphäre. Der Abstand der beiden Windenergieanlagen senkrecht zur Strahlrichtung des Lidars beträgt 282 m.

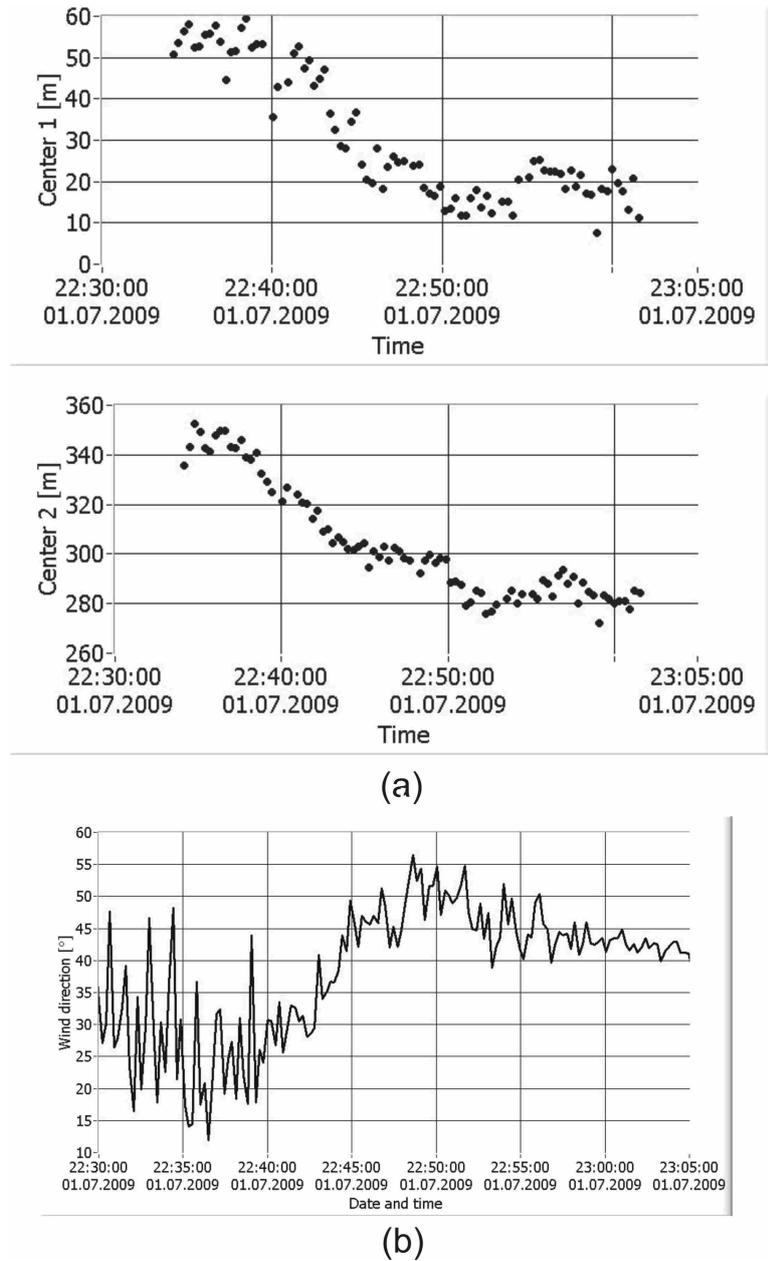


Abbildung 6.10: (a) Position des Zentrums des Nachlaufs der Anlage M5000-1 (Center 1) und M5000-2 (Center 2) für verschiedene aufeinander folgende Scans bei stabiler Atmosphäre. Die Zentren wurden aus einem Fit mit einem Gaußprofil erhalten. (b) Änderungen in der Windrichtung für den Zeitbereich der gefitteten Geschwindigkeitsprofile der Azimuthscans. Die Windrichtung wurde vom Ultraschallanemometer gemessen, das sich auf dem Messmast in 103 m Höhe befand. Die dargestellten Daten wurden gemittelt auf $\frac{1}{14}$ Hz.

6.1.4 Bestimmung des Leistungsbeiwerts und des Schubbeiwerts

In Kapitel 3.1 wurde der Ansatz von Betz erläutert, der besagt, dass der Leistungsbeiwert einer Anlage maximal 59 % beträgt. Dieser Maximalwert wird bei einem Verhältnis der Geschwindigkeit nach und vor der Anlage von $1/3$ erreicht (siehe Abb. 3.2). Um den Leistungsbeiwert der untersuchten M5000-1 zu bestimmen wurde folgendermaßen vorgegangen: Aus dem in Abb. 6.4 (a) gezeigten Elevationsscan (über 10 Minuten gemittelt) wurden für einen Abstand $-2 D$ vor der Anlage die Geschwindigkeiten von den Höhen von 44 m bis 160 m gemittelt. Die Schrittweite betrug 2 m. Der Höhenbereich entspricht 116 m, also dem Durchmesser des Rotors. Es ergab sich ein Mittelwert von $-6,02$ m/s. Außerdem wurde die gleiche Mittelung bei einem Abstand von 1939 m ($1 D$) durchgeführt, weil bei diesem Abstand hinter der Anlage das Geschwindigkeitsdefizit maximal ist. Bei $1 D$ ergab sich ein Mittelwert von $-2,80$ m/s. Das Verhältnis dieser Mittelwerte hinter und vor der Anlage beträgt folglich $x = \frac{v_3}{v_1} = 47$ % was nach Abb. 3.2 einem Leistungsbeiwert von etwa 57 % entspricht und dem Maximalwert von 59 % extrem nah kommt. Die gleiche Betrachtung wurde auch für den Einzelscan in Abb. 6.1 durchgeführt. Es ergab sich eine Verhältnis der Geschwindigkeit hinter und vor der Anlage von $x = 51$ % und damit nach Abb. 3.2 ein Leistungsbeiwert von ca. 55 %. Mit diesen Betrachtungen konnte gezeigt werden, dass der Betzsche Ansatz für die in dieser Arbeit durchgeführten Messungen plausibel ist und die untersuchte Anlage in der Nacht vom 1.7.2009 bei einem nahezu maximalen Leistungsbeiwert betrieben wurde. Der Leistungsbeiwert kann nach [Manwell et al., 2009] auch mit folgender Formel berechnet werden:

$$c_P = \frac{x}{2}(1 - x^2). \quad (6.4)$$

Neben dem Leistungsbeiwert kann auch der Schubbeiwert der Anlage bestimmt werden [Manwell et al., 2009]:

$$c_T = 1 - x^2. \quad (6.5)$$

Für $x = 47$ % ergibt sich damit ein Schubbeiwert von 0,78 und für $x = 51$ % ein Schubbeiwert von 0,74. Dies stimmt gut mit den Werten in Tabelle 5.4 überein.

6.2 Messungen bei instabiler Atmosphäre

Nach der Untersuchung der Messungen bei stabiler Schichtung der Atmosphäre in der Nacht wird in diesem Unterkapitel der Fall einer instabilen Bodengrenzschicht am Tag betrachtet. Eine Messskizze ist in Abb. C.2 im Anhang C gezeigt. In Abb. 6.11 sind ein einzelner Elevationsscan und ein einzelner Azimuthschscan gezeigt. Der Elevationsscan wurde am Morgen des 27.05.2009 aufgenommen, der Azimuthschscan am Mittag des gleichen Tages. Die Turbulenzintensität der ungestörten Atmosphäre lag am Morgen bei 20 % und wurde aus Messmastdaten ermittelt (Instabil 1 in Kapitel 5.3). Am Mittag, als die Azimuthschscans aufgenommen wurden, lag die Turbulenzintensität der ungestörten Atmosphäre bei 13 % (Instabil 2 in Abschnitt 5.3). Gegenüber den Messungen bei stabiler Atmosphäre in Abb. 6.1 ist zu beachten, dass der Wind an diesem Tag aus westlichen bis südwestlichen Richtung kam und nicht „parallel“ zum Laserstrahl war wie in der Nacht, d. h. die gemessene LOS-Komponente der Geschwindigkeit entspricht hier nicht so gut dem Betrag des Windvektors. Außerdem lag keine freie Anströmung für die Windenergieanlage M5000-1 nach Abb. 5.2 vor. Für die Messung in Abb. 6.11 (a) kam der Wind aus Westen (270 °). Betrachtet man den Lageplan in Abb. 5.3 wird klar, dass bei dieser Messung der Nachlauf der Windenergieanlage vielmehr quer als längs geschnitten wird. Für den Azimuthschscan in Abb. 6.11 (b) war die Windrichtung nicht mehr West, sondern 240 ° und somit Südwest, also fast parallel zum Laserstrahl. Die Schwankungen der Windrichtung ist aus Abb. A.3 im Anhang ersichtlich und war am Tag geringer als in der Nacht. Die Notation negativer Werte in Rotordurchmessern zur Bezeichnung einer Position vor der Anlage und positiver Werte in Rotordurchmessern hinter der Anlage wurde beibehalten, ist aber eben wegen der anderen Windrichtung umgekehrt zu den Messungen nachts (Abb. 6.1). Die Einflüsse der Windenergieanlagen in der Umgebung der M5000-1 sind bei den Scans in Abb. 6.11 zu erkennen. Während beim Elevationsscan in der Nacht keine Einflüsse benachbarter Windenergieanlagen zu beobachten waren, sind in Abb. 6.11 (b) in einem Abstand von ca. 500 bis 800 m Effekte der Anlagen nordwestlich der M5000-1 zu erkennen. Es sind auch in den Messungen bei turbulenter Atmosphäre horizontale Linien zu erkennen, die von den Rotorblättern stammen. Die Einflüsse der Rotorblätter sind hier allerdings stärker, da der Wind stärker war und sich der Rotor deshalb schneller dreht und somit während eines Scans öfter vom Laserstrahl getroffen wird. Die Rotorscheiben sind in Abb. 6.11 durch weiße Linien angedeutet. Bei einem Elevationsscan in der Nacht hat sich der Rotor ungefähr einmal gedreht, am Tag zweimal. Bei den Azimuthschscans in der Nacht gab es ca. 2 Rotorumdrehungen, am Tag dagegen ca. 4. Dies kann anhand der Scandauer und der Betriebsbedingungen abgeschätzt werden.

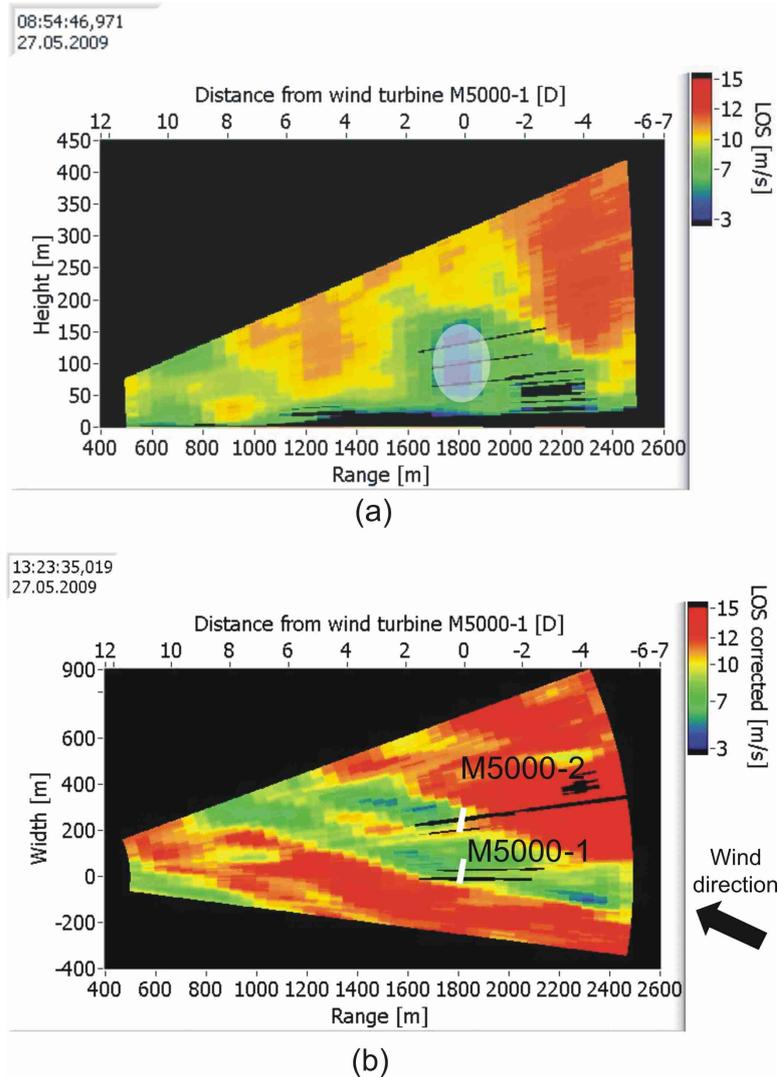


Abbildung 6.11: (a) Einzelner Elevationsscan bei instabiler Schichtung der Atmosphäre. Die Anlage befindet sich bei einer Position von 1823 m. Deren Rotor ist als weiße Ellipse angedeutet. Die schwarzen horizontalen Linien zwischen 1600 m und 2100 m kommen durch das Treffen des Laserstrahls auf die Rotorblätter zustande. Die Windrichtung für diese Messung war 270° . Sie ist nicht eingezeichnet, würde aber fast senkrecht in die Ebene des Scans gehen. (b) Einzelner, korrigierter Azimutscan bei turbulenter Atmosphäre. Die Rotoren der Windenergieanlagen M5000-1 und M5000-2 sind mit weißen Linien angedeutet. Außerdem ist die Störung der Messung durch die Rotorblätter zu erkennen. Die Windrichtung (240°) ist angedeutet und entspricht fast einer Richtung aus Südwest parallel zum Laserstrahl.

Aufgrund der Windrichtung aus westlichen Richtungen für die Elevationsscans bei turbulenter Atmosphäre sind für diese Messungen Nachlaufeffekte kaum zu beobachten. Deswegen werden in diesem Kapitel nur noch die durchgeführten Azimutsscans genauer untersucht. Die Azimutsscans wurden außerdem über 6 min gemittelt. Bezüglich der am Tag durchgeführten Messungen ist zu bemerken, dass diese Messungen aus keinem freien Sektor (vgl. Abb. 5.2) stammen und daher nur eingeschränkt zu analysieren sind.

In Abb. 6.11 (b) ist ein Azimutscan bei turbulenter Atmosphäre gezeigt. Die Windrichtung aus Südwest ist angedeutet, ebenso sind die Rotorscheiben der M5000-1 und der M5000-2 als weiße Linien eingezeichnet. Es sind wiederum Einflüsse der benachbarten Windenergieanlagen zu sehen, die allerdings im Folgenden nicht berücksichtigt werden, da keine Daten dieser Anlagen vorliegen. Beim ersten Betrachten dieses Einzelscans scheint es, als wären die Nachlaufeffekte bereits nach vier Rotordurchmessern hinter den Anlagen verschwunden bzw. sehr stark abgeklungen. Beim genauen Hinsehen stellt man fest, dass auch weiter stromabwärts Geschwindigkeitsverminderungen zu sehen sind. Aufgrund der hohen Turbulenzintensität kann jedoch erst eine Begutachtung der gemittelten Messungen und Windprofile (Instabil 2 in Kapitel 5.3) Aufschluss darüber geben, ob die Effekte weiter stromabwärts als $4 D$ tatsächlich Strukturen der Nachläufe der beiden AREVA Anlagen sind oder eine andere Ursache haben.

In einem weiteren Schritt wurde 6 Minuten lang über die durchgeführten Azimutsscans gemittelt. Nur in diesem Zeitraum waren die Betriebsbedingungen der M5000-1 stationär. Das Ergebnis dieser Mittelung ist in Abb. 6.12 dargestellt. Daran wird deutlich, dass die Nachlaufeffekte mindestens $9 D$ hinter der Anlage noch stark ausgeprägt sind. $9 D$ ist der letzte Abstand stromabwärts, der durch den Scan erfasst wurde und die Nachlaufeffekte der AREVA-Anlagen beinhaltet. Leider war es in diesem Fall nicht möglich mit der Messung den gesamten Nachlauf abzudecken. Was außerdem in Abb. 6.12 auffällt, ist, dass eine weitere Windenergieanlage bei einer Weite von ca. -100 m und einem Abstand vom Lidar von 2300 m bzw. deren Nachlauf einen Einfluss auf die Anströmung der M5000-1 hat. In Abb. 6.13 sind die Geschwindigkeitsprofile für den über 6 Minuten gemittelten Azimutscan dargestellt. Auch nach $4 D$ sind die Geschwindigkeitsdefizite zu erkennen. Ab $7 D$ ist nur noch das Geschwindigkeitsdefizit der M5000-1 zu erkennen, da die Nachlaufeffekte den Scanbereich überschreiten. Bei den Geschwindigkeitsprofilen ist eine Verbreiterung der Geschwindigkeitsdefizite mit zunehmendem Abstand hinter den Windenergieanlagen zu erkennen. Ab $4 D$ ist eine deutliche Verschmelzung der beiden Nachlaufdefizite zu beobachten. Diese Verbreiterungen lassen sich auf Luftwirbel zurückführen, die eine kleinere Größenordnung haben als der Rotordurchmesser [Bingöl et al., 2009].

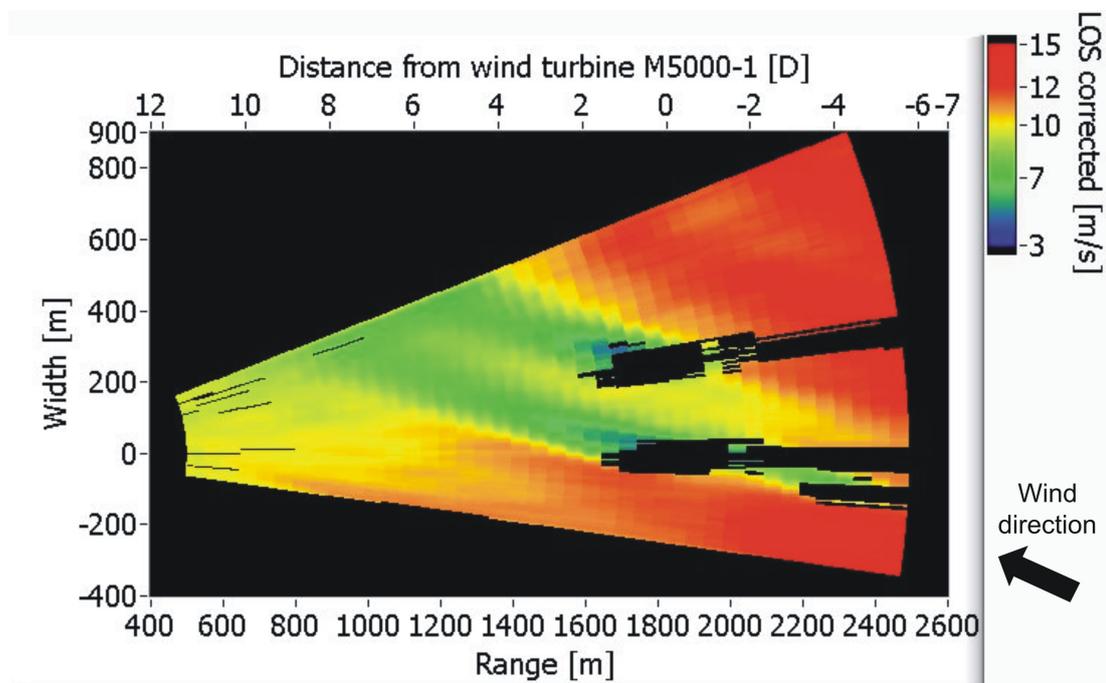


Abbildung 6.12: Korrigierter Azimuthscan bei instabiler Schichtung der Atmosphäre, gemittelt über 6 min (von 13:24-13:30 UTC, Instabil 2, Windrichtung 240 °).

6.2. MESSUNGEN BEI INSTABLER ATMOSPHÄRE

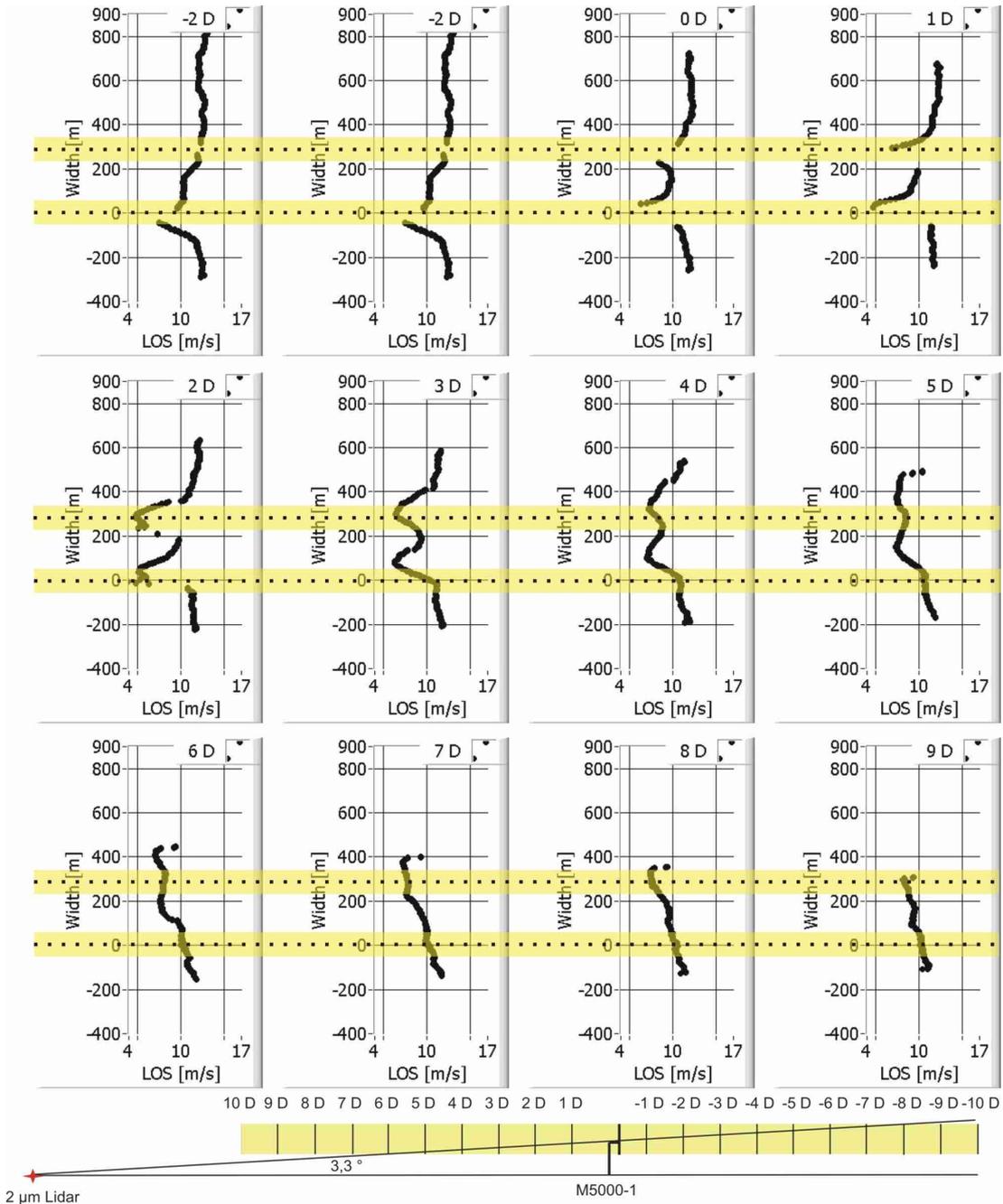


Abbildung 6.13: Geschwindigkeitsprofile aus über 6 min gemitteltem Azimutscan am Tag (Stabil 2). Die Rotorflächen von M5000-1 und M5000-2 sind schattiert. Zusätzlich ist eine Seitenansicht des Azimutscans dargestellt.

Da während Messungen bei instabiler Atmosphäre die M5000-1 zeitweise keine Leistung produziert hat (vgl. Abb. 5.7), bietet es sich an, Scans anhand der Leistungsproduktion zu unterscheiden und zu vergleichen. Dies kann zu Aufschlüssen über die Darstellung des Rotors in Simulationen führen. Dazu ist in Abb. 6.14 ein von 13:32-13:38 gemittelter Azimutscan gezeigt. Entsprechend der vom SWE zur Verfügung gestellten Betriebsdaten war in diesem Zeitraum die Drehzahl der M5000-1 nahezu Null und es wurde keine Leistung produziert. Über die M5000-2 liegen keine Betriebsdaten vor, aber vermutlich hat sie Leistung produziert. Die gemittelte Messung soll mit dem in Abb. 6.12 gezeigtem gemitteltem Scan bei Leistungsproduktion der Anlage verglichen werden. Zur Übersicht sind in Abb. 6.15 die Schnitte durch die Azimutscans mit und ohne Leistungsproduktion gezeigt. Als erstes lässt sich feststellen, dass für den Fall, bei dem keine Leistung produziert wird und sich die Windenergieanlage kaum dreht die Nachläufe der M5000-1 und M5000-2 besser unterscheiden lassen. Dies spiegelt sich auch in den Schnitten wider, in denen deutlich wird, dass die Geschwindigkeitsdefizite der M5000-1 schmaler sind bei keiner Leistungsproduktion. Außerdem lässt sich feststellen, dass sich, wenn sich die Anlage schneller dreht bzw. Leistung produziert der Nachlauf länger ist. Dies kann man neben dem Betrachten der Scans vor allem an den Schnitten bei 6 und 7 D bei einer Weite von 250 m erkennen. Obwohl starke Einflüsse einer Anlage in der Einströmung der M5000-1 zu erwarten sind, ist der Nachlauf von M5000-1 in diesem Zeitraum sehr stark ausgeprägt. Ohne Leistungsproduktion sollten die Nachlaufeffekte allerdings vernachlässigbar sein. Daher liegt die Vermutung nahe, dass die Nachlaufeffekte der M5000-1 ohne Leistungsproduktion nur zu beobachten sind, weil die Messungen aus keinem freien Messsektor (vgl. Abb. 5.2) stammen und vermutlich durch andere Windenergieanlagen oder Hindernisse vorgetäuscht werden. Ein weiterer möglicher Grund könnten Probleme bei der Erfassung der Anlagendaten, z. B. eventuelle Zeitverzögerungen, sein. D. h. vermutlich hat die M5000-1 sehr wahrscheinlich doch Leistung produziert.

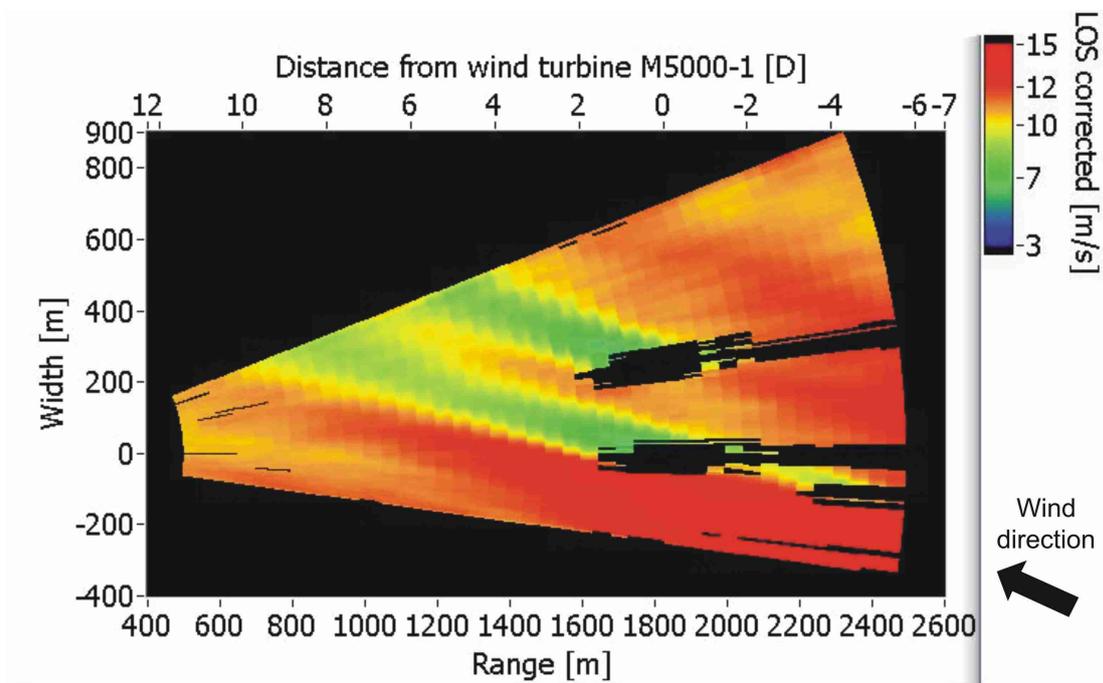


Abbildung 6.14: Von 13:32 bis 13:38 (Instabil 3) gemittelter korrigierter Azimutscan bei turbulenter Atmosphäre möglicherweise ohne Leistungsproduktion der M5000-1.

KAPITEL 6. MESSUNG DER UMSTRÖMUNG EINER WEA

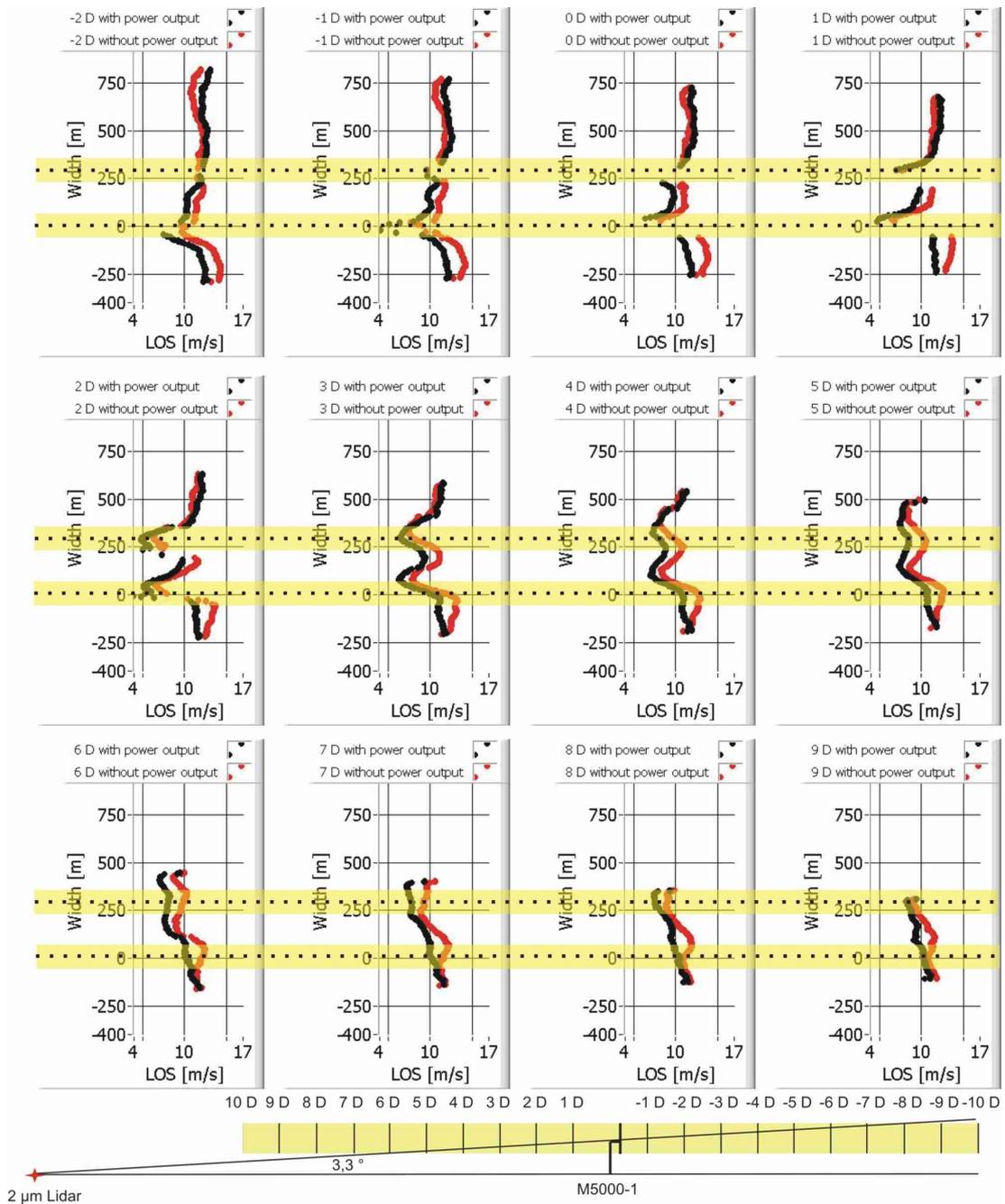


Abbildung 6.15: Schnitte durch die gemittelten korrigierten Azimutscans mit und möglicherweise ohne Leistungsproduktion aus Abb. 6.12 und Abb. 6.14.

6.3 Vergleich der Messungen bei unterschiedlichen atmosphärischen Bedingungen

In diesem Unterkapitel erfolgt ein Vergleich der Messungen bei stabiler und instabiler Atmosphäre. Es gilt zu berücksichtigen, dass die Windrichtung im Fall der turbulenten Atmosphäre in viel geringerem Maße parallel zum Laserstrahl war wie in der Nacht. Vergleicht man die beiden Azimuthtests, die über 10 min gemittelt wurden (Abb. 6.5 und Abb. 6.12), sowie die zugehörigen Geschwindigkeitsprofile, lässt sich feststellen, dass die Nachläufe bei turbulenter Atmosphäre länger sind als bei stabiler Schichtung der Atmosphäre. Dies scheint intuitiv zunächst nicht realistisch, denn man sollte erwarten, dass je mehr Turbulenz in der Grenzschicht enthalten ist, desto schneller werden die Nachlaufeffekte zerstört. Demnach würde man einen kürzeren Nachlauf erwarten für die Messungen am Tag bei dem die Turbulenzintensität in der ungestörten Atmosphäre bei 13 % liegt, weit über den 3 % bei den Nachtmessungen. Beachtet man jedoch die Steigung des Azimuthtests wird deutlich, dass der Scan bei einer Windrichtung aus Südwest viel mehr vom Nachlauf schneidet, als bei Windrichtung aus Nordost. Ein weiterer wichtiger Faktor ist die thermische Schichtung, die die Nachlaufeffekte beeinflusst. Es liegen jedoch nur Temperaturdaten auf zwei Höhen des Messmastes vor (10 und 100 m). Nach [Emeis, 2010] und anderen Wissenschaftlern sind die Nachlaufeffekte am stärksten ausgeprägt bei stabiler Schichtung, glatter Oberfläche und geringer zusätzlicher Turbulenzerzeugung. Diese Aussage kann anhand der Messungen allerdings nicht endgültig bestätigt werden, da es keinen Elevationsscan gibt, der aufgenommen wurde, als die Windrichtung parallel zum Laserstrahl war und die Azimuthtests auf Grund der Elevation und unterschiedlichen Windrichtung für Tag und Nacht keine eindeutigen Vergleiche zulassen.

Bezüglich des Vergleichs einer Aufweitung der Geschwindigkeitsdefizite lässt sich sagen, dass diese am Tag stärker ausgeprägt ist, als in der Nacht. Dies kann man an den Geschwindigkeitsprofilen erkennen (Abb. 6.6 und Abb. 6.13). Vergleicht man beispielsweise die Profile bei 4 D stromabwärts der Anlage, so stellt man fest, dass am Tag eine Verschmelzung der Geschwindigkeitsdefizite von M5000-1 und M5000-2 einsetzt, wohingegen in der Nacht noch deutlich zwei getrennte Peaks zu sehen sind. Bedenkt man, dass kleinskalige Turbulenzen für die Aufweitung der stationären Geschwindigkeitsdefizite verantwortlich sind, so macht es Sinn, dass bei einer Turbulenzintensität von 13 % die Verbreiterung größer ist als bei einer Turbulenzintensität von 3 %. Es gilt zu beachten, dass dies ein rein qualitativer Vergleich ist, da wiederum die Elevation des Azimuthtests und die unterschiedlichen Windrichtungen zu berücksichtigen sind.

Der Vergleich der Elevationsscans am Tag und in der Nacht ist wenig aufschlussreich, da der Wind in der Nacht aus nordöstlicher Richtung, parallel zum Laserstrahl, kam und am Tag aus westlicher Richtung, nicht parallel zum Laserstrahl.

Vergleiche der Nachlaufänge sind nicht möglich. Eine Sache die auffällt, ist, dass am Tag kein Low Level Jet zu beobachten ist. Dies liegt an der höheren Turbulenzintensität, die die Ausbildung eines solchen Jets verhindert.

Als letzter Punkt soll das Mäandern der Nachläufe der beiden AREVA Anlagen am Tag und in der Nacht verglichen werden. In Abb. 6.16 (a) sind die Verschiebungen der Geschwindigkeitsdefizite für den turbulenten Fall zu sehen, die durch Fits der Geschwindigkeitsdefizite $3 D$ hinter der Anlage, analog zu den Fits für den Fall bei stabiler Atmosphäre nach Gleichung (6.3) erhalten wurden. In Abb. 6.16 (b) sind die Änderungen für die Windrichtungen dargestellt. Vergleicht man diese Ergebnisse mit denen für die aus den Nachtmessungen in Abb. 6.10, fällt als erstes auf, dass die Änderungen der Windrichtungen am Tag sich im relevanten Bereich, also in dem Bereich in dem Scans durchgeführt wurden, in einer Spanne von 10° bewegen. Nachts dagegen war dies ein Bereich von etwa 40° . Demzufolge bewegen sich tagsüber die Verschiebungen der Zentren der Geschwindigkeitsdefizite auch in einem kleineren Bereich. Allerdings lässt sich klar erkennen, dass die Fluktuationen der Position der Zentren am Tag höher sind. Eine klare Beobachtung des Mäanderns wie in der Nacht ist am Tag für die gezeigten Messungen hier nicht möglich, vor allem weil die Änderungen in der Windrichtung zu gering sind. Eine klare Aussage lässt sich beim Vergleich der Differenz der Position der Zentren der Geschwindigkeitsdefizite in der Nacht und am Tag machen. Während in der Nacht diese Differenz nur in einer Spanne von 40 m schwankt, sind die Schwankungen am Tag viel größer (um 100 m). Demzufolge kann man daraus erkennen, dass die Atmosphäre am Tag weniger stabil ist bzw. das Mäandern der Nachläufe der beiden benachbarten Anlagen weniger synchron erfolgt.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass durchaus qualitative Vergleiche zwischen Messungen bei stabiler und instabiler Atmosphäre möglich sind und stimmige Ergebnisse liefern. Allerdings ist es nicht möglich exakte, quantitative Vergleiche durchzuführen, vor allem wegen den unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten und Windrichtungen. Letztere sind vor allem wegen der Messgeometrie zu berücksichtigen.

6.3. VERGLEICH DER MESSUNGEN BEI UNTERSCHIEDLICHEN ATMOSPHERISCHEN BEDINGUNGEN

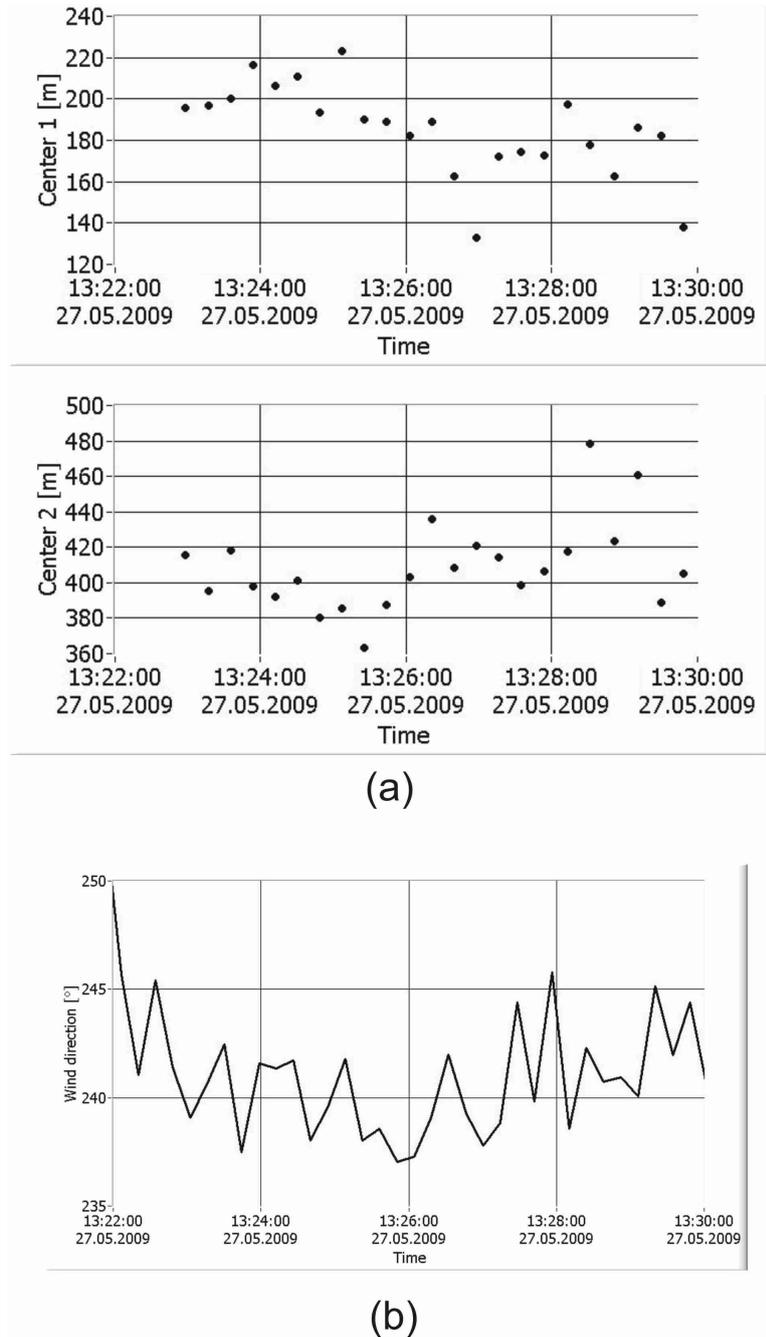


Abbildung 6.16: (a) Verschiebung der Zentren der Geschwindigkeitsdefizite der Nachläufe der M5000-1 und M5000-2 am Tag. Die Positionen der Zentren wurden aus gaußförmigen Fits der Geschwindigkeitsprofile des Azimutscans 3 *D* stromabwärts erhalten. (b) Änderung der Windrichtung bei instabiler Atmosphäre.

6.4 Untersuchung des Nachlaufdralls

Eine Windenergieanlage bremst den Wind nicht nur ab, sondern induziert auch einen Drall in die Nachlaufströmung, der für weitere Verluste sorgt. In Abb. 6.17 ist dies schematisch dargestellt. Die Windenergieanlage in dieser Abbildung dreht sich gegen den Uhrzeigersinn und induziert auf Grund der Drehimpulserhaltung im Luftabstrom einen Drall im Uhrzeigersinn. Die Areva M5000 dreht sich wie alle modernen Windenergieanlagen allerdings im Uhrzeigersinn und induziert somit einen Drall entgegen dem Uhrzeigersinn. Die Windgeschwindigkeit erhält durch den Drall eine zusätzliche Umfangskomponente. Die Dralleffekte sind für Langsamläufer mit einer geringeren Blattspitzengeschwindigkeit (Drehzahl) im Verhältnis zur Windgeschwindigkeit und einem daraus resultierenden größeren Drehmoment stärker ausgeprägt, als für Schnellläufer, wie die AREVA M5000 [Gasch and Twele, 2007].

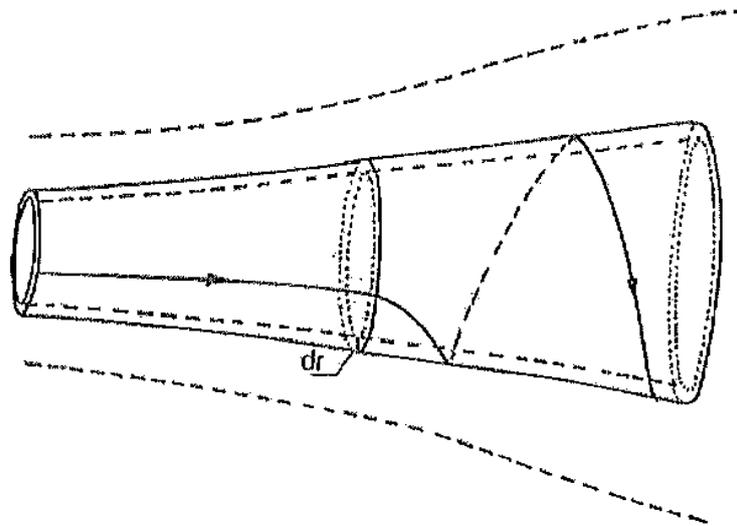


Abbildung 6.17: Nachlaufdrall einer Windenergieanlage nach [Manwell et al., 2009].

Zur Untersuchung des Dralls mittels der durchgeführten Messungen wurden die Scans vom 28.05.2009 ausgewählt. An diesem Tag kam der Wind aus nordwestlichen Richtungen und somit nahezu senkrecht zum Laserstrahl, wodurch eine Beobachtung des Dralls mit der verwendeten Messmethode möglich ist. Mit Messungen bei denen die Windrichtung parallel zum Laserstrahl ist, lässt sich der induzierte Drall nicht beobachten. Es wurden am 28.05.2009 Elevationscans durchgeführt, die vom Messcontainer aus gesehen die Atmosphäre 127 m links

von der Windenergieanlage M5000-1 bei einem Abstand von 1823 m vom Lidar schneiden. Bei Windrichtung aus Nordwest befindet man sich dann im Nachlauf der M5000-1 (vergleiche Abb. 5.3). Die Zeit zwischen zwei Elevationsscans am 28.05.2009 betrug 13 s. Diese Zeit ist kürzer als die für die in Kapitel 5.2 beschriebenen Elevationsscans, da die Elevation nur $7,5^\circ$ betrug. In Abb. 6.18 ist ein über 22 min gemittelter Elevationsscan von 9:32 bis 9:54 UTC gezeigt (dies entspricht 100 aufeinander folgenden Scans). Für den Abstand vom Lidar ist eine Achse in Metern angegeben und eine weitere in Einheiten des Rotordurchmessers D . Wobei negative Werte in D einer Position vor der Anlage und positive einer Position im Nachlauf entsprechen. Der gemittelte Scan zeigt eine deutliche Auffälligkeit im Bereich von $0-2 D$. Zur genaueren Untersuchung des Nachlaufs der M5000-1 wurde ein vertikaler Schnitt durch Abb. 6.18 bei $0 D$ gelegt. Dieser ist in Abb. 6.19 gezeigt. Bei einer Höhe von 145 m beträgt die gemessene LOS-Geschwindigkeit $0,18 \text{ m/s}$, bei einer Höhe von 102 m beträgt die Geschwindigkeit in Strahlrichtung $-0,32 \text{ m/s}$. Eine positive LOS bedeutet, dass der Wind zum Lidar hin weht, eine negative bedeutet, dass er von Lidar weg weht. Stellt man sich mit den gemessenen Geschwindigkeiten bei diesen beiden Höhen, eine Drehbewegung im Nachlauf der Windenergieanlage M5000-1 vor, so ergibt sich eine Drehung gegen den Uhrzeigersinn. Die M5000-1 dreht sich mit dem Uhrzeigersinn. Somit konnte mit dieser Messung quer zur Windrichtung das induzierte Drehmoment und die Impulserhaltung nachgewiesen werden.

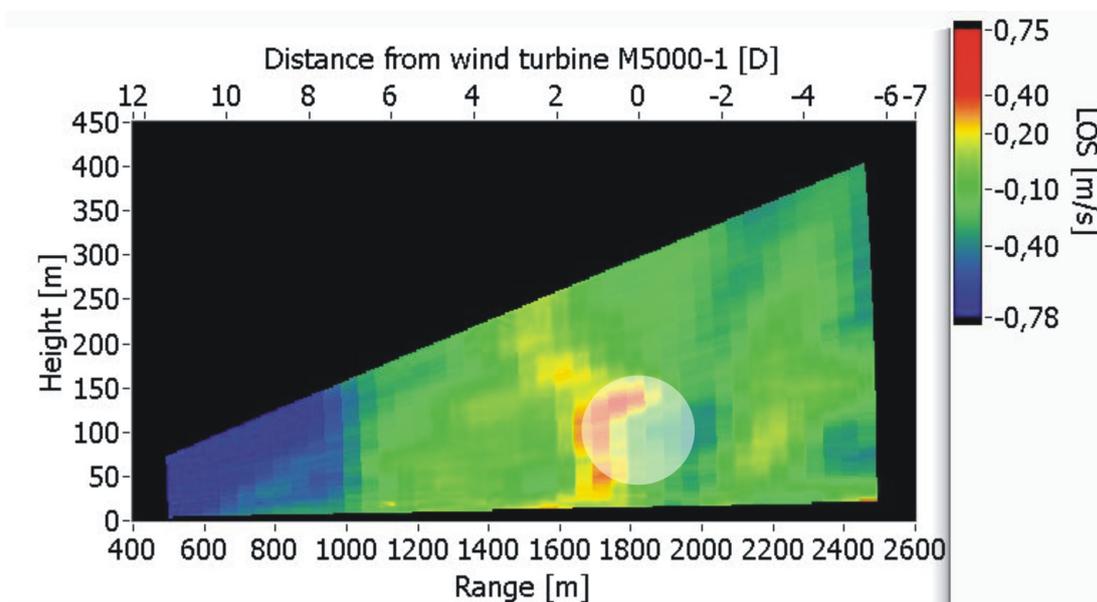


Abbildung 6.18: Gemessener Nachlaufdrall der M5000-1 Windenergieanlage. Die Windrichtung zeigt in die Bildebene.

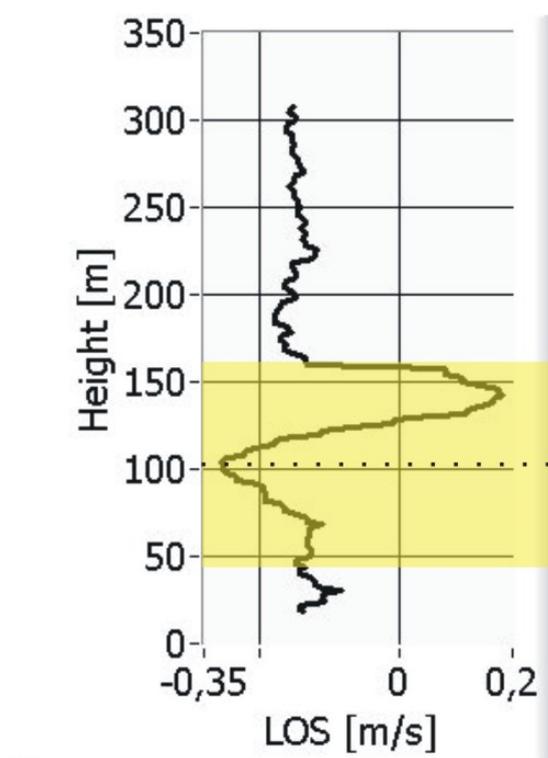


Abbildung 6.19: Geschwindigkeitsprofil des Nachlaufdralls der M5000-1 Windenergieanlage 1823 m ($=0 D$) vom Lidar entfernt.

Kapitel 7

Turbulenzanalyse der Messungen der Umströmung einer Multi-MW-Windenergieanlage

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Turbulenzanalyse der Lidarmessungen gezeigt. Diese ist vor allem für die dynamischen Belastungen auf die Windenergieanlagen im Nachlauf von Bedeutung. Zuerst werden aus den Daten erhaltene Spektren und integrale Längenskalen diskutiert und mit den Daten des Ultraschallanemometers verglichen. Anschließend wird auf die Turbulenzintensität eingegangen. Ziel der Ausführungen ist es die Unterschiede stromauf- und stromabwärts der Windenergieanlage/-n zu zeigen und die Veränderung der Strömung durch die Präsenz einer solchen Anlage zu verdeutlichen.

7.1 Leistungsdichtespektren

7.1.1 Vergleich mit Ultraschallanemometer

Zur Berechnung der Spektren aus den Lidardaten wurden Zeitreihen $v_{LOS}(t)$ verwendet, die aus den Elevationsscans bei stabiler Atmosphäre gewonnen wurden. Ein einzelner Scan ist in Abb. 6.1 (a) gezeigt. Die Zeitreihen wurden aus aufeinander folgenden Scans erhalten. Eine Zeitreihe gehört zu einer bestimmten Position, also einem bestimmten Abstand vom Lidar und einer bestimmten Höhe. In Abb. 7.1 ist eine typische Zeitreihe $v_{LOS}(t)$ gezeigt. Die Position für die gezeigte Zeitreihe war 10 Rotordurchmesser stromaufwärts bei einer Höhe von 94 m. Die hier verwendeten Zeitreihen bestehen aus 64 Werten, d. h. es wurden 64 aufeinander folgende Scans zur Ermittlung der Zeitreihen verwendet (23:28-23:42 UTC). Dies entspricht einer Zeit von 14 min. Die Länge der Zeitreihen wird im Folgenden nur noch als N bezeichnet. Es wären für die Berechnung der

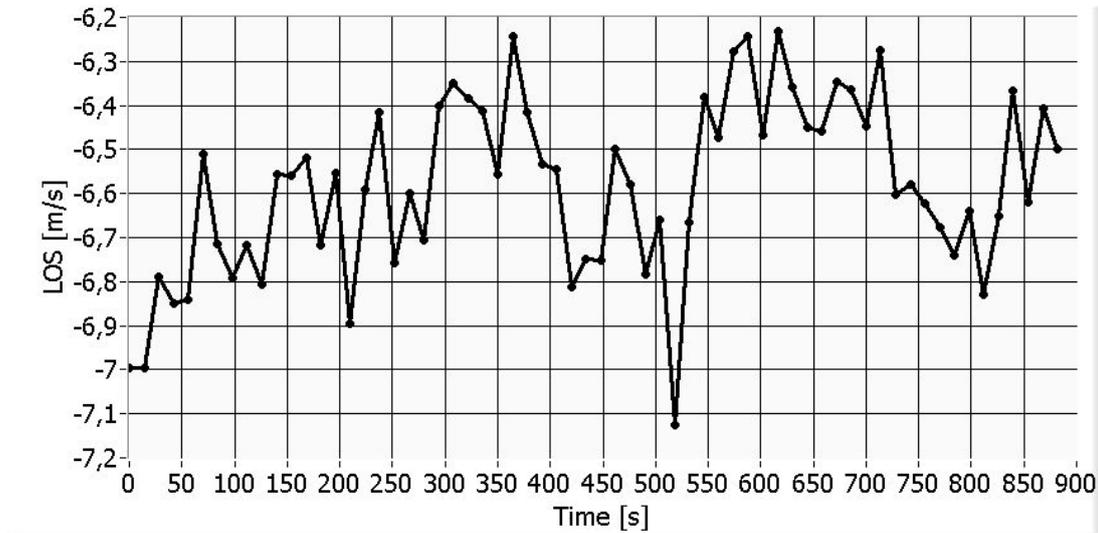


Abbildung 7.1: Zeitreihe $v_{LOS}(t)$ der Position $-10 D$ und einer Höhe von $94 m$ für 64 aufeinander folgende Scans von 23:28 bis 23:42 UTC (Stabil 2+4 min) am 1.7.2009 bei stabiler Atmosphäre.

Spektren längere Zeitreihen von Vorteil. $N = 64$ stellt jedoch bereits die maximal verfügbare Länge für die durchgeführten Messungen dar. Der zeitliche Abstand Δt zwischen zwei Punkten der Zeitreihe beträgt $14 s$. Dieser Wert stimmt mit dem Abstand zweier Elevationsscans überein.

In Abb. 7.2 sind die Mittelwerte von unterschiedlichen Zeitreihen bei Positionen stromauf- und stromabwärts in Vielfachen des Rotordurchmessers der Windenergieanlage auf Nabenhöhe dargestellt. Es wurde dabei der Betrag der Mittelwerte gebildet. Es ist noch einmal deutlich das Geschwindigkeitsdefizit, das durch die Präsenz einer Windenergieanlage in der Grenzschicht hervorgerufen wird, zu erkennen. Es ist ersichtlich, dass bei der hier vorliegenden stabilen Schichtung der Atmosphäre auch bei $9 D$ hinter der Anlage der Mittelwert der LOS-Geschwindigkeit deutlich niedriger ist als in der ungestörten Grenzschicht. Dies ist auf die Veränderung der Strömung hinter der Windenergieanlage zurückzuführen. Außerdem sind in Abb. 7.2 die Standardabweichungen der einzelnen Zeitreihen dargestellt. Auch hier ist eine deutliche Veränderung (Erhöhung) im Nachlauf festzustellen. Das Maximum der Standardabweichung liegt bei $5 D$ und somit hinter dem Minimum des Mittelwerts der LOS-Komponenten, das bei $2 D$ liegt.

Die Berechnung der Spektren erfolgt gemäß Gleichung (2.9). Das Signal wurde vor der Berechnung mit einem Hanning Fenster der Form

$$A(x) = \frac{1}{2} \left[1 - \cos\left(\frac{2\pi x}{N}\right) \right] \quad (7.1)$$

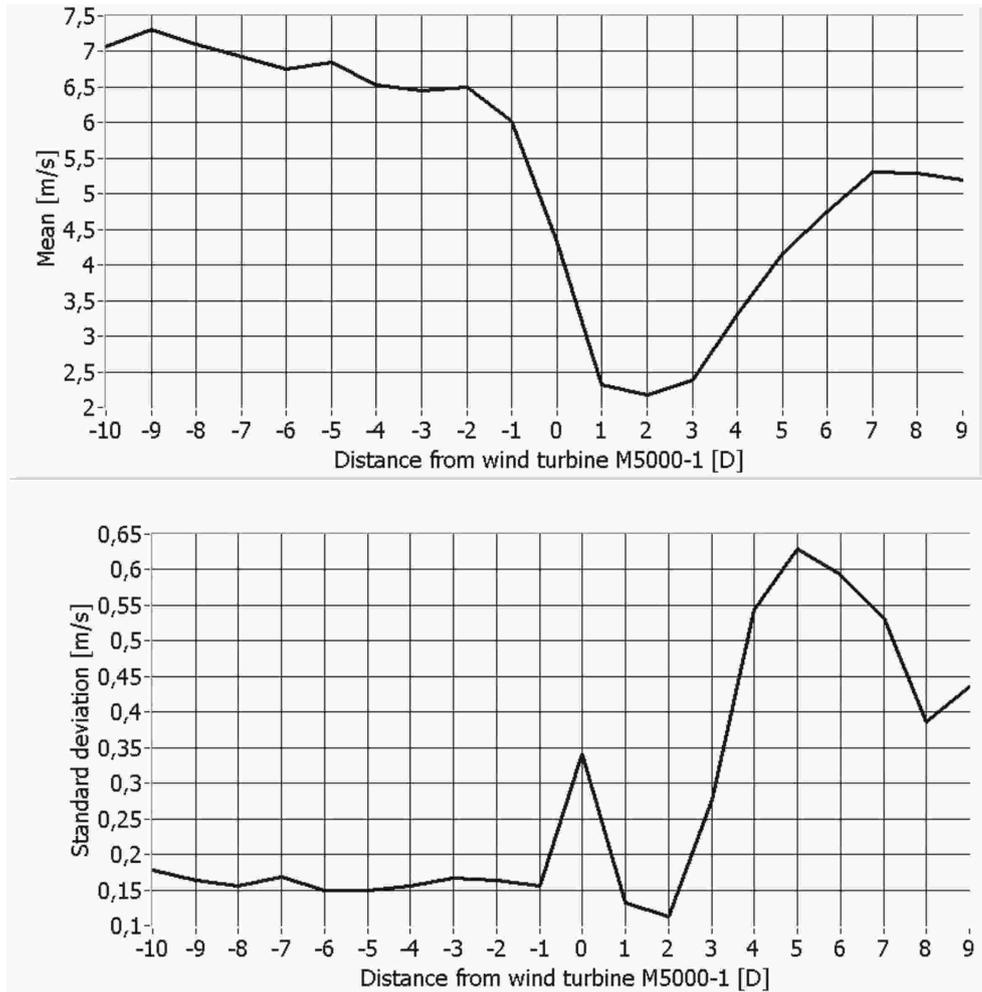


Abbildung 7.2: Mittelwerte (oben) und Standardabweichungen (unten) von Zeitreihen bei unterschiedlicher Position und auf Nabenhöhe bei stabiler Schichtung der Atmosphäre für den Zeitraum Stabil 2+4 min am 1.7.2009.

multipliziert, um Sprünge durch eine periodische Fortsetzung zu vermeiden (Leckeffekt) [Wendemuth, 2005]. Diese Sprünge wären bei einem Rechteckfenster (gleiche Gewichtung des gesamten Signals) am größten. Die erhaltenen Spektren wurden über eine Höhe von 10 m, von 94 m bis 104 m gemittelt. Die verschiedenen Höhen der Zeitreihen wurden in 2 m-Schritten verändert. Demzufolge wurde über 6 Spektren gemittelt (94 m, 96 m, 98 m, 100 m, 102 m, 104 m). Die Vertikalauflösung der Lidardaten an der Position des Messmastes betrug 3,7 m. D. h. die 6 Messungen zwischen 94 m und 104 m überlappen teilweise bzw. sind nicht unabhängig voneinander. Aufgrund der Mittelung von 50 Spektren, um die Line of Sight Geschwindigkeit zu erhalten (vgl. Kapitel 4.4), wird durch die Mittelung der 6 Leistungsdichtespektren dennoch ein glatteres Leistungsdichtespektrum er-

halten. Aufgrund des Low Level Jets wurde für die Mittelung der Lidarspektren kein symmetrischer Bereich um 103 m (Höhe des Ultraschallanemometers) gewählt, sondern ein Höhenbereich von 94-104 m. Da sich bei Windrichtung aus Nordost der Messmast mit dem Ultraschallanemometer im Nachlauf der M5000-1 befindet (vgl. Abb. 5.3), ist es naheliegend an dieser Stelle die aus den Lidardaten erhaltenen Spektren mit Spektren zu vergleichen, die aus Daten des Ultraschallanemometers berechnet wurden. Vor der Ermittlung der Spektren des Ultraschallanemometers muss zunächst die Projektion des Windvektors auf die Strahlrichtung des Lasers berechnet werden. Dies ist notwendig, da das Lidar nur die Windkomponente in Strahlrichtung (v_{LOS}) misst, das Ultraschallanemometer hingegen die drei Komponenten des Windvektors (v_1 , Nordkomponente, v_2 , Ostkomponente und v_3 , Vertikalkomponente) und die Windrichtung WR liefert. Die Nordrichtung des Ultraschallanemometers N_{Sonic} ist im Vergleich zur geographischen Nordrichtung um -60° bzw. 300° verschoben. Es wird im Folgenden ein meteorologisches Koordinatensystem verwendet. D. h. 0° entspricht geographischem Nord und die Windrichtung nimmt mit dem Uhrzeigersinn zu. Die Verkippung des Ultraschallanemometers und das verwendete Koordinatensystem sind in Abb. 7.3 gezeigt. Die Nordrichtung des Lidarsystems N_{Lidar} weicht um 221° bzw. 41° von der tatsächlichen Nordrichtung ab. Dazu muss noch $0,49^\circ$ addiert werden, da der Azimutwinkel des Laserstrahls $0,49^\circ$ bei der gezeigten Messung betrug. Daraus ergibt sich eine Abweichung von insgesamt $221,49^\circ$ bzw. $41,49^\circ$. Es spielt im Folgenden keine Rolle welcher Wert verwendet wird, da nur der Betrag der Windkomponenten betrachtet wird und sich an den Ergebnissen nichts ändert, da die Abweichung der Nordrichtung mit dem Kosinus eingeht. Unter Berücksichtigung der Abweichungen von der Nordrichtung ergibt sich für eine skalare Projektion (d. h. die Vertikalkomponente v_3 bleibt unberücksichtigt) des Windvektors auf die Strahlrichtung des Lidars folgende Formel:

$$v_{LOS} = \sqrt{v_1^2 + v_2^2} \cdot \cos(|WR - N_{Lidar}|). \quad (7.2)$$

In Gleichung (7.2) ist v_{LOS} die gemessene Komponente des Windes in Strahlrichtung des Lidars. v_1 und v_2 sind Nord- und Ostkomponente des Ultraschallanemometers. WR ist die vom Ultraschallanemometer gemessene Windrichtung. N_{Lidar} ist die Abweichung der Strahlrichtung des Lidars vom geographischen Nord, also $221,49^\circ$ bzw. $41,49^\circ$. Bei der Zeitreihe der LOS-Komponenten des Lidars beträgt der zeitliche Abstand Δt der aufeinanderfolgenden Werte 14 s. Daher wurden die Messwerte des Ultraschallanemometers mit 1/14 Hz abgetastet. Vor der Abtastung wurden die ursprünglichen 50 Hz Daten auf 1 Hz gemittelt, um das Messrauschen des Ultraschallanemometers zu unterdrücken. In Abb. 7.4 sind die Beträge einer 15 min langen Zeitreihe der LOS-Komponente des Lidars und eine entsprechend gemittelte und projizierte Zeitreihe des Ultraschallanemometers zu sehen.

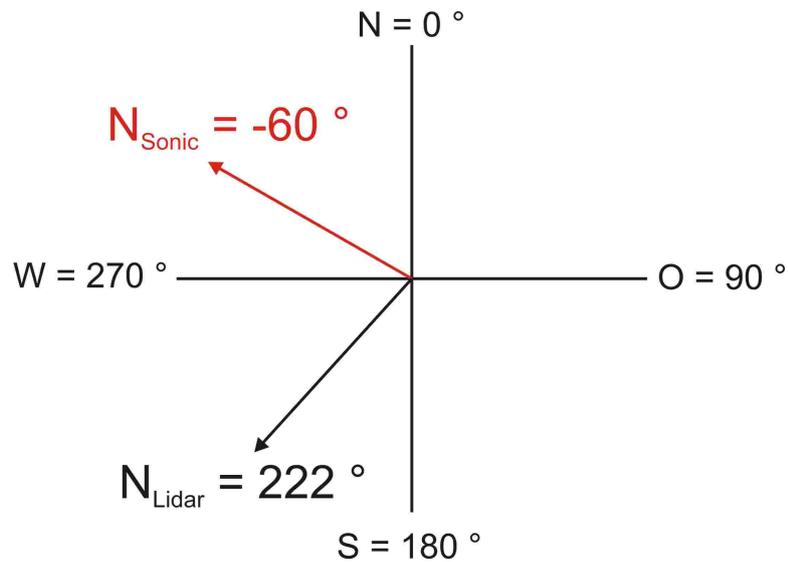


Abbildung 7.3: Abweichung der Nordrichtung des 2 µm-Doppler-Windlidars N_{Lidar} und des Ultraschallanemometers N_{Sonic} von der geographischen Nordrichtung.

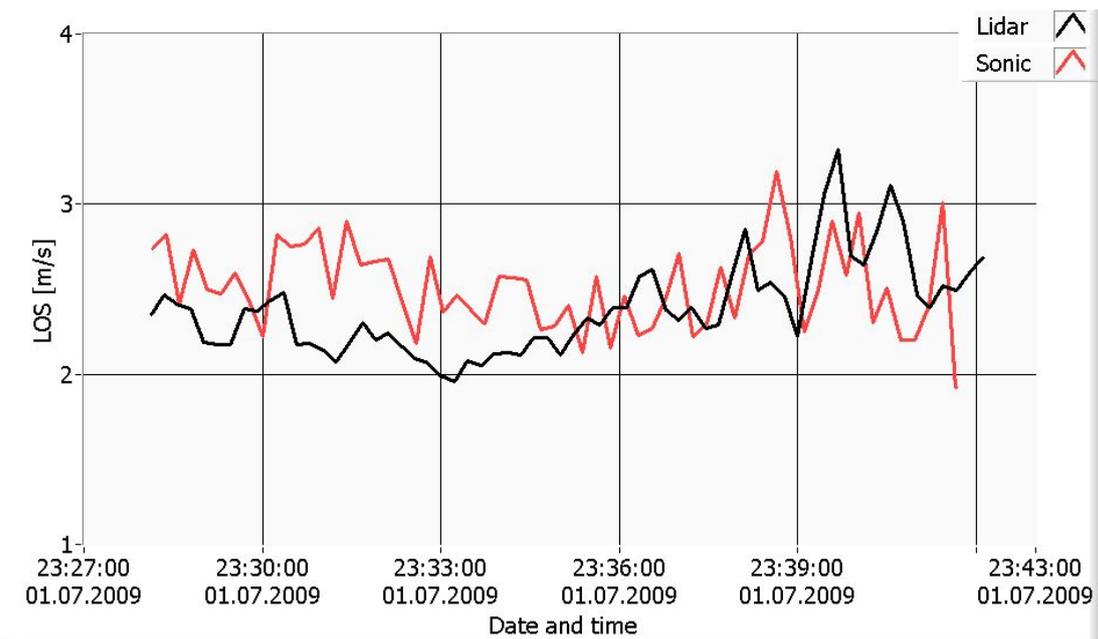


Abbildung 7.4: Vergleich einer 15 min-Zeitreihe der gemessenen LOS-Komponente des Lidars mit der skalaren Projektion nach Gleichung (7.2) der Daten des Ultraschallanemometers (Abtastrate 1/14 Hz).

Die beiden Zeitreihen stimmen relativ gut miteinander überein. Die Mittelwerte liegen bei 2,39 m/s für die Lidardaten und bei 2,44 m/s bei den Daten des Ultraschallanemometers. Die Standardabweichung liegt bei 0,28 m/s für das Lidar und bei 0,52 m/s für das Ultraschallanemometer.

Aus den in Abb. 7.4 gezeigten Lidardaten und den 1 Hz Daten des Ultraschallanemometers wurden Leistungsdichtespektren berechnet. Der Messmast befindet sich 290 m ($2,5 D$) hinter der M5000-1 vom Lidarcontainer aus gesehen. Da sich der Messmast vom Lidarcontainer aus gesehen links von der Anlage M5000-1 befindet und der Scan rechts von der Anlage verläuft ergibt sich ein horizontaler Abstand von der Lidarmessung zur Messung des Ultraschallanemometers von 54 m, also ein anderes Messvolumen. Die Übereinstimmung der Spektren in Abb. 7.5 ist nicht besonders gut. Ein Grund für die schlechte Übereinstimmung sind vermutlich die nur sehr kurzen und mit $1/14$ Hz abgetasteten Zeitreihen. Außerdem kommt der Einfluss des horizontalen Abstands der Messungen dazu. Weiterhin muss man bei dem Vergleich von Ultraschallmessungen und Lidarmessungen immer berücksichtigen, dass die Lidarmessung keine Punktmessung ist, sondern eine Messung in einem Volumen, dessen Länge mit der Auflösung des Laserpulses in Strahlrichtung vergleichbar ist. In den in dieser Arbeit gezeigten Messungen beträgt die Auflösung 150 m. Angenommen ein sehr kleines Luftpaket (entspricht einem Luftpaket, das vom Ultraschallanemometer erfasst wird) bewegt sich mit 3 m/s. Um das gesamte 150 m lange Volumen zu durchlaufen bräuchte es 50 s. D. h. die Daten des Ultraschallanemometers müssten über 50 s gemittelt werden, um das Messvolumen optimal zu berücksichtigen. Dies ist auf Grund der kurzen Zeitreihe aus Abb. 7.4 hier nicht möglich.

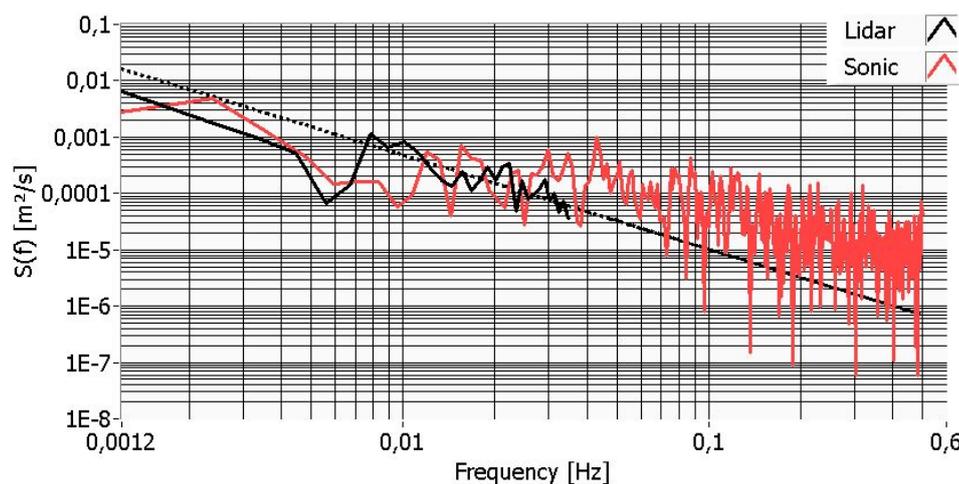


Abbildung 7.5: Leistungsdichtespektren S , erhalten aus Lidardaten (schwarz) und 1 Hz Daten des Ultraschallanemometers (rot) aus Abb. 7.4. Die punktierte Linie ist die Kolmogorov-Gerade mit der Steigung $-5/3$.

Da in der Windmessung das Ultraschallanemometer ein etabliertes Messgerät ist, soll an dieser Stelle noch einmal auf den Vergleich der Beträge zwischen LOS-Komponenten des Lidars und den Projektionen des Ultraschallanemometers und die zugehörigen Spektren eingegangen werden. Ziel ist es, Erkenntnisse über die Aussagekraft der Leistungsdichtespektren zu erhalten, die aus nur 64 Lidardatenpunkten die aus einer Abtastung mit $1/14$ Hz gewonnen wurden. Abb. 7.6 zeigt eine 10 min-Zeitreihe für Lidardaten und die auf Strahlrichtung projizierten Daten des Ultraschallanemometers. Allerdings wurde hier die Zeitreihe des Lidars nicht aus aufeinander folgenden Scans erhalten, sondern aus Messungen, bei denen der Lidarstrahl konstant auf das Ultraschallanemometer gerichtet war. Die Lidardaten wurden so prozessiert, dass der Abstand zweier Punkte der Zeitreihe Δt 1 s betrug (1 Hz). Die Daten des Ultraschallanemometers wurden ebenfalls auf 1 Hz gemittelt. Die Windrichtung WR wurde über 10 min gemittelt. Sie betrug 278° . Es ist eine sehr gute Übereinstimmung der zeitlichen Verläufe der Messwerte zu erkennen. Die Mittelwerte betragen $4,50$ m/s für das Lidar und $4,53$ m/s für das Ultraschallanemometer. Auch die Standardabweichung für Lidar mit $0,86$ m/s und $0,94$ m/s für Ultraschallanemometer unterscheiden sich kaum.

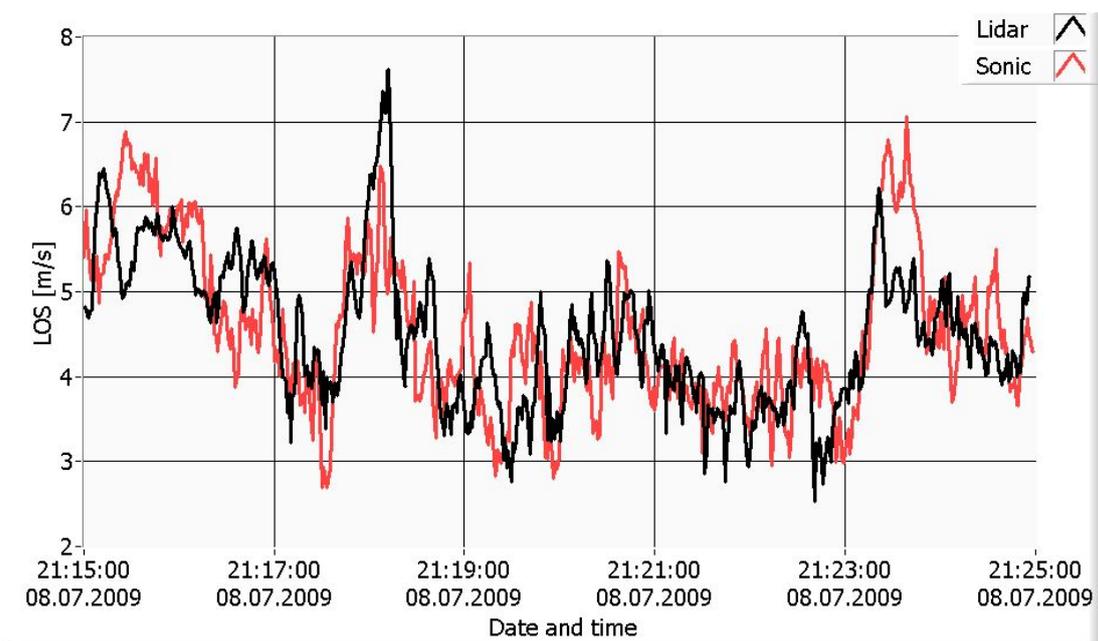


Abbildung 7.6: Vergleich einer 10 min-Zeitreihe der gemessenen LOS-Komponente des Lidars mit der skalaren Projektion nach Gleichung (7.2) der Daten des Ultraschallanemometers (Abtastrate 1 Hz).

Aus den Zeitreihen in Abb. 7.6 wurden Leistungsdichtespektren berechnet. Zur Überprüfung, wie sich die Abtastrate auf die Zeitreihen und Spektren auswirkt, wurden die 1 Hz-Zeitreihen aus Abb. 7.6 mit 1/3 Hz und 1/14 Hz abgetastet und anschließend die Spektren berechnet. Die Spektren sind in Abb. 7.7 für die drei unterschiedlichen Abtastraten gezeigt. Tabelle 7.1 enthält Mittelwerte, Standardabweichungen und integrale Längenskalen (siehe Kapitel 7.2) für die drei verschiedenen Abtastraten von Lidardaten und Daten des Ultraschallanemometers. Betrachtet man Abbildung 7.7 lässt sich feststellen, dass die Spektren für 1 Hz sehr gut übereinstimmen, sowohl in ihrem Niveau als auch im Beginn des Inertialbereichs bei 0,007 Hz. Die Frequenzen können durch Division mit dem Mittelwert der Zeitreihe und anschließende Bildung des Kehrwertes in Wellenlängen umgerechnet werden. Hierdurch ergibt sich eine Wellenlänge von ungefähr 640 m. Bei einer Abtastrate von 1/3 Hz ist kaum eine Veränderung festzustellen. Die hohen Frequenzen sind abgeschnitten, da die Zeitreihen kürzer sind. Bei 1/14 Hz sind die Spektren auch bei den niedrigen Frequenzen stärker verändert. Eine Bestimmung des Inertialbereichs mit der Kolmogorov-Gerade mit der Steigung von -5/3 ist kaum noch sinnvoll. Allerdings stimmt auch bei der geringen Abtastrate von 1/14 Hz der Grad der Turbulenz und die Position der großen Wirbel noch gut überein. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass sich aus den Lidardaten Spektren ermitteln lassen mit denen qualitative Aussagen möglich sind. Quantitative Aussagen sind sicherlich auf Grund der kurzen Zeitreihe mit einem großen Fehler belastet.

Tabelle 7.1: Einfluss unterschiedlicher Abtastraten für die Zeitreihe aus Abbildung 7.6.

Gerät, Abtastrate	Mittelwert	Standardabweichung	Turbulenzintensität	Integrale Längenskala
Lidar, 1 Hz	4,50 m/s	0,86 m/s	19 %	70 m
Sonic, 1 Hz	4,53 m/s	0,94 m/s	21 %	89 m
Lidar, 1/3 Hz	4,50 m/s	0,86 m/s	19 %	76 m
Sonic, 1/3 Hz	4,53 m/s	0,94 m/s	21 %	95 m
Lidar, 1/14 Hz	4,42 m/s	0,80 m/s	18 %	24 m
Sonic, 1/14 Hz	4,48 m/s	1,07 m/s	24 %	119 m

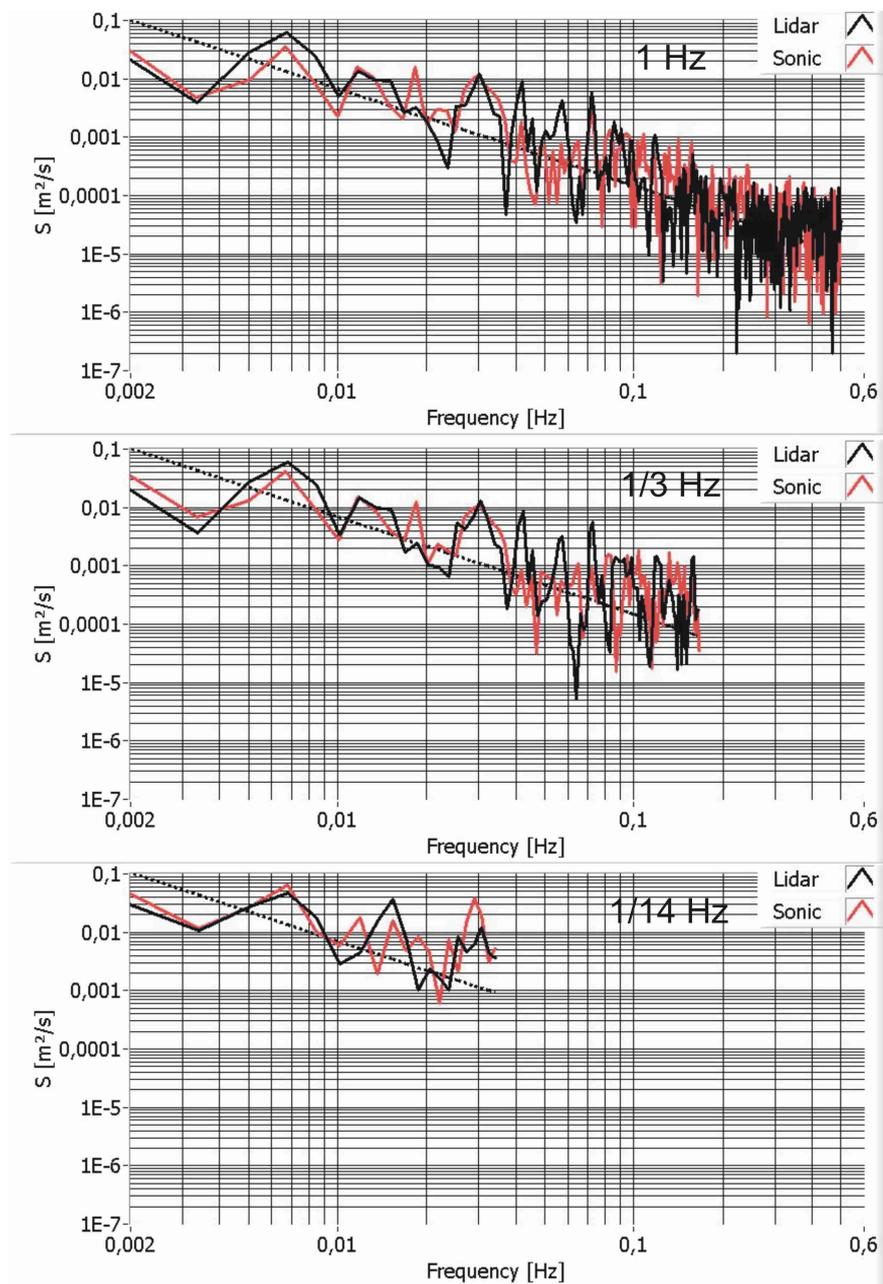


Abbildung 7.7: Vergleich der Leistungsdichtespektren von Lidar und Ultraschallanemometer der 10 min-Zeitreihe aus Abb. 7.6 für unterschiedliche Abstraten. Die punktierte Linie ist die Kolmogorov-Gerade mit der Steigung $-5/3$.

7.1.2 Vergleich stromauf- und stromabwärts

In Abb. 7.8 sind zwei aus Lidardaten berechnete Leistungsdichtespektren S doppeltlogarithmisch dargestellt. Die horizontale Achse ist als Frequenz angegeben. Die Umrechnung der Frequenzen f dieser Achse in die Wellenlängen λ^* erfolgt durch Division mit dem Mittelwert der Zeitreihe $\overline{v_{LOS}(t)}$ nach Taylors Hypothese

$$\frac{f}{\overline{v_{LOS}(t)}} = \lambda^*. \quad (7.3)$$

In Abb. 7.8 sind zwei verschiedene Graphen dargestellt. Zum einen ein Spektrum, das aus einer Position stromaufwärts der Anlage (rot) erhalten wurde bei 1560 m (-2,3 D) und zum anderen ein Spektrum, das aus einer Zeitreihe bei einem Abstand von 2140 m (2,7 D) hinter der Anlage erhalten wurde (schwarz). Der Betrag des Mittelwerts der Zeitreihe ist 6,16 m/s bei 1560 m und 2,36 m/s bei 2140 m. Die unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten sind der Grund, dass das Spektrum stromaufwärts (rotes Spektrum) kürzer ist. Die beiden Spektren stellen nur einen Ausschnitt des energieerhaltenden Bereichs und des Inertialbereichs des theoretisch erläuterten Spektrums in Abb. 2.4 dar. Bei starkem Vorliegen einer stabilen Schichtung, wie in den vorliegenden Messungen, kann von einer „spektralen Lücke“, d. h. von einem Abfall des energieerhaltenden Bereichs ausgegangen werden. Bei instabiler Schichtung ist dies nicht notwendigerweise der Fall. Das Maximum des energieerhaltenden Bereichs liegt bei einer Frequenz von ca. 0,008 Hz (Wellenlänge von ca. 300 m) stromabwärts und ca. 0,012 Hz (500 m) stromaufwärts. Danach beginnt der Inertialbereich und die Spektren sind annähernd parallel zu einer Gerade mit einer Steigung von $-\frac{5}{3}$ (Kolmogorov). Die Gerade ist in Abb. 7.8 ebenfalls angedeutet. Die Wellenlängen der Maxima des energieerhaltenden Bereichs liegen in der Größenordnung der integralen Längenskalen, die in Kapitel 7.2 behandelt werden und geben gleichzeitig die Größenordnung der großen Luftwirbel in der Grenzschicht an. Die größten Luftwirbel sind ein Maß für die Höhe der Grenzschicht. Aus den Spektren ergibt sich, dass die Ausdehnung der großen Luftwirbel im Nachlauf geringer ist als vor der Anlage. D. h. die Ausdehnung der größten Luftwirbel nimmt ab im Nachlauf der Windenergieanlage. Die Varianz des Spektrums (Fläche unter dem Spektrum) hinter der Anlage ist höher, als die des Spektrums davor. Dies ist ein Indikator für die höhere Turbulenz im Nachlauf.

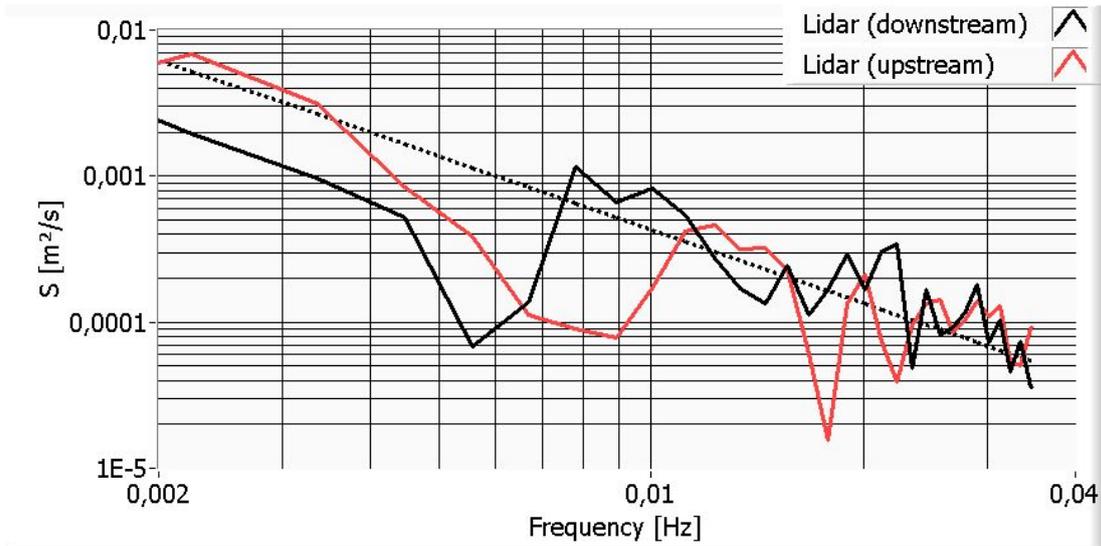


Abbildung 7.8: Leistungsdichtespektren stromaufwärts der Windenergieanlage (rot) bei einer Position von 1560 m und stromabwärts der Anlage (schwarz) bei 2140 m. Die gestrichelte Gerade ist die $-\frac{5}{3}$ Gerade nach Kolmogorov. Der Messzeitraum war Stabil 2+4 min.

7.2 Integrale Längenskalen

Zur Bestimmung der Ausdehnung der großen Luftwirbel kann auch die integrale Längenskala l benutzt werden. Diese wurde in Kapitel 2.3 theoretisch eingeführt. Ihre Größenordnung stimmt mit der Größenordnung der großen Luftwirbel aus der Abschätzung der Spektren S überein. Zur Bestimmung der integralen Längenskala wurde aus den Zeitreihen an einer bestimmten Position die Autokorrelationsfunktion $r(\tau)$ nach Gleichung (2.7) berechnet. Anschließend wurde das Integral dieser Funktion bis zum ersten Nulldurchgang nach Gleichung (2.8) berechnet, dies entspricht näherungsweise der integralen Längenskala l [Lenschow and Stankov, 1986]. Wie bei den Leistungsdichtespektren wurden vor der Bestimmung dieses Integrals die Autokorrelationsfunktionen an einem festen Abstand vom Lidar über 6 verschiedene Höhen gemittelt (94 m, 96 m, 98 m, 100 m, 102 m, 104 m). Zuerst soll wie bei den Leistungsdichtespektren der Vergleich mit dem Ultraschallanemometer und der Einfluss unterschiedlicher Abstraten erfolgen. In Abb. 7.9 sind die Autokorrelationsfunktionen zu sehen, die aus der Zeitreihe der Lidardaten in Abb. 7.4 und den 1 Hz Daten des Ultraschallanemometers gebildet wurden. Die Übereinstimmung mit den Lidardaten ist relativ schlecht. Die integralen Längenskalen liegen bei 60 m für das Lidar und bei 31 m für das Ultraschallanemometer. Dies liegt vermutlich an den unterschiedlichen Messvolumina, wie in Kapitel 7.1.1 bereits erläutert. Deswegen wurden analog zu den Leistungsdichtespektren, die Autokorrelationsfunktionen

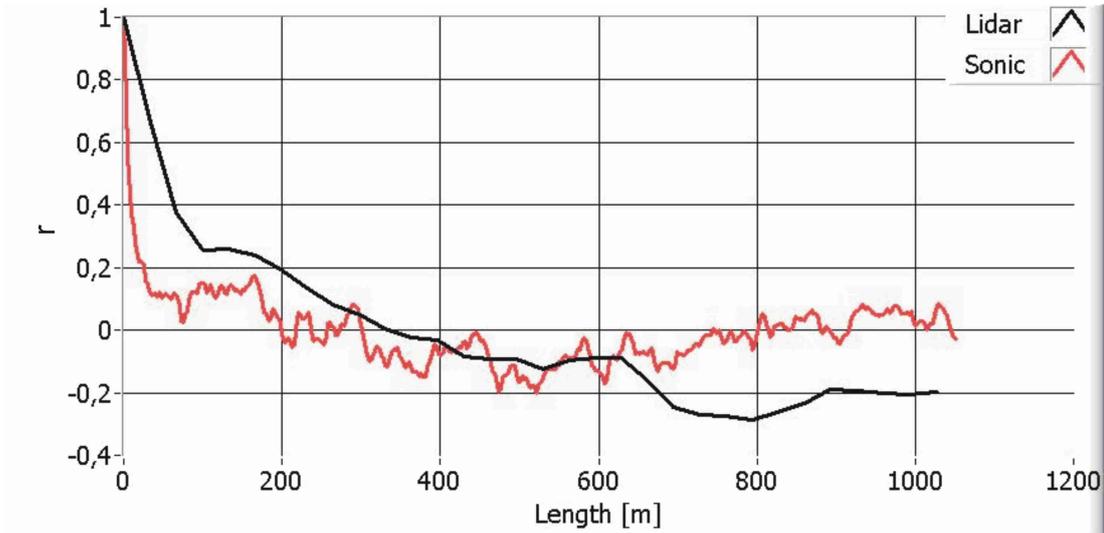


Abbildung 7.9: Autokorrelationsfunktionen, bestimmt aus den Lidardaten aus Abb. 7.4 (1/14 Hz Abtastrate) aus Stabil 2+4 min bei einem Abstand von 2140 m vom Lidar hinter der Windenergieanlage (schwarz) und aus den 1 Hz Daten des Ultraschallanemometers (rot).

für verschiedene Abtastraten der Zeitreihe in Abb. 7.6 gebildet und die integralen Längenskalen bestimmt (Tabelle 7.1). Die Autokorrelationsfunktionen für die unterschiedlichen Abtastraten sind in Abb. 7.10 gezeigt. Die Übereinstimmung der Autokorrelationsfunktionen nimmt mit der Abtastrate ab. Die integralen Längenskalen stimmen für Lidar und Ultraschallanemometer mit 70 und 89 m bei 1 Hz gut überein und unterscheiden sich sehr stark bei 1/14 Hz mit 24 und 119 m. Folglich sind die integralen Längenskalen für die mit 1/14 Hz abgetasteten Lidardaten stark fehlerbelastet. In Kapitel 7.3 gibt es eine weitere Fehlerbetrachtung hierzu.

In Abb. 7.11 sind zwei Autokorrelationsfunktionen dargestellt. Eine Funktion (rot) wurde aus den Zeitreihen 1560 m (-2,3 D) stromaufwärts der Windenergieanlage berechnet, die zweite Funktion (schwarz) aus den Zeitreihen 2140 m (2,7 D) stromabwärts der Anlage, entsprechend den Leistungsdichtespektren aus Kapitel 7.1.2. Die Autokorrelationsfunktionen sind als Funktionen der Länge angegeben. Eine Umrechnung der Längenskala in eine Zeitskala erfolgt durch Multiplikation mit dem Kehrwert des Mittelwerts der Zeitreihe $v_{LOS}(t)$ nach Taylor [Stull, 1988]. Man erkennt sofort, dass das Integral der schwarzen (stromabwärts) Kurve bis zum ersten Nulldurchgang kleiner ist, als das der roten Kurve (stromaufwärts). Beim Ausrechnen der Integrale ergibt sich stromabwärts eine integrale Skala von 108 m und stromaufwärts von 327 m. Aus den Maximas der Spektren in Abschnitt 7.1.2 wurden ca. 300 m und 500 m ermittelt. Somit entspricht die

7.2. INTEGRALE LÄNGENSKALEN

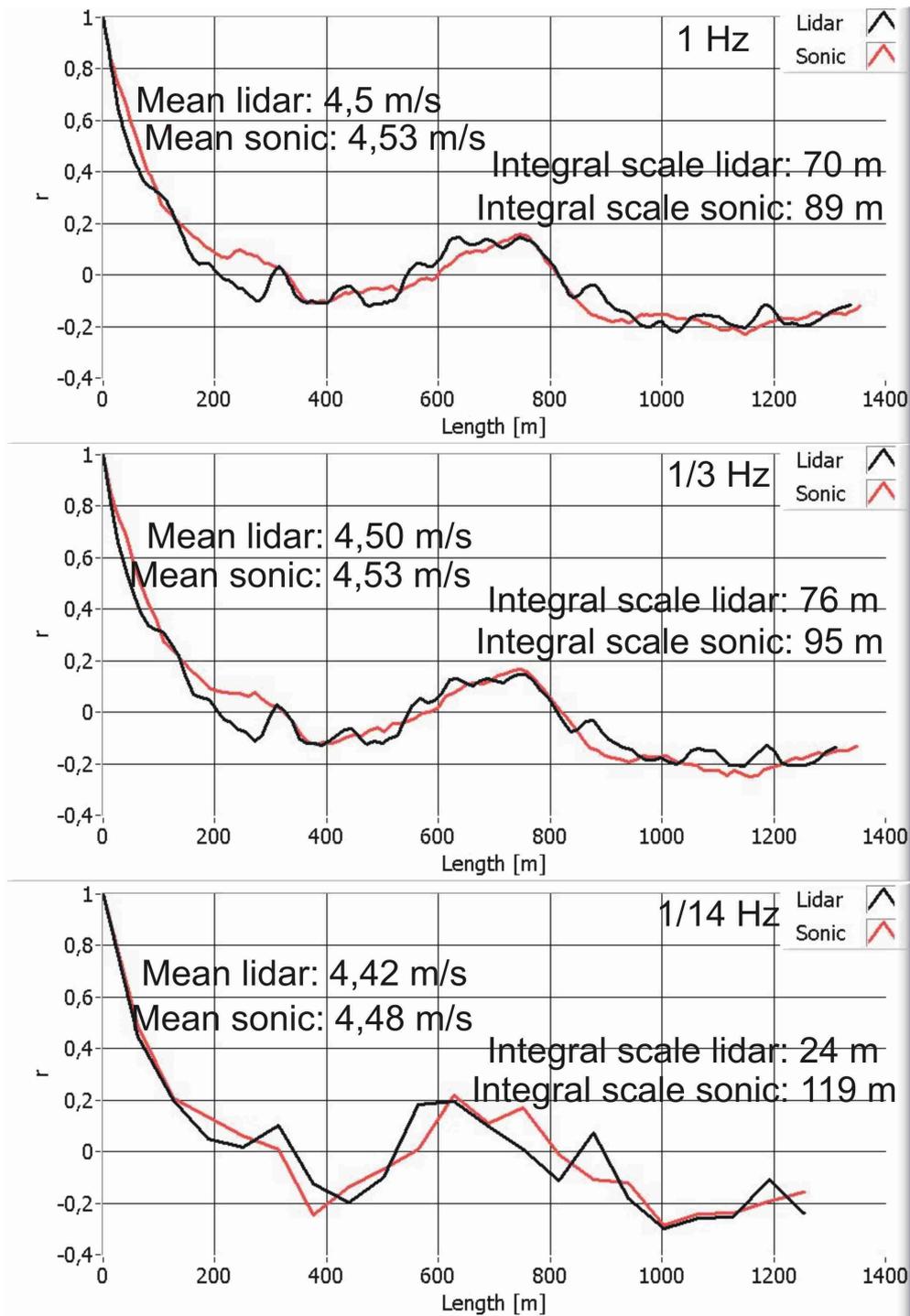


Abbildung 7.10: Vergleich der Autokorrelationsfunktionen von Lidar und Ultraschallanemometer der 10 min-Zeitreihe aus Abb. 7.6 für unterschiedliche Abtastraten.

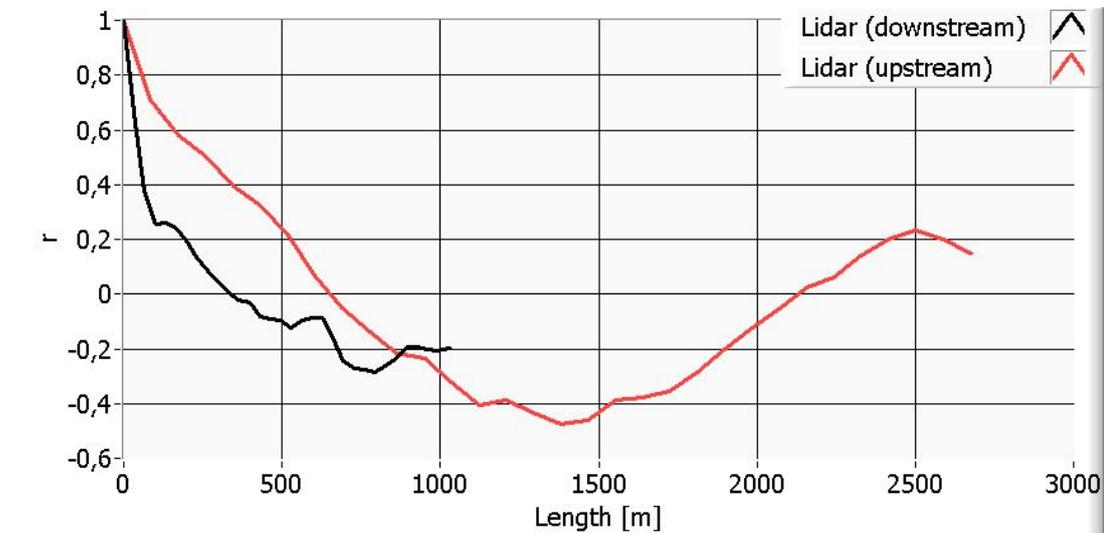


Abbildung 7.11: Autokorrelationsfunktionen, bestimmt aus den Zeitreihen bei einem Abstand von 1560 m vom Lidar vor der Windenergieanlage (rot) und bei einem Abstand 2140 m hinter der Anlage (schwarz) für den Zeitraum Stabil 2+4 min am 1.7.2009.

Tendenz den Beobachtungen aus den Spektren. Die Autokorrelationsfunktion ist stromabwärts (schwarze Linie) kürzer wegen der unterschiedlichen Line of Sight Geschwindigkeiten vor und hinter der Windenergieanlage.

Um weitere Informationen über die Veränderung der integralen Längenskala vor und hinter der Windenergieanlage zu erhalten, wurden die Autokorrelationsfunktionen an verschiedenen Positionen stromauf- und stromabwärts der Anlage über eine Höhe von 94 bis 104 m gemittelt. Für die Abstände von der M5000-1 wurden Vielfache des Rotordurchmessers D gewählt. Positive Werte in D stromabwärts und negative stromaufwärts. Die Ergebnisse für die integralen Längenskalen sind in Abb. 7.12 dargestellt. Vor der Anlage bewegen sich die integralen Längenskalen zwischen 160 und 300 m. $-2 D$ vor der Anlage steigt die integrale Skala auf 300 m an und nimmt dann ab, bis sie bei einem Abstand von $2 D$ ein Minimum von 52 m erreicht. Danach erfolgt eine erneute Zunahme bis zu 440 m bei $8 D$. Aus diesen Beobachtungen lässt sich schließen, dass bereits vor der Anlage eine Beeinflussung in der Grenzschicht zu beobachten ist. Im Nachlauf nimmt die Größe der großen Luftwirbel erwartungsgemäß ab. Interessant ist, dass die Ausdehnung der Luftwirbel z. B. bei $8 D$ hinter der Anlage größer ist als stromaufwärts. Dies lässt auf Veränderungen in der Grenzschicht durch die Präsenz einer Windenergieanlage schließen.

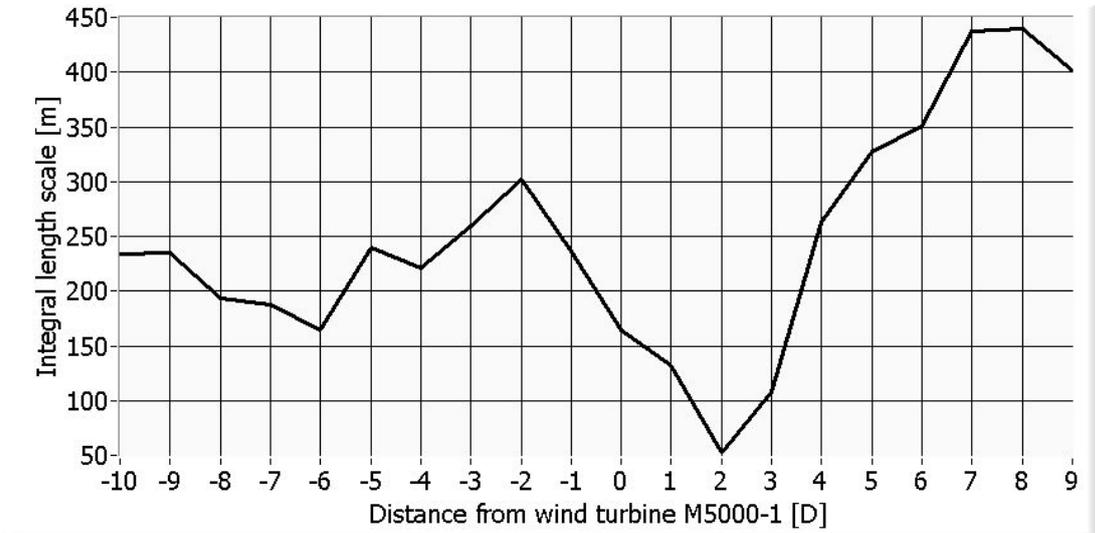


Abbildung 7.12: Integrale Längenskalen l an verschiedenen Positionen stromauf- und stromabwärts der Windenergieanlage für den Zeitraum Stabil 2+4 min am 1.7.2009, angegeben in Einheiten des Rotordurchmessers D . Positive Werte in D sind im Nachlauf, negative in der Anströmung.

7.3 Fehlerabschätzung

Obwohl in den beiden vorhergehenden Unterkapiteln bereits mittels der Daten des Ultraschallanemometers auf die Fehler in den Spektren und Längenskalen eingegangen wurde, soll an dieser Stelle eine weitere Fehlerabschätzung der aus den Lidardaten erhaltenen Spektren und Längenskalen erfolgen. Dazu wurden die zur Berechnung verwendeten Zeitreihen von $N = 64$ auf $N = 32$ verkürzt. In Abb. 7.13 ist das aus der aus 64 Werten langen Zeitreihe gebildete Spektrum (schwarz) dargestellt. Außerdem enthält die Abbildung das Spektrum, das nur aus den ersten 32 Werten dieser Zeitreihe gebildet wurde (rot). Es lässt sich feststellen, dass das Leistungsdichtespektrum, das aus der verkürzten Zeitreihe gewonnen wurde, die wichtigsten Merkmale des Spektrums aus der vollständigen Zeitreihe aufweist, die großen Luftwirbel sind leicht zu höheren Wellenlängen verschoben, aber bei beiden Spektren in der selben Größenordnung.

Wichtiger als bei den Leistungsdichtespektren, die vor allem benutzt wurden um die Größenordnung der großen Luftwirbel abzuschätzen, ist eine Einschätzung der Fehler bei den integralen Längenskalen, die für verschieden Abstände von der Windenergieanlage berechnet wurden und bei denen innerhalb der selben Größenordnung unterschieden wird. Dazu sind in Abb. 7.14 die integralen Längenskalen, die aus der 64 Werte langen Zeitreihe bestimmt wurden, dargestellt. Des Weiteren sind in dieser Abbildung die integralen Längenskalen gezeigt, die aus einer auf 32 Werte verkürzten Zeitreihe folgen. Dazu wurde einmal der erste Teil der ursprünglichen Zeitreihe verwendet ($N1$) und einmal der zweite Teil

der ursprünglichen Zeitreihe (N_2). Es ist ersichtlich, dass die Abweichungen sehr stark sind, vor allem bei großen Längenskalen ($l > 200$ m). Dies ist zu erwarten, da bei einer verkürzten Messzeit weniger Information über die großen Luftwirbel erhalten werden können. Eine Verminderung der Längenskala im Nachlauf der Windenergieanlage ist allerdings auch bei den verkürzten Zeitreihen zu beobachten und kann im Rahmen einer Fehlerabschätzung aus den Messungen abgeleitet werden.

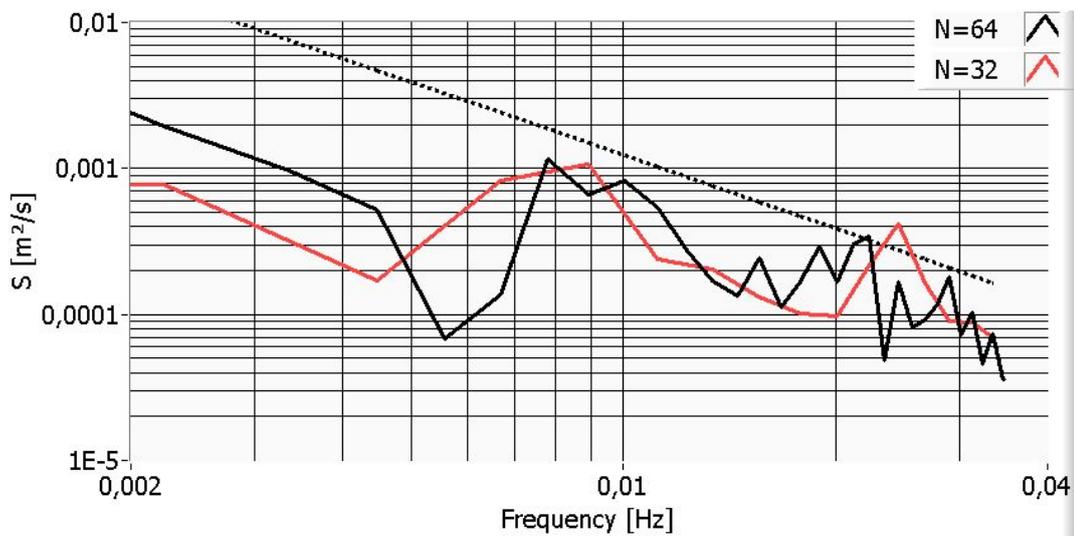


Abbildung 7.13: Leistungsdichtespektren für verschieden lange Zeitreihen 2140 m ($2,7 D$) stromabwärts der Windenergieanlage.

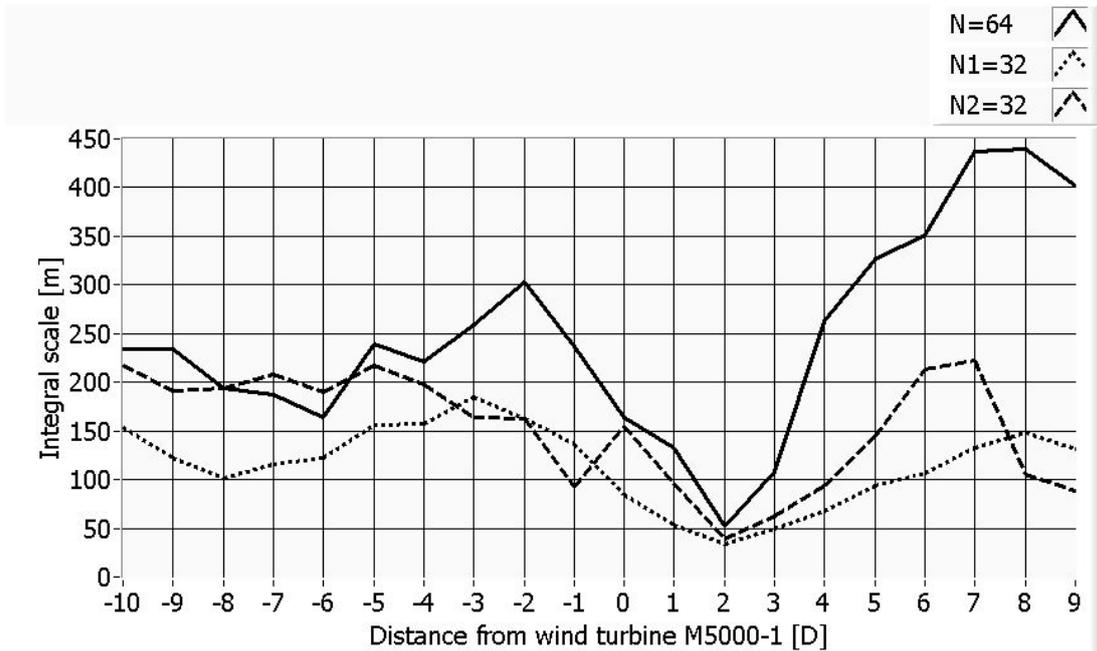


Abbildung 7.14: Integrale Längenskalen l an verschiedenen Positionen stromauf- und stromabwärts der Windenergieanlage für verschieden lange Zeitreihen, angegeben in Einheiten des Rotordurchmessers D . Positive D sind im Nachlauf, negative in der Anströmung.

7.4 Turbulenzintensität

Als letztes Unterkapitel der Turbulenzanalyse der Messungen soll an dieser Stelle die Turbulenzintensität, die bereits in Kapitel 6.1 eingeführt und durch Gleichung (6.1) definiert ist, genauer untersucht werden. Dabei wird hier wieder in die beiden Fälle stabiler und instabiler Atmosphäre unterschieden und ein Vergleich der Ergebnisse gezogen. Beim Vergleich der im Folgenden genannten Werte der Turbulenzintensität mit denen anderer Nachlaufuntersuchungen und -modellen ist zu beachten, dass hier die Turbulenzintensität aus den lokalen Strömungswerten berechnet wird. Wenn zur Normierung der lokalen Standardabweichung z.B. in Punkten des Nachlaufs die ungestörte mittlere Windgeschwindigkeit genutzt wird, ergeben sich deutlich niedrigere Werte der Turbulenzintensität. Letzteres Vorgehen wird in vielen Nachlaufmodellen z.B. beim Verfahren der so genannten „effektiven Turbulenz“ nach S. Frandsen [IEC, 2005a] angewendet.

7.4.1 Bei stabiler Atmosphäre

Für die Betrachtungen der Turbulenzintensität I bei stabiler Atmosphäre wurden aufeinander folgende Elevationsscans bei stabiler Atmosphäre herangezogen, wie in Abb. 6.1 (a) gezeigt. Zur Berechnung der Turbulenzintensität wurden 64 Einzelscans verwendet. Aus den 64 Scans ergeben sich für jeden Abstand vom Lidar und jede Höhe Zeitreihen, aus denen mit Gleichung (6.1) die Turbulenzintensität für alle Höhen und Abstände berechnet werden kann. Abb. 7.15 zeigt die Turbulenzintensität, die aus 64 Scans von 23:28 UTC bis 23:42 UTC am 1.7.2009 erhalten wurde. Der betrachtete Zeitraum ist 4 Minuten länger als der Bereich Stabil 2 in Kapitel 5.3. Die mittlere Windrichtung betrug 40° .

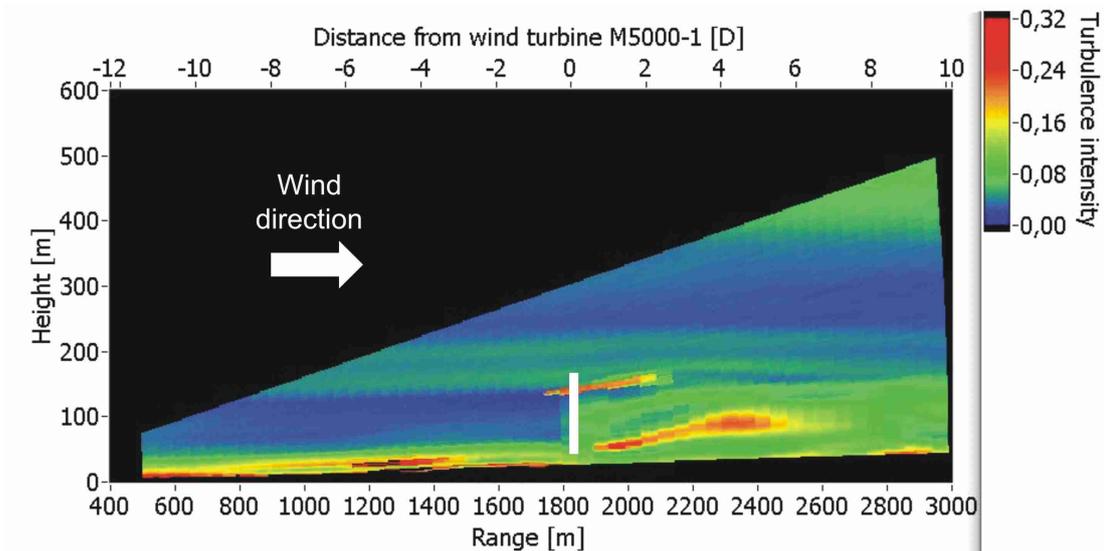


Abbildung 7.15: Turbulenzintensität I in der Umströmung einer Windenergieanlage, erhalten aus 64 aufeinander folgenden Elevationsscans im Zeitraum Stabil 2+4 min (mittlere Windrichtung 40°). Die x-Achse gibt den Abstand vom Lidar in Metern bzw. in Rotordurchmessern D an. Negative Werte in Rotordurchmessern stehen für eine Position vor der Anlage, positive für eine Position im Nachlauf. Die Windenergieanlage befindet sich bei $0 D$.

In der Abbildung ist deutlich die Erhöhung der Turbulenzintensität von weniger als 3 % vor der Anlage (negative Werte in Rotordurchmessern) auf maximal um die 30 % im Nachlauf (positive Werte in Rotordurchmessern) zu erkennen. Zwischen -1 und $2 D$ und bei einer Höhe von etwa 150 m ist eine Turbulenzerhöhung zu beobachten, die allerdings von den störenden Einflüssen der Rotorblätter auf die Messungen herrührt. Diese Einflüsse wurden in Kapitel 6.1 erläutert. Zur Bestimmung der Turbulenzintensität wurden die Werte der LOS-Geschwindigkeit, die deutlich von den Messwerten ohne Einflüsse der Rotorblätter abweichen, durch die Mittelwerte benachbarter, unbeeinflusster Messpunkte ersetzt. Eine

vollständige Eliminierung der durch die Blätter beeinflussten Messwerte ist nicht möglich, da es durch die Wechselwirkung von Blatt und Laserstrahl auch zu LOS-Geschwindigkeiten kommt, die in den Messbereich der nicht beeinflussten LOS-Geschwindigkeiten fallen. Im Nachlauf kann man sich daher bei dieser Messung erst ab $3 D$ sicher sein, nicht mehr die Effekte der Rotorblätter auf die Messungen zu sehen. In Abb. 7.15 ist außerdem unabhängig von der Präsenz der Windenergieanlage eine Erhöhung der Turbulenzintensität bei einer Höhe von 150 m bis 200 m zu erkennen. Diese ist auf den in Kapitel 6.1.1 erläuterten Low Level Jet zurückzuführen. Um eine detailliertere Auskunft über die Turbulenzintensität zu bekommen, wurden Schnitte durch Abb. 7.15 bei verschiedenen Abständen vor und hinter der Windenergieanlage gelegt. Die Ergebnisse dieser Schnitte sind in Abb. 7.17 gezeigt. Das Profil im Abstand von zwei Rotordurchmessern vor der Anlage ($-2 D$) ist von der Windenergieanlage nicht beeinflusst. Die Turbulenzintensität nimmt mit abnehmender Höhe zu. Bei Höhen über 140 m ist eine Erhöhung durch den Low Level Jet zu beobachten. Von $-1 D$ bis $2 D$ sind die Effekte der Rotorblätter bei Höhen von 140 bis 160 m zu beobachten. Ab $1 D$ stromabwärts ist bei 60 m ein zweites Maximum zu beobachten. Eine klare Zuordnung dieses Maximums zum Nachlauf und nicht zu Blatteffekten ist allerdings, wie vorher bereits erwähnt, erst ab $3 D$ möglich. Ab $2 D$ ist ein weiteres Maximum bei 130 m zu erkennen. Auch bei $3 D$ ist er noch zu sehen. Somit erkennt man bei $3 D$ noch schwach einen Nahnachlaufeffekt mit zwei Maximas. Das Maximum bei kleinerer Höhe verschiebt sich durch die Scherung nach oben. Bei $4 D$ ist diese Struktur von zwei Peaks im Nachlauf bereits wieder verschwunden. Ab $5 D$ tritt eine kleine Erhöhung der Turbulenzintensität bei 150 m durch den Low Level Jet auf. Beim maximalen Abstand vom Lidar, also bei $9 D$ sieht man, dass die Turbulenzintensität zwar bereits unter zehn Prozent gesunken ist, allerdings noch nicht wieder die Werte vor der Anlage bei $-2 D$ erreicht hat. Es lässt sich außerdem feststellen, dass die Turbulenzintensität ab $7 D$ nur noch langsam abnimmt.

Neben den Vertikalschnitten in Abb. 7.17, ist in Abb. 7.16 auch ein horizontaler Schnitt durch Abb. 7.15 auf Nabenhöhe (102 m) gezeigt. Die Turbulenzintensität erreicht bei etwa 4 Rotordurchmessern hinter der Anlage ein Maximum von 18 %. Außerdem sieht man eine kleinere Erhöhung um $0 D$, die sich durch die Nahnachlaufstruktur erklären lässt. Die maximale Erhöhung der Turbulenzintensität auf Nabenhöhe bei stabiler Schichtung (3 % Turbulenzintensität in ungestörter Atmosphäre) beträgt also 15 %.

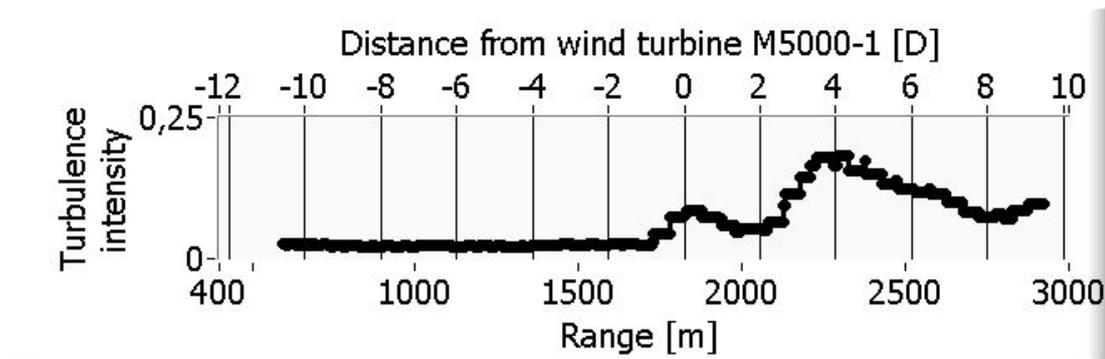


Abbildung 7.16: Horizontalschnitt der Turbulenzintensität aus Abb. 7.15 auf Nabenhöhe. Zwischen $-1 D$ und $2,5 D$ treten Störungen der Messungen durch die Rotorblätter auf.

Als Vergleich zum Elevationsscan soll nun die aus 41 unkorrigierten Azimutscans bestimmte Turbulenzintensität von 22:35 UTC bis 22:47 UTC am 1.7.2009 gezeigt werden. Der Zeitbereich ist 2 min länger als der Bereich Stabil 1 in Kapitel 5.3. Die Ergebnisse der Berechnungen nach Gleichung (6.1) sind in Abb. 7.18 dargestellt. Die mittlere Windrichtung betrug für den betrachteten Zeitraum 33° .

Im Unterschied zum Elevationsscan sind hier die Effekte mehrerer Windenergieanlagen zu erkennen, analog zu dem Azimutscan in Abb.6.1 (b). Bei einer Weite von 0 m und einem Abstand von 1823 m befindet sich die Anlage M5000-1, die auch durch den Elevationsscan untersucht wurde. Bei ca. 250 m und einem ähnlichen Abstand befindet sich eine baugleiche Anlage (M5000-2). Die anderen Anlagen, deren Nachlaufbereiche nicht voll abgebildet sind, sind von anderen Herstellern. Als erstes lässt sich feststellen, dass die Effekte der Rotorblätter bei den Azimutscans viel größer sind als beim vorher behandelten Elevationsscan. Dies kommt durch die langsamere Scangeschwindigkeit zu Stande. Störungen durch die Rotorblätter sind nun im ganzen Nachlauf zu beobachten und nicht nur bis zu $2 D$. Des Weiteren muss man für den Vergleich die Elevation von $3,3^\circ$ der Azimutscans berücksichtigen. Bei einem Abstand vom Lidar, die der Position der M5000-1 entspricht, ist die Höhe des Scans 105 m, beim maximalen Abstand von $9 D$ vom Lidar hingegen beträgt die Scanhöhe bereits 165 m. Die zugehörigen Höhen- bzw. Breitenprofile der Turbulenzintensität sind in Abb. 7.19 gezeigt. Vor allem für die Profile von $-1 D$ bis $3 D$ sind hohe Turbulenzintensitäten über 50 % zu erkennen. Dies kommt daher, dass die störenden Einflüsse der Blätter hier besonders stark sind. Bei 3 und $4 D$ scheint man bei einer Breite von 0 m, also für die Anlage M5000-1, zwei Maxima zu erkennen. Allerdings kommt dies vermutlich durch das Treffen des Laserstrahls der Rotorblätter zu Stande und es handelt sich nicht um Nachlaufeffekte. Abgesehen von der Erhöhung der Turbulenzintensität durch die Blätter, lässt sich aus den Profilen feststellen, dass nach $9 D$ die durch die Anlagen induzierte Turbulenzintensität fast verschwunden ist.

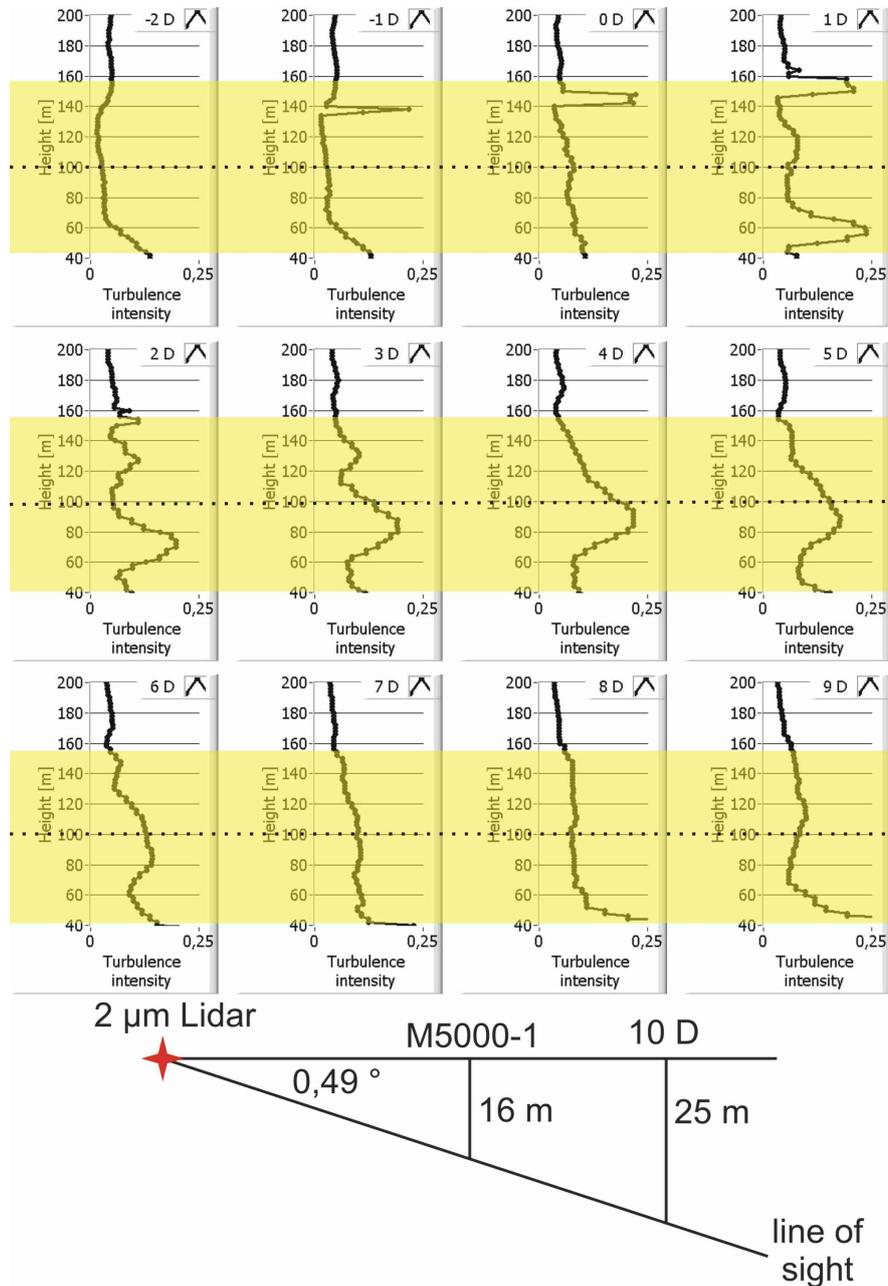


Abbildung 7.17: Höhenprofile der Turbulenzintensität der Schnitte durch Abb. 7.15 bei verschiedenen Abständen stromauf- (negative Werte in D) und stromabwärts (positive Werte in D) der Windenergieanlage. Zwischen 3 und 4 D ist ein Übergang vom Nahnachlauf zum Fernnachlauf zu erkennen. Zur Verdeutlichung ist eine Draufsicht des Scans im Vergleich zur Verbindungslinie Lidar-M5000-1 angegeben. Zwischen $-1 D$ und $2,5 D$ treten Störungen der Messungen durch die Rotorblätte auf.

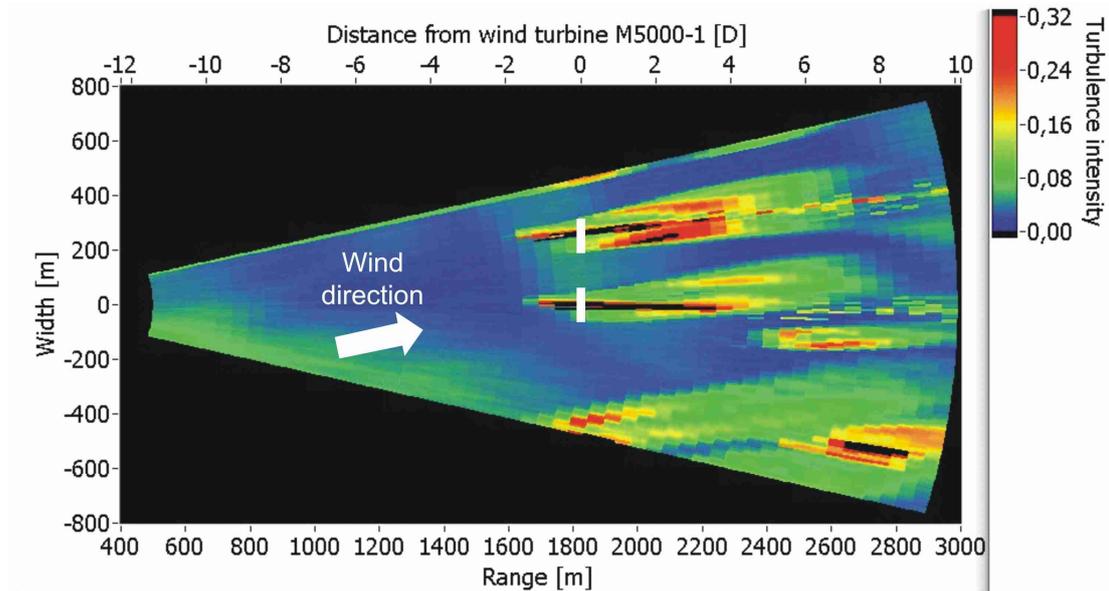


Abbildung 7.18: Turbulenzintensität berechnet aus 41 aufeinander folgenden Azimuthscans bei stabiler Atmosphäre im Zeitraum Stabil 1+2 min (mittlere Windrichtung 33°), ohne Azimuthkorrektur.

Dies ist allerdings wegen der Elevation der Azimuthscans nicht vollständig mit der aus den Elevationsscans erhaltenen Turbulenzintensität vergleichbar. Denn mit zunehmender Entfernung wird nur noch ein geringerer Teil der Nachlaufströmung gescannt. Ab $9 D$ wird nur noch oberhalb der Nachlaufströmung gemessen und es ist erwartungsgemäß keine Erhöhung der Turbulenzintensität mehr zu beobachten. Abschließend zu den Untersuchungen der Turbulenzintensität bei stabiler Atmosphäre lässt sich feststellen, dass der Elevationsscan für derartige Untersuchungen besser geeignet ist als der Azimuthscan, da die Effekte der Rotorblätter geringer sind. Außerdem spielt die Elevation des Azimuthscans eine Rolle.

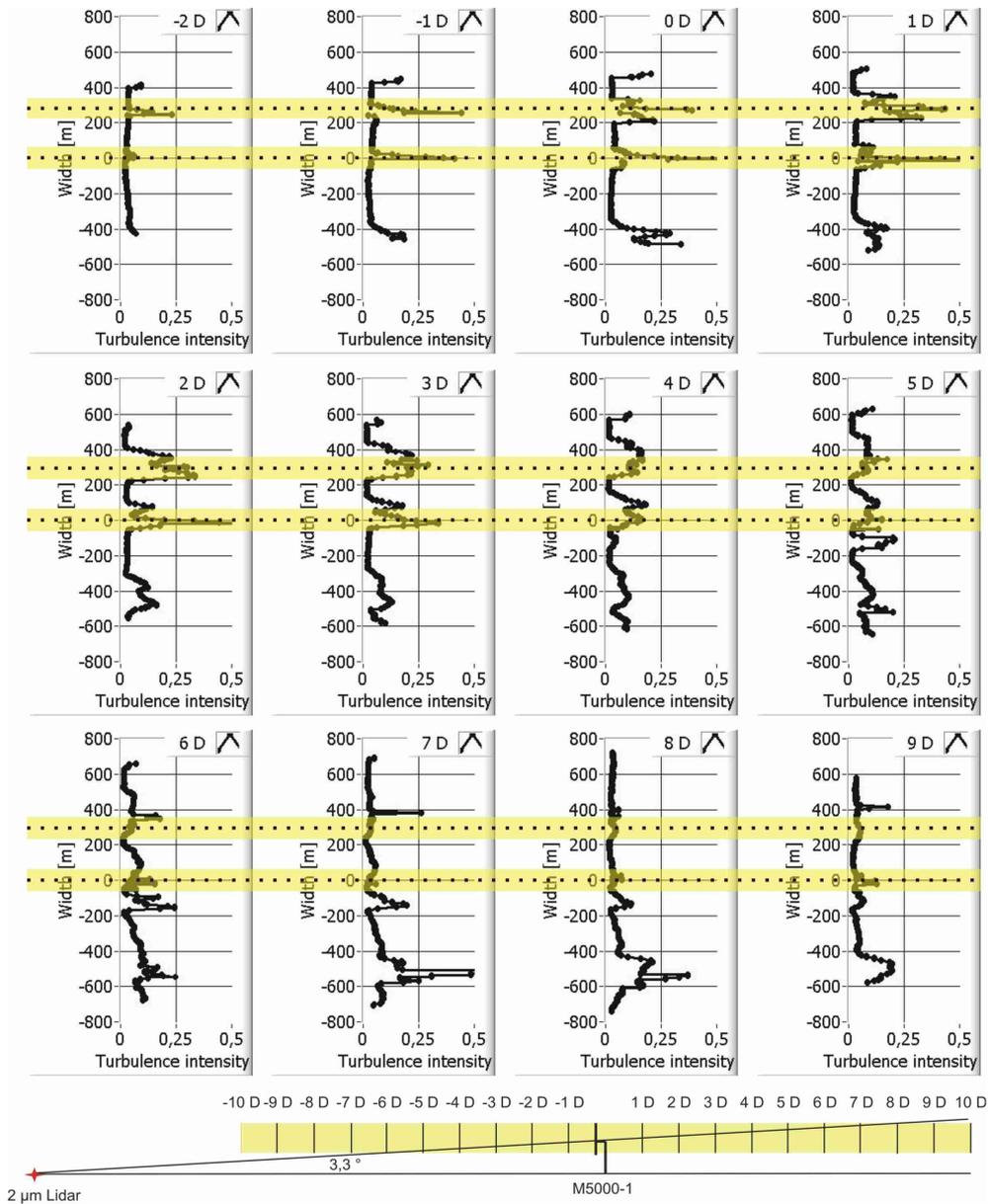


Abbildung 7.19: Schnitte durch die Turbulenzintensität berechnet aus 41 aufeinander folgenden Azimuthscans bei stabiler Atmosphäre für den Zeitraum Stabil 1+2 min, ohne Azimuthkorrektur. Zur Verdeutlichung ist die Seitenansicht der Scans angegeben.

7.4.2 Bei instabiler Atmosphäre

Um zu untersuchen, ob die Nachlaufeffekte bei instabiler Atmosphäre weniger stark ausgeprägt sind, soll die Turbulenzintensität für Azimutscans am Tag betrachtet werden (vgl. Abb. 6.11 (b)). Es wurden 22 aufeinander folgende, unkorrigierte Scans herangezogen, um die Turbulenzintensität zu berechnen. Dies entspricht einem Zeitraum am 27.5.10 von 13:24 UTC bis 13:30 UTC (Instabil 2 in Kapitel 5.3). Im Vergleich zu den Elevationsscans an diesem Tag war die Abweichung der Windrichtung vom Laserstrahl weniger stark. Allerdings ist der Nachlauf bei $6 D$ durch den Scan abgeschnitten. Die Turbulenzintensität ist in Abb. 7.20 gezeigt. Es ist anhand der M5000-2 deutlich zu erkennen, dass bereits nach $2 D$ die Nachlaufeffekte stark abgeschwächt sind. Man muss allerdings auch die Einflüsse der Rotorblätter berücksichtigen. Die zugehörigen Horizontalprofile aus Abb. 7.21 machen deutlich, dass ungeachtet Turbulenzintensitäten größer als 25 % durch die Rotorblätter nur bei 1 und 2 D größere Veränderungen in der Turbulenzintensität zu beobachten sind. Bei 3 und 4 D ist die Turbulenzintensität bereits sehr stark abgeschwächt. Viel stärker als in der Nacht. Die Profile von 5 und 6 D zeigen noch eine kleine Erhöhung durch die M5000-1, 7 und 8 D enthalten keine Informationen mehr über die Nachläufe, da diese durch den Scan abgeschnitten wurden. An dieser Stelle muss noch einmal betont werden, dass die Azimutscans eine Steigung von $3,3^\circ$ haben, d. h. der Nachlauf wird dadurch nur teilweise geschnitten. Wegen der geringen Steigung sind aber vor allem die qualitativen Aussagen im Nahnachlauf von Bedeutung.

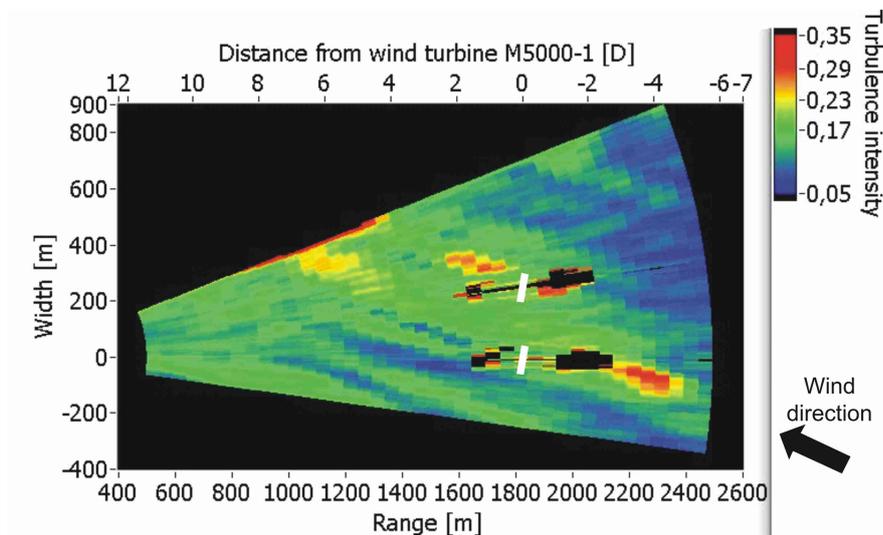


Abbildung 7.20: Turbulenzintensität berechnet aus 22 aufeinander folgenden Azimutscans bei turbulenter Atmosphäre am Tag für den Zeitraum Instabil 2 (mittlere Windrichtung 240°), ohne Azimutkorrektur.

7.4. TURBULENZINTENSITÄT

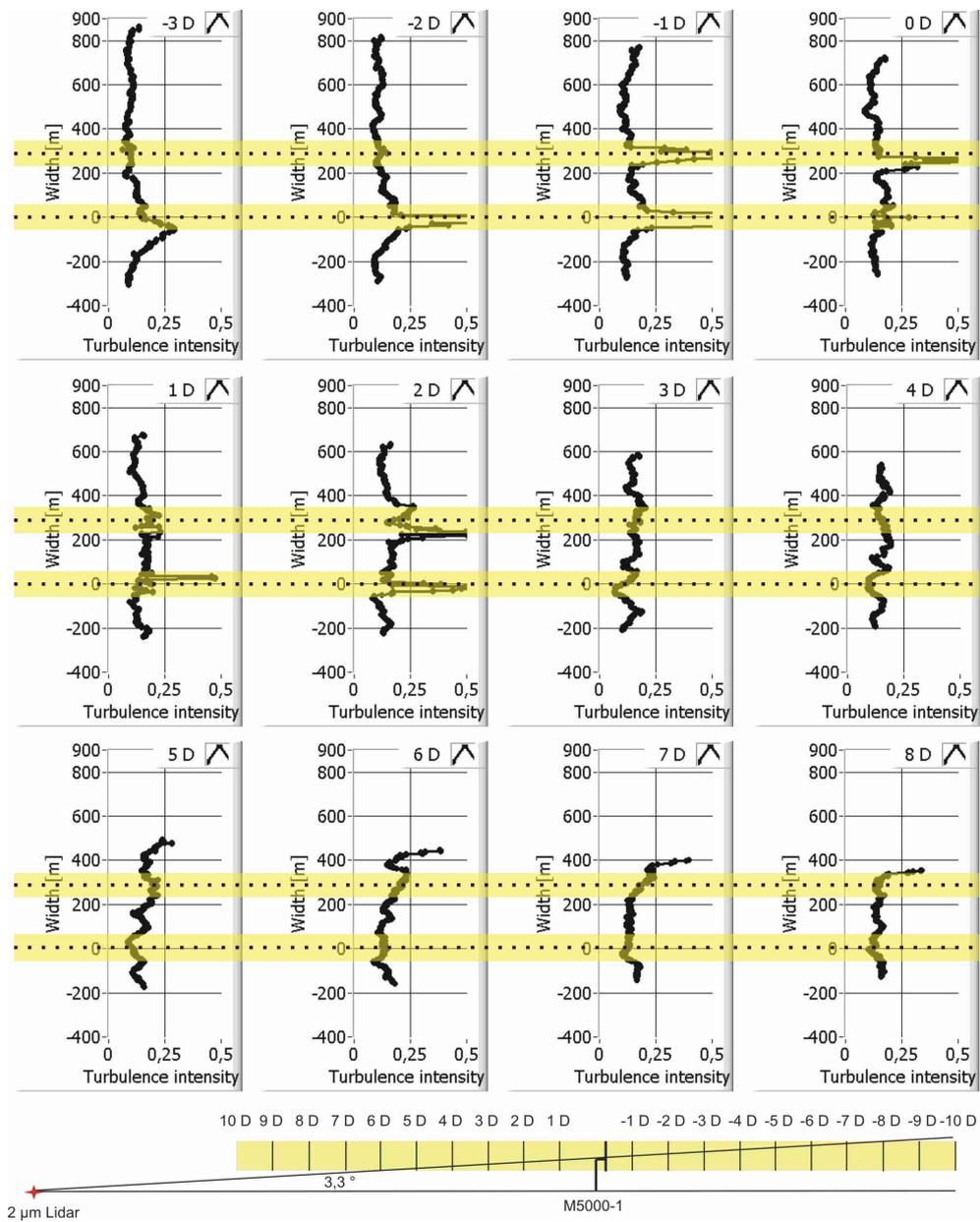


Abbildung 7.21: Schnitte durch Abb. 7.20 bei verschiedenen Abständen stromauf- (negative Werte in D) und stromabwärts (positive Werte in D) der Windenergieanlage für den Zeitbereich Instabil 2, ohne Azimuthkorrektur. Zur Verdeutlichung ist die Seitenansicht der Scans angegeben.

Kapitel 8

Vergleich der Nachlaufmessungen mit Simulationen

In diesem Teil der Arbeit werden die Lidarmessungen mit drei mikroskaligen CFD (Computational Fluid Dynamics) Modellen verglichen. Als Fallbeispiel wurden dazu Elevationsscans herangezogen, die in der Nacht vom 1. auf den 2. Juli 2009 bei stabiler atmosphärischer Schichtung durchgeführt wurden (vergleiche Kapitel 6.1). Zunächst werden die drei benutzten Modelle beschrieben, die sich in einigen Punkten unterscheiden. Ein Vergleich mit den Modellen 1 und 2 hat sich aus einer Zusammenarbeit mit Dieter Heimann am DLR in Oberpfaffenhofen ergeben, der für seine Berechnungen zur Ausbreitung von Schall ein dreidimensionales Windfeld generiert hat. Bei den Modellen 1 und 2 handelt es sich um sehr spezifische und komplexe dreidimensionale Simulationsansätze. Dagegen stellt das dritte Modell ein einfaches und auch in der Industrie angewandtes Modell dar. Im Anschluss an die Erklärung der Modelle werden die entsprechenden Simulationsergebnisse qualitativ mit den Messungen verglichen und auf ihre Plausibilität überprüft.

Die Ergebnisse der Modelle 1 und 2 der folgenden Ausführungen sind in einer Kooperation mit Dieter Heimann vom DLR in Oberpfaffenhofen und G. Groß von der Universität Hannover entstanden und in einer gemeinsamen Publikation zusammengefasst worden [Heimann et al., 2011]. Die Ergebnisse des Modells 3 wurden von Juan José Trujillo und Hauke Beck ForWind-Universität Oldenburg durchgeführt und für diese Arbeit zur Verfügung gestellt.

8.1 Die Simulationsmodelle

Für die Modelle 1 und 2 wurde ein numerisches Gitter verwendet, das aus 300 Zellen in Windrichtung (x-Richtung), 60 Zellen quer zur Windrichtung (y-Richtung) und 50 Zellen in der Vertikale (z-Richtung) besteht. In der x-Richtung wurde der Einlauf der Windkraftanlage mit 50 von den 300 Zellen berücksichtigt (entspricht 250 m). Die Größe der Zellen betrug bei beiden Modellen $\Delta x = \Delta y = \Delta z = 5$ m. Für die Einströmbedingungen wurden über 10 min gemittelte Vertikalprofile aus den Messungen 250 m vor der Anlage herangezogen.

8.1.1 Modell 1: RANS-Modell der inkompressiblen Strömung

Das Modell 1 („geo-park“) wurde in den letzten Jahren dazu verwendet die Umströmung von porösen Hindernissen, wie Bäumen [Gross, 1993], festen Gegenständen [Gross, 1997, Gross et al., 2006] und zuletzt auch Windturbinen [Gross, 2010] zu simulieren. Die Berechnungen in diesen Veröffentlichungen und in diesem Kapitel wurden von G. Groß durchgeführt. Es handelt sich um ein Modell, das aus der inelastischen Näherung der Navier-Stokes Gleichungen (8.1), der Kontinuitätsgleichung (8.2) und dem ersten Hauptsatz der Thermodynamik (8.3) besteht:

$$\frac{d\bar{v}_i}{dt} = -\frac{1}{\bar{\rho}} \frac{\partial p'}{\partial x_i} + g \frac{\theta'}{\bar{\theta}} \delta_{i3} + \frac{\partial}{\partial x_k} \left[K_m \left(\frac{\partial \bar{v}_i}{\partial x_k} + \frac{\partial \bar{v}_k}{\partial x_i} \right) \right] \quad (8.1)$$

$$\frac{\partial \bar{v}_i}{\partial x_i} = 0 \quad (8.2)$$

$$\frac{d\bar{\theta}}{dt} = \frac{\partial}{\partial x_k} K_h \frac{\partial \bar{\theta}}{\partial x_k}. \quad (8.3)$$

Die Indices i und k laufen von 1 bis 3 für die drei Raumrichtungen. v ist die Windgeschwindigkeit, $\bar{\rho}$ die mittlere Luftdichte, p' die Schwankung des Drucks, K_m und K_h sind die Austauschkoefizienten für Impuls und Wärme. Die Gleichungen (8.1)-(8.3) wurden Reynolds-gemittelt. D. h. die Momentanwerte der fluktuierenden Größen wie Geschwindigkeit v , Druck p und potentieller Temperatur θ wurden durch die Summe aus jeweiligem Mittelwert (\bar{v} , \bar{p} , $\bar{\theta}$) und turbulenter Schwankung (v' , p' , θ') ersetzt. Dies ermöglicht eine schnelle Berechnung. Solche Modellansätze werden dann auch als RANS (Reynolds-Averaged-Navier-Stokes) bezeichnet. Zur Lösung der Gleichungen wird dann ein Turbulenzmodell benötigt. Die Austauschkoefizienten wurden mit der Prandtl-Kolmogorov-Beziehung (8.4) über die turbulente kinetische Energie E_{kint} ermittelt:

$$K_m = K_h = 0,2l_g \sqrt{E_{kint}}. \quad (8.4)$$

l_g ist die Mischungsweglänge. Für sie wurde die charakteristische Gitterlänge benutzt:

$$l_g = \sqrt[3]{\Delta x \Delta y \Delta z}. \quad (8.5)$$

Für die turbulente kinetische Energie wurde eine zusätzliche Gleichung eingeführt:

$$\frac{dE_{kint}}{dt} = \frac{\partial}{\partial x_k} K_m \frac{\partial E_{kint}}{\partial x_k} + K_m \left(\frac{\partial \bar{v}_i}{\partial x_k} + \frac{\partial \bar{v}_k}{\partial x_i} \right) \frac{\partial \bar{v}_i}{\partial x_k} - K_h \frac{g}{\bar{\theta}} \frac{\partial \bar{\theta}}{\partial x_i} \delta_{i3} - \frac{E_{kint}^{3/2}}{l_g}. \quad (8.6)$$

Der erste Term auf der rechten Seite der Gleichung ist der Diffusionsterm, es folgen die Ausdrücke für die Scherung, den Auftrieb und die Dissipation. Die Gleichungen (8.1)-(8.3) wurden auf einem versetzten Gitter gelöst, bei dem alle skalaren Größen im Zentrum des Volumens einer Zelle angeordnet sind und die Geschwindigkeitskomponenten an den entsprechenden Seitenwänden definiert werden. Die Druckstörung p' wurde durch die Lösung einer dreidimensionalen, diskreten Poisson Gleichung direkt mit Gaußscher Eliminierung in der vertikalen und mit schnellen Fouriertransformationen in den horizontalen Richtungen bestimmt. Anhand des Courant-Friedrichs-Levi-Kriteriums (CFL) wurden die Zeitschritte bestimmt.

Die Windenergieanlage ist in diesem Modell durch undurchlässige Gittervolumina mit verschwindender Windgeschwindigkeit und kinetischer Energie an der Stelle des Turms, der Nabe und der Rotorblätter beschrieben. Bedingt durch die Rotordrehzahl, die hier proportional zur mittleren Windgeschwindigkeit angenommen wird und der daraus abgeleiteten Rotorposition, verändert sich auch die Position der undurchlässigen Zellen, die die Blätter darstellen, mit jedem Zeitschritt. Es wurden immer ganze Zellen als vollständig undurchlässig bzw. durchlässig angenommen. Der Schubbeiwert der Windenergieanlage, der von den Betriebsbedingungen abhängt, bleibt unberücksichtigt. Es wurde über 15 min integriert und über die letzten 120 s gemittelt um repräsentative mittlere Windfelder zu erhalten.

Für die Modelle 1 und 2 dienen das Windprofil und das Temperaturprofil (zur Berücksichtigung der Schichtung) als Eingabe. Die Turbulenz wird auf Grund von Windgradienten von den Modellen generiert.

8.1.2 Modell 2: RANS-Modell der kompressiblen Strömung

Das zweite Modell, das mit den Messungen verglichen wird, wurde in der Vergangenheit von D. Heimann vor allem dazu benutzt, Eingabewindfelder für ein Modell zur Schallausbreitung in der atmosphärischen Grenzschicht zu erzeugen ([Heimann, 2003], [Heimann, 2007], [Heimann and Blumrich, 2004]). Das Modell unterscheidet sich in einigen Punkten von Modell 1 in Abschnitt 8.1.1. Erstens sind die Gleichungen elastisch, d. h. sie beschreiben eine kompressible Strömung. Zweitens wird die Mischungsweglänge l_a als Funktion des Abstands z vom Boden angegeben. Es ergeben sich folgende Gleichungen:

$$\frac{d\bar{v}_i}{dt} = -\frac{1}{\bar{\rho}} \frac{\partial \bar{p}}{\partial x_i} - g\delta_{i3} + \frac{\partial}{\partial x_k} \left[K_m \left(\frac{\partial \bar{v}_i}{\partial x_k} + \frac{\partial \bar{v}_k}{\partial x_i} \right) \right] - C_D \bar{v}_i |\bar{v}_i| \quad (8.7)$$

$$\frac{d\bar{\rho}}{dt} = -\rho \frac{\partial \bar{v}_i}{\partial x_i} \quad (8.8)$$

$$\frac{d\bar{\theta}}{dt} = \frac{\partial}{\partial x_k} K_h \frac{\partial \bar{\theta}}{\partial x_k} \quad (8.9)$$

$$K_m = K_h = 0, 2l_a \sqrt{E_{kint}} \quad (8.10)$$

$$l_a = \frac{\kappa z}{1 + \kappa z/l_\infty}, \text{ wobei } l_\infty = 25 \text{ m und } \kappa = 0,4 \quad (8.11)$$

$$\frac{dE_{kint}}{dt} = \frac{\partial}{\partial x_k} K_m \frac{\partial E_{kint}}{\partial x_k} + K_m \left(\frac{\partial \bar{v}_i}{\partial x_k} + \frac{\partial \bar{v}_k}{\partial x_i} \right) \frac{\partial \bar{v}_i}{\partial x_k} - K_h \frac{g}{\bar{\theta}} \frac{\partial \bar{\theta}}{\partial x_i} \delta_{i3} - \frac{E_{kint}^{3/2}}{l_a}. \quad (8.12)$$

Neben den Änderungen in den Gleichungen (8.7)-(8.9) wird in Modell 2 die Windenergieanlage anders beschrieben. Der Turm bleibt unberücksichtigt und der Rotor wird durch einen Widerstandsparameter C_D berücksichtigt, der konstant über die Zeit ist:

$$C_D = \frac{3bC_{D,0}}{r_N \pi}, \quad (8.13)$$

wobei $C_{D,0} = 2,5 \text{ m}^{-1}$ und $C_D \leq C_{D,0}$ für $r_N \leq r'$ und $C_D = 0$ für $r_N > r'$

$$b = b_1 + \frac{r_N(b_2 - b_1)}{r'}, \text{ wobei } b_1 = 3 \text{ m und } b_2 = 1,5 \text{ m.} \quad (8.14)$$

In Gleichung (8.14) ist b die Breite des Rotorblatts. r_N ist der Abstand von der Nabe und r' ist der halbe Rotordurchmesser D . Die Integrationsdauer betrug in Modell 2 15 min, um stationäre Windfelder zu erhalten. Das Temperaturprofil wurde für die Simulation mit Hilfe der Temperaturdaten des Messmastes am Standort interpoliert. Der Schubbeiwert der Windenergieanlage, der von den Betriebsbedingungen abhängt, bleibt auch in diesem Modell unberücksichtigt.

8.1.3 Modell 3: Ainslie Modell

Bei Modell 3 handelt sich um das Modell von Ainslie [Ainslie, 1988], das im Rahmen des Windpark-Modells FLaP für offshore-Anwendungen an der Universität Oldenburg erweitert wurde [Lange et al., 2003]. Da dieses Modell ein sehr weit verbreitetes Modell ist, sollen an dieser Stelle nur kurz die wichtigsten Merkmale erläutert werden und die Unterschiede zu den weniger verbreiteten komplizierteren Modellen 1 und 2 herausgestellt werden. Es wird angenommen, dass der Nachlauf axialsymmetrisch ist. Bei dem Modell handelt es sich um eine zweidimensionale Simulation der Strömung, die durch die Reynolds Gleichung in Zylinderkoordinaten beschrieben wird. Es wird eine dünne Scherschicht angenommen und viskose Terme werden vernachlässigt. Die Reynolds Gleichung wird mit der Kontinuitätsgleichung für inkompressible Flüssigkeiten kombiniert. Die Reynoldsspannung, welche ein Maß für den Impulsfluss in der Strömung ist wird durch ein Wirbelviskositätsmodell beschrieben. Das Modell berücksichtigt keine Druckgradienten und ist daher erst ab $2 D$ gültig [Lange et al., 2003]. Eine detaillierte Beschreibung mit den entsprechenden Gleichungen findet sich in [Lange et al., 2003]. Als Eingabegrößen werden das Windprofil, der Schubbeiwert und die Umgebungsturbulenz verwendet.

8.2 Vergleiche mit Messungen

Zum Vergleich der Lidarmessungen mit den beschriebenen Modellen werden Elevationsscans vom 1. auf den 2. Juli 2009 bei stabiler Schichtung herangezogen. Der verwendete Zeitraum für die Simulation von Modell 1 und 2 war 23:43-23:53 UTC (Stabil 3 in Kapitel 5.3). Aus Abb. 5.6 ist ersichtlich, dass sich der Azimuthwinkel der Anlage im Zeitraum Stabil 3 verändert hat. Um Einflüsse der Nachführung der Anlage auf den Nachlauf zu untersuchen, wurde die Zeitreihe der Messungen um 3 min verkürzt (23:43-23:50). Die über 10 min und über 7 min gemittelten Messungen unterscheiden sich nicht signifikant. Die Windrichtung ändert sich um ca. 1° , was im Bereich der Messunsicherheit eines Ultraschallanemometers liegt. Für die Simulation wurde kein 7 min langer Zeitraum gewählt, da die Betriebsdaten der Anlage erst nach Durchführung der Simulation vorlagen. In den folgenden Abbildungen sind die 7 min Mittelwerte der Messungen gezeigt.

Für den hier betrachteten Fall war eine Abweichung der Windrichtung von 13° von der Line of Sight Geschwindigkeit zu finden. Dies wurde für die Vergleiche berücksichtigt und ist in Abb. 8.1 illustriert. Die nachfolgend gezeigten Schnitte durch die Simulationen finden in der Ebene des Elevationsscans statt.

In Abb. 8.2 sind die Lidarmessung und die Ergebnisse der Simulationen von Modell 1 und Modell 2 gezeigt. Zur besseren Vergleichbarkeit sind in Abb. 8.3

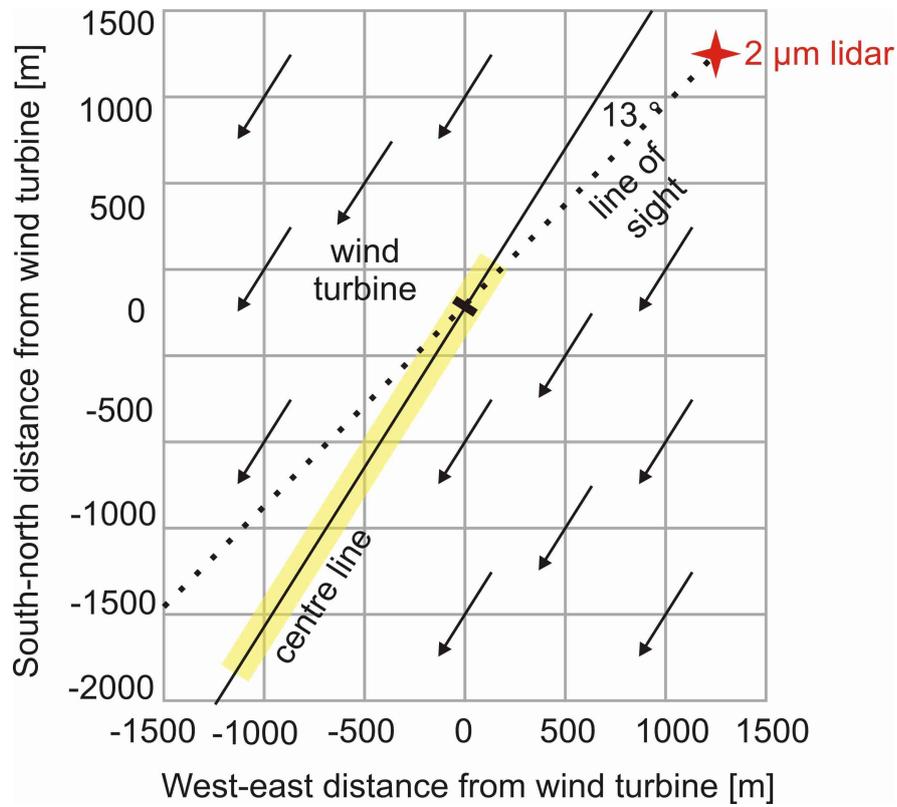


Abbildung 8.1: Abweichung der Windrichtung von der Line of Sight Richtung für den Modellvergleich [Heimann et al., 2011].

und 8.4 Vertikal- und Horizontalschnitte durch die gemittelten Scans gezeigt. Es wurde der Schnitt durch den modellierten Bereich gewählt, der unter Berücksichtigung der Windrichtung und des Azimuthwinkel des Scans, der Lidarmessung entspricht. Als erstes lässt sich feststellen, dass Modell 2 die Vertikalausdehnung des Nachlaufs gut simulieren kann. Sie ist wie in der Messung mit dem Rotor-durchmesser vergleichbar. Dagegen wird durch Modell 1 die Vertikalausdehnung des Nachlaufs unterschätzt. In der Messung ist deutlich eine Beeinflussung des Windfeldes bereits vor der Windenergieanlage ($-1 D$ bis $0 D$) zu sehen. Dies ist bei den Ergebnissen aus beiden Simulationen nicht der Fall. Allerdings gilt es zur berücksichtigen, dass die Ergebnisse aus den Simulationen und der Messung eine unterschiedliche Auflösung in Strahlrichtung haben (Modell: 5 m und Messung: 150 m). Im Bereich von 4 bis 6 D hinter der Anlage scheint der gemessene Nachlauf viel länger zu sein als in den Simulationen. Dies ist auch unter der Berücksichtigung der Auflösung der Messung von 150 m der Fall, wenn man die Vertikalschnitte von 3 bis 6 D in Abb. 8.3 betrachtet. Betrachtet man die Schnitte bei 1 und 2 D , stellt man fest, dass vor allem die Ergebnisse der Simulation mit dem zweiten Modell das Defizit im Nahnachlauf gut reproduzieren können. Im Vergleich zu den Ergebnissen der Simulationen aus Modell 1 fällt, wie be-

reits erwähnt auf, dass das Geschwindigkeitsdefizit zu schmal ist. Beide Modelle konnten simulieren, dass der Low Level Jet stromabwärts angehoben wird. Auch in dem in Abb. 8.4 gezeigten Horizontalschnitt auf Nabenhöhe wird noch einmal deutlich, dass die Ergebnisse der Simulationen mit Modell 2 im Bereich von 0 bis 3 D besser mit der Messung übereinstimmen als die Ergebnisse der Simulationen mit Modell 1, vor allem der Nahnachlauf. Außerdem sieht man, dass die Abweichungen bei den Simulationen von Modell 2 bei 4 und 5 D hinter der Anlage und auf Nabenhöhe zunehmen, wobei bei 6 D eine gute Übereinstimmung zwischen beiden Modellen zu beobachten ist. Letztere Beobachtung lässt sich auch für Modell 1 machen. Eine Beobachtung eines doppelten Geschwindigkeitsdefizits im Nahnachlauf, das im Übergangsbereich zum Fernnachlauf zu einem einzigen Defizit verschmilzt, konnte weder für Modelle noch für Messung gemacht werden.

Abschließend zu diesem qualitativen Vergleich, lässt sich feststellen, dass Modell 1 die Vertikalausdehnung des Nachlaufs unterschätzt. Die Länge des Nachlaufs wird durch beide Modelle etwas unterschätzt, was vor allem durch die Vertikalschnitte deutlich wird. Die Abweichungen zur Messungen sind beim maximalen Abstand von 6 D jedoch geringer als bei 4 oder 5 D . Der Schubbeiwert wurde für diese beiden Simulationen nicht berücksichtigt. Um zu untersuchen, ob sich dadurch mögliche Abweichungen erklären lassen, wurden mit den Ergebnissen der Simulationen aus den Modellen 1 und 2 Leistungs- und Schubbeiwert analog zu Kapitel 6.1.4. Es wurden Abstände von $-2 D$ und $2 D$ verwendet. Damit ergab sich für die Ergebnisse der Simulationen aus Modell 1 mit $x=0,64$ ein Leistungsbeiwert von ca. 39 % und ein Schubbeiwert von 0,59. Für die Ergebnisse die mit Modell 2 erhalten wurden ergaben sich mit $x=0,5$ ein Leistungsbeiwert von ca. 55 % und ein Schubbeiwert von 0,75. Letzterer stimmt gut mit dem tatsächlichen Wert von 0,8 überein. Daher sollte die Tatsache, dass der Schubbeiwert nicht berücksichtigt wurde auf die Ergebnisse der Simulationen mit Modell 2 keinen Einfluss haben. Bei den Ergebnissen die aus Modell 1 erhalten wurden ist dies vermutlich eine Ursache für die Abweichungen von den Messungen.

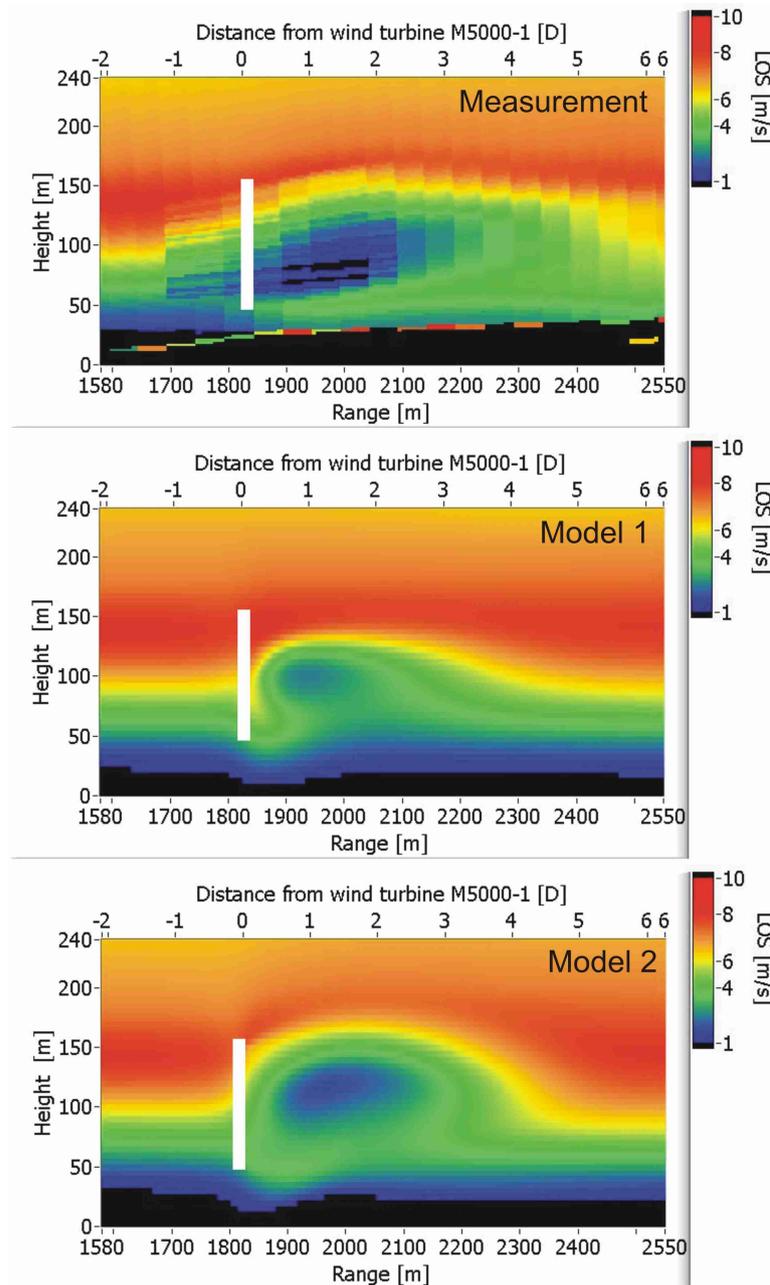


Abbildung 8.2: Vergleich von Lidarmessung und den Ergebnissen der Simulationen von Modell 1 und Modell 2 in der Nacht vom 1. auf den 2. Juli 2009. Der Rotor der Windenergieanlage ist in den Abbildungen als weißer vertikaler Balken angedeutet.

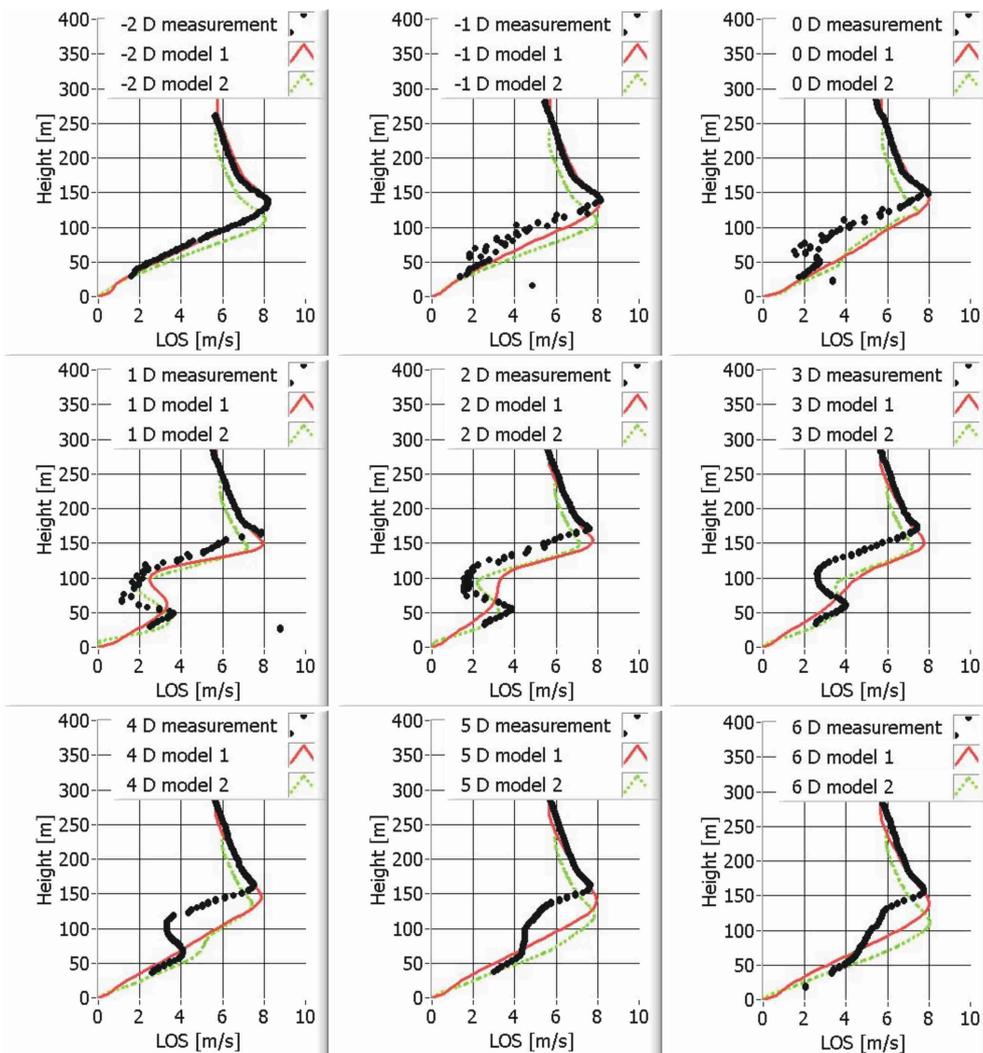


Abbildung 8.3: Vertikalschnitte durch die Lidarmessung und die Ergebnisse aus Modell 1 und Modell 2 aus Abb. 8.2 bei verschiedenen Abständen stromauf- und stromabwärts des Rotors. Die Abstände sind in Vielfachen des Rotordurchmessers D angegeben.

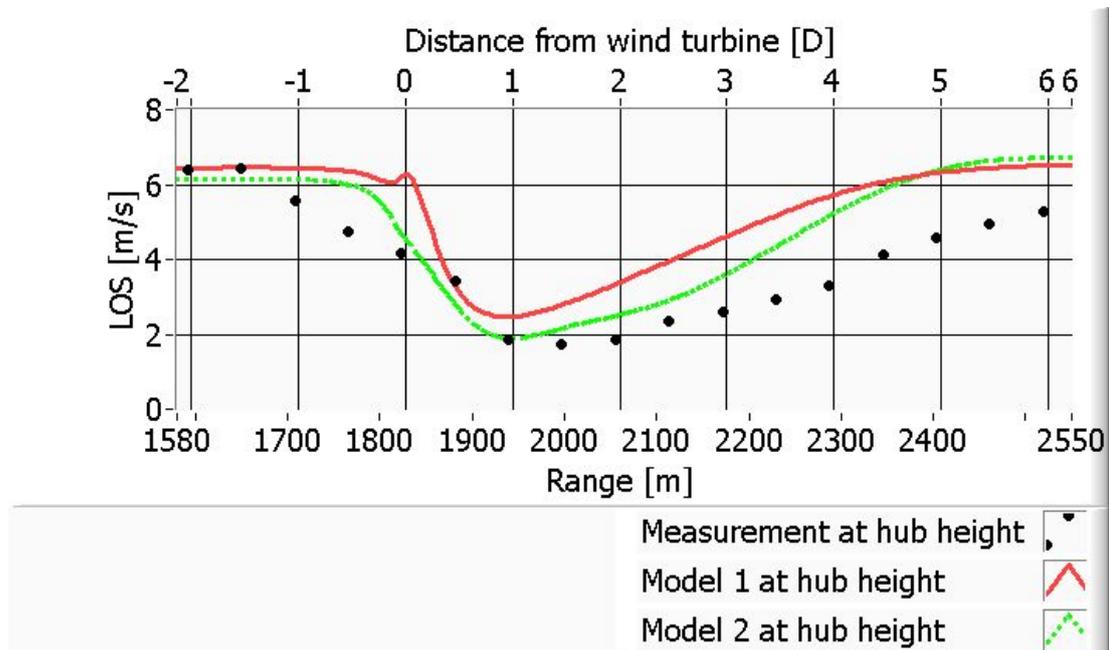


Abbildung 8.4: Horizontalschnitte durch die Lidarmessung und die Ergebnisse der Simulationen aus Modell 1 und Modell 2 aus Abb. 8.2 auf Nabenhöhe.

Wie bereits erwähnt, stellen Modell 1 und Modell 2 relativ aufwendige und komplexe Simulationen dar, welche den Schubbeiwert einer Windenergieanlage nicht berücksichtigen. Daher werden an dieser Stelle in Abb. 8.5 vertikale Schnitte durch die Ergebnisse einer Simulation mit Modell 3 gezeigt und mit den Schnitten durch die Messungen verglichen, sowie den Ergebnissen aus Modell 1 und 2. Die Berechnungen und Auswertungen wurden von Hauke Beck und Juan José Trujillo durchgeführt. Als Einstömgeschwindigkeit auf Nabenhöhe wurden 8 m/s verwendet, für die Umgebungsturbulenz 3 % und für den Schubbeiwert 0,8. Das Windprofil wurde aus der Anströmung der Messungen verwendet, wobei für die Erstellung des Eingabeprofils die Anhebung des Low Level Jets vor der Anlage berücksichtigt wurde. Für Messung und Simulation wurde ein Zeitraum von 7 min von 23:43 bis 23:50 verwendet, da die Simulation durchgeführt wurde, als bereits die Betriebsbedingungen vorlagen. Der Winkel zwischen LOS und der mit dem Windmessmast im Nachlauf ermittelten Windrichtung betrug in diesem Zeitraum 12°. Profile bei 0 und 1 D fehlen, da dieser Bereich nicht von Modell 3 berechnet wird. Als erstes fällt auf, dass sich durch Modell 3 keine Anhebung des Low Level Jets simulieren lässt. Eine Verminderung der Geschwindigkeit im Nachlauf ist bei 2 und 3 D zu beobachten, allerdings ist kein ausgeprägtes Defizit wie bei den Ergebnissen der Simulationen von Modell 1 und 2 zu erkennen. Ab 4 D sind kaum noch Nachlaufeffekte zu sehen in den Profilen in Abb. 8.5. Es wurde mit Modell 3 ausprobiert, wie sich Schnitte aus Abb. 8.5 verändern, wenn der Winkel zwischen LOS und Windrichtung variiert wird. Bei einem Zwischenwinkel von 5° ergibt

sich eine viel bessere Übereinstimmung von Simulation und Messung. Dies ist in Abb. 8.6 illustriert. Eine mögliche Erklärung ist, dass es in dem betrachteten Zeitraum erhebliche Schwankungen in der Windrichtung gab (Standardabweichung von 6° bei Mittelung über $1/14$ Hz, siehe Abb. A.3) und außerdem stand der Messmast mit dem Ultraschallanemometer im Nachlauf der Anlage. Weiterhin muss die Messgenauigkeit des Ultraschallanemometers berücksichtigt werden. In Abb. 8.7 sind die Horizontalschnitte auf Nabenhöhe für Zwischenwinkel von 5° und 12° gezeigt. Für 5° ist die Übereinstimmung von Simulation und Messung sehr gut und auch die Länge des Nachlaufs wird nicht unterschätzt.

Abschließend lässt sich sagen, dass dies erste qualitative Vergleiche der Messungen mit Modellen sind, die gute erste Erkenntnisse und Einblicke vermitteln konnten. Für eine genaue, auch quantitative Vergleiche sollten aber Messungen aus einem Zeitraum verwendet werden, bei denen die Betriebsbedingungen der Anlage konstant waren und eine Windrichtungsmessung vorliegt, die unbeeinflusst von der Windenergieanlage ist. Bei einer Abweichung der Windrichtung von der Achse des Nachlaufs von 13° tritt bei ca. $2,2 D$ die Line of Sight aus der Projektion des Rotors in Nachlaufrichtung heraus (Mäandern und Aufweitung des Nachlaufs bleiben dabei unberücksichtigt). Bei einer Abweichung von 5° tritt dies erst bei $5,7 D$ auf. Da die Messungen bei $6 D$ noch ein deutliches Geschwindigkeitsdefizit aufweisen, scheint daher eine Abweichung der gemessenen Windrichtung der Line of Sight von 13° nicht plausibel. Dies macht noch einmal die Wichtigkeit einer von der Windenergieanlage unbeeinflussten Windrichtungsmessung deutlich. Für die Modelle 1 und 2 wäre daher für die Zukunft (wie in der vorliegenden Arbeit für Modell 3 bereits durchgeführt) ein Vergleich mit kleineren Winkeln zwischen Line of Sight und Windrichtung, z. B. 5° , sehr interessant.

KAPITEL 8. VERGLEICH DER NACHLAUFMESSUNGEN MIT SIMULATIONEN

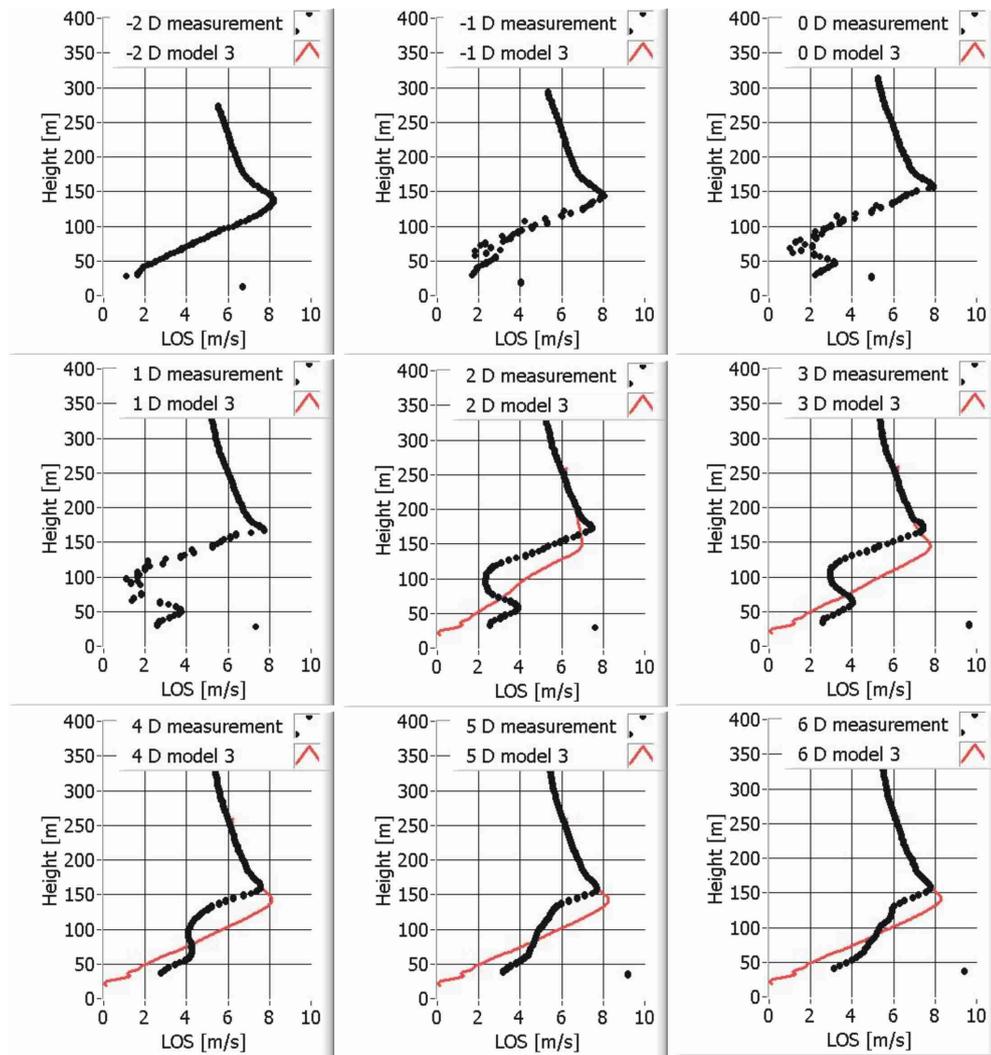


Abbildung 8.5: Vertikalschnitte durch die Lidarmessung und die Ergebnisse der Simulationen aus Modell 3 bei einem Winkel von 12° zwischen LOS und Windrichtung.

8.2. VERGLEICHE MIT MESSUNGEN

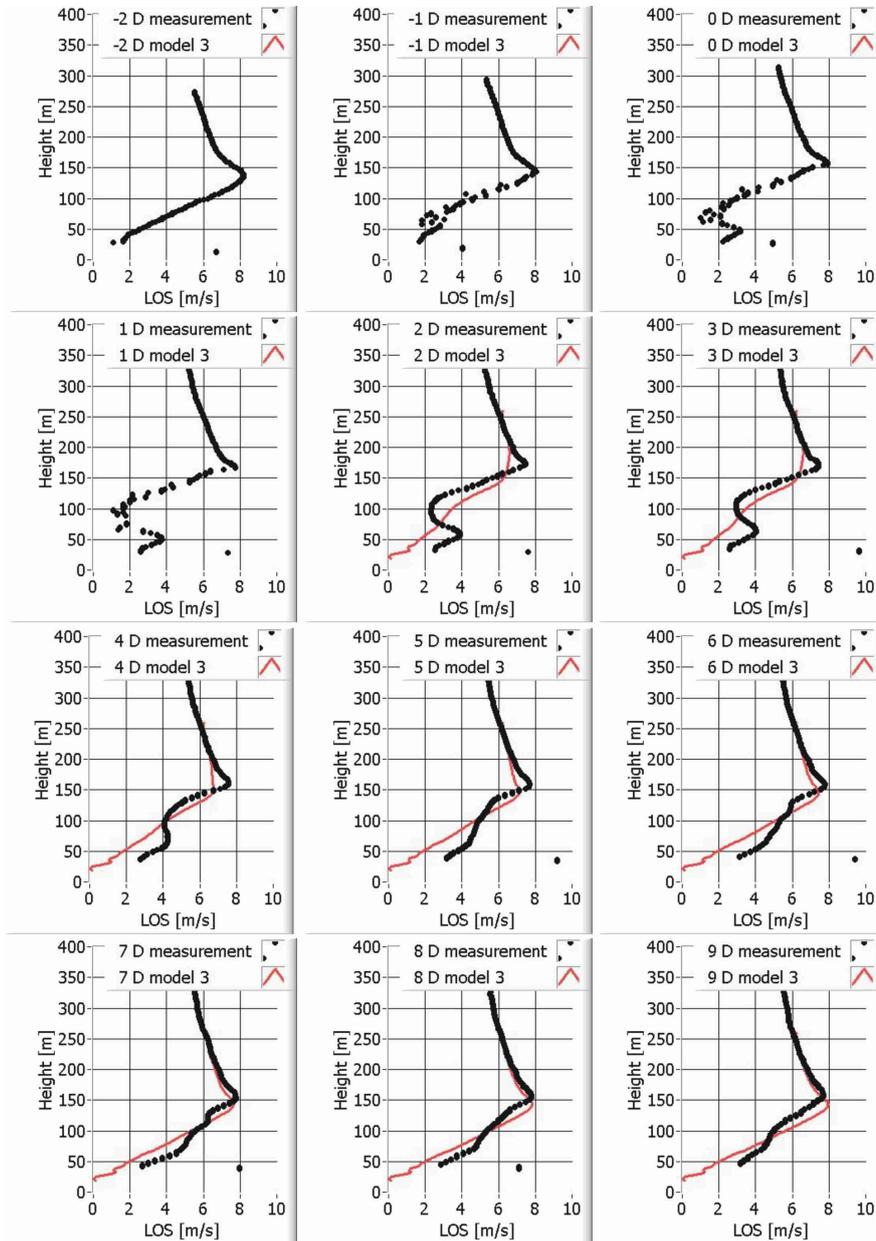


Abbildung 8.6: Vertikalschnitte durch die Lidarmessung und die Ergebnisse der Simulationen aus Modell 3 bei einem Winkel von 5° zwischen LOS und Windrichtung.

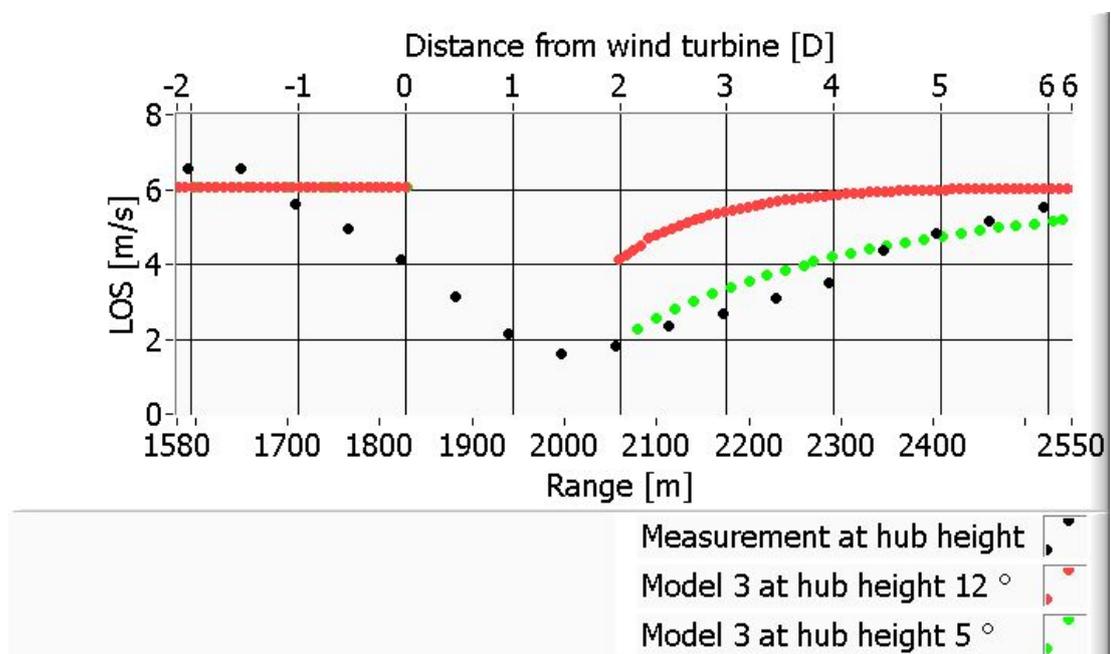


Abbildung 8.7: Horizontalschnitte durch die Lidarmessung und die Ergebnisse der Simulationen aus Modell 3 für Zwischenwinkel von 5 und 12 ° zwischen LOS und Windrichtung

Kapitel 9

Fazit und Ausblick

In diesem abschließenden Kapitel der Arbeit werden die wichtigsten Aspekte der vorhergehenden Untersuchungen zusammengefasst. Es wird außerdem beurteilt, inwiefern die beiden in der Einleitung gestellten Fragen, die Charakterisierung der Umströmung einer Windenergieanlage, insbesondere des Nachlaufs, mit dem kohärenten 2 μm -Doppler-Windlidar des DLR und der qualitative Vergleich der Messungen mit numerischen Modellen, durch die gezeigten Messungen und Analysen beantwortet werden können. Außerdem wird noch einmal auf die verwendete Messmethode und deren Vor- und Nachteile im Vergleich zu anderen in der Windenergiebranche bisher etablierten Windmessverfahren eingegangen.

Zusammenfassung

In der vorliegenden Arbeit wurden zwei bodenbasierte Lidarmessverfahren mit langer Reichweite angewandt, um die Umströmung einer Windenergieanlage zu untersuchen. Diese beiden Verfahren wurden zuvor bereits in ähnlicher Form zur Untersuchung von Flugzeugwirbelschleppen verwendet (z. B. [Kopp et al., 2004]), aber kamen in der vorliegenden Arbeit zum ersten Mal für Windenergieanwendungen zum Einsatz. Es handelt sich zum einen um die Azimuthscans und zum anderen um die Elevationsscans. Die Azimuthscans waren vor allem dazu dienlich, einen ersten Überblick über die Möglichkeit der Messung der Umströmung mit kohärentem Doppler-Windlidar zu gewinnen. Die Tatsache, dass ein solcher Scan mehrere Windenergieanlagen und deren Effekte auf die atmosphärische Grenzschicht am Standort erfasste, hat es ermöglicht, einen Einblick in die gegenseitige Beeinflussung der Anlagen am Messgelände zu gewinnen und dies auch für die zweite Messmethode, die Elevationsscans, zu berücksichtigen. Die Azimuthscans boten eine gute Möglichkeit, das sogenannte Mäandern, das durch großskalige atmosphärische Wirbel induziert wird und für die Belastungen auf dahinter stehende Anlagen wichtig ist, zu untersuchen. Das Mäandern zeigt in der Nacht bei

stabiler Atmosphäre eine deutliche Abhängigkeit von der Windrichtung. Da für die gezeigten Azimutscans die Elevation des Laserstrahls $3,3^\circ$ betrug, steigt die Höhe des Scans mit steigendem Abstand vom Lidar an. Dies bedeutet, dass man mit den Azimutscans nicht den kompletten Nachlauf erfassen kann. Für die Erfassung des gesamten Nachlaufs und eine genauere Datenanalyse zur Charakterisierung der Umströmung einer Windenergieanlage ist daher die zweite Messmethode der Elevationsscans besser geeignet. Voraussetzung für eine komplette Abdeckung des Nachlaufs durch die Lidarmessungen ist dabei, dass der Wind annähernd parallel zum Laserstrahl kommt. Die Abweichung der Windrichtung von der Strahlrichtung ist bei der Analyse und Interpretation der gewonnenen Daten äußerst wichtig, da sich durch Änderungen des Zwischenwinkels große Unterschiede ergeben.

In der Arbeit wurden Messungen für zwei verschiedene Messtage untersucht, an denen unterschiedliche meteorologische Bedingungen herrschten. An einem Tag wurde bei turbulenter Atmosphäre tagsüber gemessen und am anderen Messtag nachts, bei stabiler Grenzschicht. Darüber hinaus wurden die Betriebsbedingungen der Anlagen für die untersuchten Zeiten überprüft und in die Interpretation der Messergebnisse mit einbezogen. Durch die Betrachtung von Höhenprofilen und die Definition eines Geschwindigkeitsdefizits war es möglich, den Nachlauf zu charakterisieren. Besonders gut ist dies für die Elevationsscans in der Nacht bei stabiler Atmosphäre gelungen, da die Windrichtung für diese Messungen nahezu parallel zum Laserstrahl war. Außerdem war für diese Messungen die Turbulenzintensität in der ungestörten Atmosphäre mit ca. 3 % äußerst gering. D. h. die meteorologischen Bedingungen waren sowohl für die Messungen als auch für die Ausprägung der Nachlaufeffekte, die bei stabiler Atmosphäre und geringer Geländerauigkeit am stärksten sind, optimal. Somit stellen die Elevationsscan für diesen Fall den wohl maximal ausgeprägtesten Nachlauf der AREVA M5000 dar. Es wurde beobachtet, dass das Geschwindigkeitsdefizit für den 10 min gemittelten Scan (Stabil 2, Windrichtung 41°) einen Rotordurchmesser hinter der Anlage am stärksten ausgeprägt ist und dann auf Nabenhöhe ca. 78 % beträgt. Beim maximalen Messabstand $9,5 D$ hinter der Anlage ist immer noch ein Defizit von ca. 15 % zu beobachten. Dadurch wird deutlich, dass selbst fast 10 Rotordurchmesser hinter der Anlage immer noch ein Effekt auf die Leistungsproduktion einer dort stehenden Windenergieanlage zu erwarten ist. Es wurden Vergleiche zwischen Einzelscans und 10 min Mittelwerten durchgeführt, die sich im Nahnachlauf wenig unterscheiden, allerdings beim maximalen Messabstand kaum mehr verschieden sind. Mit den Elevationsscans in der Nacht wurden außerdem Leistungs- und Schubbeiwert abgeschätzt. Neben den Untersuchungen des Geschwindigkeitsdefizits, das vor allem wegen den Leistungsverlusten von außerordentlichem Interesse ist, wurden auch Analysen zur nachlaufinduzierten Turbulenz durchgeführt, die vor allem wegen den dynamischen Belastungen auf stromabwärts positionierte Anlagen von Bedeutung sind. Es wurden Leistungsdichtespektren, integrale Längenskalen und Turbulenzintensität diskutiert. Außerdem wurde ein Vergleich

der Messcharakteristik zwischen Lidar und Ultraschallanemometer, insbesondere hinsichtlich der Turbulenz, durchgeführt. Die Ausdehnung der großen Luftwirbel nimmt hinter der Anlage auf ca. 300 m ab (vor der Anlage ca. 500 m). Ein quantitativer Vergleich der Messungen bei stabiler und instabiler Atmosphäre war nicht möglich, da die Windrichtung für die Elevationsscans bei instabiler Atmosphäre nicht parallel genug zur line of sight Geschwindigkeit war. Allerdings konnte man anhand genauerer Analysen der Azimutsscans durchaus qualitative Vergleiche ziehen.

Der Elevationsscan in der Nacht diente auch einem qualitativen Vergleich mit drei verschiedenen numerischen Modellen. Den CFD Modellen von G. Groß (Modell 1) und D. Heimann (Modell 2), sowie dem Modell von Ainslie (Modell 3). Der Schubbeiwert der Anlage wird nur durch Modell 3 berücksichtigt. Durch den Vergleich der Messungen mit den Ergebnissen der Simulationen wurde klar, dass die Modelle einige wichtige Eigenschaften des Nachlaufs reproduzieren können. Alle drei Modelle geben die Veränderung der Strömung durch den Einfluss der Windenergieanlage wieder. Vor allem das zweite Modell kann den Nahnachlauf gut reproduzieren. Modell 1 unterschätzt deutlich die vertikale Ausdehnung des Nachlaufs, die sowohl bei der Messung, als auch bei Modell 2 erwartungsgemäß mit der Ausdehnung des Rotors vergleichbar ist. Allerdings gibt es bei den Modellen auch Defizite. Zum einen wird die Länge des Nachlaufs von den Simulationen unterschätzt, zum anderen ist bei den Modellen kein Vorstau zu erkennen, auch wenn natürlich bei der Messung die große Auflösung im Abstand vom Lidar von 150 m zu berücksichtigen ist. Die Unterschätzung der Länge des Nachlaufs durch Modell 1 und Modell 2 sind mit großer Wahrscheinlichkeit auf einen zu großen Winkel zwischen Line of Sight und Windrichtung von 13° zurückzuführen. Bei einem Zwischenwinkel von 13° hat auch Modell 3 die Länge des Nachlaufs deutlich unterschätzt. Dagegen konnten mit einem Zwischenwinkel von 5° bessere Ergebnisse erzielt werden.

Bewertung des Messverfahrens

Es soll nun an dieser Stelle eine abschließende Bewertung von Messungen an Windenergieanlagen mit kohärentem Doppler-Windlidar durchgeführt werden. Vor- und Nachteile, sowie die Unterschiede zu bisher angewandeten Messmethoden werden erörtert. Beim $2\ \mu\text{m}$ -Doppler-Windlidar liegt gegenüber Ultraschall- oder Schalenkreuzanemometern ein um ein bis zwei Größenordnungen längeres Messvolumen in Strahlrichtung vor. Dieses hängt in Strahlrichtung von der Länge der Laserpulse und den für die Datenprozessierung verwendeten Parametern ab. In Scanrichtung hängt das Messvolumen von der Scangeschwindigkeit, Prozessierungsparametern und vom Abstand vom Lidar ab. Dies wurde in 4.4 und

Kapitel 5.2 erläutert. Das große Messvolumen des Lidars birgt den Nachteil, dass kleinere Fluktuationen nicht bzw. nur schlecht gemessen werden können, wie zum Beispiel die von den Blättern abgelösten Wirbel. Ein weiterer negativer Aspekt der verwendeten Messmethode im Vergleich zu Anemometermessungen ist, dass nicht der Windvektor bzw. dessen Betrag gemessen wird, sondern „nur“ die Komponente des Windes in Strahlrichtung. Daher sind aussagekräftige Messungen (bei feststehendem Messgerät), um den gesamten Nachlauf einer Windenergieanlage zu erfassen, nur unter geeigneten atmosphärischen Bedingungen möglich. Außerdem erfordert die Datenauswertung der Lidarmessungen viel Erfahrung und ist aufwendiger im Vergleich zu Anemometermessungen. Ein weiterer Aspekt ist, dass die in dieser Arbeit gezeigten Messungen Wechselwirkungen des Lasers mit den Rotorblättern aufweisen. Für die Zukunft wäre es allerdings vorstellbar diese Effekte mit einem geeigneten Auswerteverfahren zu eliminieren.

Neben den aufgelisteten Nachteilen bietet das 2 μm -Doppler-Windlidar aber auch große Vorteile. Lidar ist eine Fernerkundungsmethode, mit der es möglich ist, auch an Stellen zu messen, an denen man mit vertretbarem Aufwand kein Anemometer installieren kann. Es sind mit Lidar nicht nur Messungen in einem sehr kleinen Luftvolumen wie bei Schalenkreuz- oder Ultraschallanemometern möglich, sondern man kann gleichzeitig in einem großen Bereich messen (in dieser Arbeit von ca. 500 m bis 3 km). Durch die verschiedenen Scannmuster ist es auch möglich, nicht nur gleichzeitig vor und hinter einer Windenergieanlage zu messen, sondern auch gleichzeitig in verschiedenen Höhen oder Breiten, auch in Höhen, in denen es nicht einfach wäre einen metrologischen Messmast mit Anemometern technisch und finanziell zu realisieren. Es ist auf Grund der großen Reichweite des Lidarsystems auch möglich, mit einer Messungen mehrere Windenergieanlagen zu erfassen und so die Wechselwirkungen der Anlagen aufeinander besser zu untersuchen.

Abschließend lässt sich feststellen, dass das in der Arbeit angewandte Messverfahren mit einem kohärenten Doppler-Windlidar großes Potential besitzt und es zum ersten Mal möglich war, gleichzeitig Einströmung und Nachlauf einer Windenergieanlage zu messen und somit die Nachlaufanströmung einer Windenergieanlage zu charakterisieren. Zwar sind die Messungen aufwendig und erfordern viel Erfahrung, es ist aber möglich, auch Aufschlüsse über Bereiche in der Umströmung einer Windenergieanlage zu bekommen, bei denen Anemometer an ihre Grenzen stoßen.

Ausblick

Nach dieser Bewertung der Messmethode wird nun ein Ausblick gegeben, was in Zukunft mit Messungen dieser Art möglich sein könnte. Der in Kapitel 8 behandelte Vergleich mit Nachlaufsimulationen stellt nur die ersten Schritte dar, die Messungen für die Verbesserung und Optimierung von Nachlaufmodellen zu benutzen. Weitere, detailliertere Vergleiche sind notwendig, um genauere Aussagen und gezielte Verbesserungsvorschläge zu machen. Ein interessanter Vergleich wäre, vor allem Messungen und Simulationen zu vergleichen, bei denen die Anlage Leistung produziert und keine Leistung produziert bzw. nur trudelt. Somit könnte man definitiv Aussagen über den Einfluss des Schubbeiwerts auf die Simulation machen. Da zum Vergleich mit Modellen nur eine relativ geringe Datenmenge zur Verfügung steht, wäre es sinnvoll eine erneute Messkampagne durchzuführen, die man im Vorfeld genau zusammen mit Modellierern planen sollte, um gemeinsame Ziele und Interessen optimal aufeinander abzustimmen.

Weiterhin können die Daten aus den Messungen als Eingabe für Schallausbreitungsmodelle dienen, wie dies auch schon in [Heimann et al., 2011] gemacht wurde. Außerdem wäre eine Zusammenarbeit mit Wissenschaftlern möglich, die sich mit Lastsimulationen beschäftigen, um zu klären, inwiefern die bereits gesammelten Daten von ihnen verwendet werden können und eventuell bei einer neuen Messkampagne auch deren Interessen zu berücksichtigen.

Ein weiterer Anknüpfungspunkt wäre es, mit den Messungen des 2 μm -Doppler-Windlidars die Leistungsverluste von Anlagen weiter zu untersuchen. Dies könnte auch von der FINO 1-Plattform für den Offshore-Windpark Alpha Ventus stattfinden, um zu überprüfen, wie gut die Anordnung der Windenergieanlagen in Hinblick auf die Leistungsproduktion der Anlagen ist.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Messungen gute und vielversprechende Ergebnisse liefern konnten. Die Eignung des kohärenten Doppler-Windlidars wurde bestätigt und bietet viele interessante Möglichkeiten für zukünftige Forschungsprojekte.

Anhang A

Windrichtungs- und Windgeschwindigkeitsdaten des Messmasts

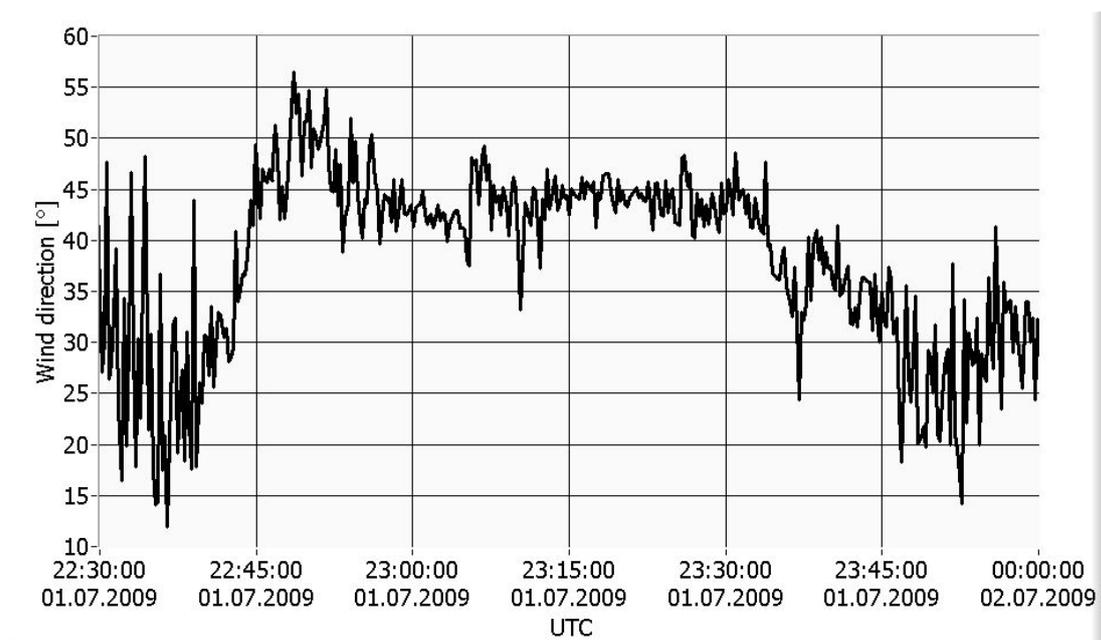


Abbildung A.1: Windrichtung in der Nacht vom 1.7.2009, gemessen vom Ultraschallanemometer, das am Messmast auf einer Höhe von 103 m installiert war. Die ursprünglichen 50 Hz Daten wurden auf 1/14 Hz gemittelt.

ANHANG A. WINDRICHTUNGS- UND WINDGESCHWINDIGKEITSDATEN DES MESSMASTS

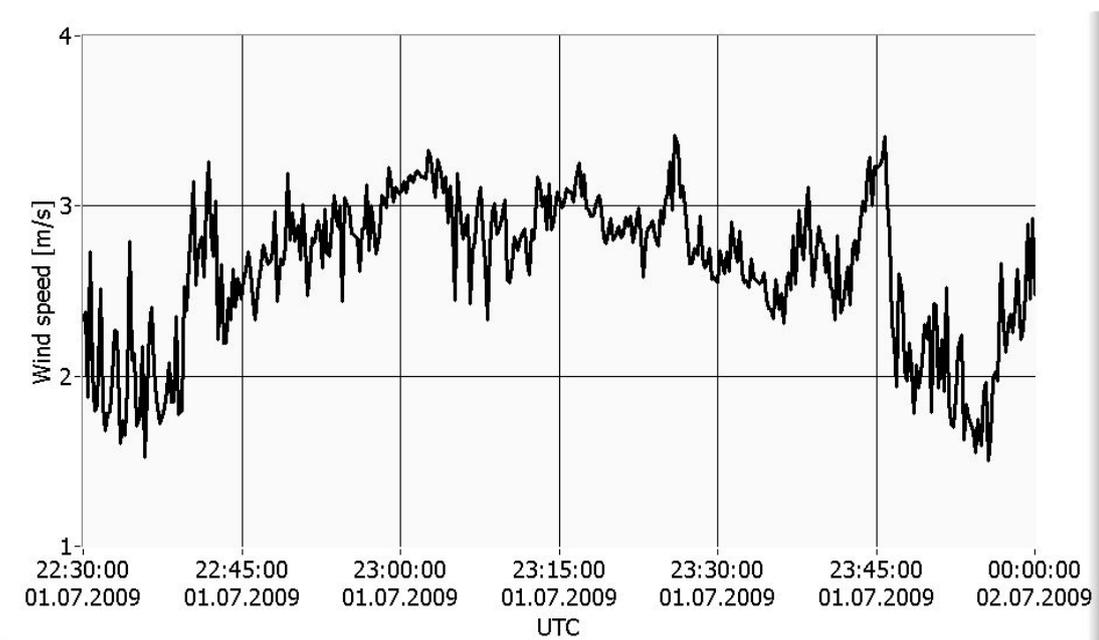


Abbildung A.2: Windgeschwindigkeit in der Nacht vom 1.7.2009, gemessen vom Ultraschallanemometer, das am Messmast auf einer Höhe von 103 m installiert war. Die ursprünglichen 50 Hz Daten wurden auf 1/14 Hz gemittelt.

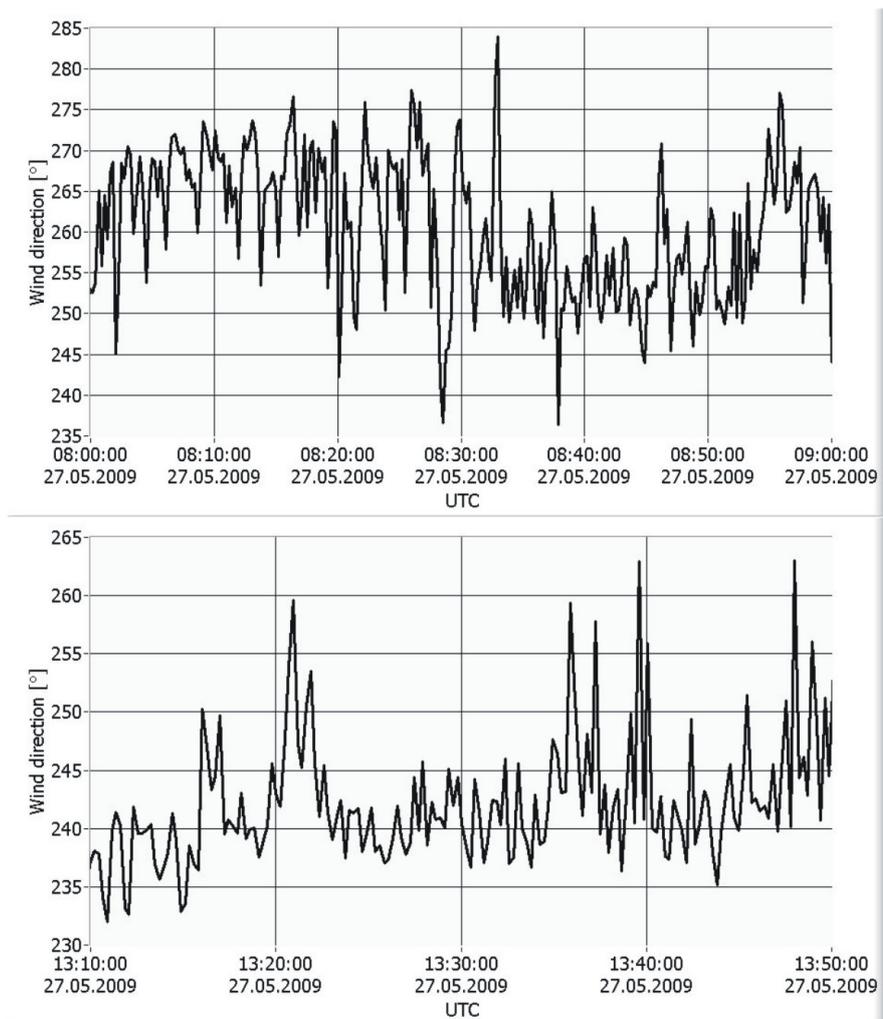


Abbildung A.3: Windrichtung am 27.5.2009, gemessen vom Ultraschallanemometer, das am Messmast auf einer Höhe von 103 m installiert war. Die ursprünglichen 50 Hz Daten wurden auf 1/14 Hz gemittelt.

ANHANG A. WINDRICHTUNGS- UND WINDGESCHWINDIGKEITSDATEN DES MESSMASTS

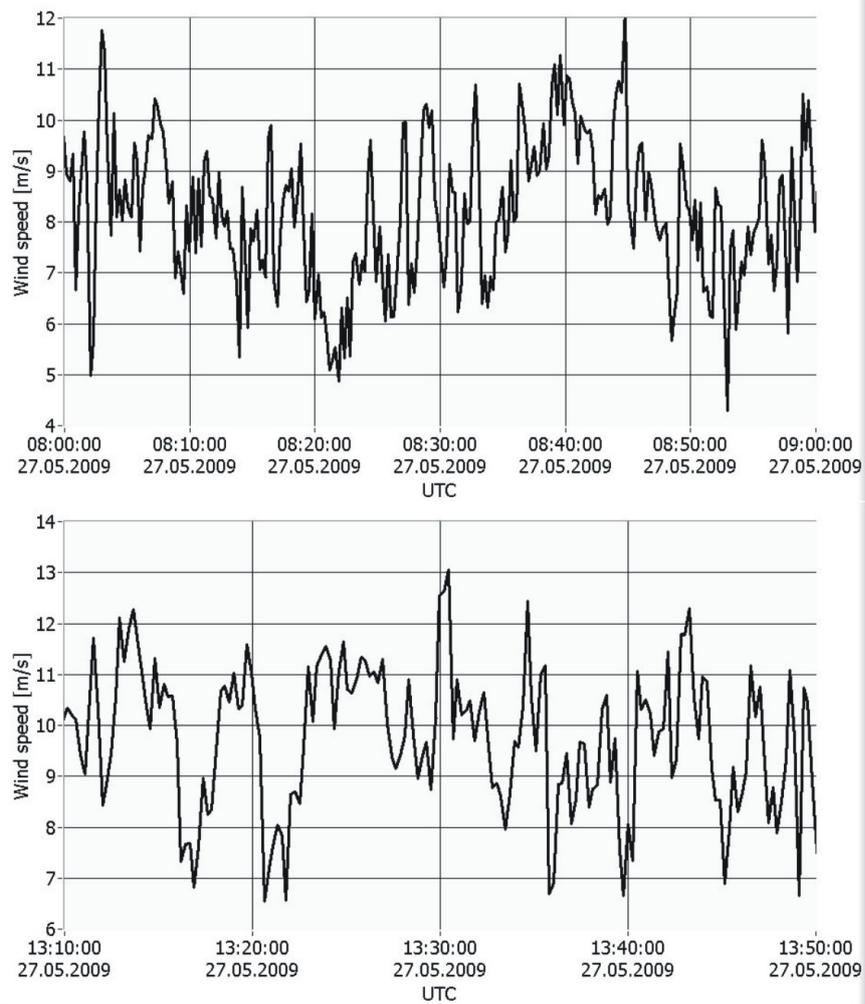


Abbildung A.4: Windgeschwindigkeit am 27.5.2009, gemessen vom Ultraschallanemometer, das am Messmast auf einer Höhe von 103 m installiert war. Die ursprünglichen 50 Hz Daten wurden auf 1/14 Hz gemittelt.

Anhang B

Vergleich von Windcube und 2 μm -Windlidar

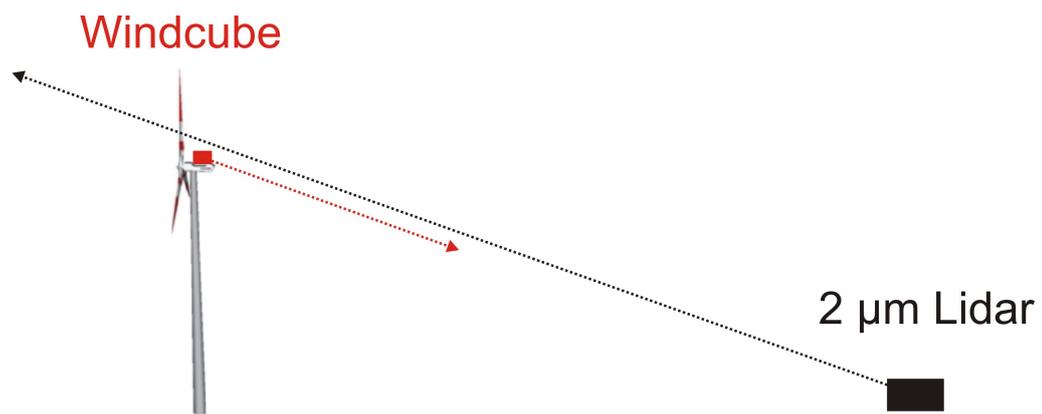


Abbildung B.1: Messgeometrie des Vergleichs von Windcube und 2 μm -Lidar.

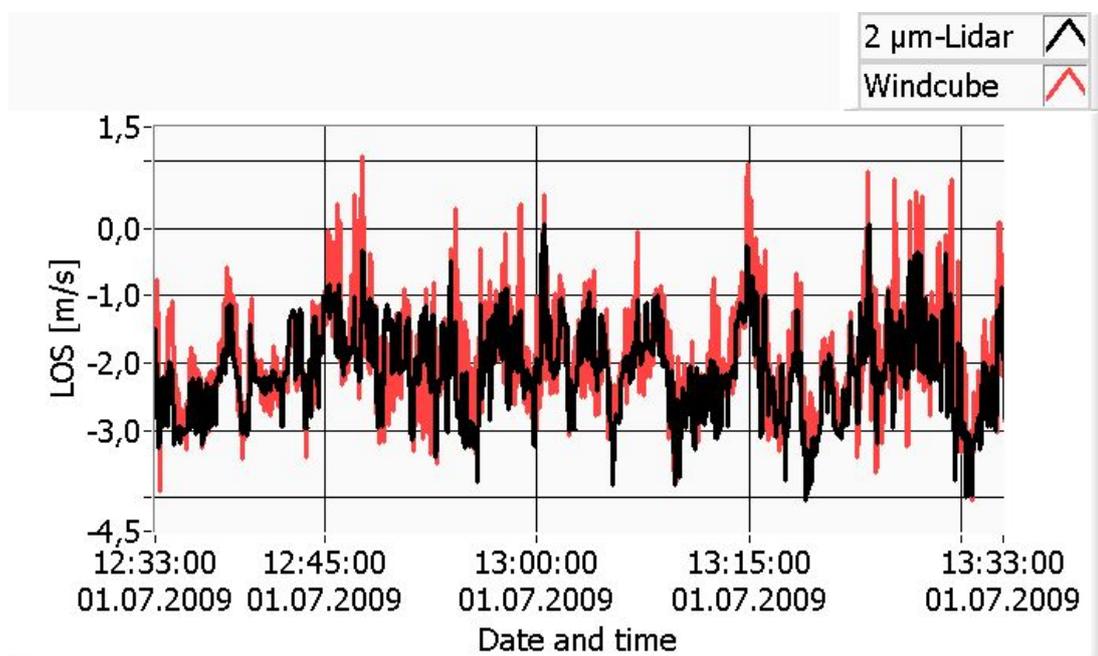


Abbildung B.2: Vergleich der LOS-Geschwindigkeiten von Windcube und 2 μm -Lidar bei einem Abstand von 100 m vom Windcube entfernt. Gemittelt wurde über 1 s. Die Mittelwerte betragen für den dargestellten Zeitraum -1,91 m/s für den Windcube und -2,13 m/s für das 2 μm -Lidar, die zugehörigen Standardabweichungen 0,78 m/s und 0,68 m/s.

Anhang C

Skizzen für die Messungen bei stabiler und instabiler Atmosphäre

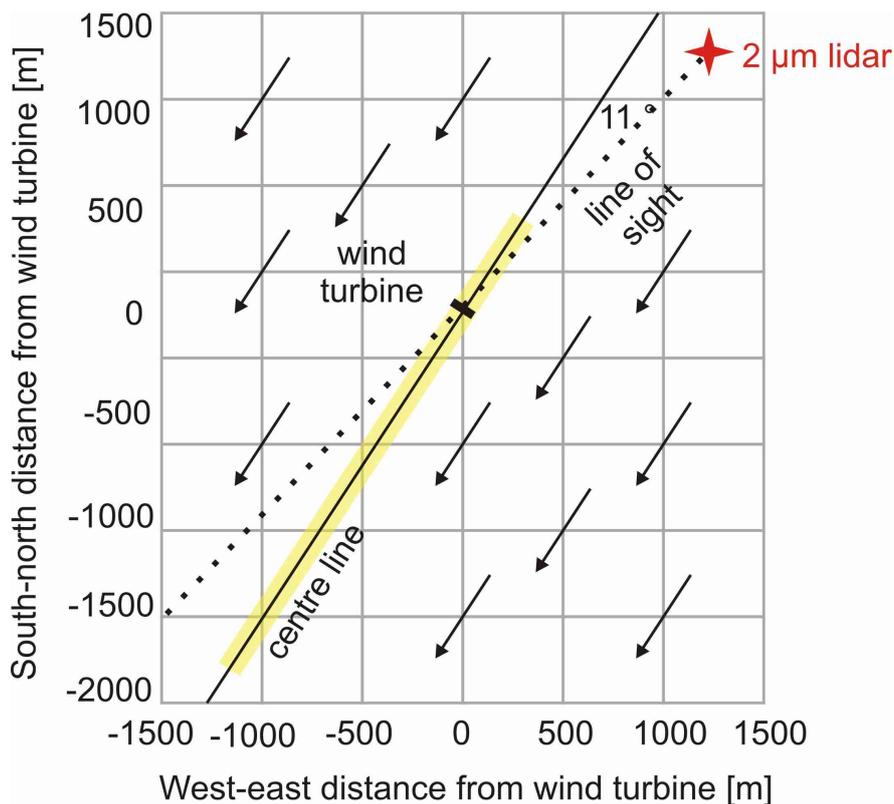


Abbildung C.1: Skizze für die Messungen bei stabiler Atmosphäre am 1.7.2009. In der Skizze wurde die Windrichtung für den Bereich Stabil 1 in Kapitel 5.3 von 33° verwendet. Dies entspricht einer Abweichung von 11° von der Line of Sight-Richtung bei einem Azimutwinkel von 0° . Der Nachlauf der Windenergieanlage M5000-1 ist schattiert und die Windrichtung durch Pfeile angedeutet.

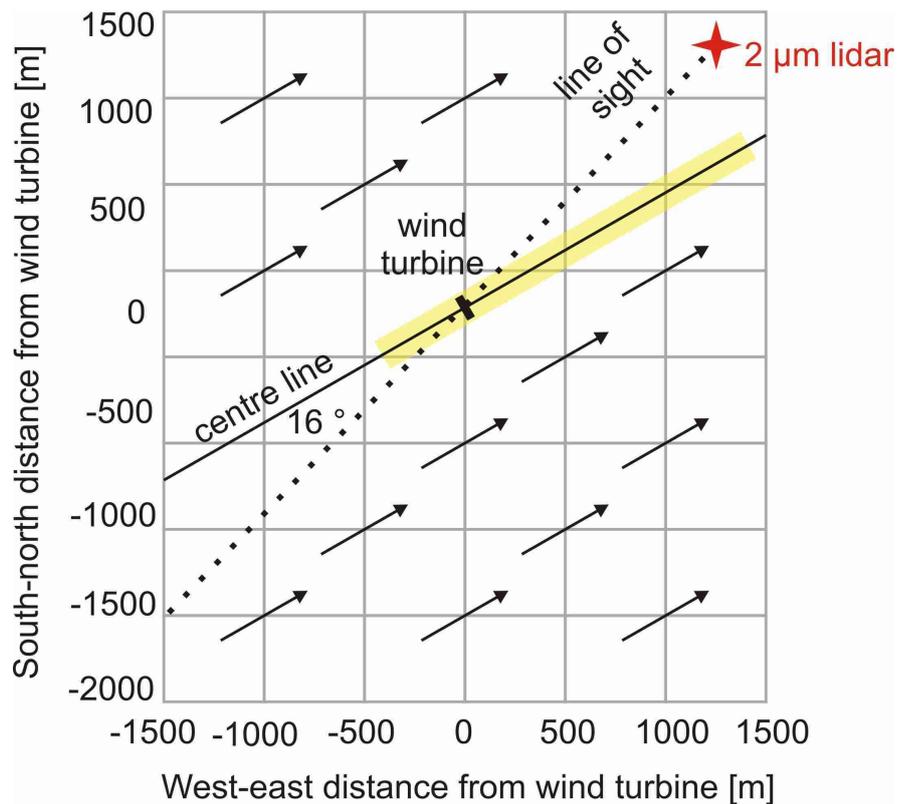


Abbildung C.2: Skizze für die Messungen bei instabiler Atmosphäre am 27.5.2009. In der Skizze wurde die Windrichtung für den Bereich Instabil 2 in Kapitel 5.3 von 240° verwendet. Dies entspricht einer Abweichung von 16° von der Line of Sight-Richtung bei einem Azimuthwinkel von 0° . Der Nachlauf der Windenergieanlage M5000-1 ist schattiert und die Windrichtung durch Pfeile angedeutet.

Anhang D

Mittelung der Windrichtung aus den Messmastdaten

Aus den 50 Hz Daten des Ultraschallanemometers wurden zunächst die v_1 - und v_2 -Komponenten (Nord- und Ostkomponenten) wie folgt berechnet:

$$v_1 = \cos \frac{WR \cdot \pi}{180} \quad (\text{D.1})$$

$$v_2 = \sin \frac{WR \cdot \pi}{180}. \quad (\text{D.2})$$

Diese wurden dann z. B. mit 1 Hz gemittelt, um anschließend die Windrichtung WR zu bestimmen. Für diese Umrechnung gilt:

$$WR = \arctan \frac{|v_2|}{|v_1|} \cdot \frac{180}{\pi}, \text{ für } v_2 \geq 0 \text{ und } v_1 \geq 0 \quad (\text{D.3})$$

$$WR = 180 + \arctan \frac{|v_2|}{|v_1|} \cdot \frac{180}{\pi}, \text{ für } v_2 < 0 \text{ und } v_1 < 0 \quad (\text{D.4})$$

$$WR = 180 - \arctan \frac{|v_2|}{|v_1|} \cdot \frac{180}{\pi}, \text{ für } v_2 \geq 0 \text{ und } v_1 < 0 \quad (\text{D.5})$$

$$WR = 360 - \arctan \frac{|v_2|}{|v_1|} \cdot \frac{180}{\pi}, \text{ für } v_2 < 0 \text{ und } v_1 \geq 0. \quad (\text{D.6})$$

Es gibt vier verschiedene Fälle, die die verschiedenen Quadranten im Koordinatensystem repräsentieren.

ANHANG D. MITTELUNG DER WINDRICHTUNG AUS DEN
MESSMASTDATEN

Literaturverzeichnis

- [Ainslie, 1988] Ainslie, J. (1988). Calculating the flowfield in the wake of wind turbines. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 27(1-3):213–224.
- [Alfredsson and Dahlberg, 1979] Alfredsson, P.-H. and Dahlberg, J.-A. (1979). A preliminary wind tunnel study of windmill wake dispersion in various flow conditions. Technical Note AU-1499, Part 7, FFA, Stockholm, Sweden.
- [Alfredsson and Dahlberg, 1981] Alfredsson, P.-H. and Dahlberg, J.-A. (1981). Measurements of wake interaction effects on power output from small wind turbine models. Technical Note HU-2189, Part 5, FFA, Stockholm, Sweden.
- [AlphaVentus, 2010] AlphaVentus (2010). <http://www.alpha-ventus.de/>, 21.05.2011.
- [Anderson et al., 1987] Anderson, C. G., Niven, A. J., Jamieson, P., Knight, R. R., and Milborrow, D. J. (1987). Flow visualization on rotating blades. In *9th British Wind Energy Association Conference*, pages 169–76.
- [Anderson, 1976] Anderson, D. L. T. (1976). Low-level jet as a western boundary current. *Monthly Weather Review*, 104(7):907–921.
- [Barthelmie et al., 2004] Barthelmie, R., Larsen, G., Pryor, S., Jorgensen, H., Bergstrom, H., Schlez, W., Rados, K., Lange, B., Volund, P., Neckelmann, S., Mogensen, S., Schepers, G., Hegberg, T., Folkerts, L., and Magnusson, M.

- (2004). ENDOW (Efficient development of offshore wind farms): Modelling wake and boundary layer interactions. *Wind Energy*, 7(3):225–245.
- [Barthelmie et al., 1996] Barthelmie, R. J., Courtney, M. S., Hojstrup, J., and Larsen, S. E. (1996). Meteorological aspects of offshore wind energy: Observations from the Vindeby wind farm. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 62(2-3):191–211.
- [Barthelmie et al., 2006] Barthelmie, R. J., Folkerts, L., Larsen, G. C., Rados, K., Pryor, S. C., Frandsen, S. T., Lange, B., and Schepers, G. (2006). Comparison of wake model simulations with offshore wind turbine wake profiles measured by sodar. *Journal of Atmospheric and Oceanic Technology*, 23(7):888–901.
- [Barthelmie et al., 2003] Barthelmie, R. J., Folkerts, L., Ormel, F. T., Sanderhoff, P., Eecen, P. J., Stobbe, O., and Nielsen, N. M. (2003). Offshore wind turbine wakes measured by sodar. *Journal of Atmospheric and Oceanic Technology*, 20(4):466–477.
- [Barthelmie et al., 2010] Barthelmie, R. J., Pryor, S. C., Frandsen, S. T., Hansen, K. S., Schepers, J. G., Rados, K., Schlez, W., Neubert, A., Jensen, L. E., and Neckelmann, S. (2010). Quantifying the impact of wind turbine wakes on power output at offshore wind farms. *Journal of Atmospheric and Oceanic Technology*, 27(8):1302–1317.
- [Basterra Taramona, 2008] Basterra Taramona, V. (2008). Evaluation of scanning strategies of a nacelle mounted lidar for inflow and wake measurements on a wind turbine. Master’s thesis, Universidad Pontificia Comillas.
- [Batchelor, 1953] Batchelor, G. K. (1953). *The theory of homogeneous turbulence*. Cambridge University Press.
- [Betz, 1926] Betz, A. (1926). *Windenergie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen*. Vandenhoeck & Ruprecht.

- [Bingöl et al., 2009] Bingöl, F., Mann, J., and Larsen, G. C. (2009). Light detection and ranging measurements of wake dynamics part I: one-dimensional scanning. *Wind Energy*, 13:51–61.
- [Bischoff et al., 2011] Bischoff, O., Hofsäß, M., Rettenmeier, A., Schlipf, D., Trujillo, J. J., Käsler, Y., Reuter, R., Wächter, M., Wille, O., Bégué, A., Candadillas, B., Neumann, T., and Rauch, J. (2011). Schlussbericht - Entwicklung von LIDAR-Windmessung für das Offshore-Testfeld. RAVE-Lidar Schlussbericht.
- [Blackadar, 1957] Blackadar, A. K. (1957). Boundary layer wind maxima and their significance for the growth of nocturnal inversions. *Bull. Amer. Meteor. Soc.*
- [BTM Consult ApS, 2010] BTM Consult ApS (2010). International Wind Energy Development – Offshore Report 2010 .
- [Burton et al., 2001] Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N., and Bossanyi, E. (2001). *Wind Energy Handbook*. John Wiley & Sons Ltd.
- [Cariou, 2010] Cariou, J. P. (2010). Pulsed coherent lidars for remote wind sensing. In *PhD Summer School, Roskilde, DK*.
- [Courtney et al., 2008] Courtney, M., Wagner, R., and Lindelow, P. (2008). Testing and comparison of lidars for profile and turbulence measurements in wind energy. *14th International Symposium for the Advancement of Boundary Layer Remote Sensing*, 1:U172–U185.
- [Courtney, M. et al., 2011] Courtney, M. et al. (2011). UpWind WP6-Remote Sensing, Final Report-Deliverable D6.17. www.upwind.eu.
- [DEWI, 2010] DEWI (2010). http://www.dewi.de/dewi/fileadmin/pdf/publications/Statistics%20Pressemitteilungen/31.12.10/Foliensatz_2010.pdf, 21.05.2011.

- [Eggleston and Starcher, 1990] Eggleston, D. M. and Starcher, K. (1990). A comparative-study of the aerodynamics of several wind turbines using flow visualization. *Journal of Solar Energy Engineering-Transactions of the ASME*, 112(4):301–309.
- [Emeis, 2010] Emeis, S. (2010). A simple analytical wind park model considering atmospheric stability. *Wind Energy*, 13(5):459–469.
- [Etling, 1996] Etling, D. (1996). *Theoretische Meteorologie*. Vieweg Lehrbuch.
- [Fix and Reitebuch, 2010] Fix, A. and Reitebuch, O. (Sommersemester 2010). Lidar für Meteorologen und Physiker. Vorlesung an der Universität Innsbruck.
- [Frandsen et al., 1996] Frandsen, S., Chacón, L., Crespo, A., Enevoldsen, A. P., Gómez-Elvira, R., Hernández, J., Højstrup, J., Manuel, F., Thomsen, K., and Sorensen, P. (1996). Measurements on and modelling of offshore wind farms. Technical Report Report Risø-R-903(EN), Risø National Laboratory, Denmark.
- [Fujii and Fukuchi, 2005] Fujii, T. and Fukuchi, T., editors (2005). *Laser Remote Sensing*. Taylor & Francis Group.
- [Gasch and Twele, 2007] Gasch, R. and Twele, J., editors (2007). *Windkraftanlagen*. Teubner Verlag.
- [Giez, 1996] Giez, A. (1996). *Einsatz eines Wasserdampf-DIALs und eines Heterodyn-Wind-Lidars zur Messung des Vertikalflusses von Wasserdampf in einer konvektiven Grenzschicht*. PhD thesis, Ludwig-Maximilians-Universität München.
- [Gross, 1993] Gross, G. (1993). *Numerical simulation of canopy flows*. Springer Verlag Berlin.

- [Gross, 1997] Gross, G. (1997). ASMUS - A numerical model for simulations of wind and pollutant dispersion around individual buildings. Part II: Dispersion modelling and applications. *Meteorologische Zeitschrift*, 6(3):130–136.
- [Gross, 2010] Gross, G. (2010). Numerical simulations to the diurnal variation of wakes behind wind turbines. *Meteorologische Zeitschrift*, 19(1):91–99.
- [Gross et al., 2006] Gross, G., Lanfer, N., and Land, C. (2006). Micro-scale model based analyses of wind and energy yield information in wind parks. In *Proc. EWECC*.
- [Hand et al., 2001] Hand, M., Simms, D., Fingersh, L., Jager, D., Cotrell, J., Schreck, S., and Larwood, S. (2001). Unsteady aerodynamics experiment phase vi: Wind tunnel test configurations and available data campaigns. Technical report, NREL.
- [Harris et al., 2007] Harris, M., Bryce, D. J., Coffey, A. S., Smith, D. A., Birkemeyer, J., and Knopf, U. (2007). Advance measurement of gusts by laser anemometry. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 95(12):1637–1647.
- [Heimann, 2003] Heimann, D. (2003). Numerical simulations of wind and sound propagation through an idealised stand of trees. *Acta Acustica united with Acustica*, 89(5):779–788.
- [Heimann, 2007] Heimann, D. (2007). Three-dimensional linearised euler model simulations of sound propagation in idealised urban situations with wind effects. *Applied Acoustics*, 68(2):217–237.
- [Heimann and Blumrich, 2004] Heimann, D. and Blumrich, R. (2004). Time-domain simulations of sound propagation through screen-induced turbulence. *Applied Acoustics*, 65(6):561–582.

- [Heimann et al., 2011] Heimann, D., Käsler, Y., and Gross, G. (2011). The wake of a wind turbine and its influence on sound propagation. *Meteorologische Zeitschrift*, 20(4):449–460.
- [Henderson et al., 1993] Henderson, S., Suni, P., Hale, C., Hannon, S., Magee, J., Bruns, D., and Yuen, E. (1993). Coherent laser radar at 2 μm using solid-state lasers. *Geoscience and Remote Sensing, IEEE Transactions on*, 31(1):4–15.
- [Högström et al., 1988] Högström, U., Asimakopoulos, D., Kambezidis, H., Helmis, C., and Smedman, A. (1988). A field study of the wake behind a 2 MW wind turbine. *Atmospheric Environment (1967)*, 22(4):803–820.
- [Hinze, 1959] Hinze, J. O. (1959). *Turbulence*. McGraw-Hill.
- [IEA, 1999] IEA (1999). Recommended Practices for Wind Turbine Testing, Part 11. Wind Speed Measurement and Use of Cup Anemometry.
- [IEC, 2005a] IEC (2005a). IEC 61400-1 ed. 3 (2005) Wind turbines – Part 1: Design requirements.
- [IEC, 2005b] IEC (2005b). IEC 61400-12-1. Wind Turbine Generator Systems- Part 12: Wind Turbine Performance Testing.
- [Jimenez et al., 2007] Jimenez, A., Crespo, A., Migoya, E., and Garcia, J. (2007). Advances in large-eddy simulation of a wind turbine wake - art. no. 012041. *Journal of Physics Conference Series*, 75:012041.
- [Karlsson et al., 2000] Karlsson, C. J., Olsson, F. A. A., Letalick, D., and Harris, M. (2000). All-fiber multifunction continuous-wave coherent laser radar at 1.55 μm for range, speed, vibration, and wind measurements. *Applied Optics*, 39(21):3716–3726.
- [Katic et al., 1986] Katic, I., Højstrup, J., and Jensen, N. O. (1986). A simple model for cluster efficiency. In *EWEC*.

- [Kingston, 1978] Kingston, R. H. (1978). *Detection of Optical and Infrared Radiation*. Springer Verlag (Springer Series in Optical Sciences. Volume 10).
- [Klimedia, 2011] Klimedia (2011). <http://www.klimedia.ch/kap6/a5.html>, 21.05.2011.
- [Kopp et al., 2004] Kopp, F., Rahm, S., and Smalikho, I. (2004). Characterization of aircraft wake vortices by 2 μm pulsed doppler lidar. *Journal of Atmospheric and Oceanic Technology*, 21(2):194–206.
- [Kraus et al., 1985] Kraus, H., Malcher, J., and Schaller, E. (1985). A nocturnal low level jet during PUKK. *Boundary-Layer Meteorology*, 31(2):187–195.
- [Kundu and Cohen, 2004] Kundu, P. K. and Cohen, I. M. (2004). *Fluid Mechanics*. Elsevier Academic Press.
- [Lanchester, 1915] Lanchester, S. W. (1915). A contribution to the theory of propulsion and the screw propeller. *Trans. Inst. Naval Arch.*, LVII.
- [Lange et al., 2003] Lange, B., Waldl, H. P., Guerrero, A. G., Heinemann, D., and Barthelmie, R. J. (2003). Modelling of offshore wind turbine wakes with the wind farm program FLaP. *Wind Energy*, 6(1):87–104.
- [Larsen et al., 2008] Larsen, G. C., Madsen, H. A., Larsen, T. J., and Troldborg, N. (2008). Wake modeling and simulation. Technical Report Risø-R-1653(EN), Risø. ISBN 987-87-550-3693-2.
- [Lenschow and Stankov, 1986] Lenschow, D. H. and Stankov, B. B. (1986). Length scales in the convective boundary-layer. *Journal of the Atmospheric Sciences*, 43(12):1198–1209.
- [Leosphere, 2011] Leosphere (2011). <http://leosphere.com/8,windpower/36,technical-specs>, 16.06.2011.

- [Magnusson, 1999] Magnusson, M. (1999). Near-wake behaviour of wind turbines. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 80(1-2):147–167.
- [Magnusson and Smedman, 1999] Magnusson, M. and Smedman, A. S. (1999). Air flow behind wind turbines. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 80(1-2):169–189.
- [Malcher and Kraus, 1983] Malcher, J. and Kraus, H. (1983). Low-level jet phenomena described by an integrated dynamical PBL model. *Boundary-Layer Meteorology*, 27(4):327–343.
- [Mann et al., 2008] Mann, J., Cariou, J. P., Courtney, M. S., Parmentier, R., Mikkelsen, T., Wagner, R., Lindelow, P., Sjöholm, M., and Enevoldsen, K. (2008). Comparison of 3D turbulence measurements using three staring wind lidars and a sonic anemometer. *Meteorologische Zeitschrift*, 18, No. 2:135–140.
- [Manwell et al., 2009] Manwell, J. F., McGowan, J. G., and Rogers, A. L. (2009). *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. John Wiley & Sons Ltd.
- [Mathieu and Scott, 2000] Mathieu, J. and Scott, J. (2000). *An Introduction to Turbulent Flow*. Cambridge University Press.
- [Medici, 2004] Medici, D. (2004). Wind turbine wakes - control and vortex shedding. Technical report, KTH Mechanics Royal Institute of Technology S-100 44 Stockholm, Sweden.
- [Medici and Alfredsson, 2006] Medici, D. and Alfredsson, P. H. (2006). Measurements on a wind turbine wake: 3D effects and bluff body vortex shedding. *Wind Energy*, 9(3):219–236.

- [Medici and Alfredsson, 2008] Medici, D. and Alfredsson, P. H. (2008). Measurements behind model wind turbines: Further evidence of wake meandering. *Wind Energy*, 11(2):211–217.
- [Natural Power, 2011] Natural Power (2011). <http://www.naturalpower.com/offerings/product-innovations/zephir-lidar/zephir-300/specification>, 16.06.2011.
- [Pope, 2000] Pope, S. B. (2000). *Turbulent Flows*. Cambridge University Press.
- [Rahm, 1992] Rahm, S. (1992). *Verbesserung der Systemeigenschaften eines gepulsten Laser-Doppler-Anemometers unter Berücksichtigung eines optischen Verstärkers*. PhD thesis, Technische Universität München.
- [Rahm and Smalikho, 2008] Rahm, S. and Smalikho, I. (2008). Aircraft wake vortex measurement with airborne coherent doppler lidar. *Journal of Aircraft*, 45(4):1148–1155.
- [Rahm et al., 2007] Rahm, S., Smalikho, I., and Kopp, F. (2007). Characterization of aircraft wake vortices by airborne coherent doppler lidar. *Journal of Aircraft*, 44(3):799–805.
- [RAVE, 2011] RAVE (2011). www.rave-offshore.de, 16.06.2011.
- [Rettenmeier et al., 2010] Rettenmeier, A., Hofsäb, M., Wächter, M., Kühn, M., Peinke, J., Neumann, T., Mellinghoff, H., Käsler, Y., Rahm, S., Siegmeier, B., Reeder, L., and Rauch, J. (2010). Final results of the joint project "development of lidar wind sensing for the german offshore test site". In *DEWEK*.
- [Rettenmeier et al., 2008a] Rettenmeier, A., Kühn, M., Wachter, M., Rahm, S., Mellinghoff, H., Siegmeier, B., and Reeder, L. (2008a). Development of LiDAR measurements for the German offshore test site.

- [Rettenmeier et al., 2008b] Rettenmeier, A., Kuhn, M., Wachter, M., Rahm, S., Mellinghoff, H., Siegmeier, B., and Reeder, L. (2008b). Development of lidar measurements for the german offshore test site. *14th International Symposium for the Advancement of Boundary Layer Remote Sensing*, 1:U497–U502.
- [Rettenmeier et al., 2008c] Rettenmeier, A., Schlipf, D., Wächter, M., Käsler, Y., Mellinghoff, H., Siegmeier, B., Reeder, L., and Kühn, M. (2008c). Lidar Technology for the German Offshore Test Site Alpha Ventus - Joint Project in Measurement Development. In *DEWEK*.
- [Roedel, 2000] Roedel, W. (2000). *Physik unserer Umwelt*. Springer-Verlag.
- [Rotta, 1972] Rotta, J. C. (1972). *Turbulente Strömungen*. Teubner Verlag.
- [Savino and Nyland, 1985] Savino, J. M. and Nyland, T. W. (1985). Wind turbine flow visualization studies. In *Windpower '85 Conference, Washington, DC: American Wind Energy Association*, pages 559–64.
- [Schreck, 2002] Schreck, S. (2002). The nrel full-scale wind tunnel experiment introduction to the special issue. *Wind Energy*, 5:77–84.
- [Schumann et al., 2011] Schumann, U., Weinzierl, B., Reitebuch, O., Schlager, H., Minikin, A., Forster, C., Baumann, R., Sailer, T., Graf, K., Mannstein, H., Voigt, C., Rahm, S., Simmet, R., Scheibe, M., Lichtenstern, M., Stock, P., Rüba, H., Schäuble, D., Tafferner, A., Rautenhaus, M., Gerz, T., Ziereis, H., Krautstrunk, M., Mallaun, C., Gayet, J.-F., Lieke, K., Kandler, K., Ebert, M., Weinbruch, S., Stohl, A., Gasteiger, J., Olafsson, H., and Sturm, K. (2011). Airborne observations of the Eyjafjalla volcano ash cloud over Europe during air space closure in April and May 2010. *Atmospheric Chemistry and Physics*, 11:2245–2279.

- [Sladkovic and Kanter, 1977] Sladkovic, R. and Kanter, H. J. (1977). Low-level jet in bavarian pre-alpine region. *Archiv für Meteorologie Geophysik unnd Bioklimatologie Serie A-Meteorologie und Geophysik*, 25(4):343–355.
- [Smalikho et al., 2005] Smalikho, I., Kopp, F., and Rahm, S. (2005). Measurement of atmospheric turbulence by 2 μm Doppler lidar. *Journal of Atmospheric and Oceanic Technology*, 22(11):1733–1747.
- [Smith et al., 2006] Smith, D. A., Harris, M., Coffey, A. S., Mikkelsen, T., Jorgensen, H. E., Mann, J., and Danielian, G. (2006). Wind lidar evaluation at the Danish wind test site in Hovsore. *Wind Energy*, 9(1-2):87–93.
- [Snel et al., 2007] Snel, H., Schepers, J. G., and Montgomerie, B. (2007). The mexico project (model experiments in controlled conditions): The database and first results of data processing and interpretation - art. no. 012014.
- [Splett, 2009] Splett, M. (2009). *Einspeiseverhalten von Offshore-Windparks, Ein Modell zur Analyse der fluktuierenden Einspeisung von geographisch verteilten Offshore-Windparks*. PhD thesis, Universität Paderborn.
- [Steinfeld et al., 2010] Steinfeld, G., Tambke, J., Peinke, J., and Heinemann, D. (2010). Application of a large-eddy simulation model to the analysis of flow conditions in offshore wind farms (D). In *DEWEK*.
- [Stull, 1988] Stull, R. B. (1988). *An Introduction to Boundary Layer Meteorology*. Kluwer Academic Publishers.
- [Talmon, 1985] Talmon, A. M. (1985). The wake of a horizontal axis wind turbine model; measurements in uniform approach flow and in a simulated atmospheric boundary layer. Report MT-TNO 85-010121, TNO Apledoorn, The Netherlands.
- [Tennekes and Lumley, 1973] Tennekes, H. and Lumley, J. L. (1973). *A First Course in Turbulence*. MIT Press.

- [Thomsen and Madsen, 2005] Thomsen, K. and Madsen, H. A. (2005). A new simulation method for turbines in wake - applied to extreme response during operation. *Wind Energy*, 8(1):35–47.
- [Trujillo et al., 2011] Trujillo, J. J., Bingol, F., Larsen, G. C., Mann, J., and Kühn, M. (2011). Light detection and ranging measurements of wake dynamics. part ii: two-dimensional scanning. *Wind Energy*, 14(1):61–75.
- [Trujillo et al., 2010] Trujillo, J. J., Bischoff, O., Hofsäß, M., Rettenmeier, A., Schlipf, D., and Kühn, M. (2010). Validation of a dynamic meandering model with near wake lidar measurements. In *DEWEK*.
- [UnendlichVielEnergie, 2011] UnendlichVielEnergie (2011). www.unendlich-viel-energie.de, 21.05.2011.
- [Vermeer et al., 2003] Vermeer, L. J., Sorensen, J. N., and Crespo, A. (2003). Wind turbine wake aerodynamics. *Progress in Aerospace Sciences*, 39(6-7):467–510.
- [Vermeer, 1989] Vermeer, N. J. (1989). Velocity measurements in the near wake of a model rotor. In *European Wind Energy Conference 1989, Glasgow, UK*, pages 532–5.
- [Wagner, 2009] Wagner, A. (2009). Offshore wind energy –developments and future prospect –new opportunities for the maritime industry. In *Conference & Workshop Maritime Clusters in Landlocked Countries*.
- [Weitkamp, 2005] Weitkamp, C., editor (2005). *Lidar: Range-Resolved Optical Remote Sensing of the Atmosphere*. Springer Verlag (Springer Series in Optical Sciences. Volume 102).
- [Wendemuth, 2005] Wendemuth, A. (2005). *Grundlagen der digitalen Signalverarbeitung*. Springer Verlag.

- [Wu and Porté-Agel, 2011] Wu, Y.-T. and Porté-Agel, F. (2011). Large-eddy simulation of wind-turbine wakes: Evaluation of turbine parametrisations. *Boundary-Layer Meteorology*, 138:345–366.
- [Wussow et al., 2007] Wussow, S., Sitzki, L., and Hahm, T. (2007). 3D-simulation of the turbulent wake behind a wind turbine - art. no. 012033. *Journal of Physics Conference Series*, 75:012033.
- [Wyngaard, 1991] Wyngaard, J. C. (1991). *On the maintenance and measurement of scalar fluxes. In Land Surface Evaporation.* Springer Verlag.

Danksagung

Die vorliegende Arbeit wurde im Rahmen der Forschungsinitiative RAVE (Research at alpha ventus) innerhalb des Projekts RAVE-Lidar „Entwicklung von LIDAR-Technologie als neuer Qualitätsmaßstab für zeitlich und räumlich hoch aufgelöste Windgeschwindigkeits- und Windfeldmessungen im Offshore-Testfeld“ des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit durchgeführt (BMU, Förderungskennzeichen 0327642A).

An dieser Stelle möchte ich mich bei Prof. Dr. Martin Kühn für die Übernahme der Betreuung der Arbeit und der Erstellung des Erstgutachtens bedanken. Außerdem gilt mein Dank Prof. Dr. Ulrich Schumann für die Begutachtung der Dissertation und die Möglichkeit, diese am Institut für Physik der Atmosphäre des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt in Oberpfaffenhofen durchzuführen.

Es gibt eine Vielzahl von Kollegen bei denen ich mich für ihre Hilfestellungen und ihre Zusammenarbeit, die zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben, bedanken möchte:

- Rudi Simmet und Dr. Stephan Rahm für die Unterstützung bei den Messungen in Bremerhaven und bei Fragen zum kohärenten Windlidar.
- Dr. Dieter Heimann für das große Interesse an meiner Arbeit, die Durchführung von Nachlaufsimulationen und die Vermittlung des Kontakts zu Prof. Dr. Günter Groß (Uni Hannover), dem ich auch für seine Simulationen danken möchte.
- Dr. Christoph Kiemle für die Hilfestellungen bei den Turbulenzanalysen.
- Der gesamten Lidargruppe am DLR in Oberpfaffenhofen für Hilfestellungen und die angenehme Arbeitsatmosphäre, insbesondere Dr. Gerhard Ehret, der mir die Arbeit hier ermöglicht hat und Steffi Zähle, die stets für einen reibungslosen verwaltungstechnischen Ablauf gesorgt hat.
- Juan José Trujillo für die Zusammenarbeit im Projekt und viele Diskussionen und Hilfestellungen im Bereich Nachläufe von Windenergieanlagen, sowie Dr. Gerald Steinfeld und den Kollegen der Arbeitsgruppe Windenergiesysteme in Oldenburg.
- Dem gesamten Lidar-Team des Stiftungslehrstuhls Windenergie in Stuttgart für die Koordination des Projekts, die Zusammenarbeit und vor allem für die Bereitstellung der Daten von Messmast und Windenergieanlage, sowie Björn Siegmeier und seinem Team von der AREVA Wind GmbH für reibungslose Abläufe und Hilfestellungen bei der Messkampagne in Bremerhaven.
- Dr. Ingo Hennemann für hilfreiche Diskussionen, Andreas Schäfler und Dr. Klaus Dengler für die Bereitschaft zur Wettervorhersage für die Messkampagne in Bremerhaven.

Lebenslauf

Persönliche Daten

Yvonne Käsler

Geboren am 09. November 1982 in Kronach

Staatsangehörigkeit: deutsch

Ausbildung

- 09/1993–06/2002 Besuch des Kaspar-Zeuß-Gymnasiums in Kronach
Abschluss: Allgemeine Hochschulreife
- 10/2002–03/2008 Physikstudium an der Julius-Maximilians-Universität
Würzburg
Abschluss: Diplom
Thema der Diplomarbeit: Die elektronische Struktur ultra-
dünner Bleifilme
- 08/2005–05/2006 Studienaufenthalt an der University of New Mexico
in Albuquerque, USA
- 07/2008–08/2011 Doktorandin am Institut für Physik der Atmosphäre des
Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt, DLR, betreut
durch Prof. Dr. Martin Kühn, Universität Oldenburg
(bis März 2010 Universität Stuttgart)

Lehrtätigkeit

- 08/2005–05/2006 Teaching Assistant an der University of New Mexico
- 10/2009–06/2011 Lehrbeauftragte an der Hochschule München
für das Fach Sensorik

Erklärung

Ich habe die Arbeit selbstständig verfasst und keine anderen als die angegebenen Hilfsmittel verwendet.

Yvonne Käsler
München, im Mai 2011

Teile dieser Arbeit sind enthalten in:

Bischoff, O., Hofsäß, M., Rettenmeier, A., Schlipf, D., Trujillo, J. J., Käsler, Y., Reuter, R., Wächter, M., Wille, O., Bégué, A., Candadillas, B., Neumann, T., Rauch, J.: Schlussbericht - Entwicklung von LIDAR-Windmessung für das Offshore-Testfeld. RAVE-Lidar Schlussbericht 2011.

Heimann, D., Käsler, Y., Groß, G.: The wake of a wind turbine and its influence on sound propagation. Meteorologische Zeitschrift, 20(4): 449-460, 2011.

Käsler, Y., Rahm, S., Kiemle, C., Rettenmeier, A.: Long-range wind lidar measurements of a multi-MW wind turbine. ISARS 2010, 28.-30. Juni 2010, Paris, Frankreich.

Käsler, Y., Rahm, S., Simmet, R., Kühn, M.: Wake measurements of a multi-MW wind turbine with coherent long-range pulsed Doppler wind lidar. Journal of Atmospheric and Oceanic Technology, 27: 1529-1532, 2010.

Rettenmeier, A., Hofsäß, M., Wächter, M., Kühn, M., Peinke, J., Neumann, T., Mellinshoff, H., Käsler, Y., Rahm, S., Siegmeier, B., Rauch, J.: Final results of the joint project „Development of LIDAR wind sensing for the German offshore test site“. DEWEK 2010, 17.-18. November 2010, Bremen.

Käsler, Y., Rahm, S., Simmet, R., Trujillo, J. J.: Wake measurements of a multi-MW wind turbine with long range lidar. Euromech Colloquium 508 on wind turbine wakes, 20.-22. Oktober 2009, Madrid.

Rettenmeier, A., Schlipf, D., Wächter, M., Käsler, Y., Mellinshoff, H., Siegmeier, B., Reeder, L., Kühn, M.: Lidar technology for the German offshore test site „alpha ventus“ - Joint project in measurement development. Deutsche Windenergie Konferenz (DEWEK) 2008, 26.-27. November 2008, Bremen.