

2. WORKSHOP IMMISSIONSSCHUTZ

15. / 16. März 2000

Vortrag 13

**Erfassung und Begutachtung der
Geräuschemissionen von Windenergieanlagen**

Dipl.-Ing. Arno Schällig
KÖTTER Consulting Engineers
Rheine

Inhalt:

1. Einleitung
2. Regelwerke
3. Empfehlungen des Arbeitskreises "Geräusche von Windenergieanlagen"
4. Emissionsdaten
5. Abnahmemessungen
6. Vorgehensweise bei Emissionsmessungen
7. Einflußfaktoren
8. Tonhaltigkeit
9. Impulshaltigkeit
10. Tieffrequente Geräusche bzw. Infraschall
11. Möglichkeiten zur Begrenzung der Lärmemissionen von Windenergieanlagen
12. Fazit

Erfassung und Begutachtung der Geräuschimmissionen von Windenergieanlagen

Dipl.-Ing. Arno Schällig, KÖTTER Consulting Engineers, Rheine

1. Einleitung

Die von Windenergieanlagen ausgehende Geräuschentwicklung kann (ohne angemessene Planung) zu erheblichen Nachbarschaftskonflikten führen. Das steigende Beschwerdepotential der Bevölkerung sensibilisiert zunehmend die Behörden, die häufiger bereits in der Planungsphase reagieren: Die Begutachtung gemäß der einschlägigen Regelwerke nach Inbetriebnahme von WEA und Windparks wird zunehmend Bestandteil von Baugenehmigungen.

Die konsequente Umsetzung der Regelwerke zur repräsentativen Ermittlung und Beurteilung der Geräuschimmissionen der Windenergieanlagen stellt den Gutachter häufig vor eine anspruchsvolle Aufgabe: Mit Hinblick auf die Regelwerke müssen trotz der Unwägbarkeiten der Meßbedingungen an den Standorten von Windenergieanlagen, Immissionsorten und Witterungsbedingungen alle Daten zu einem belastbaren Gutachten zusammengeführt werden.

Im folgenden Vortrag werden verschiedene Aspekte der Erfassung und Begutachtung von Windenergieanlagen vorgestellt.

2. Regelwerke

Mit der Sechsten Allgemeinen Verwaltungsvorschrift nach §48 des Bundesimmissionsschutzgesetzes greift die Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm. In der TA-Lärm [1] sind Vorschriften formuliert, die für genehmigungsbedürftige und nicht genehmigungsbedürftige Anlagen gelten. Nach §3 des Bundesimmissionsschutzgesetzes (BImSchG) (5) zählen Windenergieanlagen nicht als genehmigungsbedürftige Anlagen. Dies betrifft Anträge im Baugenehmigungsverfahren, behördliche Anordnungen, Immissionsrichtwerte, Festlegungen zur Geräuschimmissionsprognose und zur Ermittlung von Geräuschimmissionen durch Messungen sowie Beurteilungen.

Für die Ausbreitungsrechnung von Windenergieanlagen ist nach TA Lärm [1] vom Emissions- zum Immissionsort die DIN ISO 9613-2 [5] zugrunde zu legen.

3. Empfehlungen des Arbeitskreises "Geräusche von Windenergieanlagen"

Die Empfehlungen des Arbeitskreises "Geräusche von Windenergieanlagen" [2] befassen sich neben den Schallimmissionsprognosen mit Emissionsmessungen. Danach sollte ein Meßbericht mit Emissionsdaten nach den FGW-Richtlinien [3] Grundlage sein. Dieser muß Daten über Meßmethode, Abhängigkeit des Schalleistungspegels, der Tonhaltigkeit und der Impulshaltigkeit von der Windgeschwindigkeit und andere evtl. auffällige akustische Eigenschaften der Anlage enthalten. Zwischen der ursprünglich vermessenen und der zu errichtenden Anlage dürfen keine wesentlichen, akustisch relevanten Unterschiede bestehen.

4. Emissionsdaten

Emissionsdaten der Windenergieanlagen sind die Grundlage für eine Immissionsprognose. Sie sind durch unabhängige Gutachter im Auftrag der Hersteller zu ermitteln. Leider liegen die Daten nicht immer in der erforderlichen Qualität für die Anlagentypen vor. Durch die Erhöhung der Anforderungen nach den Empfehlungen des „Arbeitskreises für Windenergieanlagen“ entsteht eine größere Diskrepanz zwischen den geforderten und den vorliegenden Emissionsdaten (z.B. $v_{10} = 10$ m/s statt bisher $v_{10} = 8$ m/s).

In Abhängigkeit der vorliegenden Emissionsdaten wird das weitere Vorgehen wie folgt empfohlen:

Emissionsdaten	Weiteres Vorgehen
eine Messung des Anlagentyps bei 10 m/s in 10 m Höhe nach FGW-Richtlinien	Nachmessung nach Inbetriebnahme, wenn kein Planungsspielraum von 2 dB(A) vorhanden ist
Mehrere Messungen des Anlagentyps bei 10 m/s in 10 m Höhe nach FGW-Richtlinien	Verminderung des Spielraumes zum Immissionsrichtwert entsprechend DIN EN ISO 4871, Verzicht auf Nachmessung

Tabelle 1: Vorgehen in Abhängigkeit der Emissionsdaten

Bis zum 31.03.99 konnten Meßberichte vorgelegt werden, bei denen die Anlage nur bis 8 m/s Windgeschwindigkeit vermessen wurde. Nach [2] war dann jedoch bei der Prognose ein Sicherheitszuschlag von 3 dB(A) zu berücksichtigen und eine Nachmessung nach Inbetriebnahme zu verlangen. Diese war jedoch nicht erforderlich, wenn der ermittelte Beurteilungspegel um mehr als 6 dB(A) unter dem Immissionsrichtwert liegt.

Einzelne Anlagentypen zeigen erst oberhalb von $v_{10} > 8$ m/s akustische Auffälligkeiten. Nach [2] soll der Schalleistungspegel bis zu einer Windgeschwindigkeit von 10 m/s in 10 m Höhe vorliegen. In Nabenhöhe beträgt die Windgeschwindigkeit dann bis zu $v_{\text{Nabe}} = 14 - 15$ m/s. Einige WEA erreichen bereits bei $v_{10} \approx 9$ m/s Nennleistung.

In den FGW-Richtlinien [3] ist festgelegt, daß Datenblätter maximal 15 Monate gültig sind und daß die akustische Vermessung der Anlage innerhalb dieses Zeitraumes erneut erfolgen soll, um statistische Sicherheit zu erlangen und die Entwicklung der Serie zu überwachen.

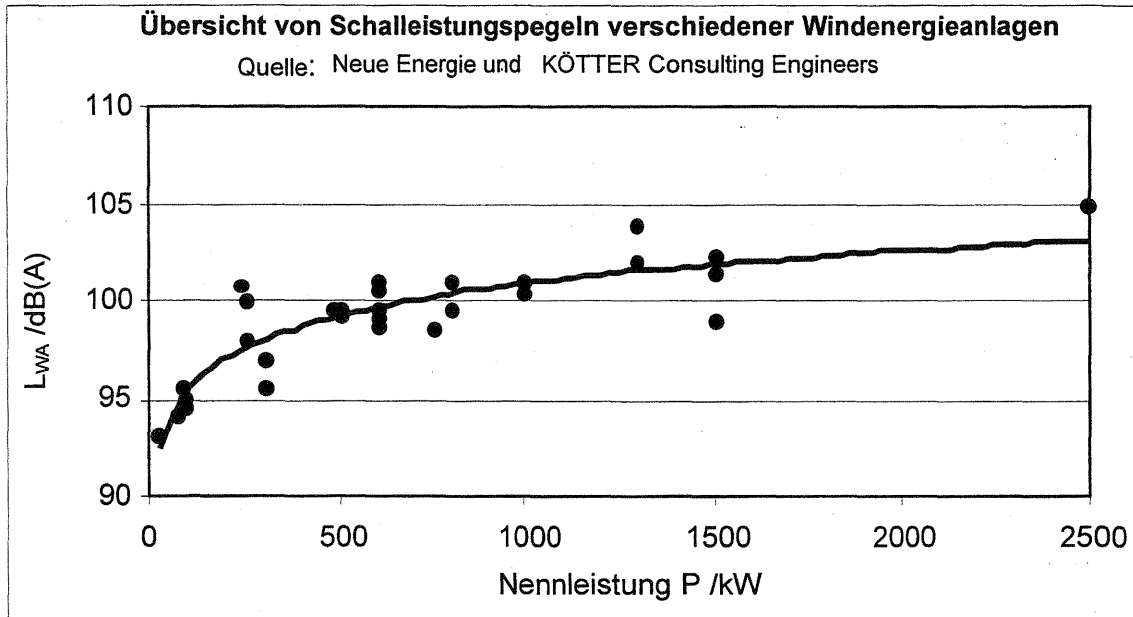


Abb.1: Übersicht der Schalleistungspegel verschiedener Windenergieanlagen

Wie die vorige Grafik verdeutlicht, werden moderne WEA, bezogen auf die installierte elektrische Leistung leiser. Die Weiterentwicklung der WEA führt zu unterschiedlichen WEA-Typen, für die in der Planungsphase selten Emissionsdaten vorliegen. Anlagen, für die keine Emissionsdaten vorliegen, bekommen (verkaufsbehindernde) Zuschläge. Daraus entsteht ein Anreiz für Hersteller, Emissionsdaten bereitzustellen.

5. Abnahmemessungen

Abnahmemessungen können emissions- oder immissionsseitig durchgeführt werden:

Immissionsmessungen haben den Vorteil, daß die Geräuschsituation hinsichtlich der individuellen Gegebenheiten direkt beurteilbar ist. Von besonderem Interesse ist die Geräuschvorbelastung, das windinduzierte Hintergrundgeräusch sowie gegebenenfalls vorliegende Tonhaltigkeit.

Eine Meßbedingung ist: geeignete Wetterlage, d.h. trocken, Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe $v_{10} \approx 6-10$ m/s. Bei mehreren Immissionspunkten, die z.B. um einen Windpark herum angeordnet sind, kann der erforderliche meßtechnische Aufwand (mehrere Meßtermine) groß werden.

Durch eine Emissionsmessung und anschließende Berechnung der Geräuschimmissionen können die im Genehmigungsverfahren verwendeten Emissionsdaten, die mit dem Schalleistungspegel, der Ton- und der Impulshaltigkeit die Grundlage für die Erstellung von Schallimmissionsprognosen sind, verifiziert werden. Das Verfahren gilt verstärkt auch für bestehende Anlagen.

Der Abstand zwischen Anlagen- und Fremdgeräusch ist bei Emissionsmessungen i.d.R. groß. Die Messung kann weitgehend unabhängig von der Windrichtung durchgeführt werden. Die Reproduzierbarkeit der Meßwerte von Emissionsmessungen ist im allgemeinen höher als bei Immissionsmessungen.

6. Vorgehensweise bei Emissionsmessungen

Die akustische Vermessung erfolgt nach dem im Entwurf DIN IEC 88/48/CDV [6] beschriebenen Verfahren. Die FGW-Richtlinie [3] enthält Abweichungen sowie zusätzliche, der Vereinheitlichung dienende, Regelungen. Ein Vorgehen nach dieser Richtlinie wird auch in den Empfehlungen des Arbeitskreises "Geräusche für Windenergieanlagen" [2] vorgeschlagen.

Das Verfahren zur Schalleistungsbestimmung in Auszügen:

- Mikrofon auf schallharter Platte im Abstand R_0 (= Nabhöhe + Rotorradius) in Mitwindrichtung auf dem Erdboden.
- Aufzeichnung von Schalldruckpegeln, elektrischer Wirkleistung, Windgeschwindigkeit v_{10} als 1-min-Mittelwerte.
- Windgeschwindigkeit in Nabhöhe über Leistungskurve, Korrektur auf meteorologische Standardbedingungen
- Berechnung der Windgeschwindigkeit von Naben- auf Referenzhöhe v_{10} bzw. Ermittlung der Windgeschwindigkeiten in 10 m ü.G.
- Hintergrundgeräusch ohne WEA-Betrieb

- Darstellung der bei Anlagenbetrieb und während der Hintergrundgeräuschemessung ermittelten Meßwerte der Schalldruckpegel in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe für ca. $v_{10} = 6$ bis 10 m/s.
- Regressions- oder / und Bin - Analyse für ganzzahlige Windgeschwindigkeitswerte, Korrektur zur Berücksichtigung der Hintergrundgeräusche
- Tonhaltigkeit nach Entwurf DIN 45681 [7] und Anhänge A und B der FGW-Richtlinie [3].

7. Einflußfaktoren

Liegt für den Anlagentyp bzw. für die vorliegende Betriebsweise der WEA keine vermessene Leistungskurve vor (z.B. Leistungsbegrenzung, individuelle Einstellungen, Modifizierungen), dann soll die Referenzwindgeschwindigkeit mit einem Anemometer auf einem 10 m hohen Mast gemessen werden. Dies kann je nach Rauigkeitslänge des Geländes und der Stabilität der Atmosphäre zu Abweichungen der Meßergebnisse im Bereich von einigen dB führen [8]. Mit zunehmenden Nabenhöhen moderner WEA wird der Fehler tendenziell größer.

Die Umsetzung der vorgeschlagenen Vorgehensweise ist nicht immer konsequent möglich:

Der Referenzmeßpunkt auf der „Platte“ befindet sich an nicht geeigneten Orten (z.B. Maisfeld, Nachbargrundstück usw.)

Die elektrischen Daten für die Anlagen sind teilweise nicht über geeignete Schnittstellen zu erhalten (z.B. mittels 0 – 20 mA - Schleife). Die mit dem Anlagen-PC aufgezeichneten 10-Minuten-Mittelwerte sind für die Auswertung nicht geeignet. Die Daten werden daher mit eigenen, von der WEA unabhängigen Meßgeräten aufgenommen. Bei drehzahlvariablen Anlagen ist der Gutachter jedoch auch auf Anlagendaten angewiesen.

Für eine Vielzahl von WEA liegt keine anerkannte Leistungskurve vor. Die Ermittlung der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe über eine zertifizierte Leistungskurve ist dann nicht möglich, obwohl sie die genaueste Möglichkeit zur Ermittlung des Schalleistungspegels darstellt. Die Ursache hierfür sind fortlaufende Weiterentwicklungen der Windenergieanlagen, Optimierungen der Steuerungen, Rotorblätter usw.

Bei drehzahlvariablen Anlagen mit Pitchverstellung und an Stall-Anlagen werden zuweilen nach Inbetriebnahme der WEA Veränderungen vorgenommen, da auch der bei Betrieb der stallgeregelten WEA feststehende Pitchwinkel nachträglich feineingestellt werden kann, um die individuellen Standortbedingungen so optimal zu nutzen. Spätestens dann ist die bis dahin gültige Leistungskurve nicht mehr für die Ermittlung des Schalleistungspegels über die Wirkleistung geeignet.

Nach den FGW-Richtlinien wird die Ermittlung der Windgeschwindigkeit v_{10} mit dem Meßmast in 10 m Höhe vorgeschlagen. Auf der Grundlage einer Reihe von eigenen Messungen können die Meßergebnisse von Rudolphi [8] in wesentlichen Punkten bestätigt werden, der den Einfluß der Atmosphäre auf WEA-Messungen untersucht hat. Neben den Einflüssen einer stabil/labil geschichteten Atmosphäre wirkt sich die tatsächliche Rauigkeitslänge z am Standort gegenüber der standardisierten Rauigkeitslänge $z_0 = 0,05$ stark aus. Der Vergleich zwischen den in Nabenhöhe ermittelten und auf 10 m Höhe umgerechneten Windgeschwindigkeiten (über die Leistungskurve, mit Einschränkungen durch das Anemometer an der Gondel) und den direkt in 10 m Höhe gemessenen Windgeschwindigkeiten zeigten z.T. deutliche Unterschiede.

In einem besonderen Fall wiesen die in 10 m Höhe gemessenen Werte der Windgeschwindigkeiten um etwa $v = 2$ m/s höhere Werte auf als die vergleichsweise mit $z_0 = 0,05$ aus Nabenhöhe berechneten Werte von v_{10} . Die Ursache hierfür war die Topographie: Der Hügel, auf dem die WEA aufgestellt sind, wurde frei angeströmt. Die Rauigkeitslänge z_0 betrug durch eine überschlägige Rückrechnung $z_0 < 0,01$. Darüber hinaus war die Atmosphäre zum Zeitpunkt der Messungen labil geschichtet. Der Windgradient ist sehr groß. Der so auf die am Mast gemessene Referenzwindgeschwindigkeit von $v_{10} = 10$ m/s bezogene Schalleistungspegel wäre um ca. 2 dB(A) zu niedrig gewesen. Bei weiteren Projekten wurde die in 10 m Höhe gemessene Windgeschwindigkeit aufgrund der vorgelagerten Baum- und Buschreihen zu niedrig ermittelt (im Vergleich mit den berechneten Werten über die Leistungskurve). Verstärkt wird dieser Effekt, wenn die Atmosphäre stabil geschichtet ist. Der auf das Bezugssystem $v_{10} = 10$ m/s berechnete Schalleistungspegel würde um bis zu ca. 3 dB(A) zu hoch ermittelt werden. Wie bei einer Reihe von Messungen festgestellt wurde, weichen die mit dem Mast in 10 m Höhe gemessenen Windgeschwindigkeiten z.T. stark von den auf die Referenzwindgeschwindigkeit v_{10} bezogenen Meßergebnissen bei Nabenhöhen von 65 m bis 80 m ab.

Die Masthöhe von 10 m ist nur unter idealen Bedingungen, wie sie beispielsweise auf Testfeldern an der norddeutschen Küste vorliegen, geeignet, um die akustische Eigenschaften der WEA mit der gewünschten Genauigkeit und Reproduzierbarkeit zu beschreiben. Die Ursachen für die Abweichungen erklären wir wie folgt:

- Das Anemometer erfaßt die Windgeschwindigkeit lediglich punktwise.
- Der Höhenunterschied zwischen der Rotornabe moderner WEA und dem Anemometer ist für eine präzise Ermittlung zu groß
- Der Meßpunkt befindet sich in großem Abstand ($d > 2 \times \text{Rotordurchmesser}$) zur WEA.
- Die reale Rauigkeitslänge stimmt selten mit der standardisierten Rauigkeitslänge überein.
- Es besteht ein Einfluß einer stabil / labil geschichteten Atmosphäre .
- Turbulenzen beeinflussen den Rotor anders wie das Anemometer. Die räumliche Ausdehnungen der Wirbel variieren.
- Winddaten vom Gondelanemometer werden durch den Nachlauf des Rotors und von der Gondel zu stark beeinflusst. Daher können sie im allgemeinen nicht verwendet werden.

In der nächsten Abbildung ist beispielhaft der Zeitverlauf von gemessenen Windgeschwindigkeiten aufgetragen.

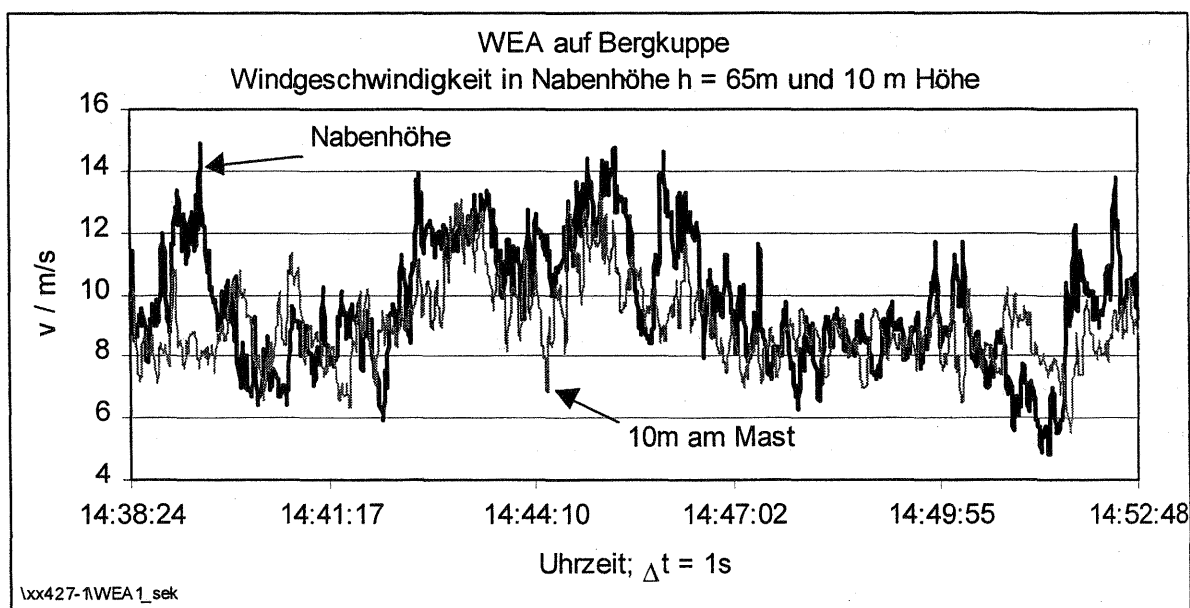


Abb.2: Beispiel eines typischen Verlaufs von Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe und am Mast, $h = 10\text{ m}$, Messung auf einem Hügel, der frei angeblasen wurde

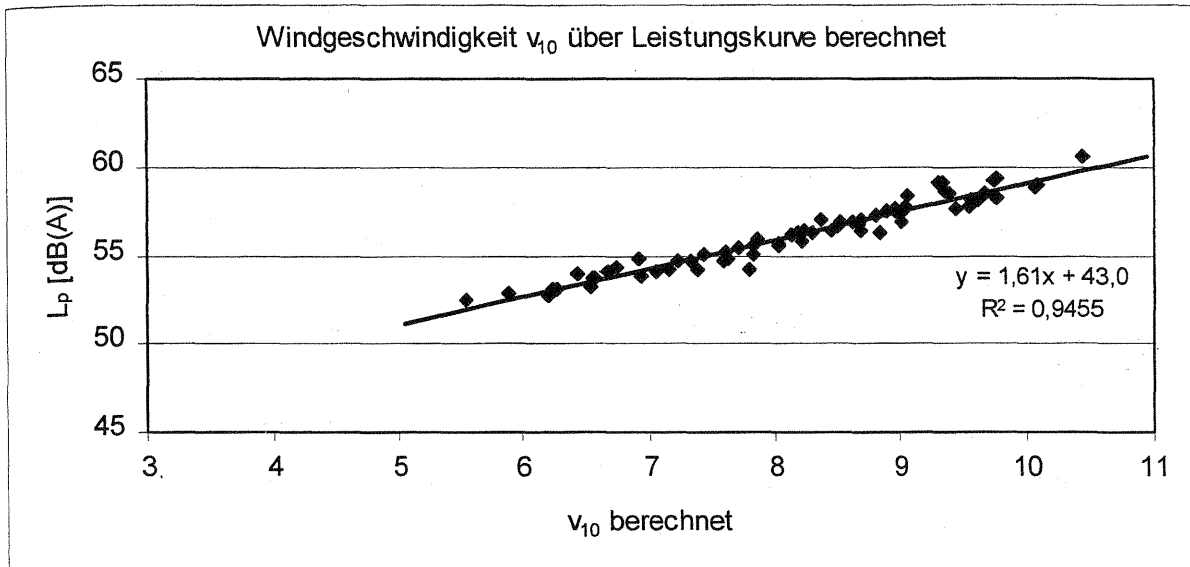


Abb. 3: Schalldruckpegel (1 Minuten-Mittelwerte) aufgetragen über die ermittelte Windgeschwindigkeit v_{10} (Wirkleistung und Leistungskurve)

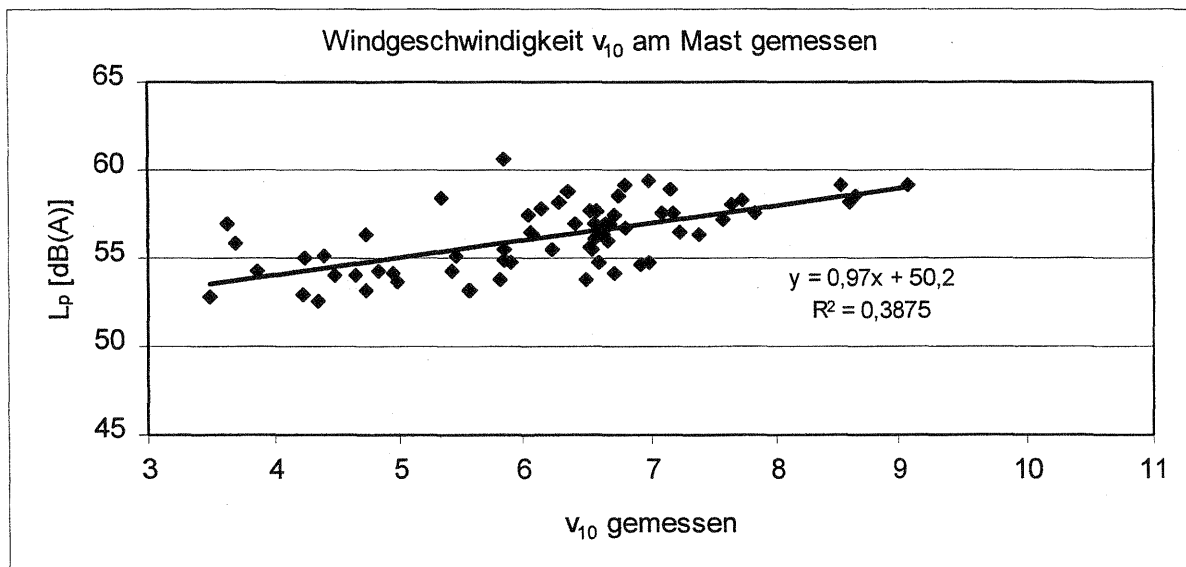


Abb. 4: Schalldruckpegel (1 Minuten-Mittelwert), aufgetragen über die in 10 m Höhe gemessene Windgeschwindigkeit

Die in Abb. 3 und 4 exemplarisch dargestellten Meßwerte wurden zeitgleich ermittelt.

Die Ermittlung der Bezugswindgeschwindigkeit v_{10} über die elektrische Leistung und die Leistungskurve zeigt eine bessere Korrelation als die Ermittlung über die gemessene Windgeschwindigkeit, wie sie in den Beispielen der vorangegangenen Abbildungen zu erkennen ist. Die Ursache dafür sind die große, durch den Wind überstrichene Rotorfläche und die in die Wirkleistung einfließenden Regelvorgänge der Anlage. Die Korrelation von Anlagengeräusch und über die Wirkleistung ermittelte Windgeschwindigkeit ist höher als vergleichsweise bei der Messung von v_{10} am Mast.

Wenn bei WEA-Projekten keine Leistungskurve vorliegt und die Abweichungen zu den geforderten Meßbedingungen zu groß waren, wurde in diesen Fällen der immissionsrelevante Schalleistungspegel auf die Nennleistung der WEA bezogen. In einem konkreten Fall unterschieden sich die so in einem Windpark ermittelten Werte an WEA selben Typs um max. 0,2 dB(A), während die auf die gemessene Windgeschwindigkeit v_{10} bezogen Schalleistungspegel für die verschiedenen WEA um ca. 2,3 dB(A) streuten.

8. Tonhaltigkeit

Konstruktionsbedingt, durch aerodynamische Effekte und durch Defekte können von Windenergieanlagen Einzeltöne abgestrahlt werden. Windenergieanlagen mit Tonhaltigkeit entsprechen nach den Empfehlungen des Arbeitskreises „Geräusche von Windenergieanlagen“ nicht dem Stand der Technik.

Die Abbildung 5 zeigt beispielhaft ein Frequenzspektrum mit einem auffälligen Einzelton (Zahneingriffsfrequenz im Getriebe), ermittelt in ca. 550 m Abstand zu einer WEA.

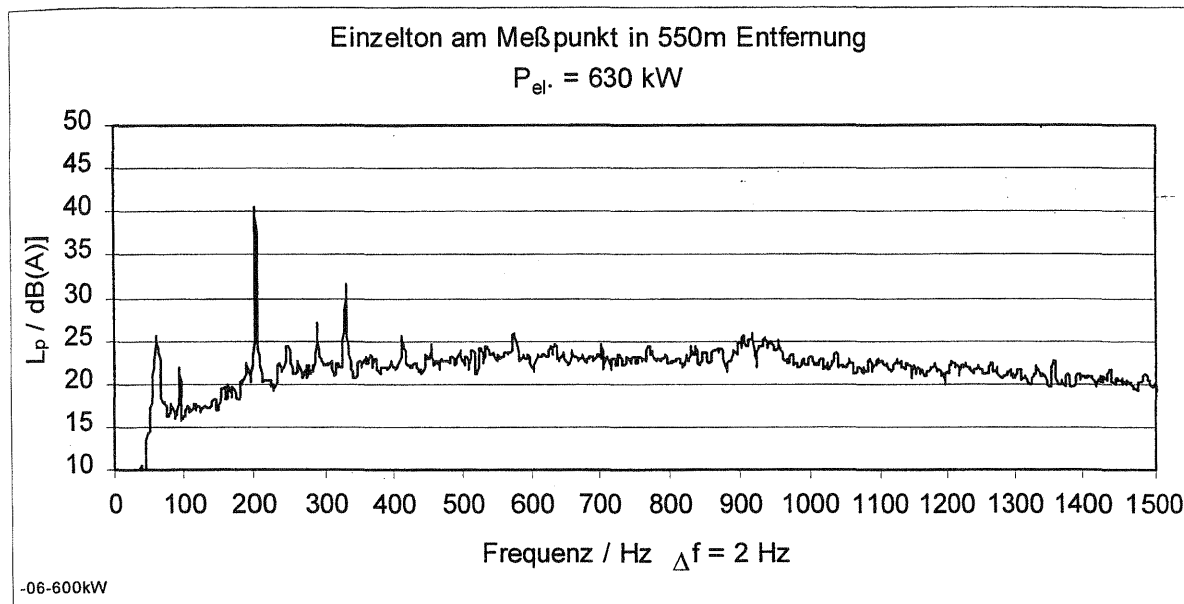


Abb. 5: Frequenzspektrum mit einem Einzelton am Immissionspunkt; Entfernung: ca. 550 m, Mitwindsituation

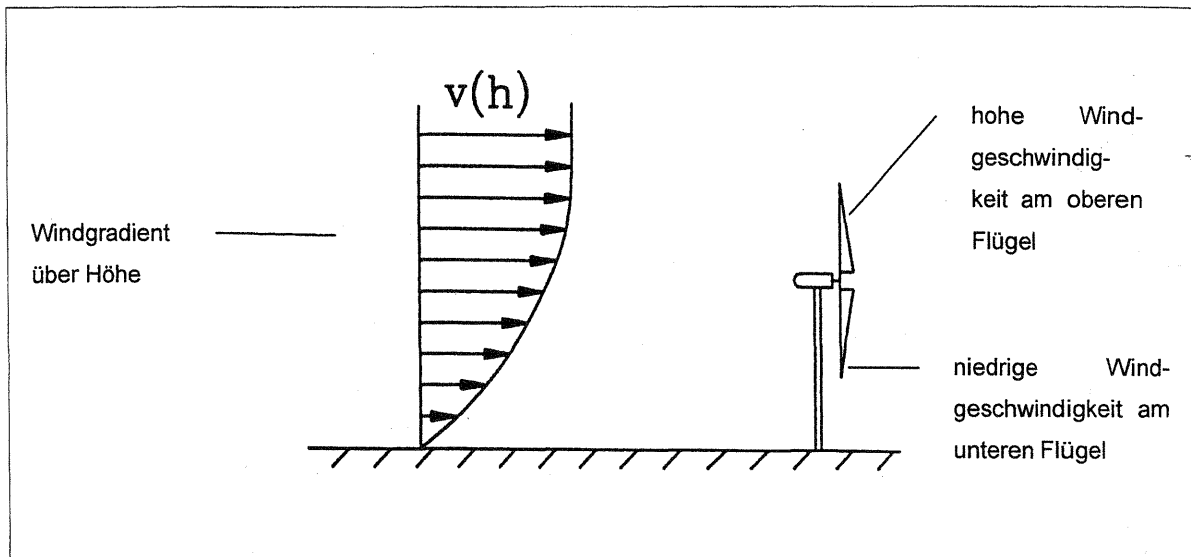
Die rechnerische Bildung des Tonzuschlages nach der DIN 45681 [7] führt tendenziell zu einer Überbewertung. Der Gutachter hat die Möglichkeit, zusätzlich zu den Berechnungen nach dem subjektiven Höreindruck den Tonzuschlag abschließend zu bewerten.

9. Impulshaltigkeit

Die durchgeführten Messungen haben ergeben, daß von WEA ausgehende Impulshaltigkeit nur selten vorliegt. Im allgemeinen beträgt die Impulshaltigkeit, ermittelt für WEA mit Rotor im Luv des Mastes, $K_I < 1,5 \text{ dB}$.

Bei einzelnen WEA war zu beobachten, daß vorzugsweise im Fernbereich auch in der Gegenwindrichtung ein im Frequenzspektrum breitbandiges „flap - flap - flap...-Geräusch“ abgestrahlt wurde, das der Blattfrequenz (Drehzahl x Blattzahl) entsprach. Die Impulshaltigkeit betrug in einem solchen Fall $K_I = 3 \text{ dB}$.

Das Geräuschspektrum läßt auf aerodynamische Vorgänge als Ursache schließen. Möglich ist z.B. die aerodynamische Wechselwirkung zwischen Rotorblatt und Mast. Dieser Vorgang wurde jedoch auch bei strömungsmechanisch durchlässigen Gitterrohrmasten beobachtet.



Bei stabilen Wetterlagen kann in Bodennähe die Windgeschwindigkeit niedrig, in geringer Höhe bereits deutlich erhöht sein. Daraus resultieren unterschiedliche Anströmverhältnisse am Rotor, die das aerodynamische Geräuschverhalten beeinflussen können.

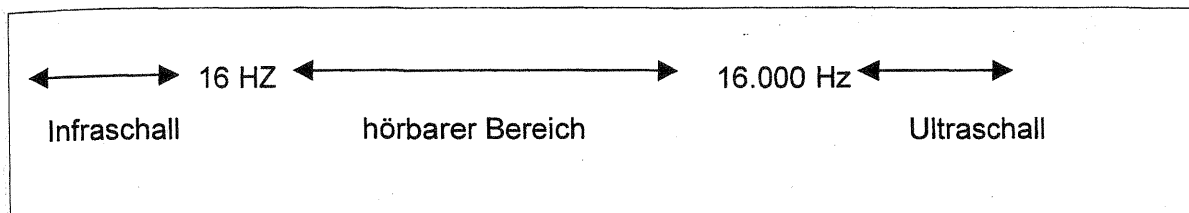
Das periodisch auftretende aerodynamische Geräusch wird häufig von Beschwerdeführern in Gegenwindrichtung festgestellt.

Dieser Effekt wird Bestandteil weiterer Untersuchungen sein:

- Untersuchung der Mitwindsituation bei vergleichbaren Fällen
- Windschutz des Immissionspunktes, dadurch Reduzierung maskierender Windgeräusche. Die subjektive Auffälligkeit der WEA-Geräusche steigt.
- Meteorologische Bedingungen, z.B. Schichtung der Atmosphäre, Windgradient usw.

10. Tieffrequente Geräusche bzw. Infraschall

Windenergieanlagen stehen im Verdacht, tieffrequente Geräusche bzw. Infraschall zu erzeugen. Infraschall liegt unterhalb des menschlichen Hörbereichs, wie hier grafisch skizziert:



Die folgende Abbildung zeigt beispielhaft ein in einem Wohnraum aufgezeichnetes Frequenzspektrum.

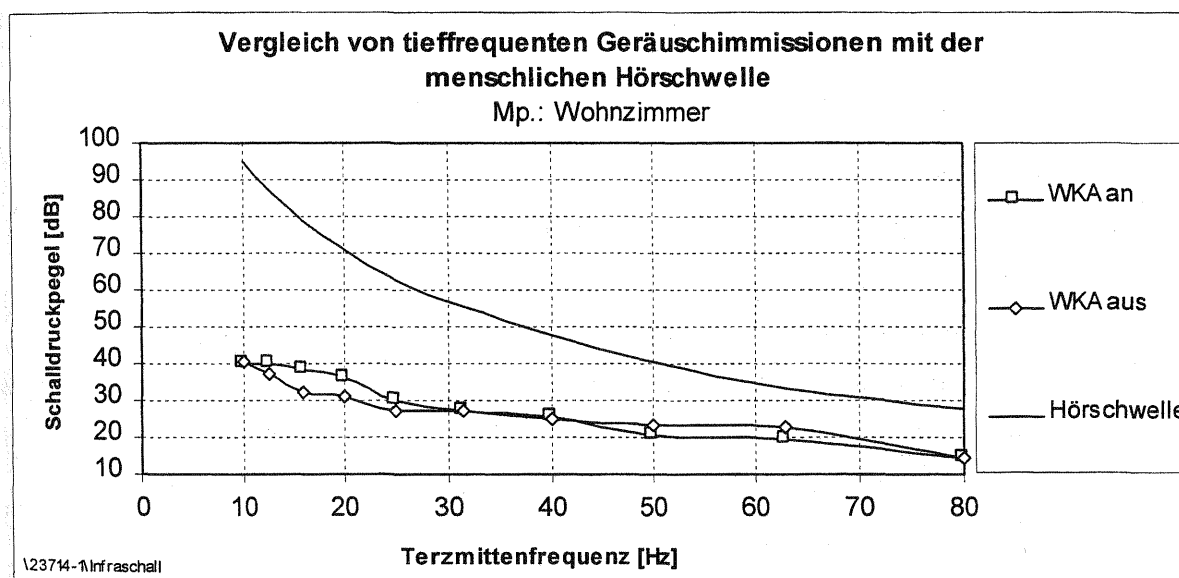


Abb. 6: Spektraler Vergleich zwischen der Hörschwelle und Geräuschimmission mit/ohne WEA, im Abstand von ca. 300 m zur WEA

Stehende Wellen und Interferenzen bzw. einen Hinweis auf Luftschalldruckpegel bei Frequenzen unterhalb von $f = 10$ Hz gab es nicht (Blattdurchgangsfrequenz, durch Infraschallanregung wackelnde Türen, "zitternde" Spiegelungen an Fenstern usw.).

Zum Vergleich sei erwähnt, daß in einem „normalen“ PKW durch Infrasschall ein Schalldruckpegel von 100 – 120 dB vorliegen kann. Hohe Infrasschallpegel können spürbar sein (zitternde Kleidung, Unwohlsein im Bauchbereich, Sekundäreffekte usw.).

11. Möglichkeiten zur Begrenzung der Lärmemissionen von Windenergieanlagen

Bei Lärmbeschwerden kann auf Anordnung der Behörden die Windenergieanlage abgeschaltet werden. Dies erfolgt i.d.R. für den Nachtzeitraum. Dem Betreiber entstehen dadurch erhebliche wirtschaftliche Verluste. Nach sorgfältiger Prüfung der Lärmsituation (auch der Hintergrundgeräusche) kann eine Begrenzung der Lärmemissionen zu einer Verbesserung führen.

Die Lärmemissionen sind beeinflussbar durch:

- Leistungsbegrenzung
- Drehzahlbegrenzung
- Akustisch optimierte Kennlinie (Drehzahlabsenkung, Pitchverstellung, ...)
- Abschaltung im Nachtzeitraum oder
- definierte Abschaltung, z. B. ab Windgeschwindigkeit $v_{10} > 7$ m/s
- konstruktionsakustische Maßnahmen (Turmentdröhnung, modifizierte Anlagenkomponenten, aerodynamisch verbesserte und leisere Rotorblätter, leisere Getriebe mit Schrägverzahnung, Beseitigung von Defekten und unerwünschten Abrißkanten, z.B. modifizierte Generatoren usw.)

Die Maßnahmen sind z.T. mit erheblichem Aufwand verbunden. Die jeweils geeignete Maßnahme sollte mit allen Beteiligten abgestimmt werden (Hersteller, Behörden, Betreibern).

Bei modernen, drehzahlvariablen WEA kann bereits ein Eingriff in die Software der Steuerung zur Lösung eines Geräuschproblems führen. Wie das folgende Beispiel an einer modernen WEA der Megawattklasse zeigt, wurde die Rotordrehzahl reduziert (Blattspitzengeschwindigkeit) und der Pitchwinkel der Rotorblätter verändert.

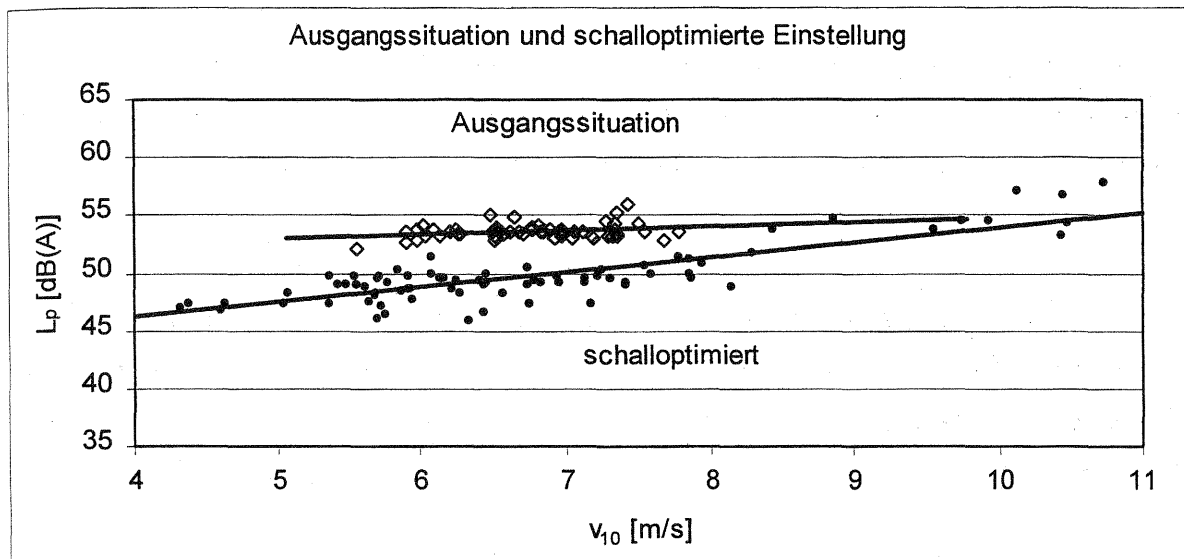


Abb. 7: Schalldruckpegel auf der Platte bei Ausgangssituation und schalloptimierter Betrieb nach Kennfeldmodifikation der Steuerung.

Vorteilhaft ist bei dem schalloptimierten Betrieb dieses Beispiels, daß der Schalleistungspegel im unteren bis mittleren Windgeschwindigkeitsbereich gegenüber der Ausgangssituation um mehrere dB abnimmt. Der Schalleistungspegel ist bei Nennleistung, hier bei der Nennwindgeschwindigkeit von ca. $v_{10} = 9,5$ m/s, um ca. 1 dB(A) niedriger (Extrapolation der oberen Regressionsgeraden für die Ausgangssituation). Der Anstieg zu höheren Windgeschwindigkeiten ist im schalloptimierten Betrieb jedoch steiler. Im oberen Windgeschwindigkeitsbereich nehmen aber auch windinduzierte Geräusche an Immissionspunkten zu, wodurch die subjektive Störwirkung abnimmt. Dies gilt insbesondere dann, wenn keine ausgeprägte Tonhaltigkeit oder andere Auffälligkeiten vorliegen.

Da überwiegend der Nachtbetrieb zur Einhaltung der Immissionsrichtwerte kritisch ist, kann der schalloptimierte Betrieb für den Nachtzeitraum eingestellt, der ertragsoptimierte Betrieb für den Tageszeitraum gewählt werden. Die Ertragsseinbußen von einigen „%“ sind gering gegenüber einem Anlagenstillstand.

Zu beachten ist: nicht jede WEA ist für eine abgestufte Geräuschminderung geeignet. Dieser Umstand sollte bereits in der Planungsphase geprüft werden.

12. Fazit

Emissionsseitige Abnahmemessungen an WEA können mit guter Reproduzierbarkeit nach den FGW-Richtlinien durchgeführt werden, sofern eine zertifizierte Leistungskurve vorliegt. Benötigt man jedoch Wind - Messungen mit dem Mast in 10 m Höhe, so ist mit Meßunsicherheiten von einigen dB zu rechnen.

Die Unsicherheiten ergeben sich aus der Beziehung der Schallemissionen auf gemessene Windgeschwindigkeiten v_{10} in 10 m Höhe. Als Alternative wird vorgeschlagen, den gut reproduzierbaren Schalleistungspegel bei Nennleistung der WEA anzugeben.

Literaturverzeichnis

- [1] Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm (TA Lärm), Ausg. 1998
- [2] Schallimmissionsschutz im Genehmigungsverfahren von Windenergieanlagen, Empfehlungen des Arbeitskreises "Geräusche von Windenergieanlagen", Entwurf Dezember 1998
- [3] Technische Richtlinien zur Bestimmung der Leistungskurve, des Schalleistungspegels und der elektrischen Eigenschaften von Windenergieanlagen, Stand 01.04.98, Herausgeber: Fördergesellschaft Windenergie e.V., Elbehafen, 25541 Brunsbüttel
- [4] VDI-Richtlinie 2714 "Schallausbreitung im Freien", Ausg. Januar 1988
- [5] Entwurf DIN ISO 9613-2 "Dämpfung des Schalls bei der Ausbreitung im Freien, Teil 2: "Allgemeines" Berechnungsverfahren", Ausg. Sept. 1997
- [6] Entwurf DIN IEC 88/48/CDV "Windenergieanlagen, Teil 10: Schallmeßverfahren", Ausg. März 1996
- [7] Entwurf DIN 45681 "Bestimmung der Tonhaltigkeit von Geräuschen und Ermittlung eines Tonzuschlages für die Beurteilung von Geräuschimmissionen", Ausg. Jan. 1992
- [8] E. Rudolphi "Wind Turbine Noise Emission ..." NAM 98 Stockholm 7-9 Sept. 1998