

P. Schaumann, M. Seidel
Universität Hannover, Institut für Stahlbau
Appelstr. 9A, 30167 Hannover
Tel.: 0511/762-3781
Internet: <http://www.stahlbau.uni-hannover.de>



Zusammenfassung

Für das Verhalten von Windenergieanlagen unter der dynamischen Belastung durch Wind und Betrieb sind die Systemgrößen Eigenfrequenz und Dämpfung der Turmkonstruktion maßgebende Parameter. Die Berechnung dieser Größen erfolgt meist an Stabmodellen unter Berücksichtigung der Eigenschaften der Gründung für die Eigenfrequenz bzw. durch Abschätzung nach Erfahrungswerten für die Dämpfung. In diesem Beitrag werden rechnerisch ermittelte Werte gemessenen gegenübergestellt. Messungen der dynamischen Systemgrößen wurden an den stählernen Vollwandtürmen von 18 WEA der Leistungsklassen zwischen 500 kW und 1,5 MW mit Flach- und Tiefgründungen durchgeführt. Die Standorte befinden sich an der Küste und im Binnenland Norddeutschlands. Durch rechnerische Parameterstudien wird gezeigt, welchen Einfluss die Gründung auf die Eigenfrequenzen hat.

1 Einleitung

Zur korrekten Erfassung der Ermüdungsbeanspruchung einer WEA ist es erforderlich, das Schwingungsverhalten des Turms beurteilen zu können. Insbesondere die Eigenfrequenzen und die Dämpfungseigenschaften sind dabei von Bedeutung. Im Rahmen eines vom Ministerium für Bauen und Wohnen des Landes NRW geförderten Forschungsvorhabens [1] wurden die am einfachen statischen System berechneten Eigenfrequenzen mit gemessenen Werten verglichen, um beurteilen zu können, ob die üblichen Vereinfachungen bei der Modellbildung zulässig sind und ob sie zu sicheren Bemessungsergebnissen führen. Desweiteren wurden Dämpfungswerte ermittelt, da sich die Dämpfung insbesondere im resonanznahen Bereich stark auf die Ermüdungsbeanspruchung des Systems auswirkt.

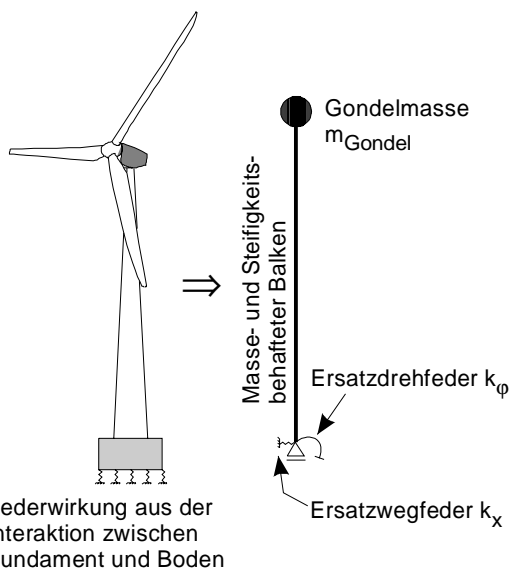


Abb. 1: Modellbildung zur Ermittlung der Eigenfrequenzen

2 Dynamische Strukturparameter

Wesentliche dynamische Strukturparameter einer WEA sind Eigenfrequenz und Dämpfung des Turms einschließlich Gründung. Die Berechnung der Eigenfrequenzen erfolgt dabei meist am Stabmodell, wobei der Einfluss aus der Bauwerksgründung über linear elastische Federn einfließt (Abb. 1).

Die Dämpfung des Systems setzt sich aus verschiedenen Anteilen zusammen:

- Strukturdämpfung des Stahlturms
- Bodendämpfung
- Aerodynamische Dämpfung

Der wesentliche Dämpfungsanteil im Betrieb der Anlage stammt dabei aus der aerodynamischen Dämpfung (siehe auch [2]).

Petersen [3] gibt folgende Anhaltswerte für die Dämpfung (logarithmisches Dekrement) an. Die angegebenen Werte gelten für geringe (untere Grenze) bzw. große (obere Grenze) Schwingungsbewegungen im Gebrauchslastbereich.

Materialdämpfung Stahl: $\delta_1 = 0,005 \dots 0,012$
Stahltürme mit Einbauten: $\delta_2 = 0,012 \dots 0,020$
Turmartige Konstruktion auf Fundamenten:

auf Fels: $\delta_3 = 0,004 \dots 0,006$

auf Kies: $\delta_3 = 0,006 \dots 0,010$

auf Sand: $\delta_3 = 0,008 \dots 0,012$

Für die Gesamtdämpfung (ohne Anteile aus aerodynamischer Dämpfung) gilt $\delta = \delta_1 + \delta_2 + \delta_3$. Die Lehrsche Dämpfung ergibt sich daraus zu $D = \delta/2\pi$.

Für Windenergieanlagen kann demnach wie folgt abgeschätzt werden:

untere Grenze:

$$\delta = 0,005 + 0,012 + 0,004 = 0,021 \Rightarrow D = 0,0033;$$

obere Grenze:

$$\delta = 0,012 + 0,020 + 0,012 = 0,044 \Rightarrow D = 0,0070.$$

Diese Werte sind sehr gering im Vergleich zu dem im Zusammenhang mit dem vereinfachten Beanspruchungskollektiv in der DIBt-Richtlinie [4] genannten Wert von $\delta = 0,6$. Die Angabe dieser Dämpfung darf allerdings nicht als alleinstehende Aussage bewertet werden. Das vereinfachte Kollektiv wurde bei der Erstellung der Richtlinie durch Vergleich mit Simulationsrechnungen und Messungen ermittelt. Die Kombination von vereinfachtem Kollektiv und dem genannten Wert für das logarithmische Dekrement ergab plausible Kollektive für die Biegemomente im Turm.

Der Zahlenwert $\delta = 0,6$ ist somit nicht physikalisch begründet, sondern alleine durch Vergleich zwischen den sich im Ermüdungsnachweis ergebenden Schädigungen entstanden. Der Wert wurde so gewählt, dass sich bei Verwendung gemessener bzw. mittels Simulation rechnerisch "exakt" ermittelter Kollektive und bei Verwendung von mit dem vereinfachten Ansatz ermittelten Kollektiven gleiche Schädigungen ergaben. Die Übertragbarkeit ist somit auf Anlagen ähnlicher Bauart und Größe begrenzt. Auch ist eine Verwendung dieses Dämpfungswertes bei Kollektiven anderer Form nicht ohne weiteres möglich.

3 Baugrunderdynamik

Der Einfluss der Gründung auf das Schwingungsverhalten unterscheidet sich bei Flach- und Tiefgründungen. Für Flachgründungen muss der Einfluss der drehfederelastischen Einspannung berücksichtigt werden, wohingegen näherungsweise eine horizontale Unverschieblichkeit des Fußpunktes angenommen werden darf. Bei Tiefgründungen ist die horizontale Nachgiebigkeit der Gründung in ihrem Einfluss dominierend, ggf. ist aber auch der rotatorische Einspanngrad zu prüfen.

Für Flachgründungen können die Federwerte nach [5] wie folgt berechnet werden:

$$k_x = \frac{8 \cdot G_d \cdot r_0}{2 - \nu} \quad (1)$$

$$k_\phi = \frac{8 \cdot G_d \cdot r_0^3}{3 \cdot (1 - \nu)} \quad (2)$$

mit G_d : dynamischer Schubmodul [MN/m²]
 r_0 : (Ersatz-)Radius des Fundamentes [m]
 ν : Querdehnzahl

Schätzwerte für die dynamischen Bodenkenwerte können z.B. [5], [6] und [7] entnommen werden. Bei den großen Streuungen der natürlichen Bodeneigenschaften empfiehlt sich im Zweifelsfall eine standortbezogene Untersuchung. Wenn dies z.B. bei Typengenehmigungen nicht möglich ist, sollten die Nachweise mit großzügig gewählten Grenzen geführt werden.

Die Einbettung des Fundamentes sorgt für eine zusätzliche Versteifung. Angaben zu diesem Einfluss macht Petersen [3].

Beispiel:

Kreisfundament $d=12,0\text{m}$ einer 500 kW-Anlage
 Bodenart: schluffiger Ton, steif-halbfest

	k_x [MN/m]	k_ϕ [MNm/rad]
Untere Abschätzung: $G_d = 20 \text{ MN/m}^2, \nu = 0,45$	619	$21 \cdot 10^3$
Obere Abschätzung: $G_d = 200 \text{ MN/m}^2, \nu = 0,35$	5818	$177 \cdot 10^3$

Tabelle 1: Abschätzung der Federwerte für eine Flachgründung

Die Steifigkeit einer Pfahlgründung kann zuverlässig nur aus Probelastungen ermittelt werden. Die vorhandenen Näherungsverfahren liefern teilweise stark voneinander abweichende Ergebnisse, die zudem mit großen Unsicherheiten bei den Eingangswerten verbunden sind. Auch hier empfiehlt es sich, über Grenzbetrachtungen den Einfluss abzuschätzen. Hinweise zur Ermittlung der Federwerte sind z.B. in [8]-[10] enthalten. Die Steifigkeit der horizontalen Ersatzfeder setzt sich aus folgenden Anteilen zusammen:

- Bettung der Pfähle durch den Boden
- Verschiebungswiderstand aus der Bockwirkung bei schrägen Pfählen

Beispielrechnungen nach den verschiedenen Verfahren ergaben für eine typengeprüfte Tiefgründung einer Anlage der MW-Klasse Federsteifigkeiten oberhalb von 100 MN/m.

4 Einfluss der Gründung auf die Eigenfrequenzen

Der Einfluss der Bodenfedern auf die Eigenfrequenzen wurde in rechnerischen Parameterstudien mit dem FE-Programm ANSYS[®] untersucht. Dabei wurden die Eigenfrequenzen für verschiedene Werte der Bodenfedern ermittelt, wobei die zweite Feder k_x oder k_ϕ zu unendlich gesetzt wurde.

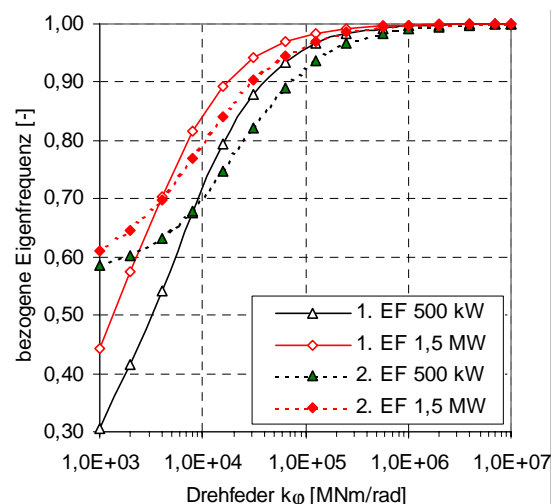


Abb. 2: Einfluss der Drehfeder k_ϕ auf die erste und zweite Eigenfrequenz einer 500 kW-Anlage (NH 65m) und einer 1,5 MW-Anlage (NH 67m)

Abb. 2 zeigt die auf den Wert für die volle Einspannung bezogenen Eigenfrequenzen in Abhängigkeit von der Bodendrehfeder für zwei verschiedene WEA-Türme. Es zeigt sich, dass der Einfluss für beide Anlagen tendenziell ähnlich ist, für die Anlage der 500 kW-Klasse ist der Einfluss etwas ausgeprägter als für die Anlage der MW-Klasse. Dieselbe Tendenz zeigte sich bei zwei weiteren Anlagen der MW-Klasse, die aus Gründen der Übersichtlichkeit hier nicht dargestellt sind. Die Drehfeder des Beispiels liegt bei der unteren Abschätzung in einem Bereich, bei dem für die betrachtete Anlage bereits eine Absenkung der ersten Eigenfrequenz auf rund 83% und für die zweite Eigenfrequenz auf rund 78% des zugehörigen Wertes für die volle Einspannung erreicht wird. Die Translationsfeder bewirkt bei der Flachgründung hingegen praktisch keine weitere Absenkung der Eigenfrequenz und kann vernachlässigt werden.

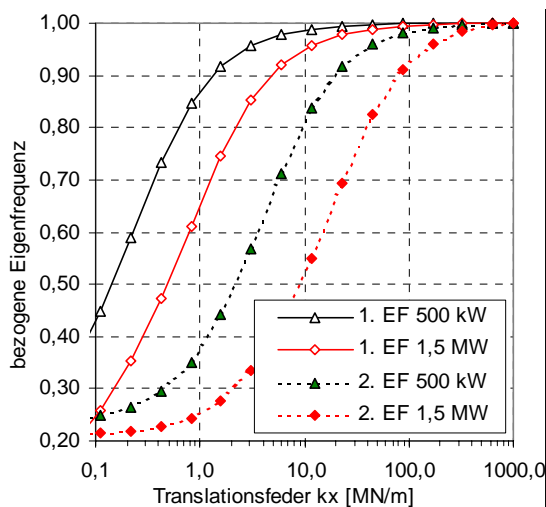


Abb. 3: Einfluss der Translationsfeder k_x auf die erste und zweite Eigenfrequenz einer 500 kW-Anlage (NH 65m) und einer 1,5 MW-Anlage (NH 67m)

Die Abhängigkeit der Eigenfrequenzen von der horizontalen Federsteifigkeit ist in Abb. 3 dargestellt. Es wird deutlich, dass der Einfluss der horizontalen Wegfeder auf die zweite Eigenfrequenz deutlich ausgeprägter ist als der Einfluss auf die erste Eigenfrequenz. Im Gegensatz zum Einfluss der Drehfeder reagiert die Anlage der MW-Klasse empfindlicher auf eine Änderung der Federsteifigkeit.

Für die 1,5 MW-Anlage ergibt sich für einen realistischen Federwert von $k_x = 100 \text{ MN/m}$ eine Abminderung der zweiten Eigenfrequenz auf gut 90% des Wertes bei voller Einspannung, so dass dieser Einfluss bei einer Tiefgründung nicht vernachlässigt werden sollte.

Abb. 4 zeigt exemplarisch die zugehörigen Eigenformen für die starre Einspannung und für eine Kombination von Weg- und Drehfeder. Es ist ersichtlich, dass die Bodenfedern auf die erste Eigenform keinen erkennbaren Einfluss haben. Die zweite Eigenform wird hingegen deutlich sichtbar verändert.

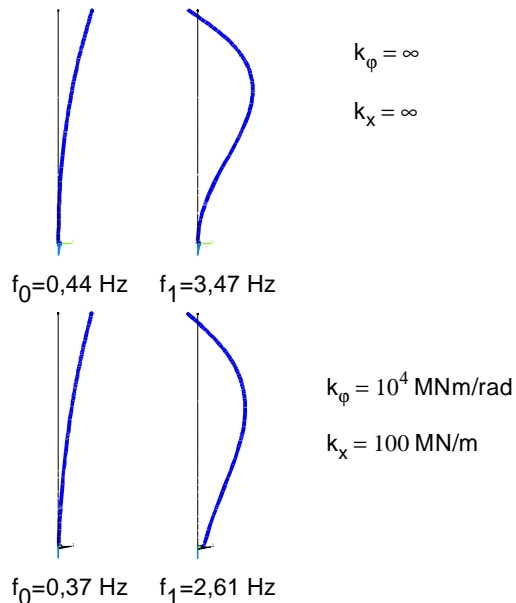


Abb. 4: Beispiel für die ermittelten Eigenformen

5 Messungen an Windenergieanlagen

Zur Verifikation der Berechnungen wurden Messungen an insgesamt 18 Anlagen vorgenommen. Dabei wurden jeweils mehrere Anlagen eines Typs vermessen, in die Untersuchung wurden eine Anlage der 500 kW-Klasse und drei Anlagen der MW-Klasse einbezogen.

Die Messung erfolgte mit vier Beschleunigungsaufnehmern, die am Turmkopf sowie auf Höhe der zweiten Plattform, entsprechend etwa 2/3 Turmhöhe, angebracht wurden. Die Ermittlung der Eigenfrequenzen erfolgte durch Auswertung des Ausschwingvorganges nach Abschaltung der Anlage. Eine genauere Ermittlung, insbesondere der zweiten Eigenfrequenz, wurde fallweise durch Aufschaukelung der Anlage durchgeführt. Die Auswertung der Zeitreihen erfolgte mit dem Programm "Medusa" [11], das eine Auswertung sowohl im Frequenz- als auch im Zeitbereich erlaubt.

Die folgenden Abbildungen zeigen die Messergebnisse bezogen auf die rechnerische Eigenfrequenz für volle Einspannung und horizontale Unverschieblichkeit des Fußpunktes. Die Abweichungen vom rechnerischen Grenzwert für Volleinspannung lassen sich nach den Ausführungen in Abschnitt 4 mit dem Einfluss des Bodens und der Gründung erklären. Es ist ersichtlich, dass die Abweichungen zwar nicht erheblich, aber doch nennenswert sind. Die Abweichungen sind bei der zweiten Eigenfrequenz etwas größer. Damit wird die größere Auswirkung der Gründung auf die 2. Eigenfrequenz, wie sie sich bei der rechnerischen Parameterstudie gezeigt hat, durch die Messungen bestätigt.

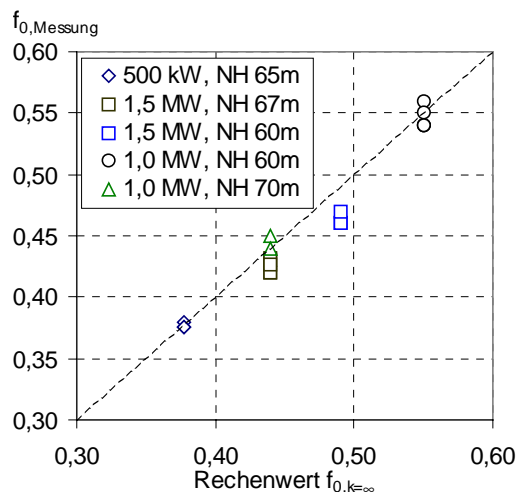


Abb. 5: Gemessene 1. Eigenfrequenz aufgetragen über den rechnerischen Wert für volle Einspannung

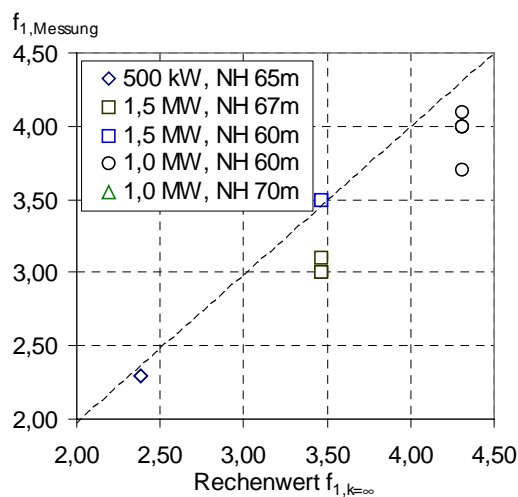


Abb. 6: Gemessene 2. Eigenfrequenz aufgetragen über den rechnerischen Wert für volle Einspannung (nicht für alle Turmtypen vorliegend)

In den Ausschwingvorgängen wurde die Summe aus Struktur- und Bodendämpfung gemessen. Die gemessenen Werte ergaben dabei für das Lehrsche Dämpfungsmaß Messwerte von $D = 0,002$ bis $0,005$. Diese Werte sind relativ niedrig, liegen aber etwa in dem Bereich, der von Petersen [4] als Schätzwert angegeben wird.

6 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass die Ermittlung der Eigenfrequenzen eines WEA-Turmes mit einfachen statischen Modellen gut gelingt. Die größte Schwierigkeit liegt in der Abschätzung der Bodenkennwerte. Anhand rechnerischer Parameterstudien konnte gezeigt werden, dass die Elastizität der Gründung die Eigenfrequenz verglichen mit einer Volleinspannung durchaus bis zu 20% abmindern kann und daher nicht vernachlässigt werden darf.

Die Dämpfung der Struktur ist ohne den Anteil der aerodynamischen Dämpfung gering. Da es bisher nur wenige Untersuchungen zur Größe der aerodynamischen Dämpfung gibt, wäre es wünschenswert, hier gerade für große Anlagen noch weitere Untersuchungen durchzuführen.

7 Literatur

- [1] Schaumann, P.; Seidel, M.: Weiterentwicklung der Verfahren zur sicheren und wirtschaftlichen Bemessung von Türmen von Windkraftanlagen mit hoher Leistung. Schriftenreihe des Instituts für Stahlbau, Heft 18, Hannover 1999
- [2] Kaiser, K.: Kleiner Katalog von luftkraftverursachten Steifigkeits- und Dämpfungsmatrizen für Windturbinen. Institut für Luft- und Raumfahrt, TU Berlin September 1998
- [3] Petersen, Chr.: Dynamik der Baukonstruktionen. Wiesbaden: Vieweg 1997
- [4] DIBt (Hrsg.): Richtlinie für Windkraftanlagen, Reihe B, Heft 8: Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung. Berlin: DIBt 1993
- [5] Empfehlungen des Arbeitskreises "1.4 Baugrunderdynamik" der Deutschen Gesellschaft für Geotechnik e.V. (DGGT), Mai 1998. In: Bautechnik 75 (1998), Nr. 10, S. 792-805 und Bautechnik 69 (1992), Nr. 9, S. 518-534
- [6] Smolczyk, U.: Grundbau-Taschenbuch, 5. Aufl. Berlin: Ernst & Sohn 1996
- [7] Haupt, W.: Bodendynamik. Wiesbaden: Vieweg & Sohn 1986
- [8] Tabesh, E.; Poulos, H. G.: A review of dynamic analysis of pile foundations. Department of Civil Engineering Center for Geotechnical Research. University of Sydney, Australia. Research Report No. R757. November 1997
- [9] Lipinski, J.: Fundamente und Tragkonstruktionen für Maschinen. Wiesbaden: Bauverlag 1972
- [10] Bergfelder, J.: Pfahlgruppen unter turmartigen Bauwerken. Pfahlsymposium Darmstadt 1986
- [11] Mahrenholtz und Partner – Ingenieurbüro für Maschinendynamik GmbH: Programmsystem Medusa. Homepage: <http://www.maschinendynamik.de/>

Die Verfasser danken dem Ministerium für Bauen und Wohnen des Landes NRW für die Förderung des Vorhabens, den Anlagenherstellern Enercon und Nordex für die Unterstützung sowie Dipl.-Ing. A. Czirr und Dipl.-Ing. B. Thomsen, die während ihrer Diplomarbeit und als wissenschaftliche Hilfskräfte zu dem Vorhaben beigetragen haben. Den Betreibern der vermessenen Anlagen danken wir für die Erlaubnis zur Durchführung der Messungen.