

Müller-BBM GmbH
Niederlassung Gelsenkirchen
Am Bugapark 1
45899 Gelsenkirchen

Telefon +49(209)98308 0
Telefax +49(209)98308 11

Dipl.-Ing. Michael Köhl
Telefon +49(209)98308 21
Michael.Koehl@mbbm.com

29. Juli 2013
M91181/04 KHL/RSB

Schallemissionsmessungen gemäß DIN EN 61400-11 und den Technischen Richtlinien für Windenergieanlagen (FGW- Richtlinien)

**an einer Anlage vom Typ Fuhrländer
MD 77 mit einer Nennleistung von
1500 kW am Standort Illerich**

Prüfbericht Nr. M91181/04

Auftraggeber:	Theolia Naturenergien GmbH Ulmer Str. 4 70771 Leinfelden-Echterdingen
Bearbeitet von:	Dipl.-Ing. (FH) Michael Köhl Dipl.-Ing. (FH) Marcus Paewinsky
Berichtsdatum:	29. Juli 2013
Prüfdatum:	25. November 2012
Berichtsumfang:	Insgesamt 48 Seiten, davon 20 Seiten Textteil 4 Seiten Anhang A 9 Seiten Anhang B 10 Seiten Anhang C und 5 Seiten Anhang D

Zertifiziertes Qualitätsmanagementsystem nach ISO 9001
Akkreditiertes Prüflaboratorium nach ISO/IEC 17025

Müller-BBM GmbH
Niederlassung Gelsenkirchen
HRB München 86143
UST-IdNr. DE812167190

Geschäftsführer: Horst Christian Gass,
Dr. Carl-Christian Hantschk, Stefan Schierer
Dr. Edwin Schorer, Norbert Suritsch

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	4
1 Situation und Aufgabenstellung	5
2 Zitierte Unterlagen	8
3 Beschreibung der Windenergieanlage	9
3.1 Anlagenstandort	9
3.2 Anlagenbeschreibung	9
4 Durchführung der Messungen	10
4.1 Zeitpunkt der Messungen	10
4.2 Prüfpersonal	10
4.3 Beschreibung des Messaufbaues	10
4.4 Verwendete Messgeräte	11
4.5 Erfasste Messgrößen	12
4.6 Ablauf der Messungen	12
5 Auswertung und Ergebnisse zur Schallemission der WEA	13
5.1 Messung der Windgeschwindigkeit	14
5.1.1 Ermittlung der standardisierten Windgeschwindigkeit aus der gemessenen elektrischen Leistung	14
5.1.2 Ermittlung der standardisierten Windgeschwindigkeit aus den Messungen mit dem Anemometer	16
5.2 Äquivalente Dauerschalldruckpegel bei Betrieb der WEA	16
5.3 Äquivalente Dauerschalldruckpegel bei Stillstand der WEA	17
5.4 Fremdgeräuschkorrigierte äquivalente Dauerschalldruckpegel	17
5.5 Schallleistungspegel der WEA als Funktion der standardisierten Windgeschwindigkeit	17
5.6 Schallleistungspegel der WEA	19
5.7 Ton- und Impulshaltigkeit der WEA-Geräusche	19
5.7.1 Tonhaltigkeit	19
5.7.2 Impulshaltigkeit	19

6	Messunsicherheit	20
6.1	Standorteinflüsse	20
6.2	Messunsicherheit Typ A und B	20
6.3	Gesamtunsicherheit	20
7	Hinweis zur Rechengenauigkeit und zur Rundung	20

Anhänge

A	Lageplan und Fotodokumentation
B	Messergebnisse
C	Ergebnisse der Auswertung
D	Berechnete Leistungskurve, Herstellerbescheinigung

Zusammenfassung

Am Standort Illerich werden von der Windfarm Illerich GmbH & Co. KG zwei Windenergieanlagen (WEA) des Herstellers Fuhrlander vom Typ MD 77 (Anlagennummer: FL 694 und 695) betrieben.

In der Nebenbestimmung Punkt 5 des Genehmigungsbescheides [11] wird gefordert, dass die Einhaltung des im Bescheid unter Punkt 1 festgelegten Schallleistungspegels in Höhe von 105 dB(A) für den Tagbetrieb und Nachtbetrieb auf Basis von Messungen unter Berücksichtigung eines Sicherheitszuschlages nachgewiesen werden soll.

Für die Firma Theolia Naturenergien GmbH wurden zur Überprüfung der o. g. Anforderung am 25.11.2012 Schallemissionsmessungen durchgeführt. Die Auswertung der Messdaten der untersuchten Leistungskennlinie ergaben einen maximalen Schallleistungspegel für die von den WEA abgestrahlten Geräusche in Höhe von 104,4 dB(A) im Nennleistungsbetrieb und einen Schallleistungspegel bei Erreichen von 95 % der Nennleistung in Höhe von 103,8 dB(A). Ferner sind die folgenden Ergebnisse festzuhalten:

- Zuschläge für Ton- bzw. Impulshaltigkeit K_{TN} und K_{IN} sind in keiner Windklasse zu berücksichtigen.
- Die maximale Gesamtmessunsicherheit nach der DIN EN 61400-11 beträgt $U_C = 0,7$ dB.

An der WEA vom Typ MD 77 konnte somit eine erhöhte Schallemission im Vergleich zu den Prognoseansätzen festgestellt werden. Insgesamt ergibt sich eine Überschreitung des zulässigen Schallleistungspegels bei Erreichen von 95 % der Nennleistung unter Berücksichtigung von Sicherheitszuschlägen von gerundet 1 dB.

Die Veröffentlichung von Auszügen bedarf der schriftlichen Genehmigung durch Müller-BBM.

Für den technischen Inhalt verantwortlich:



Dipl.-Ing. (FH) Michael Köhl

Telefon 0209 / 983 08 – 21



Durch die DAKKS Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH nach DIN EN ISO/IEC 17025 akkreditiertes Prüflaboratorium. Die Akkreditierung gilt für die in der Urkunde aufgeführten Prüfverfahren.



1 Situation und Aufgabenstellung

Am Standort 56814 Illerich werden von der Windfarm Illerich GmbH & Co. KG zwei Windenergieanlagen (WEA) vom Typ Fuhrländer MD 77 (Nennleistung: jeweils 1500 kW) betrieben. Die Anlagen- und Standortdaten dieser WEA sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 1. Anlagendaten.

WEA Nr.	Typ	Nabenhöhe [m]	Rotordurchmesser [m]	Betreiber	Gauß-Krüger-Koordinaten aus [10]	
					Rechtswert	Hochwert
170	MD77	111,5	77		2.582.811	5.564.762
171	MD77	111,5	77	Windfarm Illerich GmbH & Co. KG	2.583.233	5.564.789

In den immissions- und arbeitsschutzrechtlichen Nebenbestimmungen der Kreisverwaltung Cochem-Zell heißt es im Genehmigungsbescheid mit Aktenzeichen BIM-K 0774/2003 [11] vom 26.02.2008 für die zwei MD77:

„...“

Lärm:

1. Der Schallleistungspegel jeder einzelnen beantragten Windkraftanlage, Typ Repower MD 77, darf unter Berücksichtigung des Sicherheitszuschlags 105 dB(A) nicht überschreiten.
2. Die beantragten Windkraftanlagen, Typ Repower MD 77, dürfen keine Ton- und Impulshaltigkeit aufweisen.
3. Für die nachstehend genannten maßgeblichen Immissionsorte darf der von den beantragten Windkraftanlagen erzeugte Immissionsanteil (unter Berücksichtigung des Sicherheitszuschlages) an Geräuschen die nachfolgenden Richtwerte zur Nachtzeit zwischen 22:00 und 06:00 Uhr nicht überschreiten.

Illerich Waldhof (IP A) nachts: 41 dB(A)

Illerich Rosenhof (IP B) nachts: 39 dB(A)

Mess- und Beurteilungsgrundlage ist die Sechste allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm – TA Lärm 98).

4. Für die nachstehend genannten maßgeblichen Immissionsorte dürfen unter Berücksichtigung der Gesamtbelastung folgende Immissionsrichtwerte für Geräusche zur Nachtzeit zwischen 22:00 und 06:00 Uhr nicht überschritten werden:

Illerich	Waldhof	(IP A)	nachts: 45 dB(A)
Hambuch	Suhrhof	(IP E)	nachts: 45 dB(A)

Mess- und Beurteilungsgrundlage ist die Sechste allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm – TA Lärm 98).

5. Durch eine nach § 26 BImSchG benannte Stelle ist nach Inbetriebnahme der Windkraftanlagen:
 - der Schallleistungspegel der Einzelanlagen gemäß FGW-Richtlinie
 - der Immissionsrichtwert am Immissionsort „Suhrhof“ in Hambuch (IP E) entsprechend der Technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm (TA Lärm 98)

ermitteln zu lassen.

Die Messung muss während ungünstigsten Bedingungen durchgeführt werden (Mit-Wind-Situation, Windgeschwindigkeiten von ca. 10 m/s in 10 m Höhe bzw. 95 % der Nennleistung). Spätestens 14 Tage nach Inbetriebnahme der Windkraftanlagen ist der Struktur- und Genehmigungsdirektion Nord, Regionalstelle Gewerbeaufsicht Koblenz, eine Kopie der Auftragsbestätigung des Messinstituts zu übersenden. Der Messbericht ist der v. g. Stelle unverzüglich zweifach vorzulegen.

6. Wird anhand der vorgenannten Messung nach Ziffer 5 eine Lärmrichtwertüberschreitung nach der TA Lärm 98 am Immissionsort „Suhrhof“ in Hambuch gemäß Ziffer 4 ermittelt, so sind an den Windkraftanlagen für die Nachtzeit (22:00 – 06:00 Uhr) schallreduzierende Maßnahmen durchzuführen. Diese sind mit der Struktur- und Genehmigungsdirektion Nord, Regionalstelle Gewerbeaufsicht Koblenz, abzustimmen. Ist eine schallreduzierte Betriebsweise nicht möglich, so sind die Windkraftanlagen zur Nachtzeit abzuschalten.
 ...“

Auf Grundlage der oben zitierten Festlegungen soll von Müller-BBM in Auftrag der Theolia Naturenergien GmbH die Nachweismessung am Standort Illerich I unter vorheriger Abstimmung mit der zuständigen Überwachungsbehörde durchgeführt werden.

In einem Telefonat zwischen Herrn Köhl (Müller-BBM) und Herrn Schäfer (Regionalstelle Gewerbeaufsicht Koblenz) wurde am 25.01.2011 über eine Abnahmemessung zur Überprüfung der oben zitierten Nebenbestimmungen gesprochen. In diesem Gespräch wurde mit der zuständigen Überwachungsbehörde vereinbart, dass zur Feststellung der Messmethodik eine Ortsbesichtigung am Standort Illerich hilfreich sein könnte.

Am 27.01.2011 wurde der Standort Illerich von Müller-BBM besichtigt. Aufgrund der ersten Einschätzungen vor Ort hatte Müller-BBM vorgeschlagen, die Einhaltung der o. g. Immissionsrichtwerte auf Basis von Schallimmissionsmessungen zu überprüfen.

Zur Bewertung der Messmöglichkeiten in Illerich hat Herr Henn von der zuständigen Überwachungsbehörde (Regionalstelle Gewerbeaufsicht Koblenz) ebenfalls eine Ortsbesichtigung am 17.02.2011 durchgeführt. Als Ergebnis hat Herr Henn festgestellt und festgelegt, dass an der WEA mit der Nr. 170 (vgl. Tabelle 1) eine Schallemissionsmessung und eine Schallimmissionsmessung an einem Ersatzmessort durchgeführt werden soll.

Mit Herrn Henn (Regionalstelle Gewerbeaufsicht Koblenz) wurde daraufhin die o. g. Vorgehensweise zur Überprüfung der Nebenbestimmungen aus [11], d. h. die Durchführung einer Schallemissions- und Schallimmissionsmessung vereinbart (vgl. Messkonzept in der Notiz [13]). Die in [13] dargestellte Schallimmissionsmessung wurde zusammen mit der Abnahmemessung an den WEA mit den Nummern Nr. 185 und 186 (Enercon E-82) durchgeführt. Die Durchführung und Ergebnisse dieser Schallimmissionsmessung werden in einem separaten Bericht dargestellt.

2 Zitierte Unterlagen

- [1] Sechste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm - TA Lärm) vom 26. August 1998, GMBI 1998, Nr. 26, S. 503.
- [2] DIN EN 61400-11: Windenergieanlagen. Teil 11: Schallmessverfahren. März 2007
- [3] DIN 45681: Bestimmung der Tonhaltigkeit von Geräuschen und Ermittlung eines Tonzuschlages für die Beurteilung von Geräuschemissionen. März 2005
- [4] DIN 45645-1: Ermittlung von Beurteilungspegeln aus Messungen. Teil 1: Geräuschemissionen in der Nachbarschaft. Juli 1996
- [5] DIN EN 61672-1 (IEC 61672-1:2002): Elektroakustik – Schallpegelmesser Teil 1: Anforderungen. Oktober 2003
- [6] DIN EN 60942 (IEC 60942:2003): Elektroakustik – Schallkalibratoren. Mai 2004
- [7] DIN 1333: Zahlenangaben. 1992-02
- [8] DIN ISO 9613-2: Akustik - Dämpfung des Schalls bei der Ausbreitung im Freien. Teil 2: Allgemeines Berechnungsverfahren. Entwurf September 1997
- [9] Fördergesellschaft Windenergie e.V.:
Technische Richtlinien für Windenergieanlagen (FGW-Richtlinie) , Teil 1:
Bestimmung der Schallemissionswerte, Revision 18, Stand 01.02.2008
- [10] ENP Erneuerbare Energien Projektentwicklungsgesellschaft mbH:
Schallimmissionsprognose für den Standort Illerich I vom 01.07.2004.
- [11] Kreisverwaltung Cochem-Zell:
Genehmigungsbescheid (Az.: BIM-K 0774/2003) zur Errichtung und Betrieb von
zwei Windkraftanlagen des Typs Repower MD 77, Nabenhöhe 112 m, Rotor-
durchmesser 77 m, in der Gemarkung Illerich, Flur 15, Flurstücke 3, 4, 23, 24,
25, 26 vom 26.02.2008.
- [12] Theolia Naturenergien GmbH:
Herstellerbescheinigung, Lageplan und Leistungskennlinie für den 1500 kW-Be-
trieb, per E-Mail erhalten im November 2011.
- [13] Müller-BBM GmbH: Messkonzept für eine schalltechnische Nachvermessung
am Standort 56814 Illerich (Projekt: Illerich I). Notiz M91 181/1 vom 01.03.2011

3 Beschreibung der Windenergieanlage

3.1 Anlagenstandort

Das Gelände in der näheren Umgebung der WEA ist hügelig und landwirtschaftlich geprägt (vgl. Abbildungen A 2 bis A 3 im Anhang A).

3.2 Anlagenbeschreibung

Bei der WEA handelt es sich um eine Anlage mit einem Getriebe, die mit variabler Drehzahl und Einzelblattverstellung betrieben wird. Die Herstellerbescheinigung ist in Abbildung D 3 und Abbildung D 4 im Anhang D abgebildet. Für die WEA gelten die folgenden Angaben:

Hersteller:	Fuhrländer AG, Graf-Zeppelin-Straße 11, D-56479 Liebenscheid
Typ:	Fuhrländer FL, MD77
Seriennummer:	694
Daten der WEA:	1500 kW Nennleistung, Horizontalachs-Anlage H = 111,5 m, Höhe des Rotormittelpunktes über Grund 3,5 m/s Einschaltwindgeschwindigkeit 11,1 m/s Nennwindgeschwindigkeit Pitch Leistungsregelung, elektrischer Antrieb Turmausführung: Gittermast; Turmmaterial: Stahl
Rotor:	D = 77 m Rotordurchmesser Luvläufer mit aktiver Blattverstellung, im Teillastbereich variable Drehzahl von 9,6 – 17,3 1/min 3,14 m Abstand zwischen Rotorflanschmittelpunkt und Turmmittellinie
Generator:	DASAA 5023-4 UH (Hersteller: VEM / o. ä.)
Getriebe:	G45260X/A CPNHZ-197 (Hersteller: Eickhoff o. ä.)

4 Durchführung der Messungen

4.1 Zeitpunkt der Messungen

Die Messungen wurden am 25.11.2012 in der Zeit von ca. 10:00 Uhr bis 14:00 Uhr durchgeführt.

4.2 Prüfpersonal

Die Messungen wurden von Dipl.-Ing. (FH) Michael Köhl und Dipl.-Ing. (FH) Marcus Paewinsky durchgeführt.

4.3 Beschreibung des Messaufbaues

Für die Schallemissionsmessungen wurde das Mikrofon gemäß DIN EN 61400-11 [2] auf einer ebenen schallharten Platte aus Aluminium angebracht. Die Abmessungen der Platte sind

Durchmesser	1,1 m,
Dicke	3,0 mm.

Nach [1] muss der Referenzmesspunkt in Lee der WEA liegen, und zwar innerhalb eines Winkelbereichs von $\pm 15^\circ$ bezogen auf die Windrichtung während der Messung.

Die Windrichtung wurde vor jeder Messung kontrolliert und die Mikrofonposition gegebenenfalls entlang des vorbereiteten Abstandsradius neu positioniert.

Das Messmikrofon wurde mit zwei Windschirmen gegen windinduzierte Geräusche geschützt. Als erster Windschirm wurde eine Hälfte des Original B&K-Windschirms mit 90 mm Durchmesser verwendet. Als zweiter Windschirm kam ein von Müller-BBM entwickelter Messaufbau (vgl. Abbildung A 3 im Anhang A) zur Anwendung, dessen Frequenzgang im Müller-BBM Hallraum geprüft wurde. Als Ergebnis dieser Prüfung ist für den ausgewerteten Frequenzbereich eine Frequenzgang-Korrektur erforderlich, die bei den weiteren Auswertungen berücksichtigt wurde.

Der Referenzmesspunkt muss nach [2] den Abstand $R_O = H + D/2$ zu der WEA-Turmmittellinie (zulässige Toleranz $\pm 20\%$) aufweisen.

Mit der Nabenhöhe $H = 111,5$ m und dem Rotordurchmesser $D = 77,0$ m folgt $R_O = 150,0$ m. Unter Berücksichtigung der Toleranz muss der Referenzmesspunkt damit in einem Abstand von $R_O = 120,0$ m bis $R_O = 180,0$ m angeordnet werden. Mit einem gewählten Referenzabstand von $R_O = 120,0$ m wurde die Anforderung aus [2] erfüllt.

Mit dem Abstand zwischen Turmmittellinie und Rotormittelpunkt von $R_T - R_f = 3,14$ m und dem vertikalen Höhenunterschied von 0 m zwischen Referenzmesspunkt R_O und der Turmmittellinie ergibt sich bei einem Abstand zwischen Grenzflächenmikrofon und Turmmittellinie von $R_0 = 120,0$ m ein Einfallswinkel von $\phi = 41,0$.

Gemäß [2] bzw. [9] ist ein Anemometer in Gegenwindrichtung vor der WEA in einer Höhe zwischen 10 m und Nabenhöhe zu installieren. Der Abstand zur Rotorebene sollte dabei zwischen $2 \cdot D$ und $4 \cdot D$ liegen. Bei Anlagen mit großen Nabenhöhen kann nach [9] hiervon abgewichen werden.

Der Messmast wurde in einem Abstand von ca. 180 m westsüdwestlich von der WEA aufgestellt; die Mastanemometerhöhe betrug 12,5 m über Grund.

4.4 Verwendete Messgeräte

Die während der Messungen vor Ort bzw. zur Auswertung im Labor eingesetzten Messgeräte sind in Tabelle 2 zusammengestellt.

Tabelle 2. Verwendete Messgeräte und Aufzeichnungsgeräte.

Bezeichnung	Hersteller	Typ	Seriennummer
Präzisionsschallpegelanalysatoren	Brüel&Kjaer	2260	2131750 *
Mikrofone	Brüel&Kjaer	4189	2097077 *
akustischer Kalibrator	Brüel&Kjaer	4231	1821239 *
Windschirm, primär	Brüel & Kjaer	UA0237	-
Windschirm, sekundär	Müller-BBM	-	-
Meteorologische Mess-Station: Windgeschwindigkeitsanzeiger Windrichtungsanzeiger	Lambrecht Lambrecht	00.14522.100060	710581.0042 710581.0041
Wetterstation	Conrad	BAR 899 HG	1006147
Barometer	Brüel & Kjaer	UZ003	-
Notebooks	Dell	Latitude E6400	-
Mobiles Messsystem	Müller-BBM Vibro-Akustik Systeme GmbH	PAK-Mobil MKII	-
Mess- und Auswertesoftware	Müller-BBM Vibro-Akustik Systeme GmbH	PAK	Version 5.6
Auswertesoftware	Müller-BBM	WEA_DaV	Version 1.2f
Laser Entfernungsmesser	Leica	LRF 1200 scan	1136324
Messdatenerfassungssystem Steckkarte	Fuhrlander	WP3035	-

Die eingesetzten Schallpegelanalysatoren erfüllen die Anforderungen der Klasse 1 nach DIN EN 61672-1 [5] und die verwendeten Kalibratoren die Anforderungen der Klasse 1 nach DIN EN 60942 [6]. Die in der Tabelle mit einem „*“ gekennzeichneten Geräte waren zur Zeit der Messungen amtlich geeicht. Die Kalibrierungen der Schallpegelanalysatoren wurde vor und nach den Messungen mit Hilfe der Kalibratoren überprüft, Abweichungen wurden nicht festgestellt.

Im Rahmen des hauseigenen Qualitätssicherungssystems werden die Geräte zusätzlich in regelmäßigen Abständen überwacht und kontrolliert.

4.5 Erfasste Messgrößen

Während der Messungen wurden folgende Messgrößen erfasst und von dem PAK-Mehrkanalmesssystem in digitaler Form als Funktion der Zeit gespeichert:

- Schalldruckpegel am Referenzmesspunkt (parallele Erfassung und Speicherung durch einen geeichten Schallanalysator)
- Eigenes Anemometer: Windgeschwindigkeit und -richtung

Die folgenden Betriebsdaten der WEA wurden über einen jeweiligen Analogausgang als umgewandeltes Spannungssignal im Bereich von 0 V bis 2 V aufgezeichnet:

- Windgeschwindigkeit des Gondelanemometers
- Erzeugte elektrische Leistung P_m und die Generatordrehzahl bzw. die dazugehörige Rotordrehzahl

Ergänzend wurden der Luftdruck p und die Lufttemperatur T_K zu Beginn jeder Messreihe von einer Wetterstation abgelesen und dokumentiert.

4.6 Ablauf der Messungen

Die folgenden Messzeiten wurden bei Betrieb und bei Stillstand der WEA realisiert:

- WEA-Betrieb im 1500-kW-Betrieb, d. h. Anlagen- und Fremdgeräusche:
60 Minuten
- WEA-Stillstand, d. h. Fremdgeräusch:
48 Minuten

Die folgende Tabelle 3 gibt einen Überblick über den zeitlichen Ablauf der Messungen an der WEA und über die Witterungsbedingungen während der Messungen.

Die angegebenen Mittelwerte der Windgeschwindigkeit und Windrichtung wurden aus den Messdaten der Sensoren auf dem eigenen Windmast ermittelt.

Tabelle 3. Zusammenfassung der Messungen, die zur Auswertung herangezogen wurden, mit den zugehörigen Wetterbedingungen.

Mess.-Nr.	Betriebsweise WEA	Uhrzeit	Wetterstation		Anemometer in 12,5 m Höhe					
			Temp. in °C	Luftdruck in hPa	Windrichtung in °			Windgeschw. in m/s		
					Min	Max	Mittel	Min	Max	Mittel
M_01	1500 kW	11:31-12:01	10	963	190	180	237	3	14	8
M_02	1500 kW	12:02-12:32	10	961	174	279	232	4	14	8
M_03	Stillstand	12:35-13:05	10	962	180	289	239	3	12	7
M_04	Stillstand	13:26-13:44	10	962	203	324	245	4	14	8

Die o. g. Messungen sind in den Abbildung B 1 bis Abbildung B 8 im Anhang B ausführlich dokumentiert. Die von der Auswertung während der Messung ausgeschlossenen Zeitbereiche (Störgeräusche, z. B. Windböen) sind grau hinterlegt. Ggf. wurden bei der Auswertung im Labor weitere Störgeräusche ausgeschnitten.

In der nachstehenden Tabelle 4 sind die während der Messungen erfassten 10-Sekundenintervalle, die zur Auswertung verwendet werden, aufgeführt.

Tabelle 4. Anzahl der in den Messungen erfassten 10-Sekundenintervalle, die zur Auswertung verwendet wurden.

Mess.-Nr.	Standardisierte Windklasse, m/s		
	7	8	9
Betrieb der WEA im 1500-kW-Betrieb			
M_01	28	39	24
M_02	39	35	16
Summe	67	74	40
Stillstand der WEA			
M_03	29	10	4
M_04	13	5	3
Summe	42	15	7

Nach [2] sollen für die Auswertung in jeder Windgeschwindigkeitsklasse Messdaten mit einer Gesamt-Messzeit von mindestens achtzehn 10-Sekunden-Intervallen ermittelt werden.

Wie die obige Tabelle 4 verdeutlicht, wurde bei den Messungen mit eingeschalteter WEA in den Windklassen 7 m/s bis 9 m/s eine nach [2] ausreichende Anzahl von 10-Sekunden-Mittelwerten erfasst. Bei den Messungen während des Anlagenstillstands wurden in den Windklassen 8 m/s und 9 m/s weniger 10-Sekunden-Mittelwerte ermittelt. Insgesamt sind jedoch die Anzahl der Mittelwerte ausreichend, um die maximale Schallemission der WEA zu bestimmen.

5 Auswertung und Ergebnisse zur Schallemission der WEA

Das wesentliche Ziel der Auswertung besteht darin, die Schallemission der WEA als Funktion der Windgeschwindigkeit zu beschreiben. Nach DIN EN 61400-11 [2] ist dabei die standardisierte Windgeschwindigkeit V_s als Bezugsgröße zu verwenden. Dies ist die auf Referenzbedingungen (10 m Höhe und 0,05 m Rauigkeitslänge) umgerechnete Windgeschwindigkeit unter der Annahme eines logarithmischen Windprofils.

Nach [2] ist der messtechnisch erfasste Geschwindigkeitsbereich in Windklassen mit einer Klassenbreite von 1 m/s einzuteilen; diese Windklassen sind nicht überlappend und symmetrisch zu einem ganzzahligen Wert der Windgeschwindigkeit angeordnet.

Der erste Schritt der Auswertung besteht darin, diese standardisierte Windgeschwindigkeit zu bestimmen, die dann im Weiteren mit den anderen Messgrößen zu korrelieren ist.

5.1 Messung der Windgeschwindigkeit

Nach [2] soll die Windgeschwindigkeit entweder

1. aus der Leistungsabgabe und der Leistungskurve der WEA oder
2. aus einer Messung mit einem Anemometer

bestimmt werden.

Das Verfahren 1 ist obligatorisch für Messungen im Rahmen einer Zertifizierung bzw. Deklaration der Geräuschemissionswerte.

Für die Fremdgeräuschemessungen bei Stillstand der WEA wird die Windgeschwindigkeit aus den mit dem κ -Faktor korrigierten Messwerten des Anemometers bestimmt.

In den folgenden Kapiteln werden die beiden Messverfahren dargestellt.

5.1.1 Ermittlung der standardisierten Windgeschwindigkeit aus der gemessenen elektrischen Leistung

Die Bestimmung der standardisierten Windgeschwindigkeit V_S bei Betrieb der WEA wird nach dem gemäß [2] vorzuziehenden Verfahren aus der gemessenen elektrischen Leistung der WEA und der Leistungskurve der WEA durchgeführt. Die Leistungskurve der WEA gibt die Beziehung zwischen der Windgeschwindigkeit V_D in der Höhe des Rotormittelpunktes und der von der WEA erzeugten elektrischen Leistung P_n bei atmosphärischen Normbedingungen von 15°C und 101,3 kPa wieder.

Die Leistungskurve erhielten wir mit [12] von dem Auftraggeber. Es handelt sich bei der vom Hersteller zur Verfügung gestellten Leistungskurve um eine vermessene Kurve. Die Leistungskurve für den 1500-kW-Betrieb ist grafisch in der Abbildung D 1 im Anhang D dargestellt. Zur weiteren Auswertung wird die Leistungskurve durch eine Linearisierung zwischen den einzelnen Datenpunkten angenähert (vgl. Abbildung D 2 im Anhang D).

Da es sich bei der untersuchten WEA um eine aktive Pitch-geregelte Anlage handelt, ist bei der Auswertung keine Korrektur der gemessenen elektrischen Leistung P_m auf die atmosphärischen Normbedingungen notwendig. Stattdessen wird nach [2] für die normierte Leistung P_n die gemessene Leistung verwendet:

$$P_n = P_m$$

Für Anlagen mit aktiver Leistungsregelung muss die aus der Leistungskurve ermittelte Windgeschwindigkeit V_D nach Gleichung 5 aus [2] auf die Normalklimabedingungen korrigiert werden.

$$V_H = V_D \cdot \left(\frac{p_{\text{ref}} \cdot T_k}{p \cdot T_{\text{ref}}} \right)^{\frac{1}{3}} \text{ in m/s}$$

Dabei ist:

- V_H normierte Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe in m/s,
- V_D Windgeschwindigkeit aus Leistungskurve abgeleitet in m/s,
- $T_{\text{ref}} = 288 \text{ K}$, die Temperatur bei Normbedingungen,
- T_k die gemessene Temperatur in K,
- p der gemessene Luftdruck in kPa,
- $p_{\text{ref}} = 101,3 \text{ kPa}$, der Luftdruck bei Normbedingungen.

Mit den Wetterdaten während der Messungen ergibt sich folgende Beziehung:

$$V_H = V_D \cdot 1,011.$$

Die Windgeschwindigkeit V_Z in Nabenhöhe, die man für P_n aus der Leistungskurve erhält, ist nach [2] mit der folgenden Beziehung auf die normierte Windgeschwindigkeit V_S umzurechnen:

$$V_S = V_Z \cdot \left[\ln\left(\frac{z_{\text{ref}}}{z_{0\text{ref}}}\right) \cdot \ln\left(\frac{H}{z_0}\right) \right] : \left[\ln\left(\frac{H}{z_{0\text{ref}}}\right) \cdot \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \right] \text{ in m/s}$$

Dabei ist:

- V_S die auf 10 m Höhe standardisierte Windgeschwindigkeit,
- V_Z die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe; in diesem Fall, die auf Normalklimabedingungen korrigierte, aus der Leistungskurve abgeleitete Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe V_H ,
- z_{ref} die Referenzhöhe 10 m,
- $z_{0\text{ref}}$ die Referenzrauhigkeitslänge 0,05 m,
- H die Nabenhöhe, hier $H = 111,5 \text{ m}$ über Grund,
- z die Höhe des Anemometers, hier $z = H$,
- z_0 die Rauigkeitslänge am Messort, hier $z_0 = 0,05 \text{ m}$.

Für die hier vorliegende Geometrie der WEA ergibt sich:

$$V_S = V_Z \cdot 0,687.$$

Die Umrechnungen von V_D über V_H zu V_S ergeben insgesamt folgende Beziehung:

$$V_S = V_D \cdot 0,695.$$

Unter Verwendung der Umrechnungsfaktoren für die normierte Windgeschwindigkeit und die normierte Leistung erhält man ein Polynom, das den Zusammenhang zwischen der gemessenen elektrischen Leistung P_m und der standardisierten Windgeschwindigkeit V_s beschreibt. Die entsprechenden Umrechnungsfaktoren wurden bei der Auswertung berücksichtigt.

5.1.2 Ermittlung der standardisierten Windgeschwindigkeit aus den Messungen mit dem Anemometer

Bei der Bestimmung der Windgeschwindigkeit bei den Fremdgeräuschmessungen und unter Umständen auch bei der WEA-Geräuschmessung sollen nach [2] die Ergebnisse aus der Windmessung mit dem eigenen Anemometer verwendet werden.

Entsprechend dem in Abschnitt 5.1 beschriebenen Verfahren wurden die mit dem eigenen Anemometer ($z = 12,5$ m über Grund) erfassten Winddaten V_z in die standardisierte Windgeschwindigkeit V_s wie folgt umgerechnet:

$$V_s = V_z \cdot 0,967.$$

5.2 Äquivalente Dauerschalldruckpegel bei Betrieb der WEA

Basierend auf [2] und [9] soll das Geräuschverhalten einer Windenergieanlage bei Emissionsmessungen im Bereich der standardisierten Windgeschwindigkeit zwischen 6 m/s und 10 m/s erfasst und dokumentiert werden.

Die Nennleistung der zu untersuchenden WEA beträgt im Tages- und Nachtzeitraum 1500 kW, d. h. 95 % der jeweiligen Nennleistung entsprechen daher 1425 kW.

Nach [2] sind die Messdaten oberhalb von 95 % der Nennleistung zu korrigieren, falls 95 % der Nennleistung unterhalb der standardisierten Windklasse von 10 m/s erreicht wird. Für diese Korrektur ist nach [2] zwingend die Gondelanemometermethode vorgeschrieben. Hierbei wird aus allen Messdaten, die zwischen 5 % und 95 % der WEA-Nennleistung liegen, eine lineare Regression zwischen der mit dem Gondelanemometer erfassten Windgeschwindigkeit V_n und der aus der elektrischen Leistung der WEA bestimmten Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe V_H durchgeführt. Mit der ermittelten Regression werden die Daten des Gondelanemometers V_n , die über 95 % der Nennleistung liegen, korrigiert.

Die zur Berechnung der Regression verwendeten Wertepaare der aus der elektrischen Leistung der WEA bestimmten Windgeschwindigkeit V_H und der mit dem Gondelanemometer erfassten Windgeschwindigkeit V_n ist in der Abbildung C 1 im Anhang C dargestellt.

In der Tabelle 5 auf Seite 18 ist der aus den Messungen ermittelte Zusammenhang zwischen der standardisierten Windgeschwindigkeit und der elektrischen Leistung der WEA dargestellt. Die Ergebnisse in Tabelle 5 verdeutlichen, dass am Messtag bei beiden Kennlinien nahezu die jeweilige Nennleistung erreicht wurde.

5.3 Äquivalente Dauerschalldruckpegel bei Stillstand der WEA

Bei Stillstand der WEA wird die standardisierte Windgeschwindigkeit aus den Messwerten des eigenen Anemometers ermittelt. Nach [9] werden diese noch mit einem sogenannten κ -Faktor korrigiert.

Der κ -Faktor ergibt sich aus der folgenden Beziehung:

$$\kappa = V_{s,m \text{ Pel}} / V_{s,m \text{ Mast}}$$

Dabei ist:

$V_{s,m \text{ Pel}}$ die mittlere aus der Leistungskurve abgeleitete standardisierte Windgeschwindigkeit,

$V_{s,m \text{ Mast}}$ die mittlere aus den Messdaten des Mast-Anemometers abgeleitete standardisierte Windgeschwindigkeit.

Die Werte für $V_{s,m \text{ Pel}}$ und $V_{s,m \text{ Mast}}$ sind aus zeitgleichen Messabschnitten zu ermitteln.

Für die aktuellen Messungen ergibt sich ein κ -Faktor in Höhe von 1,0. Mit diesem Faktor werden die mit dem eigenen Anemometer gemessenen Werte korrigiert.

Die Fremdgeräuschpegel L_n für die einzelnen Windklassen werden anschließend über eine lineare Regressionsanalyse berechnet.

In der Tabelle 5 auf Seite 18 sind die Ergebnisse der Auswertung bei Stillstand der WEA zusammengestellt. Sie beschreiben das windinduzierte Fremdgeräusch und nicht auszublenndes Störgeräusch an dem Referenzmesspunkt.

5.4 Fremdgeräuschkorrigierte äquivalente Dauerschalldruckpegel

Zur Bestimmung der energieäquivalenten Dauerschalldruckpegel, die alleine von der WEA am Referenzmesspunkt erzeugt werden, sind – gemäß Abschnitt 8.2 in [2] – die Messergebnisse bei Betrieb der WEA (Gesamtgeräuschpegel: L_{S+n}) mit den Messergebnissen bei Stillstand (Fremdgeräuschpegel: L_n) mit Hilfe der Gleichung (8) in [2] zu korrigieren. Die Differenz der energieäquivalenten Dauerschalldruckpegel bei Betrieb und Stillstand der WEA soll hierbei mindestens 6 dB betragen.

Dies ist bei den hier durchgeführten Messungen in den Windklassen 6 m/s bis 8 m/s der Fall. In Tabelle 5 sind die entsprechenden Werte zusammengestellt.

5.5 Schalleistungspegel der WEA als Funktion der standardisierten Windgeschwindigkeit

Gemäß [1] wird der Schalleistungspegel $L_{WA, k}$ der WEA aus dem fremdgeräuschkorrigierten Schalldruckpegel $L_{Aeq,c,k}$ am Referenzmesspunkt nach der folgenden Beziehung berechnet:

$$L_{WA, k} = L_{Aeq,c,k} - 6 + 10 \lg \left(\frac{4 \pi R_1^2}{S_0} \right) \text{ in dB(A)}$$

Dabei ist:

- $L_{Aeq, c, k}$ der unter Referenzbedingungen gemessene, bezüglich des Fremdgeräusches korrigierte, A-bewertete Schalldruckpegel bei den ganzzahligen Windgeschwindigkeitswerten; entspricht nach [2] L_S in der Tabelle 5,
- R_1 der diagonale Abstand vom Rotormittelpunkt zum Mikrofon;
 R_1 setzt sich zusammen aus dem Abstand des Rotormittelpunktes zur Turmmittelachse, dem Abstand von der Turmmittelachse zum Referenzmesspunkt, und dem vertikalen Abstand von dem Referenzmesspunkt zum Rotorflanschmittelpunkt,
- S_0 die Bezugsfläche $S_0 = 1 \text{ m}^2$.

Mit den folgenden Abmessungen/Höhenangaben

- 0 m vertikaler Abstand zwischen Referenzmesspunkt und WEA-Fundament
- 3,14 m Abstand zwischen Rotormittelpunkt und Turmmittelachse
- 120,0 m horizontaler Abstand vom Mikrofon zur Turmmittelachse
- 111,5 m Höhe des Rotormittelpunktes über Grund

ergibt sich für den diagonalen Abstand vom Rotormittelpunkt zum Mikrofon der Wert von

$$R_1 = 163,5 \text{ m}$$

und für den Zusammenhang zwischen L_{WA} und $L_{Aeq, c, k}$ die Beziehung:

$$L_{WA} = L_{Aeq, c, k} + 49,3 \text{ dB(A)}.$$

Hiermit berechnen sich für die WEA die in Tabelle 5 zusammengestellten Schallleistungspegel $L_{WA, k}$.

Tabelle 5. Zusammenfassende Darstellung der Auswertung.

Wind- klasse V_s in m/s	Standardisierte Leistung P_N [kW]	WEA- und Fremdgeräusch (L_{S+n}) L_{Aeq} in dB(A)	Fremd- geräusch (L_n) L_{Aeq} in dB(A)	korr. Pegel (L_s) $L_{Aeq, c, k}$ in dB(A)	Schallleistungs- pegel $L_{WA, k}$ in dB(A)
7	1145,3	55,7	48,6	54,8	104,0
8	1413,7	55,7	49,0	54,6	103,9
9	1478,5	56,2	49,3	55,2	104,4
8,1 ^{*)}	1425,0	55,6	49,0	54,6	103,8

*) Windgeschwindigkeit bei 95% Nennleistung

Die Daten in der Tabelle 5 wurden aus Regressionsanalysen (gefordert nach[2]) folgenden Grades ermittelt:

- WEA-Geräusch: Regression vierten Grades
- Fremdgeräusch: Lineare Regression

Die einzelnen Datenpunkte und die berechneten Regressionsanalysen sind in der Abbildung C 3 und Abbildung C 4 im Anhang C dargestellt.

5.6 Schallleistungspegel der WEA

Wie schon in Abschnitt 5.2 beschrieben, ist das Geräuschverhalten einer Windenergieanlage bei Emissionsmessungen im Bereich der standardisierten Windgeschwindigkeit zwischen 6 m/s und 10 m/s zu erfassen.

Im vorliegenden Fall konnten an der untersuchten WEA Schallleistungspegel in den Windklassen 7 m/s bis 9 m/s ermittelt werden.

Basierend auf den durchgeführten Messungen und Auswertungen ergibt sich für die untersuchte WEA ein maximaler Schallleistungspegel von $L_{WA} = 104,4 \text{ dB(A)}$ in der standardisierten Windklasse von 9 m/s.

In der Abbildung C 5 im Anhang C ist das dazugehörige Spektrum des Schallleistungspegels in Terzbandbreite von 50 Hz bis 10000 Hz dargestellt.

Der Schallleistungspegel in Oktavbandbreite ist tabellarisch neben den Terzspektrum angegeben.

5.7 Ton- und Impulshaltigkeit der WEA-Geräusche

5.7.1 Tonhaltigkeit

Nach [2] sind zur Bestimmung der Tonhaltigkeit jeweils zwölf FFT-Spektren in den Windklassen von 6 m/s bis 10 m/s zu ermitteln. Hierbei ist darauf zu achten, dass nur solche Messdatenpaare in die Tonanalyse mit einbezogen werden, bei denen die entsprechenden Windgeschwindigkeitswerte möglichst nahe an dem ganzzahligen Windklassenwert liegen.

Aus diesen zwölf Spektren mit einer jeweiligen Mittelungszeit von 10 s wird dann die Höhe des Tonzuschlages als arithmetisches Mittel aus den zwölf Einzelwerten für jede Windklasse im Nahbereich bestimmt. Aufgrund der erfassten Messdaten wurde bei beiden Kennlinien die Tonhaltigkeitsanalyse für die Windklassen 7 bis 9 m/s durchgeführt. Die hierzu herangezogenen Spektren sind in der Abbildung C 6 bis Abbildung C 11 im Anhang C dargestellt.

Nach [2] in Verbindung mit [9] ergeben sich mit diesen Spektren die in Abbildung C 12 bis Abbildung C 14 im Anhang C dargestellten Ergebnisse. Diesen Ergebnistabellen kann entnommen werden, dass aus keiner Windklasse ein Tonzuschlag resultiert, obwohl in einigen der o. g. Spektren Pegelspitzen erkennbar sind. Dieses entspricht aber auch dem Höreindruck vor Ort, denn störende tonale Geräuschanteile ausgehend von der WEA wurden nicht wahrgenommen.

5.7.2 Impulshaltigkeit

Am Messtag wurden subjektiv keine Geräusche mit relevanten impulshaltigen Anteilen ausgehend von der WEA wahrgenommen. Nach [9] kann daher auf eine Bestimmung der Impulshaltigkeit nach [4] verzichtet werden. Der Impulzzuschlag K_{IN} beträgt daher in allen Windklassen 0 dB.

6 Messunsicherheit

6.1 Standorteinflüsse

Die Geräuschmessungen an der WEA werden aufgrund des direkten Einflussbereiches der WEA und aufgrund des Abstandes zum nächstgelegenen Bewuchs als sehr gering eingeschätzt.

6.2 Messunsicherheit Typ A und B

Die Messunsicherheit für den windgeschwindigkeitsabhängigen Schallleistungspegel der WEA wird nach Anhang D von [4] in Verbindung mit [9] wie folgt berechnet:

- Für die Messunsicherheit $U_{A,s}$ wurde für die Messwerte L_{Aeq} bei Betrieb der WEA nach [9] ein Wert von 0,2 dB angesetzt
- Die Messunsicherheiten U_{B1} bis U_{B9} werden gemäß Tabelle D.1 in [4] mit den dort genannten typischen Werten angesetzt:

• Kalibrierung	$U_{B1} = 0,2 \text{ dB}$
• Messgerät	$U_{B2} = 0,2 \text{ dB}$
• Schallharte Platte	$U_{B3} = 0,3 \text{ dB}$
• Messabstand	$U_{B4} = 0,1 \text{ dB}$
• Impedanz	$U_{B5} = 0,1 \text{ dB}$
• Turbulenz	$U_{B6} = 0,4 \text{ dB}$
• Windgeschwindigkeit	$U_{B7} = 0,2 \text{ dB}$ (aus der Leistung bestimmt)
• Richtung	$U_{B8} = 0,3 \text{ dB}$
• Fremdgeräusch	$U_{B9} = 0,3 \text{ dB}$ (vgl. Tabelle 5)

6.3 Gesamtunsicherheit

Für die kombinierte Gesamtmessunsicherheit U_c gilt nach [1]:

$$U_c = \sqrt{U_A^2 + U_{B1}^2 + U_{B2}^2 + \dots + U_{B9}^2}$$

Damit ergibt sich für die Schallleistungspegel L_{WA} der WEA eine Gesamtmessunsicherheit von $U_c = 0,7 \text{ dB}$.

7 Hinweis zur Rechengenauigkeit und zur Rundung

In diesem Prüfbericht werden alle Ergebnisse für Pegelgrößen unter Berücksichtigung der Rundungsvorschriften in DIN 1333, Blatt 2 [7] auf eine Nachkommastelle gerundet angegeben. Alle Berechnungen werden jedoch bei EDV-Berechnungen mit der vollen Rechengenauigkeit des verwendeten Rechenprogramms durchgeführt. Hierdurch ist sichergestellt, dass im Rahmen von Berechnungen keine zusätzlichen Rundungsfehler entstehen.

Anhang A

Lageplan und Fotodokumentation

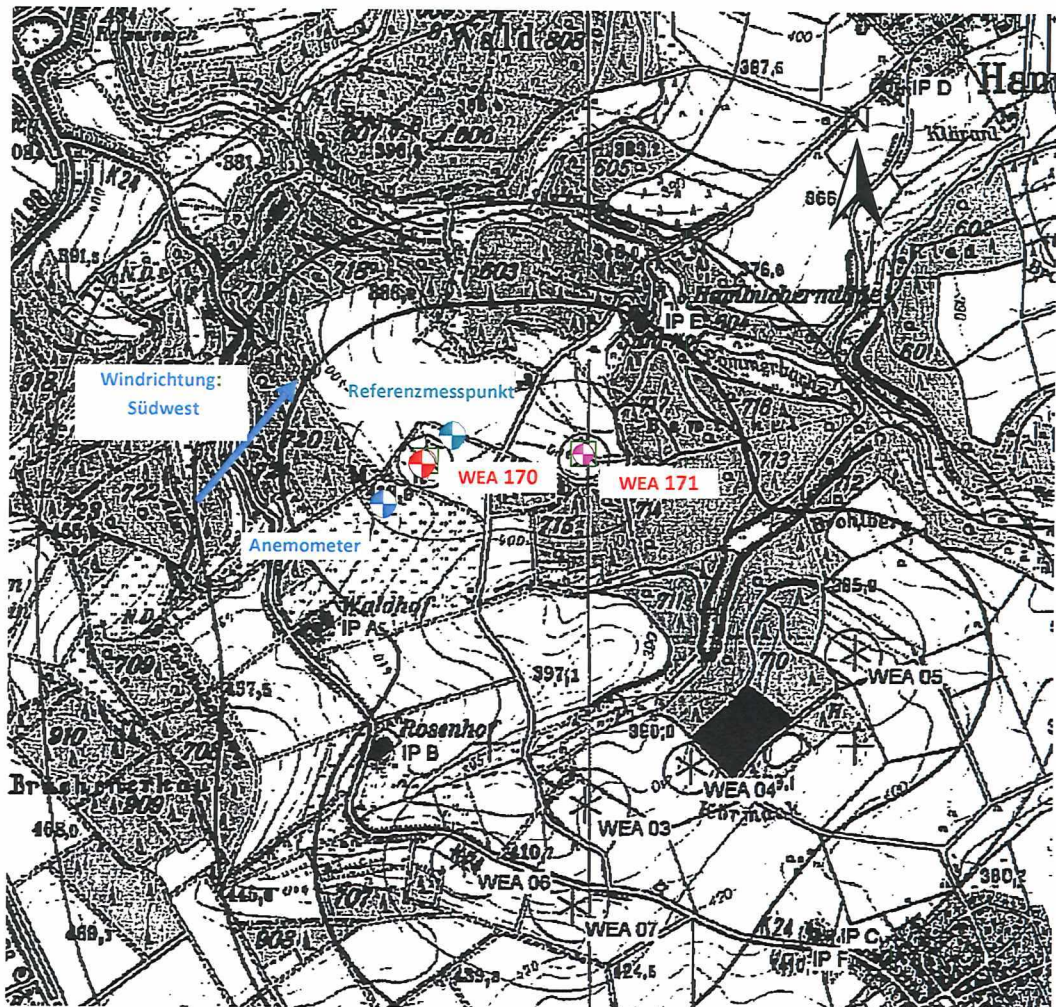


Abbildung A 1. Lageplan mit den zu untersuchenden WEA (pink markiert), den Fremdanlagen und den maßgeblichen Immissionsorten; der Lageplan ist zur Maßentnahme nicht geeignet (Quelle: [10]).

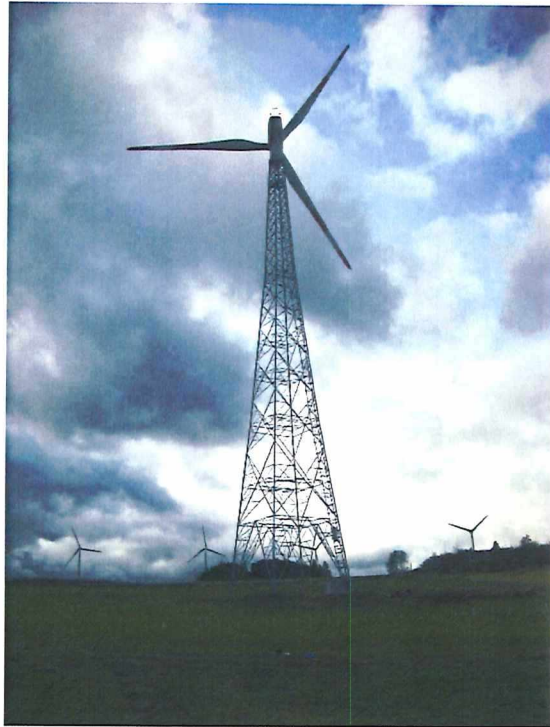


Abbildung A 2. Blick auf das Grenzflächenmikrofon und zur WEA.



Abbildung A 3. Verwendetes Grenzflächenmikrofon (Bodenplatte und Sekundärwindschirm).



Abbildung A 4. Blick auf den Standort des Mastes und die WEA.

Anhang B

Messergebnisse

S:\IMP\Proj\091W91181W91181_04_PBE_2D.DOC : 30. 07. 2013

M91181MD77 in Illerich
Messung m_01 25.11.2012 11:31:06 Uhr
Störgeräusch (bei Messung ausgeblendet)

Ser.-Nr.: 694
Betriebszustand: 1500 kW

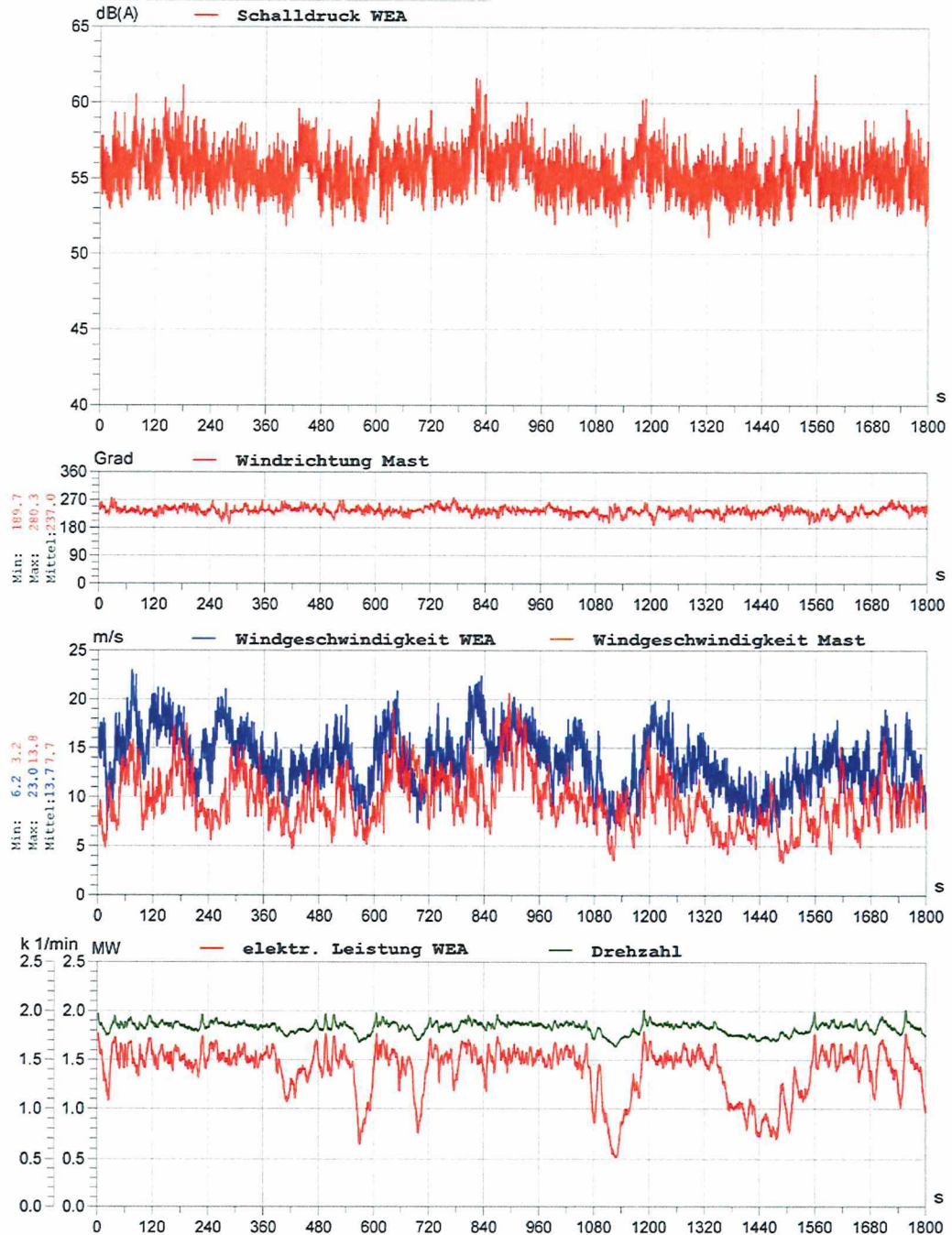


Abbildung B 1. Darstellung aller relevanten Messgrößen der Messung m_01.

M91181MD77 in Illerich
Messung m_0125.11.2012 11:31:06 Uhr
Störgeräusch (ausgeblendet)

Ser.-Nr.: 694
Betriebszustand: 1500 kW

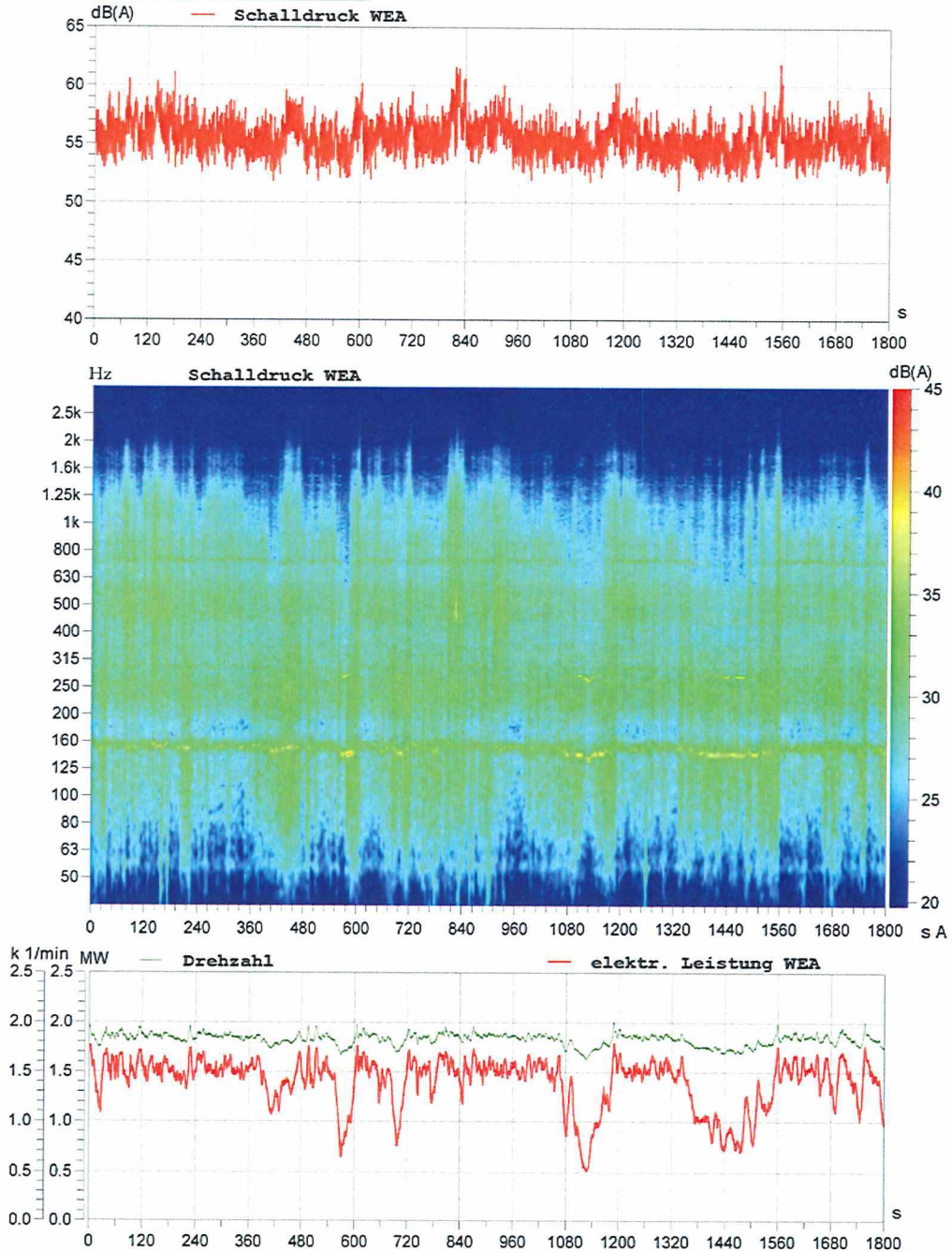


Abbildung B 2. Darstellung der aufgezeichneten Daten von Messung m_03 (Pegelzeitverlauf, Campbell-Diagramm und Betriebsdaten).

M91181MD77 in Illerich
Messung m_02 25.11.2012 12:02:22 Uhr
Störgeräusch (bei Messung ausgeblendet)

Ser.-Nr.: 694
Betriebszustand: 1500 kW

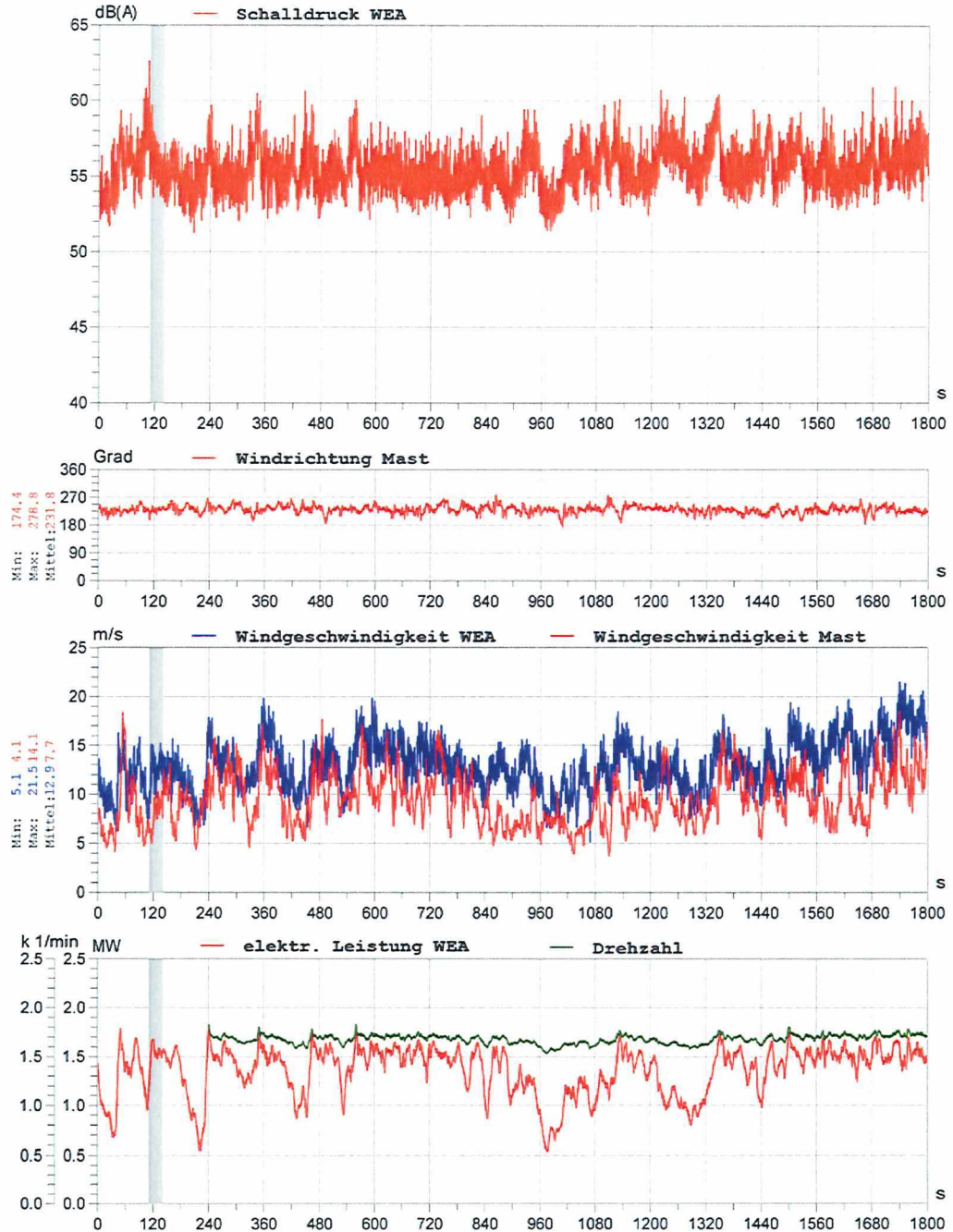


Abbildung B 3. Darstellung aller relevanten Messgrößen der Messung m_02.

M91181MD77 in Illerich
Messung m_02 25.11.2012 12:02:22 Uhr
Störgeräusch (ausgeblendet)

Ser.-Nr.: 694
Betriebszustand: 1500 kW

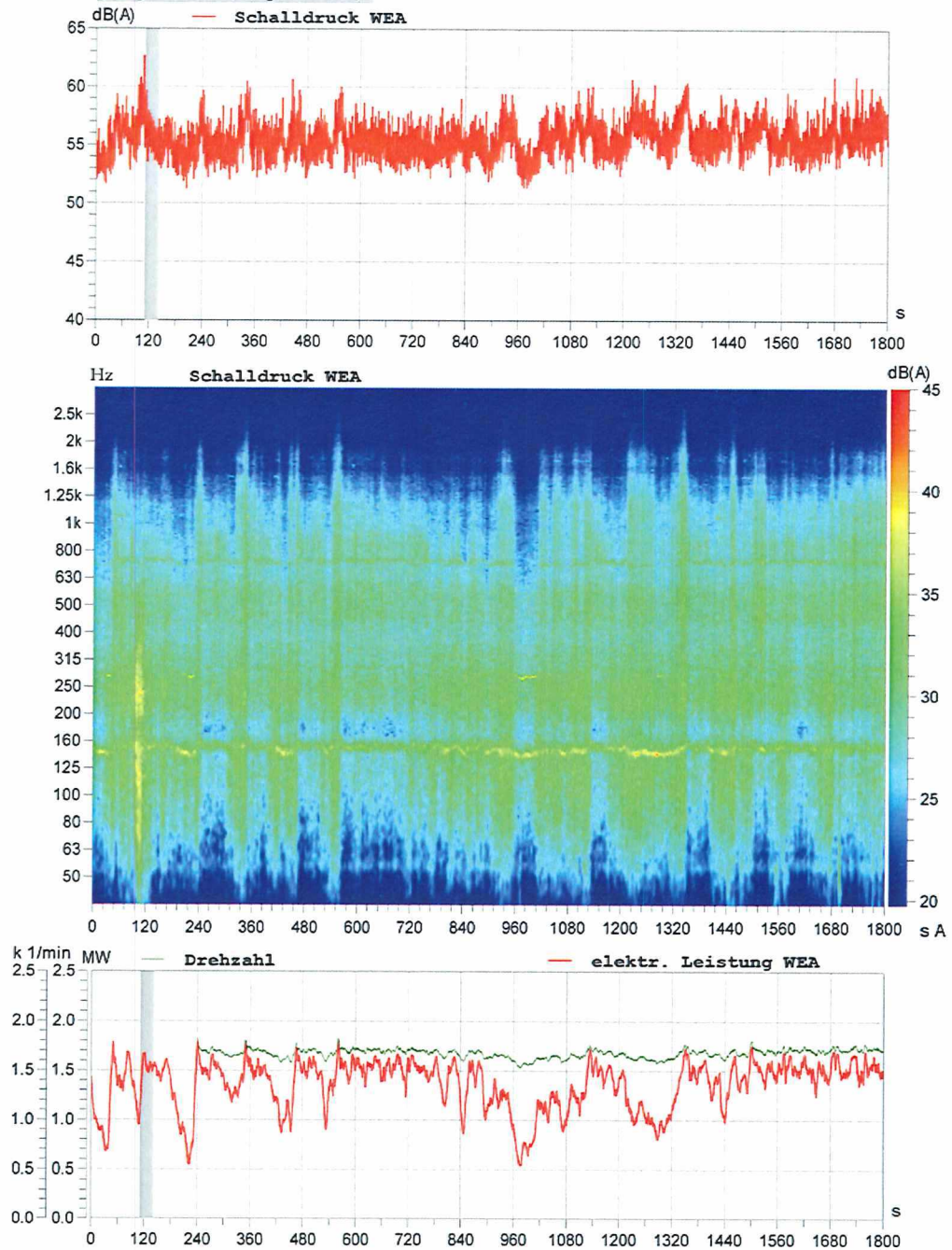


Abbildung B 4. Darstellung der aufgezeichneten Daten von Messung m_02 (Pegelzeitverlauf, Campbell-Diagramm und Betriebsdaten).

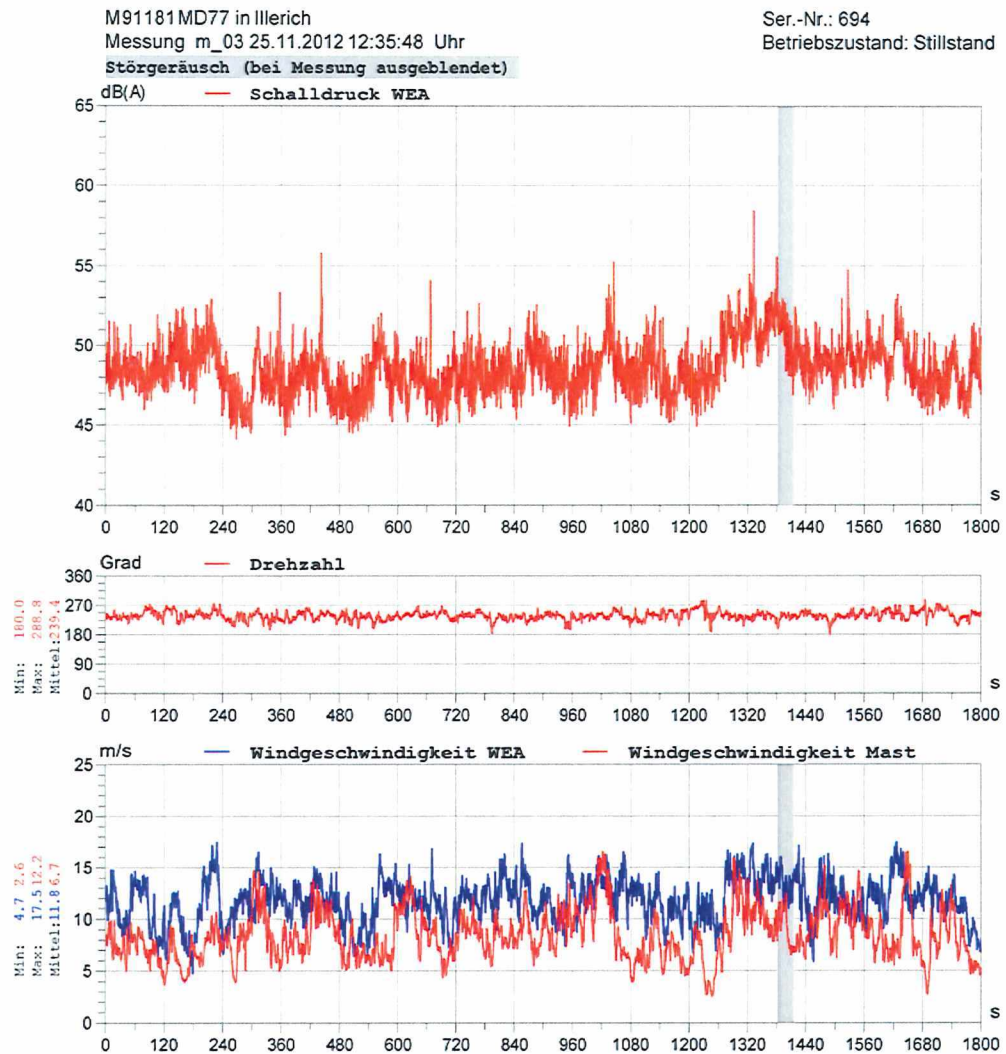


Abbildung B 5. Darstellung aller relevanten Messgrößen der Messung m_03.

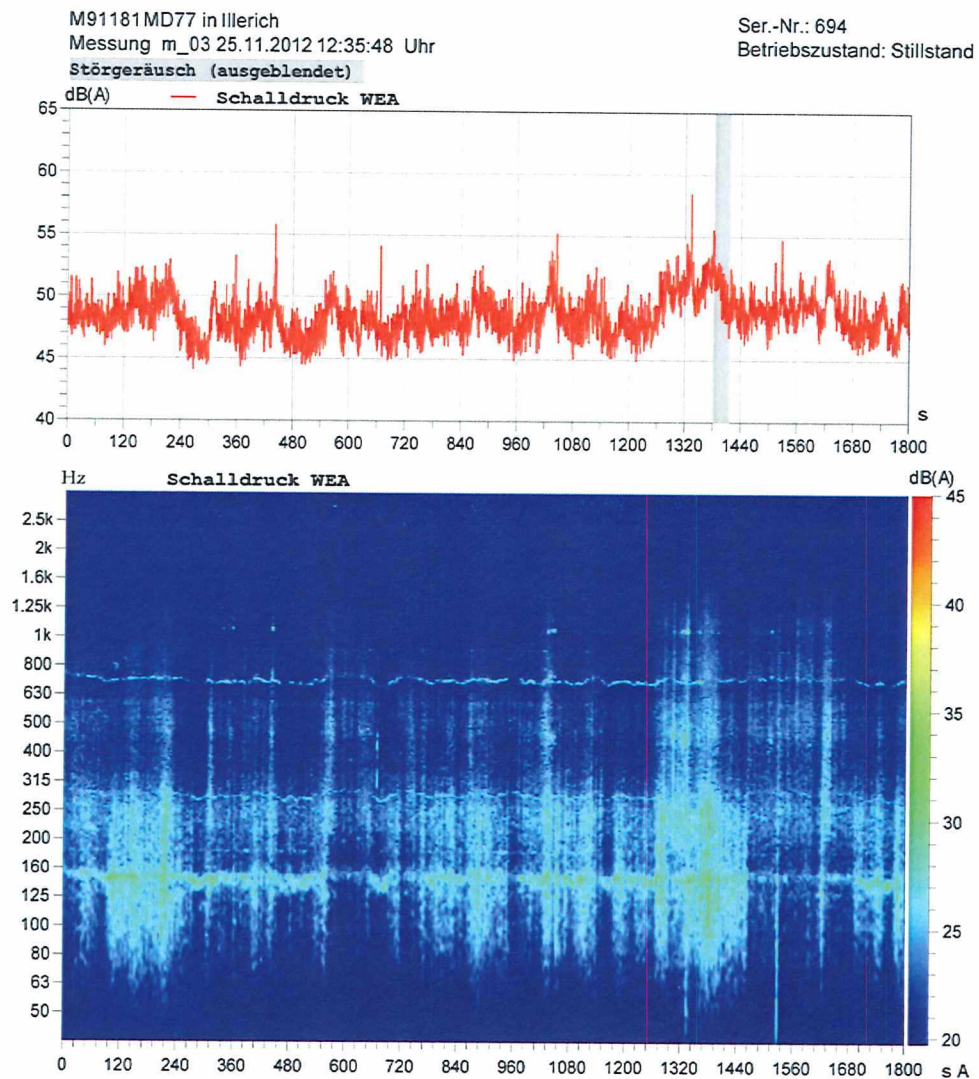


Abbildung B 6. Darstellung der aufgezeichneten Daten von Messung m_03 (Pegelzeitverlauf, Campbell-Diagramm und Betriebsdaten).

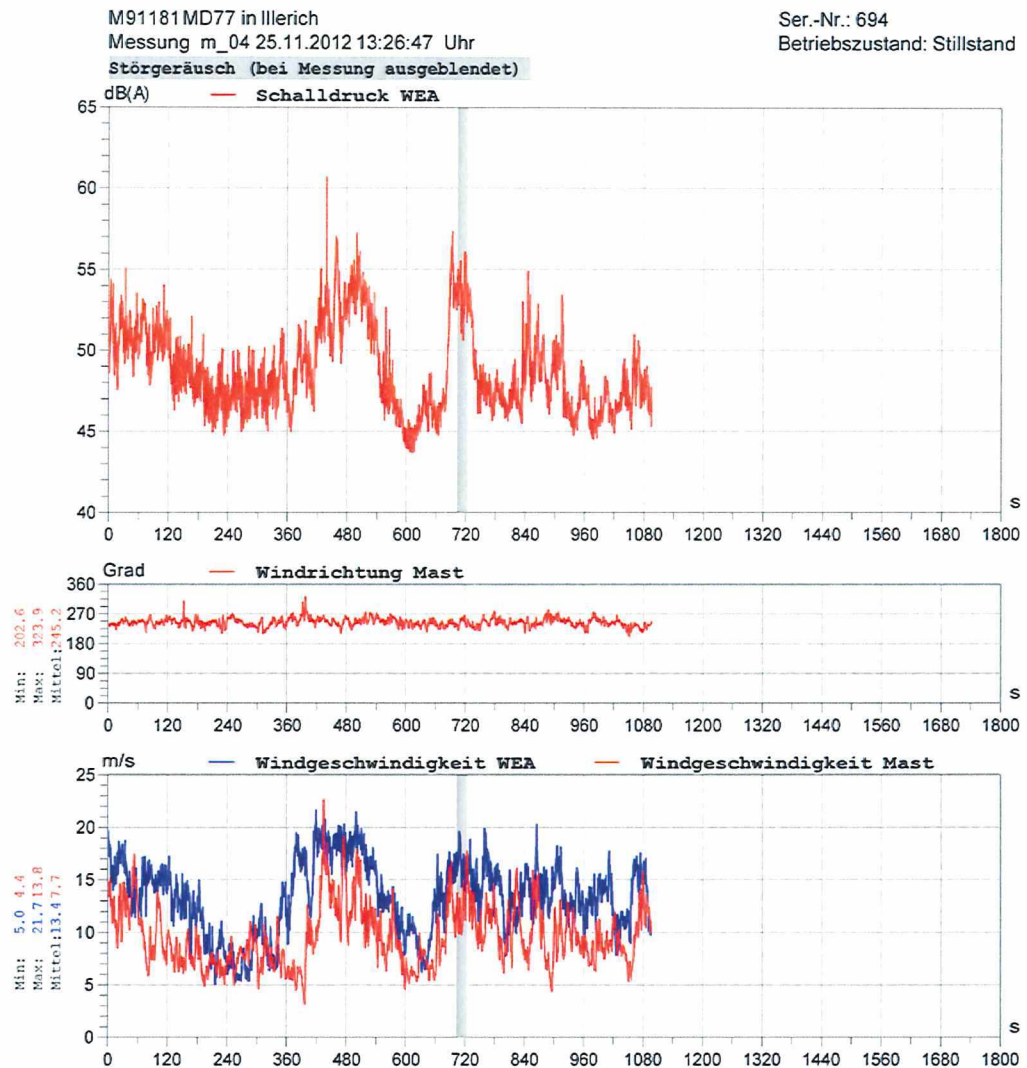


Abbildung B 7. Darstellung aller relevanten Messgrößen der Messung m_05.

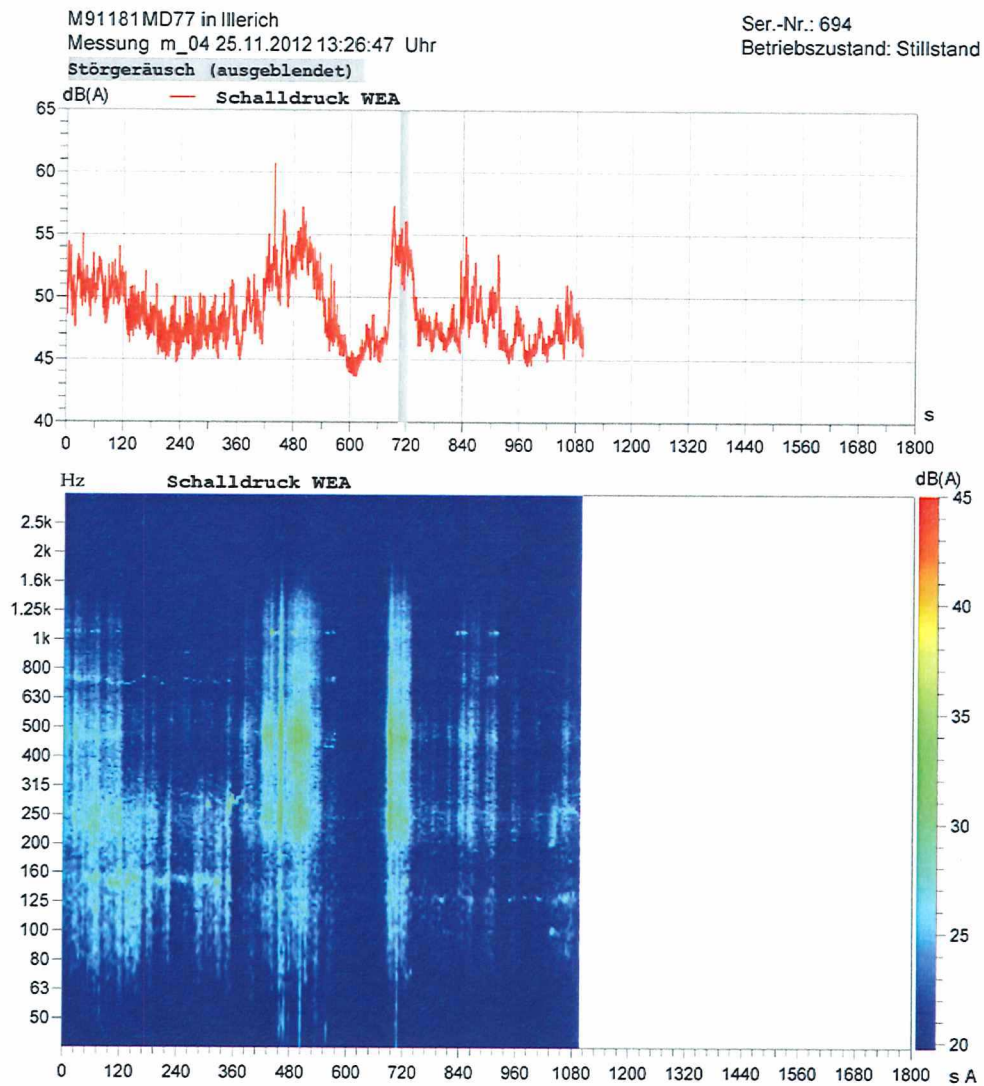


Abbildung B 8. Darstellung der aufgezeichneten Daten von Messung m_05 (Pegelzeitverlauf, Campbell-Diagramm und Betriebsdaten).

Anhang C

Ergebnisse der Auswertung

Abbildung C 1: Erfasste Wertepaare zur Bestimmung der Regression zwischen V_H und V_n

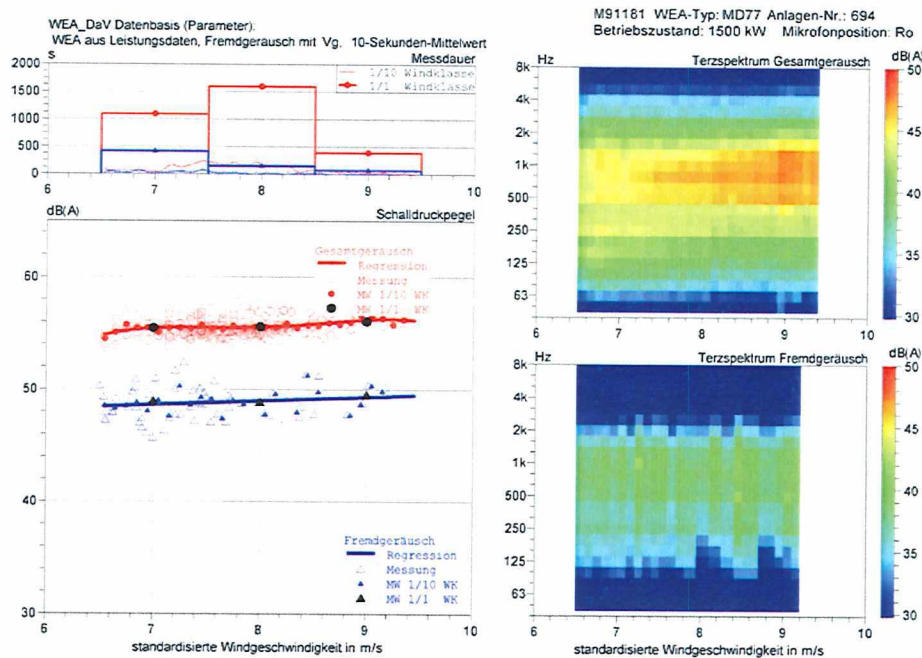


Abbildung C 2: Zusammenfassung der Messdaten für den WEA-Betrieb am Referenzmesspunkt, Mittelwerte und Regressionen.

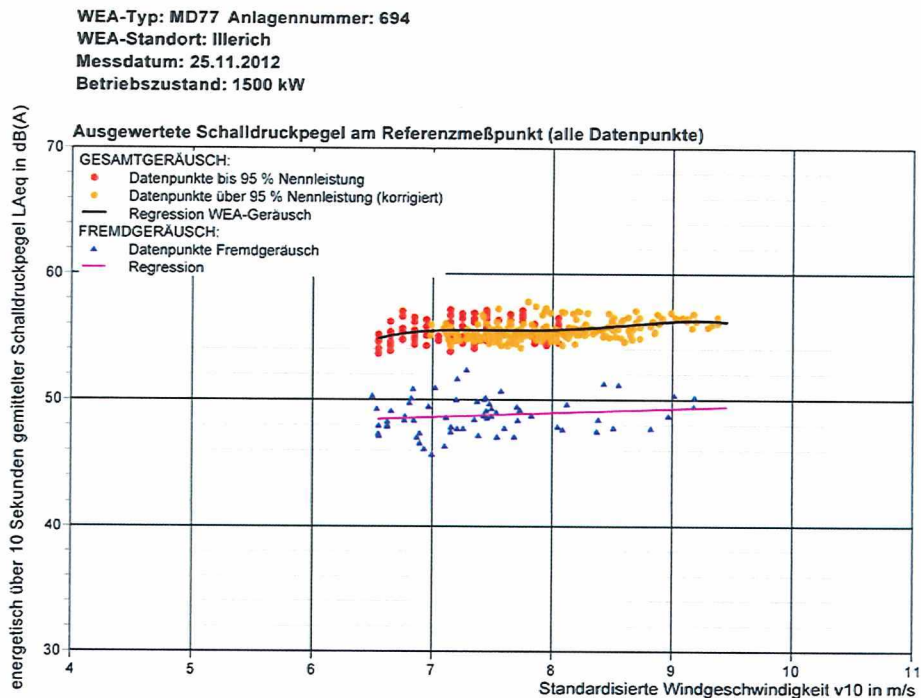


Abbildung C 3. Schalldruckpegel über der standardisierten Windgeschwindigkeit und berechnete Regressionen für den Referenzmesspunkt.

WEA-Typ: MD77 Anlagennummer: 694
WEA-Standort: Illerich
Messdatum: 25.11.2012
Betriebszustand: 1500 kW

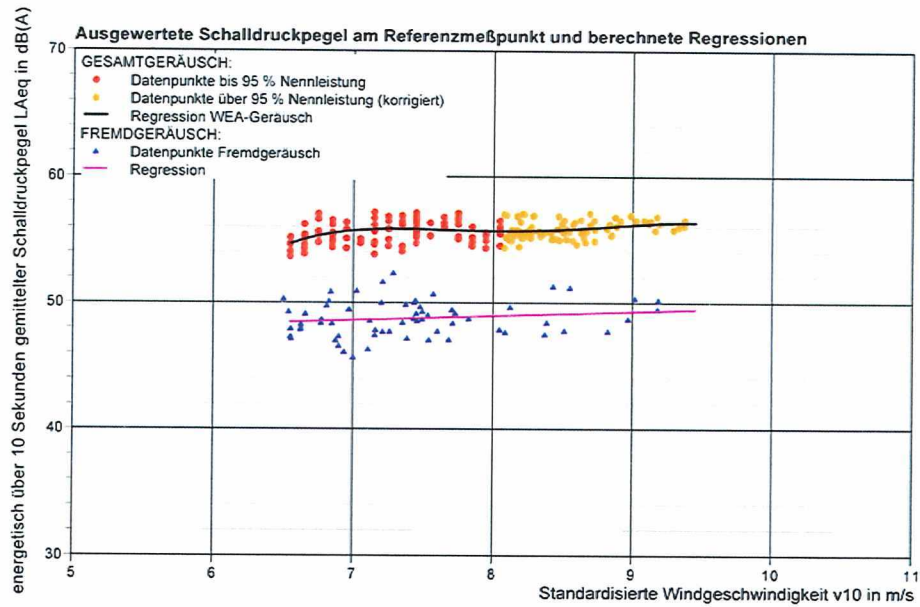


Abbildung C 4: Schalldruckpegel über der standardisierten Windgeschwindigkeit und berechnete Regressionen für den Referenzmesspunkt.

WEA-Typ: MD77 Anlagennummer: 694
WEA-Standort: Illerich
Messdatum: 25.11.2012
Betriebszustand: 1500 kW

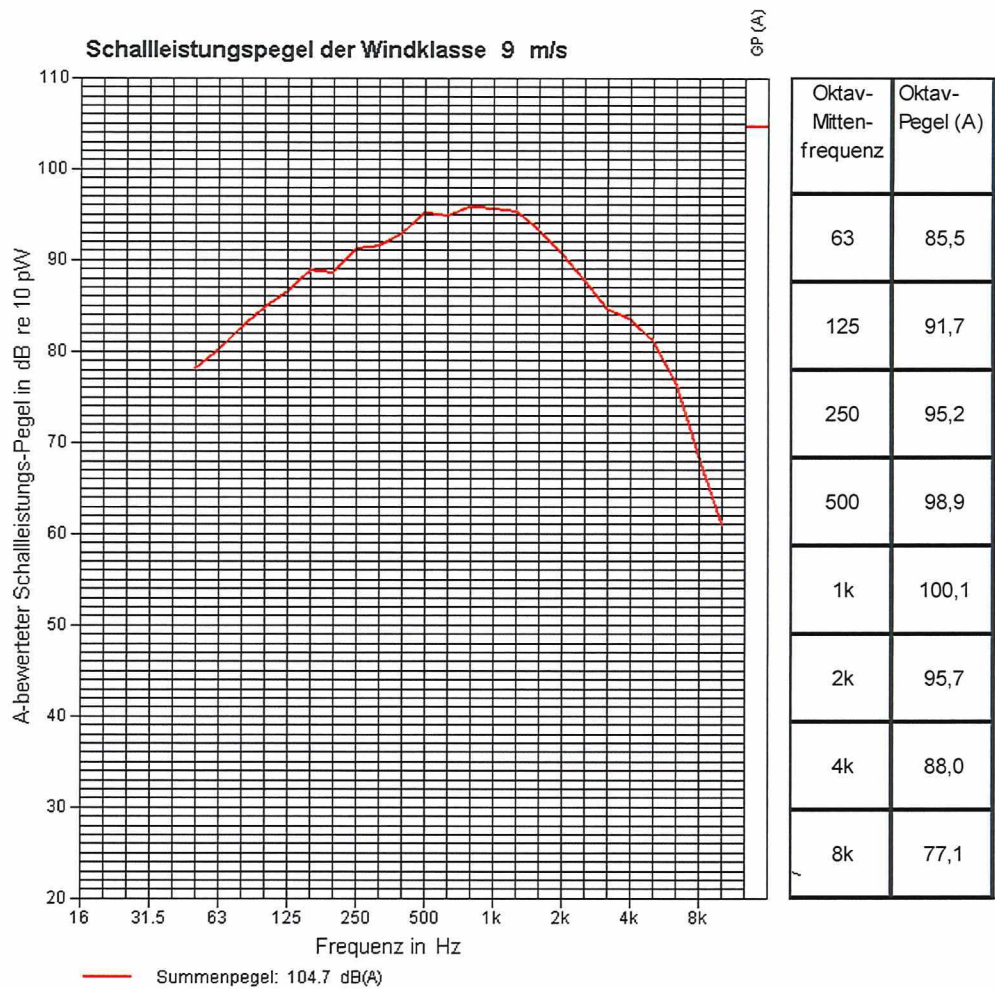


Abbildung C 5. Schallleistungspegel der Windklasse 9 m/s in Terzbandbreite (Abbildung) und in Oktavbandbreite (tabellarisch).

Auswertung Tonzuschlag Windklasse 7 m/s
WEA-Typ: MD77
WEA-Standort: Illerich Seriennummer: 694
Nennleistung: 1500 kW

Messpunkt: Schalldruck WEA

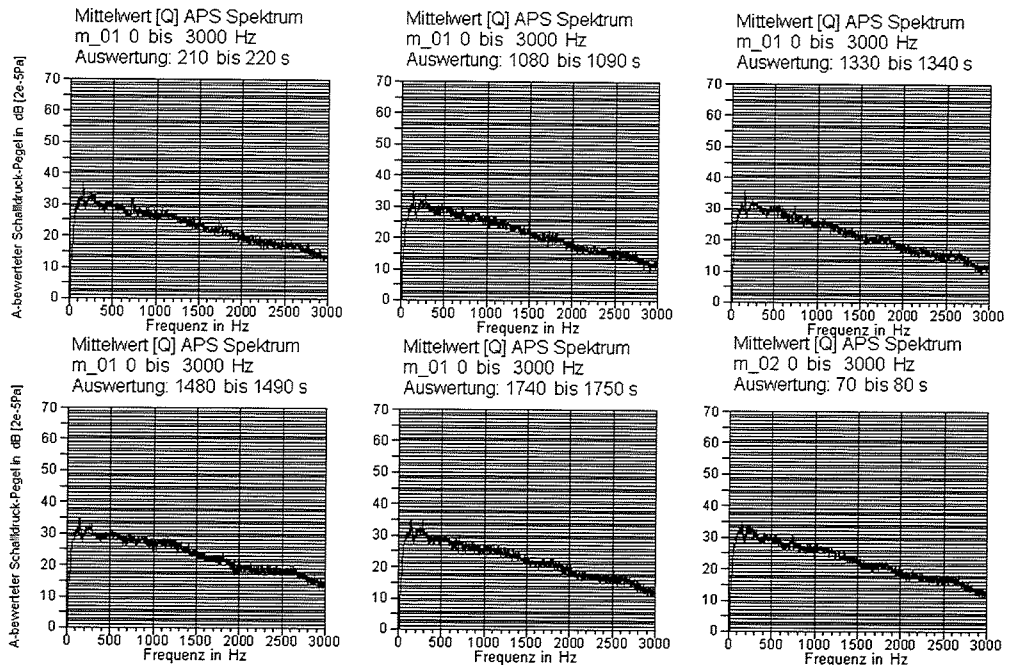


Abbildung C 6: Schmalbandspektren ($\Delta f = 2$ Hz) des Betriebsgeräusches, Bin 7 m/s.

Auswertung Tonzuschlag Windklasse 7 m/s
WEA-Typ: MD77
WEA-Standort: Illerich Seriennummer: 694
Nennleistung: 1500 kW

Messpunkt: Schalldruck WEA

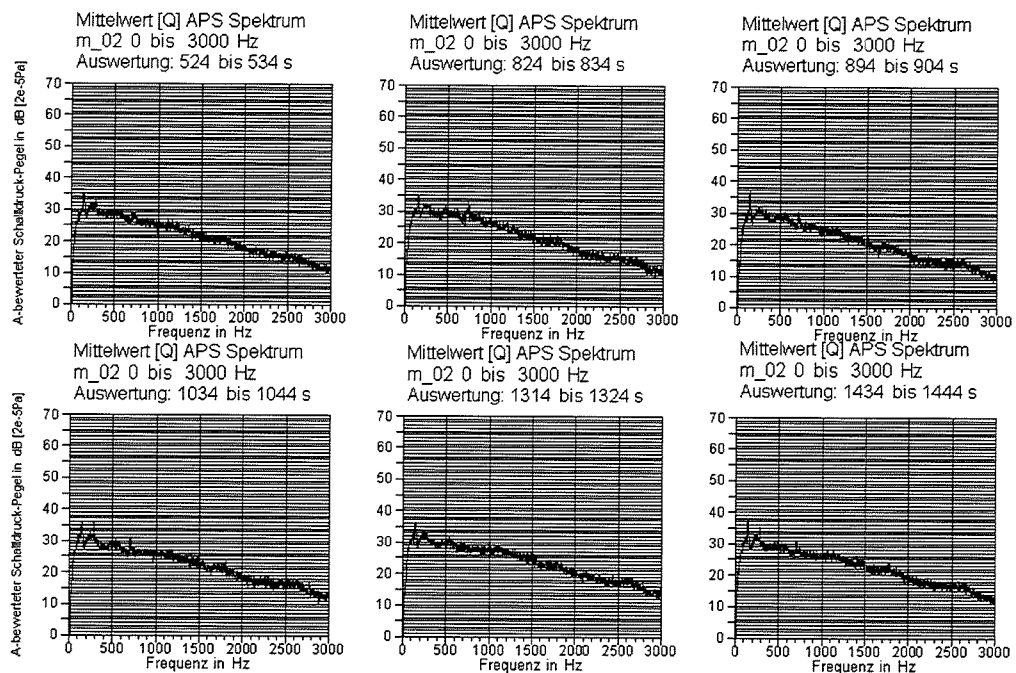


Abbildung C 7: Schmalbandspektren ($\Delta f = 2$ Hz) des Betriebsgeräusches, Bin 7 m/s.

Auswertung Tonzuschlag Windklasse 8 m/s
WEA-Typ: MD77
WEA-Standort: Illerich Seriennummer: 694
Nennleistung: 1500 kW

Messpunkt: Schalldruck WEA

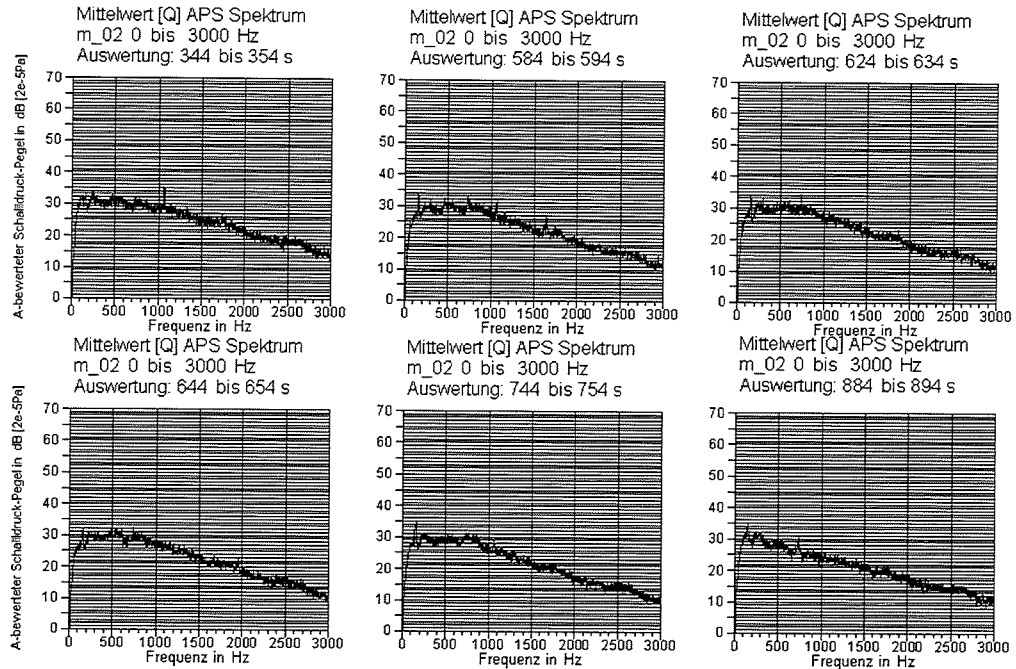


Abbildung C 8: Schmalbandspektren ($\Delta f = 2$ Hz) des Betriebsgeräusches, Bin 8 m/s.

Auswertung Tonzuschlag Windklasse 8 m/s
WEA-Typ: MD77
WEA-Standort: Illerich Seriennummer: 694
Nennleistung: 1500 kW

Messpunkt: Schalldruck WEA

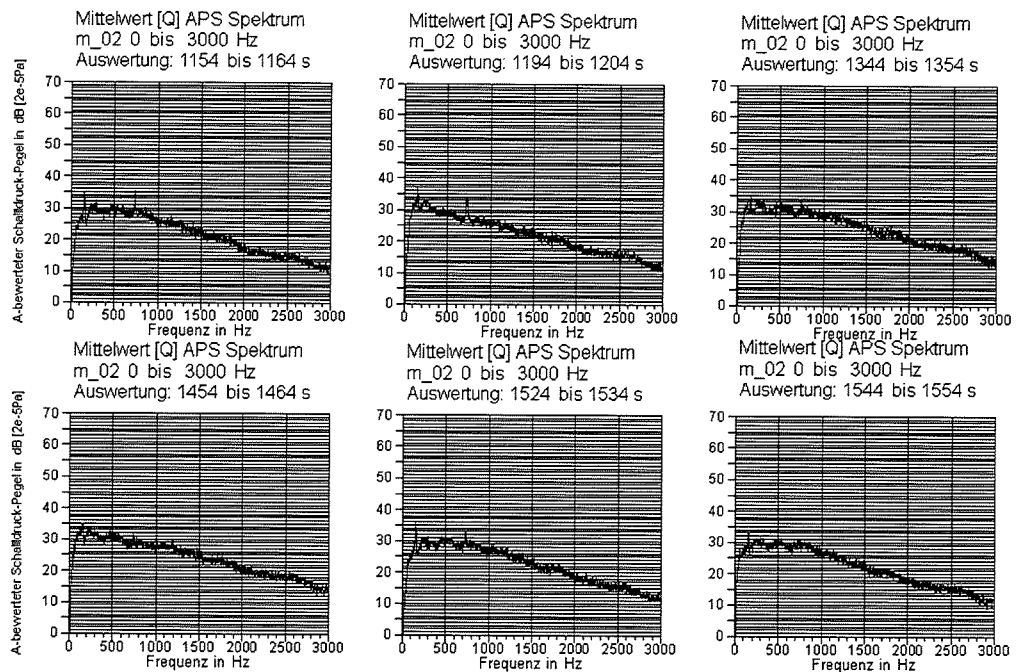


Abbildung C 9: Schmalbandspektren ($\Delta f = 2$ Hz) des Betriebsgeräusches, Bin 8 m/s.

Auswertung Tonzuschlag Windklasse 9 m/s
WEA-Typ: MD77
WEA-Standort: Illerich Seriennummer: 694
Nennleistung: 1500 kW

Messpunkt: Schalldruck WEA

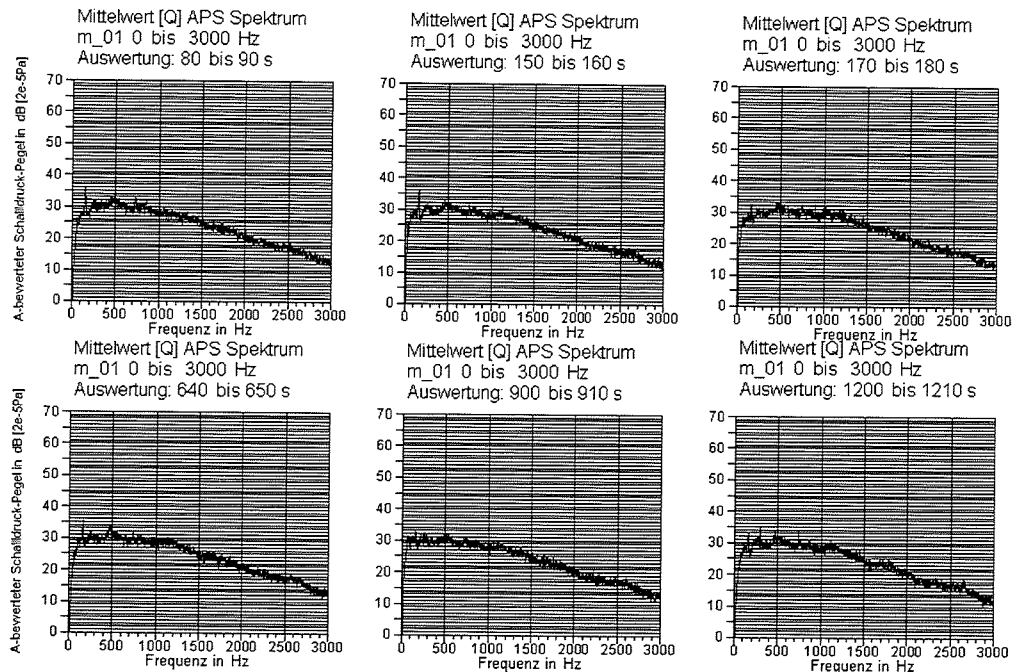


Abbildung C 10: Schmalbandspektren ($\Delta f = 2$ Hz) des Betriebsgeräusches, Bin 9 m/s.

Auswertung Tonzuschlag Windklasse 9 m/s
WEA-Typ: MD77
WEA-Standort: Illerich Seriennummer: 694
Nennleistung: 1500 kW

Messpunkt: Schalldruck WEA

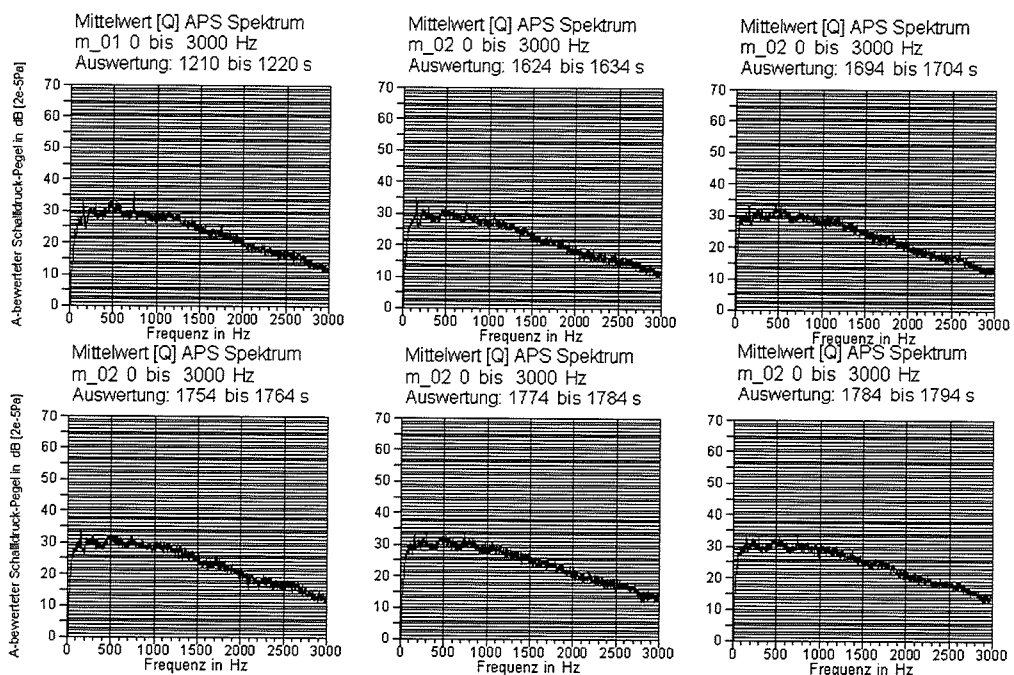


Abbildung C 11: Schmalbandspektren ($\Delta f = 2$ Hz) des Betriebsgeräusches, Bin 9 m/s.

Projektnummer: M91 181
 Windenergieanlage: MD 77
 Standort: Illerich
 Nennleistung: 1500 kW
 Standardisierte Windgeschwindigkeit: 7 m/s

Linienabstand:	2 Hz
Untersuchungsbereich:	90 bis 2772 Hz
Mittleres Delta_L:	-10 dB
Resultierender Tonzuschlag:	0 dB
Unsicherheit:	--

Spektrum	Frequenz	delta_L	Kennung FG	FgAnfang	FgEnde	Ls	LT	LG	av	Unsicherheit
	[Hz]	[dB]		[Hz]	[Hz]	[dB(A)]	[dB(A)]	[dB(A)]	[dB]	[dB]
1: 91181_20121125_m_02_1434_1444_PAK	--	--	keine Tone gefunden	--	--	--	--	--	--	--
2: 91181_20121125_m_01_210_220_PAK	--	--	keine Tone gefunden	--	--	--	--	--	--	--
3: 91181_20121125_m_01_1080_1090_PAK	--	--	keine Tone gefunden	--	--	--	--	--	--	--
4: 91181_20121125_m_01_1330_1340_PAK	--	--	keine Tone gefunden	--	--	--	--	--	--	--
5: 91181_20121125_m_01_1480_1490_PAK	--	--	keine Tone gefunden	--	--	--	--	--	--	--
6: 91181_20121125_m_01_1740_1750_PAK	--	--	keine Tone gefunden	--	--	--	--	--	--	--
7: 91181_20121125_m_02_70_80_PAK	--	--	keine Tone gefunden	--	--	--	--	--	--	--
8: 91181_20121125_m_02_524_534_PAK	--	--	keine Tone gefunden	--	--	--	--	--	--	--
9: 91181_20121125_m_02_824_834_PAK	--	--	keine Tone gefunden	--	--	--	--	--	--	--
10: 91181_20121125_m_02_894_904_PAK	--	--	keine Tone gefunden	--	--	--	--	--	--	--
11: 91181_20121125_m_02_1034_1044_PAK	--	--	keine Tone gefunden	--	--	--	--	--	--	--
12: 91181_20121125_m_02_1314_1324_PAK	--	--	keine Tone gefunden	--	--	--	--	--	--	--

Abbildung C 12: Ergebnisse der Tonanalyse für das Bin 7 m/s.

Windenergieanlage: MD 77
 Standort: Illerich
 Nennleistung: 1500 kW
 Standardisierte Windgeschwindigkeit: 8 m/s

Linienabstand:	2 Hz
Untersuchungsbereich:	90 bis 2772 Hz
Mittleres Delta_L:	-10 dB
Resultierender Tonzuschlag:	0 dB
Unsicherheit:	--

Spektrum	Frequenz	delta_L	Kennung FG	FgAnfang	FgEnde	Ls	LT	LG	av	Unsicherheit
	[Hz]	[dB]		[Hz]	[Hz]	[dB(A)]	[dB(A)]	[dB(A)]	[dB]	[dB]
1: 91181_20121125_m_02_1544_1554_PAK	--	--	keine Tone gefunden	--	--	--	--	--	--	--
2: 91181_20121125_m_02_344_354_PAK	--	--	keine Tone gefunden	--	--	--	--	--	--	--
3: 91181_20121125_m_02_584_594_PAK	--	--	keine Tone gefunden	--	--	--	--	--	--	--
4: 91181_20121125_m_02_624_634_PAK	--	--	keine Tone gefunden	--	--	--	--	--	--	--
5: 91181_20121125_m_02_644_654_PAK	--	--	keine Tone gefunden	--	--	--	--	--	--	--
6: 91181_20121125_m_02_744_754_PAK	--	--	keine Tone gefunden	--	--	--	--	--	--	--
7: 91181_20121125_m_02_884_894_PAK	--	--	keine Tone gefunden	--	--	--	--	--	--	--
8: 91181_20121125_m_02_1154_1164_PAK	--	--	keine Tone gefunden	--	--	--	--	--	--	--
9: 91181_20121125_m_02_1194_1204_PAK	--	--	keine Tone gefunden	--	--	--	--	--	--	--
10: 91181_20121125_m_02_1344_1354_PAK	--	--	keine Tone gefunden	--	--	--	--	--	--	--
11: 91181_20121125_m_02_1454_1464_PAK	--	--	keine Tone gefunden	--	--	--	--	--	--	--
12: 91181_20121125_m_02_1524_1534_PAK	--	--	keine Tone gefunden	--	--	--	--	--	--	--

Abbildung C 13: Ergebnisse der Tonanalyse für das Bin 8 m/s.

Projektnummer: M91 181
 Windenergieanlage: MD 77
 Standort: Illerich
 Nennleistung: 1500 kW
 Standardisierte Windgeschwindigkeit: 9 m/s

Linienabstand:	2 Hz
Untersuchungsbereich:	90 bis 2772 Hz
Mittleres Delta_L:	-10 dB
Resultierender Tonzuschlag:	0 dB
Unsicherheit:	—

Spektrum	Frequenz	delta_L	Kennung FG	FgAnfang	FgEnde	Ls	LT	LG	av	Unsicherheit
	[Hz]	[dB]		[Hz]	[Hz]	[dB(A)]	[dB(A)]	[dB(A)]	[dB]	[dB]
1: 91181_20121125_m_02_1784_1794_PAK	—	—	keine Tone gefunden	—	—	—	—	—	—	—
2: 91181_20121125_m_01_80_90_PAK	—	—	keine Tone gefunden	—	—	—	—	—	—	—
3: 91181_20121125_m_01_150_160_PAK	—	—	keine Tone gefunden	—	—	—	—	—	—	—
4: 91181_20121125_m_01_170_180_PAK	—	—	keine Tone gefunden	—	—	—	—	—	—	—
5: 91181_20121125_m_01_640_650_PAK	—	—	keine Tone gefunden	—	—	—	—	—	—	—
6: 91181_20121125_m_01_900_910_PAK	—	—	keine Tone gefunden	—	—	—	—	—	—	—
7: 91181_20121125_m_01_1200_1210_PAK	—	—	keine Tone gefunden	—	—	—	—	—	—	—
8: 91181_20121125_m_01_1210_1220_PAK	—	—	keine Tone gefunden	—	—	—	—	—	—	—
9: 91181_20121125_m_02_1624_1634_PAK	—	—	keine Tone gefunden	—	—	—	—	—	—	—
10: 91181_20121125_m_02_1694_1704_PAK	—	—	keine Tone gefunden	—	—	—	—	—	—	—
11: 91181_20121125_m_02_1754_1764_PAK	—	—	keine Tone gefunden	—	—	—	—	—	—	—
12: 91181_20121125_m_02_1774_1784_PAK	—	—	keine Tone gefunden	—	—	—	—	—	—	—

Abbildung C 14: Ergebnisse der Tonanalyse für das Bin 9 m/s.

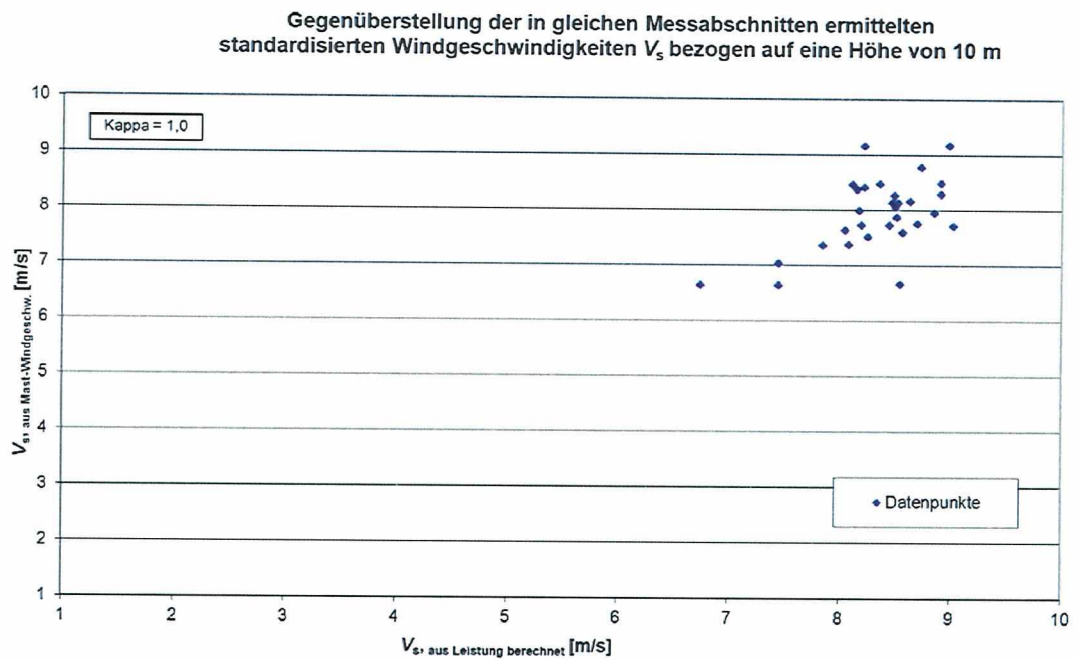


Abbildung C 15. Gegenüberstellung der in gleichen Messabschnitten ermittelten standardisierten Windgeschwindigkeiten V_s bezogen auf eine Höhe von 10 m.

Anhang D

Berechnete und linearisierte Leistungskurven, Herstellerbescheinigung

S:\M\Proj\09\1W91181\W91181_04_PBE_2D.DOC : 30. 07. 2013

Anlage 7

FL-MD 77
 Leistungskennlinie ermittelt auf Basis
 Anemometer Vector A100 xx
 Luftdichte 1,225 kg/m³

v [m/s]	MD77
3,0	0
3,45	19
4,02	51,7
4,45	86,4
5,02	134,7
5,53	187,9
6,04	252,5
6,51	325,8
7,03	407,5
7,5	512,1
8,02	622,7
8,52	743,2
9,01	854,5
9,5	971,5
10,01	1104
10,51	1215
11	1318
11,49	1403
11,98	1441
12,52	1463
13	1477
13,47	1485
14	1486
14,43	1487
14,97	1489
15,49	1489
15,97	1490
16,52	1490
17,01	1489
17,47	1489
18	1489
19	1489
20	1489

Zwischenwerte der Leistung werden durch lineare Interpolation
 zwischen den jeweils benachbarten Wertepaaren ermittelt

Abbildung D 1. Zur Verfügung gestellte Auswertung verwendete Leistungskurve (mit [12] erhalten).

WEA-Typ: MD77 Anlagennummer: 694

WEA-Standort: Illerich

Messdatum: 25.11.2012

Zur Auswertung verwendete Leistungskurve (linearisiert)

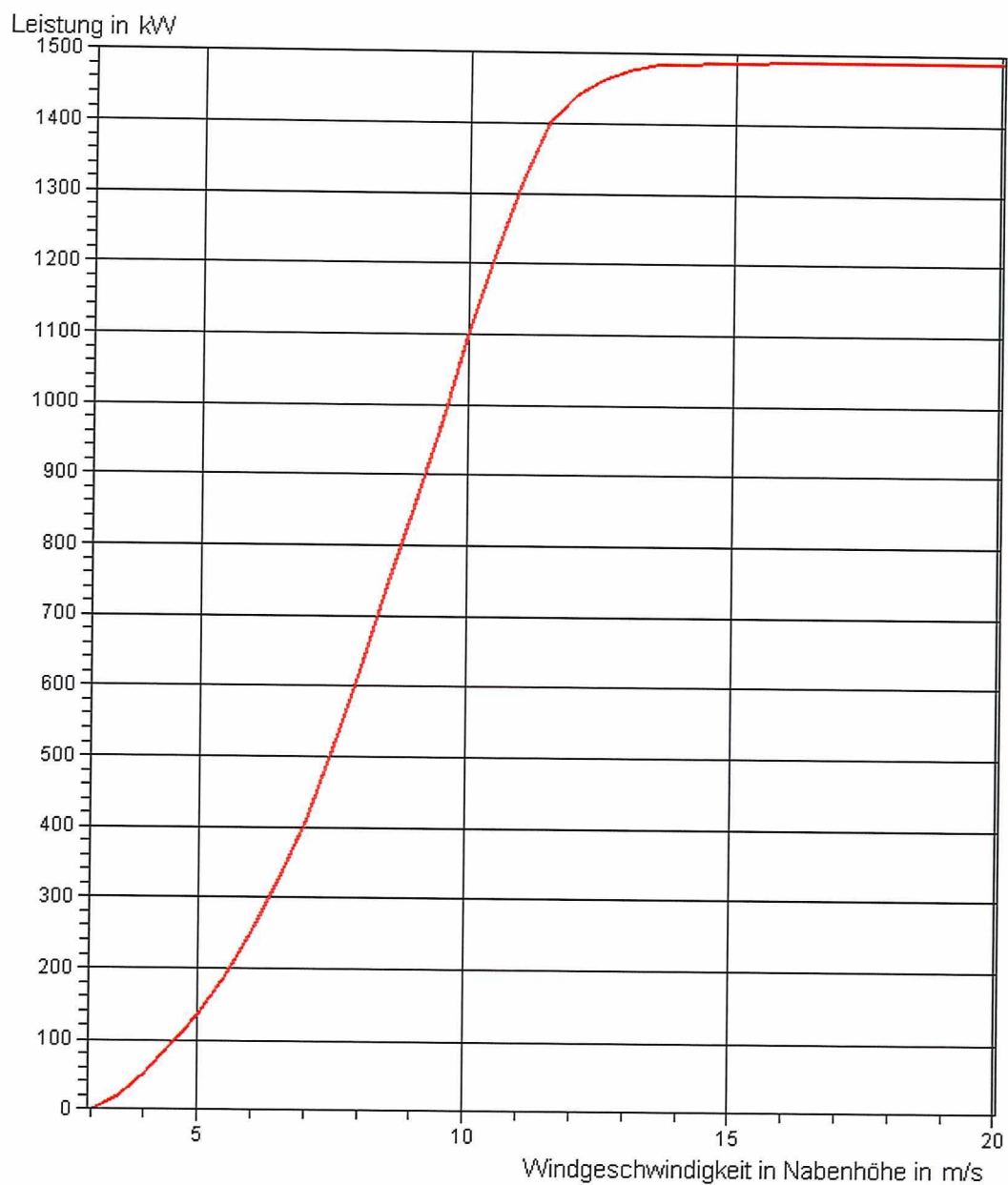


Abbildung D 2. Zur Auswertung verwendete „linearisierte“ Leistungskurve.

Herstellerbescheinigung zu spezifischen Daten des Anlagentypes MD 77:
Manufacturer's certificate on specific data of the type of installation MD 77:

Datum / date 30.01.2009

1. Allgemeines			General
Hersteller	Fuhrlander AG	manufacturer	
Anlagenbezeichnung	Fuhrlander FL ₁ MD77	type name	
Art (horizontal/vertikal)	horizontal	type (horizontal / vertical)	
Nennleistung	1500 kW	rated power	
Leistungsregelung		power control	
Nabenhöhe über Fundament	110,6 m	hub height above foundation	
Nabenhöhe über Grund	111,5 m	hub height above ground	
Nennwindgeschwindigkeit	11,1 m/s	rated wind speed	
Ein- und Abschaltwindgeschwindigkeit	3,5 m/s / 20 m/s	cut-in and cut-out wind speed	
Überlebenswindgeschwindigkeit	56,3 m/s	survival wind speed	
Rechnerische Lebensdauer	20 Jahre / years	calculated safe life	
Beitrag zum Kurzschlussstrom	6,6 kA	contribution to short circuit current	
2. Rotor			Rotor
Durchmesser	77 m	diameter	
Bestrichene Fläche	4656 m ²	swept area	
Anzahl der Blätter	3	number of blades	
Nabenart (pendelnd/starr)	starr	kind of hub	
Anordnung zum Turm (luv/lee)	luvseitig	relative position to tower (luv/lee)	
Nennndrehzahl / -bereich	9,6 / 17,3 U/min / rpm	rated speed	
Auslegungsschnellaufzahl	8,5	design tip speed ratio	
Rotorblatteinstellwinkel	variabel (0...90°)	rotor blade pitch setting	
Konuswinkel	-3,5 °	cone angle	
Achsneigung	5 °	tilt angle	
Abstand Rotorflanschmittelpunkt – Turmmittellinie	3140 mm	distance between rotor flange centre - tower centre line	
3. Rotorblatt			Rotor blade
Hersteller	LM oder gleichwertig	manufacturer	
Typenbezeichnung	LM 37.3P2	type	
Profile innen	Fx 77/ 79	blade section inside	
Profile außen	---	blade section outside	
Material	GFK	material	
Länge	37,25 m	length	
4. Getriebe			Gear
Hersteller	Eickhoff oder gleichwertig	manufacturer	
Typenbezeichnung	G45260X/A	Type	
Ausführung	CPNHZ-197	design	
	Stirnrad		
	Planeten		
Übersetzungsverhältnis	103,2	gear ratio	
5. Generator			Generator
Hersteller	VEM / o. a.	manufacturer	
Typenbezeichnung	DASAA 5023-4 UH	type	
Anzahl	1	numbers	
Art	doppeltgespeist	design	
Nennleistung(en)	1500 kW	rated power(s)	
Nennscheinleistung	1670 kVA	rated apparent power	
Nennndrehzahlen oder Drehzahlbereich	1000-1800 rpm	rated speed(s) / speed range	
Spannung	690 V	voltage	
Frequenz	50 Hz	frequency	
Nennschlupf	+/- 33 %	rated slip	
6. Turm			Tower
Hersteller	Seeba	manufacturer	
Typenbezeichnung	P-1.2-GT.00.03-A-A	type	
Ausführung (Gitter/Rohr, zyl./kon.)	Gitter	design (tapered/tube, cylin./lattice)	
Material	Stahl	material	
Länge	105,85m	length	
7. Windrichtungsnachführung			Yaw control
Ausführung (aktiv/passiv)	Aktiv	design (active/passive)	
Antriebsart (el./mech./hydr.)	elektrisch	drive (electr./mech./hydr.)	
Dämpfungssystem während des Betriebs	Schleifbremse	damping system during operation	

Abbildung D 3: Herstellerbescheinigung, Seite 1 von 2.

8. Betriebsführung / Regelung		Control system/control
Art der Leistungsregelung	pitch	kind of power control
Antrieb der Leistungsregelung	elektrisch	driver of power control
Automatischer Wiederanlauf		automatic restart
- nach Netzausfall	ja	- following grid-failure
- nach Abschaltwind	ja	- following cut-out wind speed
Hersteller der Betriebsführung / Regelung	Mita Technik a/s	manufacturer of control system
- Typenbezeichnung	WP3100	- type
- Verwendete Steuerungskurve	Standard	- used control curve
9. Sonstige elektrische Komponenten		Other electric installations
Anzahl der Kompensationsstufen	keine	number of compensation stages
Blindleistung Stufe 1	-	reactive power stage 1
Blindleistung Stufe 2	-	reactive power stage 2
Blindleistung Stufe 3	-	reactive power stage 3
Blindleistung Stufe 4	-	reactive power stage 4
Art der Netzkopplung	Umrichter laufersseitig	kind of interconnection
- Hersteller	SEG	- manufacturer
- Typenbezeichnung	Concycle	- type
Netzschutzhersteller	Mita	mains protective manufacturer
- Typenbezeichnung	WP3100	- type
- Einstellbereiche:		- adjustment range:
Spannungssteigerungsschutz/	+ 6%, 98 ms	overvoltage protection/
Spannungsrückgangsschutz	- 20%, 109 ms	undervoltage protection
Frequenzsteigerungsschutz	+ 10%, 88 ms	overfrequency protection
Frequenzrückgangsschutz	- 10%, 104 ms	underfrequency protection
Typenbezeichnung der Abschalteneinheit	Moeller IZMN2	type of contact breaking device
Oberschwingungsfilter (Ja/Nein)	Ja	harmonic filter (yes/no
Oberschwingungsfilter müssen auf den		harmonic filter have to be designed for
Netzverknüpfungspunkt ausgelegt sein	Ja	the point of coupling)
10. Bremssystem		Brake system
Bremssystem (primär/sekundär)	Einzelblattverst.	brakes (primary/secondary/service)
- Aktivierung	elektr./batt. gepuffert	- Activation
- Anordnung	Nabe	- Location
- Bremsenart	Aerodynamisch	- Kind
- Betätigung	elektrisch	- Operation
11. Typenprüfung		Type test
Prüfbehörde	Ministerium für Städtebau und Wohnen, Kultur und Sport, Nordrhein-Westfalen II B-2-543-895	testing authority reference
12. Informativer Teil		Informative
Standort der vermessenen WEA	Illerich 1	location of WTG
Koordinaten des Standortes		coordinate of the location
Seriennummer der WEA	FL 694 NA 93D MD77	serial number of WTGs
der Blätter	4693/4701/4742	blades
des Getriebes	23176	gearbox
des Generators	2356035/2008	generator
 Anschrift des Herstellers Fuhrlander AG Address of manufacturer Auf der Höhe 4 D-56477 Waigandshain		Fuhrlander AG Graf-Zeppelin-Straße 11 56479 Liebenscheid Tel: +49(0) 2664-99 66 0 Fax +49(0) 2664-99 66 33
Stempel und Unterschrift des Herstellers Der Hersteller der Windenergieanlage bestätigt mit oben angegebenen Seriennummern, dass die WEA hinsichtlich ihrer technischen Daten mit den o.g. Positionen und den dazugehörigen Typenprüfungen identisch ist. The manufacturer of the wind turbine generator system (WTGs) confirms with the above serial No., that the WTGS is identical with the above entries with regard to its technical data and to its type approval.		

Abbildung D 4: Herstellerbescheinigung, Seite 2 von 2.