windtest
grevenbroich gmbh

Schalltechnisches Gutachten gemäß FGW TR.1 zur Windenergieanlage ENERCON E-70 E4 Ser.-Nr.: 783354, im Windpark Weibern-Rieden

- Betrieb II (2.300 kW) -

Messung 2014-02-14

Vollständiger Bericht

2014-03-26

SE12028B4

Frimmersdorfer Str. 73a · D-41517 Grevenbroich · Phone +49 (0) 2181 2278-0 · Fax +49 (0) 2181 2278-11 · info@windtest-nrw.de · www.windtest-nrw.de

Geschäftsführerin / Managing Director: Dipl.-Geol. Monika Krämer · Handelsregister/Commercial Register: Amtsgericht Mönchengladbach HRB 7758
USt.-IdNr./VAT No.: DE 183895079 · Steuer-Nr./Tax-ID. 114/5777/0301
Bankverbindungen/Bankaccount: Sparkasse Neuss: BLZ 305 500 00, Kto.-Nr. 800 272 04 · IBAN DE: 74305500000080027204 · BIC: WELA DE DN

DAkkS Deutsche Akkreditierungsstelle D-PL-11233-01-00

windtest
grevenbroich gmbh

Schalltechnisches Gutachten gemäß FGW TR.1 zur Windenergieanlage ENERCON E-70 E4 Ser.-Nr.: 783354, im Windpark Weibern-Rieden

- Betrieb II (2.300 kW) -

Bericht SE12028B4

Standort bzw. Messort:	Windpark Weibern-Rieden, WEA 10, Ser.-Nr. 783354

Auftraggeber:	DunoAir Windpark Planung GmbH Brotstrasse 1 D-54290 Trier

Auftragnehmer:	windtest grevenbroich gmbh Frimmersdorfer Str. 73a D-41517 Grevenbroich

Datum der Auftragserteilung:	2012-10-02	**Auftragsnummer:**	12 0168 07

Prüfer:	**Bearbeiter:**
Dipl.-Ing. Frederik Gast Projektleiter	Dipl.-Ing. David Rode Gruppenleiter

Grevenbroich, 2014-03-26

Dieser Bericht darf auszugsweise nur mit schriftlicher Zustimmung der windtest grevenbroich gmbh vervielfältigt werden. Er umfasst insgesamt 35 Seiten inkl. der Anlagen.

www.windtest-nrw.de

1 AUFGABENSTELLUNG 4
2 DURCHFÜHRUNG DER MESSUNG 4
2.1 Messverfahren 4
2.2 Messobjekt 4
2.3 Messort 5
2.4 Messaufbau 5
2.5 Messablauf 7
2.6 Meteorologische Bedingungen 8
3 MESSERGEBNISSE 8
3.1 Subjektives Geräuschempfinden 8
3.2 Richtcharakteristik 8
3.3 Schalldruckpegel 8
3.4 Immissionsrelevanter Schallleistungspegel 11
3.5 Impulshaltigkeit 13
3.6 Pegel von Einzelereignissen 13
3.7 Tonhaltigkeitsanalyse 13
3.7.1 Verfahren der Tonhaltigkeitsanalyse 13
3.7.2 Ergebnisse der Tonhaltigkeitsanalyse 14
3.8 Turbulenzintensität 15
3.9 Betriebszustand während der Messung 15
4 MESSUNSICHERHEIT 16
4.1 Messunsicherheit Typ A 16
4.2 Messunsicherheiten Typ B 16
4.3 Abschätzung der Gesamtmessunsicherheit U_c 17
4.4 Messunsicherheiten für Tonhaltigkeiten 17
4.5 Messunsicherheiten für Terzspektren 17
5 ABWEICHUNGEN ZUR RICHTLINIE FGW TR.1 18
6 ZUSAMMENFASSUNG 19
7 LITERATURVERZEICHNIS 20
8 VERZEICHNIS DER VERWENDETEN FORMELZEICHEN UND ABKÜRZUNGEN 21
9 BEARBEITUNGSVERLAUF 22
10 ANHANG 23

Anhang 1 Lageplan
Anhang 2 Herstellerbescheinigung
Anhang 3 Leistungskennlinie
Anhang 4 Oktav- und Terzspektrum
Anhang 5 Schmalbandspektren

www.windtest-nrw.de

1 Aufgabenstellung

Die windtest grevenbroich gmbh (wtg) wurde 2012-10-02 von DunoAir Windpark Planung GmbH beauftragt, die charakteristische Geräuschabstrahlung der Windenergieanlage (WEA) E-70 E4 mit einer Nabenhöhe von H = 113,5 m inkl. Fundament im leistungsoptimierten Betrieb II (2.300 kW) mit dem Standort Weibern-Rieden gemäß der aktuellen Technischen Richtlinie Teil 1 zu erfassen.

2 Durchführung der Messung

2.1 Messverfahren

Die Mess- und Beurteilungsmethoden basieren auf der Technischen Richtlinie für Windenergieanlagen, Teil 1 „Bestimmung der Schallemissionswerte" [1], Revision 18, Stand 2008-02-01. Gemäß dieser Richtlinie ist die Tonhaltigkeitsauswertung entsprechend der IEC 61400-11 [2] durchzuführen und nach DIN 45681 [3] mit einem Tonzuschlag K_{TN} zu bewerten.

Angegeben werden der immissionsrelevante Schallleistungspegel sowie die Ton- und Impulshaltigkeit im Nahfeld der WEA im Bereich von 6 m/s bis 10 m/s in 10 m Höhe (und evtl. bei 95 % der Nennleistung, sofern diese unterhalb einer Windgeschwindigkeit von 10 m/s in 10 m Höhe erreicht wird).

2.2 Messobjekt

Beim zu vermessenden Objekt handelt es sich um eine im Dauerbetrieb betriebene Windenergieanlage des Typs E-70 E4.

Akustisch betrachtet setzt sich eine WEA aus mehreren Einzelschallquellen zusammen. Zu nennen sind hier z. B. Komponenten wie Generator, Getriebe und Hydraulikpumpen (falls vorhanden), Transformatoren und Umrichter, welche sowohl über die Öffnungen im Maschinenhaus und im Turm direkt, als auch durch Körperschallübertragung über Maschinenhaus, Blätter und Turm Geräusche abstrahlen. Diese Geräusche können tonhaltig sein.

Aerodynamisch bedingte Geräusche, verursacht durch die Rotation der Rotorblätter, stellen eine weitere wesentliche Schallquelle dar. Diese Geräusche sind in der Regel breitbandig und in erster Linie von der Blattspitzengeschwindigkeit und den Blattprofilen bzw. dem Regelverhalten (Pitch oder Stall) abhängig.

Die vermessene WEA weist die in der Tab. 1 dargestellten Eigenschaften auf. Detaillierte Angaben finden sich in der Herstellerbescheinigung im Anhang.

www.windtest-nrw.de

Tab. 1: Technische Daten der Windenergieanlage

Hersteller	ENERCON GmbH
WEA-Typ	E-70 E4
Seriennummer	783354
Standort	Weibern-Rieden
Nennleistung	2.300 kW
Leistungsregelung	pitch
Nabenhöhe ü. Grund	113,5 m
Turmbauart	zylindrisch- konischer Stahl- und Stahlbeton-turm
Anordnung Rotorblätter zum Turm	luv
Anzahl der Rotorblätter	3
Rotordurchmesser	71 m
Blatt-Typ	E 70-4
Drehzahlbereich (Rotor)	6 – 20,9 min^{-1}
Getriebe-Typ	entfällt
Generator-Typ	E-70 (Synchrongenerator)

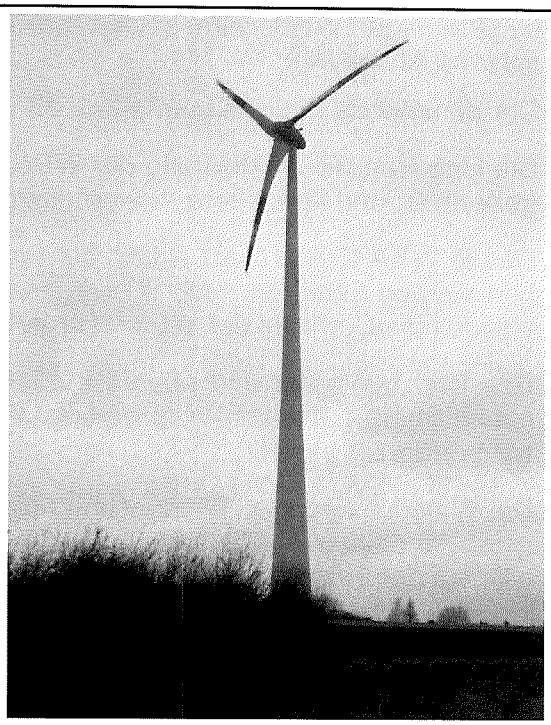


Abb. 1: WEA E-70 E4 (783354)

2.3 Messort

Die WEA befindet sich mit weiteren WEA verschiedenen Typs am Standort Weibern-Rieden. Die Umgebung der WEA wird landwirtschaftlich genutzt und war zum Zeitpunkt der Messung bestellt. Weiterhin besteht die Umgebung aus mehreren eingestreuten Waldgebieten. Der Windpark Weibern-Rieden besteht derzeit aus insgesamt 14 WEA (1x Seewind, 2x Nordex N90, 5x Vestas V47, 4x Enercon E-82, 2x Enercon E-70 E4). Die Anlagen befinden sich auf einer Anhöhe mit einer geodätischen Höhe von ca. 490 m – 550 m über NN. Südöstlich des Windparks in ca. 1.200 m Entfernung befindet sich die im Tal gelegene Ortschaft Rieden (ca. 400 m über NN). Westlich des Windparks in ca. 1.200 m Entfernung befindet sich die ebenfalls im Tal gelegene Ortschaft Weibern (ca. 410 m über NN).

2.4 Messaufbau

Die Anordnung der Messpunkte wurde gemäß [2] gewählt. Die Messung der Schallemissionen am Referenzpunkt wurde mit einem Mikrofon auf einer schallharten Platte mit einem Durchmesser von 1 m in einem Abstand zum Turmmittelpunkt der WEA von $R_{0,gewählt}$ = 154 m durchgeführt. Der Referenzpunkt war in Mitwindrichtung zur WEA angeordnet (Abb. 2).

$$R_0 = H + \frac{D}{2} \pm 20\%$$

(H: Nabenhöhe; D: Rotordurchmesser)

Die Schalldruckpegel (Betriebs- bzw. Gesamtgeräusche und Fremdgeräusche) wurde mit Hilfe eines Mikrofons und eines Schallpegelmessers aufgezeichnet und für nachträgliche Analysen

www.windtest-nrw.de

zeitgleich mit einem Audiorecorder aufgenommen. Bei der Messung wurde ein sekundärer halbkugelförmiger Windschirm (Spezifikation nach [2]) verwendet. Der Frequenzgang des Windschirms ist bekannt.

Der dämpfende Einfluss beträgt 0,2 dB und wurde im Folgenden berücksichtigt.

Die eingespeiste Wirkleistung der WEA wurde als 1 Minuten-Mittelwertsignal vom Hersteller aufgezeichnet und für spätere Analysen zur Verfügung gestellt.

Da die WEA E-70 E4 auf Grund der regelbaren Drehzahl in verschiedenen Betriebsmodi betrieben werden kann, ist nach [1] vorgesehen, zur eindeutigen Charakterisierung des Betriebszustandes die Drehzahl der WEA während der Messung mit aufzuzeichnen.

Das Drehzahlsignal und ebenfalls das Signal der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe wurden ebenfalls als 1 Minuten-Mittelwertsignal vom Hersteller aufgezeichnet und für spätere Analysen zur Verfügung gestellt.

Die Windrichtung und Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe wurden von einem Anemometer und einer Windfahne im Abstand von 335 m zur WEA luvseitig erfasst (Abb. 3), digitalisiert und ebenfalls auf der Festplatte des Mess-PCs gespeichert.

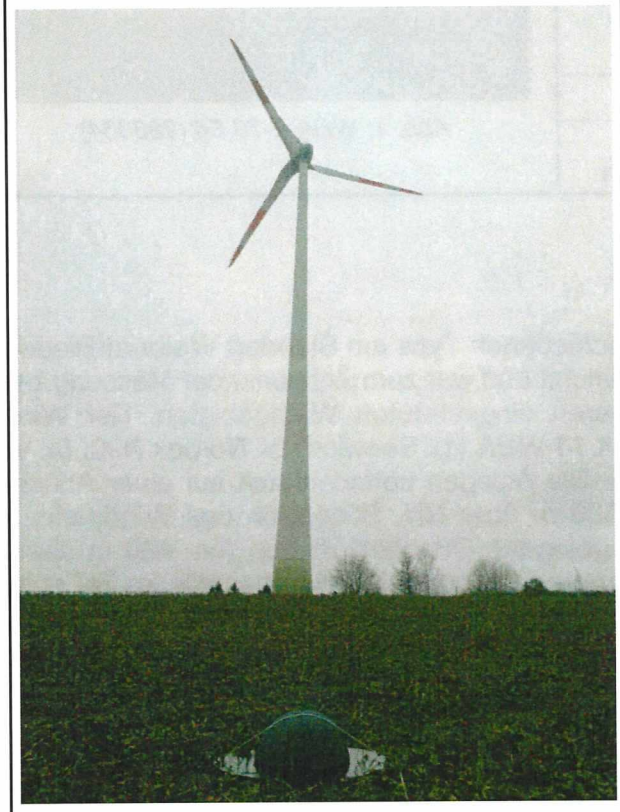


Abb. 2: Aufbau Mikrofon

Abb. 3: Aufbau Windmessmast

Die Erfassung der meteorologischen, akustischen und elektrischen Signale wurde mit Hilfe einer Funkuhr (DCF77) synchronisiert. Die verwendeten Messgeräte zur Erfassung aller Signale sind in Tabelle 2 aufgeführt.

Um eine einwandfreie Daten- und Messsicherheit zu gewährleisten, werden alle Messgeräte in den in [2] genannten Abständen geprüft.

Die gesamte akustische Messkette wurde mit einer Prüfschallquelle vor und nach der Messung kalibriert.

www.windtest-nrw.de

Tab. 2: Messgeräte

Geräte Akustik *devices acoustic*	**Hersteller / Serien.-Nr.** *manufacturer / serial number*	**Kalibriert bis** *calibrated until*	**WTG-Nummer** *wtg number*
Mikrofon *microphone*	**Norsonic, Typ 1220, Serien-Nr. 28411** *Norsonic, type 1220, serial-no. 28411*	2015-02-13	WTGMT0034/2
Mikrofonvorverstärker *preamplifier*	**Norsonic, Typ 1201, Serien-Nr. 21115** *Norsonic, type 1201, serial-no. 21115*	2015-02-13	WTGMT1874
Schallpegelmesser *sound level meter*	**Norsonic 110, Serien-Nr. 19604** *Norsonic 110, serial-no. 19604*	2015-02-13	WTGMT0034/1
Digitaler Audiorekorder *digital audio recorder*	**Tascam DR-05, 0241106** *Tascam DR-05, 0241106*		WTGMT2459
Akustischer Kalibrator *acoustical calibrator*	**Brüel & Kjaer, Typ 4231, Serien-Nr. 2162810** *Brüel & Kjaer, Typ 4231, serial-no. 2162810*	2014-08-05	WTGMT0269
Prim. Windschirm *primary wind screen*	**Norsonic** *Norsonic*		
Sek. Windschirm *secondary wind screen*	**windtest grevenbroich gmbh** *windtest grevenbroich gmbh*		
Geräte Meteorologie *meteorological devices*	**Hersteller / Serien.-Nr.** *manufacturer / serial number*	**Kalibriert bis** *calibrated until*	**WTG-Nummer** *wtg number*
Messmast 10 m *meteorological mast*	**Teksam Clark-Mast, Typ Cot 10-6/HP, Serien-Nr. GK94289** *Teksam Clark-Mast, type Cot 10-6/HP, serial-no. GK94289*		WTGMT1806
Anemometer *anemometer*	**Thies, Typ: 4.3519.00.700, Serien-Nr. 08120909** *Thies, type: 4.3519.00.700, serial no. 08120909*	2014-08-29	WTGMT2417
Windfahne *wind vane*	**Thies, Typ: 4.312.30.021A, SN: 0110039** *Thies, type: 4.312.30.021A, SN: 0110039*		WTGMT1780
Messumformer *signal transformer*	**Weidmüller, Typ: WAZ4 PRO DC/DC** *Weidmüller, type: WAZ4 PRO DC/DC*		WTGMT1402
Messumformer *signal transformer*	**Weidmüller, Typ: WAZ5 PRO RTD** *Weidmüller, type: WAZ5 PRO RTD*		WTGMT1467
Thermometer und Hygrometer *thermometer and hygrometer*	**Thies,1.1005.54.241,Serien-Nr. 1002-46** *Thies,1.1005.54.241,serial-no.1002-46*		WTGMT2152
Barometer *barometer*	**Greisinger, Typ GDH 12AN** *Greisinger, type GDH 12AN*		WTGMT0563
Geräte Hard- und Software *devices hard- and software*	**Hersteller / Serien.-Nr.** *manufacturer / serial number*	**Kalibriert bis** *calibrated until*	**WTG-Nummer** *wtg number*
Datenlogger *data logger*	**IMC CS4108, Serien-Nr. 125918** *IMC CS4108, serial-no. 125918*		WTGMT2089
Datenlogger *data logger*	**IMC SCI8, Serien-Nr. 888416** *IMC SCI8, serial-no. 888416*		WTGMT2090
Computer *Computer*	**Toshiba Tecra R950-15F, Serien-Nr. XC130731** *Toshiba Tecra R950-15F, serial-no. XC130731*		WTGPC1146
Laserentfernungsmesser *laser rangefinder*	**Yardage Pro, 1000 Serien-Nr. 027178** *Yardage Pro, 1000 serial-no. 027178*		WTGMT1050
Auswertesoftware *data acquisiton software*	**WTG Technik** *WTG Technik*		
Auswertesoftware *data acquisiton software*	**IMC Famos Version 6.0 Rev. 3** *IMC Famos version 6.0 rev. 3*		

2.5 Messablauf

Die Messung wurde 2014-02-14 in der Zeit zwischen 16^{55} Uhr und 18^{55} Uhr durchgeführt. Für die Messung der Schallemissionen wurden die benachbarten WEA des Typs Nordex N90 (Ser.-Nr. 81760), Enercon E-82 (Ser.-Nr. 823620) und Vestas V47 (Ser.-Nr. V13422), außer Betrieb gesetzt. Die während der Messung in 10 m Höhe aufgetretenen Windgeschwindigkeiten lagen in einem Bereich zwischen 5 m/s und 9 m/s (Abb. 5). Die abgegebene Wirkleistung der WEA lag zwischen 1.600 kW und 2.300 kW (Abb. 6). Während der Messungen des Betriebsgeräusches lief die WEA im Dauerbetrieb.

www.windtest-nrw.de

Bei der Messung wurden parallel der Schalldruckpegel, die elektrische Wirkleistung, die Generatordrehzahl, die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe und Windgeschwindigkeit sowie Windrichtung in 10 m Höhe gemessen und aufgezeichnet.

Störgeräusche, die während der Messung auftraten (z. B. Autoverkehr, landwirtschaftlicher Verkehr, Flugverkehr), wurden für die Ermittlung der Schallemissionswerte (Betrieb und Hintergrund) ausgeschlossen.

2.6 Meteorologische Bedingungen

Die meteorologischen Bedingungen wurden während der Messzeit kontinuierlich aufgezeichnet. Es herrschten die in Tabelle 3 dargestellten meteorologischen Bedingungen.

Tabelle 3: Meteorologische Bedingungen während der Messzeit

Bewölkung	stark bewölkt
Luftdruck	942 – 943 hPa
Lufttemperatur	3 – 4 °C
Luftfeuchte	89 – 93 %

3 Messergebnisse

Grundlage aller Auswertungen (Tabellen, Grafiken) ist eine Mittelungszeit von 60 sek. für alle aufgezeichneten Signale.

3.1 Subjektives Geräuschempfinden

Aerodynamisch bedingte Geräusche traten durch die Rotation der Rotorblätter auf. Am Referenzpunkt traten subjektiv wahrnehmbare tonale Auffälligkeiten bei 150 Hz auf. Das Anlagengeräusch ist aufgrund dessen derzeit als auffällig einzustufen.

3.2 Richtcharakteristik

Es wurde subjektiv keine ausgeprägte Richtcharakteristik für die WEA E-70 E4 festgestellt.

3.3 Schalldruckpegel

Zur Analyse der charakteristischen Schallwerte bei den verschiedenen Windgeschwindigkeiten wurden die gemessenen Schalldruckwerte, Leistungswerte und Windgeschwindigkeiten des Messzeitraums nach Status unterschieden und analysiert.

Es wurde unterschieden zwischen den Zeiträumen Anlagenbetrieb (Betriebs- bzw. Gesamtgeräusche, Status = 1) und Anlagenstillstand (Fremdgeräusche, Status = 0,5). Status = 0 bedeutet, dass die Geräuschdaten aufgrund von Störgeräuschen nicht für die Auswertung herangezogen werden dürfen (vgl. Abb. 4).

www.windtest-nrw.de

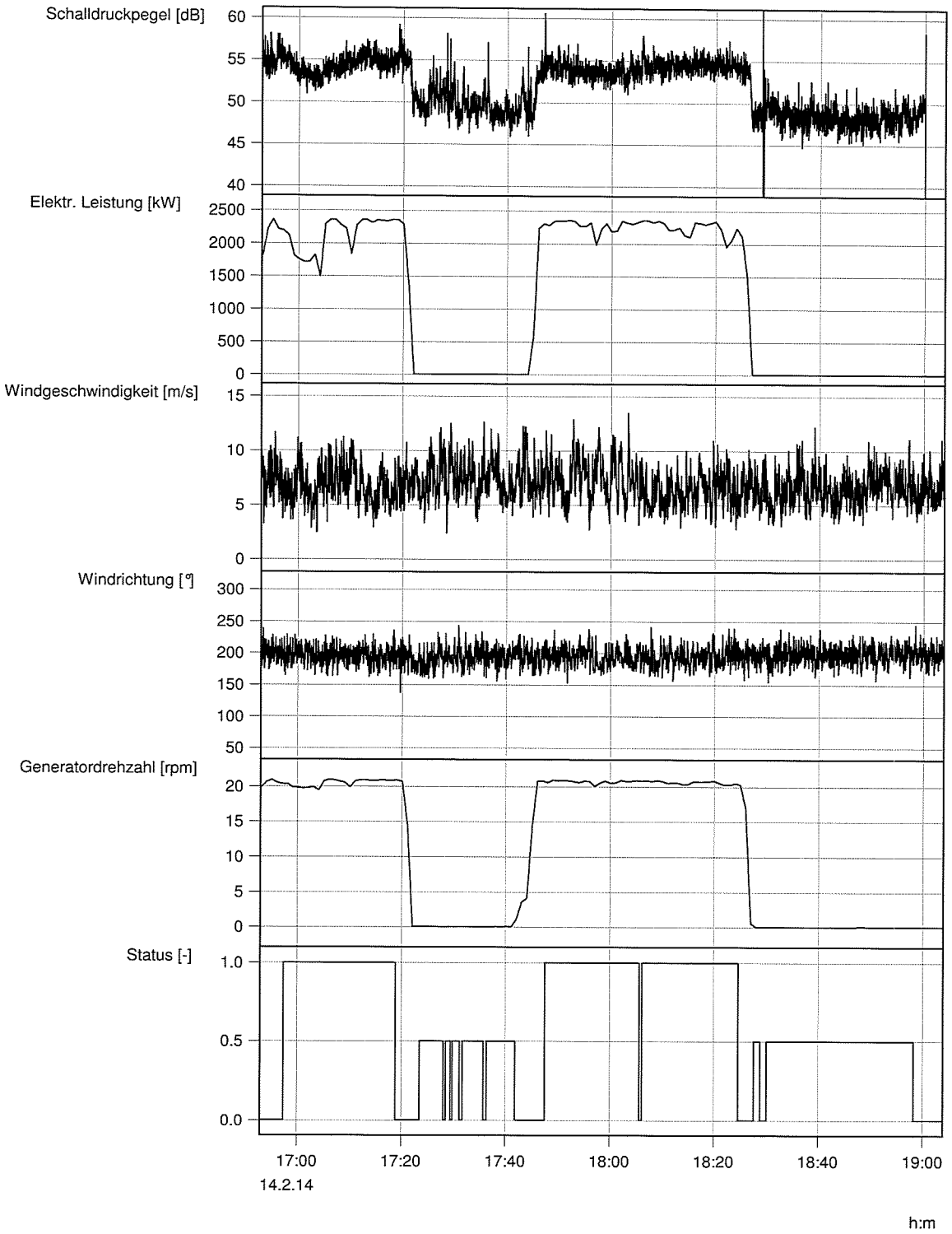


Abb. 4: Messwerte

Aus dem zeitlichen Verlauf der gemessenen Werte wurden je nach Status die Leistung, Windgeschwindigkeit, Windrichtung und Schalldruckpegel gefiltert. Das arithmetische Mittel der Windgeschwindigkeit und der Leistung sowie das energetische Mittel der Schalldruckpegel über jeweils 60 sek. waren Grundlage zur Ermittlung der Regressionen für die Schalldruckpegel Betrieb und Hintergrund (vgl. Abb. 5 bis Abb. 7).

www.windtest-nrw.de

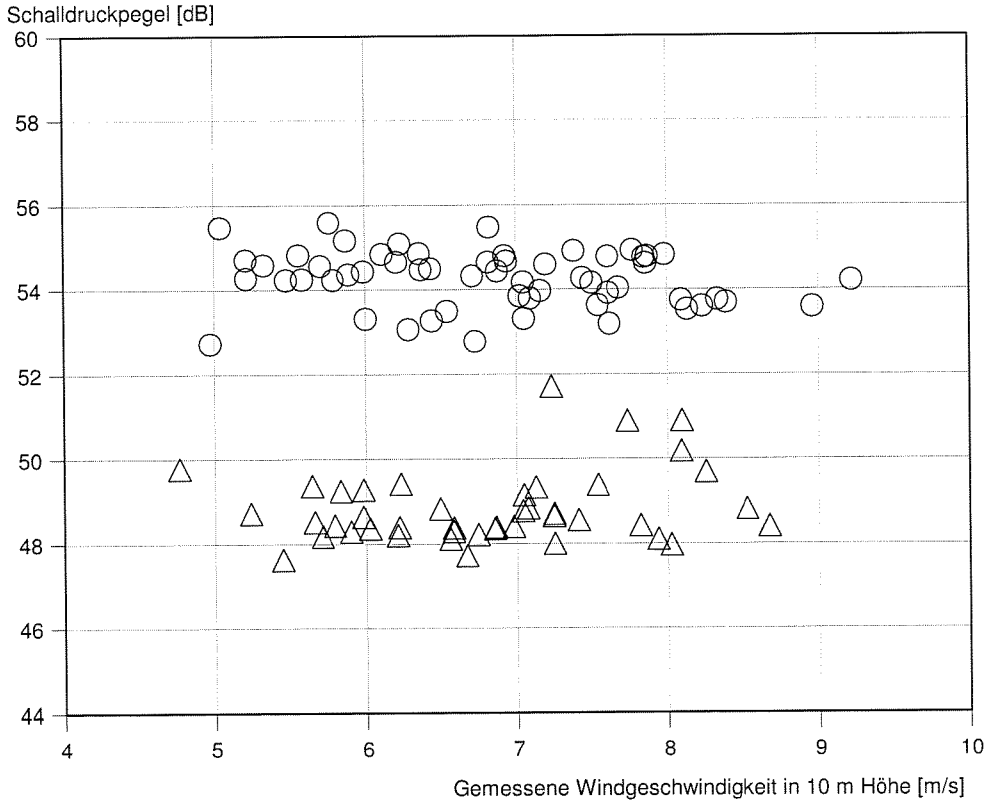


Abb. 5: Schalldruckpegel über gemessener Windgeschwindigkeit (Betrieb O und Hintergrund Δ, 60 sek. Mittelwerte)

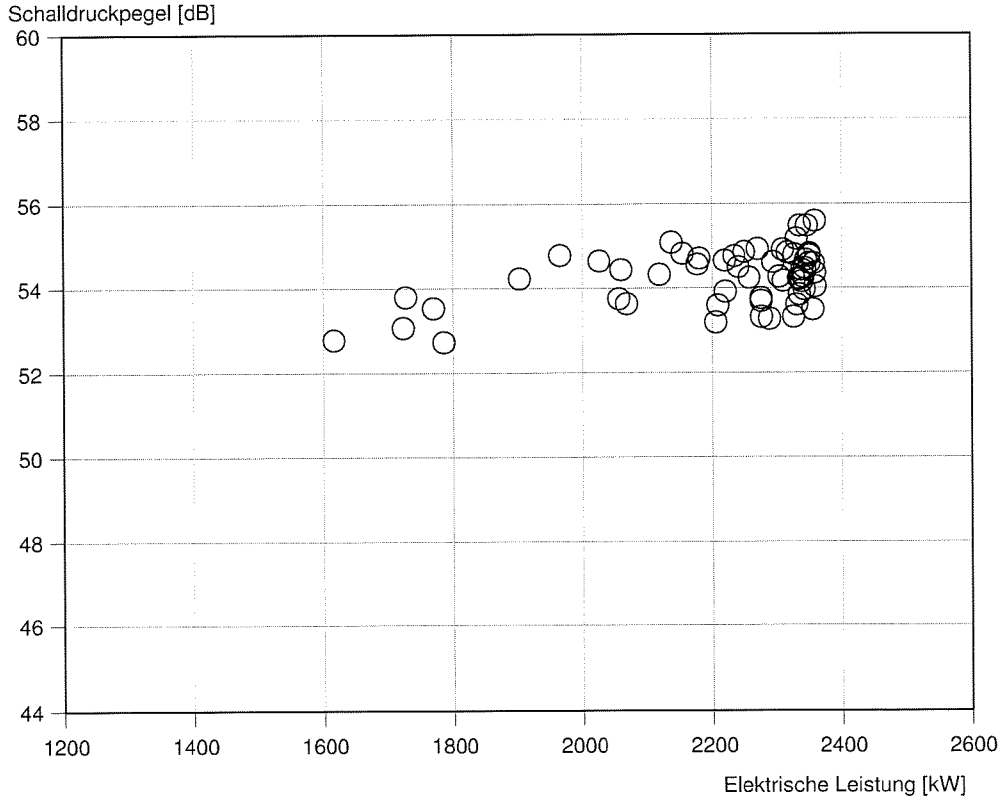


Abb. 6: Schalldruckpegel über elektrischer Leistung (60 sek. Mittelwerte)

www.windtest.de

3.4 Immissionsrelevanter Schallleistungspegel

Aus der gemessenen Wirkleistung wurde mit Hilfe der zu Grunde gelegten Leistungskurve (vgl. Anhang), einer meteorologischen Korrektur gemäß [2] und einem logarithmischen Ansatz für das Windgeschwindigkeitsprofil (Rauhigkeitslänge $z_0 = 0{,}05$ m) auf die standardisierte Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe geschlossen.

$$v_{p10} = v_H \cdot \frac{\ln 10/z_0}{\ln H/z_0} \quad \text{mit } z_0 = 0{,}05 \text{ m, } H = 113{,}5 \text{ m}$$

Aus der standardisierten Windgeschwindigkeit und der im Betrieb der WEA gemessenen Windgeschwindigkeit wurde der Korrekturfaktor κ für die gemessene Hintergrundwindgeschwindigkeit bestimmt.

$$\kappa = \frac{v_{p10}}{v_{mess,10}} \quad \text{und} \quad v_{mess,10,korr} = \kappa \cdot v_{mess,10}$$

Es wurde ein Korrekturfaktor $\kappa = 1{,}26$ zur Korrektur der gemessenen Hintergrundwindgeschwindigkeiten bestimmt. Daraus ergaben sich die in der folgenden Abbildung dargestellten Regressionen. Messwerte bei mehr als 95 % der Nennleistung sind in der Abb. 7 über ihre gemessene, mit dem Korrekturfaktor κ korrigierte Windgeschwindigkeit mit quadratischen Symbolen □ dargestellt. Dabei entfallen gemäß [1] solche Messwerte, bei denen die korrigierte Windgeschwindigkeit unterhalb der Windgeschwindigkeit zu 95 % der Nennleistung liegt.

www.windtest-nrw.de

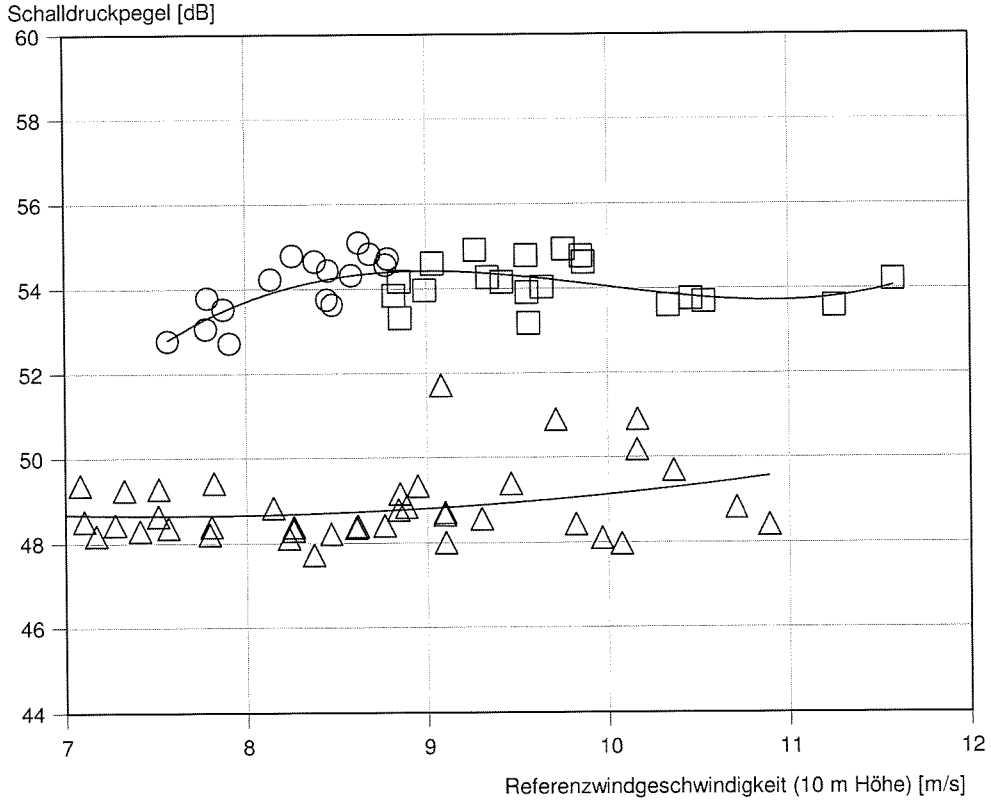


Abb. 7: Schalldruckpegel über standardisierter Windgeschwindigkeit (60 sek. Mittelwerte)

*Regression Betrieb O: -75,67 + 33,629 * X - 2,1225 * X^2 - 0,05996 * X^3 + 0,006564 * X^4 [dB]*
*Regression Hintergrund Δ: 53,69 - 1,322 * X + 0,0865 * X^2 [dB]*
□ Messwerte größer 95%-Nennleistung

Zwischen den Regressionsgleichungen Schalldruckpegel Betrieb ($L_{Aeq,BG}$) und Schalldruckpegel Hintergrund ($L_{Aeq,HG}$) über der standardisierten Windgeschwindigkeit wurde der Störabstand bestimmt und anschließend der fremdgeräuschkorrigierte Schalldruckpegel ($L_{Aeq,c}$) für den Betrieb der WEA berechnet.

$$L_{Aeq,c} = 10\lg[10^{(0,1*L_{Aeq,BG})} - 10^{(0,1*L_{Aeq,HG})}]$$

Aus dem fremdgeräuschkorrigierten Schalldruckpegel $L_{Aeq,c}$ wurde für die standardisierten Windgeschwindigkeiten von 8 m/s bis 10 m/s in 10 m Höhe der Schallleistungspegel L_{WA} der WEA berechnet.

$$L_{WA} = L_{Aeq,c} - 6\text{dB} + 10 \cdot \log(4\pi \cdot \frac{R_i^2}{1\text{m}^2}) \qquad \text{dB}$$

$$R_i = \sqrt{(R_o + N_A)^2 + (H - h_A)^2}$$

R_0 = 154 m, N_A = 4,32 m, H = 113,5 m, h_A = -2 m

Damit ergaben sich für die WEA E-70 E4 in der vorliegenden Konfiguration die in der Tab. 4 dargestellten immissionsrelevanten Schallleistungspegel.

www.windtest-nrw.de

Tab. 4: Immissionsrelevanter Schallleistungspegel E-70 E4, Betrieb II (2.300 kW)

Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe (v_{p10})	BIN 8[2)] 7,5–8,5 m/s	8,7 m/s[1)2)]	BIN 9[2)] 8,5–9,5 m/s	BIN 10[2)] 9,5–10,5 m/s
Gesamtgeräusch $L_{Aeq,BG}$ [dB]	53,7	54,4	54,4	54,0
Fremdgeräusch $L_{Aeq,HG}$ [dB]	48,7	48,7	48,8	49,1
Abstand ΔL [dB]	5,0	5,7	5,6	4,9
Betriebsgeräusch $L_{Aeq,c}$ [dB]	52,4	53,1	53,1	52,7
Schallleistungspegel L_{WA} [dB]	**103,2**	**103,9**	**103,9**	**103,5**
Elektrische Leistung P [kW]	1.875	2.185	2.243	2.309

1) 95 % Nennleistung

2) Fremdgeräuschabstand ΔL < 6dB. Korrektur des Betriebsgeräusches um 1,3 dB. Schallleistungspegel wurde hierdurch abgeschätzt.

Anmerkung 1: Aus den dargestellten Messwerten oberhalb 95 % der Nennleistung (Abb. 7) wird ersichtlich, dass für diesen Anlagentyp bei noch höheren Windgeschwindigkeiten nicht mit einer weiteren Erhöhung der Schallemissionswerte zu rechnen ist.

3.5 Impulshaltigkeit

Vom Gutachter wurden keine impulsartigen Auffälligkeiten festgestellt (subjektive Beurteilung nach [1]). Somit wurde hier keine detaillierte Auswertung nach DIN 45645-1 [4] vorgenommen.

3.6 Pegel von Einzelereignissen

Einzelereignisse wie das Anfahren oder Abschalten der Anlage, Quietschen der Bremsen oder Fahren des Azimut, die den Mittelungspegel um mehr als 10 dB überschritten, wurden bei der Messung nicht festgestellt.

3.7 Tonhaltigkeitsanalyse

Die Tonhaltigkeitsauswertung ist gemäß Technischer Richtlinie [1] nach IEC 61400-11 [2] durchzuführen und nach DIN 45681 [3] mit einem Tonzuschlag K_{TN} zu bewerten.

3.7.1 Verfahren der Tonhaltigkeitsanalyse

Das aufgezeichnete Geräusch (Hintergrund und Betrieb) wird zur Bestimmung der Frequenzzusammensetzung mit 40 kHz unter Verwendung eines Antialiasing-Filters mit einer Grenzfrequenz von 20 kHz digitalisiert und einer Fastfourieranalyse (FFT) unterzogen.

Je Windgeschwindigkeitsklasse (BIN) werden für das Betriebsgeräusch und das Hintergrundgeräusch jeweils zwölf Aufnahmen mit einer Länge von je 10 sek. der FFT zu Grunde gelegt. Die Frequenzauflösung beträgt 2 Hz. Für die FFT wurde ein Hanning Fenster verwendet.

Nach energetischer Mittelung der zwölf Differenzpegel ΔL und Berücksichtigung des Audibilitätsmaßes (L_a) wird ein Tonhaltigkeitszuschlag (K_{TN}) für den Nahbereich der Windenergieanlage nach [3] je BIN vergeben.

www.windtest-nrw.de

3.7.2 Ergebnisse der Tonhaltigkeitsanalyse

Das von der E-70 E4 analysierte Betriebsgeräusch weist im Spektrum eine tonale Komponente bei 150 Hz auf, die nach dem genannten Verfahren mit einem Tonhaltigkeitszuschlag K_{TN} für den Nahbereich der WEA zu bewerten ist.

Die Ergebnisse der Analyse in den jeweiligen BINs sind in der Tab. 5 aufgeführt. Die Spektren sind im Anhang 5 dargestellt.

Tab. 5: Bestimmung des Tonhaltigkeitszuschlags:

Spektrum Nr.	BIN 8		BIN 9[1)]		BIN 10	
	f_T [Hz]	$\Delta L_{i,k}$ [dB]	f_T [Hz]	$\Delta L_{i,k}$ [dB]	f_T [Hz]	$\Delta L_{i,k}$ [dB]
1	150	-0,94	156	3,93	152	3,05
2	142	-0,12	140	-4,18	150	4,14
3	148	-0,07	150	-1,26	150	-1,97
4	146	2,37	152	7,40	148	-2,32
5	146	0,59	150	2,88	150	-15,31
6	148	1,54	148	2,79	152	-1,67
7	144	2,14	146	-1,90	152	-0,89
8	146	-15,31	152	3,80	150	-15,31
9	144	-0,04	150	7,17	148	-7,03
10	144	1,94	146	3,59	150	-15,31
11	144	5,95	148	-0,75	150	-15,31
12	144	0,93	148	0,36	148	-4,82
Energ. Mittel ΔL_k [dB]		1,37		3,26		-1,77
Tonalität $\Delta L_{a,k}$ [dB]		**3,39**		**5,28**		**0,25**
K_{TN} [dB]		***2***		***3***		***1***

1) 95 % Nennleistung bei 8,7 m/s

Anmerkung 1: Am Referenzpunkt sind Tonhaltigkeiten subjektiv im Bereich 150 Hz wahrnehmbar.

Anmerkung 2: Die angegebenen Tonhaltigkeitszuschläge K_{TN} bezeichnen das Geräuschverhalten der WEA im Nahbereich. Diese Werte können nicht direkt auf immissionsrelevante Entfernungen übertragen werden.

Anmerkung 3: Der Fremdgeräuschabstand innerhalb der kritischen Frequenzbandbreite ist geringer als 6 dB, weshalb das maskierende Geräusch vom Fremdgeräusch beeinflusst wurde.

Anmerkung 4: Es ist anzumerken, dass in den erzeugten Spektren über das Anlagenbetriebsgeräusch ebenfalls in den Spektren des Fremdgeräusches (bei gestoppter WEA) eine tonale Auffälligkeit bei 150 Hz zu erkennen ist. Diese ist in den Fremdgeräuschspektren jedoch schwächer ausgeprägt als in den Betriebsgeräuschspektren und wird somit ebenfalls durch eine andere WEA am Standort emittiert.
Interne Berechnungen zeigten, dass es bei einer Fremdgeräuschkorrektur bezüglich der Tonalität, im Bezug zum maximalen Tonhaltigkeitszuschlag von 3 dB zu keiner Änderung kommt.

www.windtest-nrw.de

3.8 Turbulenzintensität

Die Turbulenzintensität wurde gemäß [2] aus drei repräsentativen 10 Minuten Zeitabschnitten der Windgeschwindigkeit und der zugehörigen Standardabweichung ermittelt. Die Turbulenzintensität beträgt im Durchschnitt 25 %. Dieser Wert wurde in 10 m Höhe gemessen und ist nicht direkt mit Werten an anderer Stelle, z. B. in Standortgutachten, zu vergleichen.

3.9 Betriebszustand während der Messung

In Abb. 8 wurde die Generatordrehzahl über der Leistung aufgetragen. Dieser Messdatenverlauf charakterisiert den eingestellten Betriebsmodus der WEA und kann mit Sollkurven des Herstellers verglichen werden.

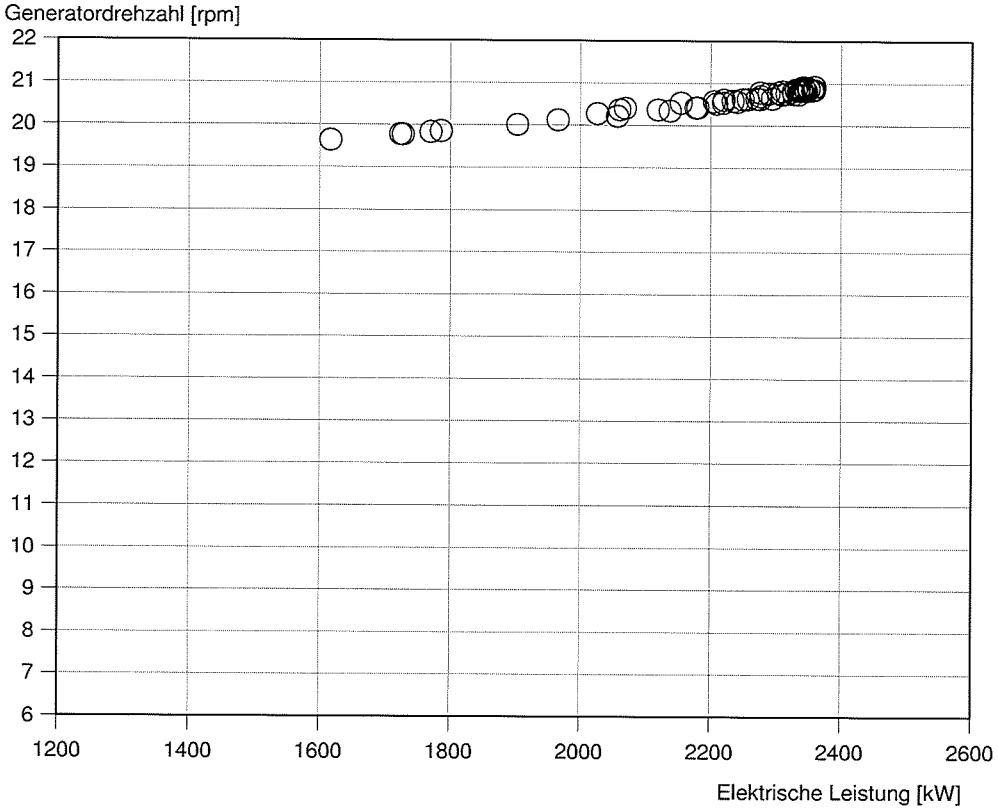


Abb. 8: Drehzahl über Leistung (60 sek. Mittelwerte)

www.windtest-nrw.de

4 Messunsicherheit

Die Messunsicherheit wird bei Schallemissionsmessungen an WEA gemäß [2] abgeschätzt. Sie setzt sich zusammen aus statistischen Unsicherheiten (Typ A) und systematischen Abweichungen (Typ B).

4.1 Messunsicherheit Typ A

Aus den gemessenen Schalldruckpegeln und den berechneten Schalldruckpegeln (Regressionsanalyse) wurde die Messunsicherheit des Typs A in 10 m Höhe bestimmt.

Die Gleichung für U_A in [1] beschreibt die Standardabweichungen der ermittelten Regressionswerte für das Betriebs- und Fremdgeräusch.

$$U_A = \sqrt{\frac{\sum (y - y_{est})^2}{N(N-2)}}$$

Die Unsicherheit des gemessenen fremdgeräuschkorrigierten Anlagenpegels $U_{A,s}$ wird wie folgt berechnet:

$$U_{A,s} = \sqrt{\frac{(U_{A,BG} * 10^{0,1*L_{BG}})^2 + (U_{A,HG} * 10^{0,1*L_{HG}})^2}{10^{0,1*L_{WEA}}}}$$

Tab. 6: Messunsicherheiten Typ A

Stand. Windgeschwindigkeit	BIN 8	BIN 9	BIN 10
Messunsicherheit $U_{A,s}$ [dB]	0,25	0,23	0,37

4.2 Messunsicherheiten Typ B

Messunsicherheiten des Typs B wurden nach Tab. 7 abgeschätzt.

Tab. 7: Messunsicherheiten Typ B

Messunsicherheiten Typ B	Fehlergrenzen ± a	Wahrscheinlicher Fehler $U_a = a/\sqrt{3}$
Akustischer Kalibrator U_{B1}	± 0,3 dB	0,17 dB
Schallpegelmesser U_{B2}	± 0,3 dB	0,17 dB
Schallharte Platte U_{B3}	± 0,5 dB	0,29 dB
Messabstand U_{B4}	± 0,1 dB	0,06 dB
Luftimpedanz U_{B5}	± 0,2 dB	0,12 dB
Turbulenz U_{B6}	± 0,7 dB	0,40 dB
Windgeschwindigkeit U_{B7}	± 0,3 dB	0,17 dB
Windrichtung U_{B8}	± 0,5 dB	0,29 dB

4.3 Abschätzung der Gesamtmessunsicherheit U_c

Aus der berechneten Messunsicherheit des Typs A und den abgeschätzten Messunsicherheiten des Typ B ergibt sich nach [2] die kombinierte Gesamtmessunsicherheit U_c:

$$U_C = \sqrt{U_{A,s}^{\ 2} + U_{B1}^{\ 2} + U_{B2}^{\ 2} + U_{B3}^{\ 2} + U_{B4}^{\ 2} + U_{B5}^{\ 2} + U_{B6}^{\ 2} + U_{B7}^{\ 2} + U_{B8}^{\ 2}}$$

Die ermittelten Gesamtmessunsicherheiten U_c sind in Tab. 8 dargestellt:

Tab. 8: Gesamtmessunsicherheit U_C für den Schallleistungspegel

Windgeschwindigkeit auf 10m Höhe (v_{p10})	**BIN 8 7,5-8,5 m/s**	**BIN 9 8,5-9,5 m/s**	**BIN 10 9,5-10,5 m/s**
Gesamtmessunsicherheit U_C [dB]	0,7	0,7	0,8

4.4 Messunsicherheiten für Tonhaltigkeiten

Bei der Tonhaltigkeit ist U_A für jeden Einzelton der Fehler des Mittelwertes aus den maximalen Tonpegeln. Der Wert von U_{B3} kann mit 1,7 dB abgeschätzt werden. Da es sich bei dem angegebenen Wert $\Delta L_{a,k}$ um eine Differenz handelt und des Weiteren die Windgeschwindigkeit hier von zweitrangiger Bedeutung ist, können die Werte von U_{B1}, U_{B4} und U_{B6} geringer angenommen werden als beim Schallleistungspegel L_{WA}.

Da keine tonale Komponente gemäß Verfahren nach [1] bzw. [2] ermittelt werden konnte, wird an dieser Stelle auf eine Ausweisung von Unsicherheiten verzichtet.

4.5 Messunsicherheiten für Terzspektren

Bei der Betrachtung von Terzbänder gibt U_A die Abweichung zum jeweiligen Frequenzbandmittelungspegels in jedem Frequenzband an, welcher aus der Standardabweichung mit dem Nenner $\sqrt{N-1}$ berechnet wurde, wobei N die Anzahl der gemessenen Spektren ist. Der Wert für U_{B3} muss hier im Vergleich zur Messunsicherheitsbetrachtung des Schallleistungspegels L_{WA} größer eingeschätzt werden und liegt typischerweise bei 1,7 dB. Die Gesamtunsicherheiten U_C für die Frequenzbandmittelungspegel der Terzspektren sind in den Tabellen im Anhang 4 dargestellt.

www.windtest-nrw.de

5 Abweichungen zur Richtlinie FGW TR.1

[1] Die relevanten Betriebsparameter (elektrische Wirkleistung, Rotordrehzahl und Gondelwindgeschwindigkeit) wurden als 1 Minuten-Mittelwerte vom Hersteller gespeichert, und für spätere Analysen zur Verfügung gestellt.

[2] Für die Bestimmung des immissionsrelevanten Schallleistungspegels war der Fremdgeräuschabstand kleiner als 6 dB, sodass das Betriebsgeräusch um 1,3 dB korrigiert wurde.

[3] Für das Hintergrundgeräusch wurde eine Regression 2. Ordnung verwendet.

[4] Die Position des Windmessmastes lag mehr als das 4-Fache des Rotors von der Windenergieanlage entfernt.

www.windtest.de

6 Zusammenfassung

Im Auftrag der DunoAir Windpark Planung GmbH wurde von der Firma windtest grevenbroich gmbh die Geräuschabstrahlung der WEA E-70 E4 mit einer Nabenhöhe von H = 113,5 m inkl. Fundament nach Technischer Richtlinie für Windenergieanlagen der FGW [1] untersucht.

Grundlage für den Messaufbau ist dabei die IEC 61400-11 [2]. Für die Bestimmung der Tonhaltigkeitszuschläge im Nahfeld der WEA ist die IEC 61400-11 bzw. die DIN 45681 [3] die Grundlage.

Die Messung wurde 2014-02-14 in Weibern-Rieden an der WEA 10 des Typs E-70 E4 mit der Ser.-Nr. 783354, im leistungsoptimierten Betrieb II (2.300 kW) durchgeführt.

Eine ausgeprägte Richtungscharakteristik des Anlagengeräusches ist bei dieser Windenergieanlage nicht festgestellt worden. Einzelereignisse, die den Mittelungspegel im Betrieb der WEA um mehr als 10 dB überschreiten, traten nicht auf.

Bezüglich des Schallleistungspegels L_{WA} wurde für diese Messung eine typische Messunsicherheit von U_C = 0,7 – 0,8 dB ermittelt.

Die Tonhaltigkeitsanalyse nach IEC 61400-11 [2] für das in 154 m Entfernung gemessene Anlagengeräusch ergab nach DIN 45681 [3] einen Tonhaltigkeitszuschlag K_{TN} von bis zu 3 dB für die hier analysierten BINs. Das Anlagengeräusch ist derzeit als auffällig einzustufen.

Nach Auswertung der gemessenen Werte in den einzelnen BINs ergeben sich für die E-70 E4 die in Tab. 9 aufgeführten Pegel.

Tab. 9: Messergebnisse für die WEA E-70 E4, Betrieb II (2.300 kW)

Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe (v_{p10})	**BIN 8[3)] 7,5–8,5 m/s**	**8,7 m/s[1)3)]**	**BIN 9[3)] 8,5–9,5 m/s**	**BIN 10[3)] 9,5–10,5 m/s**
Schallleistungspegel L_{WA} [dB]	**103,2**	**103,9**	**103,9**	**103,5**
Tonzuschlag K_{TN} [dB]	2	3[2)]	3	1
Impulshaltigkeit K_{IN} [dB]	0	0[2)]	0	0
Generatordrehzahl N_{Gen} [U/min]	20,0	20,5	20,6	20,9
Elektrische Leistung P [kW]	1.875	2.185	2.243	2.309

1) 95 % Nennleistung

2) Übernahme des Wertes aus BIN 9, da der 95 % Punkt innerhalb dieser BIN-Grenzen liegt.

3) Fremdgeräuschabstand ΔL < 6dB. Korrektur des Betriebsgeräusches um 1,3 dB. Schallleistungspegel wurde hierdurch abgeschätzt.

Es wird versichert, dass das Gutachten gemäß dem Stand der Technik, unparteiisch und nach bestem Wissen und Gewissen erstellt wurde.

Die in diesem Bericht aufgeführten Ergebnisse beziehen sich nur auf diese Anlage (vgl. Herstellerbescheinigung im Anhang).

Grevenbroich, 2014-03-26

Dipl.-Ing. David Rode
Gruppenleiter

windtest grevenbroich gmbh

Schallemission FGW 2015 Konformitätssiegel

7 Literaturverzeichnis

[1] Technische Richtlinien für Windenergieanlagen, Revision 18, Stand 01.02.2008
Teil1: Bestimmung der Schallemissionswerte, Herausgeber: Fördergesellschaft Windenergie e. V.

[2] IEC 61400-11:2002 + A1:2006,
Wind turbine generator systems- Part 11: Acoustic noise measurement techniques

[3] DIN 45681
Bestimmung der Tonhaltigkeit von Geräuschen und Ermittlung eines Tonzuschlages für die Beurteilung von Geräuschimmissionen
August 2006

[4] DIN 45645, Teil 1
Ermittlung von Beurteilungspegel aus Messungen, Teil1: Geräuschimmissionen in der Nachbarschaft
Juli 1996.

www.windtest-nrw.de

8 Verzeichnis der verwendeten Formelzeichen und Abkürzungen

ΔL	-	Pegeldifferenz	dB
ΔL_k	-	energetisches Mittel	dB
$\Delta L_{a,k}$	-	Tonalität	dB
BG	-	Betriebsgeräusch	-
D	-	Rotordurchmesser	m
f_T	-	Tonfrequenz	Hz
H	-	Höhe Rotormittelpunkt (Nabenhöhe)	m
h_A	-	Aufpunkthöhe (bei Messungen gleich der Mikrofonhöhe)	m
HG	-	Hintergrundgeräusch	-
$h_{N,\ neu}$	-	Nabenhöhe für gleiche WEA, aber andere Nabenhöhe als die vermessene	m
$h_{N,\ vermessen}$	-	Nabenhöhe der vermessenen WEA	m
κ	-	Korrekturfaktor	-
K_{IN}	-	Impulshaltigkeit	dB
K_{TN}	-	Tonzuschlag im Nahfeld nach DIN 45681	dB
L_a	-	Audibilitätsmaß	-
L_{Aeq}	-	äquivalenter Dauerschallpegel, A-bewertet	dB
$L_{Aeq,c}$	-	hintergrundkorrigierter Schalldruckpegel	dB
$L_{Aeq,mess}$	-	gemessene Schalldruckpegel	dB
$L_{Aeq,regr}$	-	aus Regression berechnete Schalldruckpegel	dB
L_T	-	Tonpegel	dB
L_{WA}	-	A-bewerteter Schallleistungspegel	dB
N	-	Anzahl Werte	-
N_A	-	Nabenabstand Rotormittelpunkt - Turmmitte	m
N_{Gen}	-	Generatordrehzahl	min^{-1}
N_{Rot}	-	Rotordrehzahl	min^{-1}
P	-	abgegebene elektrische Wirkleistung	kW
R_0	-	Messradius (= projizierter Abstand zwischen Schallquelle und Messpunkt)	m
R_i	-	Abstand zwischen Schallquelle und Messpunkt (Hüllflächenradius)	m
U_a, U_b, U_c	-	Messunsicherheiten	dB
v_H	-	Windgeschwindigkeit aus Leistungskurve in Nabenhöhe	m/s
$v_{mess,10}$	-	gemessene Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe	m/s
$v_{mess,10,korr}$	-	korrigierte gemessene Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe	m/s
v_{p10}	-	standardisierte Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe	m/s
$v_{10,i}$	-	Windgeschwindigkeit der vermessenen WEA in 10 m Höhe	m/s
$v_{10,ref}$	-	ganzzahlige Windgeschwindigkeit der WEA mit neuer Nabenhöhe	m/s
WEA	-	Windenergieanlage	-
z_0	-	Rauhigkeitslänge	m

www.windtest-nrw.de

9 Bearbeitungsverlauf

Fassung	Datum	Inhalt
SE12028B4	2014-03-26	Schalltechnisches Gutachten gemäß FGW TR.1 zur Windenergieanlage ENERCON E-70 E4 Ser.-Nr.: 783354, im Windpark Weibern-Rieden - Betrieb II (2.300 kW) -

Umlauf	Kopie Nr.
Auftraggeber	1
Projektordner	2
QM-Ablage	3

Kopie Nr.: 1

www.windtest-nrw.de

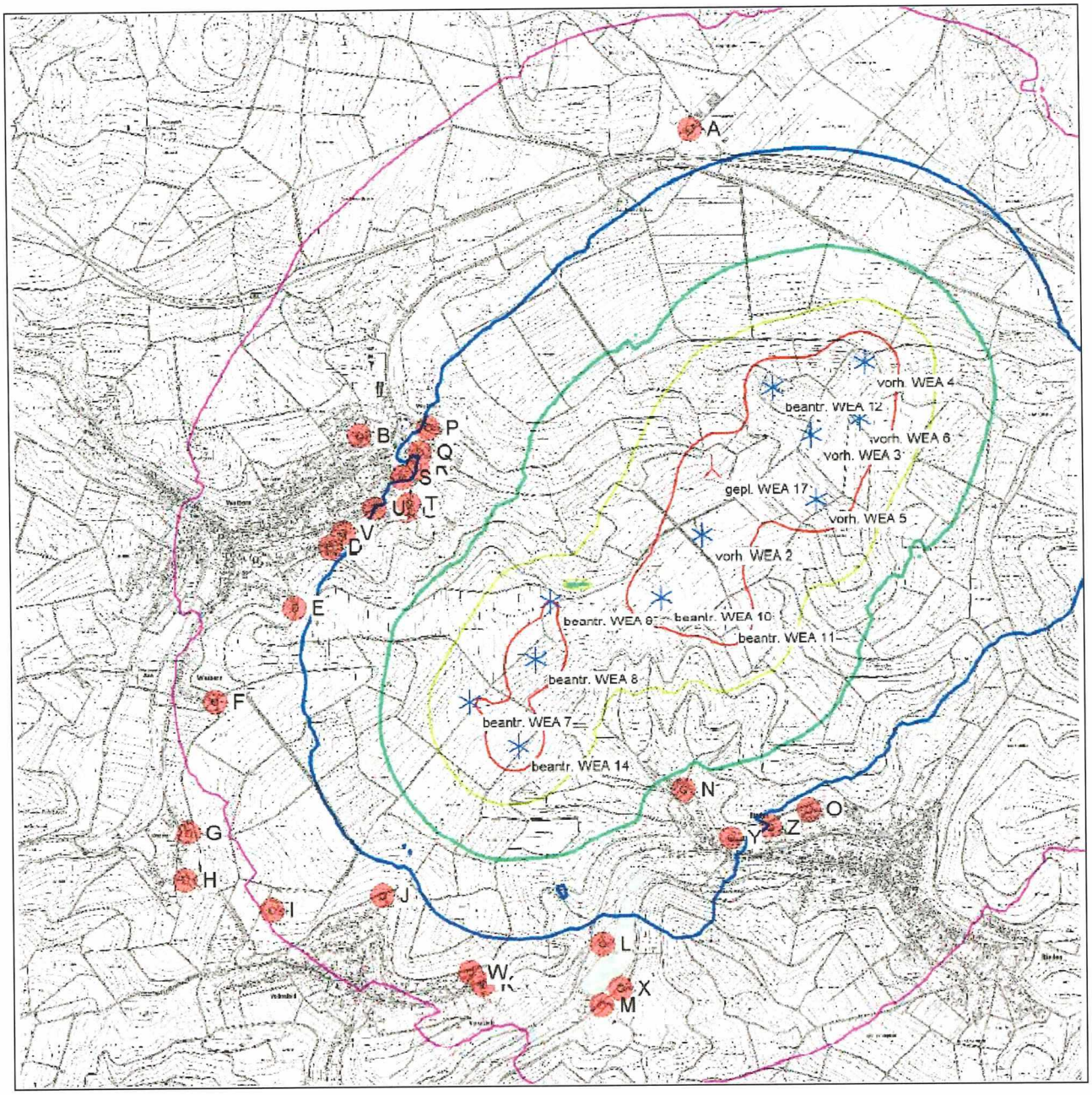
10 Anhang

Anhang 1	Lageplan
Anhang 2	Herstellerbescheinigung
Anhang 3	Verwendete Leistungskurve
Anhang 4	Oktav- und Terzspektrum
Anhang 5	Schmalbandspektren

www.windtest-nrw.de

Lageplan der E-70 E4 (WEA 10)

Quelle: Schallimmissionsprognose PK2008003-SLG-NT2 bis NT4 von 2010-07-26 (Datum letzter Nachtrag), Fa. Ingenieurbüro PLANkon



www.windtest-nrw.de

Herstellerbescheinigung, Kurzfassung für akustische Nachmessungen
Manufacturer´s certificate, Short version for control measurements of acoustic noise

1. Allgemeine Informationen – *General informations*	
Anlagenhersteller – *turbine manufacturer :*	ENERCON
Spezifische Anlagenbezeichnung – *specific turbine type name :*	E-70 E4
Seriennummer der vermessenen WEA – *serial number of tested WT :*	783354
Standort der vermessenen WEA – *location of tested WT :*	56745 Weibern - Rieden
Koordinaten des Standortes (WGS 84 / UTM zone 32N) – *coordinates of turbine location :*	R: 369782 / H: 5585219
Rotorachse – *rotor axis :*	horizontal – *horizontal* ☒ vertikal – *vertical* ☐
Nennleistung – *rated power :*	2,3 MW
Leistungsregelung – *power control :*	pitch ☒ stall ☐
Nabenhöhe über Grund – *hub height above ground :*	113,5 m
Nabenhöhe über Fundamentflansch – *hub height above top of foundation flange :*	113,3 m
Nennwindgeschwindigkeit – *rated wind speed :*	13,5 m/s
Ein- / Abschaltwindgeschwindigkeit – *cut-in / cut outwind speed :*	2,5 m/s / 28 – 34 m/s
2. Rotor – *Rotor*	
Durchmesser – *rotor diameter :*	71 m
Anzahl der Blätter – *number of blades :*	3
Nabenart – *kind of hub :*	pendelnd – *teetered* ☐ starr – *rigid* ☒
Anordnung zum Turm – *position relative to tower :*	luv – *upwind* ☒ lee – *downwind* ☐
Drehzahlbereich / Drehzahlstufen – *rot. speed range / stages of rot. speed:*	6 – 20,9 Upm (Betrieb II) – *6 – 20,9 rpm (mode II)*
Rotorblatteinstellwinkel – *rotor blade pitch setting :*	variabel – *variable*
Konuswinkel – *cone angle :*	0°
Achsneigung – *tilt angle :*	4°
Horizontaler Abstand Rotormittelpunkt - Turmmittellinie – *horiz. distance between centre of rotor and tower centre line :*	4,32 m
3. Rotorblatt – *Rotor blade*	
Hersteller – *manufacturer :*	ENERCON
Typenbezeichnung – *type :*	E 70-4
Seriennummern der Rotorblätter – *serial numbers of rotor blades :*	1: RO7286 2: RO7288 3: RO7303
Zusatzkomponenten (z.B. stall strips, Vortex-Gen., Turbulatoren) – *additional components (e.g. stall strips, vortex gen., trip strips):* keine – *none*	
4. Getriebe – *Gearbox*	
Hersteller – *manufacturer :*	entfällt – *non existent*
Typenbezeichnung – *type :*	entfällt – *non existent*
Seriennummer des Getriebes – *serial number of gear box :*	entfällt – *non existent*
Ausführung – *design :*	entfällt – *non existent*
Übersetzungsverhältnis – *gear ratio :*	entfällt – *non existent*
5. Generator – *Generator*	
Hersteller – *manufacturer :*	ENERCON
Typenbezeichnung – *type :*	E-70
Seriennummer des Generators – *serial number of generator :*	Rotor: CF189-22-3884 Stator: CM445-3-0177
Anzahl – *number of generators :*	1
Art – *design :*	synchron, Ringgenerator
Nennleistung(en) – *rated power value(s) :*	2.3MW
Drehzahlbereich / Drehzahlstufen – *rot. speed range / stages of rot. speed:*	6 – 20,9 Upm (Betrieb II) – *6 – 20,9 rpm (mode II)*
6. Turm – *Tower*	
Ausführung – *design :*	Gitter – *lattice* ☐ Rohr – *tubular* ☒ zylindrisch – *cylindrical* ☐ konisch – *conical* ☒
Material – *material :*	Stahl & Beton – *steel & concrete*
Durchmesser - Turmfuß – *foot of the tower diameter:*	9,33 m
7. Betriebsführung / Regelung – *Control system*	
Art der Leistungsregelung – *kind of power control :*	Pitch
Antrieb der Leistungsregelung – *actuation of power control :*	elektrisch – *electrical*
Hersteller der Betriebsführung / Regelung – *manufacturer of control system :*	ENERCON
Typenbezeichnung der Betriebsführung / Regelung – *control system type :*	CS82a
Bezeichnung der verwendeten Steuerungskurve – *designation of used control setup :*	ENERCON E-70 E4 Betrieb II CS82
Bezeichnung / Messbericht der verwendeten Leistungskurve – *designation of power curve report :*	Kennlinie E70 E4 2,3 MWberechnet Rev.1.2

ENERCON
ENERCON GmbH
Dreekamp 5
26605 Aurich

Remels, 27.02.2014

Stempel und Unterschrift des Herstellers
manufacturer`s stamp and signature

Der Hersteller der Windenergieanlage bestätigt, dass die WEA, deren Schallemission, Leistungskurve und elektrische Eigenschaften in den Prüfberichten abgebildet sind, die o. g. Eigenschaften aufweist. – *The manufacturer of the wind turbine (WT) confirms that the WT whose noise level, performance curve and power quality is measured and depicted in the test reports shows the characteristics given above.*

www.windtest-nrw.de

Verwendete Leistungskennlinie E-70 E4

Auszug aus dem Prüfbericht

Deutsche WindGuard Consulting GmbH

Bestimmung von Leistungskurve und standardisierten Jahresenergieerträgen gemäß FGW Technische Richtlinie für Windenergieanlagen Teil 2 (Rev. 14 vom 01.03.2004)

Auszug MP05 008 aus dem Prüfbericht MP04 004 zur Leistungskennlinie der Windenergieanlage vom Typ ENERCON E-70 E4 mit einer Nennleistung von 2300 kW

		Herstellerangaben	
Anlagentyp:	ENERCON E-70 E4		
Anlagenhersteller:	ENERCON GMBH DREEKAMP 5 D-26605 AURICH	Nennleistung P_{nG}: Nennwindgeschwindigkeit: Rotordrehzahlbereich:	2300 kW 13 m/s 6 – 21.5 min^{-1}
WEA-Standort (ca.):	7.33423° O 53.63381° N	Rotordurchmesser:	71 m
Seriennummer:	701482	Blatteinstellwinkel: Variabel	Blatt Typ: ENERCON 70-4

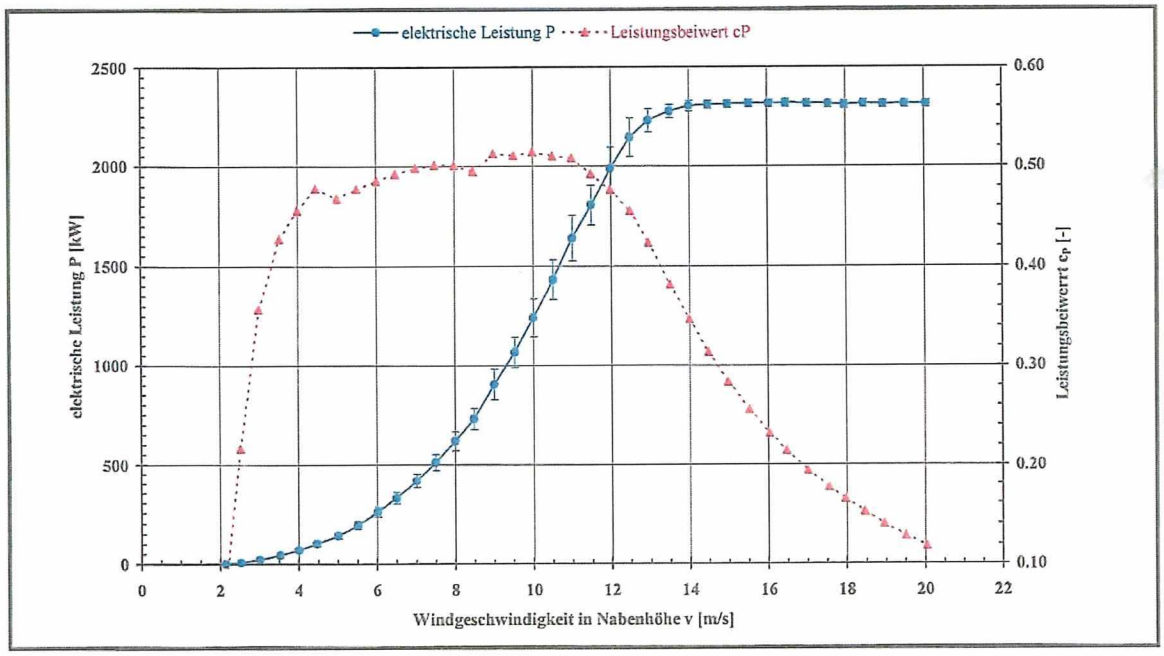
Messumfang und Angaben zu den Sensoren

Messperiode: 11.01.2005 07:00 – 31.03.2005 08:10 MEZ		Messgenauigkeit	
Ausgewerteter Windrichtungssektor:	243° – 333°	bzgl. Leistungsmessung	Wirkleistungsmessumformer: 14 kW Stromwandler: Klasse 0.2
Windmessung (Nabenhöhe)	65 m	bzgl. Anemometerkalibrierung	0.1 m/s Anemometertyp: Thies First Class
Referenz-Luftdichte:	1.225 kg/m³	bzgl. Luftdichtebestimmung	Temperatur: 0.2 K Druck: 0.15 hPa

Abweichung gegenüber der oben genannten Richtlinie

Keine Abweichungen. FGW Technische Richtlinie 2 ist Ergänzung zur IEC 61400 – 121 Draft 4 14/11-2003.

Leistungskurve



www.windtest-nrw.de

Gemessene Leistungskurve der ENERCON E-70 E4 Bezugs- Luftdichte 1.225 kg/m³					Unsicherheit Kategorie A	Unsicherheit Kategorie B	Kombinierte Unsicherheit
BIN-Nr.	Windgeschwindigkeit In Nabenhöhe V_i [m/s]	Wirkleistung P_i [kW]	Anzahl der Datensätze N_i [-]	$c_{p,i}$-Wert [-]	Standard-unsicherheit S_i [kW]	Standard-unsicherheit u_i [kW]	Standard-unsicherheit $u_{c,i}$ [kW]
5	2.15	1.9	6	0.08	0.5	8.4	8.429
6	2.53	8.4	12	0.22	1.5	8.7	8.821
7	3.00	23.4	17	0.36	1.9	9.4	9.574
8	3.53	45.6	24	0.43	1.8	10.2	10.381
9	4.01	71.0	57	0.46	1.7	11.5	11.601
10	4.46	102.8	44	0.48	2.0	13.5	13.689
11	5.01	142.2	46	0.47	2.4	14.3	14.538
12	5.51	193.2	44	0.48	3.8	19.1	19.485
13	6.02	256.4	59	0.49	3.8	23.4	23.742
14	6.50	326.5	56	0.49	4.7	28.6	29.025
15	7.02	416.3	65	0.50	6.0	34.7	35.235
16	7.51	512.4	87	0.50	5.0	41.0	41.308
17	8.00	619.3	92	0.50	6.2	47.2	47.583
18	8.48	731.1	97	0.49	7.5	51.9	52.440
19	9.00	904.6	103	0.51	7.7	78.2	78.543
20	9.53	1067.5	116	0.51	8.2	76.3	76.694
21	9.99	1240.5	114	0.51	10.2	94.4	94.916
22	10.51	1432.5	118	0.51	9.4	98.0	98.469
23	11.01	1639.7	104	0.51	12.1	113.8	114.451
24	11.49	1805.4	73	0.49	15.1	98.4	99.556
25	11.99	1986.7	91	0.48	13.0	107.3	108.094
26	12.48	2144.4	84	0.46	8.4	97.6	97.934
27	12.96	2229.1	73	0.42	5.8	58.9	59.202
28	13.51	2274.6	55	0.38	5.7	32.5	33.005
29	13.99	2301.7	41	0.35	3.0	26.3	26.467
30	14.49	2308.2	48	0.31	2.4	19.3	19.399
31	14.99	2311.0	33	0.28	3.6	18.8	19.163
32	15.53	2314.4	31	0.26	1.6	18.9	18.957
33	16.04	2315.0	40	0.23	1.6	18.8	18.824
34	16.47	2317.2	26	0.21	1.4	18.9	18.930
35	17.01	2315.2	20	0.19	1.1	18.8	18.844
36	17.56	2312.9	18	0.18	2.5	18.8	18.979
37	17.97	2308.1	13	0.16	3.4	19.3	19.632
38	18.46	2314.5	12	0.15	2.1	19.6	19.673
39	18.96	2311.3	8	0.14	1.2	18.9	18.983
40	19.51	2313.1	7	0.13	1.3	18.8	18.839
41	20.05	2312.3	6	0.12	5.5	18.7	19.521

Berechnete Jahresenergieerträge

Referenzluftdichte: 1.225 kg/m³, Abschaltwindgeschwindigkeit: 28 m/s
(Extrapolation mit konstanter Wirkleistung ab dem letzten BIN-Intervall)

Jahresmittel der Windgeschwindigkeit (Rayleigh-Verteilung)	Gemessener AEP (gemessene Leistungskurve)	Unsicherheit der gemessenen Leistungskennlinie, dargestellt als Standardabweichung des AEP		extrapolierter AEP (extrapolierte Leistungskennlinie)
[m/s]	[GWh]	[MWh]	[%]	[GWh]
4.0	1.249	135.5	10.8	1.249
5.0	2.441	210.4	8.6	2.441
6.0	3.975	281.9	7.1	3.978
7.0	5.634	331.3	5.9	5.666
8.0	7.185	355.8	5.0	7.330
9.0	8.459	360.6	4.3	8.859
10.0	9.377	352.5	3.8	10.195
11.0	9.940	336.8	3.4	11.305

Dieser Auszug aus dem Prüfbericht gilt nur in Verbindung mit der Herstellerbescheinigung vom 25.01.2005.

Bemerkung: Dies ist ein vorläufiges Datenblatt und erst mit der Freigabe des zugehörigen vollständigen Endberichts MP04 004 gültig.

Ausgestellt durch: Deutsche WindGuard Consulting GmbH
Oldenburger Str. 65
26316 Varel

Datum: 04.05.2005

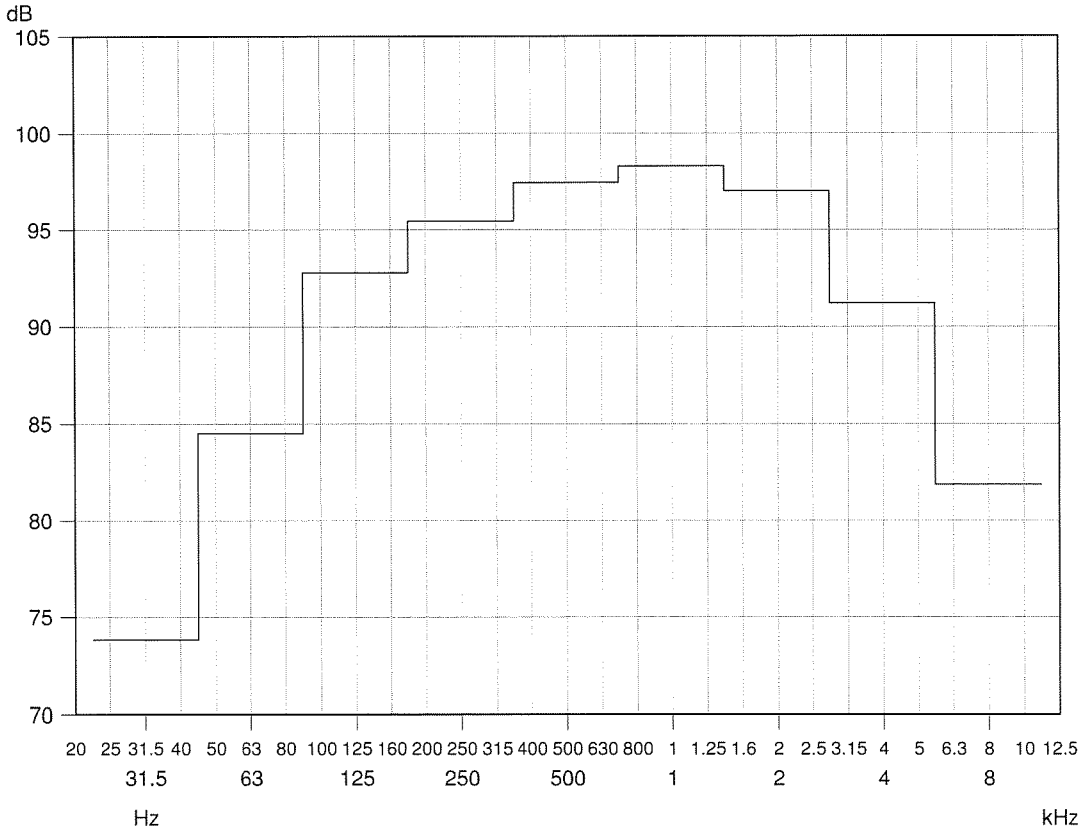
Deutscher Akkreditierungs Rat DAR
DAP-PL-3565.99

Deutsche WindGuard
Consulting GmbH
Oldenburger Straße 65
D-26316 Varel
Tel.: 04451 / 95 15 - 0 · Fax: 95 15 - 29

Unterschrift Unterschrift

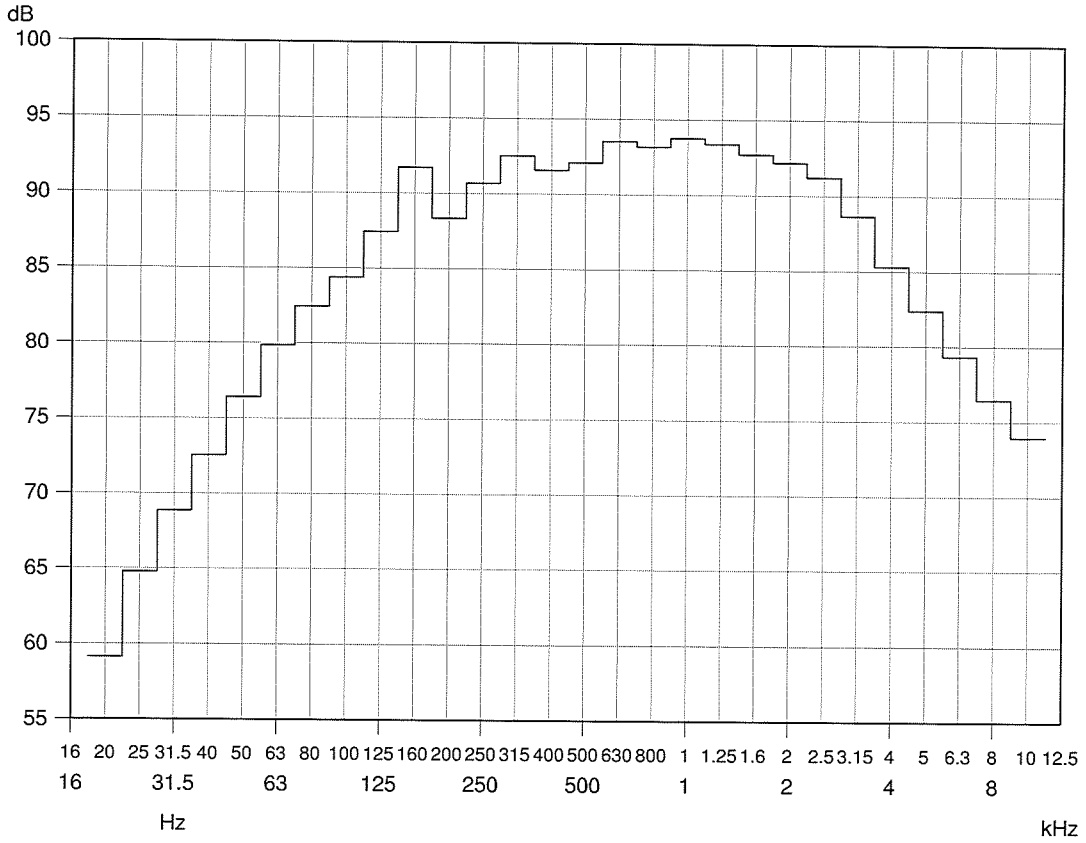
Leistungskennlinie FGW 2006 Kontrollmitteilung

www.windtest-nrw.de



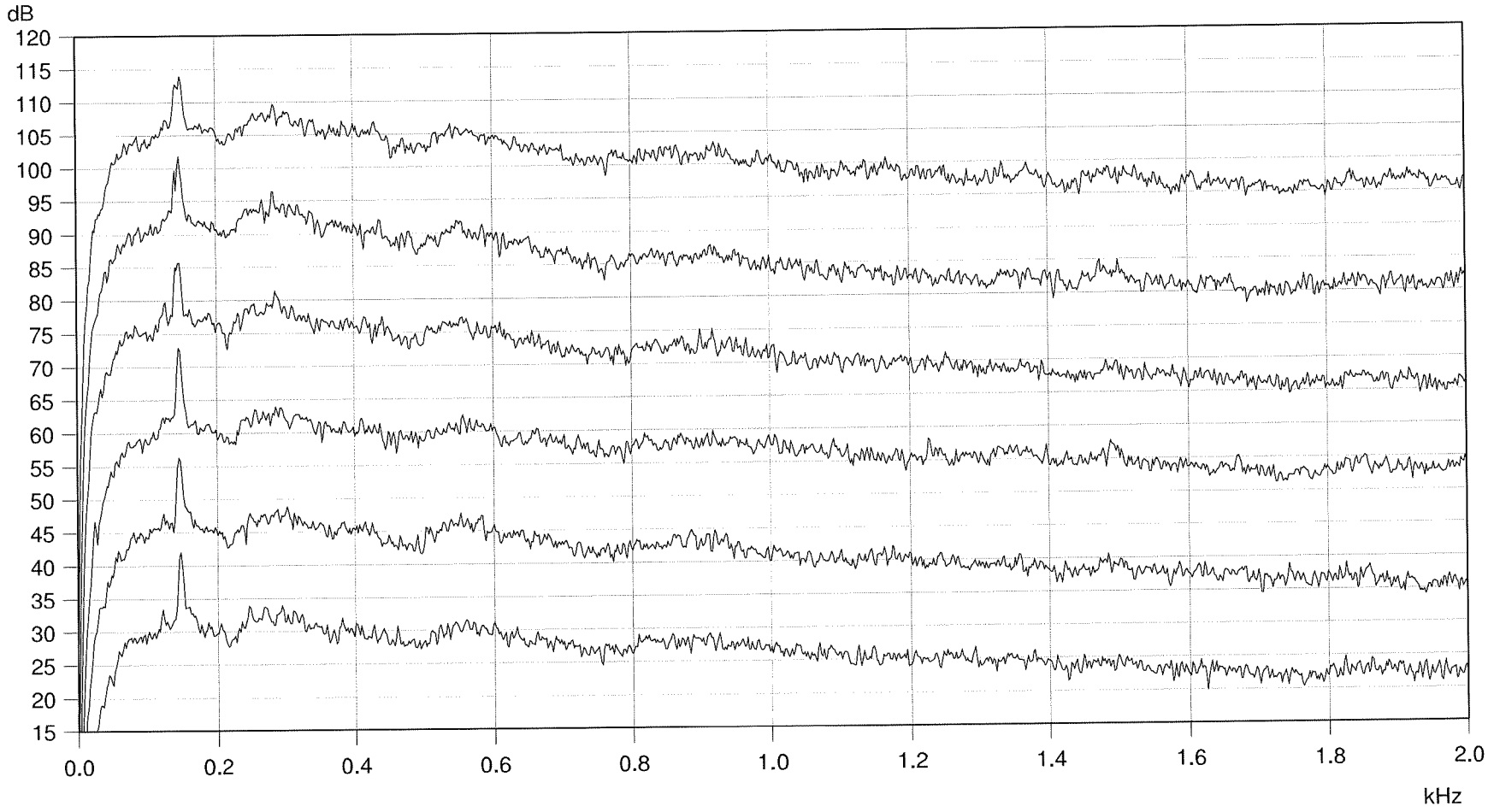
Oktavpegel für 10 m/s, Summenpegel = 103,9 dB			
Oktavmittenfrequenz [Hz]	Schallleistungspegel [dB]	Oktavmittenfrequenz [Hz]	Schallleistungspegel [dB]
31,5	73,82	1000	98,31
63	84,50	2000	97,01
125	92,78	4000	91,21
250	95,45	8000	81,86
500	97,45		

www.windtest.de



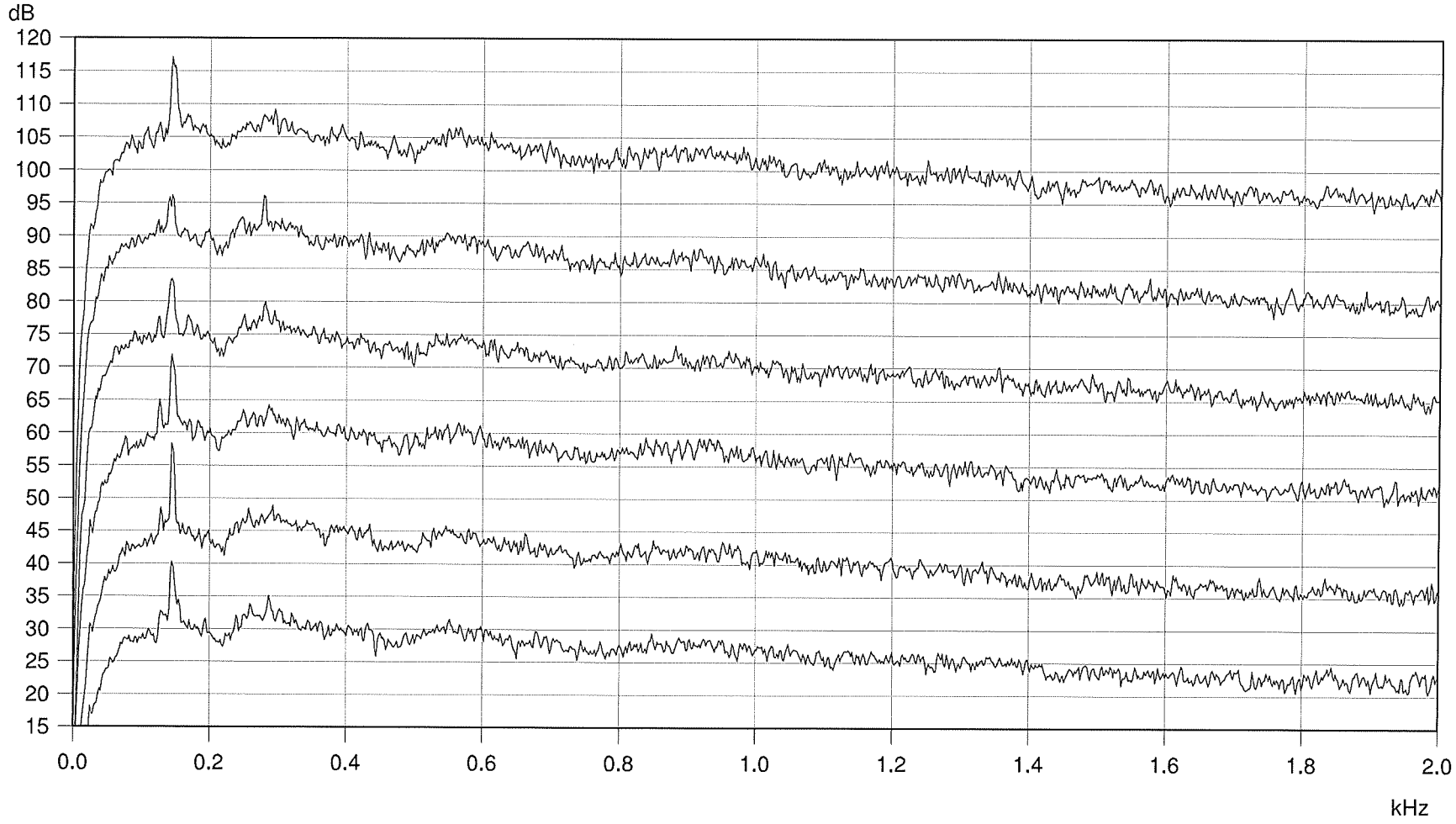
Terzpegel für 10 m/s, Summenpegel = 103,9 dB					
Terzmittenfrequenz [Hz]	Schallleistungspegel [dB]	Unsicherheit Uc [dB]	Terzmittenfrequenz [Hz]	Schallleistungspegel [dB]	Unsicherheit Uc [dB]
20	59,11	2,30	500	92,11	1,91
25	64,77	2,12	630	93,55	1,91
31,5	68,86	2,33	800	93,18	1,88
40	72,53	2,36	1000	93,78	1,88
50	76,40	2,14	1250	93,39	1,94
63	79,85	2,15	1600	92,73	1,94
80	82,46	2,04	2000	92,19	1,96
100	84,39	1,98	2500	91,22	1,95
125	87,44	1,97	3150	88,67	2,10
160	91,72	1,98	4000	85,33	2,30
200	88,34	1,92	5000	82,40	2,21
250	90,68	1,99	6300	79,33	2,23
315	92,53	1,98	8000	76,45	2,32
400	91,60	1,91	10000	73,95	2,27

www.windtest-nrw.de



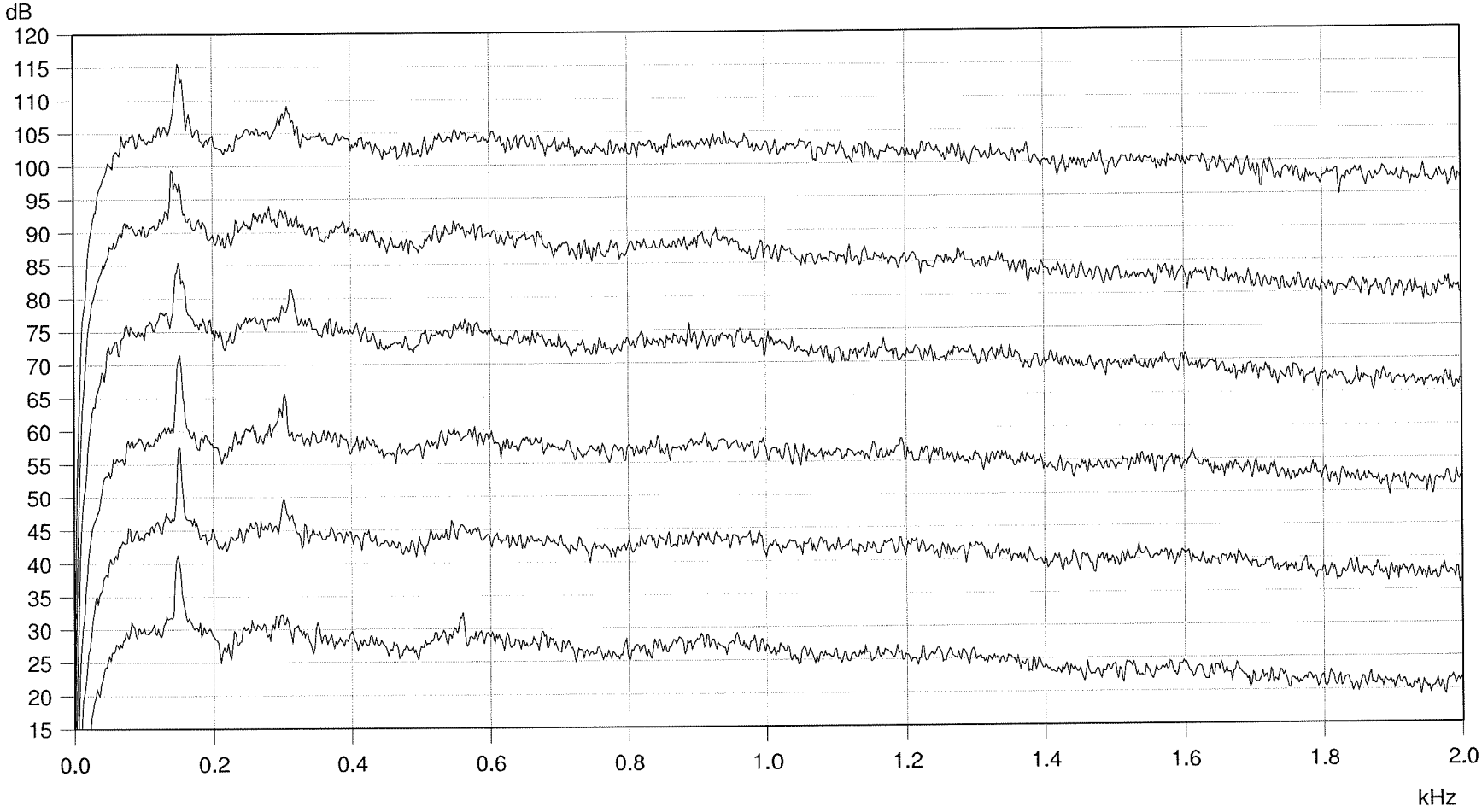
Spektren 1 – 6 aus BIN 8 (obere Spektren jeweils 15 dB nach oben verschoben, Spektrum 1 ganz oben)

www.windtest-nrw.de



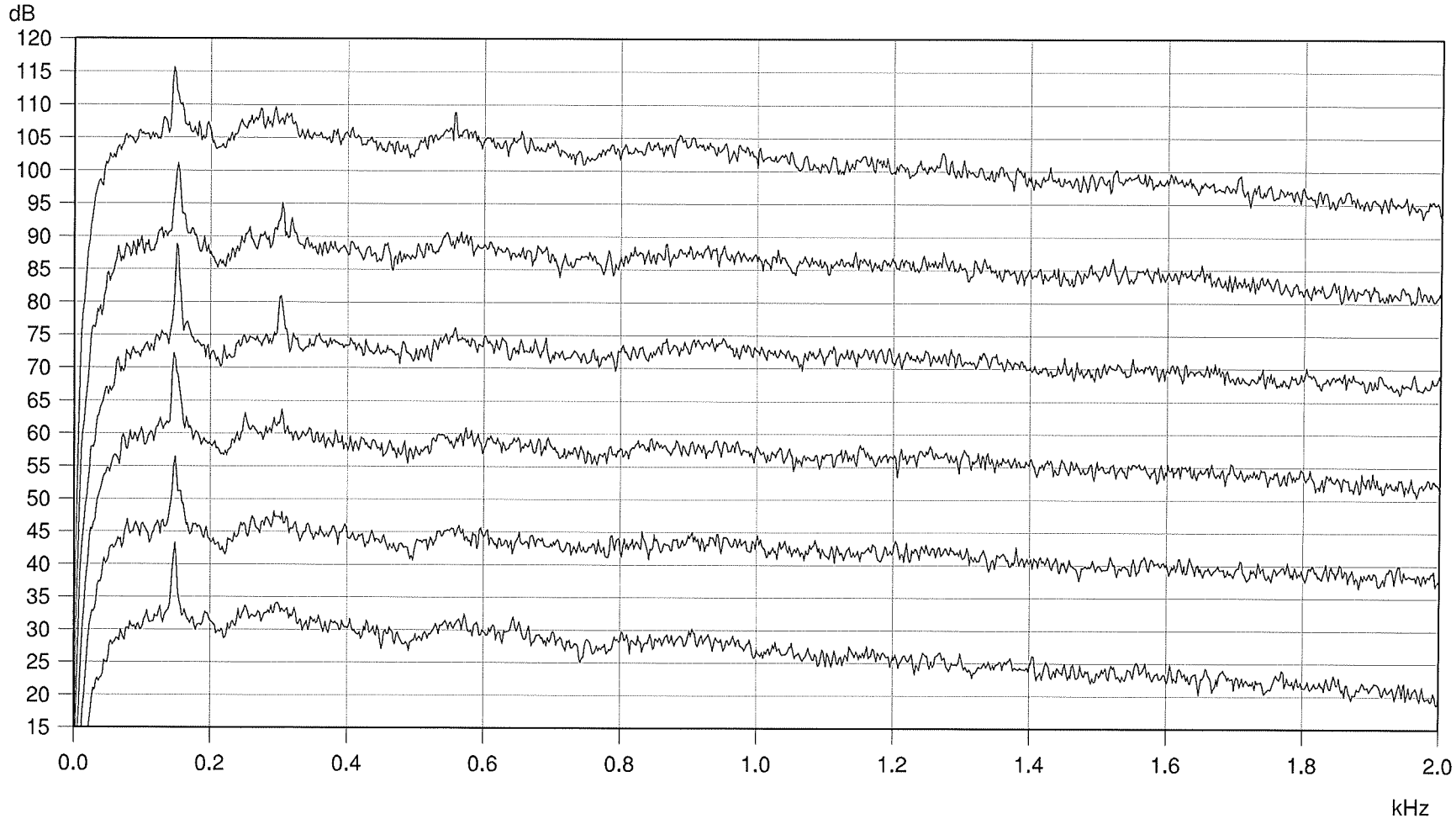
Spektren 7 – 12 aus BIN 8 (obere Spektren jeweils 15 dB nach oben verschoben, Spektrum 7 ganz oben)

www.windtest-nrw.de



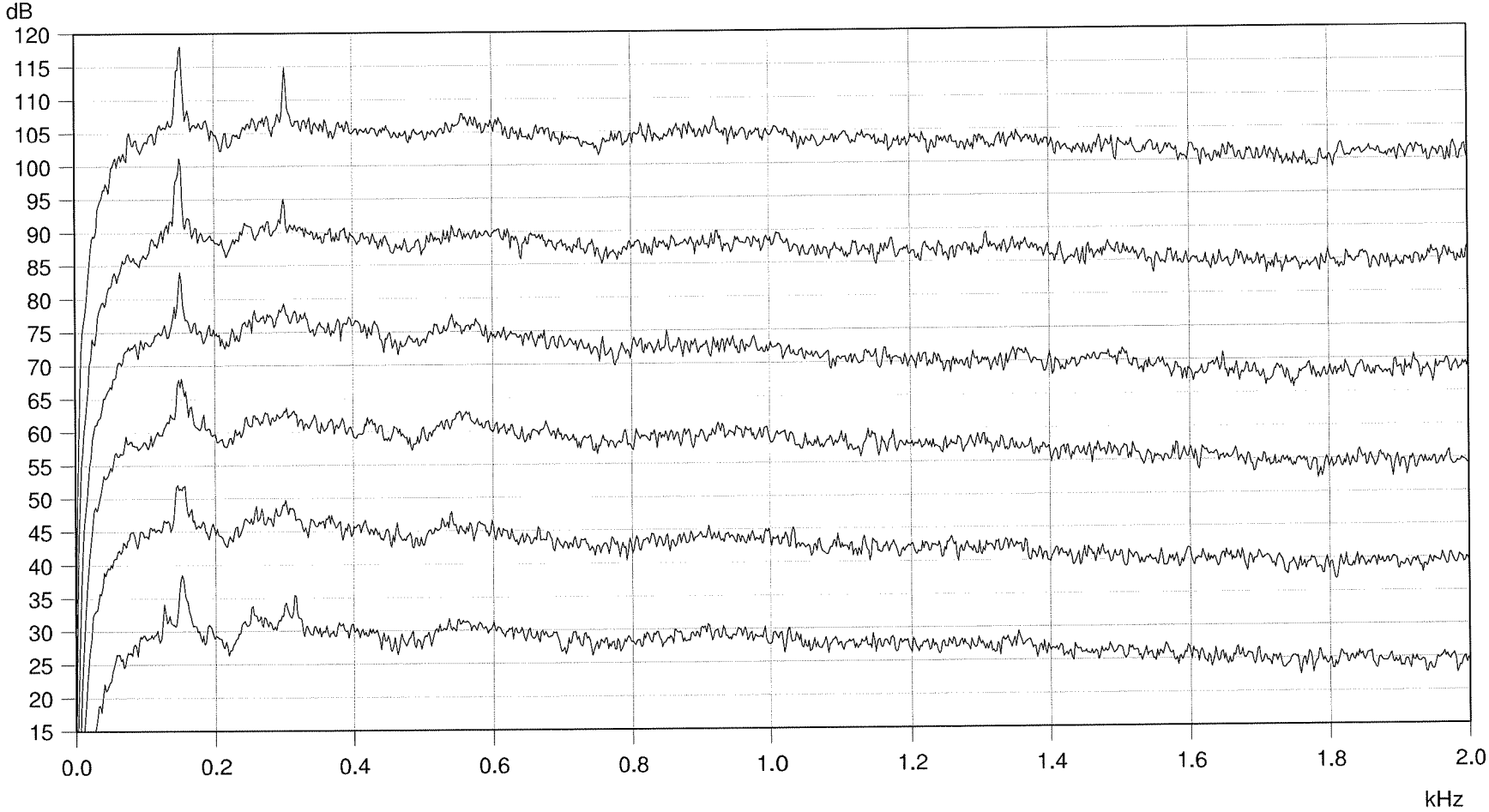
Spektren 1 – 6 aus BIN 9 (obere Spektren jeweils 15 dB nach oben verschoben, Spektrum 1 ganz oben)

www.windtest-nrw.de



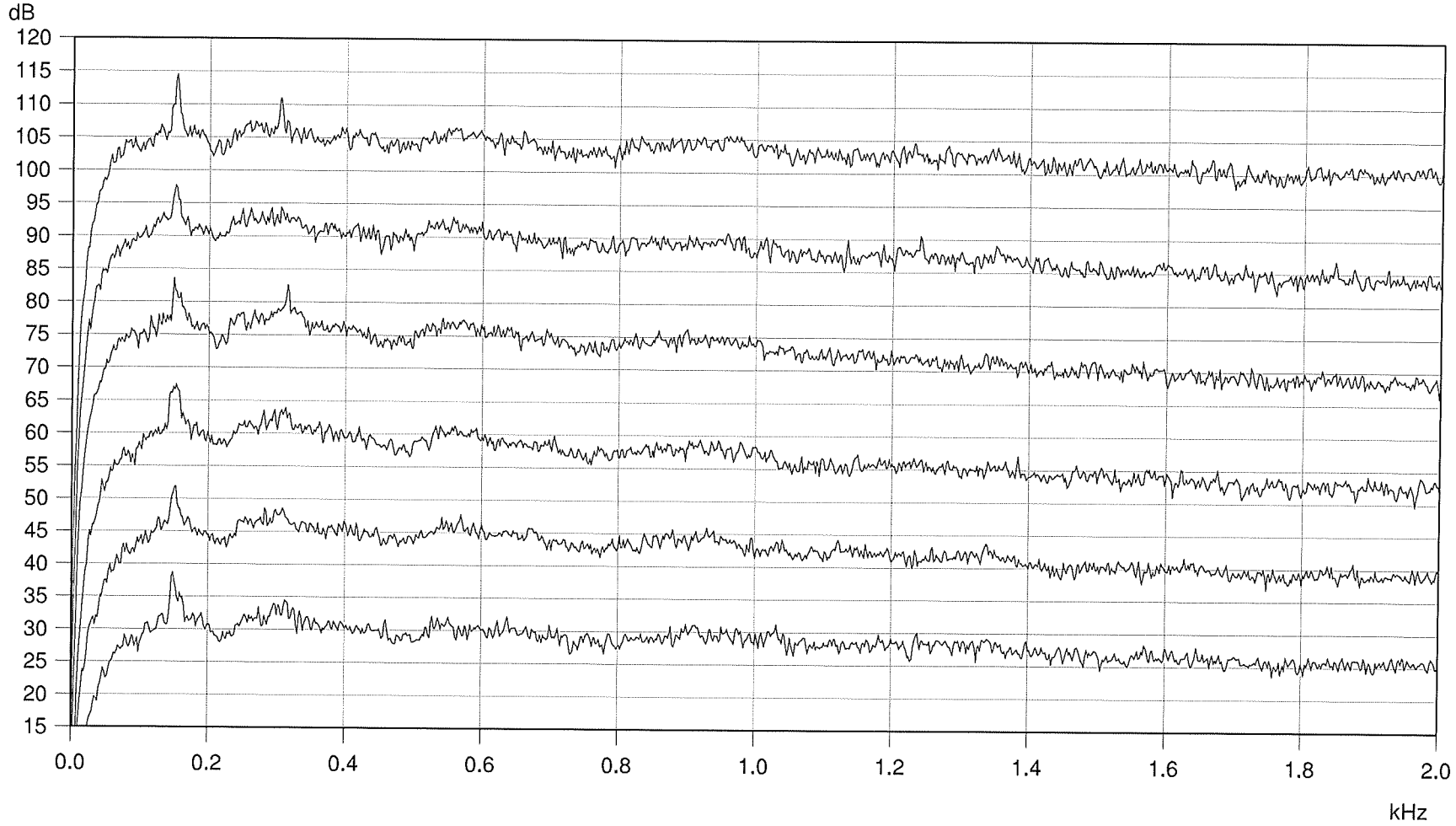
Spektren 7 – 12 aus BIN 9 (obere Spektren jeweils 15 dB nach oben verschoben, Spektrum 7 ganz oben)

www.windtest-nrw.de



Spektren 1 – 6 aus BIN 10 (obere Spektren jeweils 15 dB nach oben verschoben, Spektrum 1 ganz oben)

www.windtest-nrw.de



Spektren 7 – 12 aus BIN 10 (obere Spektren jeweils 15 dB nach oben verschoben, Spektrum 7 ganz oben)

www.windtest-nrw.de