

Schallausbreitung von Windenergieanlagen

Dietrich Kühner

Mit Langzeitmessungen über 6 Monate an zwei Windkraftanlagen, die nachts gesteuert ein- und ausgeschaltet werden konnten, wurden bis 1.000 m Abstand für 6 Leistungsstufen bis Vollast die Schallimmissionen gemessen. Für Mit- und Querwind wurde gezeigt, dass es relevante Einflüsse durch gerichtete Abstrahlung an der Quelle gibt, und dass die vertikale und horizontale Richtcharakteristik mit Monopol- und Dipoltermen auf den Flügeln beschrieben werden kann. Es wurde gezeigt, dass das Interimsverfahren im Nahbereich unterschätzt und ab 800 m überschätzt wird. Ausgehend von LiDAR-Messungen vor und hinter einer Anlage, wurde messtechnisch nachgewiesen, dass die Schallimmissionen bei gleicher elektrischer Leistung bis zu 3 dB von dem Grad der momentanen atmosphärischen Stabilität abhängen. Ausgehend davon können mit einem Strahlenmodell, das den Wirkungsgrad der Anlage für die jeweilige Leistungsstufe und die meteorologische Stabilität einbezieht, Schallimmissionspegel in Abhängigkeit vom Grad der Stabilität prognostiziert werden.

Einleitung

Vom 15.11.2016 bis zum 15.05.2017 wurden mit vier automatisch arbeitenden Schallmessanlagen an zwei Windenergieanlagen (WEA) in der Nähe von Gütersloh im Auftrag der Firma WRD GmbH, Aurich Schallimmissionsmessungen durchgeführt. Die Durchführung der Messungen und deren Auswertungen sind in [1] ausführlich beschrieben. Im Rahmen des Projektes wurde geprüft, ob mit dem so

Sound propagation from wind turbines

Using emission measurement of a wind turbine under down wind and crossing wind conditions it could be shown that the vertical as well as the horizontal directivity can be described using a monopole and dipole term for the sources positioned on the wings. Two wind turbines, which could be switched off and on during night time, were used for long term measurements of the reception noise levels within 6 power classes up to full power. It could be shown that a simple straight line ray model underestimates the ambient level at close ranges between 400 and 800 m and beyond starts to overestimate. Using LiDAR-measurements in front and behind a wind turbine it is shown, that the L_{eq} of the ambient level differs up to 3 dB depending on the degree of the atmospheric stability. Using this observation together with the data for energy efficiency of the wind turbine a ray model could be developed, which allows to estimate the down wind ambient levels under different meteorological stability conditions.

genannten Interimsverfahren [2] oder dem alternativen Verfahren nach ISO 9613-2 [3] die Schallimmissionen ausreichend genau prognostiziert werden können. Bei beiden Verfahren wird angenommen, dass die Schallemission einer Windkraftanlage mit einer Punktquelle in Nabenhöhe beschrieben werden kann. Das Interimsverfahren geht davon aus, dass die Schallausbreitung wie in einer homogenen, ruhenden Atmosphäre über schallhartem Boden erfolgt,

Abb. 1: Übersicht der Messpunkte mit Position WEA1 und 2 und LiDAR L1, L2. (Quelle: Google Earth)



während das alternative Verfahren meteorologische Einflüsse und Bodenabsorption einbezieht. Beide Verfahren gehen davon aus, dass wegen der Turbulenz der Strömung hinter den Anlagen Interferenzen durch die Bodenreflektion nicht auftreten. Weiter gehen beide Verfahren in Übereinstimmung mit der DIN EN 61400-11 [4], in der die Messung der Schalleistungen von WEA festgelegt ist, davon aus, dass die vertikale Abstrahlung ungerichtet erfolgt. Mit den vorliegenden Messungen wurde geprüft, ob die genannten Annahmen insbesondere für das Interimsverfahren verifiziert werden können, bzw. welche Alternativen sich dazu aus den Messungen ergeben

Schallimmissionsmessungen

Die Positionen der WEA und die Messorte sind in Abbildung 1 dargestellt. Das Gelände in der Umgebung der WEA ist weitestgehend eben. In der näheren Umgebung der Messanlagen ist die Fremdgeräusituation nur wenig durch Verkehrsgläusche in der Nachtzeit beeinflusst. Am Tage kommen vereinzelt lokale Fremdgeräusche durch die angrenzende Landwirtschaft hinzu. Die Messanlage am Messpunkt MP 3 wurde am 09.04.2017 an die Position MP 5 gesetzt, die bis dahin unbesetzt war.

Um Aussagen über die Ausbreitungsbedingungen von einer Anlage zu erhalten, wurde in der Nacht (22:00 Uhr bis 6:00 Uhr) die westliche Anlage (WEA 1) abgeschaltet. Die Abschaltung wurde ab dem 07.12.2016 eingerichtet. Zusätzlich wurde ab dem 11.02.2017 in der Nacht ein Abschaltkonzept für die WEA 2 eingeführt, welches wie folgt umgesetzt wurde:

1. Nacht: 0 Uhr bis 2 Uhr
2. Nacht: 1 Uhr bis 3 Uhr
3. Nacht: 2 Uhr bis 4 Uhr
4. Nacht (wie 1. Tag): 0 Uhr bis 2 Uhr
5. Nacht (wie 2. Tag): 1 Uhr bis 3 Uhr
6. Nacht (wie 3. Tag): 2 Uhr bis 4 Uhr

Ab dem 11.04.2017 wurde die WEA 2 nachts abgeschaltet und die WEA 1 entsprechend gefahren.

Weiter wurden an zwei Orten LiDAR-Anlagen aufgestellt, mit denen in 8 Höhen die Windgeschwindigkeit gemessen wurde.

Die folgenden Daten wurden kontinuierlich gemessen und sekundlich aufgezeichnet:

- Windrichtung,
- Windgeschwindigkeit,
- rel. Feuchte,
- Temperatur,
- Luftdruck,
- Regen,
- Schmalbandspektren (Frequenzauflösung 2,93 Hz) und
- Schalldruckpegel.

Tab. 1: Messpunktentfernungen (horizontale Entfernung in m vom MP zum WEA Fuß)

Messpunkt	Entfernung zu WEA 1	Entfernung zu WEA 2	Mikrofonhöhe	Messdaten
MP 1	755 m	442 m	6 m	L ¹ , S ² , M ³
MP 2	852 m	540 m	6 m	L ¹ , S ² , M ³
MP 3	845 m	535 m	1 m	L ¹ , S ² , M ⁴
MP 4	1093 m	778 m	6 m	L ¹ , S ² , M ³
MP 5	326 m	43 m	6 m	L ¹ , S ² , M ³
MP 5_met	749 m	438 m	keine	M ⁵

¹ Schalldruckpegel, Perzentilpegel, Maximal- und Minimalpegel.

² Schmalbandspektren (Auflösung 2,93 Hz), Perzentilspektren.

³ Meteorologie 40 cm unterhalb der Mikrofonhöhe: Temperatur, Luftfeuchte, Windgeschwindigkeit, Windrichtung.

⁴ Meteorologie in 2,2 m über Boden: Temperatur, Luftfeuchte, Windgeschwindigkeit, Windrichtung.

⁵ Meteorologie (3D) in 4 m über Boden: Temperatur, Luftfeuchte, horizontale und vertikale Windgeschwindigkeit, 3D Windrichtung.

Die 10-Minuten-Mittelwerte aus den Schalldruckpegeln, die Schmalbandspektren und die meteorologischen Daten wurden zusätzlich zu den kontinuierlichen Audioaufzeichnungen gespeichert.

Die Firma ENERCON GmbH lieferte die Anlagendaten in 10-Minutenabschnitten. Dazu gehören Gondelposition, Rotordrehzahl, elektrische Leistung, Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe, Temperatur und die LiDAR-Daten. Insgesamt stehen für die einzelnen 10-Minuten-Takte bis zu 500 Messdaten zeitgleich von unterschiedlichen Sensoren und Messgeräten zur Verfügung. Diese wurden zeitsynchron über die gesamte Messzeit in einer Datenbank abgespeichert. Die akustischen 1-s-Daten wurden separat gespeichert.

Die Schallmessungen an MP 1 bis 4 sowie die Windmessung an MP 5_met starteten am 15.11.2016. Insgesamt stehen 8.322 Messzyklen in der Nacht vom 16.11.2016 bis 15.05.2017 zur Verfügung. Davon können 5.908 Messzyklen der WEA 2 zugeordnet werden, wobei 1.484 Zyklen den Mitwindsektor (240°–300°) beschreiben. Um einen Überblick über die elektrische Leistungsverteilung zu bekommen, sind in Abbildung 2 die Häufigkeiten für Tag und Nacht für die WEA 2 am Standort innerhalb der Messzeit dargestellt.

Die elektrischen Leistungen über 2.050 kW treten nachts in 1,4 % der Messzeit auf, über das Jahr 2017 nachts in 0,5 % und 2016 in 1,0 % und können daher im Sinne der TA Lärm, Nr. 7.2 als seltene Ereignis

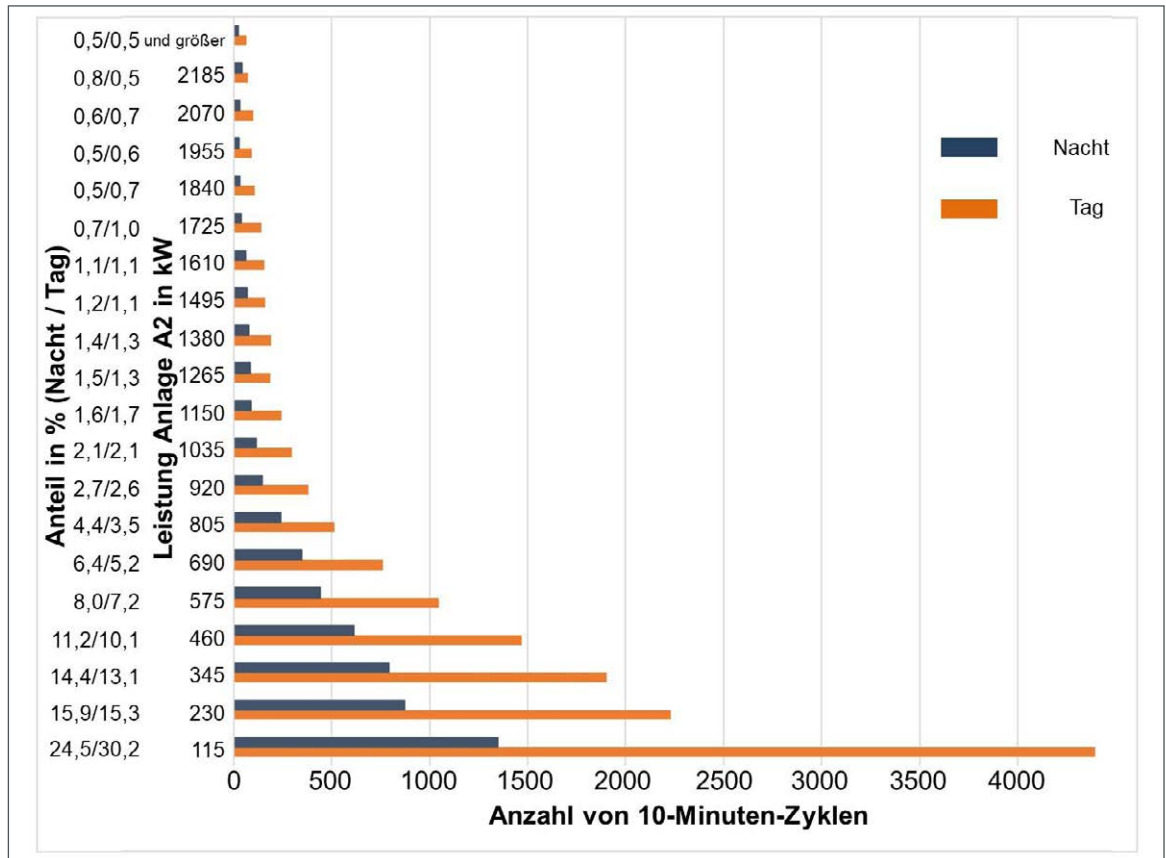


Abb. 2: Leistungsverteilung innerhalb der Messzeit

nisse eingestuft werden. Ausgehend davon wurden 6 Leistungsbereiche (LB 1 bis LB 6) beginnend bei 250 kW mit jeweils einer Klassenbreite von 300 kW gebildet, für die jeweils die Messergebnisse für die Schallimmissionen dargestellt werden. Weiter ist anzumerken, dass die Leistungsbereiche LB 4 bis LB 6 von 1.150 kW bis 2.050 kW im Jahre 2016 in rund 5 % der Nachtzeit auftraten.

Richtcharakteristik der Windenergieanlagen

In der Zeit vom 24.02.2017 bis 01.03.2017 wurden rund um die WEA 2 Emissionsmessungen in 8 unterschiedlichen Richtungen entsprechend der DIN IEC 61400-11 [4] bei einer Entfernung von 150 m durch die WRD GmbH durchgeführt (Rev_0). Ergänzend dazu wurden in Mitwindrichtung an weiteren 4 Messpunkten in Entfernungen von 190 m, 240 m, 290 m und 320 m die Schallemissionen bestimmt. Im Folgenden sind diese Emissionsmesspunkte mit „EMP“

Tab. 2: Messabstände und Einstrahlwinkel bezogen auf die Horizontale für die Emissionsmesspunkte und die Immissionsmesspunkte bei Betrieb der WEA 2 Ost oder WEA 1 West

Emissionsmesspunkte			WEA 2 Ost			WEA 2 West		
Emission	Abstand	Winkel	Immission	Abstand WEA 2	Winkel	Immission	Abstand WEA 1	Winkel
Rev_0	150 m	33.2°	MP 1	442 m	11.8°	MP 1	755 m	6.9°
EMP 7	190 m	27.3°	MP 2	540 m	9.7°	MP 2	852 m	6.2°
EMP 8	240 m	22.2°	MP 3	535 m	10.4°	MP 5	326 m	15.8°
EMP 9	290 m	18.7°	MP 4	778 m	6.7°	MP 4	1093 m	4.8°
EMP 10	320 m	17.0°						

Tab. 3: Oktavpegeldifferenzen (Basis 50-Perzentspektren, $v_g = 5.5 \text{ m/s}$) der A-bewerteten Schallpegel und Abstrahlwinkel (Quellenhöhe 98 m) relativ zum Rev_0, EMP 7, EMP 8, EMP 9 und EMP10

MP	62,5 Hz	125 Hz	250 Hz	500 Hz	1 kHz	2 kHz	4 kHz	L_w	Diff.W
	dB	dB	dB	dB	dB	dB	dB	dB	°
Rev_0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EMP 7	1,2	1,4	1,2	0,6	0,3	0,0	0,6	3,3	5,9
EMP 8	2,0	1,8	1,7	0,8	1,0	0,2	0,6	5,2	11,0
EMP 9	2,3	2,5	2,3	2,2	2,3	0,8	1,5	6,9	14,5
EMP 10	2,9	2,4	2,6	3,4	3,7	2,3	5,0	8,5	16,2

gekennzeichnet, die Immissionsmessorte mit „MP“. Die Abstände und die Abstrahlwinkel von der Horizontalen ausgehend von der Nabenhöhe können der Tabelle 2 (siehe S. 18) entnommen werden.

Aufgrund der an der Vegetation durch den Wind insbesondere bei höheren Windgeschwindigkeiten erzeugten Geräusche wurde die Bestimmung der vertikalen Richtcharakteristik auf das 50 Perzentil bzw. den arithmetischen Mittelwert der am Boden gemessenen Schallpegel eingeschränkt. Nach der DIN IEC 61400-11 [4] wird als Quelle ein Punkt auf Nabenhöhe der WEA angenommen. Von den gemessenen Pegeln wird jeweils über den Abstand auf einen Schallleistungspegel der Quelle zurückgerechnet. Dabei dient der Rev_0 als Referenzmesspunkt. Um eine Richtungsabhängigkeit zu bestimmen, werden die Pegeldifferenzen für die mit verschiedenen Emissionsmesspunkten bestimmten Schallleistungen betrachtet, wie es beispielsweise in Tabelle 3 bei einer Windgeschwindigkeit von $v_g = 5,5 \text{ m/s}$ in Gondelhöhe dargestellt ist.

In Tabelle 3 sind die Differenzen der berechneten Schallleistungen für EMP_7, EMP_8, EMP_9 und EMP_10 zur Schallleistung für Rev_0 dargestellt. Ein Teil des Anstiegs im A-Schallpegel resultiert von windinduzierten Fremdgeräuschen. Der starke Anstieg bei 4 kHz wird, wie sich bei Betrachtung der Schmalbandspektren ergibt, ebenfalls durch windinduzierte Fremdgeräusche, insbesondere bei den EMP 8 bis 10, durch die Nähe zu einer Baumreihe erzeugt.

In der Tendenz ist aus Tabelle 3 unmittelbar abzulesen, dass der Schallleistungspegel in den Oktaven in Richtung EMP 7 bis EMP 10 zunimmt bei einer Abnahme des Abstrahlwinkels zur Horizontalen gegenüber Rev_0 um 5,9° (EMP 7) bis 16,2° (EMP 10). Das bedeutet eine Zunahme des Schalldruckpegels in vertikale Richtung.

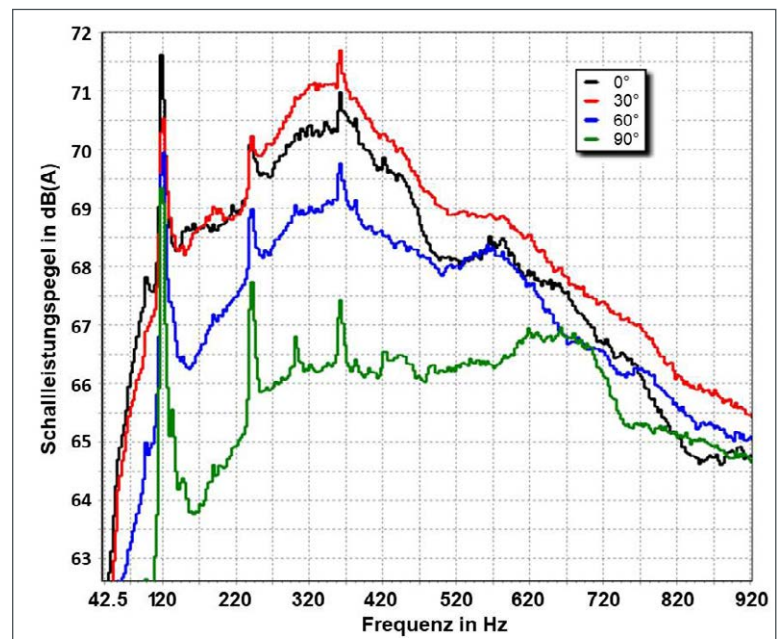
Die horizontale Richtcharakteristik wurde mit Messung in 150 m Abstand und 0°, 30°, 60° und 90° horizontal zur Windrichtung untersucht. Dabei wurde

ebenfalls eine deutliche Winkelabhängigkeit gefunden, wie es sich beispielsweise bei 10 m/s Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe von 40 Hz bis 920 Hz ergibt.

Abbildung 3 zeigt, dass die Richtungsabhängigkeit zwischen 50 Hz und 570 Hz bei horizontaler Drehung stark ausgeprägt ist und Werte bis 4 dB erreicht. Weiter zeigen die Spektren die Nutenfrequenz-Linie bei 120 Hz, die am Generator erzeugt wird und über Körperschall vorwiegend von den Rotoren abgestrahlt wird und erkennbar eine geringere Winkelabhängigkeit zeigt.

Die Emissionsmessungen zeigen, dass die Richtcharakteristik sowohl eine vertikale als auch eine horizontale Winkelabhängigkeit aufweist. Dies legt nahe, dass es sinnvoll ist, für die Abstrahlung Rotations-symmetrie um die Drehachse des Rotors anzunehmen und die Abstrahlung mit einem Multipolansatz

Abb. 3: Spektren der Schallleistungspegel berechnet aus den Messungen in 150 m Abstand über einer schallharten Platte am Boden, Leistung 1.600 kW.



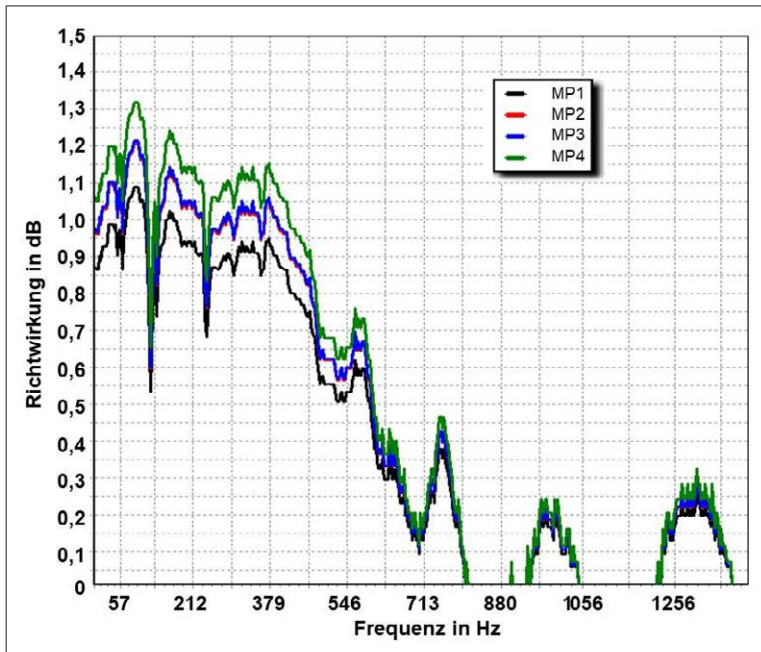
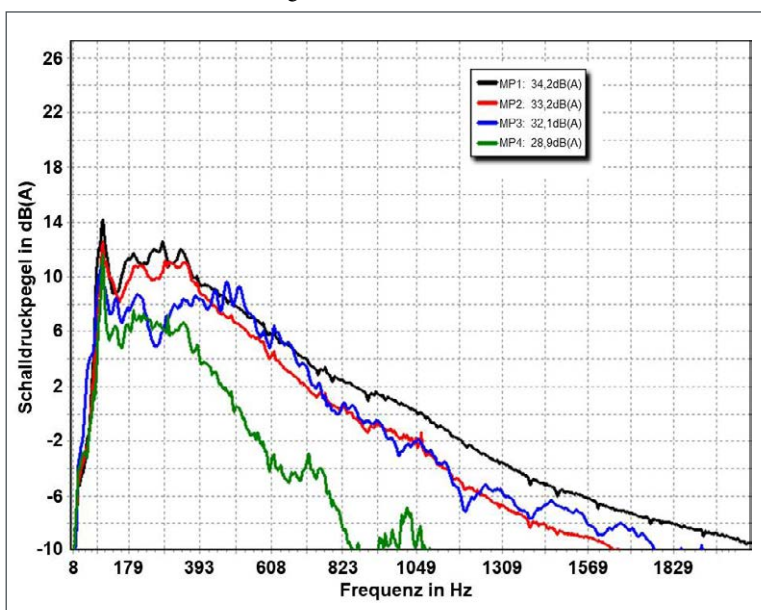


Abb. 4: Änderung der vertikalen Richtcharakteristik zwischen dem Emissionsmesspunkt in 150 m Abstand in vertikaler Richtung 33° zu den Messpunkten MP 1 (schwarz, 11.8°), MP 2 (rot, 9.7°), MP 3 (blau, 10.4°) und MP 4 (grün, 6.7°). Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe: 10 m/s.

zu beschreiben. Nimmt man in Anlehnung an Vargas [5] und Oerlemans [6] weiter an, dass die momentane Abstrahlung von den Rotorblättern mit einem Monopol- und einem Dipolterm beschrieben werden kann, dann lässt sich die horizontale und vertikale Richtcharakteristik damit approximieren. Dazu wird die Abstrahlung von den Flügeln beispielsweise für alle 1° -Drehungen für den jeweiligen Aufpunkt berechnet und über die 360° -Drehung summiert. Da die Messungen stets über eine deutlich längere Zeit

Abb. 5: Fremdgeräuschkorrigierte Spektren der WEA 2 an MP 1 bis MP 4 von 250 bis 550 kW Leistung – Mitwind 240° bis 300°



erfolgen als die Dauer einer $1/3$ Drehung des Rotors, kann angenommen werden, dass damit die mittlere Richtcharakteristik ausreichend beschrieben wird. Die Änderung der Pegel zwischen 0 bis 90° in 150 m Abstand erlaubt es den Dipolterm direkt zu bestimmen. Bei der Berechnung ist zu berücksichtigen, dass die Rotorachse in Windrichtung um 5° nach oben gedreht ist. Dies wurde durch eine Anhebung der Rotorachse um 10 m approximiert.

Ausgehend davon kann für die 4 Messorte bei der Anlage WEA 2 Ost in Betrieb die vertikale Richtcharakteristik bezogen auf Rev_0 unmittelbar als Funktion der Frequenz dargestellt werden. Dies ist für eine Nabewindgeschwindigkeit von 10 m/s in Abbildung 4 dargestellt. Der spektrale Verlauf stellt die Änderung des Schallleistungspegels durch die Richtcharakteristik als Funktion der Frequenz für die 4 Messpunkte relativ zum Messpunkt Rev_0 bei $v_g = 10$ m/s dar. Die Minima in der Nutenfrequenz (ca. 120 Hz) und der 1. Harmonischen (ca. 240 Hz) gehen nicht gegen 0 dB, da in diesen Frequenzbereichen auch Anteile vorliegen, die durch die Turbulenz der Strömung an den Rotoren entstehen. Die Körperschallabstrahlung der Nutenfrequenz legt nahe, dass diese und deren 1. Harmonische ungerichtet abgestrahlt werden, wie aus Abbildung 4 abzulesen ist. Das bedeutet, dass aus der horizontal gemessenen Richtcharakteristik anhand des Monopol- und Dipolansatzes eine vertikale Richtcharakteristik plausibel beschrieben wird. Dies wird sowohl durch das Interimsverfahren als auch bei der Anwendung des alternativen Verfahrens vernachlässigt und führt zu systematischen Abweichungen auch in Mitwindrichtung, da mit zunehmendem Abstand der Dipolterm zu einer Erhöhung der abgestrahlten Schallleistung führt. Weiter ist in Abbildung 4 erkennbar, dass die Richtcharakteristik unter 450 Hz den Schallleistungspegel am MP 1 um bis zu 1 dB und in Richtung MP 4 um bis zu 1,3 dB anhebt. Diese 1,3 dB gelten auch für Immissionsorte in größeren Entfernungen. Auch legt die Analyse nahe, wesentlich über 1 kHz hinausgehend keine Richtcharakteristik anzunehmen. Die dargestellten Werte korrespondieren mit den Werten, die an den Messpunkten EMP 7 bis EMP 9 in den Oktaven bis 1 kHz bestimmt wurden.

Immissionsmessungen

Die Auswertung der Immissionsmessungen wurde für Mitwind durchgeführt, wobei Mitwind durch die Windrichtung von $270^\circ \pm 30^\circ$ definiert ist. Die Messungen wurden in sechs Leistungsbereiche (LB) für die Zeit von 0 bis 4 Uhr unterteilt. Die Klassenbreite von 250 kW wurde gewählt, um in jeder Klasse eine ausreichende Anzahl von Messungen zur Verfügung zu haben (siehe Abb. 2). Da Leistungen über 2.050 kW in der Zeit von 0 bis 4 Uhr zu selten waren, um eine

Tab. 4: Mittelungspegel des Anlagengeräusches WEA 2 nach Fremdgeräuschkorrektur bei 250 bis 550 kW elektrischer Leistung und Mittelungspegel nach dem Interimsverfahren;

NFP – Nutenfrequenzpegel, Mess-Int. – Pegeldifferenz Messung Interim, ΔL_{1x} – Pegeldifferenz MP 1-MP 1, MP 1-MP 2, MP 1-MP 3 und MP 1-MP 4, V.B. – Vertrauensbereich, N – Messzeit

Leistungsbereich 1: 350/550 kW alle WEA 2							
MP	Messung				Interimsverfahren mit Richtcharakteristik		
	L_{eq} dB(A)	NFP dB	N s	V.B. dB	L_{eq} dB(A)	ΔL_{1x} dB	Mess-Int. dB
MP 1	34,2	18,7	115.440	0,06	34,6	0,0	-0,4
MP 2	33,2	16,1	113.997	0,08	32,8	1,8	0,4
MP 3	32,1	14,7	113.753	0,06	32,9	3,7	-0,8
MP 4	28,9	16,0	114.106	0,07	29,4	5,2	-0,5

Fremdgeräuschtrennung durchzuführen, wurde dieser Leistungsbereich nicht weiter betrachtet.

Die Spektren der WEA 2 für den LB 1, 250 bis 550 kW, werden in Abbildung 5 dargestellt. Diese zeigt bei 100 Hz das Pegelmaximum der Nutenfrequenz. Weiter ist für den MP 3 (blau), dessen Mikrofonhöhe 1 m beträgt, deutlich ein Interferenzeinbruch gegenüber dem MP 2 (rot) in nahezu gleicher Entfernung mit bis zu 5 dB zu erkennen. Bei 600 Hz liegt die Pegelanhebung bei bis zu 2 dB. Insgesamt liegt die resultierende Pegelminderung durch Interferenz bei etwa 1,1 dB.

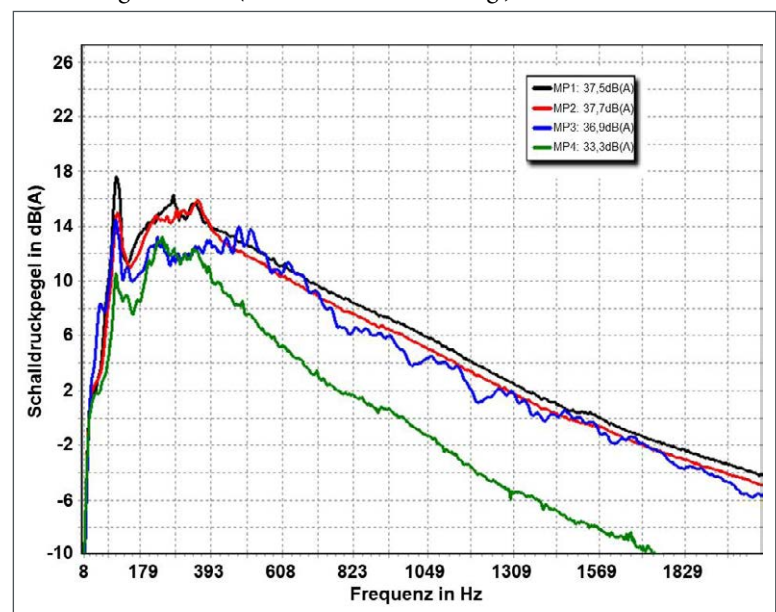
Um klären zu können, ob aus den Messungen eine Zusatzdämpfung abzuleiten ist, wird die aus den Emissionsmessungen abgeleitete Richtcharakteristik bei der Berechnung nach dem Interimsverfahren einbezogen. Werte für die Oktave und die Nutenfrequenzpegel (NFP) können in Tabelle 4 abgelesen werden.

Der Vertrauensbereich ergibt sich nach der VDI3723-1 [7] aus der Streuung der Pegel in den unterschiedlichen Windklassen auf der Basis des Mittelungspegels in den einzelnen Windklassen. Für die Abschätzung des Vertrauensbereichs wurde angenommen, dass von statistischer Unabhängigkeit erst nach 300 s ausgegangen werden kann und der Stundenfaktor 2 beträgt. Aus der Tabelle 4 wird ersichtlich, dass für MP 1 und MP 3 eine etwas geringere Unsicherheit besteht als für die Messpunkte 2 und 4. Im Ergebnis ergibt sich aus den Messungen im Vergleich mit dem Interimsverfahren ein um 0,4 dB höherer Pegel am MP 1 und ein um 0,3 dB höherer Pegel am MP 4 (siehe Spalte Mess-Int.). Im Mittel sind die Werte 0,6 dB höher. Im Ergebnis ändert sich nach dem Interimsverfahren inklusive Richtcharakteristik der Pegel der Nutenfrequenzkomponente zwischen

MP 1 und MP 4 rechnerisch um 4,7 dB, nach der Messung um lediglich 2,7 dB.

Spektren für den Leistungsbereich 2 mit 550 bis 850 kW werden in Abbildung 6 dargestellt. Die Struktur der Spektren entspricht weitgehend dem Leistungsbereich 1 unter Ausnahme der Nutenfrequenz. Für diesen Fall liegen die Vertrauensbereiche nach der Geräuschtrennung unter 0,4 dB. Das Interimsverfahren prognostiziert im Mittel über die 4 Messpunkte 0,8 dB niedrigere Werte. Die gemessene Pegelabnahme MP 1 nach MP 4 in der Nutenfrequenz beträgt 7,8 dB gegenüber 4,8 dB nach dem Interimsverfahren. Der Unterschied zum LB 1 mit 2,7 dB legt Interferenz für diesen Frequenzbereich für den LB 2 nahe.

Abb. 6: Fremdgeräuschkorrigierte Spektren der WEA 2 an MP 1 bis MP 4 im Leistungsbereich 2 (550 bis 850 kW Leistung) – Mitwind 240° bis 300°



Tab. 5: Mittelungspegel des Anlagengeräusches WEA 2 nach Fremdgeräuschkorrektur bei 550 bis 850 kW elektrischer Leistung und Mittelungspegel nach dem Interimsverfahren; Erläuterungen: siehe Tabelle 4

Leistungsbereich 2: 550/850 kW alle WEA 2							
	Messung				Interimsverfahren mit Richtcharakteristik		
MP	L _{eq}	NFP	N	V.B.	L _{eq}	ΔL _{1x}	Mess-Int.
	dB(A)	dB	s	dB	dB(A)	dB	dB
MP 1	37,5	22,6	27.886	0,31	37,8	0,0	-0,3
MP 2	37,7	19,8	28.020	0,11	36,0	1,8	1,7
MP 3	36,9	19,0	27.980	0,10	36,0	1,8	0,9
MP 4	33,3	14,8	28.007	0,07	32,5	5,3	0,8

Tab. 6: Mittelungspegel des Anlagengeräusches WEA 2 nach Fremdgeräuschkorrektur bei 850 bis 1.150 kW elektrischer Leistung und Mittelungspegel nach dem Interimsverfahren; Erläuterungen: siehe Tabelle 4

Leistungsbereich 3: 850/1.150 kW alle WEA 2							
	Messung				Interimsverfahren mit Richtcharakteristik		
MP	L _{eq}	NFP	N	V.B.	L _{eq}	ΔL _{1x}	Mess-Int.
	dB(A)	dB	s	dB	dB(A)	dB	dB
MP 1	41,1	25,4	20.973	0,27	40,0	0,0	1,1
MP 2	39,1	23,2	21.247	0,03	38,2	1,8	0,9
MP 3	38,0	20,5	21.250	0,27	38,2	1,8	-0,2
MP 4	34,8	20,2	21.300	0,09	34,7	5,3	0,1

Tab. 7: Mittelungspegel des Anlagengeräusches WEA 2 nach Fremdgeräuschkorrektur bei 1.150 bis 1.450 kW elektrischer Leistung und Mittelungspegel nach dem Interimsverfahren; Erläuterungen: siehe Tabelle 4

Leistungsbereich 4: 1.150/1.450 kW alle WEA 2							
	Messung				Interimsverfahren mit Richtcharakteristik		
MP	L _{eq}	NFP	N	V.B.	L _{eq}	ΔL _{1x}	Mess-Int.
	dB(A)	dB	s	dB	dB(A)	dB	dB
MP 1	40,9	26,4	19.247	0,08	41,3	0,0	-0,4
MP 2	40,4	24,1	20.332	0,07	39,5	1,8	0,9
MP 3	39,4	20,7	20.277	0,06	39,6	1,7	-0,2
MP 4	36,0	20,2	20.279	0,04	36,0	5,3	0,0

Die Spektren für den Leistungsbereich 3 werden in Abbildung 7 dargestellt. Die spektralen Strukturen mit dem ausgeprägten Interferenzeinbruch am MP 3 entsprechen denen der Leistungsbereiche 1 und 2. Das Interimsverfahren unterschätzt im Mittel um 0,5 dB, die Pegelabnahme in der Nutenfrequenz differiert um 0,1 dB.

Abbildung 8 zeigt die Spektren für den Leistungsbereich 4. Auch hier ist gegenüber den bisherigen Auswertungen lediglich erkennbar, dass ab 600 Hz der MP 2 deutlich oberhalb von MP 3 liegt und sich die Spektren von MP 1 und MP 2 oberhalb von 1.500 Hz annähern.

Das Interimsverfahren stimmt im Mittel mit den Messungen überein, in der Nutenfrequenz wird eine um 1 dB höhere Pegelabnahme gemessen.

Die Spektren, die sich für den Leistungsbereich 5 ergeben, können Abbildung 9 entnommen werden. Die Überschneidung der Spektren des MP 1 und MP 2, die schon im Leistungsbereich 4 beobachtet wurde, verstärkt sich etwas, die Interferenzeinbrüche am MP 3 scheinen sich bis 1.500 Hz fortzusetzen.

Das Interimsverfahren mit Richtcharakteristik überschätzt um 0,2 dB im Mittel. Aus den Oktavpegeln ist die Tendenz erkennbar, dass die Überschätzung mit zunehmender Entfernung zunimmt. Die Pegelabnahme für die Nutenfrequenzpegel wird entsprechend um 0,4 unterschätzt.

Die Spektren für den Leistungsbereich 6 werden in Abbildung 10 dargestellt. Der Interferenzeinbruch bei 170 Hz am MP 3 wird durch die Geräuschtrennung verstärkt. Die Tendenz der Überschneidung der Spektren MP 1 und MP 2 wird noch ausgepräg-

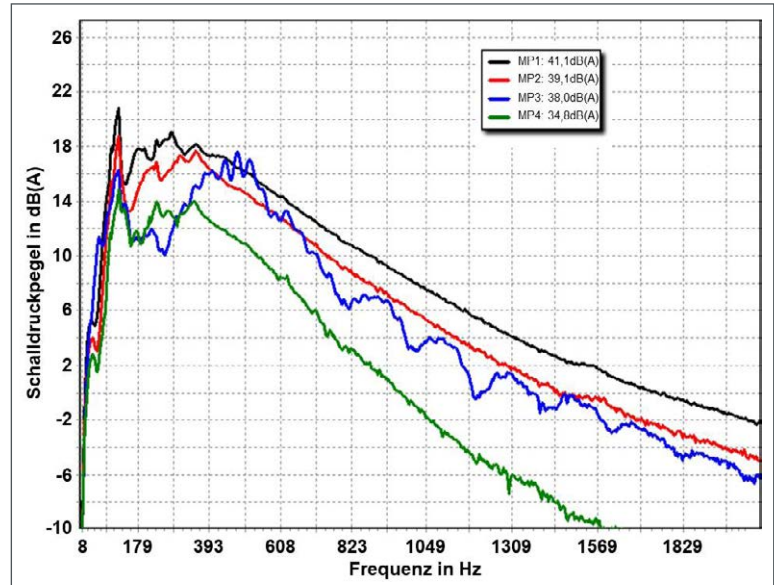


Abb. 7: Fremdgeräuschkorrigierte Spektren der WEA 2 an MP 1 bis MP 4 im Leistungsbereich 3 von 850 bis 1.150 kW Leistung – Mitwind 240° bis 300°

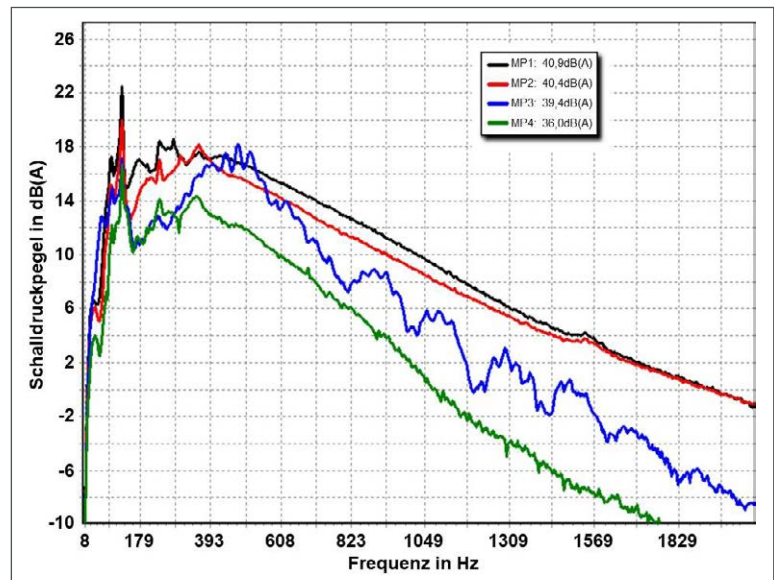


Abb. 8: Fremdgeräuschkorrigierte Spektren der WEA 2 an MP 1 bis MP 4 im Leistungsbereich 4 von 1.150 bis 1.450 kW Leistung – Mitwind 240° bis 300°

Tab. 8: Mittelungspegel des Anlagengeräusches WEA 2 nach Fremdgeräuschkorrektur bei 1.450 bis 1.750 kW elektrischer Leistung und Mittelungspegel nach dem Interimsverfahren; Erläuterungen: siehe Tabelle 4

Leistungsbereich 5: 1.450/1.750 kW alle WEA 2							
MP	Messung				Interimsverfahren mit Richtcharakteristik		
	L_{eq} dB(A)	NFP dB	N s	V.B. dB	L_{eq} dB(A)	ΔL_{1x} dB	Mess-Int. dB
MP 1	42,2	27,9	16.725	0,04	42,4	0,0	-0,2
MP 2	41,3	25,7	17.848	0,06	40,6	1,8	0,7
MP 3	39,6	22,0	19.726	0,30	40,7	1,7	-1,1
MP 4	36,6	22,4	19.846	0,10	37,2	5,2	-0,6

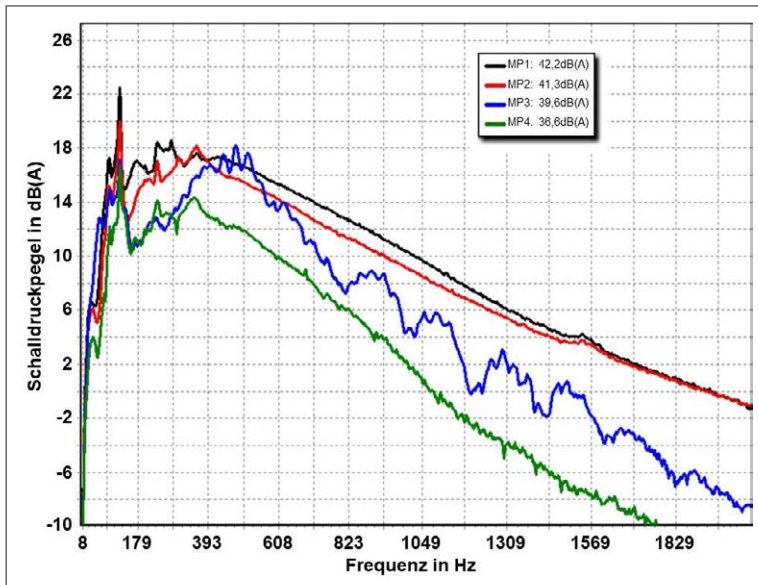
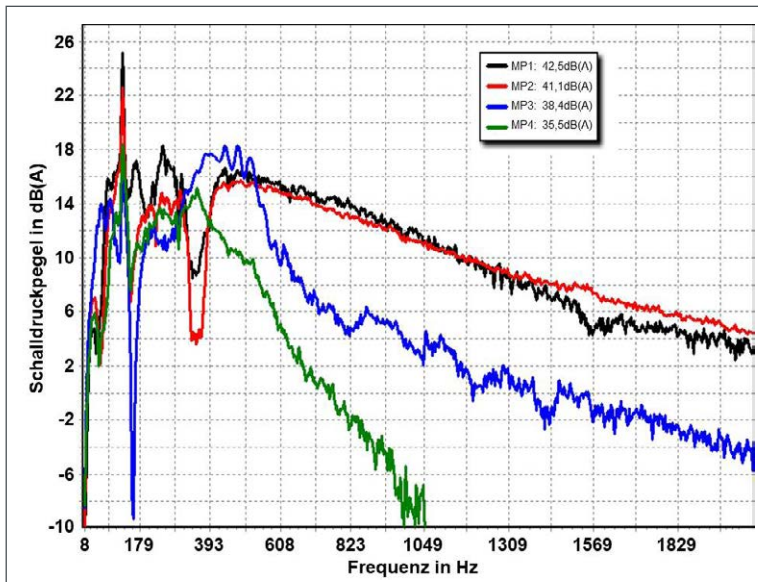


Abb. 9: Fremdgeräuschkorrigierte Spektren der WEA 2 an MP 1 bis MP 4 im Leistungsbereich 5 von 1.450 bis 1.750 kW Leistung – Mitwind 240° bis 300°



ter. Die Einbrüche bei 380 Hz für die Messpunkte MP 1 und MP 2 werden wohl ebenfalls durch die Geräuschtrennung verstärkt.

Die Differenz der Pegel zwischen MP 1 und MP 4 beträgt 7,0 dB, nach dem Interimsverfahren mit Richtcharakteristik 5,2 dB, d.h. das Interimsverfahren überschätzt um 1,8 dB im Mittel. Die entsprechende Differenz der Pegel in der Nutenfrequenz liegt bei 6,2 dB gegenüber 4,8 dB nach dem Interimsverfahren. Die mittlere Überschätzung durch das Interimsverfahren mit Richtcharakteristik liegt bei 1 dB, mit der erkennbaren Tendenz der Zunahme der Überschätzung für den MP in 778 m Abstand.

Für die WEA 1 West stehen lediglich für den Leistungsbereich 1 eine ausreichende Anzahl von Messdaten zur Verfügung.

Die einzelnen Frequenzlinien in dem Immissionspektrum am MP 5, der am nächsten zur WEA 1 liegt, sind auch noch am MP 1 erkennbar. Ihre Herkunft ist unklar. Der Gesamtpegel wird dadurch nicht relevant beeinflusst. Die Pegeldifferenz MP 5 zu MP 4 liegt bei 13,4 dB gegenüber dem Interimsverfahren mit 11,3 dB ohne Richtcharakteristik. Mit Richtcharakteristik erhöht sich die Differenz. Die Differenz im Nutenfrequenzpegel ist wegen der genannten Linien nicht eindeutig zu bestimmen.

Die Messergebnisse bei Betrieb der WEA 2 Ost lassen sich im Vergleich mit dem Interimsverfahren mit Richtcharakteristik wie folgt zusammenfassen, wobei ein negatives Vorzeichen bedeutet, dass das Interimsverfahren einen höheren Wert liefert als die Messungen ergeben haben. Im Mittel über alle Leistungsbereiche sind die Unterschiede gering.

Abb. 10: Fremdgeräuschkorrigierte Spektren der WEA 2 an MP 1 bis MP 4 im Leistungsbereich 6 von 1.750 bis 2.050 kW Leistung – Mitwind 240° bis 300°

Tab. 9: Mittelungspegel des Anlagengeräusches WEA 2 nach Fremdgeräuschkorrektur bei 1.750 bis 2.050 kW elektrischer Leistung und Mittelungspegel nach dem Interimsverfahren; Erläuterungen: siehe Tabelle 4

Leistungsbereich 6: 1.750/2.050 kW alle WEA 2							
MP	Messung				Interimsverfahren mit Richtcharakteristik		
	L_{eq}	NFP	N	V.B.	L_{eq}	ΔL_{1x}	Mess-Int.
	dB(A)	dB	s	dB	dB(A)	dB	dB
MP 1	42,5	28,7	5.253	0,38	42,4	0,0	0,1
MP 2	41,1	26,3	7.806	0,65	40,6	1,8	0,5
MP 3	38,4	21,5	12.943	0,49	40,7	1,7	-2,7
MP 4	35,5	22,5	13.084	0,59	37,2	5,2	-1,7

Nach dem Interimsverfahren sollte der Pegel in der Nutenfrequenz um 4,8 dB zwischen MP 1 und MP 4 abnehmen. Wie oben gezeigt wurde, kann für die Nutenfrequenz angenommen werden, dass keine Richtcharakteristik vorliegt, da die Abstrahlung überwiegend über die Rotorblätter erfolgt. Das bedeutet, dass der Pegel deutlich stärker abnimmt als es mit $1/r^2$ vor der Nabenhöhe anzunehmen ist. Der niedrige Wert von 2,7 dB im Leistungsbereich 1 ist auf die Interferenzauslöschung am MP 1 zurückzuführen, wie er für Frequenzen unter 100 Hz aus Abbildung 5 abzulesen ist. Für den Leistungsbereich 2 liegt eine entsprechende Erhöhung vor (siehe Abb. 6). Über die 6 Leistungsbereiche gemittelt sind es 5,6 dB, im höchsten Leistungsbereich 6,2 dB.

Tab. 10: Mittelungspegel des Anlagengeräusches WEA 1 West nach Fremdgeräuschkorrektur bei 200 bis 450 kW elektrischer Leistung und Mittelungspegel nach dem Interimsverfahren; Erläuterungen: siehe Tabelle 4

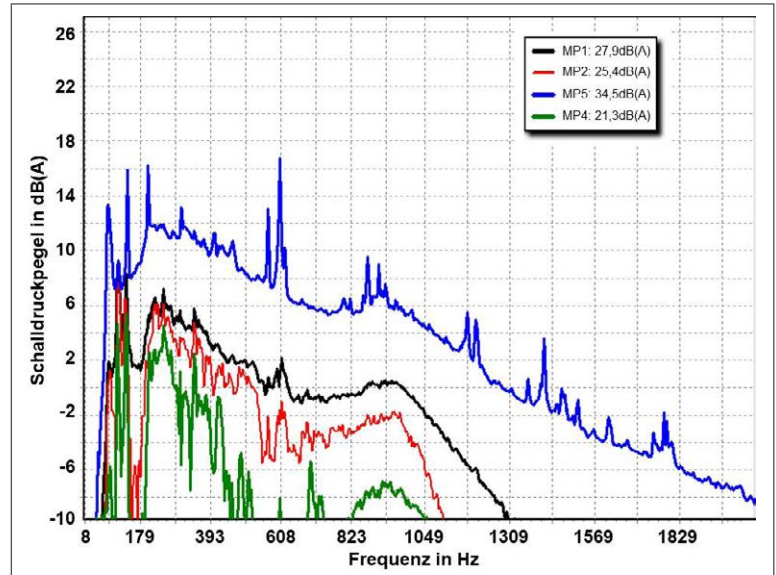


Abb. 11: Fremdgeräuschkorrigierte Spektren der WEA 1 West an MP 1 bis MP 4 bei 200 bis 450 kW Leistung – Mitwind 240° bis 300°

WEA 1 West Leistungsbereich: 200/450 kW alle WEA 1 West							
MP	Messung				Interimsverfahren mit Richtcharakteristik		
	L_{eq} dB(A)	NFP dB	N s	V.B. dB	L_{eq} dB(A)	ΔL_{1x} dB	Mess-Int. dB
MP 1	27,8	7,1	8.967	1,51	25,3	7,5	2,5
MP 2	25,2	6,9	8.967	0,09	24,1	18,8	1,1
MP 3	34,5	18,9	8.968	0,24	32,8	0,0	1,7
MP 4	21,1	-0,6	8.967	0,30	21,5	11,3	-0,4

Tab. 11: Zusammenfassung der Messungen im Vergleich zum Interimsverfahren mit Richtcharakteristik Mit Δ werden die Differenzen zwischen Messung und Berechnung bezeichnet. $\Delta NFP_{1,4}$ gibt die gemessene Pegeldifferenz in der Nutenfrequenz zwischen MP 1 und MP 4 an

WEA 2 Ost	Leistung	ΔL_1	ΔL_2	ΔL_3	ΔL_4	$\Delta NFP_{1,4}$
	kW	dB	dB	dB	dB	dB
1	250–550	-0,4	0,4	-0,8	0,5	2,7
2	550–850	-0,3	1,7	0,9	0,8	7,8
3	850–1.150	1,1	0,9	-0,2	0,1	5,2
4	1.150–1.450	-0,4	0,9	-0,2	0,0	6,2
5	1.450–1.750	-0,2	0,7	-1,1	-0,6	5,5
6	1.750–2.050	0,1	0,5	-2,3	-1,7	6,2
Mittelwert		0,0	0,9	-0,6	-0,2	5,6

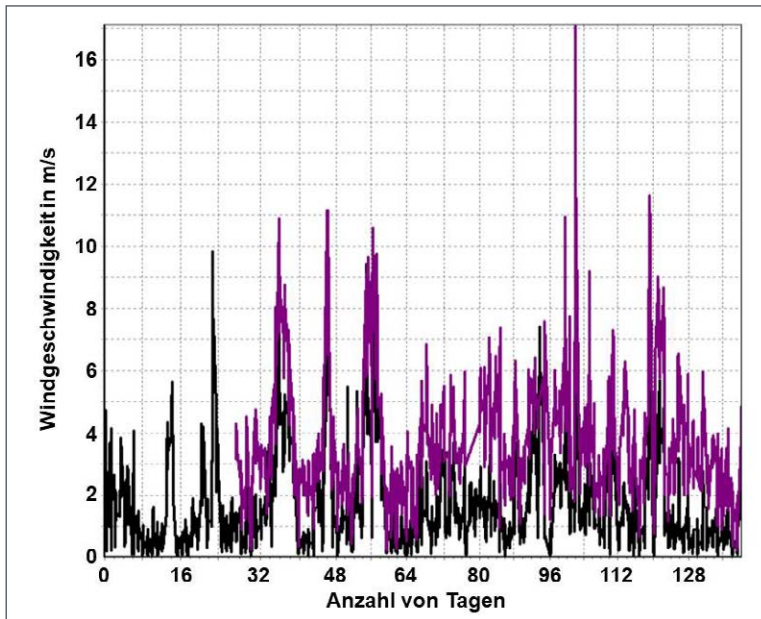
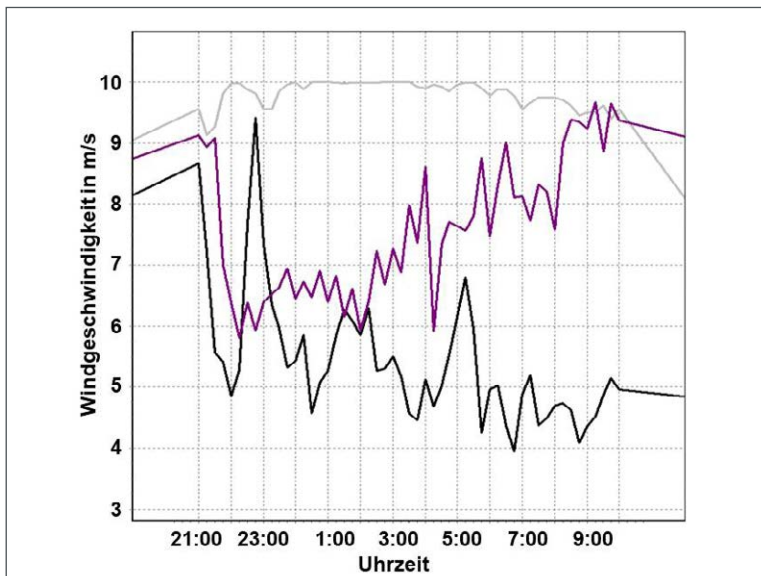


Abb. 12: Gegenüberstellung der unterschiedlich gemessenen Windgeschwindigkeiten – MP 1 in 6 m Höhe und LiDAR 1 (in 40 m Höhe ab 13.12.), Zeitausschnitt 137 Tage

Mittelt man über die Leistungsbereiche 2 bis 6, erhält man ebenfalls 6,2 dB oder eine Zusatzdämpfung um 1,4 dB zwischen 420 und 778 m.

Betrachtet man die Differenzen am MP 4, sieht es so aus, als bestünde ein Trend, dass mit zunehmender Leistung die Differenz zwischen Interimsverfahren und gemessenem Pegel zunimmt und damit von einer Zusatzdämpfung bei Mitwind auszugehen ist, die ca. 2 dB bei 800 m Abstand beträgt. Diese Zusatzdämpfung kompensiert den Beitrag aus der Richtcharakteristik bei Anwendung des Interimsver-

Abb. 13: Windgeschwindigkeit MP 1 (schwarz) und LiDAR 1 (40 m, violett) und Windrichtung als 10-fachen Cosinus der Abweichung von Mitwindrichtung 270° (grau), Gesamtzeit ca. 13 h in der Nachtzeit vom 11.01.2017 bis 12.01.2017 im Zeitraum von 21:00 Uhr bis 10:00 Uhr



fahrens ohne Richtcharakteristik.

Wendet man das Interimsverfahren ohne die zusätzliche Richtcharakteristik an, dann kommt es am MP 1 in den oberen Leistungsbereichen zu Unterschätzungen um 1 dB.

Atmosphärische Stabilität

Westlich und nordöstlich der Anlage WEA 2 war jeweils eine LiDAR-Anlage positioniert (siehe Abb. 1), um in unterschiedlichen Höhen die Windgeschwindigkeit zu messen. Die LiDAR 1-Messungen begannen am 30.11.2016 und endeten am 06.04.2017. Die Messungen mit LiDAR 2 begannen am 16.01.2017 und endeten am 08.04.2017. Die Messhöhen waren bei 40 m, 55 m, 76 m, 96 m, 117 m, 137 m, 169 m und 200 m.

In Abbildung 12 ist der Verlauf der Windgeschwindigkeit am MP 1 (schwarz) und der LiDAR-Anlage 1, Höhe 40 m (violett) über 137 Tage dargestellt. Die Abbildung zeigt, dass die Windgeschwindigkeit vor der Anlage in 40 m Höhe häufig in der gleichen Größenordnung liegt, wie am MP 1 in 6 m Höhe.

Dies wird in dem zeitlichen Ausschnitt in Abbildung 13 deutlicher, in dem auch die Mitwindabweichung δ von 270° (Mitwindrichtung) mit $10 \cdot \cos(\delta)$ (grau) dargestellt ist.

Die Abbildung 13 zeigt, dass bei Mitwind 270° ($\cos(\delta) \approx 1$) in Bodennähe auch Windgeschwindigkeiten ($> 8,5$ m/s, grau) unter der Anlage in 400 m Abstand auftreten, die höher sind als in 40 m Höhe und in 300 m Abstand vor der Anlage. Bei Mitwind in Richtung der LiDAR 2 sind je nach Wetterlage auch 300 m hinter der WEA 2 in 117 m Höhe zeitweise höhere Windgeschwindigkeiten zu beobachten:

Ein anderes Beispiel wird in den Abbildungen 14 und 15 dargestellt. Diese zeigen, dass in Mitwindrichtung über eine Entfernung von mehr als 300 m auch Situationen gemessen wurden, bei denen in gleicher Höhe hinter der Anlage Windgeschwindigkeiten auftreten, die kurzzeitig höher sein können als vor der Anlage. Das Auftreten solcher Situationen legt nahe, eine Differenzierung vorzunehmen, die es erlaubt, die unterschiedlichen Profile der Windgeschwindigkeiten mit einem Parameter zu beschreiben. Ein solcher Parameter ist der Stabilitätsexponent m_L [8], mit dem das Windgeschwindigkeitsprofil mit der Höhe z wie folgt approximiert wird:

$$v(z) = c_1 \cdot (z / d_0)^{m_L} \quad , \quad d_0 = 1m \quad (1)$$

Der Exponent m_L und c_1 wurden anhand der LiDAR-Windgeschwindigkeit-Messungen in 40 m und 55 m unmittelbar bestimmt.

Nach Etling „Theoretische Meteorologie“ [8] liegt bei

$m_L \geq 0,3$ eine stark stabile Schichtung,

$0,3 > m_L \geq 0,14$ eine stabile Schichtung,

$0,14 > m_L > 0,05$ eine labile Schichtung vor.

Mit den aus den LiDAR-Daten gewonnenen 10-Minuten-Werten für den Faktor m_L lässt sich eine Trennung der Schallimmissionsmessungen durchführen und die jeweiligen gemessenen Immissionspegel für eine stark stabile Schichtung mit $m_L > 0,3$ und für eine stabile Schichtung $m_L < 0,3$ gegenüberstellen (bei Mitwind und beide LiDAR-Anlagen in Betrieb). Die Pegelunterschiede zwischen den stark stabilen und stabilen Wetterlagen sind außer im LB 6 $m_L < 0,3$ für MP 1 und MP 2 statistisch signifikant und lassen sich für die A-bewerteten Schalldruckpegel und die Nutenfrequenzpegel wie folgt zusammenfassen, siehe Tabelle 12.

Im Leistungsbereich 1 ist nach den Messungen der Immissionspegel am MP 1 bei stark stabilen Bedingungen rund 2 dB höher als bei stabilen Bedingungen. Mit zunehmendem Leistungsbereich reduziert sich dies über alle 4 Messpunkte und kehrt, beginnend im LB 3, im LB 4 das Vorzeichen vollständig um. Danach nehmen die Differenzen wieder zu und erreichen im LB 6 Werte zwischen 1,7 und 3,7 dB. Ähnlich sind auch die Differenzen im Nutenfrequenzpegel. Es kann aus diesen Resultaten unmittelbar abgeleitet werden, dass bei stark stabilen Wetterlagen mit höheren Immissionspegeln mit zunehmender Entfernung zu rechnen ist als bei stabilen Wetterlagen, wobei mit zunehmender Windgeschwindigkeit die Häufigkeit der stark stabilen Wetterlagen abnimmt, wie unmittelbar aus der Sekundendauer n abgelesen werden kann. So ist im LB 1 die stark stabile Schichtung 18 mal häufiger als die stabilen. Im LB 3 beträgt das Verhältnis nur noch 2 zu 1 und im LB 6 ungefähr 1 zu 1. Die relative Häufigkeit von LB 6 von Mitte Januar bis Anfang April lag bei circa 1,6 %, über das Jahr 2017 bei 0,5 % und 2016 bei 0,9 %. Berücksichtigt man, dass die TALärm auf die jeweilige Nachtstunde mit dem höchsten Immissionspegel abstellt, dann wird deutlich, dass nicht nur Windgeschwindigkeit und -richtung, sondern auch die Stabilität der atmosphärischen Schichtung wesentlich ist und in die Bewertung einzubeziehen ist, wobei wie Tabelle 12 zeigt, der Zusammenhang sich komplex darstellt. Dies ist insbesondere kritisch für die Interpretation von Einzelmessungen, die die Stabilität nicht berücksichtigen und legt nahe, die Schallausbreitung in 10-Minuten-Intervallen näher zu betrachten, um den messtechnischen Befund zu verallgemeinern.

Krümmungsradien

Die obigen Auswertungen legen nahe, die Stabilität in eine Prognose einzubeziehen. Eine physikalisch

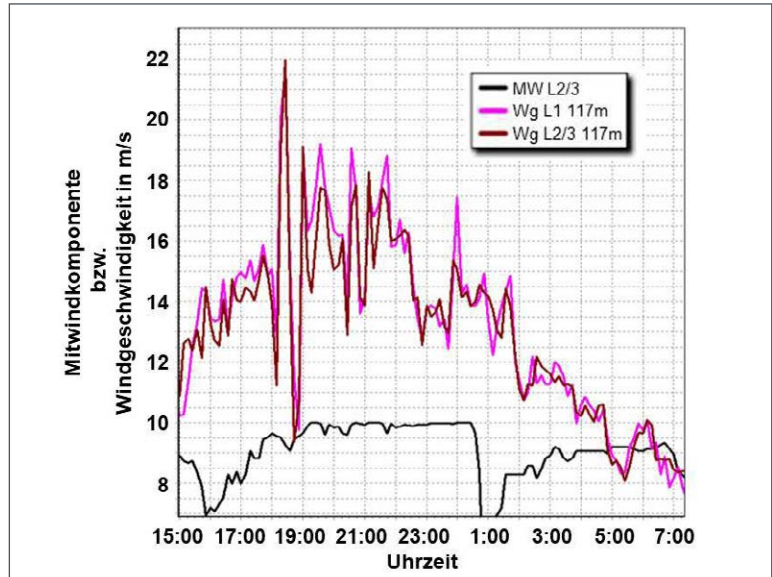
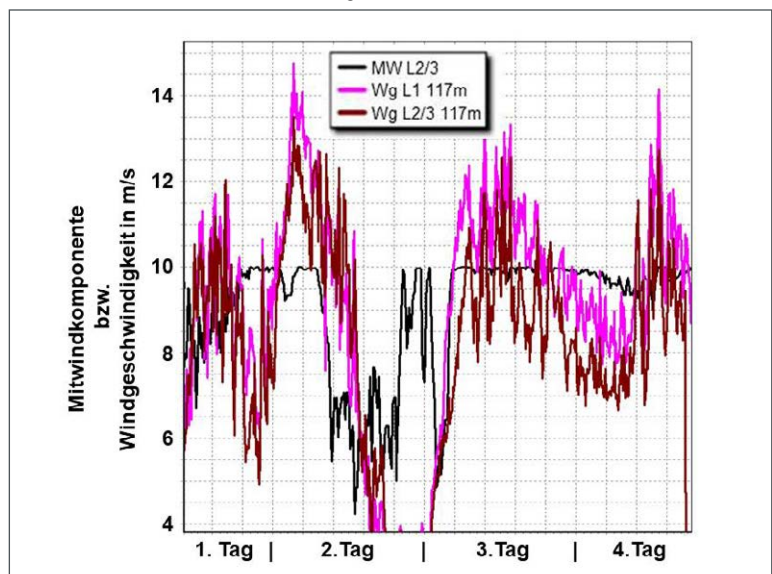


Abb. 14: Mitwindkomponente $10 \cdot \cos(wr-240^\circ)$ (schwarz) und Windgeschwindigkeit LiDAR 1 (117 m, lila) und Windgeschwindigkeit LiDAR 2 (braun), Gesamtzeit über 16 h vom 23.02.2017 bis 24.02.2017 im Zeitraum von 15:00 Uhr bis 07:00 Uhr

zentrale Größe für die Schallausbreitung ist die Krümmung der Schallstrahlen bei der Schallausbreitung, die mit Krümmungsradien beschrieben werden [9,10] kann. Diese ergeben sich aus den Schallgeschwindigkeiten (höhenabhängig von der Temperatur) einschließlich der Überlagerung mit der ebenfalls höhenabhängigen Windgeschwindigkeit und -richtung. Dabei ist die Änderung der Krümmungsradien mit der Höhe neben der Bodenabsorption für die Zusatzdämpfung entscheidend, die die Pegeldifferenz zur Schallausbreitung in einer konstanten Atmosphäre beschreibt. Für die vorlie-

Abb. 15: Mitwindkomponente $10 \cdot \cos(wr-240^\circ)$ (schwarz) und Windgeschwindigkeit LiDAR 1 (117 m, lila) und Windgeschwindigkeit LiDAR 2 (braun), Zeitausschnitt über 3 Tage



Tab. 12: Differenzen der Mittelungspegel und Nutzenfrequenzpegel zwischen stark stabilen und stabilen Wetterlagen

stark stabil – stabil	Δ A-bewertete Schalldruckpegel				Δ Nutzenfrequenzpegel			
	in dB				in dB			
LB	MP 1	MP 2	MP 3	MP 4	MP 1	MP 2	MP 3	MP 4
1	2,3	1,5	2,0	3,4	3,1	4,6	1,5	9,5
2	1,7	0,1	-0,6	1,5	2,2	0,2	-0,1	0,7
3	-0,4	-2,6	-1,8	0,4	0,8	0,2	0,4	1,6
4	-0,6	-1,6	-1,7	-1,0	0,8	-0,3	-0,5	1,0
5	0,1	1,1	3,4	3,7	2,6	1,7	2,1	3,8
6	1,7	2,2	3,6	3,7	5,0	4,4	2,6	1,2

gende Auswertung wurde für die Temperaturverteilung die für mitteleuropäische Verhältnisse typische Abnahme von 1 Kelvin pro 100 m für die Nachtzeit unterstellt. Die von der Höhe z abhängige Schallausbreitungsgeschwindigkeit $c_v(z)$ in der Ausbreitungsrichtung φ_0 ergibt sich aus:

$$c_v(z) = c(z) + v(z) \cdot \cos(\alpha(z) - \varphi_0) \text{ m/s} \quad (2)$$

Mit $v(z)$ der höhenabhängigen Windgeschwindigkeit, $\alpha(z)$ der höhenabhängigen Windrichtung, und $c(z)$ der Schallgeschwindigkeit, die von der Temperatur und damit auch von der Höhe abhängig ist:

$$c(z) = 331,4 + 0,6 \cdot T_B - 0,006 \cdot z \text{ m/s} \quad (3)$$

mit T_B : Temperatur am Boden in °C.

Regupur®

REGUPUR® AUSGLEICHSSCHÜTTUNG

Regupur® comfort S1 » wasserfreier Einbau »
nachhaltig » gesundheitlich unbedenklich »
schnell und kostensparend » trittschalldämmend



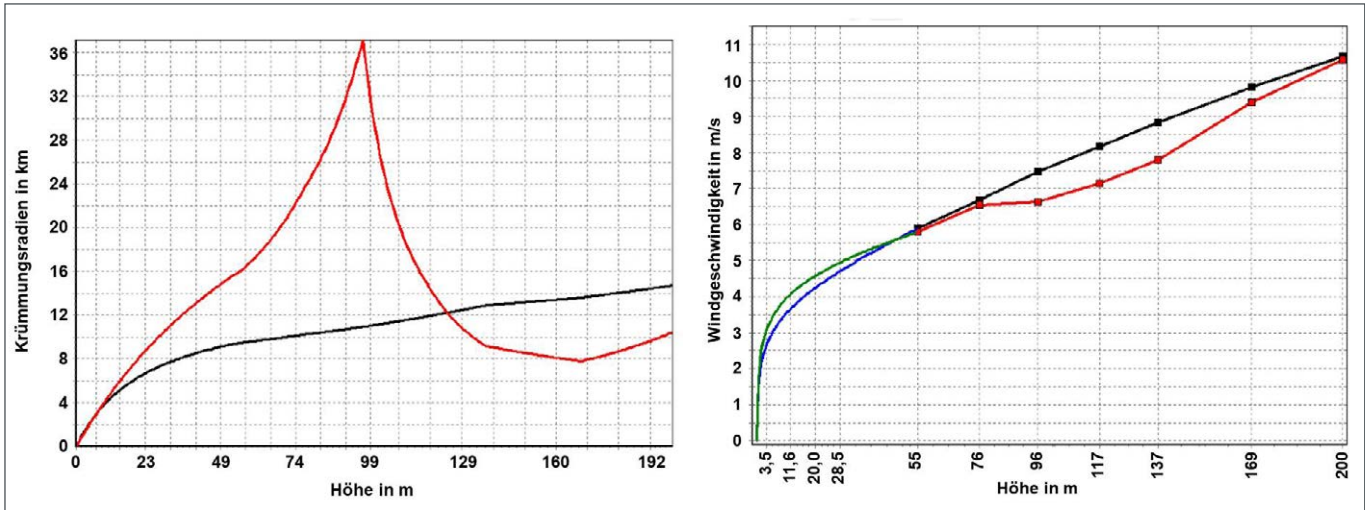


Abb. 16: Links: Krümmungsradien in Abhängigkeit von der Höhe nach LiDAR 1 (schwarz) vor WEA 2 und nach LiDAR 2 (rot) hinter der WEA 2, bestimmt durch Interpolation der rechts dargestellten Geschwindigkeitsänderung und adiabatischen Temperaturabnahme.

Messparameter: Nutenfrequenz = 65 Hz, Windgeschwindigkeit an MP 1 = 2,9 m/s, Windrichtung = 210°, elektrische Leistung $L_w = 344$ kW, Windgeschwindigkeit an der Gondel $v_g = 6,7$ m/s, Stabilitätsindex $m_L = 0,36$.

Turbulenz ausgedrückt durch die Varianz der Windgeschwindigkeiten in den Höhen 40, 55, 76, 96, 117, 137, 169 m links aus LiDAR 2: 2,30/2,47/2,68/3,14/2,51/2,42/1,44 m²/s²

rechts aus LiDAR 1: 1,27/1,52/1,28/1,25/1,08/1,03/1,03 m²/s² und

die jeweiligen vertikalen Windgeschwindigkeiten

links aus LiDAR 2: -0,33/-0,32/-0,24/-0,17/-0,12/-0,12/0,03 m/s und

rechts aus LiDAR 1: 0,00/-0,01/-0,02/-0,04/-0,08/-0,10/-0,06 m/s.

Aus der Wegdifferenz des Schalls in benachbarten Höhen, die sich aus Gleichung 2 ergibt, leitet sich die Winkeländerung der lokalen Wellenfront pro Zeiteinheit ab. Mit einem Schallstrahlenmodell kann dies mit einem infinitesimalen Kreisbogen beschrieben werden, den der lokale Schallstrahl ausführt. Aus der Winkeländerung der Wellenfront pro Zeiteinheit und der während dieser Zeit zurückgelegten Weglänge ergibt sich rein geometrisch der Krümmungsradius Kr des Kreisbogens als Funktion der Höhe z zu:

$$Kr(z) = (cv(z)) / (\Delta cv(z) / \Delta z) \quad (4)$$

Zur Bestimmung der jeweiligen Differenzen aus den Messdaten wurde zwischen den zur Verfügung stehenden LiDAR-Messebenen linear interpoliert. Der durch die adiabatische Temperaturschichtung entstehende Krümmungsradius beträgt 56,2 km bei 10°C. Nimmt die Windgeschwindigkeit von Null am Boden auf 10 m/s bei 100 m in der Höhe zu, so beträgt der Krümmungsradius ca. +4 km für Mitwind, dabei nimmt der Cosinus-Term in Gleichung 2 den Wert 1 an. Die LiDAR-Anlagen stehen in Richtung von 240° bzw. bei 60° für die WEA 2 Ost hintereinander. Dies legt nahe, für die relativ häufigen Windrichtungen zwischen 210° und 270° die Windgeschwindigkeiten in der Position der LiDAR 1 denen hinter WEA 2 Ost positionierten LiDAR 2 für Zeiten

gegenüberzustellen, in denen beide Positionen mit LiDAR besetzt waren. Mitwind wird für die LiDAR-Messungen mit 240° angenommen.

Im Leistungsbereich LB 1 ergeben sich beispielsweise am 26.02.2017 zwischen 2:00 Uhr und 2:10 Uhr die in Abbildung 16 dargestellten Krümmungsradien.

Der Stabilitätsindex m_L beträgt 0,36. Da die LiDAR-Messungen zeigen, dass die Windgeschwindigkeiten unter der Anlage gegenüber vor der Anlage zunimmt, wird dieser Teil mit einem TA-Luft-Profil [11, 12] abgeschätzt:

$$v(z) = c_1 \cdot \ln(z/r_0) + c_2 \cdot (z - z_0) \quad (5),$$

wobei c_1 und c_2 aus v_{40} und v_{55} bei einer Bodenrauigkeit r_0 mit 0,05 m für winterliche Gras- und Ackerböden bestimmt wird [11, 12].

Zwischen 76 m und 96 m erfolgt hinter der Anlage ein geringerer Anstieg der Windgeschwindigkeit als vor der Anlage. Die Geschwindigkeitsdifferenz beträgt in Nabenhöhe 0,8 m/s. Die an der Gondel gemessene Windgeschwindigkeit v_g mit 6,7 m/s stimmt gut mit dem in 96 m Höhe mit der LiDAR 2 gemessenen Wert von 6,6 m/s überein. Die Windgeschwindigkeitsreduzierung mit 0,8 m/s entspricht dem Wertebereich, der sich aus dem Wirkungsgrad c_p der Leistungskennlinie der WEA von 0,46 bei 321 kW mit 1,2 m/s ergibt, wie Tabelle 13 zu entnehmen ist.

Tab. 13: Leistungskennlinie ENERCON E-82 E2 2.3 MW mit Windgeschwindigkeit v_g vor der Anlage in Nabenhöhe und die mittlere v_n hinter der Anlage und deren mittlere Änderung Δv

Windgeschwindigkeit v_g in Nabenhöhe vor der Anlage	Leistung	Wirkungsgrad der Anlage	Mittlere Windgeschwindigkeit hinter der Anlage	Differenz Δv vor und hinter der Anlage
m/s	kW	c_p	m/s	m/s
1	0	0,00	1,0	0,0
2	3	0,12	1,9	0,1
3	25	0,29	2,7	0,3
4	82	0,4	3,4	0,6
5	174	0,43	4,2	0,8
6	321	0,46	4,8	1,2
7	532	0,48	5,7	1,3
8	815	0,49	6,5	1,5
9	1.180	0,5	7,3	1,7
10	1.580	0,49	8,1	1,9
11	1.890	0,44	9,2	1,8
12	2.100	0,38	10,4	1,6
13	2.250	0,32	11,6	1,4
14	2.350	0,26	12,8	1,2
15	2.350	0,22	15,0	1,0
17	2.350	0,15	16,3	0,7
20	2.350	0,09	19,8	0,2

Die mittlere Windgeschwindigkeit v_n ergibt sich aus:

$$v_n = \left(\frac{2 L_e (1 - c_p)}{c_p \cdot \rho \cdot F} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (6)$$

mit F der Kreisfläche des Rotors, ρ der Luftdichte und L_e der elektrischen Leistung.

Die Tabelle verdeutlicht, welche mittleren Änderungen im Bereich der Rotorfläche hinter der WEA bezüglich der Windgeschwindigkeit zu erwarten sind. Dabei ist hervorzuheben, dass bei Erreichen der Volllast das Δv stark abnimmt. Bei 95 % der Volllast liegt der Wert bei 1,4 m/s und nimmt danach bis 0,2 m/s ab. Diese Daten stehen für alle WEA zur Verfügung. Nach Abbildung 16 hat der Stabilitätsexponent m_L den Wert 0,36. Damit liegt eine stark stabile Schichtung vor. Dies spiegelt sich in den negativen Werten der vertikalen Windgeschwindigkeiten vor der Anla-

ge wieder, die nach den vorliegenden Zahlenwerten in der Abbildung 16 (rechte Seite, Titelzeile 3) durch die WEA 2 Ost noch verstärkt wird (siehe links). Weiter zeigen die Turbulenzwerte aus den LiDAR-Daten (siehe Abb. 16, Titelzeile 2) hinter der Anlage in Nabenhöhe ein Maximum, während vor der Anlage die Turbulenz mit zunehmender Höhe abnimmt. Die Abbildung 16 (linke Seite) zeigt, dass der Krümmungsradius K_r vor der Anlage kontinuierlich von 3,5 km in 10 m Höhe auf 14 km in 200 m Höhe ansteigt. Das Verhalten hinter der Anlage weicht davon deutlich ab. Von 4 km in 10 m Höhe steigt der Krümmungsradius bis Nabenhöhe auf 33 km, nimmt dann wieder ab und schneidet bei 123 m den Wert vor der Anlage mit 12 km. Dann erreicht er bei 200 m Höhe über Grund nach Durchlaufen eines Minimums mit 8 km die 10 km und liegt dabei bei 200 m immer noch unter den 15 km vor der Anlage. Es stellt sich

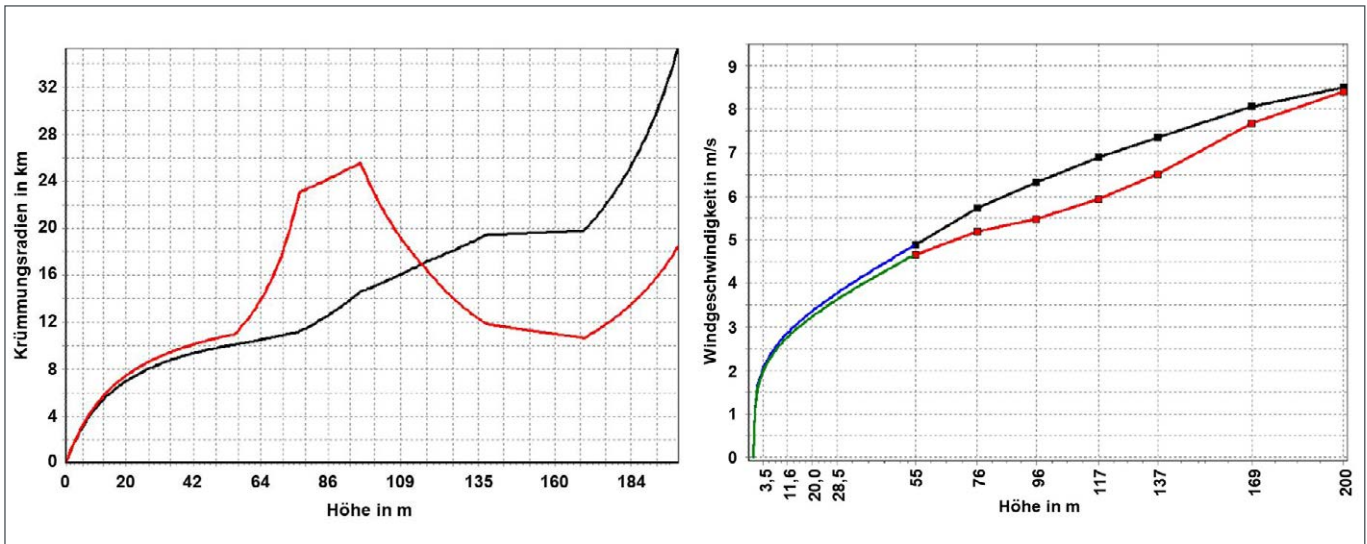


Abb. 17: Links: Krümmungsradien in Abhängigkeit von der Höhe nach LiDAR 1 (schwarz) vor WEA 2 und nach LiDAR 2 (rot) hinter der WEA 2, bestimmt durch Interpolation der rechts dargestellten Geschwindigkeitsänderung und adiabatischen Temperaturabnahme.

Messparameter: Nutenfrequenz = 91 Hz, Windgeschwindigkeit an MP 1 = 1,5 m/s, Windrichtung = 210°, elektrische Leistung $L_w = 448$ kW, Windgeschwindigkeit an der Gondel $v_g = 6,6$ m/s, Stabilitätsindex $m_L = 0,41$.

Turbulenz:

links aus LiDAR 2: 1,27/1,27/1,81/2,08/2,19/2,06/1,41 m²/s²

rechts aus LiDAR 1: 1,14/1,08/1,14/1,05/1,11/1,21/1,31 m²/s² und

jeweilige vertikale Windgeschwindigkeiten:

links aus LiDAR 2: -0,24/-0,27/-0,32/-0,23/-0,13/-0,08/-0,01 m/s und

rechts aus LiDAR 1: -0,22/-0,17/-0,07/0,03/0,06/0,08/0,07 m/s.

Abb. 18: Links: Krümmungsradien in Abhängigkeit von der Höhe nach LiDAR 1 (schwarz) vor WEA 2 und nach LiDAR 2 (rot) hinter der WEA 2, bestimmt durch Interpolation der rechts dargestellten Geschwindigkeitsänderung und adiabatischen Temperaturabnahme.

Messparameter: Nutenfrequenz = 107 Hz, Windgeschwindigkeit an MP 1 = 3,9 m/s, Windrichtung = 242°, elektrische Leistung $L_w = 766$ kW, Windgeschwindigkeit an der Gondel $v_g = 7,6$ m/s, Stabilitätsindex $m_L = 0,24$.

Turbulenz:

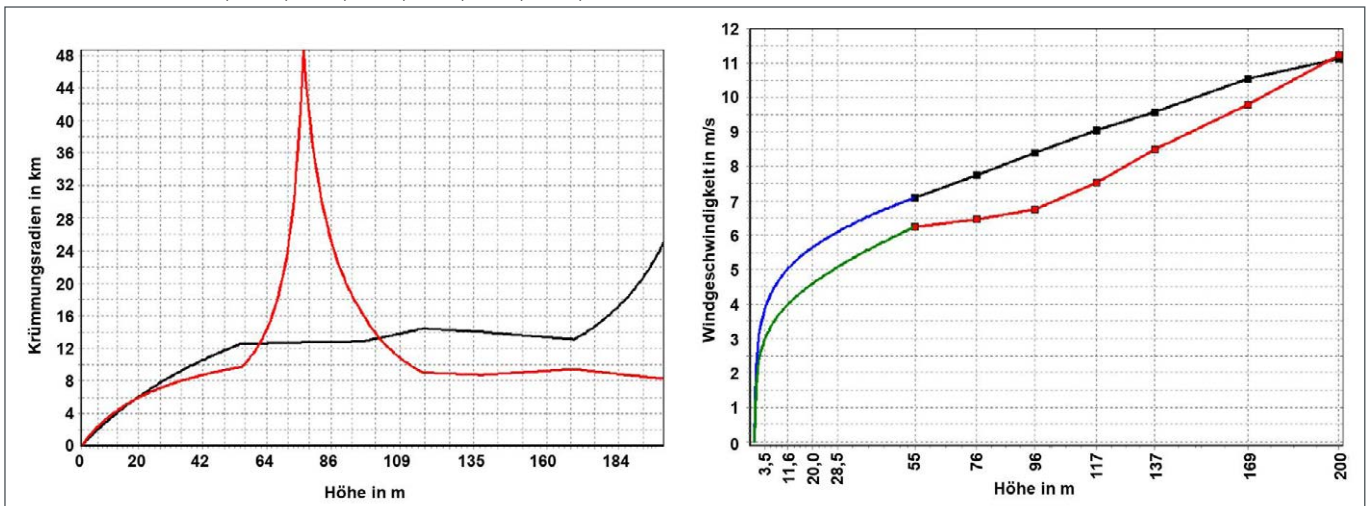
links aus LiDAR 2: 2,71/4,30/5,86/6,97/6,89/5,74/4,25 m²/s²

rechts aus LiDAR 1: 2,81/2,96/2,84/2,90/2,95/2,89/3,01 m²/s² und

jeweilige vertikale Windgeschwindigkeiten:

links aus LiDAR 2: 0,41/0,45/0,45/0,86/0,83/0,99/1,08 m/s und

rechts aus LiDAR 1: 0,97/0,89/1,00/1,01/1,01/0,97/0,92 m/s.



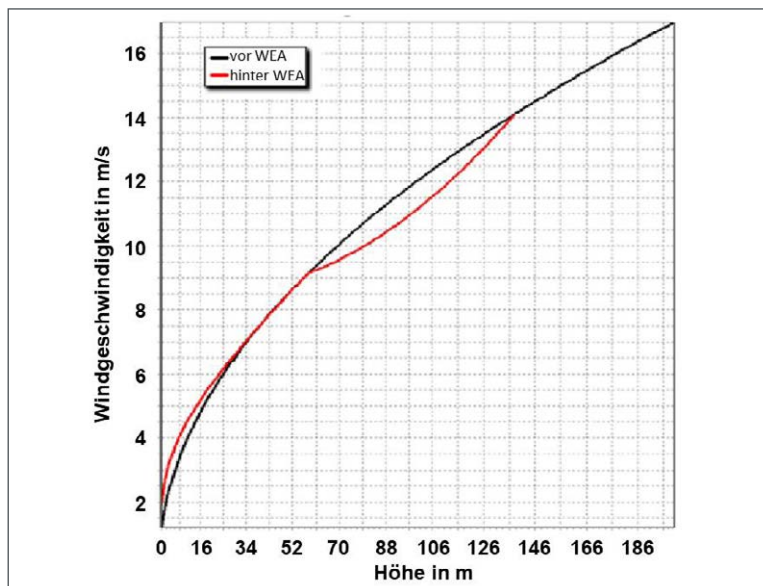


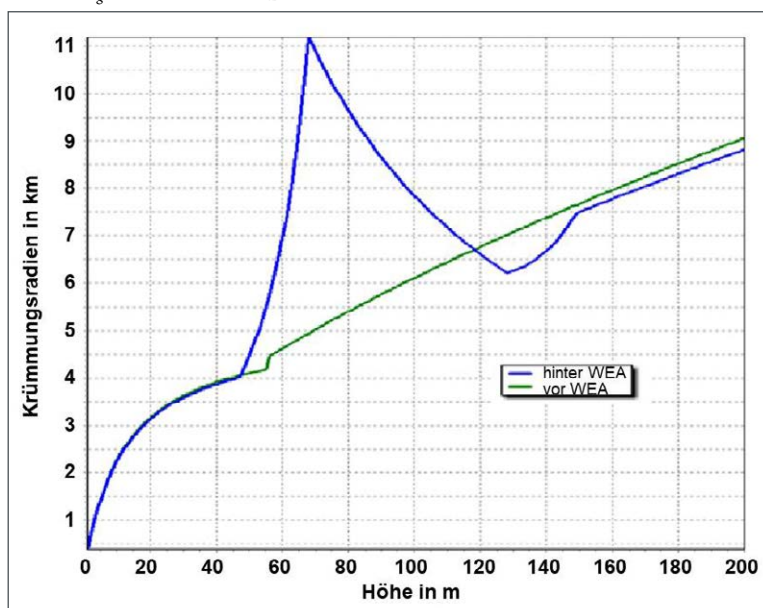
Abb. 19: Verlauf der Windgeschwindigkeit vor der Anlage (schwarz) und hinter der Anlage (rot) als Funktion der Höhe mit $v_g = 12 \text{ m/s}$ und $m_L = 0,5$

somit die Frage, ob dieser Verlauf ein Einzelfall oder für die Mitwindsituation exemplarisch ist. In Abbildung 17 ist die Situation einige Tage später für eine ähnliche elektrische Leistung dargestellt.

Der Schnittpunkt der Krümmungsradien liegt bei 116 m Höhe. Die Änderung der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe liegt bei 1 m/s und ist etwas niedriger als der Wert nach Abbildung 16. Weiter liegt die an der Gondel gemessene Windgeschwindigkeit mit 6,6 m/s ca. 1 m/s über dem Wert in 96 m Höhe hinter der Anlage. Der grundsätzliche Verlauf ist ähnlich wie bei Abbildung 16.

Der Leistungsbereich 2 ist in Abbildung 18 dargestellt. Der Exponent m_L ist mit 0,24 kleiner 0,3. Es

Abb. 20: Krümmungsradien für der WEA (grün) und hinter der WEA (blau), $v_g = 12 \text{ m/s}$ und $m_L = 0,5$ für stark stabile Wetterlage



liegt tendenziell eine stabile Schichtung vor. Entsprechend sind die vertikalen Windgeschwindigkeiten positiv und die Turbulenz erhöht. Der Krümmungsradius K_r vor der Anlage steigt bis 55 m Höhe auf 12 km an und ändert sich nur geringfügig bis 168 m. Der K_r hinter der WEA liegt bei 55 m bei 10 km und steigt bis 75 m auf 40 km steil an, geht dann wieder zurück und schneidet den Wert vor der Anlage in Nabenhöhe und sinkt auf 9 km bis 120 m Höhe ab und bleibt konstant um 9 km. Der grundsätzliche Verlauf ist ähnlich, obwohl die vertikalen Windgeschwindigkeiten und die Turbulenz sich signifikant von vorherigen Situationen unterscheiden. Die nachfolgenden 10-Minuten-Intervalle zeigen ähnliche Strukturen. Die dargestellten Ergebnisse aus den LiDAR-Messungen legen eine vereinfachte Modellierung der Windprofile vor und hinter der Anlage nahe. Vor der Anlage wird anhand der Windgeschwindigkeiten in 40 und 55 m Höhe, die sich mit dem Wert m_L und der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe nach Tabelle 13, Spalte 1 für die jeweilige Leistungsstufe ergibt, das Windprofil entsprechend Gleichung 5 berechnet. Nach der Anlage nimmt die Windgeschwindigkeit bis 55 m Höhe die Form nach Gleichung 1 an. Ab 55 m Höhe durchläuft die Windgeschwindigkeit einen Anstieg bis zur Nabenhöhe auf einen Wert, der sich aus Tabelle 14 für v_n im Mittel ergibt und danach bis 160 m einen Anstieg auf die Werte vor der Anlage. Der Anstieg errechnet sich durch Subtraktion der Windgeschwindigkeitsänderung an der Nabe multipliziert mit dem Abstand zur Rotormitte durch den Rotorradius entsprechend:

$$\left(1 - \frac{\text{Abst. zur Rotormitte}}{\text{Rotorradius}}\right) \cdot \Delta v = \vartheta(\text{Abst. Rotormitte}), \quad (7)$$

wobei Δv die Differenz aus Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe vor und hinter der Anlage ist und ϑ die resultierende Änderung der Windgeschwindigkeit gegenüber den Werten vor der Anlage.

Ausgehend davon lässt sich mit einem Strahlenmodell die Schallausbreitung aus den verschiedenen Höhen bestimmen.

Strahlenmodell

In Abbildung 19 ist für die Nabenwindgeschwindigkeit von 12 m/s bei einer elektrischen Leistung von 2.100 kW nach Tabelle 13 entsprechend der obigen Beschreibung die Höhenabhängigkeit der Windgeschwindigkeiten vor und hinter der Anlage dargestellt: Die Krümmungsradien werden mit Gleichung 4 bestimmt (siehe Abb. 20). Es ist deutlich erkennbar, dass die Radien erheblichen Änderungen unterliegen. Um die Verläufe etwas zu glätten, wurden die Krümmungsradien hinter der Anlage ab 40 m über ± 10 Höhenmeter jeweils mit $1/R_k$ gleitend gemittelt. Der grundsätzliche Verlauf der aus dem Modell an-

satz resultierenden Krümmungsradien ist vergleichbar mit den Krümmungsradien, die sich aus den LiDAR-Daten ableiten lassen.

Abbildung 21 zeigt den Verlauf der Windgeschwindigkeit bei stabiler Wetterlage mit $m_L = 0,2$.

Mit einem Strahlenmodell (SM) mit variablen Krümmungsradien in Anlehnung an [9, 10] kann unmittelbar die meteorologisch bedingte Zusatzdämpfung Z_d berechnet werden. Dabei wird in Schichten mit 1 m Höhe der jeweilige Krümmungsradius konstant angenommen. Weiter wird, um die Verteilung der Schallquellen über die Höhe mit 16 Drehwinkeln ($11,25^\circ$ Drehwinkel) 17 Punktquellen über den Höhenquerschnitt von 139 m bis 58 m verteilt approximiert. Die Berechnung der Ausbreitungsdämpfung erfolgt für 6 Entfernungen entsprechend Rev_0 in 0 m Höhe und für die MP 1, MP 2 und MP 4 und zwei weitere Punkte in 1.000 m und 1.500 m Abstand mit einer Immissionshöhe von 6 m.

Die Zusatzdämpfung Z_d ist die Differenz zwischen dem Ansatz Interimsverfahren (Quelle in Nabenhöhe ohne Bodenreflektion) und dem Strahlenmodell (ebenfalls ohne Bodenreflektion). Dies ist in Tabelle 14 für Nabewindgeschwindigkeiten zwischen 6 und 13 m/s und $m_L = 0,5$ zusammengefasst.

Die berechneten Zusatzdämpfungen für die Mess-

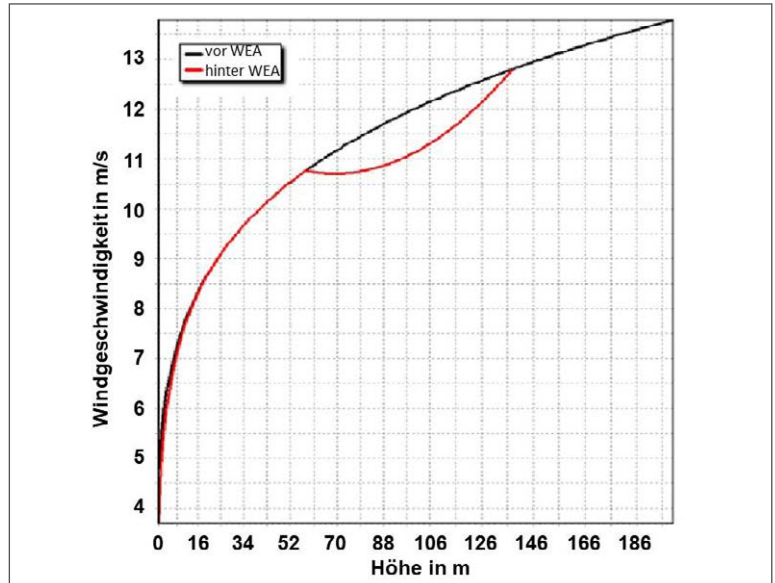


Abb. 21: Verlauf der Windgeschwindigkeit vor der Anlage (schwarz) und hinter der Anlage (rot) als Funktion der Höhe mit $v_g = 12$ m/s und $m_L = 0,2$

punkte zeigen eine stetige Zunahme mit dem Abstand für alle Werte der Nabewindgeschwindigkeit v_g . Mit zunehmenden Werten für v_g flacht die Zunahme bis 1.000 m Abstand ab. Am MP 4 liegt die maximale Zunahme bei 1,7 dB und nimmt für $v_g = 13$ m/s wieder auf 1,1 dB ab. In 1.000 m Abstand wird 2,2 dB bei

Für mehr Umgebungs-Ruhe

iac acoustics
making the world a quieter place



Akustikjalousien zum Schutz vor Umweltlärmbelästigung.

Zertifiziert und leistungsstark. Für alle Arten von Gebäuden.
Schlüsselfertige Lösungen in verschiedensten Ausführungen.

deutschland@iac-gmbh.de
www.iac-noisecontrol.com

Tab. 14: Zusatzdämpfung Z_d in Abhängigkeit von $v_g = 7$ bis 13 m/s, $m_L = 0,5$, bei Verteilung der Schallquellen von 58 m bis 138 m entsprechend gleicher Änderungen der Drehwinkel um $11,25^\circ$

v_g	Rev_0	MP 1	MP 2	MP 4	1.000 m	1.500 m
m/s	dB	dB	dB	dB	dB	dB
7	0,1	0,8	0,9	1,3	1,8	2,2
8	0,1	0,9	1,0	1,4	2,0	2,1
9	0,1	0,9	1,0	1,6	2,1	1,9
10	0,1	0,9	1,1	1,7	2,2	1,8
11	0,1	0,9	1,0	1,6	1,8	1,4
12	0,1	0,5	1,0	1,3	1,4	1,7
13	0,1	0,5	0,9	1,1	1,2	2,1

Tab. 15: Zusatzdämpfung Z_d in Abhängigkeit von $v_g = 7$ bis 13 m/s, $m_L = 0,2$, bei Verteilung der Schallquellen von 58 m bis 138 m entsprechend gleicher Änderungen der Drehwinkel

v_g	Rev_0	MP 1	MP 2	MP 4	1.000 m	1.500 m
m/s	dB	dB	dB	dB	dB	dB
7	0,1	0,8	0,9	1,0	1,2	1,5
8	0,1	0,8	0,9	1,1	1,2	2,8
9	0,1	0,9	0,9	1,1	1,2	2,4
10	0,1	0,9	1,0	1,2	1,2	2,7
11	0,1	1,0	1,1	1,4	1,7	2,9
12	0,1	1,1	1,2	1,7	2,3	3,4
13	0,2	1,1	1,3	2,0	2,7	3,9

v_g zwischen 8 und 11 m/s erreicht und geht dann auf $1,2$ dB zurück. In 1.500 m Abstand liegt das Maximum mit $2,2$ dB bei $v_g = 7$ m/s, durchläuft dann ein Minimum mit $1,4$ dB bei 11 m/s und steigt wieder auf $2,1$ dB bei $v_g = 13$ m/s an.

Entsprechend ergeben sich für $m_L = 0,2$ übereinstimmend mit dem messtechnischen Befund höhere Zusatzdämpfungen bei Volllast (siehe Tab. 15).

Die Zusatzdämpfung erhöht sich am Rev_0 für $v_g = 13$ m/s um $0,1$ dB gegenüber Tabelle 14 und zeigt einen minimalen diesbezüglichen meteorologischen Einfluss. Entsprechend den Messungen sind die Zusatzdämpfungen für die Messorte bei stabilen Wetterlagen etwas höher als bei stark stabilen Wetterlagen, wenn auch die Änderungen geringer sind, als die, die bei den Messungen gefunden wurden. Die Tendenz

wird deutlich für die 1.000 m und 1.500 m Entfernung. Für die mittleren Leistungen ist die Zusatzdämpfung ähnlich, wie dies auch aus den Messungen abzulesen ist. Die Berechnungen zeigen, dass für die höheren Leistungsbereiche bei stabilen Wetterlagen die Zusatzdämpfung insbesondere für größere Entfernungen höher ist als bei stark stabilen Wetterlagen.

Mit den Messungen wurde weiter gezeigt, dass die Pegeldifferenz in der Nutenfrequenz zwischen MP 1 und MP 4 bei WEA 2 Ost deutlich höher ist als die $4,8$ dB, die sich nach dem Interimsverfahren ergeben. Eine getrennte Berechnung mit Bodenreflektion entsprechend Tabelle 14 und Tabelle 15 für die Nutenfrequenz liefert Zusatzdämpfungen Z_d von $0,4$ dB bis $0,8$ dB, entsprechend Pegeldifferenzen von $5,1$ dB bis $5,7$ dB, wie sie messtechnisch gefunden wurden, wobei die niedrigsten Werte bei $v_g = 7$ m/s und die höchsten bei $v_g = 13$ m/s gefunden werden. Weiter lassen sich die gemessenen Interferenzeffekte mit einem Turbulenzparameter reproduzieren, welcher proportional zum Weg des reflektierten Strahls, vom Boden zum Aufpunkt, ist.

Zusammenfassung

Die Annahme des Interimsverfahren und des alternativen Verfahrens, dass die Windkraftanlagen in vertikaler Richtung ungerichtet abstrahlen, ist anhand von Emissionsmessungen im Nahbereich widerlegt. Die vertikale und horizontale Richtcharakteristik kann mit einem Monopol- und Dipolterm aus Messungen im Nahbereich direkt bestimmt werden. Anzumerken ist, dass das alternative Verfahren die Berücksichtigung der Richtcharakteristik grundsätzlich vorsieht, wie meteorologische Zusatzdämpfungen. Die Immissionsmessungen zeigen, dass für Immissionshöhen unter 3 m Interferenzeffekte festzustellen sind, die zu zusätzlichen Pegelminderungen um 1 bis 2 dB führen. Darüber hinaus ist die Annahme eines akustisch harten Bodens physikalisch nicht begründbar und durch die Messungen widerlegt.

Die Verteilung der gemessenen Schallimmission bei Mitwind über die 6 Leistungsstufen zeigt, dass die Zusatzdämpfung von der jeweiligen Leistungsstufe abhängt. Werden die Immissionsmessungen nach der atmosphärischen Stabilität in der jeweiligen Leistungsstufe differenziert, zeigen sich deutlich unterschiedliche Zusatzdämpfungen für stark stabile und nur stabile Wetterlagen, wobei die Häufigkeit der unterschiedlichen Stabilitätsgrade mit den Leistungsstufen eng verknüpft ist, wie anhand der mit zwei LiDAR-Anlagen gemessenen Windprofilen gezeigt wurde. Für die hohen Leistungsstufen nimmt die Häufigkeit der stark stabilen Nachtstunden soweit ab, dass bei Volllast nachts über das ganze Jahr für den Standort eher überwiegend stabile Schichtung anzunehmen ist. Aus-

gehend davon wurde dargestellt, dass mit einer vorgegebenen Stabilität anhand der Leistungsdaten für die jeweilige Nebenwindgeschwindigkeit die Windprofile vor und hinter der Anlage prognostiziert werden können. Mit den daraus resultierenden Krümmungsradien kann mit einem Strahlenmodell unter Einschluss der Bodenreflektion und der Turbulenz die Zusatzdämpfung unter Einschluss von Interferenz berechnet werden. Die Modellrechnungen wie die Messungen zeigen, dass das Interimsverfahren im Nahbereich zwischen 400 und 600 m unterschätzt und jenseits von 800 bis 1.500 m um 4 bis 6 dB überschätzt. Sowohl bei der Anwendung des alternativen Verfahrens als auch des Interimsverfahrens ist grundsätzlich der Einschluss der horizontalen Richtcharakteristik zulässig. Jedoch wird bei Vernachlässigung dieser Richtcharakteristik davon ausgegangen, dass der so berechnete Immissionspegel den energetisch gemittelten Pegel über alle Windrichtungen liefert, wie er zur Beurteilung der Gesamt- oder Vorbelastung der Schallimmission nach TA Lärm [13] heranzuziehen ist. Dabei werden der ausgeprägte Effekt der Richtcharakteristik insbesondere für Querwind mit -4 bis -5 dB nicht berücksichtigt und die durch die unterschiedlichen Windprofile entstehenden Zusatzdämpfungen vernachlässigt.

Danksagung

Für die vielen Hinweise und gute Zusammenarbeit möchte ich Herrn Steve Schröder WRD GmbH, Aurich danken. Weiter gilt mein Dank den Mitarbeitern der Firma deBAKOM in Odenthal und ted, Bremerhaven, die die Messungen durchgeführt haben und bei der Datenauswertung behilflich waren, wie auch Herrn Dr. Till Kühner für die kritische Durchsicht und die vielen inhaltlichen Anmerkungen.

Literatur

- [1] Kühner, D.; Hemmer, D., Dittmar, F.: Abschlussbericht über die Durchführung von akustischen Messungen in Harsewinkel. WRD GmbH Innovationszentrum, Aurich. Messbericht Nr. 2016110018-4_S_2484-III vom 06.06.2018.
- [2] NALS im DIN und VDI: Dokumentation zur Schallausbreitung – Interimsverfahren zur Prognose der Geräuschimmissionen von Windkraftanlagen, Berlin: Beuth, Fassung 2015-05.1.
- [3] DIN ISO 9613-2: Akustik – Dämpfung des Schalls bei der Ausbreitung im Freien. Teil 2: Allgemeines Berechnungsverfahren, Berlin. Beuth-Verlag, Oktober 1999.
- [4] DIN EN 61400-11: Windenergieanlagen – Teil 11: Schallmessverfahren (IEC 61400-11:2012), Berlin. Beuth Verlag, 09.2013.
- [5] Vargas, L.F.: Wind Turbine Noise Prediction. L.F. da Conceicao Vargas Dissertation. Instituto superior técnico, Nov 2008.
- [6] Oerlemans, S.: NLR Wind turbine noise. Primary noise sources, Report no. NLR-TP-2011-066.
- [7] VDI 3723 Blatt 1:1993-05: Anwendung statistischer Methoden bei der Kennzeichnung schwankender Geräuschimmissionen. 1993.
- [8] Etling, D.: Theoretische Meteorologie. Springer-Verlag, 2008.
- [9] Wempen, J.: Schallausbreitung über Erdboden. Messung und Interpretation des Wellenfeldes über realen Erdböden (Dissertation.). Universität Oldenburg, 1990.
- [10] Attenborough, K.; Li, K.M.; Horoshenkov, K.: Predicting Outdoor Sound. Taylor & Francis, 2007.
- [11] Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft – TA Luft) vom 24.07.2002 (GMBL S. 511).
- [12] VDI 3783 Bl. 8: Messwertgestützte Turbulenzparametrisierung für Ausbreitungsmodelle. April 2017.
- [13] Sechste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm – TA Lärm) vom 26.08.1998. (GMBL 1998, Nr. 26, S. 503). ■

Dietrich Kühner
Odenthal