

Günter Hüffmann
 Peter Nawrotzki
 Timur Uzunoglu

Statische und dynamische Berechnung von Turbinenfundamenten aus Stahlbeton

Herrn FH-Prof. Dr. *Wolfgang Nesitka* zu seinem 65. Geburtstag gewidmet

Der vorliegende Aufsatz gibt einen Abriss über den aktuellen Stand der Technik bei der Auslegung und Berechnung von Turbinenfundamenten aus Stahlbeton aus der Sicht des Bauingenieurs. Dabei werden mögliche Fundamenttypen sowie auftretende Lasten und die an Turbinenfundamente gestellten Anforderungen ausführlich diskutiert. Aktuelle Berechnungsmethoden zur Ermittlung der Eigenfrequenzen und Schwingamplituden sowie die Behandlung von Sonderfällen in Erdbebengebieten werden erläutert. Baupraktische Aspekte und Kenndaten von ausgeführten Gas- und Dampfturbinenfundamenten runden den Beitrag ab.

Structural and Dynamic Analysis of Turbine Foundations in Reinforced Concrete

This paper presents the state of art of layout and analysis of turbine foundations in reinforced concrete from the civil engineering point of view. Possible foundation types, loads to be taken into account, and requirements to be met are discussed in detail. Current analysis methods for the determination of eigenvalues and dynamic amplitudes as well as the treatment of special cases in earthquake zones are described. Constructional aspects and characteristic data of realized gas and steam turbine foundations complete the paper.

1 Einleitung

Bis zum Ende der ersten Hälfte des 20. Jahrhunderts beschränkte sich die Berechnung von Turbinenfundamenten auf statische Ansätze, wobei nur die ständigen Lasten sowie ein willkürlich gewählter Erschütterungszuschlag als ausschließlich vertikal wirkende statische Ersatzlast in Höhe des drei- bis fünffachen Maschinengewichtes berücksichtigt wurde. Schadensfälle bedingten eine Weiterentwicklung der wissenschaftlichen und theoretischen Grundlagen auf Basis von Versuchsergebnissen. Trotzdem war eine dynamische Berechnung räumlicher Systeme auch in den folgenden Jahren noch lange nicht möglich. Zunächst beschränkte man sich daher auf die Berechnung von Eigenfrequenzen niedriger Ordnung für ebene Rahmen, zum Beispiel für entkoppelt angeordnete Querrahmen. Die dynamische Beanspruchung wurde als statische Ersatzkraft mit dem 3fachen Wert des Rotorgewichtes angesetzt und zusätzlich mit dem Faktor 2 als „Ermüdungsbeiwert“ vervielfacht. Später wurden die Unwuchtkräfte einheitlich mit dem 20fachen Wert des Rotorgewichtes angesetzt. Erste Schwingungsmessungen an ausgeführten Turbinenfundamenten deuteten darauf hin, daß diese Annahme sinnvoll war.

1955 erschien die erste Ausgabe der DIN 4024 [1], [2] mit Hinweisen für eine einheitliche statische und dynamische Berechnung von Turbinenfundamenten. Der Fachwelt wurde bewußt, daß die Berechnung der Eigenfrequenzen erster Ordnung allein nicht ausreicht, um das dynamische Verhalten von Turbinenfundamenten im Betrieb zu charakterisieren. Bei Tischfundamenten wurde daher zur angenäherten Bestimmung von Eigenfrequenzen höherer Ordnung die Tischplatte als elastisch gelagerter Balken angenommen und als freier Stab berechnet, wobei die Steifigkeit der Unterstützung vollständig vernachlässigt wurde. Später berechnete man die Tischplatte als federnd gelagerten, mit Punktmassen belegten Stab, allerdings mit dem Hinweis [3], daß für die Berechnung eines 6-Massen-Systems bei Verwendung der damals üblichen Handrechenmaschinen bereits zwei Wochen benötigt wurden.

Mit der Entwicklung der elektronischen Rechenmaschinen wurden natürlich auch die Berechnungsmodelle und -methoden für Turbinenfundamente weiter verbessert. Der heutige Stand wird nachfolgend bezüglich der Auslegung, Berechnung und Ausführung von Turbinenfundamenten aus der Sicht eines Bauingenieurs beschrieben. Zusätzlich werden Sonderlösungen für Erdbebengebiete diskutiert.

2 Allgemeines über Turbinen und deren Fundamente

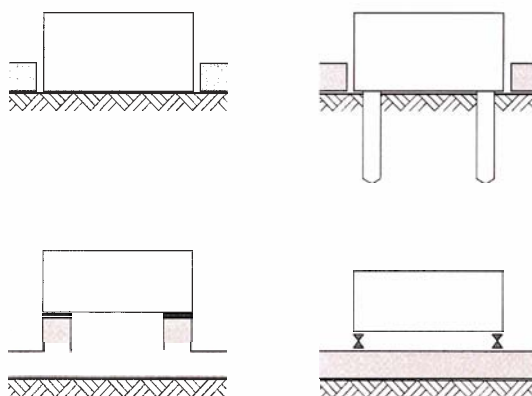
In diesem Artikel werden Gas- und Dampfturbinen behandelt, die jeweils in Verbindung mit einem angeschlossenen Generator zur Stromerzeugung dienen. Bei den Fundamenten wird zwischen Block- und Tischfundamenten unterschieden. Bei Gasturbinen wird zwischen der schweren Bauart (heavy frame) und der leichten Bauart (aircraft derivatives) unterschieden, die unterschiedliche Anforderungen an die Fundamente stellen. Üblicherweise werden beide Typen auf Blockfundamente gestellt. Bei Dampfturbinen ergeben sich unterschiedliche Berechnungsansätze aus der Anordnung der Kondensatoren im Niederdruckbereich. In einer Variante sind sie unten an die Niederdruckturbine angehängt. Dabei wird der größere Teil des Eigengewichtes durch eine Abfederung des Kondensators unterstützt, die zusätzlich die Wärmedehnungen aufnehmen soll. Damit geht lediglich ein Teil des Kondensatorgewichts zusammen mit der Reaktion der Abfederung aus Wärmedehnung in die Fundamentberechnung ein. Bei einer anderen Anordnungsart ist der Kon-

densator fest auf der Sohlplatte aufgestellt und durch einen Kompensator mit der Niederdruckturbine verbunden. Hier entfallen Eigengewicht und Wärmedehnung vollständig, dafür ist der Vakuumzug in die Fundamentberechnung einzubeziehen. In beiden Fällen ist wegen der Anordnung des Kondensators unter der Niederdruckturbine ein Tischfundament erforderlich, bei dem der Maschinenträger, eine Platte bzw. ein horizontaler Rahmen, hoch aufgeständert und die Stützen in eine Sohlplatte eingebunden sind. In Einzelfällen ist der Kondensator axial neben der Turbine angeordnet. Dann genügt, wie bei den Gasturbinen, ein Blockfundament. Auch bei der Lageranordnung von Dampfturbinen gibt es Unterschiede, die in der Berechnung zu berücksichtigen sind. Es gibt beispielsweise Anlagen, bei denen jede Turbine zwei eigene Lager besitzt, was bei insgesamt zwei Lagern pro Querriegel zu einer größeren Verformungsanfälligkeit führt als bei anderen Turbinen mit nur einem gemeinsamen Lager auf jedem Querriegel. In einer weiteren, aber eher seltenen Alternative werden eine Gas- und eine Dampfturbine mit einem gemeinsamen Generator gekoppelt. Auch in diesem Fall wird die Gesamtanlage auf ein Tischfundament gestellt, welches allerdings eine etwas ungewöhnliche Form hat.

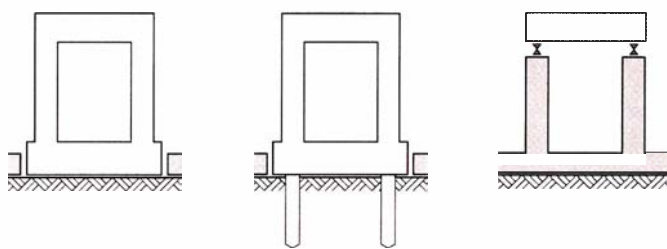
Turbinenfundamente werden in Block- und Tischfundamente unterschieden.

Sowohl Block- als auch Tischfundamente können entweder flach gegründet oder, falls die tragfähigen Bodenschichten tiefer liegen, von Pfählen unterstützt werden. Bei diesen Lagerungsarten ist das Fundament durch eine mit elastischem Material verfüllte Fuge von den restlichen Fundierungen zu trennen, um eine direkte Schwingungsübertragung zu vermeiden. Im Falle einer schwingungs isolierten Aufstellung (zum Beispiel auf elastischen Matten oder Federelementen) kann das Blockfundament direkt auf dem Hallenboden aufgestellt werden (Bild 1). Beim Tischfundament sind in diesem Fall die Federelemente unterhalb des Maschinenträgers angeordnet, somit reduziert sich das eigentliche Maschinenfundament auf die abgefederte Tischplatte, während die Unterkonstruktion bei der Beurteilung der dynamischen Fundamenteigenschaften wegen der hohen Isolierwirkung der elastischen Lagerung unberücksichtigt bleiben kann (Bild 2).

Bei Blockfundamenten können die erforderlichen Abmessungen mit einfachen Faustregeln vorab bestimmt werden. Im Prinzip muß ausreichend Fundamentmasse geschaffen werden, um die Schwingamplituden zu begrenzen. Das Fundamentgewicht sollte im Fall von rotierenden Maschinen mindestens das Dreifache des gesamten Maschinengewichtes betragen. Bei Blockfundamenten auf Pfählen oder Federn kann dieses Verhältnis auf das 2,5fache reduziert werden (Gewicht des Blockfundaments inklusive des Gewichts etwaiger Pfahlköpfe). Die Mindestbreite des Blockfundamentes sollte mehr als den 1,5fachen Abstand zwischen Maschinenachse und Fundamentunterkante betragen. Die Höhe des Blockfundamentes sollte mindestens 1/5 seiner Breite, 1/10 seiner Länge oder 1/30 seiner Länge + 0,6 m betragen, wobei der Größtwert zu wählen ist. Prinzipiell sollte die Resultieren-



*Bild 1. Lagerungsarten eines Blockfundaments [20]
Fig. 1. Bedding types of a block foundation [20]*



*Bild 2. Lagerungsarten eines Tischfundaments [20]
Fig. 2. Bedding types of a table foundation [20]*

de der horizontalen und vertikalen Lasten in der Kernfläche des Fundamentgrundrisses liegen. Die Exzentrizität des Schwerpunkts des Maschinen-Fundamentesystems im Grundriß sollte nicht mehr als 5% der Grundrißabmessungen des Fundamentes betragen [4].

Obwohl in vielen Fällen die Turbinen ähnlich oder gleich sind, verhindern Standorteinflüsse, wie zum Beispiel unterschiedliche Bodenverhältnisse oder zu berücksichtigende Erdbebeneinwirkungen, eine Standardisierung der Fundamente. Dazu kommen unterschiedliche Interessen des Investors oder des Betreibers, der Maschinenhersteller sowie der Genehmigungsbehörden, die zu verschiedenen Anforderungen führen können. Dadurch wird jedes Turbinenfundament zum Unikat, das von Grund auf geplant und berechnet werden muß.

3 Auftretende Lasten

Bei der Fundamentberechnung müssen folgende Lasten aus dem bautechnischen Bereich (standortspezifische Lasten) berücksichtigt werden:

- Eigenlasten
- Verkehrslasten
- Wind- und Schneelasten bei Freiluftaufstellungen
- Seismische Lasten
- Kriechen und Schwinden der Stahlbetonkonstruktion

Die Lasten aus dem maschinentechnischen Bereich (projektspezifische Lasten) werden für Gas- und Dampfturbinen sowie für Generatoren vom jeweiligen Maschinenhersteller angegeben. Bei den Lasten ist zu unterscheiden zwischen:

- Statischen und dynamischen Lasten
- Lasten im Betriebsfall und Lasten im Störfall

Die wesentlichen statischen Lasten im Betriebsfall sind:

- Montagelasten, auch Lasten von Hilfsgeräten und Hebezeugen
- Gewichtsbelastung durch die Maschinen und deren Gehäuse
- An- und Abtriebsmomente der Maschinen, die in der Regel als vertikales Kräftepaar abgebildet werden
- Kondensatorlasten bei Dampfturbinen, bestehend aus Gewichtsbelastung oder Vakuumzug, abhängig von der Aufstellungsart des Kondensators
- Reibungsbelastungen an den Auflagerflächen, als Folge von Wärmedehnungen der Maschinen und deren Gehäuse. Diese Lasten verursachen keine Netto-Belastungen der Fundamente, können aber bei der Bemessung von lokalen Bereichen eine Rolle spielen.
- Belastungen aus Rohrleitungen
- Temperatureinwirkungen aus Maschinen

Die wesentlichen dynamischen Lasten im Betriebsfall sind:

- Unwuchtverursachte, umlauffrequente Lagerkräfte. Diese werden in der Regel vom Maschinenlieferanten angegeben. Falls das nicht der Fall ist, können sie abhängig von der Wuchtgüte berechnet werden.

Die Wuchtgüte Q ist das Produkt der maximal zulässigen Exzentrizität e (in mm) und der maximalen Winkelgeschwindigkeit im Betriebsfall des Rotors ω (in rad/s). Sie wird in der Regel vom Maschinenlieferanten mit Verweis auf [5] angegeben (Bild 3). Bei Turbinen und Generatoren beträgt die Wuchtgüte im allgemeinen 2,5 mm/s. Die resultierende Unwuchtkraft $F(t)$ (in N) errechnet sich aus der rotierenden Masse m (in kg) und der Wuchtgüte Q (in mm/s) wie folgt:

$$F(t) = \frac{m \cdot e \cdot \omega^2}{1000} \quad (1)$$

Bei der Festlegung der in den Berechnungen anzusetzenden Unwuchtkraft muß in der Regel die Unwuchtverschlechterung im Dauerbetrieb berücksichtigt werden. Das kann auf zwei verschiedene Arten erfolgen. Entweder wird a priori die Wuchtgüte um eine Gütestufe ungünstiger angesetzt oder der mit Gl. (1) ermittelte Wert mit einem Vergrößerungsfaktor multipliziert, der in der Regel ≥ 2 sein sollte.

Die wesentlichen dynamischen Lasten im Störfall werden verursacht durch:

- Erhöhte unwuchtverursachte Lagerkräfte, bedingt durch außergewöhnliche Unwuchtvergrößerungen (wie

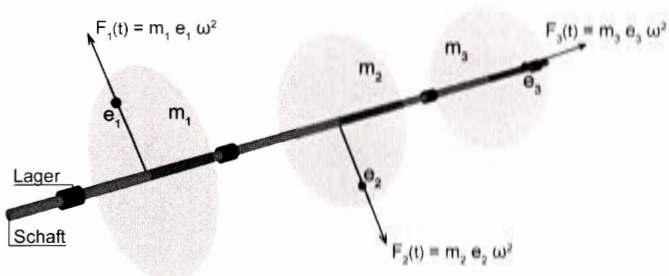


Bild 3. Schematische Darstellung der Unwuchtkräfte [20]
Fig. 3. Scheme of unbalance loads [20]

zum Beispiel Schaufelbruch, Verkrümmungen des Rotors, etc.). Vereinfacht dürfen die Störfallunwuchten durch den sechsfachen Wert der Unwuchtkräfte im Betriebsfall berücksichtigt werden.

- Kurzschluß im Generator, der seltene aber große antisymmetrische Belastungen verursacht. Das Kurzschlußmoment wirkt über das Gehäuse in Form eines vertikalen Kräftepaares auf den Maschinenträger ein. Vereinfachend darf der Lastfall Kurzschluß durch eine statische Ersatzlast berücksichtigt werden. Falls dieser Ansatz zu einer sehr konservativen Auslegung des Fundamentes führt, kann auch der vom Maschinenhersteller angegebene oder nach [1] angenommene Zeitverlauf der Erregung in eine dynamische Berechnung eingeführt werden.
- Fehlsynchronisation im Generator, die auch erhebliche transiente Lasten verursacht. Diese werden aber in der Regel durch den Lastfall Kurzschlußmoment als abgedeckt betrachtet.

4 Nachweise der Standsicherheit

4.1 Ermittlung der statischen Ersatzlasten

Gemäß DIN 4024, Teil 1 können die dynamischen Schnittgrößen vereinfacht über den Ansatz statischer Ersatzlasten ermittelt werden. Die statische Ersatzlast F (in N) der Unwuchtkraft $F(t)$ im Betriebsfall ergibt sich zu:

$$F = \frac{1}{|1 - \eta^2|} \cdot F(t), \text{ jedoch } F_{\max} = 15 \cdot F(t) \quad (2)$$

Dabei ist η das Frequenzverhältnis zwischen der Betriebsfrequenz f_m und der nächstliegenden Fundamenteigenfrequenz f_n :

$$\eta = \frac{f_m}{f_n} \quad (3)$$

Nach DIN 4024, Teil 1 wird vorgeschrieben, daß die Unwuchtkraft $F(t)$ für den Störfall zu ermitteln ist, um für den Betriebsfall auf der sicheren Seite zu liegen. Dabei wird von einer Wuchtgüte von G2,5 ausgegangen und als 6facher Wert der nächsthöheren Wuchtgüte G6,3 eine Wuchtgüte $Q = 38$ mm/s angesetzt. Das Herausheben von $f_m/50$ ermöglicht die Ermittlung der Unwuchtkraft $F(t)$ für unterschiedliche Betriebsdrehzahlen:

$$F(t) = \frac{m \cdot e \cdot \omega^2}{1000} = 1,2 \cdot (m \cdot g) \cdot \frac{f_m}{50} \quad (4)$$

Die statische Ersatzlast für den Lastfall Generatorkurzschluß kann gemäß DIN 4024, Teil 1 vereinfacht als der 1,7fache Wert des Höchstwertes des Kurzschlußmoments angesetzt werden.

4.2 Ermittlung der Bemessungsschnittgrößen

Die Standsicherheit ist unter allen statischen und dynamischen Lastfällen gemäß den gültigen Stahlbetonnormen nachzuweisen. Die für den Nachweis erforderliche Überlagerung der Lastfälle aus dem maschinentechnischen Bereich wird in der Regel von den Maschinenlieferanten

festgelegt. Die Überlagerung der Lastfälle aus dem bautechnischen Bereich erfolgt nach lokalen Normen und Richtlinien. Die Überlagerung der Lastfälle für die Bemessung des Fundamentes (statische Berechnung) muß die maximale Beanspruchung aus den unten angeführten Belastungszuständen ergeben:

- Montagezustände
- Testzustände
- Normalbetrieb
- Störfallbetrieb

Weitere Untersuchungen beziehen sich auf die Beanspruchung der Unterkonstruktion. Die ausgewiesenen Kräfte müssen vom Baugrund, der Stützkonstruktion bzw. vom elastischen Lagersystem und seiner Unterkonstruktion sicher aufgenommen werden können. Entsprechende Nachweise müssen nach einschlägigen Vorschriften geführt werden.

5 Nachweise der Gebrauchstauglichkeit

Bei Turbinenfundamenten stehen die Nachweise der Gebrauchstauglichkeit oftmals mehr im Vordergrund als die der Standsicherheit. Hinsichtlich der Gebrauchstauglichkeit sind folgende Nachweise zu führen, wobei dafür immer das gleiche Berechnungsmodell herangezogen werden sollte:

- Ermittlung und Beurteilung der Eigenfrequenzen
- Ermittlung und Beurteilung der Betriebsamplituden
- ausreichende statische Steifigkeit des Fundamentes
- ausreichende dynamische Steifigkeit des Fundamentes

5.1 Beurteilung der Eigenfrequenzen

Die Beurteilung des Schwingungsverhaltens eines Fundamentes kann anhand der Lage seiner Eigenfrequenzen f_n zu den Betriebsfrequenzen f_m erfolgen. Dabei ist nach DIN 4024 ein Abstand der Eigenfrequenzen des Systems von $\pm 10\%$ zur Betriebsdrehzahl einzuhalten, um Resonanzeinflüsse beim Betrieb der Anlage ausschließen zu können und Drehzahlschwankungen, Streuung der Systemparameter und Berechnungsungenauigkeiten Rechnung zu tragen.

$$f_n \leq 0,9 \cdot f_m \text{ bzw. } f_{n+1} \geq 1,1 \cdot f_m \quad (5)$$

Die Betriebsdrehzahlen für Dampfturbinen liegen normalerweise bei 50 oder 25 Hz, bei Gasturbinen sind höhere Drehzahlen in der Antriebseinheit möglich. Somit sollte zum Beispiel bei einer 50 Hz-Maschine keine Eigenfrequenz im Bereich von 45 und 55 Hz liegen. Wenn man zusätzlich die Realität bei der Bauausführung betrachtet, empfiehlt es sich, einen größeren Frequenzbereich zu untersuchen. Eine Schwankung des Elastizitätsmoduls von $\pm 10\%$ würde beispielsweise einen weiteren Fehler von ca. $\pm 3\%$ bei den Eigenfrequenzen verursachen. In der Berechnungspraxis werden daher Frequenzbereiche von 40 bis zu 60 Hz untersucht. Neben den Eigenfrequenzen sind die ihnen zugeordneten Eigenformen zu ermitteln. Bild 4 zeigt typische Eigenformen von Schwingungen im Bereich der Betriebsdrehzahl einer Dampfturbine.

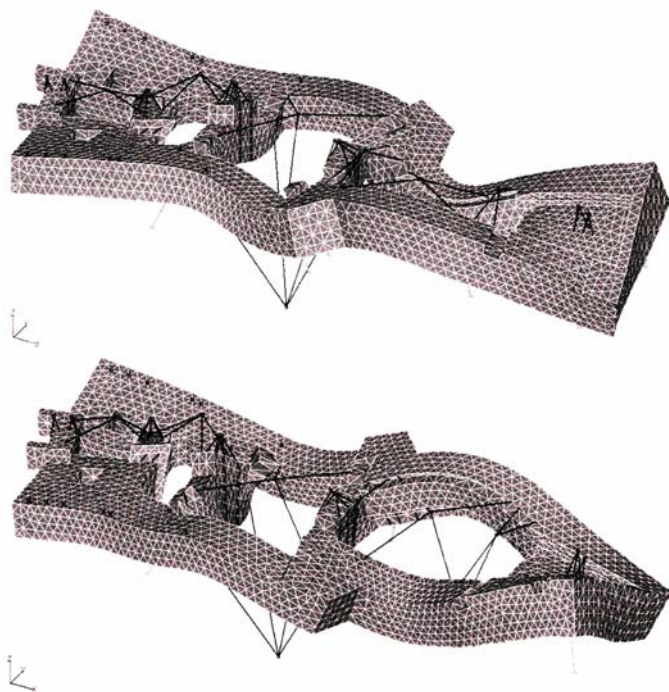


Bild 4. 250 MW Dampfturbinenfundament. Typische Eigenformen in Nähe der Betriebsfrequenz
Fig. 4. 250 MW steam turbine foundation. Typical mode shapes near rated turbine speed

5.2 Ermittlung der Betriebsamplituden

Üblicherweise ist die Forderung nach Resonanzfreiheit in dem im Kapitel 5.1 genannten Frequenzbereich bei großen Turbinen nicht einzuhalten. Dennoch ist es nicht immer notwendig, den vorliegenden Fundamententwurf zu verwerfen. Die Eignung des Fundamentes kann anhand folgender Schwingungsgrößen beurteilt werden:

- Schwinggeschwindigkeit v , angegeben in mm/s
- Schwingamplitude s , angegeben in μm (0 bis Spitzenwert)

Bei harmonischen, das heißt rein sinusförmigen Schwingungen sowie bei Schwingungen, die aus mehreren Schwingungsanteilen mit unterschiedlicher Frequenz zusammengesetzt sind, ist der Effektivwert (quadratische Mittelwert) v_{eff} ($v_{\text{r.m.s.}}$) die Meßgröße für die Schwingstärke. Der Wert von v_{eff} kann mit Schwingmeßgeräten direkt gemessen werden. Der Spitzenwert der Schwinggeschwindigkeit v ergibt sich aus dem mit $\sqrt{2}$ multiplizierten Effektivwert der Schwinggeschwindigkeit:

$$v = \sqrt{2} \cdot v_{\text{eff}} \quad (6)$$

Für harmonische Schwingungen gilt zwischen der Schwingamplitude s (μm) und der Schwinggeschwindigkeit v_{eff} (mm/s) folgender Zusammenhang, wobei die Frequenz f in Hz einzusetzen ist:

$$s = 1000 \cdot \frac{\sqrt{2} \cdot v_{\text{eff}}}{2 \cdot \pi \cdot f} = \frac{450 \cdot v_{\text{eff}}}{2 \cdot f} \quad (7)$$

Die Berechnung der Schwingamplituden im Betriebsfall, der so genannten Betriebsamplituden, erfolgt anhand ei-

ner Berechnung erzwungener Schwingungen, bei der die Unwuchtkräfte an den Lagerpunkten aufgebracht werden (siehe Abschn. 3). In dynamischer Hinsicht gibt es stets eine Interaktion zwischen der Turbine, insbesondere deren Rotor, und dem Fundament. Allerdings ist der Einfluß des Fundamentes auf das Rotorsystem größer als umgekehrt, so daß in der Berechnung des Turbinenfundamentes diese Kopplung in der Regel vernachlässigt wird. Man beschränkt sich auf den Ansatz von „starrten Rotoren“, der bei kleinen Anlagen und näherungsweise auch bei großen Maschinen als Abschätzung zulässig ist. Die Analyse des Rotors als elastisches System ist dem Bauingenieur für die Auslegung des Turbinenfundamentes meist nicht möglich (vergleiche [6]).

Bei Betrachtung der Gl. (1) kommt unmittelbar die Frage auf, wie sich die Unwuchtkraft mit der Frequenz im zu betrachtenden Drehzahlbereich verändert. Bei Ansatz einer konstanten Wuchtgüte würde sich die Unwuchtkraft linear mit der Frequenz ändern. Wenn man jedoch davon ausgeht, daß der Wuchtvorgang im Hinblick auf die Auslegungsdrehzahl erfolgt, ändert sich naturgemäß die Unwucht quadratisch mit der (Betriebs-)Frequenz. Andererseits kann man auch ein über die Frequenz konstantes Verhalten der Unwucht begründen, wenn man ohnehin von Ungenauigkeiten bei den eingesetzten Systemparametern ausgeht. Die Unterschiede sind in Bild 5 dargestellt. Sie zeigen bis zu 44% Abweichung bei den anzusetzenden Kräften, wenn der betrachtete Frequenzbereich entsprechend groß gewählt wird. Durch unterschiedlichen Ansatz der Unwuchtkräfte kann sich also eine große Abweichung bei den Ergebnissen ergeben.

Bei Angabe der Unwuchtkräfte durch den Maschinenhersteller sollte man immer die Berechnungsgrundlage hinterfragen. Stellen die angegebenen Größen nämlich die maximal zu erwartenden Unwuchtkräfte dar, ist mit einem resultierenden Betriebsverhalten nahe der Alarm- oder Abschaltgrenze zu rechnen. Solche Kraftansätze sind daher für die Berechnung der Betriebsamplituden nicht geeignet. Bei ihrer Anwendung sollte die Systemdämpfung, die nach [2] üblicherweise 2% beträgt, deutlich erhöht werden. Die angesetzte Dämpfung hat naturgemäß einen erheblichen Einfluß auf die Amplituden in Resonanzbereichen.

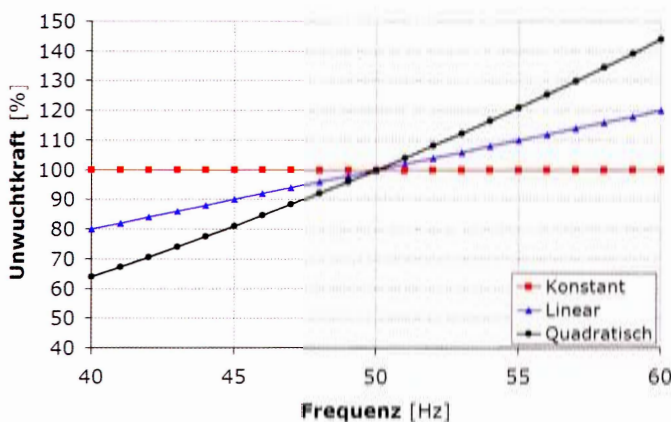


Bild 5. Ansatz von Unwuchtkräften im Bereich der Maschinendrehzahl

Fig. 5. Assumptions of unbalance forces near rated speed

Wenn die anzusetzenden Unwuchtkräfte aus den Ergebnissen der Wellendynamik abgeleitet wurden, findet man häufig Unterschiede zwischen den horizontal und vertikal wirkenden Anregungen. Dieser Ansatz entspricht nicht den Annahmen in den einschlägigen Normen, spiegelt aber die in der Praxis zu erwartenden Größen wider. Er hat seine Ursache in dem statisch wirkenden Druck in den Wellenlagern und der somit unterschiedlichen Ausbildung des Schmierfilms in den Kontaktflächen von Welle und Lager. Dieser Umstand kann zur rechnerischen Abminderung der Horizontalanregung herangezogen werden.

5.3 Beurteilung der Betriebsamplituden

Die Grenzwerte der Betriebsamplituden sind in der Regel erregerefrequenzabhängig, wobei bei geringeren Umdrehungszahlen des Rotors höhere Werte am Fundament zugelassen werden. Falls diese Angaben vom Maschinenlieferanten nicht vorliegen, kann das Schwingungsverhalten auch anhand der ISO 10816 [7], [8], [9] beurteilt werden. Im Vergleich zur früher gültigen VDI 2056 werden hier folgende Unterscheidungen getroffen:

- ISO 10816-2 gilt für Dampfturbinen-Generatorsätze mit einer Leistung über 50 MW
- ISO 10816-3 gilt unter anderem für Dampfturbinen mit einer Leistung bis zu 50 MW und Gasturbinen bis zu 3 MW
- ISO 10816-4 gilt unter anderem für Gasturbinen mit einer Leistung über 3 MW

Zur Beurteilung des dynamischen Verhaltens müssen die Schwingamplituden an den Lagerstellen berechnet werden.

In Tabelle 1 sind zulässige Werte der Betriebsamplituden am Lagergehäuse bei einer Erregerefrequenz von 50 Hz für die einzelnen Bewertungszonen gemäß ISO 10816, Teil 2 und 4 angegeben. Fundamente für Turbinen mit weniger Leistung als dort angeführt sind in Teil 3 behandelt. Da die dort angegebenen Werte der zulässigen Betriebsamplituden relativ hoch sind, werden auch für solche Maschinen in der Praxis die Werte nach Teil 2 bzw. Teil 4 verwendet. Nach ISO 10816, Teil 2 müssen für normale Betriebszustände von Dampfturbinen Betriebsamplituden von 12,1 µm effektiv bzw. 17,1 µm als Spitzenwert einge-

Tabelle 1. Zulässige Werte der Betriebsamplituden (0 bis Spitze) bei 50 Hz

Table 1. Allowable values of dynamic amplitudes (0 to peak) at 50 Hz

	ISO 10816-2	ISO 10816-4
Zone A/B gut/brauchbar	17,1 µm	20,3 µm
Zone B/C brauchbar/zulässig	33,81 µm	41,9 µm
Zone C/D zulässig/unzulässig	53,1 µm	66,2 µm

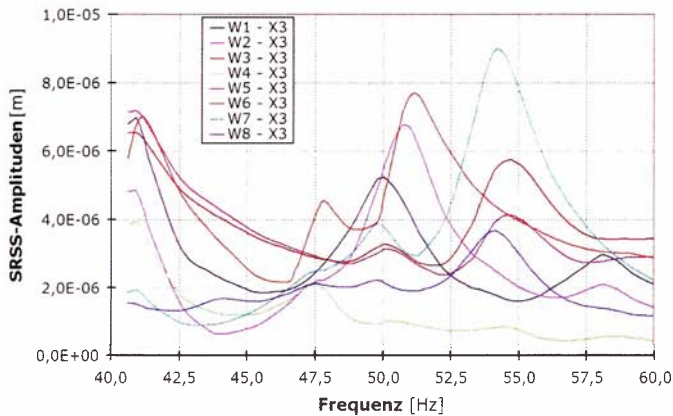


Bild 6. Errechnete Betriebsamplituden für ein 660 MW Turbinenfundament

Fig. 6. Calculated vibration amplitudes for a 660 MW turbine foundation

halten werden. Für die Einhaltung dieser Bedingung kann dabei in der Regel von einer Wuchtgüte G2,5 ausgegangen werden, das heißt, man kann bei gut ausgewuchteten Maschinen erwarten, daß diese zumindest in den ersten Betriebsjahren relativ kleine Bewegungen an den Lagerstellen verursachen. Oder anders ausgedrückt: Man kann kein gutes Betriebsverhalten erwarten, wenn die Rotoren nicht entsprechend gewuchtet sind.

Das Betriebsverhalten kann sich natürlich im Verlauf der Zeit durch Anwachsen der Unwucht zum Beispiel infolge Lagerverschleißes verändern. Die Betrachtung der Betriebsamplituden erfolgt stets radial und bei Drucklagern zusätzlich axial. In Bild 6 ist beispielhaft der Frequenzverlauf für die zu erwartenden Betriebsamplituden an den verschiedenen Wellenlagern W1 bis W8 einer großen Dampfturbine dargestellt. Berechnet werden die Betriebsamplituden bei Anregung nacheinander an jeweils einem einzelnen Lager für alle Lager. Die Überlagerung der Einzelanteile der Antworten infolge der verschiedenen Lageranregungen kann nach dem SRSS-(Quadratsummenwurzel-)Verfahren erfolgen, da eine einfache Addition der Spitzenwerte zu sehr konservativen Ergebnissen führen würde.

Der Vergleich der generischen (in Normen angeführten) und spezifischen (vom Maschinenlieferanten angegebenen) Grenzwerte zeigt erhebliche Unterschiede, wobei in der Regel die spezifischen wesentlich strenger sind (Bild 7).

5.4 Dynamische Fundamentsteifigkeit

Eine gekoppelte Berechnung von Fundament und Welle ist derzeit im bautechnischen Bereich nicht üblich. Allerdings ist die dynamische Steifigkeit an den Lagerpunkten des Rotors zur Auslegung der Welle und der Berechnung der kritischen Wellengeschwindigkeit erforderlich. Bei der Auslegung eines Wellenstranges werden vom Maschinenhersteller bestimmte Annahmen bezüglich der Lagerpunkte getroffen. Dabei wird die Steifigkeit und Dämpfung des Ölfilms, der Lagerstruktur sowie die des Fundamentes nebst Unterkonstruktion modelliert und das Gesamtsystem berechnet. Daraus resultieren Anforderungen an das Fundament, die erfüllt werden müssen. Häufig reicht die

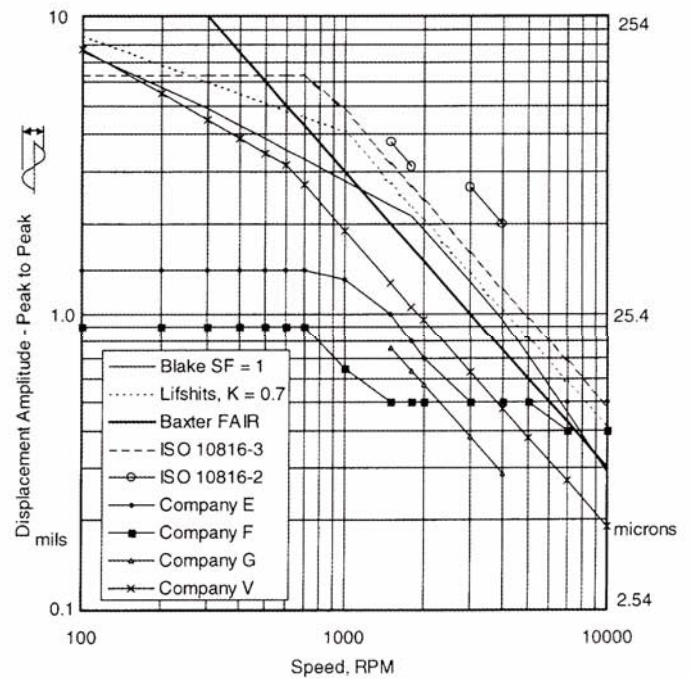


Bild 7. Vergleich der zulässigen Schwingwege (Spitze zu Spitze-Werte) [4]

Fig. 7. Comparison of permissible dynamic displacement amplitudes (peak to peak values) [4]

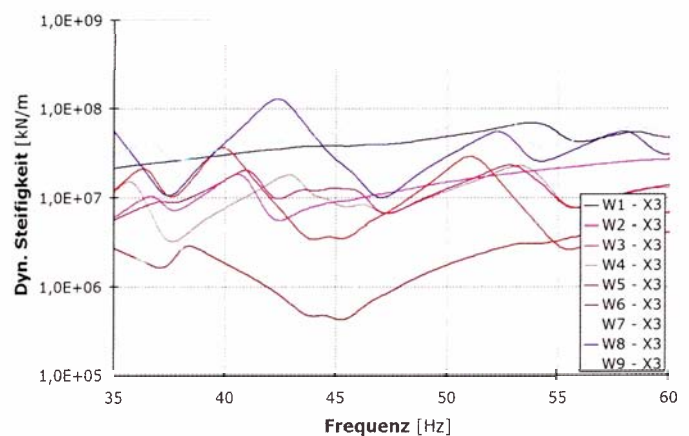


Bild 8. Verlauf der dynamischen Lagersteifigkeit über die Frequenz

Fig. 8. Dynamic stiffness vs. frequency at the bearing locations

Einhaltung eines Mindestwertes für die dynamische Steifigkeit von Lagerstellen aus. Diese unterscheidet sich von der statischen Steifigkeit insofern, als sie die Massenträgheit mit beinhaltet und das Verformungsverhalten des Fundamentes unter harmonischen, dynamischen Lasten beschreibt. In der Regel werden konservative Mindestwerte vom Maschinenbauer vorgeschrieben. So kann zum Beispiel bei einem Dampfturbinenfundament eine maximale dynamische Nachgiebigkeit eines Lagerpunktes von $0,25 \mu\text{m/kN}$ (entspricht einer Federsteifigkeit von $4 \cdot 10^6 \text{ kN/m}$) bei einer Betriebsfrequenz von 50 Hz verlangt werden. In manchen Fällen wird die Wellenberechnung unter Berücksichtigung der tatsächlich erreichten Steifigkeiten nochmals überprüft.

Bei elastisch gelagerten Fundamenten treten häufig Irritationen auf, da aufgrund der genauen Abstimmung

von einer geringen dynamischen Steifigkeit ausgegangen wird. Allerdings sind im maßgeblichen Frequenzbereich die Steifigkeiten im wesentlichen trägheitsabhängig und daher durchaus vergleichbar mit denen von fest aufgestellten Maschinen. Bild 8 zeigt einen typischen Verlauf der dynamischen Steifigkeit an den einzelnen Lagerstellen in Abhängigkeit von der Frequenz.

5.5 Statische Fundamentsteifigkeit

Der Nachweis der ausreichenden statischen Fundamentsteifigkeit wird nicht nur wie allgemein üblich mit den Absolutwerten der maximalen zulässigen Verformung geführt, sondern mit den Relativwerten der Verformungen an den Lagerstellen des Rotors zueinander. Das Turbinenfundament dient nämlich auch zur Aussteifung verschiedener Maschinenteile untereinander. In der Regel gibt der Maschinenbauer die zulässigen Verformungen nach dem Ausrichten des Wellenstranges vor, die es für ebenso vorgegebene Lastkombinationen zu erfüllen gilt. Zu diesem Zweck werden spezielle Verformungsberechnungen für das Fundament durchgeführt. So interessieren insbesondere Differenzverformungen zwischen dem Zustand des Fundaments während und außer Betrieb. Hier spielen lediglich die durch den Betrieb verursachten, statischen Lasten eine Rolle. Dazu gehören:

- Wirkung des Drehmomentes
- Kondensatorlasten (anteilige Belastung aus Füllung und/oder Vakuumzug)
- Temperaturexpansion der Maschinen und des Kondensators
- Rückdruck aus dem Abgasgehäuse von Gasturbinen

Manchmal werden zusätzliche Bedingungen aufgestellt für

- Kriech- und Schwindverformungen
- Reibungskräfte
- Kräfte aus Rohrleitungen
- Erdbeben

Diese Betriebslasten sind nach speziellen Schemata in ungünstigster Konstellation zu kombinieren. Vorgegebene Grenzwerte für Verschiebungen oder Verdrehungen der Wellenachse müssen eingehalten werden. Häufig spielen dabei der zulässige Lagerdruck, die Lagerdruckverteilung oder die zulässigen Biegespannungen in den Wellen eine wichtige Rolle.

Es können auch Verformungen des Systems infolge direkter Temperatureinwirkungen auftreten. In den geforderten Nachweisen werden diese in der Regel nicht berücksichtigt. Ein Grund liegt in den schwer zu definierenden Temperaturen, die zudem von vielen Parametern abhängen, und den aufwendigen und nicht eindeutigen Analyseverfahren. Üblicherweise wird das Fundament durch Wärmeschutzmaßnahmen oder einen vorhandenen Ausgleich der Temperaturen nach Inbetriebnahme geschützt. Wenn es zu Ausrichtproblemen im Wellenstrang kommen sollte, müssen vor Ort Maßnahmen zur Abhilfe ergriffen werden. Sind spezielle Anforderungen bezüglich der Temperatur einzuhalten, werden die entsprechenden Verformungsanteile direkt vom Maschinenhersteller angegeben und mit den restlichen Verformungen überlagert.

Temperatureinflüsse können sehr vielfältig sein, wie die Veröffentlichung [10] zeigt. Hier werden beispielsweise die Jahres- und die Tageszeit als temperaturbeeinflussende Parameter genannt.

6 Berechnungsmethoden und Modellbildung

In der Regel reicht bei Turbinenfundamenten aus Stahlbeton eine linear-elastische Berechnung aus, da dynamisch mit sehr kleinen Amplituden und statisch mit verhältnismäßig kleinen Verformungen zu rechnen ist. Die Steifigkeitsänderung infolge Rißbildung kann bei den dynamischen Nachweisen von neu zu errichtenden Fundamenten vernachlässigt werden. Weitere generelle Hinweise für die Berechnung sind in [1], [2], [4], [11] aufgeführt.

Die Modellierung von Turbinenfundamenten kann als räumliches Stabsystem, Plattensystem, Volumenmodell, Faltwerk oder Kombinationen aus diesen Elementgruppen erfolgen. Dem gegenüber werden die Maschinenteile als Massepunkte mit genauer Schwerpunktslage abgebildet. Manchmal ist dabei auch die Berücksichtigung der Massenträgheitsmomente zu empfehlen. Die Verbindung der Maschinenteile mit dem Fundament erfolgt üblicherweise mit „starrten Stäben“, da die Steifigkeiten der Gehäuse oder der Lagerkonstruktionen in der Regel nicht bekannt sind. Diese Vorgehensweise kann zu ungewollten oder unrealistischen Versteifungen des Fundamentes führen. Die Verwendung von starren Verbindungen sollte daher vorsichtig durchgeführt werden. Gegebenenfalls sind an vereinfachten Modellen die Auswirkungen zu überprüfen.

Turbinenfundamente werden räumlich mit Balken- oder Volumenelementen modelliert.

In der Berechnungspraxis hat sich die Verwendung von Balkenmodellen für Tischfundamente bewährt. Das Berechnungsmodell ist übersichtlich und besitzt weniger Freiheitsgrade. Es ist in der Regel ausreichend genau, um alle wesentlichen Beurteilungsgrößen hinreichend zu beschreiben. Für die statische und dynamische Berechnung kann nahezu das gleiche Modell verwendet werden. Das Tragsystem als Balken spiegelt das Tragverhalten der Längs- und Querbalken besser wider als ein Volumenmodell ohne Präferenzrichtungen. Die Bewehrungsführung wird einem durchgängigen Balkensystem angepaßt. Zusätzlich ist in Knoten von Balkensystemen eine höhere Steifigkeit konzentriert als bei Volumenelementen. Deshalb führt die (punktuelle) Anbindung der Maschinenteile nur zu geringfügigen Fehlern bei der Berechnung. Bild 9 zeigt die Modellierung eines elastisch gelagerten Fundamentes für eine 660 MW Dampfturbine mittels Balkenelementen und Einzelmassen für die entsprechenden Maschinenteile.

Anders ist die Situation bei massiveren Fundamenten, die eine einfache Verwendung von Volumenelementen erlauben. Durch die Modellierung mit Volumenelementen kann die Geometrie des Stahlbetonkörpers gut abgebildet werden. Üblicherweise wird die Oberflächenkontur für das FE-Modell direkt aus dem CAD-Schalplan generiert. Die Verwendung von Volumenmodellen besitzt

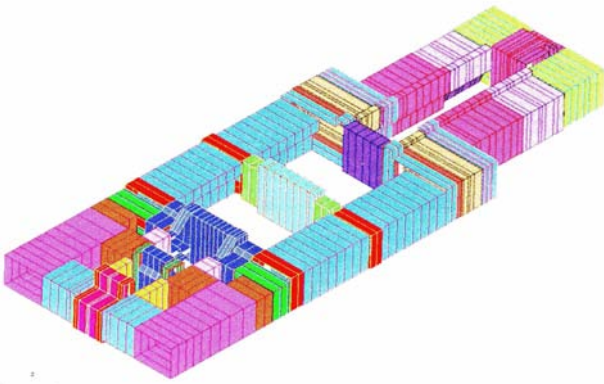


Bild 9. 660 MW Dampfturbinenfundament. Balkenmodell der Tischplatte

Fig. 9. 660 MW steam turbine foundation. Structural model of top deck with beam elements

allerdings einige Nachteile, die dem berechnenden Ingenieur bewußt sein sollten: Da die Maschinenteile üblicherweise nicht als dreidimensionales Modell vorliegen und die Steifigkeitsverteilung in der Regel nicht bekannt ist, werden Maschinenteile als Massenelemente abgebildet und mit dem Betonkörper verbunden. Diese Anbindung mittels starrer Stäbe kann aus numerischen Gründen nicht punktuell erfolgen. Die erforderliche Vernetzung innerhalb des Volumenmodells bewirkt somit eine lokale Versteifung in den betroffenen Fundamentbereichen. Diese Einflüsse sind abhängig von der gewählten Netzfeinheit. Ferner sind dabei die unterschiedlichen Freiheitsgrade von Volumen- und Stabelementen sowie die entsprechenden Steifigkeitssprünge an den Verbindungsknoten zu bedenken.

Bei der Berechnung von Turbinenfundamenten kommt dem Baugrund eine besondere Bedeutung für die Auslegung des Gesamtsystems zu. In der Regel reicht die Berücksichtigung der elastischen und dämpfenden Eigenschaften des Baugrundes bei der Modellbildung aus. An den entsprechenden Verbindungsknoten werden Ersatzfedern angeordnet, die die statischen und dynamischen Eigenschaften des Baugrundes repräsentieren. Anhaltspunkte für Ersatzfedersteifigkeiten und Dämpfungswerte sind beispielsweise in [4], [12] angegeben oder können nach [13] abgeschätzt werden. In manchen Fällen empfiehlt sich eine Analyse, die Wechselwirkungen zwischen Untergrund und Turbinenfundament berücksichtigt. Dazu wird der Boden meist mit Hilfe der Randelementmethode abgebildet. Die Kopplung zum Strukturmodell erfolgt durch entsprechende Algorithmen [14].

7 Besondere Anforderungen in Erdbebengebieten

Werden Gas- oder Dampfturbinen in Erdbebengebieten errichtet, müssen zusätzliche Betrachtungen durchgeführt werden. Da seismische Einwirkungen naturgemäß vom Baugrund ausgehen, spielen alle zusammenhängenden und die Turbine unterstützenden Bauteile eine entscheidende Rolle. Dies erfordert bei Turbinen die Untersuchung des Gesamtsystems Baugrund-Fundament-Maschine bzw. Baugrund-Sohlplatte-Stützen-Fundamentplatte-Maschine. Gegebenenfalls ist sogar die Wechselwirkung

zwischen Baustruktur und Baugrund zu analysieren [14]. In der Regel ist die Behandlung der seismischen Einwirkung in der geltenden nationalen Vorschrift angegeben; typische Beispiele sind [15], [16]. Leider beziehen sich diese Regelwerke häufig ausschließlich auf Gebäude, so daß für die Behandlung von Turbinenfundamenten eine analoge Betrachtungsweise durchgeführt werden muß. Für die seismischen Einwirkungen werden insbesondere folgende Parameter benötigt:

- Angabe der seismischen Zone. Sie gibt Aufschluß über die Gefährdung dieses Gebietes, in der Regel durch Angabe der anzusetzenden Bodenbeschleunigung (Spitzenwert).
- Angaben über Frequenzbereiche mit hoher Amplifikation der Strukturantwort. Häufig kann anhand von Baugrunddaten eine entsprechende Abschätzung durchgeführt werden.
- Besondere Angaben über die Bedeutung der Anlage für die Allgemeinheit oder sonstige einzuarbeitende Sicherheitsanforderungen.

Wenn nicht bereits direkt in der Erdbebenvorschrift angegeben, kann mit diesen Angaben ein elastisches Antwortspektrum S_a entwickelt werden.

7.1 Standsicherheit und Gebrauchstauglichkeit

In Katastrophengebieten, die durch starke Erdbeben beeinträchtigt werden, kommt gerade der Energieversorgung eine besondere Bedeutung zu, z. B. für den Betrieb von Krankenhäusern und Katastrophenschutzzentren. Ist in den einschlägigen Normen kein Hinweis enthalten, stellt der Betreiber der Anlagen häufig Anforderungen bzgl. der Betriebsbereitschaft nach einem Erdbeben (vgl. [17]). Beispielsweise können folgende Forderungen bestehen:

- kein Ausfall der Maschinen nach einem Erdbebenereignis mittlerer Stärke (ungestörter Betrieb) und Betriebsbereitschaft innerhalb eines Tages nach einem starken Erdbeben, oder
- keine Betriebsstörung durch das größtmögliche Erdbeben.

Hier müssen alle Angaben näher quantifiziert werden, wobei die standortbezogene Erdbebengefährdung eine große Rolle spielt. Zulässige Maschinenbeschleunigungen werden vom Maschinenhersteller angegeben. Typische Horizontalbeschleunigungen liegen zwischen 0,4 g und 0,8 g. Mögliche Schäden an den Maschinenteilen sind beispielsweise:

- Schäden an Läufern durch Überschreitung der zulässigen Wellenspannungen
- Lagerschäden durch zu großen Lagerdruck
- Anschläge der Schaufeln an das Gehäuse („Wirkungsgrad“)
- Abriß von Dampf- oder anderen Rohrleitungen durch zu große Relativbewegungen
- Kollision mit anderen Bauwerksteilen, z. B. Tischplatte/Plattformen

An vielen Standorten werden diese Werte schnell erreicht, da bei der typischen Aufstellung als Fundamenttisch von einer Verstärkung um den Faktor 3 bis 4 ausgegangen wer-

den kann. Demnach können bereits Bodenbeschleunigungen von weniger als 0,2 g zu kritischen Maschinenbeschleunigungen führen. Die anzusetzenden Baugrundbeschleunigungen liegen an vielen Standorten weit über diesem Wert, beispielsweise in vielen südeuropäischen Ländern, in Nahost, Japan oder im Westen der USA. Bei Tischfundamenten kann die Antwortbeschleunigung durch eine elastische Lagerung der Tischplatte herabgesetzt werden. Eine niedrige Frequenzabstimmung und ausreichend hohe Dämpfung arbeiten sehr effektiv bezüglich der Antwortbeschleunigungen, ohne daß die Relativbewegungen nennenswert erhöht werden [18].

Durch elastische Lagerung des Fundamentes kann die seismische Beanspruchung reduziert werden.

Die Wichtigkeit der Standsicherheit von Maschinenhäusern und Fundamenten steht sicherlich außer Frage, aber auch hier müssen Anforderungen bezüglich des Verhaltens während eines Erdbebens gestellt werden. Wenn man einschlägige Bemessungsrichtlinien heranzieht, ist die Standsicherheit in der Regel gewährleistet. Dennoch sind Schäden an der Baustruktur durch das angesetzte duktile Verhalten und durch Spannungsumlagerung sehr wahrscheinlich, wodurch der Betrieb der Anlage direkt oder indirekt beeinträchtigt werden kann, zum Beispiel durch nachträglich erforderliche Sanierungsmaßnahmen an der Baustruktur. Hier reicht die Sicherheitserhöhung auf der Lasteinwirkungsseite durch Vergrößerung des Bedeutungsfaktors im allgemeinen nicht aus, um ein nahezu elastisches Verhalten des Bauwerks zu gewährleisten. Daher wird empfohlen, die in vielen Normen angeführten R- oder q-Faktoren, die zu einer erheblichen Abminderung der Erdbebenlasten führen, vorsorglich zu verringern.

7.2 Sonderlösungen für Gebiete mit hoher Erdbebenbeanspruchung

In Gebieten mit besonders hoher Erdbebenbeanspruchung hat sich neben der elastischen/dämpfenden Lagerung des Turbinenfundamentes auch die Kopplung von Maschinenhaus und Unterkonstruktion des Turbinentisches bewährt (Bild 10). In der Regel ist das Turbinenfundament ein vom umgebenden Gebäude unabhängiges und durch Fugen getrenntes Bauobjekt, das in die technische Verantwortung des Turbinenherstellers fällt. Eine wirtschaftlichere Planung kann bei schwingungs isolierten Aufstellungen durch Einbeziehen der Unterkonstruktion (welche nicht mehr zum eigentlichen Maschinenfundament gehört) in die Gebäudekonstruktion erreicht werden. Das Entfallen der Trennfugen zwischen Unterkonstruktion und Gebäude führt insbesondere bei Berücksichtigung von Erdbebenlasten zu technischen und wirtschaftlichen Vorteilen. Bei dieser Art der Aufstellung ist es zumindest für die Erdbebenanalyse erforderlich, zusätzlich das gesamte Maschinenhaus im Berechnungsmodell mit abzubilden.

Einige Vorteile der Kopplung zwischen Unterkonstruktion und Maschinenhaus sind:

- A priori geringe Relativbewegungen zwischen Unterkonstruktion der Turbine und Maschinenhaus, wobei

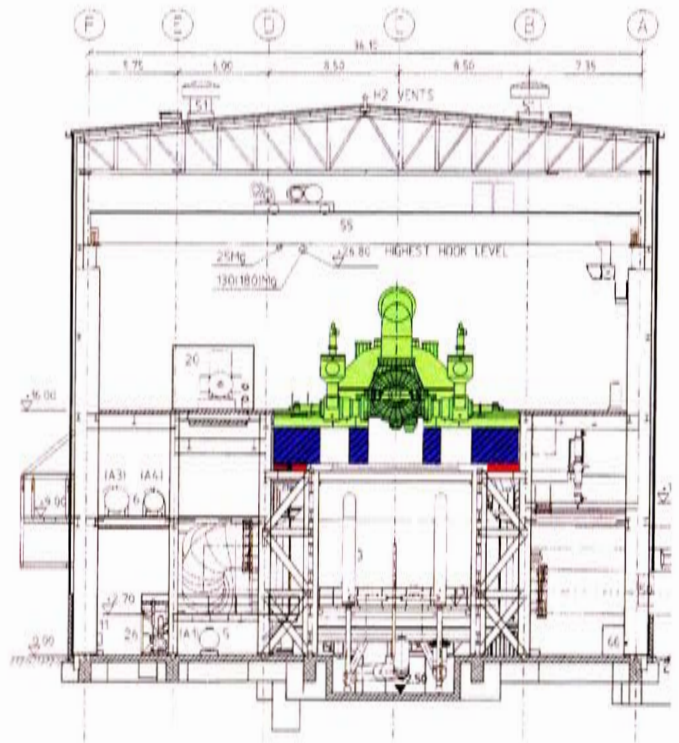


Bild 10. Kopplung von Unterkonstruktion und Maschinenhaus

Fig. 10. Integration of supporting structure in the machine hall

auch die Absolutwerte der Verschiebung im Vergleich zur üblichen Aufstellung kleiner sind.

- In Abhängigkeit von der horizontalen Flexibilität der elastischen Lagerung geringe Turbinenbeschleunigung.
- Schutz des Gebäudes, da Turbinenfundamente als Massedämpfer wirken. Aufgrund der hohen Masse haben Frequenzverschiebung und Dämpfung auch einen positiven Einfluß auf die Gebäudestruktur. Dieses kann zusätzlich zur Optimierung der Wirtschaftlichkeit herangezogen werden, so können dadurch zum Beispiel die Stützenquerschnitte für das Maschinenhaus verringert werden.
- Einfachere Bauabläufe, da auf eine doppelte Stützenreihe im Übergang Unterkonstruktion/Maschinenhaus verzichtet werden kann.

8 Baupraktische Aspekte und ausgeführte Beispiele

Bei der Planung von Gas- und Dampfturbinenfundamenten ist besonderes Augenmerk auf baupraktische Aspekte zu legen. Bei den erforderlichen hohen Bewehrungsgraden müssen Rüttellücken zum einwandfreien Verdichten des Betons vorgesehen werden. Eine räumliche Bewehrung ist ebenfalls vorzusehen, um zu verhindern, daß sich der Bewehrungskorb während des Betonierens verschiebt. Die Fundamentblöcke sind in einem Vorgang zu betonieren. Entsprechende Risikoanalysen sind erforderlich, um eine Unterbrechung auszuschließen. Um einen Beton mit den in der Berechnung angenommenen Materialkennwerten, insbesondere des E-Moduls, sicherzustellen, ist eine auf die lokal vorhandenen Zuschlagstoffe abgestimmte Betonrezeptur erforderlich. Auch der Betonierablauf erfordert einen hohen Aufwand an Vorausplanung. Der Be-

ton ist mit mehreren Betonpumpen lagenweise unter kontinuierlicher Verdichtung einzubringen. Während des Betonierens ist die Temperatur kontinuierlich zu messen, um im Falle einer zu starken Erwärmung die Betoniergeschwindigkeit entsprechend zu reduzieren. Nachbehandlungsmaßnahmen sind vorzusehen, um ein zu rasches Auskühlen des Betons und eine damit verbundene Rißbildung zu vermeiden (vergleiche [19]).

8.1 Blockfundament für eine Gasturbine mit Generator

Im folgenden wird beispielhaft ein auf Federelementen gelagertes Blockfundament für eine Gasturbine mit angeschlossenem Generator dargestellt (Bild 11). Die Gasturbine hat ein Gesamtgewicht von 380 to, wobei die rotierende Masse 77,5 to beträgt. Der Generator hat ein Gesamtgewicht von 325 to mit einer rotierenden Masse von 43 to. Die Betriebsfrequenz ist bei 50 Hz.

Bei der Gasturbine wurden die Unwuchtkräfte angegeben bzw. die zulässigen Spitzenwerte der Schwinggeschwindigkeiten vom Maschinenlieferanten vorgeschrieben. Die Unwucht pro Rotoraufleger beträgt 53,4 kN bei einer Betriebsfrequenz von 50 Hz. Der zulässige Spitzenwert der Schwinggeschwindigkeit ist 1,5 mm/s (entspricht einer Schwingamplitude von 4,8 µm) bei einer Betriebsfrequenz von 50 Hz und 3,8 mm/s (entspricht einer Schwingamplitude von 12,1 µm) bei allen benachbarten Betriebsfrequenzen. Für den Generator wurde die Unwucht anhand der Rotormasse und einer Wuchtgüte von Q2,5 gemäß Gl. (1) ermittelt.

Die Fundamentabmessungen im Grundriß ergeben sich unter anderem aus dem erforderlichen Platzbedarf der Maschinen. Die Dicke des Fundamentblockes hängt allerdings wesentlich von den zu erfüllenden Gebrauchstauglichkeitsanforderungen ab. Der Fundamentblock hat eine Länge von 36,1 m, eine Breite von 9 m und eine Dicke von 2,9 m. Das Verhältnis des Gesamtmaschinengewichts von 765,9 to zu dem Gesamtgewicht des Fundaments von 3031,3 to beträgt 3,95. Die erste Eigenfrequenz des Fundamentblockes liegt bei 1,1 Hz. Die berechneten Spitzenwerte der Schwinggeschwindigkeiten an den La-

gerstellen des Rotors in horizontaler Richtung betragen 0,48 mm/s. Der Fundamentblock ist auf 32 Federelementen mit einer Federsteifigkeit von $k_v/k_f = 40,1/6,1$ kN/mm gelagert. Die Federelemente haben eine Tragfähigkeit von jeweils 1282 kN. Die Verwendung von Federelementen ermöglicht ein nachträgliches Justieren des Fundamentes, wenn wie im vorliegenden Fall aufgrund schlechter Baugrundverhältnisse mit Langzeitsetzungen zu rechnen ist.

Der Fundamentblock ist entsprechend massiv bewehrt, auch um ein weitestgehend rissefreies Fundament (Zustand I) zu erreichen. Als Tragbewehrung in Längsrichtung wurden $\varnothing 25$ alle 15 cm vorgesehen, in Querrichtung $\varnothing 20$ alle 15 cm.

8.2 Tischfundament für eine Dampfturbine mit Generator

Es wird beispielhaft ein auf Federelementen gelagertes Tischfundament für eine Dampfturbine mit angeschlossenem Generator dargestellt (Bild 12). Die Dampfturbine hat ein Gesamtgewicht von 359 to, wobei die rotierende Masse 82 to beträgt. Der Generator hat ein Gesamtgewicht von 215 to mit einer rotierenden Masse von 41,3 to. Die Betriebsfrequenz ist bei 50 Hz.

Bei der Dampfturbine wurden die Unwuchtkräfte angegeben bzw. die zulässigen Spitzenwerte der Schwinggeschwindigkeiten vom Maschinenlieferanten vorgeschrieben. Die Unwuchtkraft beträgt in Summe 65,5 kN bei einer Betriebsfrequenz von 50 Hz. Der zulässige Spitzenwert der Schwinggeschwindigkeit ist 2,8 mm/s (entspricht einer Schwingamplitude von 8,9 µm) bei einer Betriebsfrequenz von 50 Hz.

Die Fundamentabmessungen im Grundriß ergeben sich auch hier aus dem erforderlichen Platzbedarf der Maschinen. Die Dicke der Tischplatte hängt wieder wesentlich von den zu erfüllenden Gebrauchstauglichkeitsanforderungen ab. Der Fundamentblock hat eine Länge von 30,5 m, eine maximale Breite von 13 m und eine Dicke von 3 m. Das Verhältnis des Gesamtmaschinengewichts von 573,4 to zu dem Gewicht der Tischplatte von 1666,2 to beträgt 2,9. Die erste Eigenfrequenz des Fundamentblockes liegt bei 3,9 Hz.



Bild 11. Gasturbinenfundament mit Gasturbine (rechts) und Generator (links)
Fig. 11. Gas turbine foundation with gas turbine (right) and generator (left)



Bild 12. Ansicht des Dampfturbinentisches
Fig. 12. View of a steam turbine foundation

Die berechneten Spitzenwerte der Schwinggeschwindigkeiten an den Lagerstellen des Rotors in vertikaler Richtung betragen 2,26 mm/s. Die Tischplatte ist auf 24 Federelementen mit einer Gesamtsteifigkeit von $k_v/k_h = 2074,4/458$ kN/mm gelagert, die auf acht Stützenköpfe verteilt sind. Durch die Verwendung von Federelementen wird eine dynamische Isolierung der Unterkonstruktion (Stützen, Bodenplatte der Halle) erreicht.

9 Zusammenfassung

Die statisch-konstruktive Bearbeitung von Turbinenfundamenten ist eine anspruchsvolle Aufgabe, deren Durchführung ein hohes Maß an Verantwortung mit sich bringt. Der Ausfall einer Turbine aufgrund eines unzureichend geplanten oder ausgeführten Fundaments würde einen Schaden verursachen, der in keinem Verhältnis zu den Baukosten steht. Aus diesem Grund ist eine sorgfältige Planung unabdingbar, wobei alle in die Berechnung eingehenden Parameter (Bodenkennwerte, Lastangaben, Materialkennwerte) einer Plausibilitätskontrolle zu unterziehen sind. Das dynamische Verhalten eines Fundamentes ist komplex, und mögliche Maßnahmen zu dessen Verbesserung können nicht immer a priori wie in der Statik bestimmt werden. Unterschiedlich formulierte Anforderungen seitens der Maschinenlieferanten erschweren oftmals die Beurteilung des Fundamentverhaltens und verlangen vom Bauingenieur auch Verständnis der maschinenbaulichen Komponenten.

Stahlbeton stellt aufgrund seiner hohen Dämpfungseigenschaft ein geeignetes und gutmütiges Material für Turbinenfundamente dar. Moderne Berechnungsmethoden ermöglichen heute die Planung von im Verhältnis zu früher wesentlich schlankeren und kostengünstigeren Fundamenten. Allerdings fordern in diesem Zusammenhang auch die steigenden Anforderungen seitens der Maschinenlieferanten ein stärkeres Zusammenwirken von Bauingenieuren und Maschinenbauern.

Literatur

- [1] DIN 4024, Teil 1 „Maschinenfundamente – Elastische Stützkonstruktionen für Maschinen mit rotierenden Massen“, Ausgabe April 1988.
- [2] DIN 4024, Teil 2 „Maschinenfundamente – Steife (starre) Stützkonstruktionen für Maschinen mit periodischer Anregung“, Ausgabe April 1991.
- [3] Rausch, E.: Maschinenfundamente und andere dynamisch beanspruchte Baukonstruktionen, VDI-Verlag, Düsseldorf, 1959.
- [4] ACI 351.3R-04: Foundations for Dynamic Equipment. ACI, 2004.
- [5] DIN ISO 1940-1 „Mechanische Schwingungen – Anforderungen an die Auswuchtgüte von Rotoren in konstantem (starren) Zustand“. Teil 1: Festlegung und Nachprüfung der Unwuchttoleranz. Ausgabe April 2004.
- [6] DIN ISO 11342 „Verfahren und Kriterien für das mechanische Auswuchten nachgiebiger Rotoren“. Ausgabe Mai 1999.
- [7] DIN ISO 10816-2 „Mechanische Schwingungen – Bewertung der Schwingungen von Maschinen durch Messungen an nicht-rotierenden Teilen“. Teil 2: Große stationäre Dampfturbinen-Generatorsätze mit Leistungen über 50 MW. Ausgabe November 2001.

- [8] DIN ISO 10816-3 „Mechanische Schwingungen – Bewertung der Schwingungen von Maschinen durch Messungen an nicht-rotierenden Teilen“. Teil 3: Industrielle Maschinen mit Nennleistungen über 15 kW und Nenndrehzahlen zwischen 120 min^{-1} und $15\,000 \text{ min}^{-1}$ bei Messungen am Aufstellungs-ort. Ausgabe Mai 1998.
- [9] DIN ISO 10816-4 „Mechanische Schwingungen – Bewertung der Schwingungen von Maschinen durch Messungen an nicht-rotierenden Teilen“. Teil 4: Maschinensätze mit Antrieb durch Gasturbinen mit Ausnahme von Flug-Triebwerken. Ausgabe April 1997.
- [10] Wegner, A.: Zeitlicher Verlauf der Temperaturverteilung in einem Stahlbetonfundament eines Turbogenerators. Bau-technik 3/1987.
- [11] American Society of Civil Engineers (ASCE): Design of large steam turbine-generator foundations. ASCE, New York, 1987.
- [12] Grundbau Taschenbuch, Teil 3: Gründungen, Abschnitt Maschinenfundamente. Smoltezyk, U. (Hrsg.) Ernst & Sohn, Berlin 2001.
- [13] Wolf, J. P.: The Scaled Boundary Finite-Element Method. Wiley & Sons, 2003.
- [14] Chou, N. und Schmid, G.: Structure-Soil-Structure Interaction Considering Local Nonlinearities. University Edinburgh, 1997.
- [15] ENV 1998-1-1 (Eurocode 8) „Auslegung von Bauwerken gegen Erdbeben“. Teil 1-1: Grundlagen – Erdbebeneinwirkungen und allgemeine Anforderungen an Bauwerke.
- [16] International Code Council: IBC 2000 – International Building Code.
- [17] Uzunoglu, T. and Özdemir, H.: Combined Cycle Power Plant, Ankara, Turkey. Structural Engineering International, 4/2004.
- [18] Nawrotzki, P.: Strategies for the Seismic Protection of Structures. 8th World Seminar on Seismic Isolation, Energy Dissipation and Active Vibration Control of Structures, Proceedings, Yerevan 2003.
- [19] ACI 207.2R-95: Effect of Restraint, Volume Change and Reinforcement on Cracking of Mass Concrete. ACI, 1995.
- [20] Duswald, C.: Types, design and construction requirements of foundations for turbine-generator sets. Diplomarbeit, Fachhochschule Joanneum, Graz 2004.



Dr.-Ing. Günter Hüffmann
GERB Schwingungsisolierungen
GmbH & Co. KG
Sylviastraße 21
45131 Essen
Guenter.Hueffmann@gerb.de



Dr.-Ing. Peter Nawrotzki
GERB Engineering GmbH
Sylviastraße 21
45131 Essen
Peter.Nawrotzki@gerb.de



Dipl.-Ing. Dr. Timur Uzunoglu
convex ZT GmbH
Am Katzelbach 5
8054 Graz
timur.uzunoglu@convex.at