

Schallprognosen greifen zu kurz

WINDKRAFT: Störgeräusche von Windenergieanlagen sind ein Dauerbrenner. Für reichlich Diskussionsstoff sorgt Nordrhein-Westfalen. Dort stellt eine Feldmessung die bisherigen Prognosemodelle für die Schallausbreitung infrage.

Gezackte Blattenden bei der Enercon E 126 verringern die Geräuschbildung.

Foto: [M] Enercon/VDI nachrichten



Die Schallausbreitung von Windenergieanlagen und deren Einfluss auf das Wohlbefinden der Anwohner sorgen immer wieder für Diskussionen über die Abstände zwischen den Windparks und der nächsten Wohnbebauung. Wenn der Schall bestehende Grenzwerte übersteigt, dann müssen wie bei allen Industrieanlagen lärmindernde Maßnahmen her. Im Falle von Windenergieanlagen sind das zum Beispiel schalloptimierte Betriebsmodi – die gleichzeitig Erträge kosten.

Weil die Messungen im laufenden Betrieb aufgrund weiterer Lärmquellen oft schwierig sind, werden der Schall und dessen Ausbreitung vorher durch Prognosen ermittelt. Das Standardmodell dafür ist die DIN ISO 9613-2, die bislang auch von der Bund-/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) empfohlen wird.

Nur: Das Prognosemodell der DIN ISO 9613-2 für bodennahe Schallquellen wurde mit einer Höhe von maximal 30 m entwickelt. Tatsächlich erreichen moderne Anlagen bereits Nabenhöhen von 140 m. „Hier stellt sich die Frage, ob das Verfahren für die Berechnung der Schallprognosen noch das richtige ist“, sagt Thomas Myck, Fachgebietsleiter für Lärminderung beim Umweltbundesamt (UBA), auf der Schwingungstagung des VDI im Juni dieses Jahres.

Ein dickes Fragezeichen setzt auch das Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz in Nordrhein-Westfalen (Lanuv) durch eine neue Feldmessung. Dafür wurden 2015 zwei Anlagen mit 2 MW und Nabenhöhen von 98 m über zehn Tage vermessen. Ergebnis: Die berechneten Pegel sind bis zu einer Entfernung von 500 m realistisch. Ab 800 m treten jedoch Differenzen von 2 dB(A) bis 3 dB(A) auf, weil der Lärm stärker ist als prognostiziert.

Weltweit gibt es bisher nur eine Handvoll solcher Messungen. Die jüngste Überprüfung in NRW hat damit eine Diskussion in den Ausschüssen und Gremien losgetreten. „Es wird ein neues Modell für die Schallausbreitung geben, um die Diskrepanz zwischen Prognose und Realität abzufedern. Es gibt auch erst einmal keinen Grund dafür, die Ergebnisse der neuen Messung infrage zu stellen“, sagt UBA-Akustikexperte Myck.

Ein Grund für die Differenz könnte neben der deutlich größeren Nabenhöhe darin liegen, dass die angenommene Bodendämpfung in den aktuellen Modellen überschätzt wird. Da weitere Messungen gefordert werden, hängt die Windbranche in der Luft. Bis zu einer Klärung hat der zuständige Normausschuss für die DIN ISO 9613-2 ein Interimsverfahren für die Schallprognosen vorgeschlagen. Die LAI prüft derzeit laut Myck, ob so ein Verfahren überhaupt rechtlich zulässig ist und wie die Arbeitsgemeinschaft mit den Messungen umgeht.

An neuen Lösungen tüftelt auch die Windbranche selbst. Das betrifft den aerodynamisch bedingten Schall, weil die

Blätter immer länger werden und die Umlaufgeschwindigkeiten steigen. Hier sollen zum Beispiel gezackte Hinterkanten, abgelenkte Blattspitzen und andere Modifizierungen die Verwirbelungen an den Rotorblättern verringern und damit den Schall reduzieren.

Hinzu kommt der mechanische Schall. Er kann seine Ursache in defekten Bauteilen oder der Auslegung der Windkraftanlage haben. „Meist kommt der störende Pegel aus einer Komponente und die Ursache kann eine starre oder drehzahlhängige Tonhaltigkeit sein. Diese markierten Geräusche liegen oft zwischen 100 Hz und 700 Hz und gehen durch Wände und Fenster“, weiß Frederik Gast, Akustikexperte beim Dienstleister Windtest Grevenbroich GmbH, aus der Praxis. Kupplungen, Dämpfungen oder andere

Der Lärmpegel von Windkraftanlagen wird laut DIN ISO 9613-2 für eine Höhe von maximal

30 m

optimiert; moderne Anlagen haben Nabenhöhen von 140 m

Lagerungen können helfen, mechanische Schallquellen zu isolieren oder Fremdanregungen durch andere Schwingungen zu verhindern. Bei Maschinen mit Getriebe hängen die Frequenzen vor allem von der Drehzahl und den Stufen, der Anzahl der Zähne, deren Schliff und dem Eingriff ab. Bei getriebelosen Anlagen spielt die Kombination aus Geometrie, Drehzahl und den gewählten Polpaaren eine Rolle, weil zwischen Stator und Generator kein homogenes Magnetfeld entsteht.

„Andere Lagerungen, Kupplungen oder Tilger an den Generatoren und Getrieben reduzieren die Anregungen deutlich“, sagt Lukas Schneider von der Energie- und Schwingungstechnik Mitsch GmbH, einem Spezialanbieter für Schwingungstechnik aus dem hessischen Rimbach-Mitlechtern. Es komme auch darauf an, ob nur eine oder mehrere Maschinen betroffen seien und wo die Ursache liege.

„Das können Schäden, Verschleißerscheinungen oder bestimmte Betriebsbedingungen sein“, so Schneider.

Bei seismologischen Stationen ist es schwieriger. Dieses neue Fass hat Nordrhein-Westfalen mit der Novelle des Windenergieerlasses Ende 2015 aufgemacht. Danach muss der Geologische Dienst (GD) des Landes an künftigen Planungsvorhaben für Windparks beteiligt werden. Zudem wurde ein Schutz- und Prüfradius von 10 km um die 14 betroffenen seismologischen Stationen des GD gezogen. Viele weitere seismologische Stationen werden von Hochschulen oder Forschungseinrichtungen betrieben.

Klar ist nach Einschätzung von Experten, dass Windenergieanlagen solche Stationen stören können, weil die Schwingungen der Bauwerke über die Fundamente in den Boden geleitet werden. Die Ausbreitung hängt von den Anlagen und der Topografie ab.

„Völlig unklar ist, ob diese Störungen zulässig sind oder nicht, und ob die Stationen durch weitere Quellen wie Autobahnen zusätzlich beeinträchtigt werden. Dafür gibt es weder eine Datengrundlage noch Grenzwerte. Außerdem haben die Stationen keine definierten Aufgaben“, sagt Horst Rüter von der Harbour Dom GmbH, einer geophysikalischen Beratungsgesellschaft aus Köln. Er war an einem rechtlich-seismologischen Gutachten beteiligt, das Mitte März erschien.

Der Erlass sorgt bei Projektierern und Behörden für Unsicherheit darüber, wer in der sogenannten Darlegungslast steht. In diesen Einzelfallprüfungen müsste ein Projektierer erst einmal einen geeigneten Sachverständigen finden, dessen Gutachten dann der GD prüft. An dessen Votum ist die maßgebliche Immissionsschutzbehörde aber nicht gebunden.

Immerhin soll die Schutzzone nach intensiven Diskussionen auf 5 km schrumpfen. Denn einen störenden Einfluss von Windkraftanlagen auf die seismologischen Stationen sehen die Autoren des Gutachtens nicht. „Mit etwas Geld könnten die Stationen des GD zum Beispiel in Naturschutzgebiete verlegt werden. Die sind für die Windenergie uninteressant.“

TORSTEN THOMAS