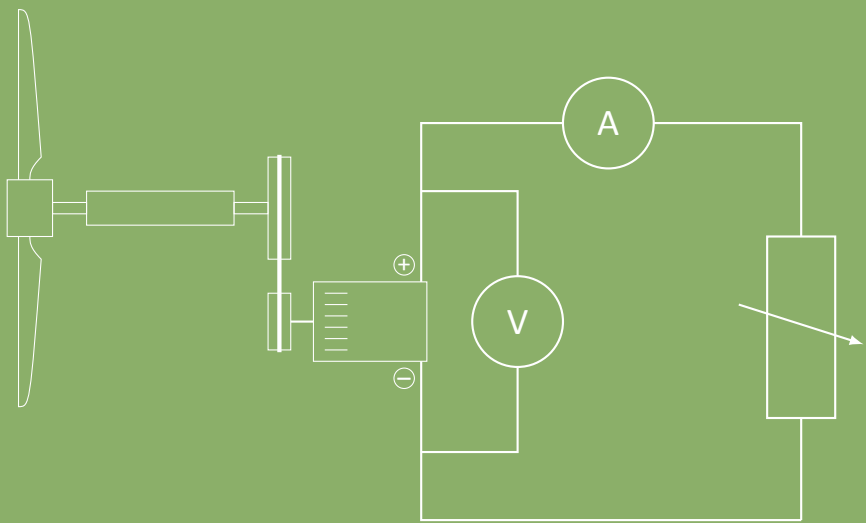


UNTERRICHTSEINHEIT PHYSIK

Windenergie

*Messung der Leistung und Bestimmung
der Wirkungsgrade von Windenergieanlagen*



$$P_{\text{Wind}}(v) = \frac{\rho_{\text{Luft}}}{2} \cdot A \cdot v_{\text{Wind}}^3$$

2., erweiterte Auflage, November 2013

Copyright © 2013 Malte Schmidthals, Andreas Manjock, Jochen Twele und Meike Rathgeber

Herausgeber: UfU e. V. / BWE e. V.

<http://www.wind-energie.de>

Licensed under the Apache License, Version 2.0 (the “License”); you may not use this file except in compliance with the License. You may obtain a copy of the License at <http://www.apache.org/licenses/LICENSE-2.0>. Unless required by applicable law or agreed to in writing, software distributed under the License is distributed on an “AS IS” BASIS, WITHOUT WARRANTIES OR CONDITIONS OF ANY KIND, either express or implied. See the License for the specific language governing permissions and limitations under the License.

Unterrichtseinheit Windenergie

Messung der Leistung und Bestimmung der Wirkungsgrade von Windrädern

Inhaltliche Bearbeitung: Malte Schmidthals, Andreas Manjock und Jochen Twele

Redaktion: Malte Schmidthals, Jochen Twele

Gestaltung, Satz & Lektorat der Zweitaufgabe: Christian Hildebrandt

ISBN: 9-783942-579247

Die Herausgeber



Unabhängiges Institut für Umweltfragen (UfU) e. V.

Greifswalder Straße 4

10405 Berlin

Tel.: (030) – 428 499 3 – 0

Fax: (030) – 428 004 85

E-mail: klimaschutz@ufu.de

Internet: <http://www.ufu.de>



Bundesverband WindEnergie

Bundesverband WindEnergie e. V.

Neustädtische Kirchstraße 6

10117 Berlin

Tel.: (030) 212 341 – 210

Fax: (030) 212 341 – 410

E-mail: info@wind-energie.de

Internet: <http://www.wind-energie.de>

Alle Rechte vorbehalten. Nachdruck nur mit Genehmigung der Herausgeber.

Editorial

Zur vorliegenden Broschüre

Die hier vorgestellten Unterrichtsversuche sowie der Windkanal sind im Rahmen des EU-Projektes: »Environmental Monitoring – Models for Waste Water Treatment and Renewable Energies« in den Jahren 1997/98 entstanden. Im Anschluss machte es eine Förderung durch die Naturstiftung DAVID möglich, die Projektergebnisse zu aktualisieren, sie inhaltlich in Zusammenarbeit mit dem Bundesverband WindEnergie e. V. um die Perspektiven der Windenergienutzung zu ergänzen und als Broschüre zu veröffentlichen.

2013 entschieden sich das Unabhängige Institut für Umweltfragen e. V. und der Bundesverband WindEnergie e. V., die Broschüre erneut aufzufrischen sowie zu erweitern. Das vorliegende Heft enthält im Einzelnen:

- physikalische Grundlagen der Windenergie
- projektorientierte Unterrichtsvorschläge für den Physikunterricht in der Sekundarstufe II und in der Berufsbildung zum Thema ›Windenergie‹
- Stand und Perspektiven der Windenergienutzung in Deutschland und Europa
- Materialliste und Hinweise zum Aufbau eines Windkanals.

Die Versuche können natürlich auch an jedem anderen Windkanal durchgeführt werden, mit Einschränkungen auch an einem Ventilator.

Zum Fachgebiet Klimaschutz & Umweltbildung im UfU e. V.

Das Fachgebiet Klimaschutz und Umweltbildung des UfU e. V. befasst sich mit Bildung und Öffentlichkeitsarbeit zu den Themen ›Energie‹ und ›Klimaschutz‹ mit dem Ziel, einen gesellschaftlichen Bewusstseins- und Wertewandel herbeizuführen und damit eine ›Energiewende‹ hin zu einer langfristig klima- und sozialverträglichen Energienutzung zu unterstützen. Daher setzen wir uns für Energieeinsparungen, die Steigerung der Energieeffizienz und den Umstieg auf regenerative, CO₂-freie Energieträger ein.

Der Verbreitung einer langfristig klima- und sozialverträglichen Energienutzung dient auch unsere Arbeit im pädagogischen Bereich, zum Beispiel zum Thema ›Energiesparen an Schulen oder Nutzung erneuerbarer Energiequellen‹, wobei unter anderem Unterrichtsmaterialien entwickelt, Projektstage, Unterrichtseinheiten und Exkursionen sowie Lehrerfortbildungsseminare durchgeführt werden.

Unter dem Schlagwort »fifty/fifty in Berlin« unterstützen wir die Berliner Schulen und Bezirke bei der Umsetzung eines Anreizsystems zum Energiesparen. Hierbei erhalten die Schulen einen Teil der durch die Änderung ihres Nutzerverhaltens eingesparten Energie-, Abfall- und Wasserkosten zur freien Verfügung.

Inhalt

Editorial	i
Einleitung	1
Kapitel 1 Energie in bewegter Luft – Windkräfte und Windräder	3
Kapitel 2 Der Windkanal	7
Kapitel 3 Windenergie – Grundlagen und Schülerversuche	9
Kapitel 4 Potenziale und bisherige Nutzung der Windenergie	17
Kapitel A Arbeitsblätter – Aerodynamik	29
Kapitel B Arbeitsblätter – Windenergie	33
Kapitel C Arbeitsblätter – Elektrischer Strom aus Windenergie	39
Kapitel D Aufbau des Windkanals	43
Kapitel E Materialliste für den Windkanal	49
Literatur	51

Einleitung

Die vorliegende Broschüre beschreibt eine Unterrichtseinheit zum Thema ›Windenergie‹ für den Physikunterricht in der Sekundarstufe II und in der Berufsbildung. In den Kapiteln 1 bis 3 sind Unterrichtsmodule dargelegt, die als Leitfaden für die Unterrichtsgestaltung dienen. Kapitel 4 vermittelt zusätzlich hierzu Hintergrundinformationen über die Nutzung der Windenergie und die Bedeutung, die der Windenergienutzung im Rahmen einer nachhaltigen Energieversorgung zukommt. Dieses Kapitel soll Lehrkräften zur Einführung und zur Motivation des Themas ›Windenergie‹ im Physikunterricht dienen. Weitergehende Informationen zum aktuellen Ausbau der Windenergie und deren Umweltauswirkungen sind beim Bundesverband WindEnergie e. V. erhältlich.

Die Anhänge bieten in Form von Kopiervorlagen vorbereitete Arbeitsbögen für den Unterricht sowie eine Bauanleitung für einen einfachen Windkanal, der ausreicht, um die experimentellen Unterrichtsversuche durchführen zu können.

Seit der Etablierung der PISA-Studie wird über naturwissenschaftlichen Unterricht diskutiert. Einbindung von Technik und Anwendung von naturwissenschaftlichen Prinzipien, eigenständige Planung und Durchführung von Experimenten sowie Gelegenheit zum Üben und Fehler machen, Bekanntes mit Neuem verbinden sind Prinzipien, die einen sinnstiftenden Unterricht nach dem vom Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft und Forschung geförderten Projekt »Physik im Kontext« (*piko*) ermöglichen.¹

¹ Vgl. Duit und Mikelskis-Seifert 2012.

Kapitel 1

Energie in bewegter Luft – Windkräfte und Windräder

1.1 Energie im Wind

Bewegte Masse gibt ihre gesamte kinetische Energie ab, wenn ihre Geschwindigkeit auf Null abgebremst wird (z. B. während eines Crashtests beim Auto). Ein vollständiges Abbremsen des Windes, wie dies an einer Mauer geschieht, verhindert die Energieentnahme, denn die abgebremste Luft strömt nicht mehr ab, keine neue kann nachkommen. Die nachkommende Luft wird stattdessen an der Mauer – am Hindernis – vorbei geleitet. In einer Windkraftanlage wird die Windgeschwindigkeit daher nie auf Null verringert. Das bedeutet, dass dem Wind nie seine vollständige kinetische Energie entnommen werden kann. Nach Berechnungen von Betz liegt der optimale Wirkungsgrad (Formelzeichen η , sprich »eta«) von Windkraftmaschinen bei $\frac{16}{27} = 0,593$.² Dieser (theoretische) Wert wird erreicht, wenn der Wind auf $\frac{1}{3}$ seiner ursprünglichen Geschwindigkeit abgebremst wird. Praktisch treten noch weitere Verluste auf (z. B. durch Reibung und bei der Energieumformung), d. h. der tatsächliche optimale Wirkungsgrad von modernen Anlagen liegt inzwischen etwas über $\eta = 0,5$ (50 %).

Bei Windkraftanlagen wird üblicherweise nicht vom Wirkungsgrad, sondern vom **Leistungsbeiwert** c_p gesprochen. Dieser Begriff wurde gewählt, da es bei Windkraftanlagen wie auch in ihrer »Mutterwissenschaft«, der Luftfahrttechnik, noch andere Beiwerte wie den **Widerstandsbeiwert** c_w und den **Auftriebsbeiwert** c_A gibt.

Alle Formelzeichen finden sich mit Erklärung am Ende dieses Arbeitsheftes auf S. 56.

² Vgl. Gasch und Twele 2011, S. 182.

Wissen

Der Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad η ist das Verhältnis aus genutzter (von einer Maschine abgegebener) und zugeführter (in die Maschine eingebrachte) Energie oder Leistung. Er berechnet sich folgendermaßen:

$$\eta = \frac{P_{\text{aus}}}{P_{\text{ein}}} \quad (1.1)$$

$P_{\text{ein}} = P_{\text{Wind}}$ im Wind enthaltene Leistung

$P_{\text{aus}} = P_{\text{Rotor}}$ vom Rotor abgegebene Leistung

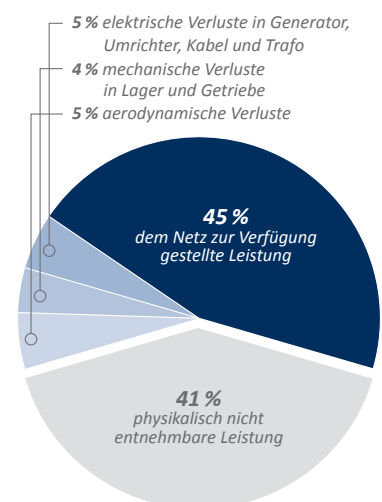


ABBILDUNG 1.1:
Energiefluss der Windenergieanlage, Vgl. BWE 2013, abgerufen im Oktober 2013.

1,225 kg/m³ bei Temperaturen von ca. 15° C und 0 m Höhe,
1,124 kg/m³ bei 1000 m Höhe.

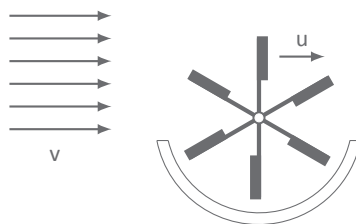


ABBILDUNG 1.2:
Skizze eines persischen Windrades,
vgl. Gasch und Twele 2011, S. 39.

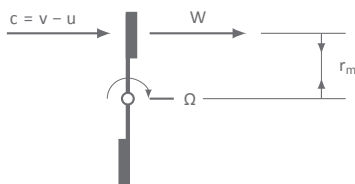


ABBILDUNG 1.3:
Prinzip eines persischen Windrades (vereinfachtes Modell),
vgl. Gasch und Twele 2011, S. 39.

Widerstandskraft W , Windgeschwindigkeit v , Umfangsgeschwindigkeit u und resultierender Anströmgeschwindigkeit am Flügel

Bei Windrädern wird diese Kenngröße **Leistungsbeiwert** c_p genannt:

$$\eta = c_p = \frac{P_{\text{Rotor}}}{P_{\text{Wind}}}$$

Die Leistung des Windes berechnet sich durch:

$$P_{\text{Wind}}(v) = F_{\text{Wind}} \cdot v_{\text{Wind}} = \frac{\rho_{\text{Luft}}}{2} \cdot A \cdot v_{\text{Wind}}^3 \quad (1.2)$$

F_{Wind} = Kraft des Windes
(abhängig von Dichte, Windgeschwindigkeit
und Fläche, auf die die Kraft wirkt)

v_{Wind} = Windgeschwindigkeit

ρ_{Luft} = Dichte der Luft

A = Fläche, auf die die Kraft wirkt

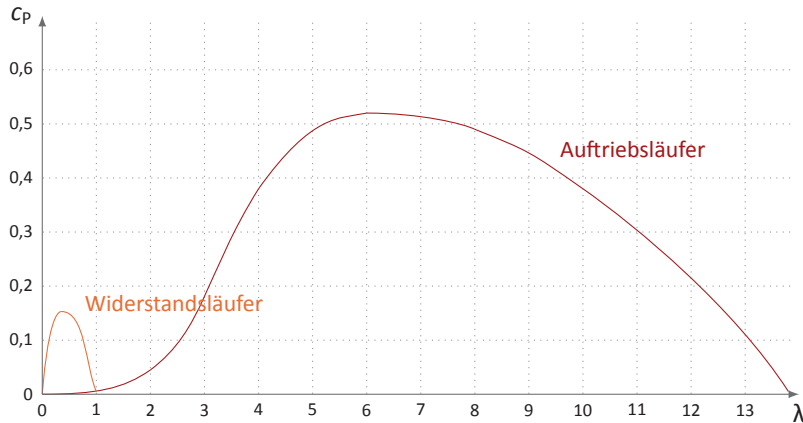
Beim Gesamtwirkungsgrad einer Windkraftanlage wird für P_{aus} die abgegebene elektrische Leistung eingesetzt. Diese wird bei Leistungskurven $P = P(v)$ angegeben. Hier wird die ans Netz abgegebene elektrische Leistung in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit angegeben.

Widerstandsläufer (wie z. B. Schalenkreuzanemometer) weichen im Betrieb dem Wind notwendigerweise aus. Die energieaufnehmenden Flügel drehen sich vom Wind weg. Dadurch wird die Windgeschwindigkeit relativ zum angeströmten Flügel vermindert. Es ergibt sich ein theoretischer Wirkungsgrad von nur noch $c_p = 0,16$ oder 16 %. Eine einfache, vom Prinzip aber effektive Ausführung eines Widerstandsläufers ist das seit 700 n. Chr. bekannte Persische Windrad, bei dem an einer vertikalen Achse aufrecht stehende Flügel montiert sind. Eine solche freistehende Anlage würde sich kaum bewegen, da sich die Windkräfte an den jeweils sich gegenüberstehenden Flügeln ausgleichen. Um dies zu verhindern, wird die eine Seite des Windrades durch eine Mauer abgeschattet. In den Abbildungen 1.2 und 1.3 ist das Windrad von oben, d. h. in Achsrichtung dargestellt.

Die auf einen senkrecht im Wind stehenden Flügel wirkende Anströmgeschwindigkeit c ergibt sich aus der Differenz von Windgeschwindigkeit v und Umfangsgeschwindigkeit u des Flügels, denn dieser läuft sprichwörtlich »vor dem Wind weg«:

$$c = v - u$$

Wie schon erwähnt, wird bei der Windenergie statt dem Wirkungsgrad der Begriff **Leistungsbeiwert** c_p verwendet. Abbildung 1.4 gibt den Leistungsbeiwert eines Persischen Windrades in Abhängigkeit von der Schnelllaufzahl λ (Lambda) wieder. λ ist als der Quotient $\frac{u}{v}$ definiert. Bei stillstehendem Rad, d. h. wenn $\lambda = 0$ oder $v = 0$, kann keine Leistung entnommen werden. Folglich ist im Stillstand $c_p = 0$. Das gleiche gilt aber auch, wenn sich der Flügel genauso schnell bewegt wie der Wind ($\lambda = 1$ Leerlauf), weil letzterer dann keinen Druck mehr auf den ihn ausübt.



Auftriebsläufer, die nicht die Widerstandskraft des Windes, sondern die am Flügel ebenfalls auftretende Auftriebskraft ausnutzen, haben einen wesentlich höheren Leistungsbeiwert c_p , der nahe an den theoretischen von Betz berechneten heranreicht. Dies liegt daran, dass die Auftriebskraft senkrecht zur Anströmrichtung wirkt. Entsprechend arbeiten alle heute gebauten Anlagen nach dem Auftriebsprinzip, was auch für alle alten Windräder mit horizontaler Achse³ gilt. Damals verstanden deren Konstrukteure das von ihnen angewandte physikalische Prinzip allerdings noch nicht. Beim Auftriebsläufer kann die Anströmgeschwindigkeit c wesentlich größer als die Windgeschwindigkeit sein. Bei optimalem Betrieb wird die Windgeschwindigkeit auf $\frac{1}{3}$ ihres ursprünglichen Wertes abgebremst.

ABBILDUNG 1.4:
Leistungsbeiwerte als Funktion der Schnelllaufzahl von modernen Windkraftanlagen im Vergleich, vgl. Gasch und Tewele 2011, S. 228.

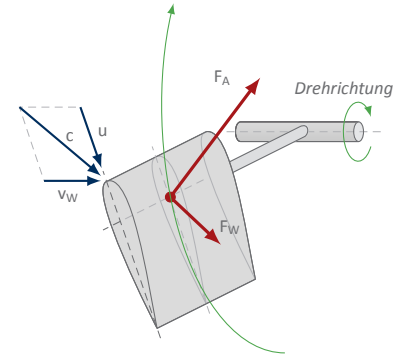


ABBILDUNG 1.5:
Wirkende Kräfte am Windanlagenflügel, vgl. Pick 2000, F. 71.

³ z. B. Bockwindmühlen, Holländerwindmühlen oder Segelwindmühlen

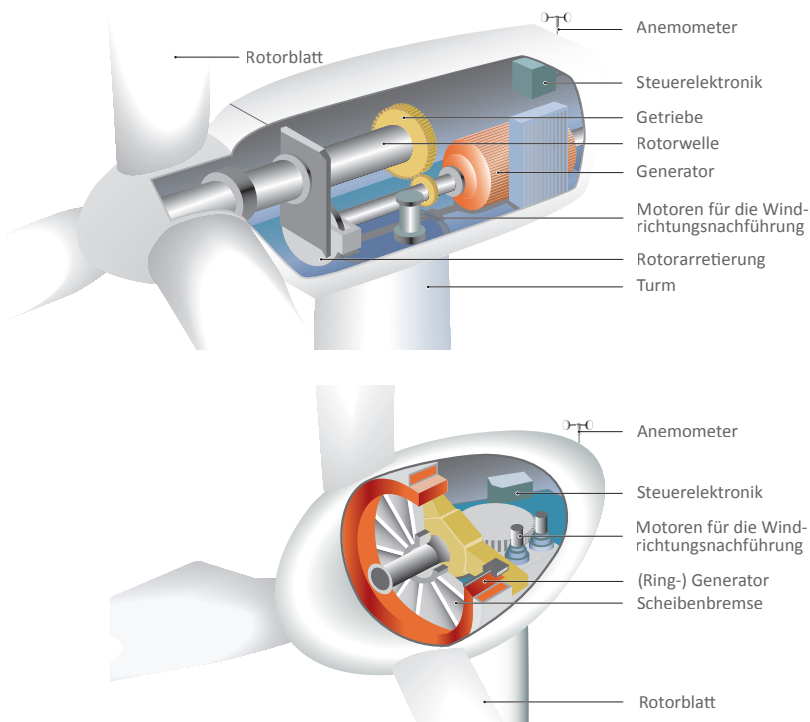


ABBILDUNG 1.6:
Moderne Windkraftanlage mit und ohne Getriebe (Auftriebsläufer).

Moderne Windräder erreichen in der Praxis Leistungsbeiwerte c_p bis über 0,5.⁴ Diese hängen aber von der Schnelllaufzahl λ ab, die die Anströmung der Flügelprofile in Größe und Richtung bestimmt. Da die Umfangsgeschwindigkeit eines Flügelquerschnitts mit seiner Entfernung von der Achse zunimmt,

⁴ Vgl. η in der Wissensbox 'Wirkungsgrad' auf S. 3.

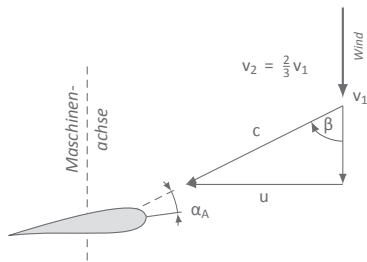


ABBILDUNG 1.7:
Winddreieck und Kräfte (Auftrieb A und Widerstand W) an einem Auftriebsläufer, vgl. Gasch und Tvele 2011, S. 265.

Diese Ergänzungen zu aktuellen Themen wurden durch Ditsch 2004 angeregt.

⁵ Vgl. WIND-KRAFT Journal 6/2012, S. 4 ff.

⁶ Vgl. DWG 2013 b, S. 5.

muss sich das Profil über die Länge des Flügels ständig verändern, um an jeder Stelle möglichst viel Energie aus dem Wind zu entnehmen. Je nach Windgeschwindigkeit ändert sich abhängig von der Last der Betriebspunkt.

Der optimale Leistungsbeiwert kann nur bei Betrieb mit variabler Drehzahl in einem breiten Betriebsbereich erreicht werden. Zur Leistungsbegrenzung sind Regelungstechniken notwendig um Überlastungen von Bauteilen zu verhindern. Die Konstruktion sowie der technische Aufbau von Windkraftanlagen sind komplex, da eine Vielzahl sich überlagernder Kräfte auftreten, die entsprechende Anforderungen an statische und dynamische Stabilität stellen.

1.2 Entwicklung der Rotorlängen und Turmhöhen

Wie viel Leistung der Wind hat, hängt von der Windgeschwindigkeit und der durchströmten Fläche ab (siehe Gleichung 3.9, S. 11). Die zur Verfügung stehende Fläche bei Windkraftanlagen ist die Rotorfläche und ergibt sich damit aus den Flügellängen (Radius) der Anlage. Daher ist die Windbranche bestrebt, die Flügel nach technischem Entwicklungsstand möglichst lang zu bauen.⁵ Übliche Anlagen von 2013 haben bereits einen Rotordurchmesser von ca. 100 m und somit eine durchströmte Fläche von ca. 7.900 m².⁶ Das ist größer als ein Fußballfeld nach FIFA-Norm (105 m · 68 m = 7.140 m²).

Außerdem wird versucht, die Türme der Windkraftanlagen so hoch zu bauen, dass der (durch Unebenheiten, Bauwerke, Bäume etc.) »ungestörter« und nicht turbulente Wind mit »voller Geschwindigkeit« wirken kann.

Kapitel 2

Der Windkanal

2.1 Zum Aufbau

Um mit Windrädern Versuche und Messungen mit aussagefähigen Ergebnissen durchführen zu können, ist ein **gleichmäßiger** (»laminarer«) und in seiner Geschwindigkeit einstellbarer **Luftstrom** notwendig. Ein einfacher Ventilator ist dafür nicht geeignet, denn die von ihm ausgehende Strömung ist stark verwirbelt und stellt damit kein brauchbares Modell des in der Natur vor-

5 kommenden und von Windkraftanlagen genutzten Windes dar.

Zur Durchführung der Versuche und Messungen hat das UfU e. V. einen Windkanal konstruiert, der sich aus Standardbauteilen⁷ aufbauen lässt. Eine detaillierte Bauanleitung⁸ sowie eine dazugehörige Materialliste⁹ findet sich

10 im Anhang. Die Versuche können aber auch an jedem anderen Windkanal durchgeführt werden.

Das Kernelement des Windkanals ist ein **Zentrifugalgebläse**. Es ist an einem Rohr aus Acrylglas befestigt, um den Luftstrom beobachten zu können.¹⁰ Um Turbulenzen im Luftstrom zu vermeiden, ist es wichtig, auf eine

15 ebene (innere) Oberfläche des Rohres und der Verbindungsstücke zu achten. Ebenso sollten die dichte Abschlüsse an den Verbindungsstellen kontrolliert werden.

Innerhalb des Rohres, das die Beruhigungskammer des Windkanals darstellt, sind ein Strömungsgleichrichter und ein Bremssieb untergebracht. Zur

20 Beruhigung und Gleichrichtung des Luftstromes füllt eine Packung Strohhalme den gesamten Tunnelquerschnitt.

Das Bremssieb besteht aus einem einfachen Nylonnetz, wie es z. B. für Moskitonetze verwendet wird. Hinter dem Sieb ist eine Luftaustrittsdüse befestigt, die den Luftstrom aufgrund der Querschnittsverkleinerung beschleunigt. Die Steuerung der Windgeschwindigkeit erfolgt durch einen Drehschalter.

25

Wenn kein Windkanal gebaut werden kann oder zur Verfügung steht, können alternativ Messungen hinter einem Gebläse oder Ventilator gemacht werden. Durch die entstehenden Turbulenzen sind die Messwerte wie Windgeschwindigkeit aber auch die Wirkung der Rotorprofile wegen der unklaren Anströmung verfälscht.

30

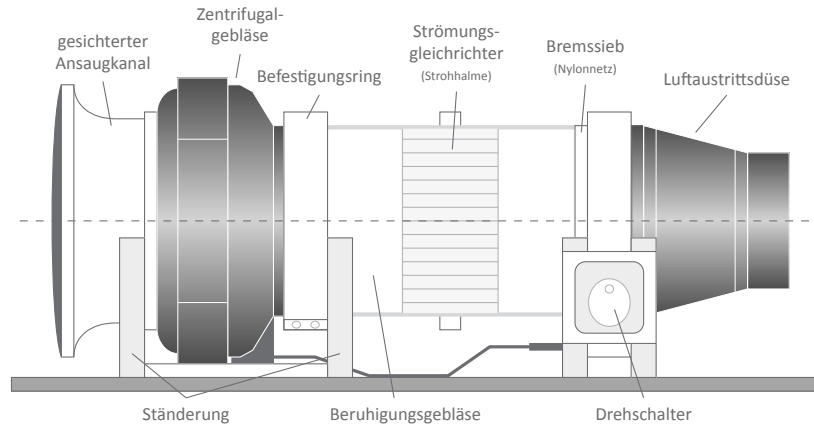
⁷ d. h. Teile aus Lüftungstechnik, Modellbau und Alltagsgegenständen

⁸ Vgl. Kapitel D auf S. 43.

⁹ Vgl. Kapitel E auf S. 49.

¹⁰ Vgl. Kapitel D auf S. 47.

ABBILDUNG 2.1:
Aufbau des Windkanals
(eigene Darstellung)



2.2 Erster aerodynamischer Versuch: Messung von Auftriebs- und Widerstandskraft

Die folgenden Versuche veranschaulichen die an Tragflächen auftretenden Kräfte. Zunächst wird dabei noch nicht auf deren energetische Nutzung eingegangen. Die Messungen finden daher nicht an Rotoren, sondern an fixierten beziehungsweise mit Federkraftmessern im Gleichgewicht gehaltenen Flügeln statt.

Stellen Sie ein Tragflächenmodell an einer Zweikomponentenwaage mit verschiedenen Anstellwinkeln α ($-10^\circ \leq \alpha \leq 40^\circ$) dicht vor den Windkanal auf und messen Sie mit Hilfe zweier Federkraftmesser die Auftriebskraft F_A und die Widerstandskraft F_W in Abhängigkeit vom Anstellwinkel (siehe Abbildung A.3). Zur Erinnerung: Die Widerstandskraft wirkt in Richtung des Luftstromes, die Auftriebskraft senkrecht dazu.

Tragen sie F_A und F_W über α in einem Diagramm auf. Wo treten die Maxima der Kräfte F_A und F_W auf? Wie verhalten sie sich zueinander?

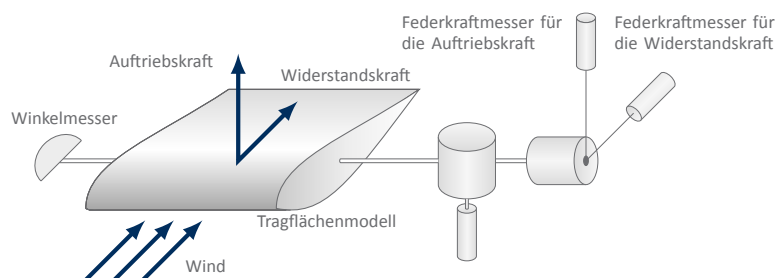
Zur Durchführung

Richten Sie das Tragflächenmodell an der Zweikomponentenwaage mit den Federkraftmessern so aus, dass es waagerecht im Luftstromzentrum steht.

Wenn das Modell im Luftstrom schlingert und nicht zur Ruhe kommt, so ersetzen Sie jeweils einen der Federkraftmesser durch einen befestigten Faden und messen Sie F_A und F_W nacheinander.

Eine genauere Arbeitsbeschreibung findet sich im Anhang unter »Aerodynamik«, Kapitel A, S. 29.

ABBILDUNG 2.2:
Zweikomponentenwaage
(Lise-Meitner-Schule)



Kapitel 3

Windenergie – Grundlagen und Schülerversuche

3.1 Leistung im Wind

Die im Wind enthaltene Leistung ergibt sich aus der Formel für kinetische Energie, denn Windenergie ist nichts anderes als die in der Masse der bewegten Luft enthaltene Bewegungsenergie. Aus

$$E_{\text{kin}} = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2 \quad (3.1)$$

5 folgt $P = \frac{E}{t} = \frac{1}{2} \cdot \frac{m}{t} \cdot v^2.$ (3.2)

Die Masse der Luft m , die pro Zeiteinheit t durch die Rotorfläche einer Windkraftanlage strömt, ergibt sich aus dem Produkt der Dichte der Luft ρ , der vom Rotor überstrichenen Kreisfläche A (damit ist die durchströmte Fläche gemeint) und der Windgeschwindigkeit v . Dabei ist V das Luftvolumen. 10 Generell gilt:

$$m = \rho \cdot V \rightarrow m = \rho \cdot A \cdot \Delta s$$

s steht für die Strecke.

Mit $\frac{\Delta s}{\Delta t} = v$

15 folgt $\frac{m}{\Delta t} = \rho \cdot A \cdot v.$ (3.3)

Aus dem Einsetzen von 3.3 in 3.2 folgt:

$$P = \frac{1}{2} \cdot A \cdot \rho \cdot v^3 \quad (3.4)$$

Die Windgeschwindigkeit v geht also mit der dritten Potenz in die im Wind steckende Leistung ein. Denn zum quadratischen Zusammenhang zwischen Geschwindigkeit v der bewegten Masse und der in ihr enthaltenen kinetischen Energie kommt hinzu, dass beim Wind das durch die Rotorfläche strömende Luftvolumen (und damit auch die Luftmasse) ebenfalls proportional zu v ist. Eine Verdopplung der Windgeschwindigkeit führt also zu einer Verachtfachung der Leistung. Entsprechend zerstörerisch wirken hohe Windgeschwindigkeiten in Stürmen. 20 25

Aufgabe 1

Berechnen Sie die Leistung P eines **Auftriebsläufers** mit folgenden Parametern:

- a) Durchschnittliche Windkraftanlage (ca. 1987)

Flügelradius: $r = 15 \text{ m}$

Windgeschwindigkeit: $v = 8 \frac{\text{m}}{\text{s}}$

Leistungsbeiwert bei $8 \frac{\text{m}}{\text{s}}$: $c_p = 0,35$

Die Dichte der Luft betrage $1,2 \text{ kg/m}^3$.

- b) Durchschnittliche Windkraftanlage (ca. 2010)

Flügelradius: $r = 50 \text{ m}$

Windgeschwindigkeit: $v = 10 \frac{\text{m}}{\text{s}}$

Leistungsbeiwert bei $10 \frac{\text{m}}{\text{s}}$: $c_p = 0,48$

- c) Was fällt beim Vergleich der beiden Anlagen auf?

Aufgabe 2

Berechnen Sie den Leistungsbeiwert c_p (sprich: den Wirkungsgrad η) einer Windkraftanlage bei folgenden Größen und Messwerten:

- a) $r = 12 \text{ m}$; $v = 7 \frac{\text{m}}{\text{s}}$; $P = 40 \text{ kW}$

- b) $r = 63 \text{ m}$; $v = 12 \frac{\text{m}}{\text{s}}$; $P = 6,15 \text{ MW}$

3.2 Mechanische Kennwerte der Rotoren

Wissen

Mechanische Größen

Die mechanische Arbeit W (oder Energie E) ergibt sich als Produkt aus Kraft F und Weg s :

$$W = E = F \cdot s \quad (3.5)$$

Die Leistung P wird dann als Arbeit W pro Zeit t definiert.

$$P = \frac{W}{t} = F \cdot \frac{s}{t} \quad (3.6)$$

Bei Windkraftanlagen haben wir es mit Drehbewegungen zu tun. Zur Berechnung der (mechanischen) Arbeit W wird hier auf das Drehmoment M zurückgegriffen, das als Produkt aus Radius r und der senkrecht zu diesem Radius wirkenden Kraft F definiert ist.

$$M = F \cdot r \quad (3.7)$$

Da die Kraft bei einer Drehbewegung entlang des Umfanges ($s_U = 2\pi r$) wirkt, ergibt sich die in einer Umdrehung enthaltene Energie

mit Gleichung 3.5 aus:

$$E = F \cdot 2\pi r \quad (3.8)$$

Die Leistung ergibt sich durch Multiplikation mit der Frequenz f (Einheit: $1 \text{ Hz} = \frac{1}{s}$). Es gilt also für die abgegebene Leistung eines Windrades:

$$P = F \cdot 2\pi r \cdot f \quad (3.9)$$

Mit Gleichung 3.7 folgt:

$$P = M \cdot 2\pi \cdot f \quad (3.10)$$

Mit Einführung der Kreisfrequenz $\omega = 2\pi f$ lässt sich dieser Zusammenhang auch als

$$P = M \cdot \omega \quad (3.11)$$

darstellen. Einheiten: $[N_m \cdot \frac{1}{s} = W]$

3.3 Zweiter aerodynamischer Versuch:

Messung der mechanischen Größen ›Windgeschwindigkeit‹, ›Drehmoment‹ und ›Drehzahl‹

3.3.1 Versuchsaufbau

Bauen Sie den Windkanal auf und schließen Sie ihn an.¹¹ Befestigen Sie etwa 10 cm hinter dem Tunnelausgang den Rotor auf einem Stativ. Der Rotor muss sich dabei mittig im Luftstrahl befinden. Auf die Rotorachse wird ein Bremsrad angebracht. Durch ein von Federkraftmessern gehaltenes Band kann hier eine definierte Bremskraft (mechanische Last) ausgeübt werden.

¹¹ Eine genauere Arbeitsbeschreibung findet sich im Anhang auf den Arbeitsblättern ›Windenergie‹, Kapitel B, S. 33.

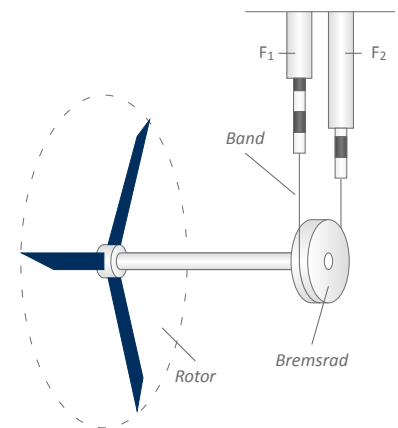


ABBILDUNG 3.1:
Versuchsaufbau zur
Drehmomentmessung

3.3.2 Geräte und Materialien

- Windkanal
- Windrad mit Bremsrad
- Prandtl-Staurohr
- Schrägrohrmanometer
- Schublehre
- Drehzahlmesser (Photozelle mit Zeitlogik)
- 2 Federwaagen verbunden mit Reibband

3.3.3 Zu messende Größen

- a) Staudruck am Windkanal zur Bestimmung der Energie über die Windgeschwindigkeit
- b) Drehmoment und Drehzahl dreier Rotoren zur Ermittlung der abgegebenen Leistung

Wissen

Staudruck und Windgeschwindigkeit

- Die Windgeschwindigkeit wird anhand des vom Wind erzeugten Staudruckes gemessen. Der Druck wird vom Staurohr aufgenommen und treibt im Schrägrohrmanometer die Wassersäule in die Höhe. Die Wassersäule steht schräg, da dadurch sehr kleine Drücke gemessen werden können. Je flacher die Wassersäule ansteigt, desto weiter wird sie von einem gegebenen Druck verschoben. Für diesen Versuch wird eine Steigung von 15° eingestellt.
- Neben der Steigung entscheidet die Dichte des Wassers über die Länge der auftretenden Wassersäule. Auf die ausführliche mathematische Herleitung wird hier verzichtet – ebenso auf die mathematische Beziehung zwischen Staudruck und Windgeschwindigkeit.
- Die Windgeschwindigkeit ermittelt sich nach

$$v = \sqrt{\frac{\rho_W}{\rho_L} \cdot 2gl \cdot \sin \beta}. \quad (3.12)$$

- Nach Einsetzen der Konstanten

$$\rho_W = 1.000 \text{ kg/m}^3 \quad (\text{Dichte des Wassers})$$

$$\rho_L = 1,22 \text{ kg/m}^3 \quad (\text{Dichte der Luft})$$

$$g \approx 9,81 \text{ m/s}^2 \quad (\text{Erdbeschleunigung})$$

ergibt sich die Windgeschwindigkeit aus dem Neigungswinkel β des Schrägrohres und der Länge l [in m] der Wassersäule nach der Gleichung

$$v = 126,8 \cdot \sqrt{l \cdot \sin \beta} \quad \text{in [m/s]}. \quad (3.13)$$

3.3.4 Zur Durchführung

Staudruckmessung

- a) Vergewissern Sie sich, dass das Prandtl-Staurohr mit beiden Schläuchen am Manometer angeschlossen ist. Richten Sie das Schrägrohrmanometer so aus, dass die Wassersäule im Winkel von 15° ansteigt und der Wasserstand auf der Skala bei 0 mm liegt.
- b) Schalten Sie den Windkanal an (auf höchste Stufe). Halten Sie das Staurohr in 5–10 cm Entfernung vom Kanalausgang in die Luftströmung und notieren Sie den Anstieg der Wassersäule in mm. Überprüfen Sie, ob der so gemessene Staudruck über die gesamte Fläche des Kanalausganges konstant ist.

5

10

Leistungsmessung

1. Bestimmen Sie den Radius des Bremsrades am Zweiflügelrotor mit dem Messschieber.
2. Stellen Sie den Rotor in gleichem Abstand vor den Windkanal auf, in dem Sie vorher die Windgeschwindigkeit gemessen haben, und bestimmen Sie die Leerlaufdrehzahl des Rotors mit dem Drehzahlmesser. Der Rotor wird dazu mit einer Taschenlampe angestrahlt. Der Drehzahlmesser errechnet die Drehzahl aus den Lichtimpulsen, die sich aus dem Durchlaufen der Rotorflügel durch den Lichtstrahl ergeben und muss daher auf die entsprechende Flügelzahl des Rotors eingestellt sein.
3. Legen Sie jetzt das Reibband um das Bremsrad. Es muss dabei $\frac{1}{2}$ bis $\frac{3}{4}$ -mal um das Rad geführt werden (also keine volle Umdrehung).
4. Die am Rad wirkende Bremskraft ergibt sich aus der Differenz der Anzeigen der beiden Federkraftmesser. Bestimmen Sie die Drehzahl des Rotors als Funktion der Bremskraft. Auch die Leerlaufdrehzahl ist Teil dieser Funktion (bei $F = 0$).
5. Werten Sie die Messung aus und wiederholen Sie sie mit einem der anderen Rotoren.

3.3.5 Berechnung der Windgeschwindigkeit und Auswertung der mechanischen Leistungsmessung

Aufgabe 3

Berechnen Sie die Windgeschwindigkeit am Kanalausgang nach der Gleichung 3.13 auf der vorigen Seite.

1. Fertigen Sie eine Tabelle aus den Ergebnissen der ersten Messung an. Folgende Spalten werden benötigt:
 - Windgeschwindigkeit (konstant)
 - Moment
 - Frequenz (Drehzahl)
 - Leistung (mit $P = M \cdot f \cdot 2\pi$)
 - Leistungsbeiwert c_p (Wirkungsgrad η)

$$c_p = \eta = \frac{P_{\text{aus}}}{P_{\text{ein}}} = \frac{P_{\text{Rotor}}}{P_{\text{Wind}}}$$

2. Tragen Sie den Leistungsbeiwert über der Drehzahl auf.
3. Unterhalb welcher Drehzahl wird der Rotor vollständig abgebremst? Können Sie erklären, warum keine kleineren Drehzahlen auftreten?

Aufgabe 4

Berechnen Sie die Schnelllaufzahl λ

1. für die Leerlaufdrehzahl,

2. für den maximalen Leistungsbeiwert und
3. für die niedrigste Drehzahl.

Es gilt $\lambda = \frac{u}{v}$ mit Windgeschwindigkeit v sowie Umfangsgeschwindigkeit u an der Flügelspitze $u = 2\pi r \cdot f$.

3.4 Dritter aerodynamischer Versuch: Bestimmung elektrischer Größen und des elektrischen Wirkungsgrades eines Windgenerators

Wissen

Die elektrische Leistung

Zur Bestimmung des elektrischen Wirkungsgrades einer Windkraftanlage muss die abgegebene elektrische Leistung P_{el} bestimmt werden. P_{el} ergibt sich aus dem Produkt von elektrischer Stromstärke I und Spannung U , die am unter Last (z. B. Glühlämpchen oder Drehwiderstand) laufenden Generator gemessen werden. Es gilt:

$$P_{\text{el}} = I \cdot U \quad (\text{in Einheiten: } 1 \text{ W} = 1 \text{ A} \cdot 1 \text{ V})$$

5

Eine genauere Arbeitsbeschreibung findet sich in Kapitel C auf S. 39.

3.4.1 Versuchsaufbau

Der Versuchsaufbau entspricht dem des vorherigen Versuchs. Auf die mechanische Last durch das Bremsrad wird diesmal verzichtet. Stattdessen wird ein Drehwiderstand an den Generator angeschlossen und dieser somit belastet. Generator und Widerstand bilden einen Stromkreis, in dem elektrische Spannung und Stromstärke gemessen werden können.

10

3.4.2 Geräte und Materialien

- Windrad mit Generator
- Potentiometer (regelbarer Widerstand)
- 2 Multimeter und
- Prandtl-Staurohr
- Schrägrohrmanometer

Vgl. Versuch 2, S. 11.

15

3.4.3 Zu messende Größen

Vgl. Versuch 2, S. 11.

1. Messung der *Windgeschwindigkeit* über dem Staudruck
2. Messung der *elektrischen Stromstärke* und *Spannung am Generator* als Funktion des elektrischen Widerstands und der Windgeschwindigkeit

20

3.4.4 Durchführung

1. Bestimmen Sie die Leerlaufdrehzahl (Drehzahl ohne elektrische Last) des Rotors.
2. Schalten Sie den Generator, den regelbaren Widerstand und das Amperemeter in Reihe und das Voltmeter parallel zum Generator.
3. Messen Sie die Rotordrehzahl in Abhängigkeit von der elektrischen Last bei verschiedenen Windgeschwindigkeiten. Notieren Sie jeweils Drehzahl, Spannung und Stromstärke.

3.4.5 Auswertung der elektrischen Leistungsmessung und Berechnung der ›Leistungskette‹

1. Tragen Sie Ihre Messergebnisse in eine Tabelle ein.

- Windgeschwindigkeit v in $\frac{\text{m}}{\text{s}}$
- Windleistung P_{Wind} in W
- Drehzahl f in $\frac{1}{\text{s}}$
- Elektrische Stromstärke I in A
- Elektrische Spannung U in V
- Elektrische Leistung P_{el} in W ($P_{\text{el}} = U \cdot I$)
- Leistungsbeiwert $c_{P_{\text{el}}}$ (Wirkungsgrad) mit

$$c_{P_{\text{el}}} = \eta = \frac{P_{\text{aus}}}{P_{\text{ein}}} = \frac{P_{\text{el}}}{P_{\text{Wind}}}$$

2. Tragen Sie (für die gewählten Windgeschwindigkeiten einzeln) den Leistungsbeiwert über der Drehzahl auf.
3. Wählen Sie für die hohe Windgeschwindigkeit einen möglichst optimalen Betriebszustand (hoher Leistungsbeiwert). Entnehmen Sie die mechanische Leistung dieses Betriebszustandes aus der Auswertungsgrafik der vorherigen Messung.
4. Stellen Sie für den eben gewählten Betriebszustand eine ›Leistungskette‹ auf, d. h. notieren Sie alle auftretenden Leistungen. Im Einzelnen sind dies
 - a) die *elektrische Leistungsaufnahme des Windkanals*,
 - b) die *kinetische Leistung des Luftstromes im Windkanal*,
 - c) die *kinetische Leistung des vom Rotor genutzten Anteils des Luftstroms*,
 - d) die *mechanische Leistung des Windrades* und
 - e) die *elektrische Leistung des elektrischen Widerstandes*.

Kapitel 4

Potenziale und bisherige Nutzung der Windenergie

4.1 Zahlen und Fakten

Windenergie ist die meist genutzte erneuerbare Energie zur Erzeugung elektrischer Energie in Deutschland. Sie hat innerhalb weniger Jahre stark zugenommen. Die in Deutschland installierten Windenergieanlagen produzierten 2012 etwa 46 Milliarden Kilowattstunden Strom. Damit deckt die Windenergie heute ca. 7,4 % Prozent des gesamten Stromverbrauchs.¹²

Der Ausbau der Windenergie ging 2012 grundsätzlich gut voran. Neue Anlagen mit insgesamt 2.440 MW Leistung gingen ans Netz und 541 MW kamen durch Repowering-Maßnahmen hinzu, während nur 196 MW abgebaut wurden. [...] Trotz dieser eindrucksvollen Zahlen gibt es immer noch viel Potenzial für einen weiteren Ausbau. Der Süden holt inzwischen auf. Denn das Potenzial ist auch hier enorm.¹³

Wind geht wie fast alle anderen regenerativen Energiequellen (Sonnenenergie, Wasserkraft, Biomassennutzung, Nutzung der Umgebungswärme) auf die Sonneneinstrahlung zurück. Die Sonne erwärmt verschiedene Landstriche, Meere und die über ihnen liegenden Luftmassen unterschiedlich stark. Diese Erwärmung führt zur Ausdehnung der Luft und damit zu unterschiedlicher Luftdichte und unterschiedlichem Luftdruck. Als Ausgleichsströmung, abgelenkt durch die Erdrotation und andere Einflüsse, entsteht Wind. Windenergie kann als unerschöpflich angesehen werden.

Sowohl für die Abschätzung der Windenergiepotenziale in einer Region (z. B. einem Landstrich, einem Staat oder der gesamten Europäischen Union) als auch für die konkrete Planung von Windkraftanlagen an möglichen Standorten müssen eine Reihe von Voraussetzungen analysiert werden. An erster Stelle steht hier das *Windangebot*. In Regionen oder an Standorten, in denen Windflauten und Schwachwinde vorherrschen, ist der Bau von Windkraftanlagen unsinnig. Des Weiteren muss aber auch auf die *Sozial- und Umweltverträglichkeit* (Lärmbelästigung, Störung von Vogelflugrouten und Nistplätzen), die *technische Realisierbarkeit* und die *Wirtschaftlichkeit* Rücksicht genommen werden. Das folgende Kapitel gibt Einführungen in diese Aspekte der Windenergienutzung.

4.2 Windangebot

Das Windangebot in Deutschland ist besonders in Küstennähe und in den Höhenlagen der Mittelgebirge sehr gut für die Windkraftnutzung geeignet.

¹² Vgl. AEE 2013, S. 11, abgerufen im September 2013.

¹³ Vgl. AEE 2013, S. 12.

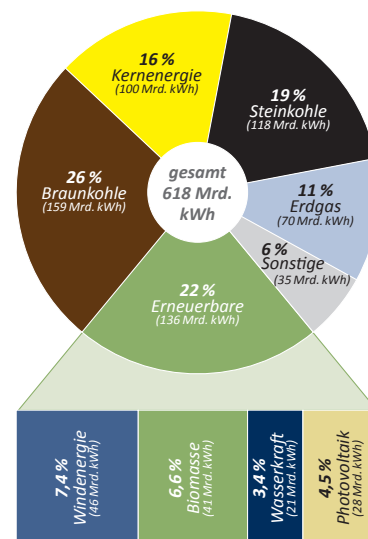


ABBILDUNG 4.1:
Strommix in Deutschland im
Jahr 2012, Vgl. AEE 2013, S. 11.

Durch die gestiegenen Turmhöhen der Windkraftanlagen und die größere Dimensionierung der Anlagen ist eine wirtschaftliche Nutzung inzwischen an vielen Standorten möglich geworden.

TABELLE 4.1:
Betriebsbereich einer
Windkraftanlage

Windgeschwindigkeit		Windstärke	Nutzbarkeit
< 3 m/s	(11 km/h)	0–2	kaum nutzbar
3–5 m/s	(11–18 km/h)	3	eingeschränkt nutzbar
5–25 m/s	(18–90 km/h)	3–9	<i>gut nutzbar</i>
> 25 m/s	(ab 90 km/h)	10	schwerer Sturm; die Windenergieanlage schaltet ab

Aufgabe 5

Recherche Windangebot

Der Deutsche Wetterdienst stellt unter www.dwd.de Windkarten für unterschiedliche Abstände von Bodennähe (10 und 80 m) in verschiedenen Regionen Deutschlands bereit. Öffnen Sie die Karte für Ihr Bundesland mit Angaben aus der Höhe von 10 m und suchen Sie Ihren Standort. Überlegen Sie, ob er sich – nur aufgrund der dort angegebenen Windgeschwindigkeiten – für die Nutzung von Windenergie eignen würde. Wiederholen Sie das bei der Karte mit Angaben aus der Höhe von 80 m. Ändert sich Ihre Einschätzung?

Im Hochgebirge, wo ebenfalls zahlreiche Standorte mit regelmäßig hohen Windgeschwindigkeiten vorkommen, verbieten *ökologische* Gründe (Landschafts- und Naturschutz in den Alpen), *technische* Gründe (stark turbulente Winde, Vereisungen) und *wirtschaftliche* Gründe (Bau- und Transportkosten, Wartungskosten, fehlende Netzanbindung) die technische Nutzung durch Windparks. Inzwischen werden Windparks auf See, so genannte ›Offshore-Windparks‹ errichtet. Hier weht ein gleichmäßiger Wind, der weder durch Bauwerke noch Hügel oder Bewuchs gestört wird.

Für die konkrete Planung eines Standorts reicht die Angabe von jährlichen Mittelwerten der Windgeschwindigkeit nicht, weil hierdurch das Energiepotenzial des Windes nicht hinreichend beschrieben wird. Auch im Binnenland kann man viele Standorte mit ausreichenden Windverhältnissen identifizieren, wenn man das Windenergiepotenzial durch die Häufigkeitsverteilung der Geschwindigkeit in Form eines Histogramms oder einer mathematischen Verteilungsfunktion (*Weibull*-Funktion) beschreibt. Für eine genaue Planung ist ebenso die Häufigkeitsverteilung der Windrichtung (›Windrose‹) aus Messungen oder statistischen Daten zu erfassen. Mit derartigen Daten, wie sie von professionellen Windgutachtern ermittelt werden, kann eine Ertragsprognose für die Windkraftanlage am gewählten Standort berechnet und somit eine Vorhersage der Wirtschaftlichkeit gemacht werden.

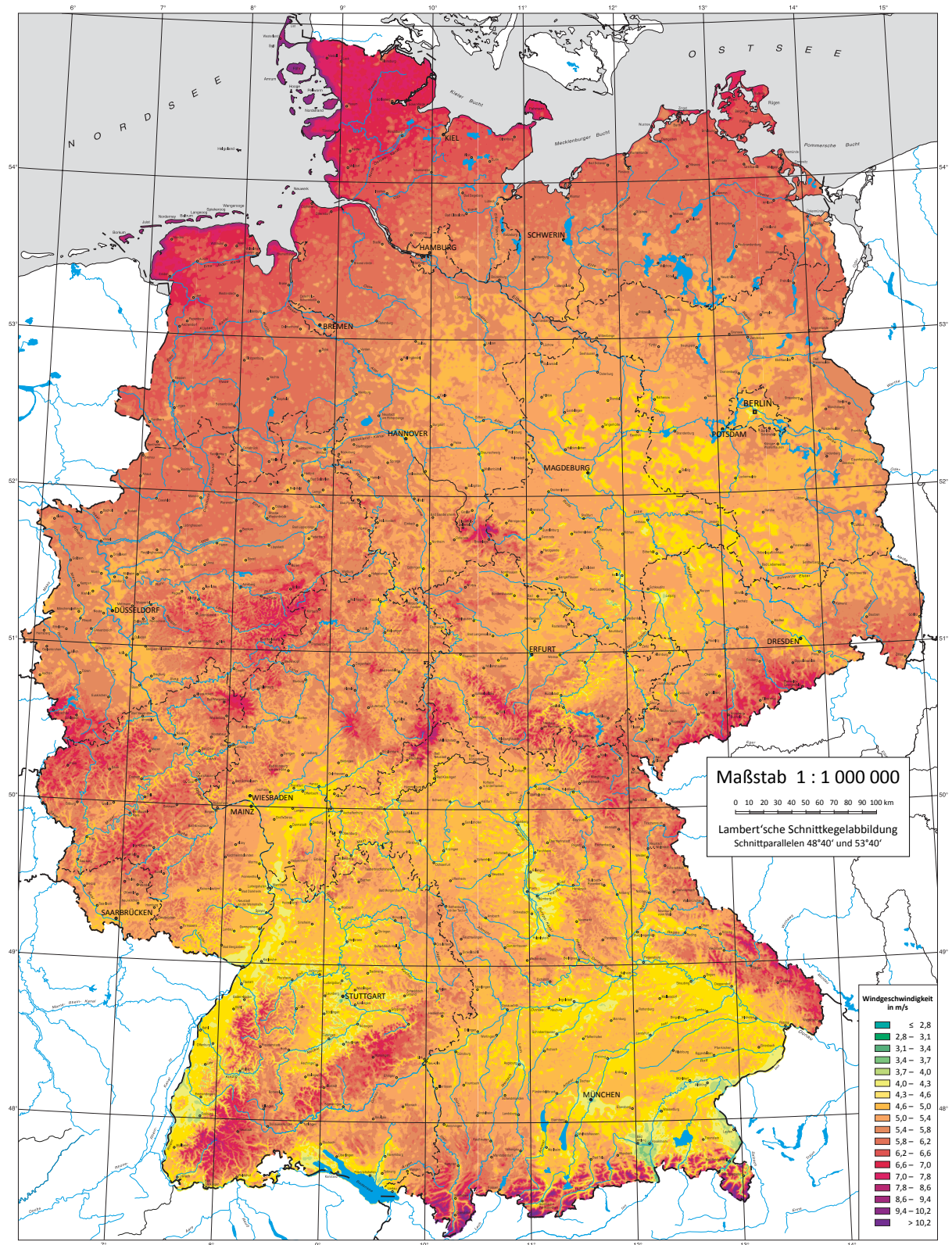


ABBILDUNG 4.2:
Windgeschwindigkeit in Deutsch-
land. Jahresmittel in 80 m über
Grund, Bezugszeitraum 1981–
2000, Vgl. *DWD 2013*, abgerufen
im Juli 2013.

f [%] ist die relative Häufigkeit, mit der eine bestimmte Windgeschwindigkeit auftritt.

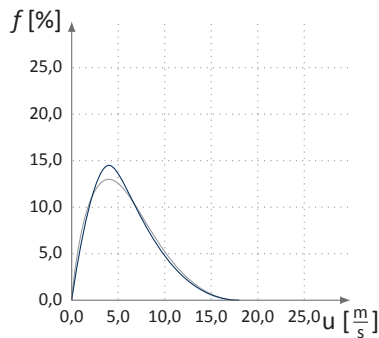
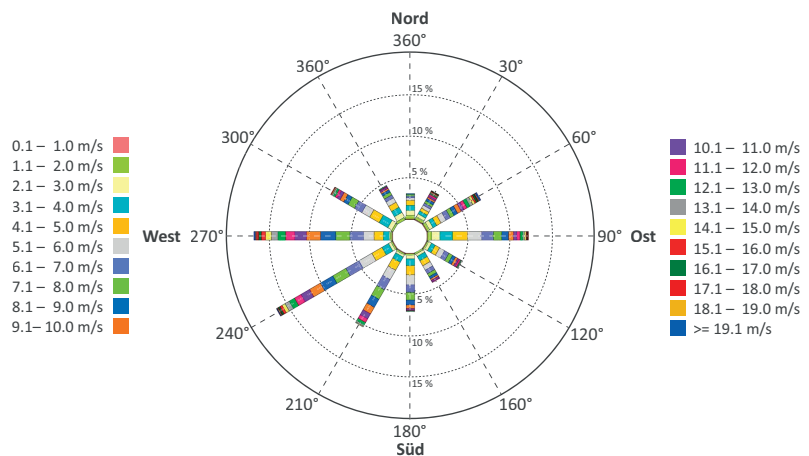


ABBILDUNG 4.3:

Häufigkeitsverteilung der Windrichtung und Weibull-Verteilung (Häufigkeit der Windgeschwindigkeiten), Vgl. DWD 2013.



4.3 Technische Realisierbarkeit

Nicht alle Standorte mit hohen Windgeschwindigkeiten eignen sich zur Windenergienutzung. Neben den schon angesprochenen konstruktiven Problemen (z. B. im Hochgebirge) ist es insbesondere die Flächenkonkurrenz in den dichtbesiedelten Ländern West- und Mitteleuropas, die viele Windenergieanlagen verhindert. Auch die Einspeisung des aus der Windenergie erzeugten elektrischen Stroms bringt technische und wirtschaftliche Probleme mit sich, wenn ein windgünstiger Standort zu weit vom Mittel- oder Hochspannungsnetz entfernt liegt oder die Netzkapazität nicht ausreicht, den Windstrom abzutransportieren.

Die Kosten für den Netzanschluss von der Anlage zum Netzverknüpfungspunkt sind vom Betreiber der Windenergieanlage zu tragen. Die Kosten für eventuell zusätzlich notwendige Netzverstärkungs-, Netzoptimierungs- und Netzausbaumaßnahmen gehen zu Lasten des Netzbetreibers. Diese notwendigen Netzverstärkungen treten in windhöffigen Gebieten, in denen bereits viele Anlagen installiert sind, immer häufiger auf.

Mitunter passiert es deswegen sogar, dass Windräder abgeschaltet werden müssen, obwohl es kräftig bläst. Der Grund dafür: Die erzeugte Energie schlicht nicht mehr abtransportiert werden kann.¹⁴

Windkraftanlagen stehen meist in Gebieten, die windreich und dünn besiedelt sind (in Deutschland im Norden und Osten). Der größte Bedarf an elektrischem Strom ist allerdings dort, wo viele Menschen wohnen und sich viel Industrie angesiedelt hat (in Deutschland im Süden und Westen). »Die Folge ist, dass deutlich mehr Energie als bisher über große Distanzen transportiert werden muss.«¹⁵ Aufgrund fehlender Kapazität im Übertragungsnetz hat dies zum Teil schon zu bilateralen Problemen geführt, da der deutsche Windstrom aus Nord-Ost-Deutschland über andere europäische Länder nach Süddeutschland transportiert wurde.¹⁶ Daher optimieren die Netzbetreiber ihre Übertragungsnetze und bauen sie weiter aus.

Ein weiterer Treiber für den Netzausbaubedarf ist allerdings auch der gemeinsame europäische Strommarkt. Voraussetzung dafür sind zusätzliche und leistungsfähigere grenzüberschreitende Verbindungen. Außerdem können die Verbraucher ihren Stromlieferanten heute frei wählen. Geschäftsbe-

¹⁴ BNA 2013, abgerufen im September 2013.

¹⁵ BNA 2013, abgerufen im September 2013.

¹⁶ Vgl. Wetzel 2012a und Wetzel 2012b, beide abgerufen im September 2013.

ziehungen erstrecken sich über große Distanzen, über die Energie daher teilweise in großen Mengen transportiert werden muss.¹⁷ Gleichzeitig kommt es zur lokalen Direktvermarktung. Das bedeutet, dass ein Produzent von Windstrom diesen nicht zu Konditionen des Erneuerbaren-Energien-Gesetz an den Netzbetreiber verkauft sondern an die Strombörse oder einen Stromkunden.

¹⁷ Vgl. BNA 2013, abgerufen im September 2013.

Da auch Starkwindregionen **Windflauten** haben und das Windangebot daher tages- und jahreszeitlich schwankt, ist eine nur auf Windenergie basierende Energieversorgung technisch und vor allem wirtschaftlich nahezu unmöglich. Um also die Schwankungen des Windenergieangebots auf der einen und die Schwankungen des Bedarfs auf der anderen Seite auszugleichen, werden verschiedene Ausgleichsleistungen notwendig. Neben Energiespeichern und einem flexiblen Nachfragemodell gilt die Bereitstellung einer so genannten **Regelleistung** als eine wesentliche Maßnahme, um die Netzfrequenz von 50 Hertz zu halten. Der Bedarf an dieser ›Reserveleistung‹ wurde zwar für die Windenergie durch meteorologische Prognosesysteme deutlich reduziert. Jedoch ist das Potential der Windenergie vor dem Hintergrund der derzeitigen Ausgestaltung auf dem Regelmarkt noch nicht voll ausgeschöpft.

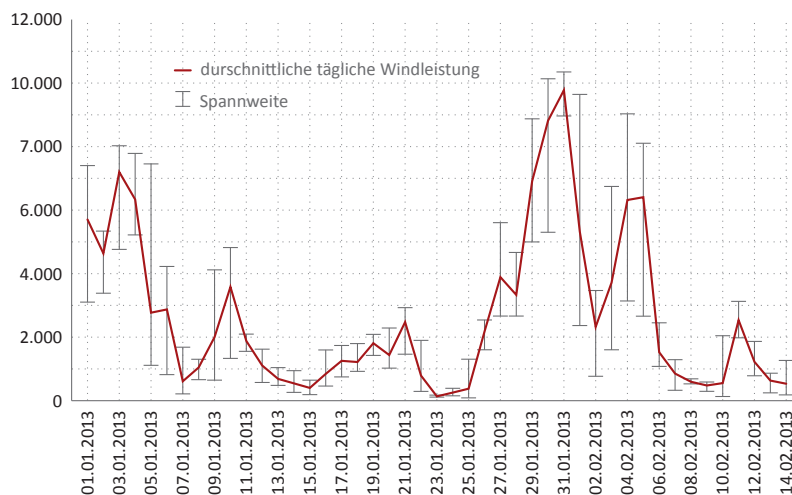


ABBILDUNG 4.4:
Prognose der Windleistung
(in MW), vgl. 50 Hertz 2013,
abgerufen im September 2013.

Neben dem Netzausbau gibt es einen Bedarf an Stromspeichern, wenn die Windenergie weiter ausgebaut wird. Dabei werden Kurzzeitspeicher (Sekunden bis wenige Minuten),¹⁸ Tagesspeicher (1–10 Stunden)¹⁹ und Langzeitspeicher (Tage bis 1 Monat für saisonale Schwankungen)²⁰ unterschieden. Die Lösungen, die diskutiert werden, reichen von nächtlicher Speicherung in Autobatterien – vor allem von Elektroautos – über intelligente Netze,²¹ um Bedarf und Erzeugung besser aufeinander abzustimmen, bis zur ›Power-to-Gas‹-Technologie,²² bei der mit überschüssigem Windstrom mittels Elektrolyse Wasserstoff oder Methan erzeugt wird.²³ Die benötigte Speicherkapazität zur Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien in das deutsche Elektrizitätssystem wird zwischen 1 und 40 TWh angegeben. Das Potenzial der mobilen Batteriespeicher liegt bei ca. 0,3 TWh.²⁴

¹⁸ beispielsweise Kondensatoren, Schwungräder

¹⁹ beispielsweise Batterien

²⁰ beispielsweise Pumpspeicher, chemische Speicher wie H₂, Methan, Druckluft in Kavernen

²¹ So genannte ›smart grids‹ oder Lastmanagementsysteme

²² Weitere Information finden sich unter BNA 2011, abgerufen im September 2013.

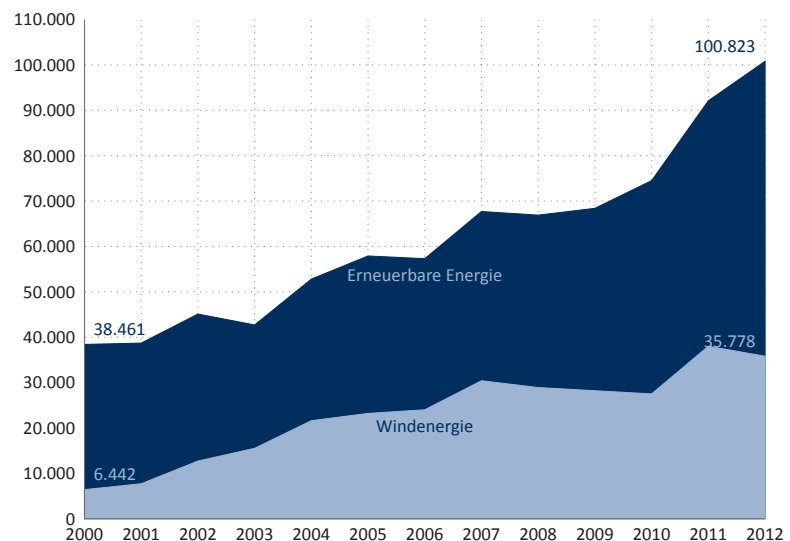
²³ Vgl. Valentin und von Bredow 2011, S. 99.

²⁴ Vgl. Hartmann et al. 2012, S. IV.

4.4 Soziale und ökologische Verträglichkeit

Die verstärkte Nutzung der regenerativen Energiequelle Windenergie ist aus ökologischen und sozialen Gesichtspunkten grundsätzlich den fossilen Quellen oder gar der Atomenergie vorzuziehen. Nach der nuklearen Katastrophe in Tschernobyl 1986 wurde kein deutsches Atomkraftwerk mehr errichtet und im Jahr 2000 der so genannte ›Atomkonsens‹ zwischen Bundesregierung und Energiekonzernen getroffen. Die Laufzeiten der alten Atomkraftwerke wurden 2010 allerdings wieder verlängert, dann jedoch 2011 vom Bundestag unter dem Eindruck des GAUs im japanischen Fukushima wieder zurückgenommen. Der Atomausstieg und der Wunsch nach Klimaschutz und damit Ausstieg aus einer fossilen Energieversorgung führen zu einem verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien und somit auch der Windenergie. Als Marktanreiz trat im Jahr 2000 das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Kraft, dass Erneuerbaren Energien ihre Abnahme und einen festen Strompreis garantiert.

ABBILDUNG 4.5:
Vermiedene Treibhausgas-
emissionen [in 1.000 t], Vgl.
Böhme 2012, T. 9/20–32.



²⁵ Vgl. Ulrich und Lehr 2013, S. 27 sowie van Mark und Nick-Leptin 2011, S. 15.

In der Windenergiebranche waren 2012 bereits über 117.000 Menschen beschäftigt.²⁵ Eine genaue Betrachtung der Standorte für Windparks auf mögliche unerwünschte Wirkungen ist allerdings nötig. Diese können sein:

- optische Wirkung von Windenergieanlagen oder Windparks in der Landschaft,
- Lärmbelästigung von Anwohnern
- ›Disco-Effekt‹ durch Lichtreflexionen oder rhythmischen Schattenwurf der Rotoren
- Störung von Vögeln und anderen schutzbedürftigen Tieren

Diese negativen Wirkungen und das von Windkraftanlagen ausgehende Gefährdungspotenzial sind allerdings im Vergleich zu anderen Energiequellen gering. Belästigungen aus Lärm und Schattenwurf können durch seriöse Planung bei der Projektierung weitgehend ausgeschlossen werden. Grundsätzlich ist es wichtig, bei der Planung von Windkraftanlagen Aspekte der

Landschaftsplanung und Raumordnung von vornherein zu berücksichtigen und Betroffene in die Planung einzubeziehen. Dadurch können Fehler bei der Standortwahl vermieden und eine im Allgemeinen breite Unterstützung sichergestellt werden. Auswirkungen auf Flora und Fauna, insbesondere die Störung von Vögeln und deren Brutverhalten, sind gemäß des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) ebenfalls im Planungsstadium zu berücksichtigen.

Im ›Erneuerbare Energien 2020 – Potenzialatlas Deutschland‹²⁶ wurde der Flächenbedarf vom Braunkohletagebau mit dem von Windenergie verglichen. Dabei zeigte sich, dass 7,3 Mio kWh Braunkohlestrom aus einem Hektar herauszuholen sind. Dieser Hektar ist dann verbraucht, die Fläche muss rekultiviert werden. Aus derselben Fläche können inklusive des Abstandes zwischen den Anlagen (der außerdem landwirtschaftlich genutzt werden kann) jährlich 225.000 kWh Windstrom gewonnen werden. In 20 Jahren Betriebszeit einer Anlagengeneration sind dies 4,5 Mio kWh. Am Ende der vorgesehenen Laufzeit kann die Anlage abgebaut und die Fläche weiter landwirtschaftlich genutzt werden. Möglich ist auch der frühere Austausch durch eine leistungsstärkere Anlage. Im Rahmen des so genannten ›Repowerings‹ ist ein Austausch der Windenergieanlage schon nach einer Laufzeit von gegenwärtig 12 Jahren und der Einhaltung gesetzlich geregelter Bedingungen eine Variante.

²⁶ Vgl. Schmidt und Mühlenhoff 2010, S. 14 f.

4.5 Wirtschaftlichkeit

Der wirtschaftliche Betrieb von Windenergieanlagen über einen langen Zeitraum wird durch eine gesicherte Vergütung für den eingespeisten Strom gewährleistet. Die kalkulierte Lebensdauer von Windenergieanlagen beträgt 20 Jahre. Die Höhe der Vergütung wird in Deutschland durch eine im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geregelte Einspeisevergütung für Strom aus regenerativen Energiequellen festgelegt. Der Gesetzestext formuliert weiterhin die Pflicht einer »vorrangige[n] Abnahme, Übertragung, Verteilung und Vergütung« von Strom aus erneuerbaren Energiequellen gegenüber konventionellen Energieträgern.²⁷

²⁷ Vgl. BMU 2012 a, S. 7.

Die letzte Novelle, also eine Änderung des EEG, wurde 2012 vorgenommen. Eine weitere Anpassung im Rahmen der Strompreisdebatte ist geplant. Diese wird es erst nach den Bundestagswahlen 2013 durch die neue Bundesregierung geben. Es existieren bereits verschiedene Vorschläge von Seiten der Bundesregierung für die Neugestaltung des EEG, die in der Branche für eine starke Verunsicherung sorgen und die Planungssicherheit für neue Projekte infrage stellen.

Die gute Planungssicherheit, die das Erneuerbaren-Energien-Gesetz seit dem Jahr 2000 geboten hat, führte zu einer rasanten Entwicklung in der Windbranche. Stetige Innovationen und technologische Verbesserungen ließen neue Dimensionen von Windenergieanlagen möglich werden. Mit zunehmender Größe der Windenergieanlagen wurden die Kosten pro Kilowattstunde Strom geringer und vor allem die möglichen Erträge pro bebauter Fläche immer größer.

Zudem sinken die Investitionskosten, also der Preis den man für eine Anlage bezahlt, mit deren Größe. Man spricht hier von der Größe der Anlage im Sinne der Nennleistung: Also wie viel Megawatt Strom eine Windenergieanlage theoretisch erzeugen kann.

Die größten Kostenanteile einer Anlage machen der Turm und die Rotorblätter aus. Vereinfachend lässt sich bei großen Anlagen über 1 MW mit Investitionskosten von rund 1.000 € pro kW rechnen, bei kleineren ist mit Kosten von bis zu 2.500 € pro kW auszugehen. Eine 2,5 MW-Anlage zu errichten (inklusive Nebenkosten von ca. 25 %) kostet also etwas mehr als 3 Millionen Euro.

Zu den Nebenkosten gehören zum Beispiel die Betriebskosten sowie der Bau des Fundaments. Des Weiteren muss der Anlagenbetreiber Versicherungen, Steuern und Pachtgebühren abführen. An Betriebs- und Wartungskosten kann zudem mit ca. 1,5 – 2 % der Investitionskosten einer Anlage pro Jahr gerechnet werden.²⁸

²⁸ Vgl. dena 2013, abgerufen im September 2013.

Für den Betreiber der Windkraftanlage stellt die gesetzlich geregelte Einspeisevergütung die Grundlage dar, um in Zusammenarbeit mit einer Bank die Finanzierung für sein Projekt sicherzustellen.

Um verschiedene Stromerzeugungstechnologien vergleichen zu können, errechnet man deren Stromgestehungskosten. Sie geben die zur Stromerzeugung notwendigen Kosten im Verhältnis zur erzeugten Energie wieder. Die Stromgestehungskosten von Windenergieanlagen wurden 2005 noch mit rund 0,09 €/kWh angegeben.²⁹ Berechnungen für das Jahr 2012 gehen von 0,06 bis 0,08 €/kWh für die Windenergie an Land aus. Die Kosten für Strom aus Offshore-Windenergieanlagen liegen darüber. Hier sind gegenwärtig günstigstenfalls 0,11 €/kWh zu erreichen.

²⁹ Vgl. Nitsch 2007, S. 8.

Bezieht man die gesamten Kosten eines Kraftwerkes inklusive Investitionen, Rohstoffen, Umweltauswirkungen und Betrieb mit ein, ist Windenergie schon heute eine der günstigsten Stromquellen. Steigende Kosten für fossile Brennstoffe dürften konventionell hergestellten Strom in den nächsten Jahren weiter verteuern, während Strom aus Windenergie durch Weiterentwicklung der Anlagen preiswerter wird. Für Offshore-Anlagen wird mittelfristig eine bessere Wirtschaftlichkeit erwartet. Die Windverhältnisse auf der offenen See sind deutlich besser als an Land und die Anlagen weisen so höhere Volllaststunden auf.

4.6 Repowering

In den letzten Jahren gewann das so genannte »Repowering« an Wichtigkeit. Es bezeichnet den Ersatz alter Windenergieanlagen durch neue Anlagen mit einem höheren Wirkungsgrad und einer höheren Nennleistung. Der Anlagenbetreiber erhält hierfür einen durch das EEG festgelegten Bonus. Gerade an windstarken Standorten, an denen noch Anlagen aus der ersten Generation stehen, kann so die Energieausbeute wesentlich erhöht werden. Die Vorteile des Repowering sind daher,

- dass neue Anlagen aus demselben Standort deutlich mehr Energie ernten können,

- dass die Infrastruktur (Wege sowie Kabel) bereits vorhanden ist,
- dass neue Windparks in der Regel nur schwer genehmigt werden und
- dass die Akzeptanz der Anwohner/innen bei neuen Standorten mitunter schwierig- aber bei bestehenden Anlagen nicht mit Protesten zu rechnen ist.

5

Aufgabe 7

Erinnern Sie sich an die Anlagen aus Aufgabe 1:

WEA 1 (ca. 1987)

Leistung ca. 75 kW

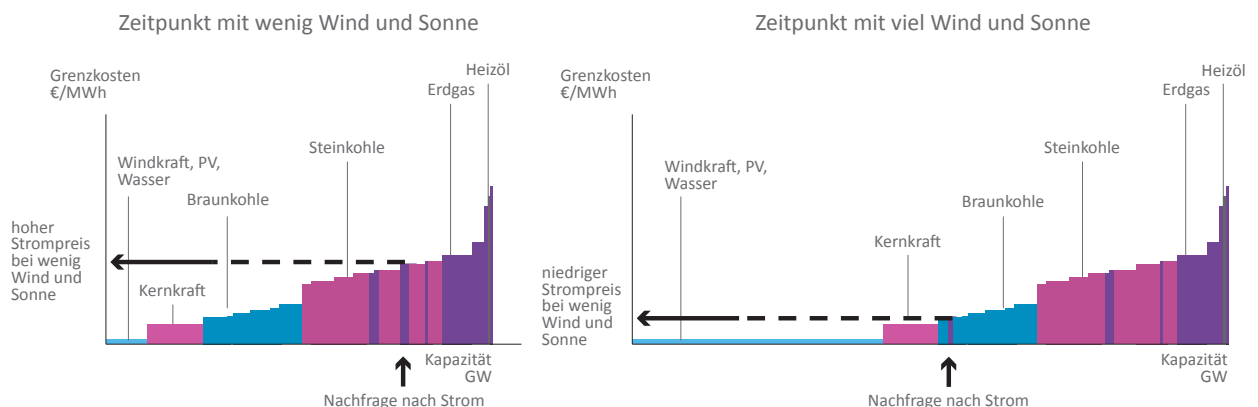
WEA 2 (ca. 2010)

Leistung ca. 2,2 MW

Stellen Sie sich vor, WEA 1 würde durch WEA 2 ersetzt.

- Gehen Sie vereinfacht von 2.300 Volllaststunden und 0,08 Euro pro Kilowattstunde Strom aus. Wie hoch ist dann die jährliche »Ernte«?
- Gehen Sie von 2,7 Millionen Euro Baukosten aus. Wann hat sich die Anlage amortisiert?

4.7 Strompreis (Merit-Order-Effekt)



Ein hoher Anteil Erneuerbarer Energien führt zu einem sinkenden Börsenstrompreis. Dieser Börsenstrompreis bestimmt sich nach der *Merit-Order*. Das bedeutet, dass sich die Reihenfolge der produzierenden Kraftwerke nach ihren variablen Kosten (auch *Grenzkosten* genannt) bestimmt. Wind- und Solarenergie haben sehr geringe variable Kosten, da sie beispielsweise keine Brennstoffkosten haben. Konventionelle Kraftwerke, wie Kohle- oder Gaskraftwerke, haben hingegen hohe variable Kosten. Bei der Stromerzeugung wird demnach erst erneuerbarer und dann konventioneller Strom eingespeist. Abgerufen werden die Kraftwerke, die gerade noch zur Deckung des Bedarfs gebraucht werden. Der Preis des letzten einsetzenden Kraftwerks bestimmt den Börsenpreis. Diesen erhalten dann alle Produzenten. Der Börsenstrompreis senkt sich also bei einer hohen Einspeisung von Wind- und Solarstrom, da weniger konventionelle Energielieferanten mit hohen variablen

ABBILDUNG 4.6:
Logik der Strompreisbildung
anhand der Merit-Order-Kurve,
vgl. *Agora Energiewende 2012*,
S. 21, abgerufen im August 2013.

Kosten benötigt werden. So können die Erneuerbaren Energien weniger zu ihrer eigenen Preisdeckung beitragen. Es kommt dazu, dass trotz sinkenden Börsenstrompreises die Kosten für die Verbraucher weiter ansteigen. Dies wird *Merit-Order-Effekt* genannt.

Das Ansteigen des Haushaltsstrompreises ist daher unter anderem mit einem Anstieg der EEG-Umlage verbunden. Diese Umlage bezeichnet die Differenz aus der festgelegten Vergütung und dem tatsächlichen Börsenstrompreis. Zusammenfassend gibt es also zwei entgegengesetzte Effekte: einerseits sinkende Börsenstrompreise und damit niedrigere Stromkosten; andererseits aber eine höhere EEG-Umlage und somit höhere Kosten.³⁰

In der Bildung des Haushaltsstrompreises spielen neben Beschaffung und Transport des Stroms, sowie der EEG-Umlage aber noch viele andere Faktoren eine Rolle. Dies sind vor allem Netzentgelte, Steuern und Konzessionsabgaben. Ein Zusammenspiel dieser Preisfaktoren hat zu einem Strompreisanstieg in den letzten Jahren geführt.

Der Anteil Erneuerbarer Energien hat in den letzten Jahren deutlich zugenommen. Sie können im aktuellen Strommarkt jedoch nicht zur Deckung ihrer eigenen Kosten beitragen. Es lässt sich daraus schließen, dass der deutsche Strommarkt nicht für große Anteile Erneuerbarer konzipiert ist. Es gibt viele Ansätze den deutschen Strommarkt für eine bessere Integration von erneuerbaren Energien neu zu gestalten.

³⁰ Vgl. Agora Energiewende 2013, S. 21.

4.8 Entwicklung der Windenergie – weltweit

Bei Ausschöpfung des Potenzials am Land und auf See kann die Windenergie perspektivisch bis zu 60 % der heutigen Bruttostromerzeugung in Deutschland decken.³¹

Als die erste Auflage dieser Broschüre 2001 entstand, ging das Bundesministerium für Umwelt in seinem Positionspapier von ca. 15.000 MW installierter Windkraft in 2010 aus. Diese Prognose wurde bei weitem übertroffen. 2010 waren bereits über 27.000 MW installiert, 2012 über 30.000 MW.³² Durch die verbesserte Anlagentechnik weitet sich in Deutschland der Ausbau auch im Binnenland aus.³³ Außerdem kam es seit 2011 zu einem erhöhten Zubau in der Erwartung, dass die Einspeisebedingungen sich verschlechtern (›Torschlusspanik‹).³⁴

Staat	MW	in %
USA	13.124	29,3
China	12.960	28,9
Deutschland	2.415	5,4
Indien	2.336	5,2
Großbritannien	1.897	4,2
Italien	1.273	2,8
Spanien	1.112	2,5
Brasilien	1.077	2,4
Kanada	935	2,1
Rumänien	923	2,1
Restliche Welt	6.737	15,0
Total Top 10	38.062	85,0
Total weltweit	44.799	100,0

TABELLE 4.2:

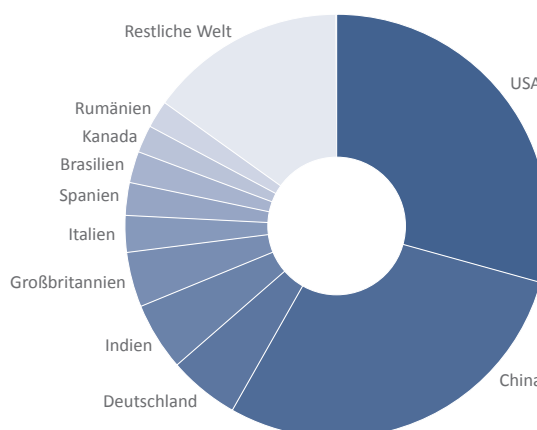
Top 10 des installierten Leistungszubaus in MW und Marktanteil in Prozent, vgl. GWEC 2013, abgerufen im Oktober 2013.

³¹ Dürschmidt, Böhme und Hammer 2011, S. 75.

³² Vgl. IWES Fraunhofer 2013 sowie DWG 2013 a, beide abgerufen im Februar 2013.

³³ Vgl. Spiegel Online 2012, abgerufen im September 2013.

³⁴ Vgl. Weber 2013, S. 22.



Weltweit ist die Windenergie inzwischen von großer Bedeutung. In den USA und in China ist 2012 jeweils mehr als doppelt so viel Windleistung installiert als in Deutschland; die Entwicklung in Spanien, England und Indien geht ebenfalls voran. Die Summe der installierten Windleistung hat sich von 2008 (120.624 MW) bis 2012 (282.587 MW) mehr als verdoppelt.³⁵ In der Europäischen Union hat sich die erzeugte Strommenge innerhalb von zehn Jahren von 22,8 TWh im Jahr 2000 auf 149,1 TWh im Jahr 2010 mehr als ver-
sechsfacht.³⁶

³⁵ Vgl. GWEC 2013, abgerufen im Oktober 2013.

³⁶ Vgl. Böhme, Dürrschmidt und van Mark 2012, S. 83.

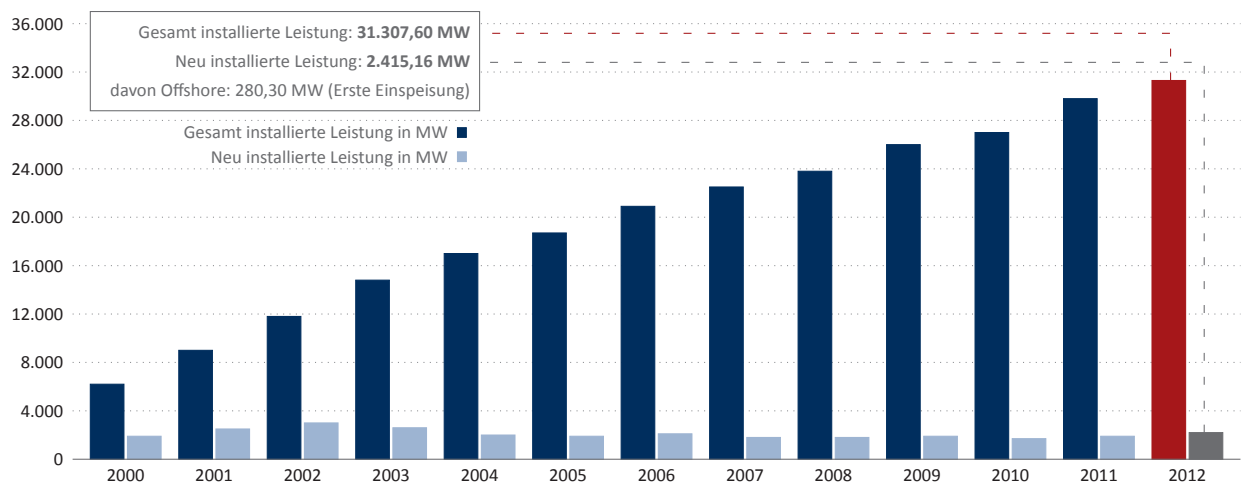


ABBILDUNG 4.7:
Ausbau der Windenergie in Deutschland von 2000 bis 2012 (Stand vom 31. Dezember 2012), vgl. DWG 2013 a, S. 2.

Es gibt noch ein großes Ausbaupotenzial für Windenergie – sogar im bereits gut erschlossenen Deutschland. Gerade die Bundesländer mit einer gut ausgebauten Windinfrastruktur wie Schleswig-Holstein und Brandenburg möchten mehr Windenergie nutzen. So will Schleswig-Holstein mit Beginn des Jahres 2020 300 % seines theoretischen Strombedarfs durch Erneuerbare Energien (zum größten Teil Windenergie) decken.³⁷ Die Potenzialstudie des Bundesverbands WindEnergie e. V. von 2011 zeigt Ausbaupotenziale für Windenergie in Deutschland auf. Ebenso Waldgebiete sind in zukünftigen Planungen nicht mehr grundsätzlich ausgenommen.

Die gesamte installierbare Leistung auf Flächen außerhalb von Wald und Schutzgebieten beträgt 722 GW. Dies ist knapp 5-mal so viel, wie die derzeit in Deutschland installierte gesamte Kraftwerkskapazität [...]. Es lässt sich somit festhalten, dass die [...] angenommenen Flächenszenarien von 2 % der Flächen in Deutschland realistisch sind.³⁸

Dänemark deckt als Vorreiter bereits 30 % seines Stromverbrauchs durch Windenergie ab, bis 2020 soll der Anteil auf 50 % angehoben werden.³⁹ Neben dem Markt für große zentrale Technik etabliert sich zunehmend ein Markt für Kleinwindkraft als Ergänzung zu Photovoltaikanlagen und in der Landwirtschaft.⁴⁰

³⁷ Vgl. Koalitionsvertrag 2012 bis 2017 zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands Landesverband Schleswig-Holstein Bündnis 90/Die Grünen Landesverband Schleswig-Holstein dem Südschleswigschen Wählerverband Landesverband, S. 36: »Schleswig-Holstein beschließt Ausweisung von Eignungsgebieten. Über 13.200 Hektar neue Windkraftflächen, 3 Mrd. neue Investitionen« In: *Wind-Kraft-Journal* 6/2012.

³⁸ BWE 2011, S. 13.

³⁹ Vgl. DWIA 2013, abgerufen im September 2013.

⁴⁰ Vgl. dena 2012, abgerufen im September 2013.

Kapitel A

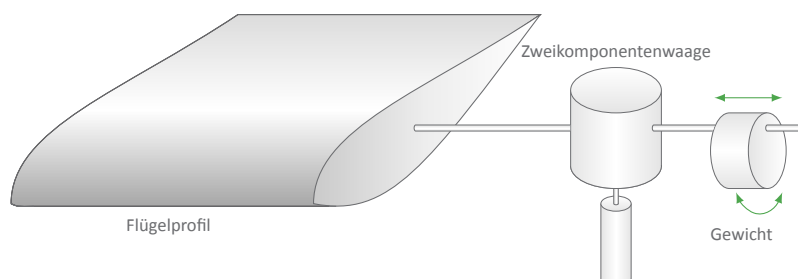
Arbeitsblätter – Aerodynamik

A.1 Einleitung

Die folgenden Versuche demonstrieren die Prinzipien der Auftriebskraft. Diese Kraft ermöglicht es Vögeln und Flugzeugen zu fliegen und sie wird auch in einer Reihe von rotierenden Systemen wie z. B. Turbinen, Schiffsschrauben oder Windkraftanlagen genutzt.

Das Geheimnis der Auftriebskraft liegt in der Form der Flügel beziehungsweise Rotoren. In der Aerodynamik ist der Querschnitt eines Flugzeugflügels oder eines Windrotors, das so genannte »Tragflügelprofil«, verantwortlich für die Größe der Auftriebskraft. Das Profil hat üblicherweise auf der Vorderseite eine abgerundete Nase und läuft auf der Rückseite in einer dünnen Schwanzspitze aus. Ein Flügelprofil hat seine größte Dicke bei ca. $\frac{1}{4}$ der Flügeltiefe von der »Nase« aus gemessen.

Diese Form bewirkt eine Beschleunigung der auf der Oberseite des Profils strömenden Luft und leitet sie gleichzeitig an der hinteren Seite nach unten ab. Als Resultat entsteht auf der Oberseite eine starke Saugkraft (Gebiet mit abgesenktem Luftdruck). An der Unterseite des umströmten Tragflügelprofils entsteht eine Verzögerung und damit ein Überdruck. Resultierend wirkt eine Kraft, die senkrecht zur Strömungsrichtung der Luft wirkt, die so genannte »Auftriebskraft«. Die größere Wirkung hat hierbei der Unterdruck an der Profiloberseite. Zusätzlich stellt das Profil für die strömende Luft ein Hindernis dar, welches eine Widerstandskraft erzeugt, die der Windströmung entgegengesetzt ist.



Wir benutzen ein Modellprofil für unser Experiment. Ein kurzes Profilstück ist dazu in Balance auf einer Metallspitze befestigt. Da es in alle Richtungen beweglich ist (und in Balance gehalten werden muss), können die Widerstands- und die Auftriebskraft gleichzeitig gemessen werden.

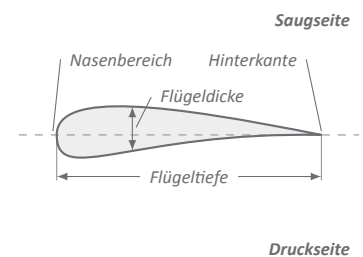


ABBILDUNG A.1:
Beschreibung des Flügelprofils

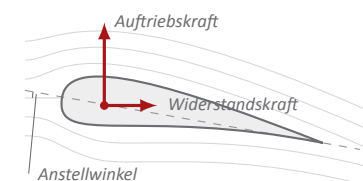


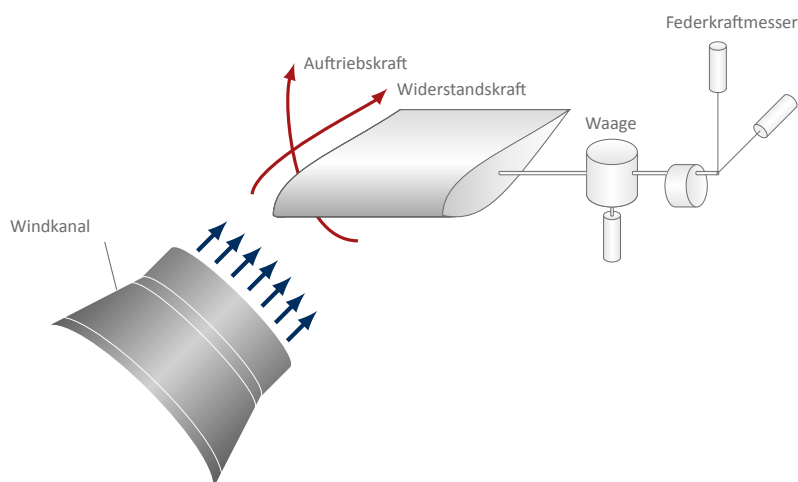
ABBILDUNG A.2:
Kräfte am Tragflügelprofil

ABBILDUNG A.3:
Zweikomponentenwaage

Im Folgenden werden die Arbeitsschritte des *Luft-Kräfte-Experiments* beschrieben. Bitte lesen Sie die Absätze aufmerksam, um bei Ihrer Versuchsreihe auswertbare Ergebnisse zu erhalten.

1. Justieren Sie das Profil in eine horizontale Position und balancieren es mit dem Gewichtsstück aus. Das Gewicht kann verschoben und gedreht werden. 5
2. Befestigen Sie die Federkraftmesser zur Bestimmung der Windkräfte am Ende der Achse, die Flügel und Gewicht verbindet, und stellen sie die so aufgebaute Zweikomponentenwaage vor den Windkanal. Die Nase des Profils muss dabei in einem Abstand von etwa 15 cm vom Kanalausgang gradlinig in den Luftstrom weisen. 10

ABBILDUNG A.4:
Zweikomponentenwaage
im Windkanal



3. Schalten Sie den Windkanal an (auf höchster Stufe).
4. Sie können feststellen, wie die strömende Luft versucht, das Flügelprofil zu bewegen. Versuchen Sie, das Profil durch Zug an den Federkraftmessern in seiner Ausgangslage zu halten. Dabei muss ein Kraftmesser zur Messung der Widerstandskraft in horizontaler Richtung und der andere zur Messung der Auftriebskraft in vertikaler Richtung gehalten werden. 15
5. Lesen Sie die Werte der Auftriebs- und der Widerstandskraft von den Federkraftmessern ab und tragen Sie sie in Tabelle A.1 ein. 20
6. Halten Sie einen Wollfaden in den Bereich hinter dem Profil, um so einen Eindruck von der Strömungsrichtung zu erhalten. Handelt es sich eher um eine laminare oder um eine turbulente Strömung?
7. Wiederholen Sie den Versuch von Schritt 1 an, aber justieren Sie diesmal das Profil in einem Winkel von ca. 15° zur horizontalen Strömungsrichtung. Dieser Winkel wird in der Aerodynamik Anströmwinkel α genannt. Führen Sie die Messungen von Auftriebs- und Widerstandskraft (Schritte 1 bis 6) insgesamt mit 7 verschiedenen Anströmwinkeln (0°, 15°, ..., 90°) durch. 25

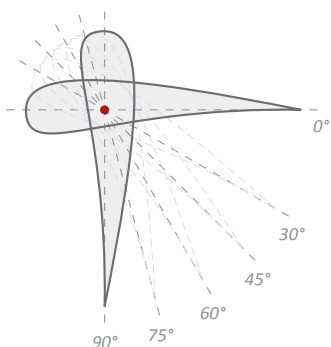


ABBILDUNG A.5:
Unterschiedliche Anström-
winkel von 0° bis 90°

8. Tragen Sie die Ergebnisse der Messungen in Abbildung A.6 ein und heben Sie dabei die maximalen Werte für Auftriebs- und Widerstandskraft hervor. 30

Datum:		Name:	
Anströmwinkel in Grad	Auftriebskraft in N	Widerstandskraft in N	Strömung (laminar/turbulent)
0			
15			
30			
45			
60			
75			
90			

TABELLE A.1:
Kräfte am Modellprofil

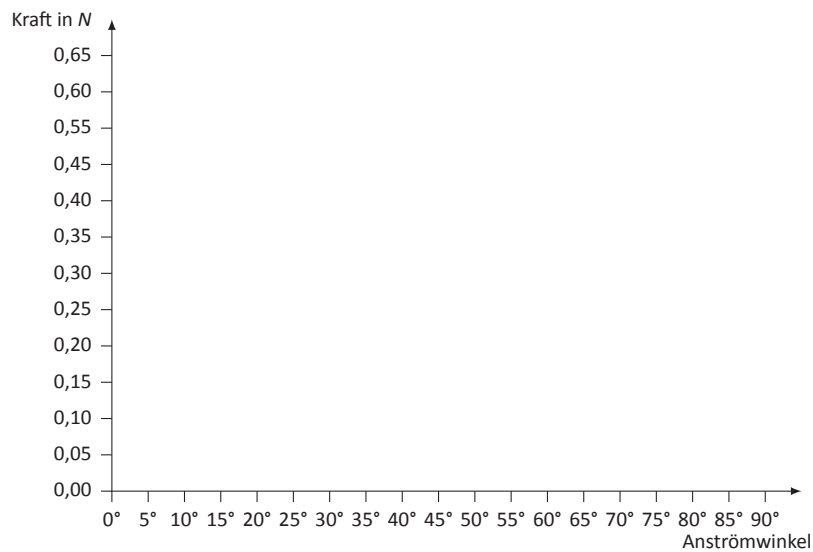


ABBILDUNG A.6:
*Auftriebs- und Widerstandskraft
des Modellprofils am Windkanal in
Abhängigkeit vom Anströmwinkel*

Bemerkungen:

Kapitel B

Arbeitsblätter – Windenergie

In den folgenden Versuchen werden die Grundlagen zur Windenergienutzung untersucht. Zuerst werden wir die Windgeschwindigkeit des Windkanals messen und die Energiemenge bestimmen, die in der strömenden Luft enthalten ist. Im zweiten Schritt wollen wir herausfinden, wie und zu welchem Anteil diese Energie dem Wind entnommen und in mechanische und später auch elektrische Energie umgewandelt werden kann. Hierbei sollen verschiedene Typen von Windrädern untersucht, ihr Energie-Output gemessen und darüber ihre Wirkungsgrade bestimmt werden.

B.1 Energie im Wind

Die im Wind enthaltene und von einer Windenergieanlage gewinnbare Energie hängt von drei physikalischen Größen ab. Zunächst ist hier die **Luftdichte** zu nennen, die allerdings relativ konstant ist. Nur in Experimenten bei sehr schlechtem Wetter und natürlich bei Windenergieanlagen im Gebirge (mit der Höhe nimmt die Luftdichte ab) muss auf die Größe dieses Wertes geachtet werden. Auf Meereshöhe liegt er bei $1,22 \text{ kg/m}^3$. Zweiter Parameter ist die vom Wind durchströmte und von den Flügeln überstrichene **Rotorfläche** (nicht zu verwechseln mit der Oberfläche der Flügel). Denn die Energie eines Windfeldes ist direkt proportional zur durchströmten Fläche. Eine Verdopplung der Rotorfläche bedeutet also auch die Verdopplung der gewinnbaren Energie. Der dritte Parameter ist die **Windgeschwindigkeit**. Sie geht mit der dritten Potenz in die im Wind enthaltene Energie ein. Folglich gilt für die im Wind enthaltene Leistung die Formel:

Vgl. Kapitel 1, S. 3.

$$P_{\text{Wind}} = \frac{\rho}{2} \cdot A \cdot v_{\text{Wind}}^3 \quad (\text{B.1})$$

$$\rho = \text{Dichte der Luft} = 1,22 \text{ kg/m}^3$$

$$A = \text{Rotorfläche} = \frac{\pi}{4} \cdot d_{\text{Rotor}}^2 \quad (\text{B.2})$$

$$v_{\text{Wind}} = \text{Windgeschwindigkeit in } \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

Wissen

Die aerodynamische Leistung

Eine Verdopplung der Windgeschwindigkeit bedeutet eine Verachtfachung der Leistung.

B.2 Messung der Windgeschwindigkeit

Im Experiment haben wir eine konstante Luftdichte und eine von der Größe des Modellrotors vorgegebene Rotorfläche. Lediglich die Windgeschwindigkeit muss möglichst exakt gemessen werden, um die im Wind steckende Leistung zu ermitteln.

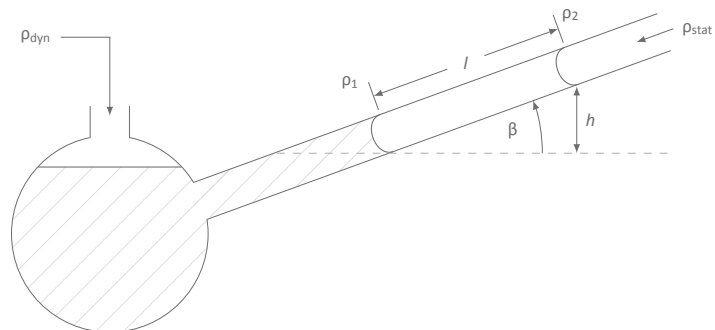
Wir vergleichen zwei Geräte und dabei die zwei zugrunde liegenden Messmethoden: Das Schalenkreuzanemometer und das Flüssigkeitsanemometer. Das **Schalenkreuzanemometer** wird durch die Differenz der Widerstandskräfte auf die Innen- und Außenseite der Schalen in Drehung versetzt. Die Drehung erzeugt durch mitrotierende Magneten magnetische Impulse, die zu einem Ausschlag des Zeigers auf der Skala führen. Es ist sehr einfach zu bedienen, gilt aber als nicht sehr genau. Das **Flüssigkeitsanemometer** bestimmt die Windgeschwindigkeit mit Hilfe des Staudrucks. Es verzichtet auf bewegte Teile und damit auf potentielle Einflüsse wie Reibung, Trägheit usw. und arbeitet präziser, wenn die komplizierteren Justierungen der Wassersäule (Winkel, Skala etc.) exakt durchgeführt werden.

Um den Staudruck zu bestimmen, wird mit dem Prandtl-Staurohr eine Differenzdruckmessung vom statischen und dynamischen Druck durchgeführt. Der dynamische Druck wirkt am Staurohr an einer Öffnung, die direkt in den Strom gerichtet ist. Er wird von dort über einen Schlauch auf das Flüssigkeitsreservoir geleitet und drückt die Flüssigkeit (gefärbtes Wasser) in einem angeschlossenen Glasröhrchen nach oben. Die offene Seite des Röhrchens wird mit der Öffnung des Staurohrs verbunden, an der der Luftstrom vorbei strömt und wo daher der statische Druck gemessen wird.

Der Staudruck presst also die Wassersäule in dem Röhrchen nach oben, bis er durch den Wasserdruck ausgeglichen wird. Die Höhe des Wasserstandes über dem Niveau im Reservoir erlaubt daher eine direkte Anzeige des Staudrucks. Für eine genaue Ablesung ist eine größere Länge der Wassersäule sinnvoll. Das Röhrchen wird daher nicht senkrecht, sondern schräg angebracht. Die den Wasserdruck definierende Höhe h der Wassersäule ergibt sich aus dem Produkt ihrer Länge l und dem Sinus des Winkels β (beta).

$$h = l \cdot \sin \beta$$

ABBILDUNG B.1:
Das Flüssigkeitsanemometer
für die Staudruckmessung



Für das Kräftegleichgewicht aus Staudruck und Druck der Wassersäule gilt:

$$\frac{\rho_{\text{air}}}{2} \cdot v_{\text{Wind}}^2 = \rho_{\text{liquid}} \cdot g \cdot h \quad (\text{B.3})$$

ρ_{air} = Dichte der Luft = 1,22 kg/m³

ρ_{liquid} = Dichte der Flüssigkeit = 1.000 kg/m³ (Wasser)

v_{Wind} = Windgeschwindigkeit in $\frac{\text{m}}{\text{s}}$

g = Erdbeschleunigung in $\frac{\text{m}}{\text{s}^2}$

h = Höhe des Flüssigkeitsspiegels in m

Es ergibt sich folgende Relation zur Windgeschwindigkeit:

$$v_{\text{Wind}} = 4.0 \cdot \sqrt{l \cdot \sin \beta} \frac{\text{m}}{\text{s}} \quad (\text{B.4})$$

Führen Sie jetzt zur Bestimmung der Windgeschwindigkeit jeweils eine Messreihe mit beiden Methoden durch. Rechnen Sie die Ergebnisse in die Einheit $\frac{\text{m}}{\text{s}}$ um und vergleichen Sie die Ergebnisse. Mit der Geschwindigkeitsangabe in $\frac{\text{m}}{\text{s}}$ können Sie die in der Luft des Windkanals enthaltene kinetische Energie bestimmen. Bevor Sie dazu die Gleichung B.1 anwenden, müssen sie nur noch den Durchmesser des Windkanals (und daraus seine Querschnittsfläche) ermitteln. Bestimmen Sie die Luftgeschwindigkeiten bei fünf verschiedenen Schalterstellungen des Windkanals und tragen Sie sie in die Tabellen B.1 und B.2 ein. Diskutieren Sie anschließend die Ergebnisse. Wie wirken sich unterschiedliche Messergebnisse bei der Windgeschwindigkeit auf die Energiewerte aus?

Datum:		Name:	
$A_{\text{Windkanal}} =$			
Schalterstellung am Kanal	Windgeschwindigkeit in km/h in m/s		Kinetische Energie in Watt
2			
4			
6			
8			
10			

TABELLE B.1:
Schalenkreuzanemometer

Datum:		Name:	
A _{Windkanal} =			
Schalterstellung am Kanal	Windgeschwindigkeit in km/h in m/s		Kinetische Energie in Watt
2			
4			
6			
8			
10			

TABELLE B.2:
Flüssigkeitsanemometer

B.3 Messung der Rotorleistung

Die mechanische Leistung eines Rotors wird durch seine **Drehzahl** und seinen **Drehmoment** bestimmt. Es gilt:

$$P_{\text{Rotor}} = M \cdot \omega$$

P_{Rotor} = Leistung des Rotors in Watt

M = Drehmoment in Nm

ω = Kreisfrequenz in $\frac{1}{s}$

Die Drehgeschwindigkeit zur Bestimmung der Kreisfrequenz kann mit Hilfe einer optischen Messung bestimmt werden, die die Lichtimpulse zählt, die entstehen, wenn ein Lichtstrahl durch den Rotor zur Linse des Messgerätes geführt und von den Rotorblättern unterbrochen wird. Die Messgeräte geben meistens die Drehzahl in Umdrehungen pro Minute (U/min) an. Die Umrechnung in die Kreisfrequenz erfolgt nach der Formel:

$$\omega = 2 \cdot \pi \cdot \frac{\text{U/min}}{60} \quad [1/s] \quad (\text{B.5})$$

Die Messung des Drehmoments ist in der Technik etwas kompliziert. Wir wählen dazu eine Methode, die mit einem Reibband arbeitet. Wie in Abbildung B.2 illustriert wird ein Reibband über ein an der Rotorachse befestigtes Bremsrad geführt, welches jenes Rad abbremst. An den beiden Enden des Reibbandes wird jeweils ein Federkraftmesser befestigt. Je größer die Kraft ist, mit der am Band gezogen wird, desto größer ist die Reibung am Rad. Solange das Rad stillsteht, zeigen beide Federkraftmesser den gleichen Wert an. Beim rotierenden Rad bewirkt die Bremskraft eine Vergrößerung der Zugkraft an einem und ihre Verringerung an dem anderen Federkraftmesser. Das am Rad wirkende Bremsmoment ergibt sich aus der Differenz der beiden angezeigten Kräfte nach folgender Formel:

$$M = (F_1 - F_2) \cdot 0,5 \cdot d_{\text{Bremsrad}} \quad [\text{in Nm}] \quad (\text{B.6})$$

mit F_1 = Kraft am 1. Federkraftmesser [in N]

F_2 = Kraft am 2. Federkraftmesser [in N]

d_{Bremsrad} = Durchmesser des Bremsrades [in m]

Die am Bremsrad abfallende mechanische Leistung ist das Produkt von Moment und Kreisfrequenz:

$$P = M \cdot \omega \quad [\text{Nm/s} = \text{W}] \quad (\text{B.7})$$

Zu Beginn des Experiments wird das Windrad mittels eines Stativs ca. 15 cm vor den Ausgang des Windkanals platziert.

1. Schalten Sie den Windkanal an (auf höchste Stufe).
2. Messen Sie die Drehzahl des Rotors in U/min mit freilaufendem (nicht gespanntem) Reibband (d. h. bei Drehmoment = 0).
3. Justieren Sie mit den Federkraftmessern eine Belastung des Rades, die es verlangsamt, aber nicht bis zum Stillstand abbremst. Messen

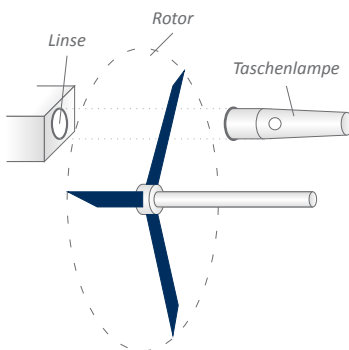


ABBILDUNG B.2:
Messung der Drehzahl

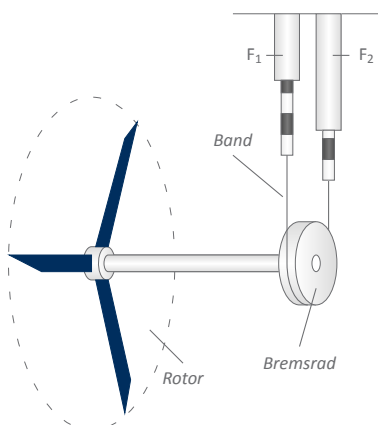


ABBILDUNG B.3:
Messung des Drehmoments
über die Bremskraft

Sie die beiden Zugkräfte an den Enden des Bandes und bestimmen Sie die dazugehörige Drehzahl. Wiederholen Sie die Messung mit unterschiedlichen Kräften entsprechend der umseitigen Tabelle.

4. Versuchen Sie herauszufinden, bei welcher Drehzahl das Rotormoment zusammenbricht. Das Windrad wird hier abrupt auf 0 abgebremst.
5. Berechnen Sie für die verschiedenen Zustände jeweils die **Kreisfrequenz** – nach Gleichung B.5 – sowie die **Leistung** – nach Gleichung B.7 – und tragen Sie die Werte in die Tabelle ein.

Typ des Windrades:					
$A_{\text{Rotor}} =$		m^3			
Federkraftmesser 1 in N	Federkraftmesser 2 in N	Drehzahl in U/min	Drehmoment M in Nm	Kreisfrequenz ω in 1/s	Leistung P_{Rotor} in Watt
0,00					
0,10					
0,20					
0,30					
0,40					
0,45					
0,50					
0,55					
0,60					
0,65					
0,70					
$c_p \text{ max}$					
Datum:			Name:		

6. Übertragen Sie die Messwerte von Federkraftmesser 1 und 2 in ein Koordinatensystem auf die Ordinatenachse sowie die errechneten Werte der Leistung auf die Abzissenachse.
7. Finden Sie den Zustand (Moment und Drehzahl) heraus, an dem die vom Rotor abgegebene Leistung maximal ist, und berechnen Sie für diesen Punkt den Leistungsbeiwert c_p (sprich: den Wirkungsgrad η) des Rotors nach der Formel:

$$c_{p \text{ max}} = \frac{P_{\text{aus max}}}{P_{\text{Wind}}} \quad (\text{B.8})$$

$$P_{\text{Wind}} = \frac{\rho}{2} \cdot A \cdot v_{\text{Wind}}^3$$

Kapitel C

Arbeitsblätter – Elektrischer Strom aus Windenergie

C.1 Einführung

Die Umwandlung in elektrischen Strom ist heute die häufigste Nutzung der Windenergie. Alle industriell entwickelten Staaten haben ein ausgebautes Energienetz, das die Verbraucher durchgängig mit elektrischer Energie versorgt. Meistens ist dieses Netz Eigentum von privaten oder staatlichen Energieversorgungsunternehmen (EVU). Diese lassen sich in drei Unternehmensgruppen aufteilen: **Kraftwerksbetreiber** für die Stromproduktion, **Netzbetreiber** für die Stromdistribution und **Verkäufer** für Industrie, Haushalte und sonstige Verbraucher. Seit einigen Jahren findet in Europa eine Entwicklung statt, die es anderen Energieproduzenten ermöglicht, das Netz zu nutzen und selbsterzeugten Strom einzuspeisen.

Zusätzlich finden durch unterschiedliche gesetzliche Regelungen in den verschiedenen Staaten Förderungen von regenerativen Energiequellen statt. So galt in Deutschland von 1991 bis 2000 eine an den Durchschnittspreis gekoppelte Einspeisevergütung von ca. 0,17 DM/kWh für Strom aus regenerativen Quellen. Diese Regelung wurde im April 2000 durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) abgelöst, das unterschiedliche Einspeisetarife für die verschiedenen erneuerbaren Energieträger vorsieht. Für 2013 beträgt die Anfangsvergütung für Windenergie an Land in den ersten fünf Jahren nach Inbetriebnahme der Anlage 8,8 Cent pro Kilowattstunde. Die Anlagenbetreiber erhalten für die weiteren fünfzehn Jahre die Grundvergütung 4,8 Cent pro Kilowattstunde.⁴¹ Je nach Windstärke eines jeweiligen Standorts kann dieser Betrag jedoch variieren.⁴² Für Strom aus Offshore-Anlagen ergibt sich 2013 eine Grundvergütung von 3,5 Cent pro Kilowattstunde und eine Anfangsvergütung in den ersten zwölf Jahren ab der Inbetriebnahme der Anlage 13,0 Cent pro Kilowattstunde.⁴³

Diese Preisgarantie gab den Windenergiebetreibern die Möglichkeit zur sicheren Kalkulation. Sie löste damit ein starkes Wachstum bei der Nutzung dieser Energiequelle aus. Unter gegenwärtigen Bedingungen dauert es je nach Standort ca. 9 Jahre, bis die Investitionskosten einer Windenergieanlage durch den Verkauf des von ihr erzeugten Stroms bezahlt sind.

Die gegenwärtige Regelung im EEG von 2012 sieht vor, dass Anlagenbetreiber unterschiedliche Möglichkeiten zur Vermarktung ihrer Energie haben. Sie können ihren Strom nun auch direkt vermarkten und sich eine »Prämie« für die Differenz zwischen Marktpreis und garantierter Einspeisevergütung auszahlen lassen (»Marktpremienmodell«). Teilweise kann es so ver-

⁴¹ Vgl. [BMU 2012 b](#), S. 12. Nicht miteinberechnet wurde hierbei eine so genannter Systemdienstleistungsbonus für Anlagen an Land von 0,48 Cent pro Kilowattstunde sowie eine Repowering-Bonus von 0,49 Cent pro Kilowattstunde.

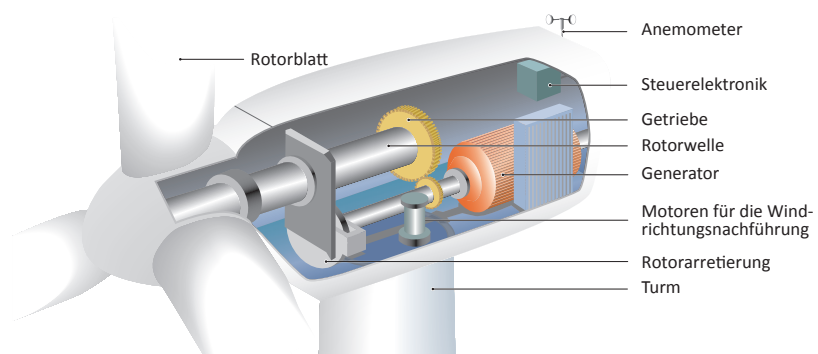
⁴² Vgl. »Referenzertragsmodell«, [BMU 2012 a](#), § 29 EEG.

⁴³ Vgl. [BMU 2012 a](#), § 31 EEG.

mieden werden, die Hochspannungsnetze zu nutzen (›dezentrale Energievermarktung‹), was weniger Netzausbau notwendig macht. Es gibt auch andere Regionen mit großer Nachfrage nach Windenergie. In Ländern ohne flächendeckendes Energienetz besteht die Möglichkeit, durch kleine Windturbinen Dörfer, Landwirtschafts- und Handwerksbetriebe lokal mit Elektrizität zu versorgen. Insbesondere der Beitrag der Windenergie zum Klimaschutz als abgas- und CO₂-freie Stromquelle begründet ihre weitere (auch weltweite) politische und ökonomische Förderung.

C.2 Elektrische Leistung von Windrotoren

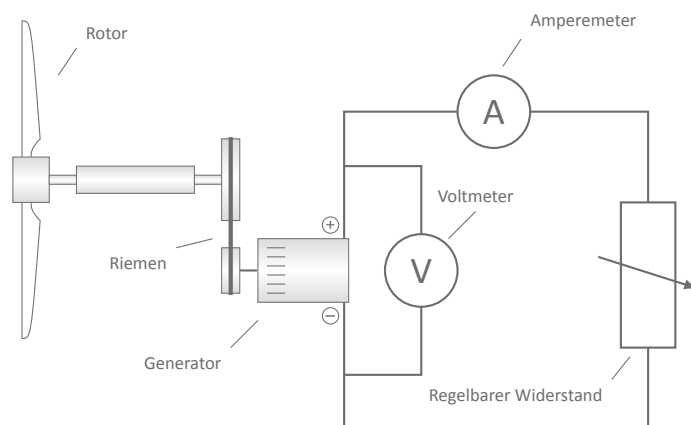
ABBILDUNG C.1:
Aufbau einer netzeinspeisenden Windenergieanlage



In diesem Experiment sollen wiederum die Leistungsbeiwerte von zwei Modellrotoren bestimmt werden (**Vierflügler** und **Savoniusrotor**), diesmal aber nicht auf mechanischem Wege, sondern – mittels eines kleinen Generators – anhand elektrischer Größen. Es soll gezeigt werden, wie die Kombination von Windrotor und Generator funktioniert. Viele Generatoren benötigen, verglichen mit dem Rotor einer Windkraftanlage, in Abhängigkeit seiner Polzahl hohe Drehzahlen. Deshalb haben viele Windturbinen Getriebe, die die Drehzahl auf eine für den Generator passende Höhe heraufsetzen oder nutzen vielpolige Ringgeneratoren mit großem Durchmesser, die seit Anfang des Jahrtausends von einigen Herstellern aufgegriffen wurden und Marktanteile gewinnen.⁴⁴ Im Model innerhalb dieser Broschüre haben wir für diesen Zweck einen kleinen Treibriemen vorgesehen.

⁴⁴ Vgl. Hau 2008, S. 319.

ABBILDUNG C.2:
Messung der elektrischen Leistung des Rotormodells über Spannung und Stromstärke



Wenn der Generator über den Riemen mit dem Rotor gekoppelt ist, kann die vom Rotor abgenommene Leistung variiert werden, ebenso wie das beim letzten aerodynamischen Versuch mechanisch durch das Bremsrad geschehen ist. Wenn kein elektrischer Verbraucher an den Generator angeschlossen ist, kann kein Strom fließen und dem Generator keine Leistung entnommen werden. Der Generator läuft daher (zumindest theoretisch) momentenfrei ($M = 0$). Praktisch treten Reibungsverluste im Generator auf. Auch wenn er keine elektrische Leistung erzeugt, benötigt der Rotor also mechanische Leistung, um ihn in Drehung zu halten. Wenn der Generator dagegen kurzgeschlossen wird (direkte Verbindung seiner Kontakte), versucht er einen sehr hohen Strom zu induzieren, der nur vom Innenwiderstand des Generators abhängt und ein hohes Generatormoment bewirkt. Der Rotor wird gestoppt. Zwischen diesen Extremen liegt der übliche Betriebszustand, bei dem der Generator an einen (regelbaren) elektrischen Verbraucher (hier z. B. Glühlampe oder Potentiometer/Schiebewiderstand) angeschlossen ist und so eine steuerbare Stromproduktion stattfindet.

Für die elektrische Leistung gilt:

$$P_{el} = U \cdot I$$

mit P_{el} = elektrische Energie in Watt [W],

I = elektrischer Strom in Ampere [A] und

U = elektrische Spannung in Volt [V].

C.3 Versuchsablauf

1. Verbinden Sie einen elektrischen Schiebewiderstand mit dem Generator und schließen Sie ein Ampere- und ein Voltmeter an. Das Amperemeter wird in den Stromkreis, das Voltmeter parallel zum Stromkreis an die Ausgänge des Generators geschaltet.
2. Stellen Sie den höchsten Widerstand ein (der fast einer Unterbrechung des Stromkreises entspricht) und schalten Sie den Windkanal an.
3. Messen Sie die Drehgeschwindigkeit des Rotors.⁴⁵
4. Verbinden Sie den Rotor mit dem Generator und wiederholen Sie die Messung der Drehgeschwindigkeit.
5. Untersuchen Sie sieben verschiedene Einstellungen des Widerstandes (zwischen fast momentenfreiem und gestopptem Rotor) und tragen Sie die gemessenen Werte von Stromstärke und Spannung in die vorbereitete Tabelle ein.
6. Berechnen Sie jeweils die elektrische Leistung.
7. Wo liegt der maximale elektrische Leistungsbeiwert c_p ?⁴⁶

⁴⁵ Vgl. Abschnitt B, S. 33.

⁴⁶ Vgl. Abschnitt B, S. 33.

TABELLE C.1:
Rotortyp: Savoniusrotor

Datum:		Name:	
$A_{\text{Rotor}} =$		m^2	
<i>Stromstärke I</i> in A	<i>Spannung U</i> in V	<i>Drehzahl</i> in U/min	<i>Elektrische Leistung P</i> in Watt
$C_P \text{ max}$			

TABELLE C.2:
Rotortyp: Vierflügler

Datum:		Name:	
$A_{\text{Rotor}} =$		m^2	
<i>Stromstärke I</i> in A	<i>Spannung U</i> in V	<i>Drehzahl</i> in U/min	<i>Elektrische Leistung P</i> in Watt
$C_P \text{ max}$			

Kapitel D

Aufbau des Windkanals

D.1 Hintergrundinformationen zur Funktionsweise und zum Aufbau des Windkanals

Ein möglichst kompakter Windkanal, der die notwendige laminare Strömung für die Modellrotoren über einen Durchmesser von mindestens 20 cm liefert, ist Voraussetzung zur Durchführung der in dieser Broschüre beschriebenen Unterrichtsversuche und Messungen. Das UfU hat einen entsprechenden Kanal entwickelt, der aus relativ einfach zugänglichen Standardbauteilen (erhältlich in Baumärkten sowie in Modellbau- und Gebäudetechnikfachgeschäften) aufgebaut werden kann. Selbstverständlich kann auch jeder andere Windkanal mit offenem Strahl verwendet werden.

Als Modellrotoren wurden Flugzeugpropeller aus dem Modellbau und eigene Entwicklungen verwendet.

D.1.1 Technischer Hintergrund

Eine typische Anforderung aerodynamischer Untersuchungen ist die Übertragung der an großen Strukturen auftretenden Kräfte und Belastungen auf kleine Modelle, die am Windkanal analysiert werden können.

In unseren Experimenten wollen wir das Verhalten moderner großer Windkraftanlagen (mit Rotordurchmessern von etwa 100 m) anhand von Modellrotoren simulieren, deren Durchmesser nur bei etwa 15 cm liegt. Es handelt sich also um Modelle im Maßstab 1 : 666. Diese Verkleinerung beeinflusst das aerodynamische Verhalten erheblich, wobei zu beachten ist, dass die Versuche mit dem gleichen Medium (Luft) bei gleicher Dichte und gleicher Viskosität durchgeführt werden müssen wie in der Realität. Der ›Trick‹, durch die Wahl eines anderen Fluids die veränderte Dimension auszugleichen, funktioniert hier also nicht. Stattdessen werden wir versuchen, durch im Vergleich zur Umwelt höhere Windgeschwindigkeiten, den Schwierigkeiten der Modellbildung Rechnung zu tragen.⁴⁷

Es ist außerdem zu beachten, dass mit einer sehr homogenen und wenig turbulenten Strömung gearbeitet werden muss. Deshalb ist eine relativ aufwendige Behandlung des von einem gewöhnlichen Ventilator erzeugten Luftstromes notwendig, der zunächst eine rotierende Bewegung aufweist und stark turbulent ist.

Um die Ventilatorströmung zu einem weitgehend ungestörten und parallelen Luftstrom von überall gleicher Geschwindigkeit umzuformen, wurden

⁴⁷ Unterschiedliche Strömungsbedingungen können mit Hilfe der dimensionslosen **Reynolds-Zahl** verglichen werden. Diese ergibt sich aus der Multiplikation der Länge des untersuchten Objektes mit Geschwindigkeit und Dichte des Fluids dividiert durch dessen dynamische Viskosität. Vgl. Beitz und Grote 1997, S. B 64.

zwei Beruhigungselemente in den von uns entwickelten Windkanal eingebaut.

Als Erstes wird der Luftstrom in einen Strömungsgleichrichter geführt, der die Rotationsströmung aufhebt. Der jetzt parallel ausgerichtete Luftstrom weist aber noch eine (über den Querschnitt des Kanals gemessene) sehr unregelmäßige Geschwindigkeitsverteilung auf. Deshalb ist als zweites Element ein feines Nylonnetz in den Luftstrom gespannt. Dieses Netz verlangsamt die Luftströmung und führt zu einem Ausgleich der vorhandenen Geschwindigkeiten. Das Ergebnis ist eine parallele Strömung gleicher Geschwindigkeit (laminare Strömung) über den gesamten Querschnitt des Windkanals. Als Letztes durchläuft der Luftstrom eine Luftaustrittsdüse, die ihn auf die für die Schülerversuche benötigte Geschwindigkeit beschleunigt und zum Luftaustritt leitet. Bei der Düse muss auf eine weiche und harmonische Querschnittsreduzierung geachtet werden, damit im Luftstrom keine neuen Turbulenzen entstehen.

D.1.2 Design des Windkanals

Der hier vorgestellte Windkanal ist aus gebräuchlichen Bauteilen und Elementen aufgebaut, die in Modellbau- oder Haustechnikgeschäften oder Baumärkten zu erhalten sind. Es war Anspruch des Projektes, sich auf solche allgemein zugänglichen Materialien zu beschränken, um die Nachnutzbarkeit der Projektergebnisse für Schulen sicherzustellen – wofür der Selbstbau des Kanals eine Voraussetzung ist – und dennoch den Ansprüchen an ein professionell produziertes Produkt zu genügen. Das Ergebnis ist ein Low-Cost-Windkanal, der ohne besondere technische Ausstattung aufgebaut werden kann und gleichzeitig aerodynamische Messungen und Versuche hoher Qualität ermöglicht.

Das Kernelement des Windkanals ist der **Ventilator**. Wir wählten ein Innenrohr-Zentrifugalgebläse, der üblicherweise in Lüftungssystemen eingesetzt wird. Der Hauptvorteil dieses Typs, verglichen mit einem Axialgebläse, ist sein über ein weites Lastspektrum gleichmäßiger Betrieb. Dieser ist notwendig, um den Luftwiderstand des Nylonnetzes und der Testmodelle ohne große Verluste bei der Windgeschwindigkeit zu überwinden. Ein anderer Vorteil liegt in der relativen Geräuscharmheit des Ventilators. Ein weiteres Kriterium für die Wahl des Ventilators war seine elektrische Versorgung mit Wechselstrom, da in vielen Schulen keine Drehstromanschlüsse vorhanden sind.

D.1.3 Die Bauteile im Einzelnen

Auf der Lufteingangsseite des Windkanals muss ein Sicherheitsgitter angebracht werden, um zu verhindern, dass versehentlich in den rotierenden Ventilator gegriffen wird.

Der Ansaugkanal mündet in den Ventilator, an den wiederum ein Acrylglasrohr mit einem Durchmesser von 25 cm angeschlossen ist. Für die Funktionsweise ist das Material unerheblich. Das Glas wurde gewählt, um den Schülerinnen und Schülern einen Einblick in das »Innenleben« des Kanals zu

gewähren. Bei Wahl eines anderen, preisgünstigeren Materials ist auf eine ebene und glatte Innenwand zu achten, um das Auftreten von Turbulenzen zu minimieren.

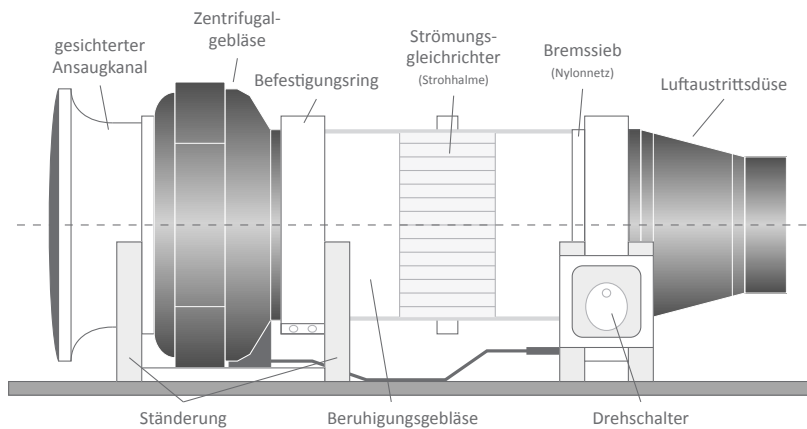


ABBILDUNG D.1:
Aufgebauter Windkanal

Ventilator und Glasrohr werden mit Befestigungsringen (Schellen) verbunden, die ebenfalls aus der Raumluftechnik stammen. Sie sind einfach anzubringen und an den Anschlussstellen mit Gummi belegt, die für luftdichte Verbindungen sorgen.

Innerhalb des Rohres, das die Beruhigungskammer darstellt, werden der Strömungsgleichrichter und das Nylonnetz angebracht. Für den Gleichrichter haben wir den Querschnitt des Kanals vollständig mit Strohhalmen ausgefüllt. Wir benutzten »Milchshake-Strohhalme«, wie sie aus Fastfood-Restaurants bekannt sind, mit einem Durchmesser von 8 mm. Diese Methode ersetzt professionelle Strömungsgleichrichtermaterialien mit vergleichbaren Ergebnissen bei fast keinen Kosten. Der Schirm zur Homogenisierung der Luftgeschwindigkeit wird aus einem Nylonnetz, z. B. ausgeschnitten aus einem Moskitonetz, hergestellt. Das Netz wird einfach über das Ende des Acrylglasrohres gespannt. Alternativ kann ein feines Metallnetz mit einer Maschengröße von maximal 0,3 mm verwendet werden.

Hinter dem Netz wird die Austrittsdüse ebenfalls mit den oben erwähnten Befestigungsringen angebracht. Es war sehr aufwendig, eine Rohrverengung zu finden, die den Ansprüchen einer aerodynamischen Düse (Beschleunigung des Luftstromes bei Beibehaltung der laminaren Strömung) genügt. Nach Experimenten, die bis zu Lampenschirmen und Plastikeimern reichten, entschieden wir uns für ein Verengungselement aus dem Angebot der Raumluftechnik, wobei zwei kantige Übergänge mit plastischem Material und Fingerspitzengefühl auszugleichen waren. Eine professionelle Alternative bieten Laborversorger, die Bauteile für aerodynamische Versuche liefern, allerdings zu relativ hohen Kosten.

Zur Variation der Windgeschwindigkeit wird der Ventilator über einen konventionellen elektronischen Drehschalter gesteuert.

D.2 Aufbau der einzelnen Komponenten des Windkanals

D.2.1 Herstellung des Netzes

Folgende Materialien werden benötigt:

- ein engmaschiges Nylonnetz von $45 \times 45 \text{ cm}^2$
- 2 Streifen PVC-Band jeweils 1 m lang, 2 cm breit und 0,5 mm dick
- eine Befestigungsschelle
- ein Rohr von 25 cm Durchmesser
- Sekundenkleber
- Schere

Zuerst stellen wir aus den Plastik- oder Papierstreifen zwei Ringe her. Bei 78,5 cm wird der erste Streifen markiert, der überlappende Bereich mit Kleber bestrichen. Wie in Abbildung D.2 wird der Streifen dann zu einem Ring verklebt. Mit dem zweiten Streifen wird ebenso verfahren, wobei die Markierung hier aber bei 78,8 cm erfolgt. Bei den Abmessungen der Markierung und dem folgenden Verkleben ist genau vorzugehen, da die Ringe später exakt auf das Kanalrohr passen müssen.

Um den ersten Ring mit dem Moskitonetz zu verbinden, wird – wie in Abbildung D.3 dargestellt – das traditionelle großmütterliche ›Marmeladenglas-Abdeck-Prinzip‹ angewandt. Der erste (kleinere) Ring wird über das Ende des Rohres gestülpt und das Netz darüber gezogen. Die Befestigungsschelle muss weit genug geöffnet werden, um über den Ring und das Netz zu passen. Sie wird etwa 1 cm über den Ring auf das Rohr geschoben und geschlossen.

Jetzt wird Klebstoff auf den ersten Ring aufgetragen und der zweite Ring darüber geschoben. Es sollte darauf geachtet werden, dass nicht zu verschwenderisch mit dem Klebstoff umgegangen wird, denn das Glasrohr sollte möglichst wenig abbekommen. Nachdem der Klebstoff getrocknet ist, wird das Rohr von überstehenden Klebstoffresten gesäubert. Das Netz kann jetzt vom Glasrohr abgestreift und unnötige Reste des Nylonnetzes können abgeschnitten werden.

D.2.2 Herstellung des Strömungsgleichrichters

Folgende Materialien werden benötigt:

- 400 Milchshake-Strohhalme mit 8 mm Durchmesser
- Ein Streifen aus Plastik oder Papier mit einer Länge von 1 m, einer Breite von 11,5 cm und einer Dicke von ca. 0,5 mm
- ein Rohr mit 25 cm Außendurchmesser
- Klebstoff-Spray
- altes Zeitungspapier
- Klebeband
- Teppichmesser o. ä.

Festes Papier funktioniert ebenso.

z. B. das Acrylglasrohr des Windkanals

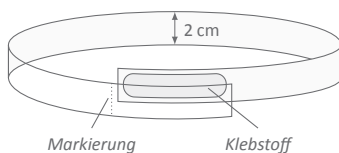


ABBILDUNG D.2:
Papier- oder Plastikring zur
Befestigung des Nylonnetzes

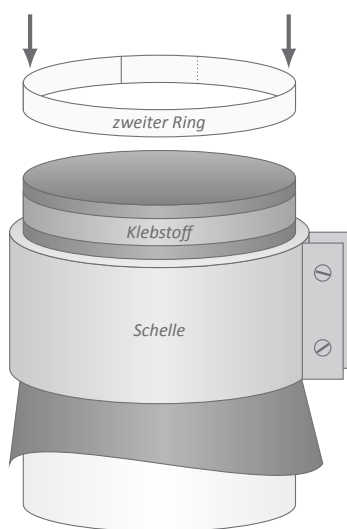


ABBILDUNG D.3:
Befestigung des Nylonnetzes

z. B. das Acrylglasrohr des Windkanals

Wir beginnen mit der Herstellung eines Plastikringes, der die Strohhalmpackung halten soll, nach der für die Herstellung des Nylonnetzes oben geschilderten Methode. Diesmal muss der Ring in das Innere des Rohres passen, das in unserem Fall einen Innenumfang von 75,3 cm hat. An dieser Stelle befindet sich also diesmal die Markierung für das Verkleben des überstehenden Abschnitts.

Die Hauptarbeit des nächsten Schrittes besteht im Zurechtschneiden der 400 Strohhalme auf die richtige Länge. Da Strohhalme in der Regel ca. 23 cm lang sind und 11,5 cm ungefähr der maximalen Länge des Strömungsgleichrichters für die hier vorliegende Anwendung entspricht, haben wir die Strohhalme einfach in der Mitte geteilt. Wenn der Strömungsgleichrichter zu lang ist, können sogar neue Turbulenzen durch Scherkräfte an den Wänden der Halme entstehen.

Wenn die Halme die richtige Länge haben, wird der Plastikring in das Windkanalrohr geschoben und die Innenwand des Rohres ansonsten mit Zeitungspapier bedeckt, um die Beruhigungskammer vor Sprühpartikeln zu schützen. Jetzt wird eine Schicht Klebstoff auf die Innenseite des Ringes gesprüht und eine erste Schicht von Strohhalmen parallel zur Strömungsrichtung angebracht. Diese Prozedur wird wiederholt, bis der Querschnitt des Kanals gefüllt ist. Um die letzten Lücken zu schließen, müssen die Halme möglicherweise einzeln mit Klebstoff eingestrichen und dann vorsichtig eingefügt werden. Der fertige Gleichrichter soll jetzt liegenbleiben, bis das Spray vollständig getrocknet ist, um sicherzustellen, dass er danach die gewünschte Kreisform beibehält.

Danach kann das Zeitungspapier entfernt und der Gleichrichter innerhalb des Kanals fixiert werden. Hierzu wird ein Loch mit 3 mm Durchmesser in die Mitte der Kanalwand gebohrt (20 cm entfernt vom Ende des Windkanalrohres). Der Gleichrichter, d. h. die gesamte Strohhalmpackung, wird in die Mitte des Rohres geschoben und mit einer 6–7 cm langen Schraube, die durch das gebohrte Loch und durch den haltenden Plastikring führt, an der Kanalwand befestigt. Die Position soll nicht um mehr als ± 2 cm von der beschriebenen Position in der Mitte des Kanals abweichen.

D.2.3 Aufbau des Windkanals

Wenn alle benötigten Komponenten des Windkanals fertiggestellt sind, kann der Windkanal aufgebaut werden. Sinnvollerweise wird mit den Metallfüßen begonnen, die die Struktur des Windkanals tragen. Um dem Aufbau eine für Schülerexperimente notwendige Stabilität zu geben, sollten die insgesamt 4 benötigten Füße mittels Holzschrauben auf einem etwa $1,2 \times 0,4 \text{ m}^2$ großen Brett (Dicke ca. 2 cm) befestigt werden. Zusätzlich kann der Drehschalter zur Steuerung der Windgeschwindigkeit auf diesem Brett befestigt werden.

Zur Verbindung des Ventilators mit dem Hauptteil des Windkanals sollte der Ventilator (mit dem Ansaugkanal nach unten) vertikal auf den Fußboden gelegt werden. Die Schelle wird übergeschoben und das Acrylglasrohr, das ja bereits den Strömungsgleichrichter enthält, wird darauf gesteckt und durch Schließen der Schelle befestigt. Danach wird das Nylonnetz über den Ausgang des Rohres geschoben, darüber die zweite Schelle gezogen und die

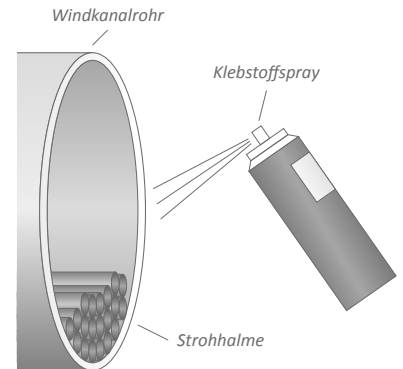


ABBILDUNG D.4:
*Befestigung der Strohhalme
im Gleichrichter*

Luftaustrittsdüse aufgesetzt. Netz und Düse werden durch den Verschluss der zweiten Schelle fixiert. Jetzt ist der Kanal fertig und wird in waagerechter Position auf die Füße gesetzt.

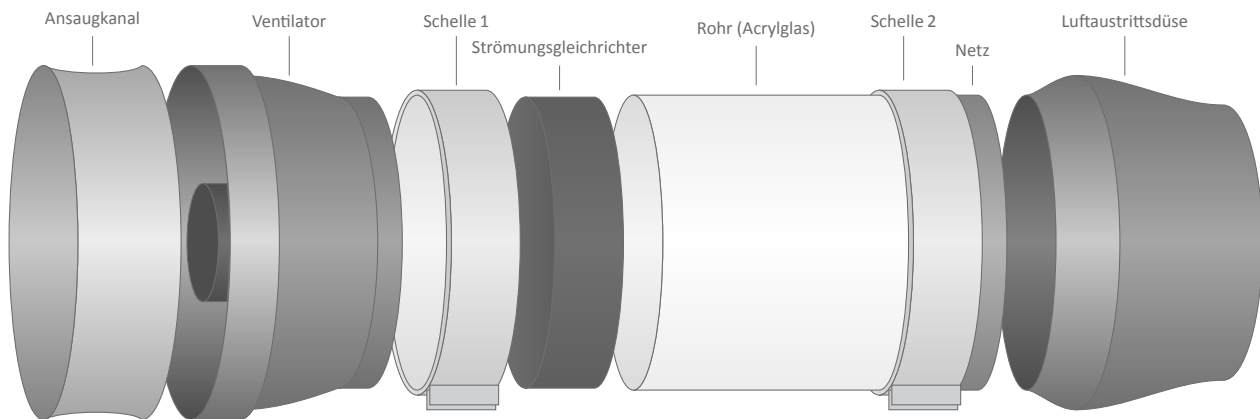


ABBILDUNG D.5:
Zusammenbau des Windkanals

Kapitel E

Materialliste für den Windkanal

In der folgenden Übersicht sind alle Materialien enthalten, die in die Entwicklung und den Bau des Windkanals eingeflossen sind. Ausgenommen sind Materialien aus Fehlentwicklungsschritten, die für die jetzt vorliegende Version des Kanals keine Rolle mehr spielen. Weitere Einsparungen sind möglich, wenn z. B. Werkzeuge bereits vorhanden sind oder zunächst weniger als 5 Windräder gekauft und aufgebaut werden.

Menge	Beschreibung	Kategorie	Menge	Beschreibung	Kategorie
1	Acrylglasrohr 250 mm	b	1	Spritzsieb	b
1	Bügelschelle 250 mm	b	1	Stahlnetz	b
1	Dichtring	b	1.000	Strohhalme	b
8	Flügelschrauben	b	1	Zellgummi	b
8	Gummifüße	b	1	4 mm-Achse	m
1	Haltebügel	b	1	Acrylrohr	m
5	Hutmuttern	b	1	Auswuchter	m
1	Kanalstutzen	b	1	Auswuchter	m
1	Kantenschutzgummi	b	1	Distanzstücke 4 mm	m
1	Maschengewebe	b	1	Drehknopf	m
8	Muttern	b	1	Drehpotentiometer	m
5	Rändelschrauben	b	1	Drehzahlmesser	m
2	Reduzierung 250/160 mm	b	1	Drehzahlsteller	m
1	Rohrventilator	b	2	(versch.) Elektromotoren	m
2	Schalter	b	2	Kabel	m
1	Scheibe 20/4	b	1	Kugellager	m
2	Schellensatz 250 mm	b	1	Kunststoffräder	m
1,8 m ²	Schilfrohr	b	2	Kupplungsbuchse	m
10	Schrauben M5	b	1	Lagerflansch	m
1	Schutzgitter Typ EBM	b	1	Laufschnur	m
1	Schutzgitter Typ S&P	b	1	Lötplatine	m
1	Sicherheitssteckdose	b	1	Madenschrauben	m
1	Sicherheitsstecker	b	1	Messschieber	m
1	Spiralkabel	b	1	Modellgetriebe	m

TABELLE E.1:
Materialliste für den Windkanal

Kategorien:
b (Windkanalbau),
v (Verbrauchsmaterial),
m (Messmaterial),
w (Werkzeuge)

TABELLE E.1:
Materialliste für den
Windkanal (Fortsetzung)

Menge	Beschreibung	Kategorie	Menge	Beschreibung	Kategorie
1	Modellnabe	m	1	Satz Spiralbohrer	w
5	(versch.) Modellpropeller	m	2	Spiralbohrer	w
1	Multimeter	m	1	Spiralbohrer 4,8 mm	w
1	Lüsterklemmen	m	1	Teppichmesser	w
1	Nylonschnur 3,5 mm	m	1	Spitzzange	w
1	Nylonschnur 5,0 mm	m	1	Windmessgerät/Prandtl-Staurohr	w
1	Regler (für Propeller)	m	1	Klebefolie	v
1	Satz Kunststoffräder	m	1	Kreppband	v
1	Satz Luftschrauben	m	1	Klebeband	v
1	Seiltrommel	m	1	Polyesterspachtel	v
2 m	Silikonschlauch	m	1	PVC-Folie	v
1	Stahllineal	m	1	Holzzuschnitt	v
2	Transportgummis	m	1	Sprühkleber	v
1	Wellenlagerung	m	2	Sekundenkleber	v
2	Wellenlagerung	m	1	9 V-Akku	v
1	Winkelmesser	m	1	Aluminiumband	v
3	Schnurrollen	m	1	Millimeterblock	v

Literatur

[50 Hertz 2013] 50 Hertz transmission GmbH, *Prognose der Windleistung*, abgerufen im September 2013.

www.50hertz.com/transmission/files/sync/Netzkennzahlen/Windenergie/Windprognose_2012.csv

[AEE 2013] Agentur für Erneuerbare Energie, »Strom, Wärme, Mobilität – Stand und Ausblick« in: *Bundesländer mit neuer Energie – der Jahresreport Föederal-Erneuerbar 2013*, S.11–17, 2013.

www.unendlich-viel-energie.de/de/politik/bundeslaender/jahresreport-foederal-erneuerbar-2013.html

[Agora Energiewende 2012] Agora Energiewende, *12 Thesen zur Energiewende*, 2012.

www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Agora_Impulse_12_Thesen_Langfassung_2.Auflage_Webversion.pdf

[Agora Energiewende 2013] Agora Energiewende, *Zusammenhang von Strombörsenpreisen und Endkundenpreisen*, Energy Brainpool 2013.

www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Agora_Studie_Stromboersen-Endkundenpreise_EnergyBrainpool_V1-1-28032013.pdf

[Beitz und Grote 1997] Wolfgang Beitz und Karl-Heinz Grote (Hrsg.), *Dubbel. Taschenbuch für den Maschinenbau*, 19. Auflage, Berlin, Heidelberg, New York: Springer-Verlag 1997.

[BMU 2012 a] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG)*, konsolidierte (unverbindliche) Fassung des Gesetzestextes in der ab 1. Januar 2012 geltenden Fassung.

www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_2012_bf.pdf

[BMU 2012 b] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, *Vergütungssätze, Degression und Berechnungsbeispiele nach dem neuen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 04. August 2011 (>EEG 2012<)*.

www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_2012_verguetungsdegression_bf.pdf

[BNA 2013] Bundesnetzagentur, *Warum brauchen wir den Netzausbau?* (Online-Artikel), abgerufen im September 2013.

www.netzausbau.de/DE/Wissenswertes/WarumNetzausbau/WarumNetzausbau-node.html

[BNA 2011] Bundesnetzagentur, *Power-to-Gas, Erdgasinfrastruktur als Energiespeicher* (Online-Artikel vom 22. November 2011), abgerufen im September 2013.

www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2011/111122_PowerToGas.html

[Böhme 2012] Dieter Böhme, *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)*, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2012.

www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_zeitreihe.pdf

[Böhme u. a. 2012] Dieter Böhme, Wolfhart Dürschmidt und Michael van Mark, *Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung*, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2012.

www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/broschuere_ee_zahlen_bf.pdf

[BWE 2013] Bundesverband WindEnergie e. V., *Energiewandlung* (Online-Artikel), abgerufen im Oktober 2013.

www.wind-energie.de/infocenter/technik/funktionsweise/energiewandlung

www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/studie-zum-potenzial-der-windenergienutzung-land/bwe_potenzialstudie_kurzfassung_2012-03.pdf

www.wind-energie.de/sites/default/files/attachments/page/statistiken/fact-sheet-statistik-we-2012-12-31.pdf

www.wind-energie.de/sites/default/files/attachments/page/statistiken/status-windenergieausbau-deutschland-20130630.pdf

www.windpower.org/en/news/news.html#727

www.thema-energie.de/energie-erzeugen/erneuerbare-energien/windenergie/grundlagen/wirtschaftlichkeit-von-windenergieanlagen.html

www.thema-energie.de/energie-erzeugen/erneuerbare-energien/windenergie/grundlagen/kleinwindanlagen.html

www.dwd.de

www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_innovationen_energiezukunft_bf.pdf

www.zfes.uni-stuttgart.de/deutsch/downloads/20120727_Final_Stromspeicherpotenziale_fuer_Deutschland-.pdf

www.ise.fraunhofer.de

windmonitor.iwes.fraunhofer.de

www.gwec.net/global-figures/graphs/

[BWE 2011] Bundesverband WindEnergie e. V., *Studie – Potenzial der Windenergienutzung an Land*, 2. Auflage vom März 2013, der Kurzfassung von 2011.

[DWG 2013 a] Deutsche WindGuard, *Status des Windenergieausbaus in Deutschland – Jahr 2012*, im Auftrag vom Bundesverband WindEnergie e. V. und dem Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e. V., Varel 2013.

[DWG 2013 b] Deutsche WindGuard, *Status des Windenergieausbaus in Deutschland – 1. Halbjahr 2013*, im Auftrag vom Bundesverband WindEnergie e. V. und dem Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e. V., Varel 2013.

[DWIA 2013] Danish Wind Industries Association, *Wind energy passes 30 %* (Online-Artikel vom 31. Januar 2013), abgerufen im September 2013.

[dena 2013] Deutsche Energie-Agentur, *Wirtschaftlichkeit von Windenergieanlagen* (Online-Artikel), abgerufen im September 2013.

[dena 2012] Deutsche Energie-Agentur, *dena-Marktanalyse 2012: Status und Ausblick für die weltweite Entwicklung erneuerbarer Energien*, Berlin 2012.

[DWD 2013] Deutscher Wetterdienst. Grafiken auf Anfrage erhalten im November 2013.

[Ditsch 2004] Cornelia Ditsch, *Analyse, Aufbereitung und Erprobung der unterrichtlichen Handreichung »Unterrichtseinheit Windkraft«*. Schriftliche Prüfungsarbeit zur zweiten Staatsprüfung für das Amt der Studienrätin, 9. Schulpraktisches Seminar, Berlin 2004.

[Duit und Mikelskis-Seifert 2012] Reinders Duit und Silke Mikelskis-Seifert (Hrsg.), »Physik im Kontext. Konzepte, Ideen, Materialien für effizienten Physikunterricht«, in: *Physik im Kontext. Wege zum erfolgreichen Physikunterricht*, Seelze: Friedrichverlag 2012.

[Dürschmidt u. a. 2011] Wolfhart Dürschmidt, Dieter Böhme und Elke Hammer, *Erneuerbare Energien. Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft*, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2011.

[Hartmann et al. 2012] Niklas Hartmann, Ludger Eltrop, Nikolaus Bauer, Johannes Salzer, Simon Schwarz und Maike Schmidt, *Stromspeicherpotenziale für Deutschland. Zentrum für Energieforschung Stuttgart* (2012), abgerufen im November 2013.

[ISE Fraunhofer 2013] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme.

[IWES Fraunhofer 2013] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik.

[Gasch und Twele 2011] Robert Gasch und Jochen Twele (Hrsg.), *Windkraftanlagen: Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb*, 6. Auflage, Stuttgart: Vieweg+Teubner 2011.

[GWEC 2013] Global Wind Energy Council, *Global Statistics – Top 10 New Installed Capacity (Jan-Dec 2012)* (Online-Datenbank), abgerufen im Oktober 2013.

[Hau 2008] Erich Hau, *Windkraftanlagen. Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*, Berlin/Heidelberg: Springer 2008.

[van Mark und Nick-Leptin 2011] Michael van Mark und Joachim Nick-Leptin, *Erneuerbar beschäftigt! Kurz- und langfristige Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt*, Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2011.

[Nitsch 2007] Joachim Nitsch, *Leitstudie 2007. »Ausbaustrategie Erneuerbare Energien«, Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050*, Stuttgart: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2007.

[Pick 2000] Andreas Pick, Vorlesung »Zukünftige Energiebereitstellung für den Gebäudebetrieb« / Universität Stuttgart, Institut für GebäudeEnergetik (EnBW Erneuerbare Energien GmbH) 2000.

[Schmidt und Mühlenhoff 2010] Janine Schmidt und Jörg Mühlenhoff, *Erneuerbare Energien 2020. Potenzialatlas Deutschland*, Agentur für Erneuerbare Energien 2010.

[Spiegel Online 2012] Spiegel Online, *Energiegipfel im Kanzleramt: Länderschefs fordern schnelleren Windkraft-Ausbau* (Online-Artikel vom 2. November 2012), abgerufen im September 2013.

[Statistisches Bundesamt 2013] Statistisches Bundesamt, *Bruttostromerzeugung in Deutschland für 2010 bis 2012*, 2013.

[Ulrich und Lehr 2011] Philip Ulrich und Ulrike Lehr, *Erneuerbar beschäftigt in den Bundesländern: Bericht zur aktualisierten Abschätzung der Bruttobeschäftigung 2012 in den Bundesländern*, Osnabrück: gws 2013.

[Valentin und von Bredow 2011] Florian Valentin und Hartwig von Bredow, »Power-to-Gas: Rechtlicher Rahmen für Wasserstoff und synthetisches Gas aus erneuerbaren Energien«, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 61. Jg. (2011), Heft 12, S. 99ff.

[Weber 2013] Tilman Weber, »Technologiewende. Die Windenergieunternehmen sehen ein gutes Windjahr voraus, hierzulande. Weltweit gilt jetzt, in der Technik gute Strategien zu fahren«, in: *Erneuerbare Energien. Das Magazin* 1 (2013), S. 22–27.

[Wetzel 2012a] Daniel Wetzel, »Polen macht die Grenze für deutschen Strom dicht«, in: *Die Welt* vom 28. Dezember 2012.

[Wetzel 2012b] Daniel Wetzel, »Polnische Quittung für deutsche Energiewende«, in: *Die Welt* vom 29. Dezember 2012.

[Wind-Win-Fit 2013] Kompetenzteam für Windkraft- und Photovoltaikanlagen.

[WIND-KRAFT Journal 2012] »SSP: Das 83,5 m Rotorblatt – Die große Herausforderung«, in: *WIND-KRAFT Journal und Natürliche Energien* 6/2012, S. 4–7.

www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_arbeitsmarkt_bf.pdf

www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2007.pdf

www.ige.uni-stuttgart.de/fileadmin/ressourcenRedakteure/pdf/Vorlesung/Sonderprobleme/WS12_13/Sonderprobleme_Vorlesung_130115_APick.pdf

www.unendlich-viel-energie.de/fileadmin/content/Wirtschaft/Potenziale/Potenzialatlas_2020_online.pdf

www.spiegel.de/politik/deutschland/vor-energiegipfel-draengen-laender-auf-windkraft-ausbau-a-864863.html

www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/Tabellen/Bruttostromerzeugung.html

www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente_PDFs_/bericht_erneuerbar_beschaeftigt_bundeslaender_bf.pdf

www.energy-lawyers.eu/downloads/Power-to-Gas.pdf

www.welt.de/wirtschaft/article112279952/Polen-macht-die-Grenze-fuer-deutschen-Strom-dicht.html

www.welt.de/eilmeldung/article112285930/Polnische-Quittung-fuer-deutsche-Energiewende.html

www.wind-win-fit.com

Abbildungsverzeichnis

1.1	Energiefluss der Windenergieanlage	3
1.2	Skizze eines persischen Windrades	4
1.3	Prinzip eines persischen Windrades (vereinfachtes Modell)	4
1.4	Leistungsbeiwerte als Funktion der Schnelllaufzahl von modernen Windkraftanlagen im Vergleich	5
1.5	Wirkende Kräfte am Windanlagenflügel	5
1.6	Moderne Windkraftanlage mit und ohne Getriebe (Auftriebsläufer)	5
1.7	Winddreieck und Kräfte (Auftrieb A und Widerstand W) an einem Auftriebsläufer	6
2.1	Aufbau des Windkanals (eigene Darstellung)	8
2.2	Zweikomponentenwaage (Lise-Meitner-Schule)	8
3.1	Versuchsaufbau zur Drehmomentmessung	11
4.1	Strommix in Deutschland im Jahr 2012	17
4.2	Windgeschwindigkeit in Deutschland. Jahresmittel in 80 m über Grund, Bezugszeitraum 1981–2000	19
4.3	Häufigkeitsverteilung der Windrichtung und <i>Weibull</i> -Verteilung (Häufigkeit der Windgeschwindigkeiten)	20
4.4	Prognose der Windleistung (in MW)	21
4.5	Vermiedene Treibhausgasemissionen	22
4.6	Logik der Strompreisbildung anhand der <i>Merit-Order</i> -Kurve	25
4.7	Ausbau der Windenergie in Deutschland von 2000 bis 2012	27
A.1	Beschreibung des Flügelprofils	29
A.2	Kräfte am Tragflügelprofil	29
A.3	Zweikomponentenwaage	29
A.4	Zweikomponentenwaage im Windkanal	30
A.5	Unterschiedliche Anströmwinkel von 0° bis 90°	30
A.6	Auftriebs- und Widerstandskraft des Modellprofils am Windkanal in Abhängigkeit vom Anströmwinkel	31
B.1	Das Flüssigkeitsanemometer für die Staudruckmessung	34
B.2	Messung der Drehzahl	36
B.3	Messung des Drehmoments über die Bremskraft	36
C.1	Aufbau einer netzeinspeisenden Windenergieanlage	40

C.2	Messung der elektrischen Leistung des Rotormodells über Spannung und Stromstärke	40
D.1	Aufgebauter Windkanal	45
D.2	Papier- oder Plastikring zur Befestigung des Nylonnetzes	46
D.3	Befestigung des Nylonnetzes	46
D.4	Befestigung der Strohhalme im Gleichrichter	47
D.5	Zusammenbau des Windkanals	48

Tabellenverzeichnis

4.1	Betriebsbereich einer Windkraftanlage	18
4.2	Top 10 des installierten Leistungszubaus und Marktanteil	26
A.1	Kräfte am Modellprofil	31
B.1	Schalenkreuzanemometer	35
B.2	Flüssigkeitsanemometer	35
C.1	Rotortyp: <i>Savoniusrotor</i>	42
C.2	Rotortyp: <i>Vierflügler</i>	42
E.1	Materialliste für den Windkanal	49
E.1	Materialliste für den Windkanal (Fortsetzung)	50

Liste der Formelzeichen

Zeichen	Bedeutung	Einheit	Zeichen	Bedeutung	Einheit
A	Auftrieb		P_{aus}	vom Rotor abgegebene Leistung (auch P_{Rotor})	W
A	vom Rotor überstrichene Kreisfläche	m^2	P_{el}	Abgegebene elektrische Leistung	W (VA)
$A_{\text{Windkanal}}$			r	Radius (hier: Flügelradius)	
c	Anströmgeschwindigkeit	m/s	r_m	Mittlerer Radius	m
c_A	Auftriebsbeiwert		s	Strecke	m
c_p	Leistungsbeiwert (Wirkungsgrad η von Windkraftrotoren)	–	s_u	Strecke der Drehbewegung entlang des Umfangs	m
c_W	Widerstandsbeiwert		t	Zeit	s
d_{Bremsse}	Durchmesser des Bremsrades	m	u	Umfangsgeschwindigkeit	m/s
d_{Rotor}	Rotordurchmesser	m	U	Elektrische Spannung	V
E	Energie	J	v	Geschwindigkeit (hier: Windgeschwindigkeit, auch v_{Wind})	m/s
E_{kin}	Kinetische Energie	Ws	v_r	Resultierende Geschwindigkeit	
f	Frequenz	Hz (1/s)	v_u	Umfangsgeschwindigkeit	
F	Kraft	N	V	Volumen	m^3
F_1	Kraft am ersten Federkraftmesser	N	W	Widerstand	
F_2	Kraft am zweiten Federkraftmesser	N	W	Mechanische Arbeit oder Energie	J
F_A	Auftriebskraft	N	α	Anstellwinkel	°
F_W	Widerstandskraft	N	β	Bei Schrägrohranemometer der Steigungswinkel	
g	Erdbeschleunigung	m/s^2	Δ	Differenz	–
h	Höhe (hier: der Wassersäule)	m	λ	Schnellaufzahl	–
I	Stromstärke	A	η	Wirkungsgrad (Verhältnis aus genutzter (von einer Maschine abgegebener) und zugeführter (in die Maschine eingebrachte) Energie oder Leistung)	–
l	Länge	m	Ω	Zahl der Umdrehungen/Zeit	1/s
m	Masse (hier: der Luft)	g	ρ	Dichte	g/m^3
M	Drehmoment	Nm	ρ_W	Dichte des Wassers	g/m^3
P	Leistung	W	ρ_L	Dichte der Luft	g/m^3
P_{ein}	die im Wind enthaltene Leistung (auch P_{Wind})	W	ω	Kreisfrequenz	Hz (1/s)

