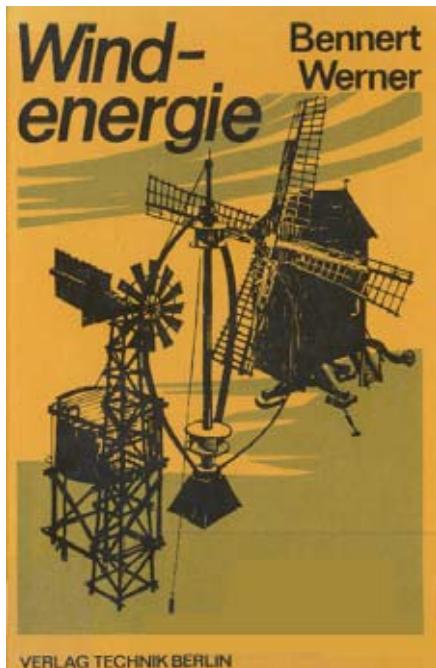


Bennert & Werner

Windenergie



Verlag Technik Berlin GmbH 1991

ISBN 3-341-01041-6

Scan 04/2003



Wind- energie

Bennert
Werner



VERLAG TECHNIK BERLIN

Wind- energie

*Dr. sc. techn. Dr. rer. nat. Wulf Bennert
Dr. rer. nat. Ulf-Jürgen Werner*

2. Auflage



Verlag Technik GmbH Berlin

Die Autoren danken Herrn Dr.-Ing. *Volker Tribius* für die Federzeichnungen im Text und im Bilderanhang, die er mit großer Sachkenntnis anfertigte.

Bennert, Wulf:
Windenergie / Wulf Bennert ; Ulf-Jürgen Werner.
2. Aufl. - Berlin : Verl. Technik, 1991. - 144 S. :
117 Bilder, 9 Taf.
ISBN 3-341-01041-6
NE: Werner, Ulf-Jürgen:

ISBN 3-341-01041-6

2. Auflage
© Verlag Technik GmbH Berlin 1991
VT 201 • 2/5912-2 (140)
Printed in Germany
Gesamtherstellung: Druckhaus Mitte GmbH
Lektor: Obering, *Manfred Neumann*
Einband: *Volker Tribius* und *Kurt Becken*
Typographie: *Horst Bünger*
LSV 3209

Vorwort

Einer der Autoren dieses Buches versorgte acht Jahre lang seinen in einer abgelegenen Windmühle befindlichen Haushalt mit Energie aus einem kleinen Windrad. Diese Zeit war für ihn ein eindrucksvoller Unterricht über Vorteile und Schwierigkeiten der Windenergienutzung, Fragen der Speicherung von Energie und über die ärgerlichen Verluste bei ihrer Umwandlung. Vor allem schärften diese Jahre die Einsicht in die außerordentliche Bedeutung der Energie und die Notwendigkeit, sehr sparsam mit ihr umzugehen.

Angeregt durch die eigenen Erfahrungen, werden hier die Besonderheiten und Probleme der Gewinnung von Energie aus dem Wind geschildert - anschaulich und verständlich, soweit dies irgend möglich ist, an einzelnen Stellen aber auch mit etwas Mathematik. Solche Stellen können vom Leser übersprungen werden. Der historischen Entwicklung ist ein recht großer Teil gewidmet, schließlich war der Wind einmal eine unentbehrliche Energiequelle.

Die Autoren danken ihrem Lektor, Herrn Oberingenieur *Manfred Neumann*, für sein Interesse und für wichtige Hinweise; dem Verlag Technik wird für die Bereitschaft gedankt, ein Buch zu verlegen, das in Inhalt und Form ein wenig vom Üblichen abweicht.

Wulf Bennert Ulf-Jürgen Werner

Inhaltsverzeichnis

1.	Einst vielbeschäftigt, heute arbeitslos - eine Vorbemerkung zum Wind	9
2.	Entwicklung der Windmühle	11
2.1.	Die ältesten Windmühlen	11
2.2.	Die Bockwindmühle	16
2.3.	Die Mühle mit dem wippenden Köcher	23
2.4.	Die deutsche Windmühle - in Holland erfunden	26
2.5.	Die Windmühlen mit drehbarer Haube	28
2.6.	Die Windenergieanlage der Mühlen	33
2.7.	Warum der Wind entlassen wurde	43
3.	Der Wind hat nicht nur Launen	46
3.1.	Entstehung des Windes	46
3.2.	Messung des Windes	48
3.3.	Mit dem Wind kann gerechnet werden	54
4.	Vielleicht lohnt es sich doch - der Wind als Energieträger	58
4.1.	Einen Teil der Energie muß man ihm lassen	58
4.2.	Vorausberechnung der nutzbaren Energie	61
5.	Vom Farmer-Rotor bis zum Tornadoturm - Windtypen und ihre Eigenschaften	67
5.1.	Über die Kennlinien eines „Windmotors“	67
5.2.	Nutzung von Widerstand und Auftrieb	72
5.3.	Windräder mit waagerechter Achse	76
	Vielblattrotor	81
	Schnellläufer mit wenigen Blättern	82
5.4.	Windräder mit senkrechter Achse	87
	Savonius-Rotor	88
	Darrieus-Rotor	90

5.5.	Konzentrierende Anlagen	95
5.6.	Seltsame Windräder	99
6.	Was macht man mit dem Wind?	103
6.1.	Umwandlung in mechanische Energie	104
6.2.	Umwandlung in elektrische Energie	105
	Gleichstromgeneratoren	105
	Synchrongenerator	106
	Asynchrongenerator	107
6.3.	Probleme der Einspeisung in das Netz	108
6.4.	Heizen mit Wind	109
6.5.	Speicherung der Energie	111
7.	Probleme des Selbstbaues	120
8.	Perspektiven	126
	Zeittafel	128
	Bilderanhang	
	Windmühlen und Windräder im Lauf ihrer Entwicklung	130
	Literaturverzeichnis	140
	Sachwörter- und Namenverzeichnis	142

1. Einst vielbeschäftigt, heute arbeitslos - eine Vorbemerkung zum Wind

Eine im Jahre 1882 auf dem Gebiet des damaligen Deutschen Reiches durchgeführte Zählung von Windmühlen ergab einen Bestand von 19 900. Drei Jahre später waren es nur noch 18 362 Mühlen, und der Rückgang setzte sich über 17 933 im Jahre 1907 und 8 170 bei der Zählung von 1925 unaufhaltsam fort bis zu der Handvoll Mühlen, die heute als technische Denkmale den Wind zum Mahlen von Getreide nutzen. Einige weitere Mühlen sind dem Verfall preisgegeben (Bild 1.1).



*Bild 1.1. Einst vielbeschäftigt - heute arbeitslos:
eine nicht mehr genutzte
Bockwindmühle bei Klettbach, Kreis Erfurt*

Energetisch betrachtet, verzichtete man damit auf die bereits installierte Nennleistung von etwa 300 Megawatt (MW) einer regenerativen, also sich stets wieder erneuernden Energieform, um statt dessen fossile Energieträger wie Kohle und Erdöl zu verbrennen. 300 MW werden heute von einem einzigen Kraftwerksblock erzeugt, so daß man sich fragen muß, ob der Verzicht auf die Nutzung des Windes außer unter kulturhistorischem auch noch unter energetischem Aspekt ernsthaft betrachtet werden sollte. Die Umwandlung der Primärenergie des Windes in Nutzenergie konnte mit anderen Energieumwandlungen nicht konkurrieren; sie war einfach zu teuer. Doch ist heute die Diskussion darüber in Gang gekommen, ob die Rechnung für die bisherige gigantische Verbrennung von Kohle, Erdöl und Erdgas bereits bezahlt wurde oder ob die jetzt notwendige Begrenzung und Behebung von Umweltschäden zu einer Nachforderung führt, die einer rückwirkenden Verteuerung konventioneller Energien gleichkommt. Auch die Kosten der Kernspaltungsenergie lassen sich bei steigenden Sicherheitsanforderungen nur schwer voraussagen, und die Kernfusion steht noch am wissenschaftlich-technischen Horizont der Menschheit. So ist zu verstehen, daß die Nutzung von Sonne und Wind mit ihrer vollständigen Schonung der Umwelt eine neue Attraktivität ausstrahlt. Und wer einmal ein kleines Windrad gebaut hat, der hat die Faszination des „Dinges, das durch den Wind geht“ zweifellos selbst gespürt.

Die großen Probleme der Energieversorgung lassen sich nicht durch Ausnutzung des Windes lösen. Doch könnte sie einen Anteil von 3 bis 5 % am Primärenergievolumen der Zukunft erreichen, wenn die vorliegenden theoretischen Erkenntnisse und experimentellen Erfahrungen konsequent genutzt würden. In einer Zeit, in der nach dem anscheinend endgültigen Niedergang der Segelschiffahrt wieder erste computergesteuerte Windschiffe den Ozean befahren [34], sollte auch auf dem Festland dem Wind eine Chance eingeräumt werden.

Für moderne Anlagen, die dem Wind Energie nutzbar entziehen, hat sich noch keine Bezeichnung endgültig durchgesetzt; gebräuchlich sind die Begriffe: Windkraftanlagen, Windenergiekonverter (WEK), Windräder und Windmühlen. Die Bezeichnung „Windkraftanlage“ ist aus physikalischer Sicht falsch, denn der Luftströmung wird nicht Kraft, sondern Energie entnommen. Aber wir sagen auch fälschlich „Kraftwerk“ statt „Energiewerk“, so daß das unzutreffende Wort „Windkraftanlage“ gute Aussichten hat, benutzt zu werden. „Windenergiekonverter“ beschreibt sehr gut die Wirkungsweise der Anlage, in der ja Energie umgewandelt wird, doch erscheint uns dieser Begriff für den allgemeinen Gebrauch als zu umständlich, und so wollen wir in diesem Buch die nicht ganz so exakte Bezeichnung „Windrad“ benutzen.

2. *Entwicklung der Windmühle*

„Unter einer Mühle versteht man eine Maschine, welche durch Menschenhände, oder mit Hilfe des Viehes, oder des Wassers, oder des Windes in Bewegung gesetzt wird, um Früchte oder andere Sachen zu irgend einem Gebrauch vorzubereiten, sie zu zermalmen, zerschneiden, zerstampfen, schleifen, bohren, in die Länge ziehen, walken, haspeln usw., und zwar von demjenigen, welcher ein Recht dazu hat, sowohl zu seinem eigenen, als auch zum allgemeinen Nutzen.“ So umfassend wurde im Handbuch des Mühlenrechts [1] aus dem Jahre 1829 der Begriff „Mühle“ definiert. Zweifellos wäre vom Verfasser zum „zermalmen, schleifen und in die Länge ziehen“ auch noch das Erzeugen von elektrischem Strom „und zwar von demjenigen, welcher ein Recht dazu hat“ hinzugefügt worden, wenn sich eine solche Möglichkeit damals schon abgezeichnet hätte. Wer also ein neuzeitliches Windrad als „Windmühle“ bezeichnet, schließt sich nur diesem alten Sprachgebrauch an. Heute hat sich der Begriffsinhalt wieder verengt, und wir verstehen unter der Mühle eine Maschine zum Zerkleinern, die „Mahlmühle“.

2.1. *Die ältesten Windmühlen*

Der alte Wunsch der Menschheit nach müheloser Zerkleinerung des Brotgetreides war mit der Wassermühle schon vor der Erfindung der Windmühle in Erfüllung gegangen. Mit dem Wasserrad hatte man die geradlinige Bewegung des fließenden Wassers erfolgreich in die energetisch und technologisch günstige Drehbewegung einer Maschine umwandeln können, und so steht das Prinzip des Wasserrades noch unverkennbar Pate bei den Flügelrädern der ersten horizontalen Windmühlen. Der Begriff „horizontal“ bezieht sich auf die Drehebene der Windfangeinrichtung (Flügel), deren Achse dann vertikal steht.

Bei der Horizontalwindmühle (Bild 2.1) ließ sich der auf einem feststehenden Bodenstein kreisende Läuferstein direkt und ohne Verwendung eines Winkelgetriebes antreiben, und mit verstellbaren Windspalten um das Flügelrad wurde sogar auf Veränderung der Windrichtung reagiert - eine Konstruktion, deren Einfachheit einen schlechten Wirkungsgrad kompensieren konnte.

Vermutlich gab es die ersten Horizontalwindmühlen in der an Afghanistan grenzenden persischen Provinz Seistan (Segistan). In dieser Gegend, deren Wasserarmut den Bau von Wassermühlen von vornherein ausschloß, weht von Mai bis September aus Nordwesten mit Sturmstärke der berüchtigte „Wind der 120 Tage“. Im Jahre 1905 machte eine Gruppe englischer Offiziere, die mit Vermessungsaufgaben

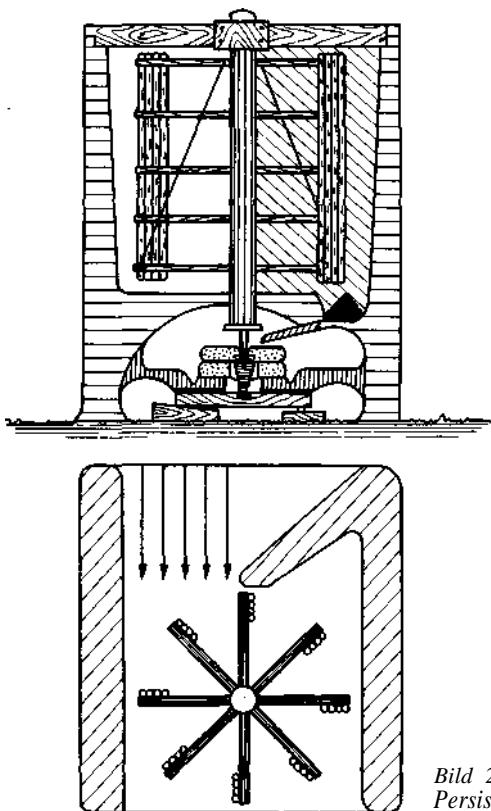


Bild 2.1
Persische Horizontalwindmühle, nach [6]

zum Zwecke der Grenzbereinigung unterwegs war, Bekanntschaft mit seiner Gewalt [2]. An 16 Tagen im März wehte er mit einer konstanten Geschwindigkeit von etwa 140 km/h. Nach vier Tagen schon hatten die zweihundert Kamele der Expedition den Tod gefunden ...

Die positive Seite des unangenehmen Windes ist ein gleichmäßiges Energieangebot aus unveränderlicher Richtung, das zum Bau von Mühlen führte, deren Konstruktion sich bis in die Neuzeit nur wenig veränderte und von dem holländischen Windmühlenforscher Notebaart [3] so zitiert wird: „Wenn die Seistanis Mühlen erbauen, die vom Winde bewegt werden, dann gehen sie folgendermaßen zu Werke: Sie errichten ein hohes Gebäude in der Art eines Minaretts oder bauen es auf einem hohen Berg oder Hügel oder auf den Turm einer Burg. Sie führen dann eine Konstruktion auf, die aus zwei Stockwerken besteht. Im oberen Stockwerk sind die Mühlsteine, die sich drehen und mahlen. Im unteren Stockwerk befindet sich ein Rad, das vom hereingelassenen Wind gedreht wird. Wenn dieses unten liegende Rad sich dreht, dreht sich auch der oben befindliche Mühlstein. Nachdem der zwei Stockwerke hohe Bau fertig ist, bringen die Seistanis in den Mauern vier Schlitze in der Art von Schießscharten an. Diese sind an der Außenseite breiter und an der Innenseite schmäler. Diese Schlitze lassen den Wind derart hinein, daß er mit Kraft hineinströmt, wie aus dem Blasebalg eines Goldschmiedes.“

Die Trichterform der Windöffnungen, die hier für die „Kraft des hineinströmenden Windes“ verantwortlich gemacht wird, gibt zu einer kritischen Bemerkung Anlaß: Ein Trichter kann (worauf im Abschnitt 5.5. noch näher eingegangen wird) die Leistung des Windes nicht „konzentrieren“, d. h. auf einer kleinen Fläche mit größerer Leistungsdichte freisetzen; der Energieerhaltungssatz verbietet dies. Sollten die Erbauer der orientalischen Horizontalwindmühlen ohne naturwissenschaftliches Grundwissen über Jahrhunderte einem Irrtum erlegen sein? Eigentlich zeigt gerade die Geschichte der Windmühle, wie weit auf rein empirischem Wege eine technische Entwicklung vorangetrieben werden kann, wenn genug Zeit zur Verfügung steht. Möglicherweise hat aber die Verschmälerung der Öffnungen nach innen Ursachen, die nicht im energetischen Bereich zu suchen sind.

Über die Datierung der allerersten Windmühlen lässt sich Genaues nicht aussagen. Eine alte Geschichte legt ihre Existenz unter der Regentschaft des Kalifen *Omar* (634 bis 643) nahe.

Von Neumann [4] wird sie so wiedergegeben: „*Unter den als Sklaven nach Medina gebrachten Persern befand sich einer, namens Firus, welcher zu der Sekte der Magier oder Feueranbeter gehörte. - Als ihm von seinem Herrn die tägliche Abgabe von 2 Silberstücken aus seinem Verdienst auferlegt wurde, beschwerte er sich bei Omar darüber, als über eine Erpressung. Der Kaliforschte nach seinen Verhältnissen, hörte, daß er ein Zimmermann und im Windmühlenbau geschickt sei und erwiderte deshalb, daß ein Mann, welcher sich in einem derartigen Handwerk auszeichnet, recht gut des Tags zwei Dirhems bezahlen könne. - Erbittert über dieses Urteil ermordete Firus den Kalifen ein paar Tage später in der Moschee. Dies geschah im 23. Jahre der Hedschra oder 643 der christlichen Zeitrechnung.*“

Diese erste Information über Windmühlen in Verbindung mit einer Bluttat ist vage. Eine zuverlässige Quelle ist die Enzyklopädie von 947 des 912 in Bagdad geborenen Historikers *Al-Masudi*, worin über die Existenz von Windmühlen in Seistan berichtet wird.

Die persischen Horizontalwindmühlen haben nicht zum Bau von Windmühlen mit horizontaler Drehebene in anderen Teilen der Welt angeregt; europäische Mühlen dieses Typs entstanden später unabhängig, konnten sich aber gegen das Vertikalprinzip mit seinem deutlich besseren Wirkungsgrad nicht durchsetzen. Immerhin gab es im 17. bis 19. Jahrhundert in Polen noch Horizontalwindmühlen mit Drehzahlen von 7 bis 8 U/min und etwa einem Drittel der Leistung von herkömmlichen Windmühlen.

Bei der Frage nach der ältesten Nutzung des Windes auf dem Festland - auf dem Wasser bediente sich die Menschheit schon viel länger der Kraft des Windes - stößt man auch auf eine Mühle besonderer Art, die sich der eingangs angeführten Definition nicht unterordnet; die tibetische Gebetsmühle (Bild 2.2), die es vermutlich seit dem 9. Jahrhundert gibt, sie ist technisch gesehen eine Horizontalmühle, dient jedoch keinem technischen Zweck, sondern enthält viele Papierstreifen, die den Spruch „Om mani padme hum“ (Oh Kleinod in der Lotusblüte) in möglichst großer Anzahl tragen. Nach dem tibetischen Glauben steigen die Sprüche bei jeder Umdrehung zum Himmel auf. Man übertrug so in einer unwirtlichen Gegend mit rauhem Klima wenigstens die Arbeit des Betens dem Wind.

Wie die persische Getreidemühle hat auch die buddhistische Gebetsmühle keinen Einfluß auf Entwicklungen in anderen Ländern gehabt. Überhaupt fällt die Entwicklung der ältesten Windmühlen in eine Zeit, in der ein Austausch von tech-

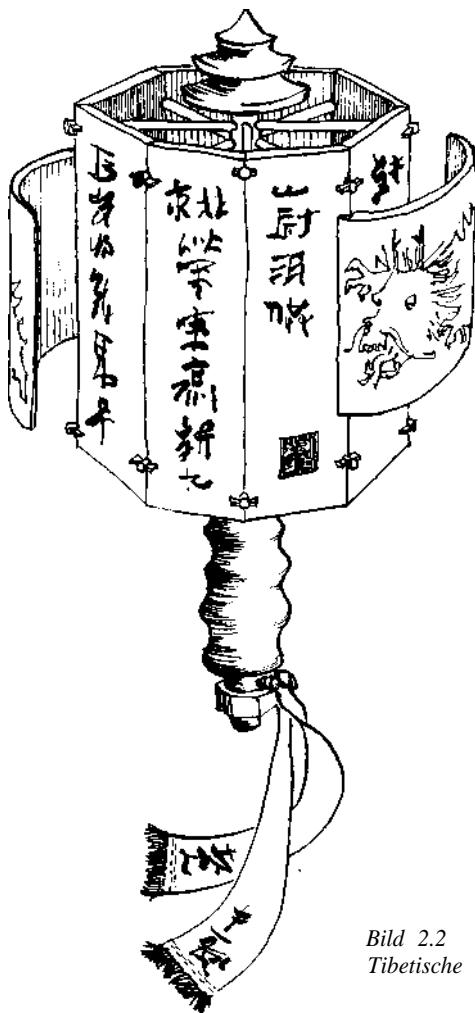


Bild 2.2
Tibetische Gebetsmühle

nischen Informationen zwischen entfernten Weltteilen noch so schwierig und langwierig war, daß einzelne Erfindungen mehrfach gemacht wurden, z. B. die des Porzellans. So hat es in China auch eine eigene Entwicklung leichter Windmühlen unter Verwendung von Bambus und Segeln gegeben.

Man findet in der Literatur gelegentlich noch die Aussage, daß die ältesten Windmühlen in Unterägypten zu finden wären und ein Alter von 3 000 Jahren besäßen. Das hat sich als ein Irrtum herausgestellt. Die dortigen Mühlen gehören zum Typ des Mittelmeerraumes, wo die Entwicklung im Mittelalter eigene Wege ging, und stellen keine eigene ägyptische Entwicklung dar. Steinerne, turmhähnliche Mühlenhäuser trugen eine waagerechte Flügelwelle, deren Flügel mit Segeln bespannt waren (Bild 2.3).

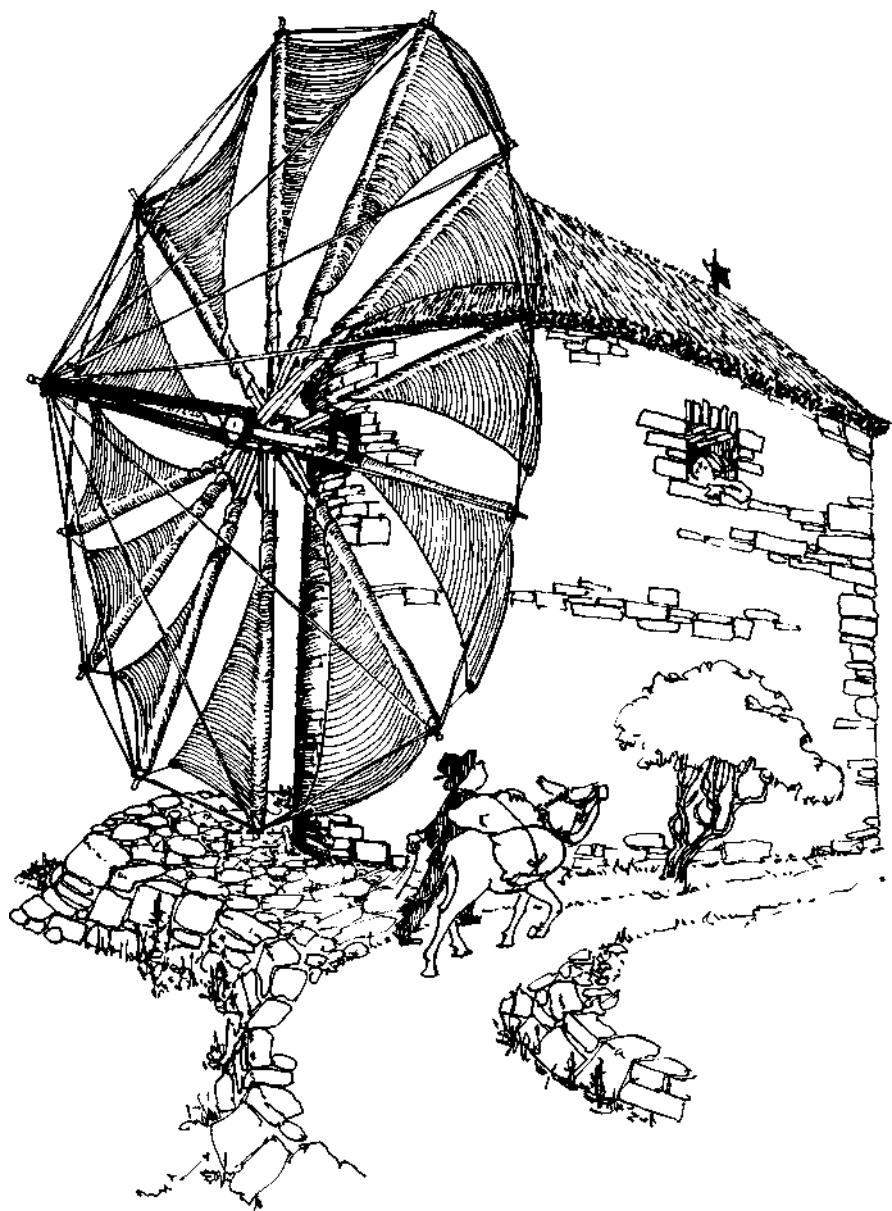


Bild 2.3. Segelwindmühle des Mittelmeerraumes

Da besonders auf den griechischen Inseln der Wind Monsuncharakter mit jahreszeitlich wechselnder Richtung besitzt, wurden erste primitive Möglichkeiten der Ausrichtung gegen den Wind geschaffen. Die Flügelwelle konnte dabei in unterschiedliche Aussparungen im oberen Rand des Turmes gelegt werden - ein mühevolleres Vorhaben, das die Gültigkeit des alten Sprichwortes bestätigte:

„Der Wind dreht wohl den Wetterhahn, aber nicht den Turm.“

2.2. Die Bockwindmühle

„Die Erfindung der vertikalen Mühle kam in Europa eher zu spät als zu früh“ ist bei Fröde [5] zu lesen, der mit dieser Formulierung die Schwierigkeiten der Zerkleinerung des Getreides für das Hauptnahrungsmittel Brot einer angewachsenen Bevölkerung im 12. Jahrhundert kennzeichnet. In den Tiefebenen mit ihrem Mangel an Wassermühlen wurde mit den wenig produktiven Tiermühlen oder - noch uneffektiver - von Hand gemahlen. Damit war eine Art Energiekrise entstanden, in der die Nutzung der Windenergie einen Ausweg bot. Die älteste zuverlässig beurkundete Erwähnung einer Windmühle im europäischen Raum stammt aus dem Jahre 1180. Die Mühle stand im nordfranzösischen Tiefland der Normandie und gehörte ohne Zweifel zum Typ der Bockwindmühle (Bild 2.4). Von dort verbreitete sich die Windmühle auf andere Länder des Kontinents in einer für mittelalterliche Verhältnisse so kurzen Zeit, daß man wohl von einem Siegeszug sprechen kann (Bild 2.5). Nur in die an Wasserkraft besonders reichen Länder wie Österreich oder die Schweiz fand sie keinen Eingang.

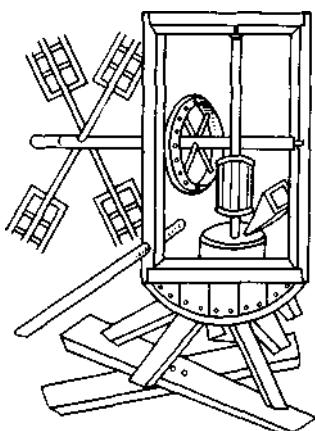


Bild 2.4

Deutsche Bockwindmühle

von Anonymus der Hussitenkriege 1430,

nach Gleisberg[1]

In Deutschland stellten die Mittelgebirge eine Grenze der Verbreitung dar. Im Süden war die Besiedlung mehr an den Wasserläufen konzentriert; das Gefälle der Flüsse war stärker, und mit der kontinuierlichen Betriebsweise einer Wassermühle hat die Windmühle nie konkurrieren können. Die Frage, ob in die Konstruktion der mittelalterlichen Bockwindmühle Informationen eingeflossen sind, die von den

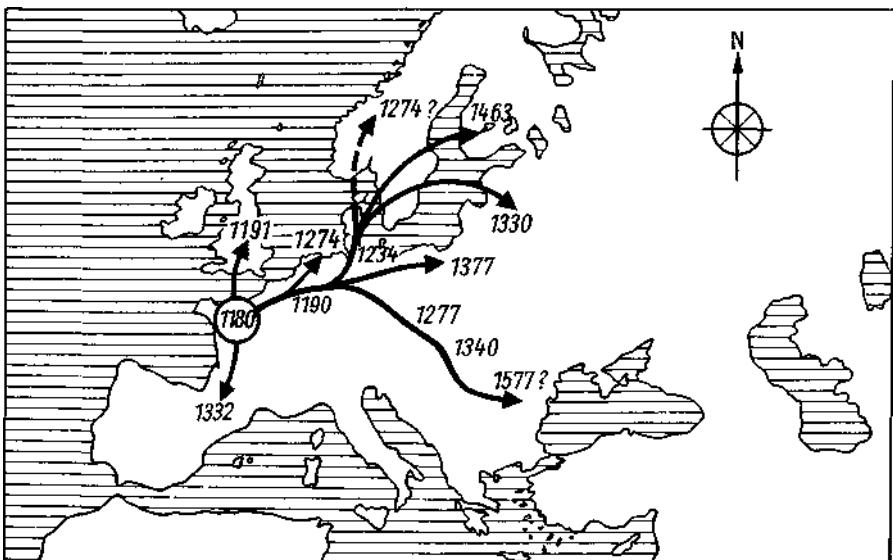


Bild 2.5. Verbreitung der Bockwindmühle in Europa, nach Notebaart [3]

zurückkehrenden Kreuzfahrern aus dem Orient mitgebracht wurden, wie es *Torre* [6] beschreibt, wird sich nach so langer Zeit wohl kaum noch überzeugend klären lassen. Doch ist es recht unwahrscheinlich, daß die europäische Windmühle ein friedliches Abfallprodukt der kriegerischen Unternehmungen von damals war. Die Provinz Seistan liegt mehr als 2 000 km vom Ziel der Kreuzzüge entfernt, und in der Bockwindmühle (Bild 2.6) wurden ganz neue Konstruktionsprinzipien verwirklicht.

Den Namen erhielt die Bockwindmühle nach dem Gestell, auf dem sie ruht: der Bock (Bild 2.7). Dieser wurde nicht im Boden verankert, sondern stand frei in der Landschaft auf den Spitzen von Feldsteinen oder (später) auf gemauerten Fundamenten und hat durch seine sinnreiche Konstruktion in manchen Fällen jahrhundertelang der Mühle genug Halt gegeben, um allen Stürmen zu trotzen. Der Bock besteht aus den vier Ständern oder Standfinken, die auf eine Kreuzschwelle aufgesetzt sind und die Last der gesamten Mühle aufnehmen. Sie halten den senkrechten Ständer oder Hausbaum, der selbst keine Last auf den Boden bringen darf, sondern nur durch die Kreuzschwelle gegen Verkippen gesichert ist. Der Hausbaum endet oben in einem Zapfen, auf dem sich der dickste Balken der ganzen Mühle (bis 80 cm), der Mehlbaum, drehen kann. An diesem Mehlbaum, auch Hammer genannt, hängt das Mühlenhaus, das aus zwei Etagen besteht. Die untere hat den so genannten Mehlboden als Grundlage, die obere den Steinboden, benannt nach den dort befindlichen Mühlsteinen, die unmittelbar von der Welle des Spindelrades angetrieben werden. Wenn man bedenkt, daß der Schwerpunkt der gesamten Mühle unter dem Zapfen des Hausbaumes liegen muß, so ist erstaunlich, daß die schweren Mühlsteine noch so weit oben angeordnet werden konnten.

Mit dem geschwungenen, auf der Rückseite der Bockwindmühle schräg nach unten gerichteten Balken, dem Sterz, Stert oder Schiebebaum, konnte das Mühlen-

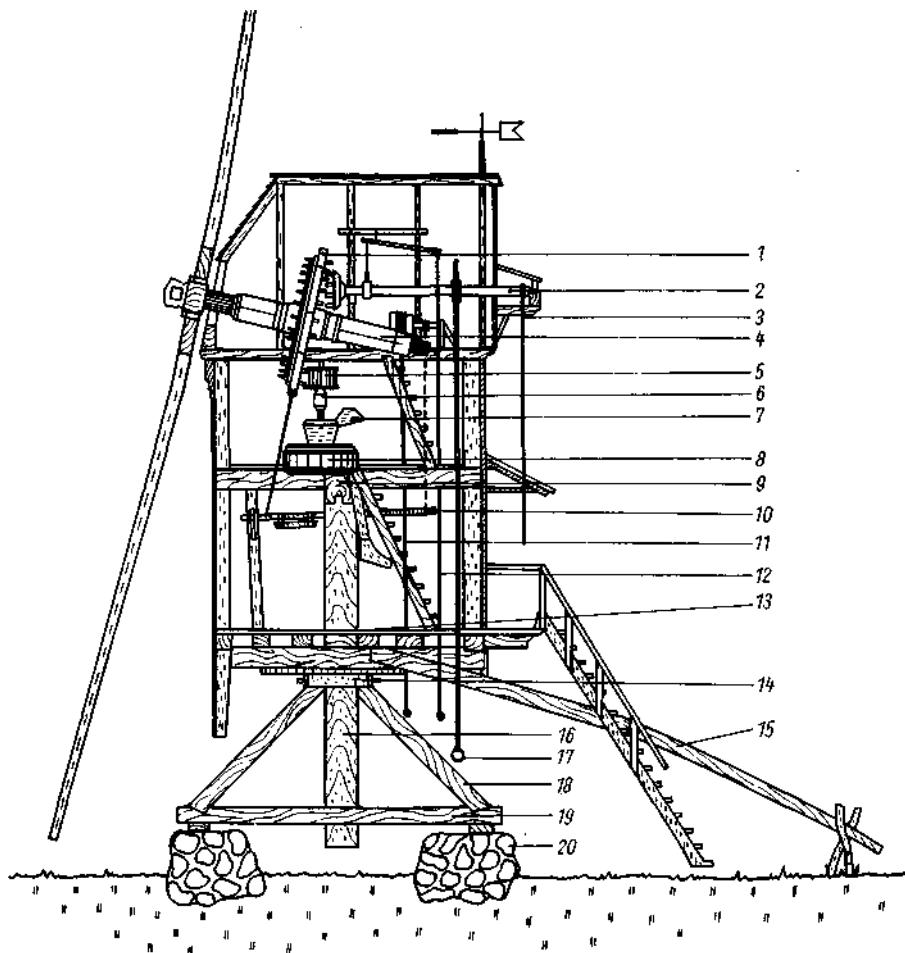


Bild 2.6. Schnitt durch eine Bockwindmühle

1 Kammrad mit Bremse; 2 Welle für Sackaufzug; 3 Handaufzug; 4 Flügelwelle; 5 Stockgetriebe; 6 Spindel; 7 Einfülltrichter; 8 Mahlsteine; 9 Mehlbalken; 10 Bremshebel; 11 Bremsseil; 12 Aufzugbetätigung; 13 Mehlboden; 14 Sattel; 15 Stert; 16 Hausbaum; 17 Sackaufzug; 18 Standfinken; 19 Kreuzschwelle; 20 Fundament



Bild 2.7. Der Bock einer Bockwindmühle bei Schillingstedt, Kreis Sömmerda

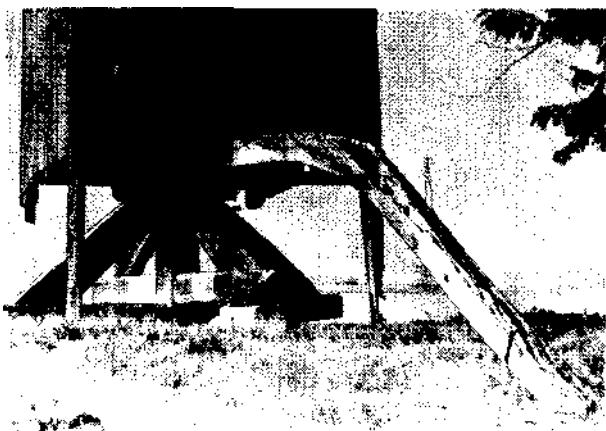


Bild 2.8. Stern oder Schiebebaum einer Bockwindmühle bei Schillingstedt, Kreis Sömmerda

haus um den Zapfen des Hausbaumes gedreht werden (Bild 2.8). Dabei wurde mit der in der Mühle enthaltenen Technik und dem Mahlgut eine Masse von etwa 20 t bewegt. Das gelang nur, wenn der Schwerpunkt möglichst genau im Hausbaum lag, der sich deshalb nicht in der Mitte der Mühle befand, sondern von der Vorderseite (Windwand) 4/9 der Mühlenhauslänge entfernt war. Für die Verdrehung stand zunächst nur menschliche oder tierische Muskelkraft zur Verfügung, später bediente man sich einer Winde, die über eine Kette den Stern an eingeschlagene Pflöcke heranzog (Bild 2.9).

Das Spindelrad, auch Stockgetriebe genannt, wurde von dem großen Kammrad mit Zähnen aus Buchenholz angetrieben. Die hölzerne Getriebetechnik (es gab

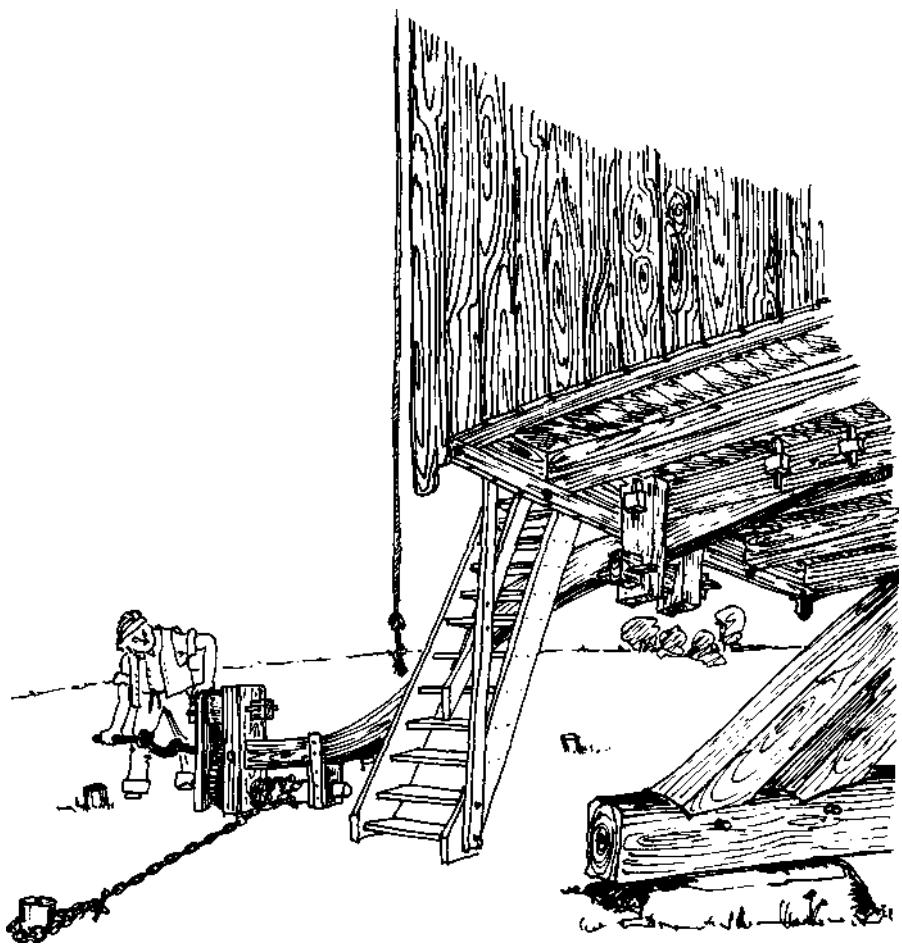


Bild 2.9. *Verdrehen des Bockes mit der Winde*

später sogar Kegelräder aus Holz) erscheint uns heute als etwas sehr anfällig und provisorisch, doch sie war recht dauerhaft und hatte auch gewisse, auf den ersten Blick nicht sichtbare Vorteile: Die Lärmbelästigung für den Müller war gering, und wenn einmal ein Zahn brach, so konnte man ihn einfach durch einen neuen ersetzen.

Die Flügelwelle hatte bei den ersten Bockwindmühlen noch eine waagerechte Lage, erhielt aber später eine Neigung von 10° nach hinten, weil, wie verschiedene Autoren [3] [7] erwähnen, *„der Wind mit einer Neigung von etwa 10° über dem Erdboden weht“*. So einfach sind aber die aerodynamischen Verhältnisse nicht, deshalb liegt die Erklärung von Neumann [8] näher: „... der Grund dafür ist nicht die schräge Windrichtung, sondern die auf solche Weise erhaltene sichere Lage der Welle, welche am Kopf die schweren Flügel trägt.“



Bild 2.10. Bockwindmühle in Ballstädt, Kreis Gotha

Die Flügelspannweite einer „modernen“ Bockwindmühle betrug ungefähr 18 m (Bild 2.10); bei den älteren Bockwindmühlen war sie zweifellos wesentlich kleiner. Mit der von den Flügeln überstrichenen Fläche von rund 250 m² stand bei einer Windgeschwindigkeit von 8 m/s (Windstärke 5) der Mühle ein Leistungsangebot der Luftströmung von 79,4 kW (s. Abschnitt 4.) zur Verfügung, von dem die Bockwindmühle in ihrer ausgereiften Variante ungefähr % genutzt hat.

Selbstverständlich hat sich die hier beschriebene neuzeitliche Bockwindmühle aus kleineren und primitiveren Formen entwickelt. Die ersten Bockwindmühlen standen einfach auf einem Bretterkreuz und mußten mit diesem gegen den Wind gerückt werden. Die Weiterentwicklung führte dann über einen Drehschemel mit Zapfen zu einem fest in den Boden gerammten Ständer oder Hausbaum. Dieser Pfahl gab der englischen Bockwindmühle den Namen „post mill“ (Pfahlmühle).

Wenn wir aus heutiger Sicht ein Urteil über die Bockwindmühle als technische Vorrichtung zur Getreidezerkleinerung - sie wurde ausschließlich dazu gebaut - unter Ausnutzung der Windenergie abgeben, also den Technikern vergangener Jahrhunderte Zensuren erteilen wollen, so läßt sich folgendes feststellen:

- Mit der Möglichkeit der Ausrichtung gegen den Wind wurde die Voraussetzung für eine Nutzung der Windenergie im mittleren und nördlichen Europa geschaffen. Man wußte auch ohne Messungen, daß die feste Einstellung gegen eine Vorzugsrichtung sinnlos war. Erst später gab es eine quantitative Untermauerung dieser Erkenntnis. *Friedrich Neumann* gibt in seinem 1864 erschienenen Buch „Die Windmühlen, ihr Bau und ihre Berechnung“ [8] eine Verteilung der Windrichtung in Mitteldeutschland über 1 000 Tage wieder:

Windrichtung	N	NO	O	SO	S	SW	W	NW
Windtage	84	98	119	87	97	185	198	131

- Der im allgemeinen freiliegende Bock wurde ohne Verwendung von Nägeln, Schrauben oder sonstigen eisernen Verbindungselementen zusammengefügt. Er war damit nicht nur ein handwerkliches Meisterstück, dessen Nachahmung in unserer Zeit schwierig wäre, sondern gewährleistete auch eine statisch einwandfreie Übertragung der wirkenden Kräfte auf den Erdboden. Und schließlich: Der freiliegende Bock ließ noch nennenswerte Windgeschwindigkeiten im erdnahen Bereich zu und verbesserte so den aerodynamischen Wirkungsgrad.
- Das Mühlenhaus mit seiner platten Vorderseite besaß nicht gerade den Luftwiderstandsbeiwert eines im Windkanal getesteten Autos und störte damit natürlich die Durchströmung der Flügel. Doch müssen wir den Konstrukteuren zugute halten, daß eine windschlüpfige Gestaltung des Gehäuses entweder zu Lasten des ohnehin knappen Raumangebots in der Mühle gegangen wäre oder bei Verlängerung der Flügelwelle diese stärker belastet hätte. Das Problem der strömungsgünstigen Gestaltung war den Mühlenbauern aber durchaus bewußt, wie ihr Bemühen zeigt, sowohl die Grundfläche der Mühle von einer quadratischen in eine mehr rechteckige Form zu wandeln als auch die Dachform zu optimieren. Beim Dach überwog eine gebrochene Sattelform, die gerade noch die Unterbringung des großen Kammrades gestattete.

- Die Bockwindmühle würde man in der heutigen Klassifikation der Windenergieanlagen unter die Langsamläufer einordnen, wie alle anderen Windmühlentypen auch. Höchstmöglicher Wirkungsgrad, d. h. optimale Ausnutzung der kinetischen Energie des Windes, wird aber nur bei Schnellläufern erreicht, die mit viel größeren Winkelgeschwindigkeiten rotieren als die alten Windmühlen. Eine schlechte Note für die Konstrukteure von damals? Keinesfalls! Die Zentrifugalkraft in den Flügeln wächst mit dem Quadrat der Winkelgeschwindigkeit. Bei dem damaligen Stand der Fertigungstechnik und mit den damaligen Werkstoffen wäre es unmöglich gewesen, schnell rotierende Flügel auch nur an der Nabe festzuhalten; der Langsamläufer entsprach den technischen Möglichkeiten der Zeit. Auch die Anzahl von vier Flügelruten stellte ein Optimum dar; gelegentlich gebaute Fünfflügler brachten keine Verbesserung.

Wir müssen feststellen: Die Bockwindmühle in ihrer ausgereiften Form hatte die Grenzen des Möglichen erreicht. Eine weitere Steigerung der Leistung war nur durch deutliche Erhöhung des Aufwandes zu erzielen, ein Weg, der mit der sogenannten Holländermühle beschritten wurde. Mehr Platz im Innenraum bot bei Verschlechterung der aerodynamischen Eigenschaften die Paltrockwindmühle, und Veränderungen waren auch nötig, wenn der Zweck der Mühle nicht das Mahlen von Korn, sondern z. B. die Förderung von Wasser oder das Sägen von Holz war.

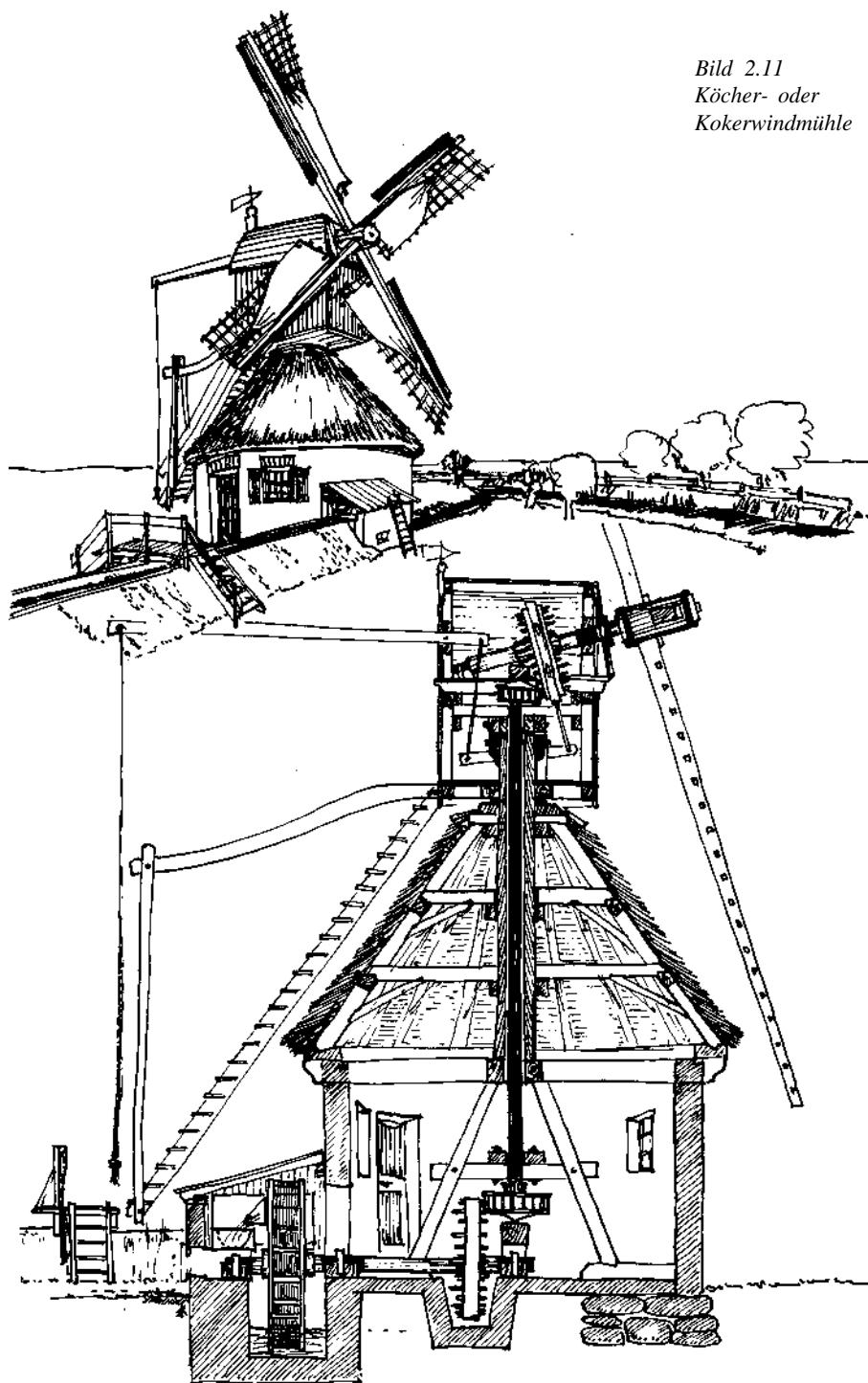
2.3. Die Mühle mit dem wippenden Köcher

Im 15. Jahrhundert führte in Holland das starke Bedürfnis nach Gewinnung von neuem Weideland durch Entwässerung zu einem neuen Mühlentyp. Die Bockwindmühle war in ihrer bisherigen Form für den Antrieb von Schöpfwerken prinzipiell ungeeignet, da sich der Antrieb nicht bis zur Erde fortführen ließ. Die holländischen Mühlenbauer standen vor der Aufgabe, Bock und Hausbaum so zu verändern, daß die Königswelle nach unten verlängert werden konnte. Bild 2.11 zeigt, wie sie dieses konstruktive Problem lösten. Ein Durchbohren des Hausbaumes kam technisch nicht in Frage, deshalb finden wir an seiner Stelle vier dicke Eichenbohlen, die einen Hohlzylinder um die Königswelle bilden. Auf dieses köcherähnliche Konstruktionselement ist einer der beiden Namen der Mühle zurückzuführen: Köcherwindmühle (holländisch: Kokerwindmühle).

Der Bock der alten Bockwindmühle war einem hölzernen oder auch gelegentlich steinernen Unterbau von der Form einer Pyramide oder eines Kegelstumpfes gewichen. Der obere, weiterhin durch einen Stert drehbare Teil der Mühle enthielt nur noch das große Kammrad mit der Bremse und ein Spindelrad. Die Elastizität des Köchers erlaubte der Mühle bei böigem Wind eine wippende Bewegung, die ihr den zweiten Namen eintrug: Wippmühle: Die Wippmühle wird gewöhnlich den Windmühlen mit drehbarem Gehäuse zugeordnet, doch bildet sie eigentlich schon den Übergang zu den Mühlen mit drehbarer Haube - die von der Königswelle angetriebenen Teile brauchten nicht mehr in den Wind gedreht zu werden.

Die Wippmühle verbreitete sich als Schöpfwindmühle in Holland rasch. Wegen der Nutzbarkeit des Antriebes zu ebener Erde lag es nahe, sie auch zum Sägen von Holz zu verwenden. Einzelne Exemplare wurden auch - bei beträchtlicher Vergrö-

Bild 2.11
Köcher- oder
Kokerwindmühle



ßerung des Unterbaues - für Mahlzwecke eingesetzt. Der größere Unterbau brachte die Flügelwelle weiter nach oben, was wegen der Höhenabhängigkeit der Windgeschwindigkeit schon zu einer Leistungssteigerung führte und außerdem auch längere Flügelruten ermöglichte. Doch die Konzeption dieses Mühlentyps war auf das Fördern von Wasser gerichtet, was wohl auch ihre geringe Anzahl in Deutschland erklärt. Hier blieb sie praktisch auf die Nordseeküste, Niedersachsen und Schleswig-Holstein beschränkt.

Die Köcher- oder Wippmühle ist älter als der recht urtümlich anmutende Tjasker, der ebenfalls der Entwässerung diente. Beim Tjasker (Bild 2.12), der selten gebauten kleinsten Windmühle, trug die Flügelwelle an dem einen Ende ein kleines Flügelkreuz und auf der anderen Seite eine archimedische Schraube, die in einem Köcher Wasser über einen geringen Höhenunterschied förderte. So nutzte diese auch „Schrückmöhl“ („Schreckmühle“) genannte Maschine (hat sie gelegentlich die holländischen Kühe erschreckt?) die Windenergie auf besonders einfache Weise.

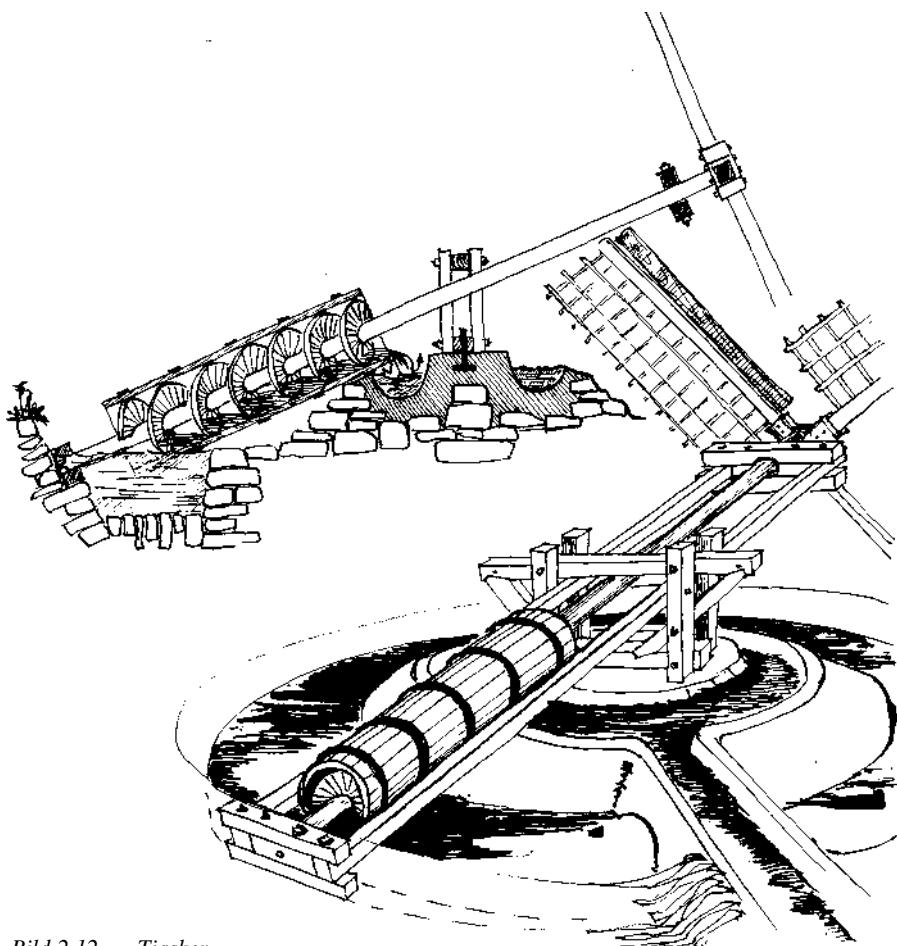


Bild 2.12. Tjasker

2.4. *Die deutsche Windmühle - in Holland erfunden*

Im Gegensatz zu Holland war die Entwicklung der Windmühlen in Deutschland durch einen überwiegenden Bedarf an Mahlmühlen geprägt. Die Technik der Getreidezerkleinerung erforderte mehr Raum als die des Wasserschöpfens, ließ also ein relativ großes Mühlenhaus als wünschenswert erscheinen. Der Bockmühle waren dadurch Grenzen gesetzt, daß diese sehr gewichtige Mühle sich schon bei leichtem Verkanten, wie es durch ungleichmäßige Setzungen des Fundamentes entstehen kann, nicht mehr in den Wind drehen ließ. Im mitteldeutschen Raum entstand das Verfahren, den Bock zu entlasten, indem man ihn mit einer Rollenbahn umgab, die einen Teil des Mühlengewichtes aufnahm. Nun war es schließlich naheliegend, die Mühle nur noch von dieser Rollenbahn tragen zu lassen, denn so konnte man den Bock und den Hausbaum weglassen und gewann praktisch ein weiteres Geschoß. Die ungefähr 60 Rollen wurden bis zum Ende des vorigen Jahrhunderts aus Hartholz gefertigt, später kamen eiserne Rollen in Gebrauch. Gegen ein mögliches Abheben bei Sturm wurde die Mühle noch durch einen Zapfen in der Mitte gesichert. Das große Wälzlager ist von außen nicht sichtbar, weil die Bretter der Verschalung bis fast auf den Boden heruntergezogen werden und so das Mühlengehäuse wie ein Faltenrock umgeben. Der Name leitet sich dann auch von dem holländischen Wort für Faltenrock ab: Paltrockwindmühle.

Die Paltrockwindmühle (Bild 2.13) bot viel mehr Raum als die Bockwindmühle. Der Maschinenpark ließ sich erweitern, womit sich auch die Mahlqualität verbesserte. Der Aufzug konnte nach innen verlegt werden, und schließlich war das für eine Drehung des Mühlengehäuses erforderliche Moment im Vergleich zur Bockwindmühle so gering, daß man das Nachführen gegen den Wind nicht mehr mit Stert und Haspel vornehmen mußte; man überließ diese mühevolle Beschäftigung bei den moderneren Mühlen einer Automatik, der gegen Ende des 17. Jahrhunderts in England erfundenen Windrose. Ihre Wirkungsweise wird im Abschnitt 2.6. näher erläutert.

Wenn auch mit der bis zum Boden heruntergezogenen Verkleidung eine gewisse Verschlechterung der Flügeldurchströmung und damit des Wirkungsgrades verbunden war, überwogen die Vorteile doch so stark, daß man bereits existierende Bockmühlen zu Paltrockmühlen umbaute. Noch in den 20er Jahren unseres Jahrhunderts spezialisierten sich in Deutschland zwei Mühlenbaufirmen auf solche Umbauten. In Mitteldeutschland wurde insgesamt eine so große Anzahl von Paltrockwindmühlen betrieben, daß sich die Bezeichnung „Deutsche Windmühle“ im Gegensatz zur „Holländerwindmühle“ einbürgerte. Doch gebührt die Priorität der Erfindung auch hier den in der Windenergienutzung so erfolgreichen Holländern. Zu Beginn des 17. Jahrhunderts wurde dort schon die erste Paltrockmühle gebaut, um damit Holz zu sägen. Bei derartigen Sägewindmühlen wurde nicht nur die Mühle, sondern auch das Sägegatter mitsamt einer zugehörigen Plattform mit Hilfe des Stertes und einer Haspel in den Wind gedreht.

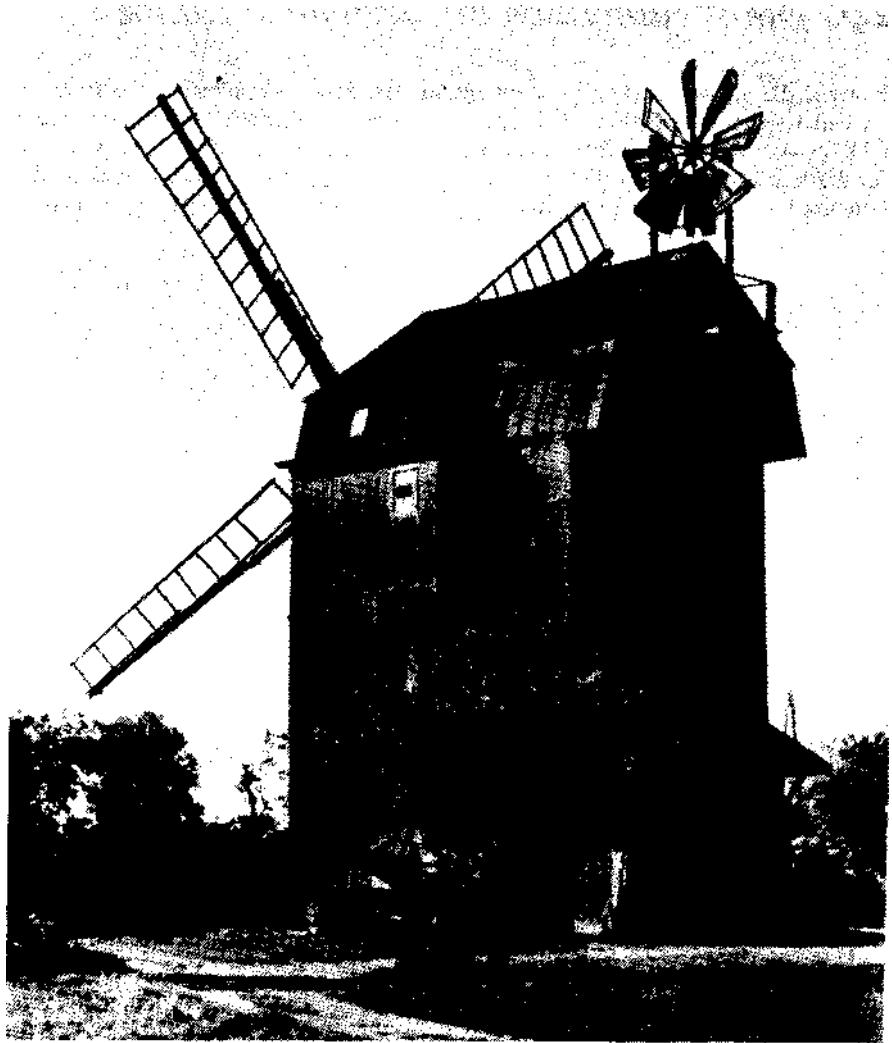


Bild 2.13. Paltrockwindmühle bei Petkus, Kreis Luckenwalde
Foto: Riedel, Zeitz

2.5. Die Windmühlen mit drehbarer Haube

Während die aus der Bockmühle hervorgegangene Paltrockwindmühle das Ende einer technischen Entwicklung verkörperte, konnte die Wippmühle für Mahlzwecke noch so weit verbessert werden, daß daraus ein völlig neuer Mühlentyp entstand. Für die Mahlwippmühle sollte der feststehende Unterbau so groß wie möglich, das drehbare Gehäuse aber nur so groß wie nötig sein. Also richtete man die Gratspar-

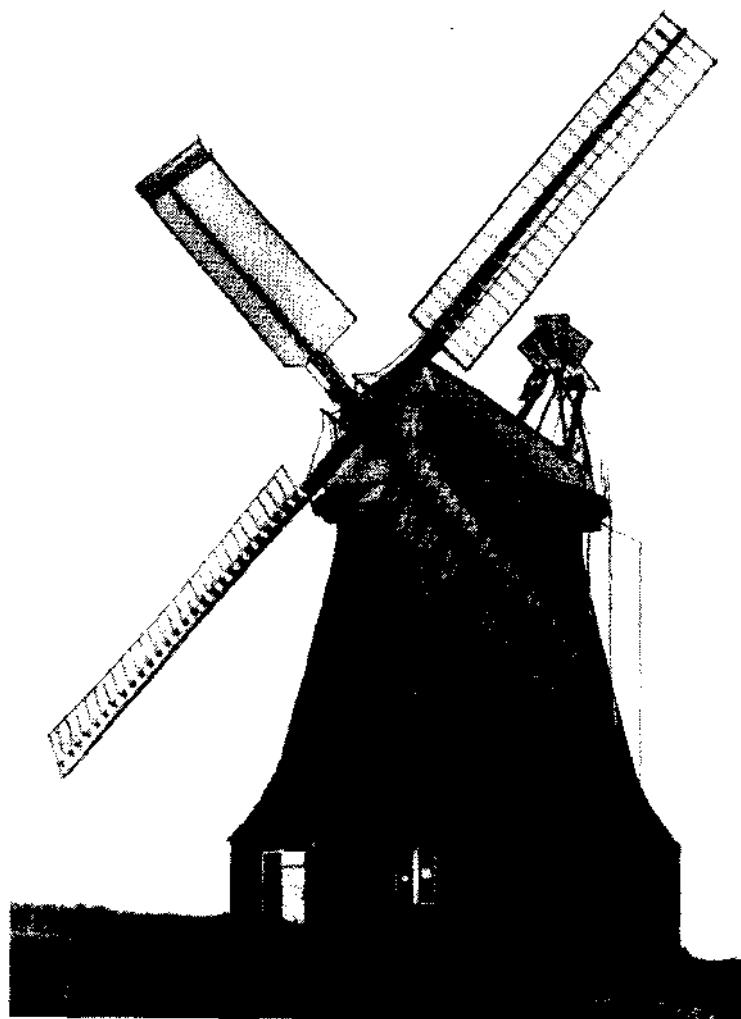


Bild 2.14. Holländerwindmühle in Stove, Kreis Wismar

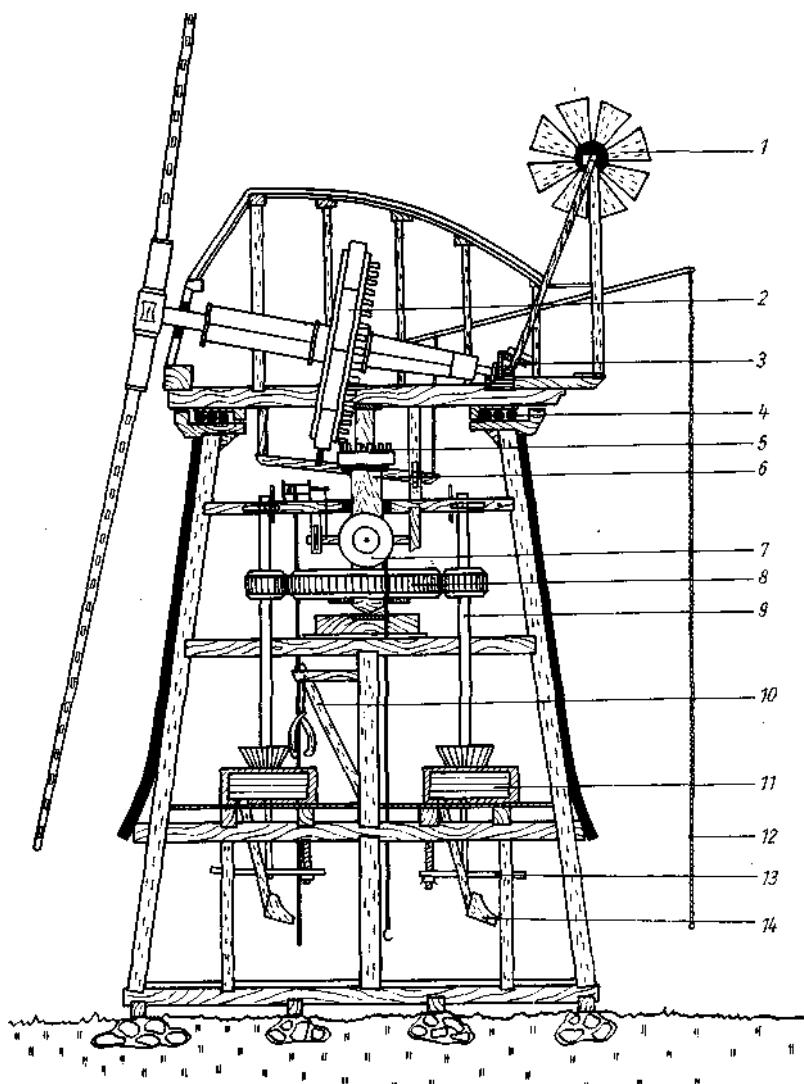


Bild 2.15. Querschnitt einer Windmühle mit drehbarer Haube

1 Windrose; 2 Kammrad mit Bremse; 3 Getriebe für Haubenverdrehung; 4 Drehrollen; 5 Bunkler oder Kronrad; 6 Königswelle; 7 Sackaufzug; 8 Stirnrad; 9 Spindel mit Spindelrad; 10 Steinkran; 11 Mahleinrichtung mit Trichter; 12 Bremskette; 13 Steinverstelleinrichtung; 14 Mehltrichter

ren des Unterbaues steiler auf, ließ den drehbaren Teil nicht mehr auf einem Köcher schleifen, sondern setzte ihn auf eine Rollenbahn und verkleinerte ihn außerdem zu einer Haube, in der gerade noch das große Kammrad Platz hatte. Damit

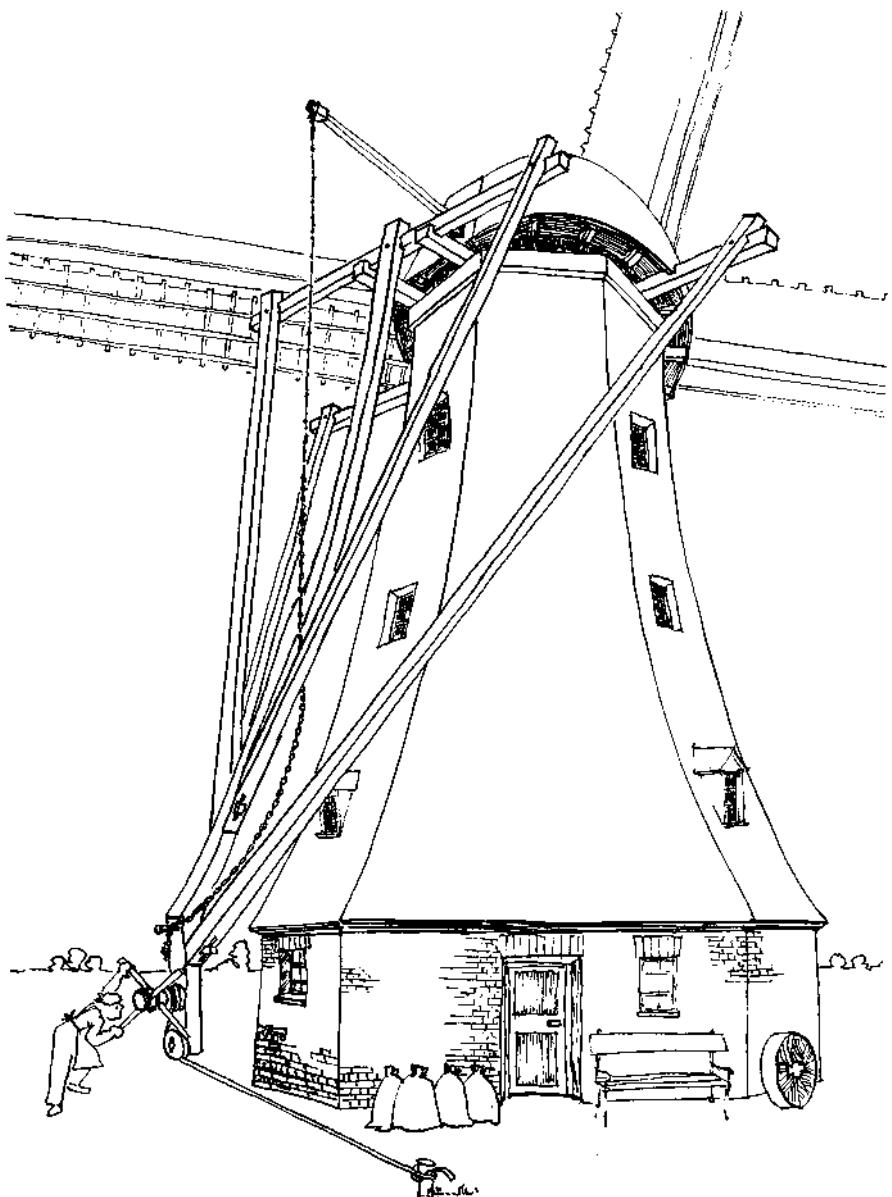


Bild 2.16. *Außenkrähwerk einer Holländerwindmühle*

war die Holländerwindmühle (Bilder 2.14 und 2.15) entstanden, deren weite Verbreitung sie zur Windmühle schlechthin machte; sie begegnet uns auf Fliesen und Kaffeekannen, übrigens nicht immer mit ausreichendem Bezug zur Realität.

Im Gegensatz zur Paltrockmühle, bei der sich alles mit dem Wechsel der Windrichtung drehte, stand die gesamte Einrichtung der Holländermühle fest. Nicht fest stand jedoch die Richtung der Flügelwelle bezüglich der Eingangstür, so daß bei dicht über dem Erdboden vorbeisausenden Flügel spitzen ein zweiter Eingang nötig wurde. Weil das Mühlhaus nicht mehr gedreht werden mußte, konnte es wie die alten Turmwindmühlen des Mittelmeerraumes auch aus Stein gebaut werden. Insgesamt wurden recht unterschiedliche Baukörper errichtet: Sie waren rund, sechseckig, achteckig, zwölfeckig, sogar sechzehneckig, zylindrisch, konisch und tailliert, direkt auf der Erde aufsitzend (Erdholländer) oder mit manchmal sehr hohen Unterbauten, so daß man nur von einer Galerie aus an die Flügel herankam (Galeriemühlen), mit wechselnder Anzahl von Etagen - die Windmühlen mit drehbarer Haube waren wirklich sehr vielgestaltig.

In der Literatur wird gelegentlich streng zwischen eigentlicher Holländermühle und Turmwindmühle mit drehbarer Haube unterschieden. Wir möchten uns dieser Unterscheidung in der Typologie der Windmühlen nicht anschließen, da uns in manchen Fällen die Zuordnung einzelner Mühlen, wenn nicht willkürlich, so doch zumindest sehr schwierig erscheint.

Bei der Holländermühle war das Drehen der Haube in den Wind mit dem Stert durch den großen Abstand vom Erdboden erschwert. Um ein zureichendes Drehmoment auf die Haube ausüben zu können, wurde an der Hinterkante des Daches ein waagerechter Balken befestigt, ein zweiter wurde quer durch das Dach gezogen; von den Enden dieser Balken ließen vier Schwerter zum Stert; wie Bild 2.16 es zeigt. Mit dieser Vorrichtung ließ sich die Haube „kroyen“ oder „krühen“; es war das Krühwerk entstanden. In Holland war dieses Krühwerk häufiger anzutreffen als die für eine Verdrehung der Mühlenhaube eigentlich besonders geeignete Windrose.

In Mitteldeutschland wurden die Windmühlen mit drehbarer Haube oft recht massiv aus Stein gebaut. Die meterdicken Wände waren meist zweischalig gebaut, mit einer äußeren und einer inneren Schale, die nur an einigen Stellen miteinander verbunden waren. Der Zwischenraum wurde mit losem Material ausgefüllt. So ließ sich eine beträchtliche Stabilität des Bauwerkes (die bei den Schwingungsbela stungen während des Betriebes auch notwendig war) unter mäßigem Einsatz von hochwertigem Baumaterial erreichen (Bild 2.17). Und noch einen Nebeneffekt hatte diese Bauweise: Die Wärmedämmung der Mauern mit den kleinen Fensteröffnungen war groß. Wenn man bedenkt, daß die gesamte von der Flügelwelle abgegebene Leistung im Mühlengebäude als Wärme frei wurde, so kann man sich vorstellen, daß der Müller auch in einem kalten Winter an seiner Arbeitsstätte nicht zu frieren brauchte, weil sie ja mit 10 bis 20 kW geheizt wurde.

Die Holländermühle blieb in ihrem Ursprungsland durchaus nicht nur der Zerkleinerung von Getreide vorbehalten. Sie war bald nach ihrer Erfindung der am häufigsten zur Polderentwässerung eingesetzte Typ - allerdings wegen der geringen Tragfähigkeit des sumpfigen Untergrundes in Holzbauweise. Die Kollergänge zum Herstellen von Farben aus tropischen Hölzern wurden von ihr angetrieben, Öl gepreßt, Kakao und Kreide gemahlen, Seile gedreht und nicht zuletzt Holz gesägt, wodurch Holland in Europa eine führende Stellung beim Export von Schnittholz erlangte. Der Wind wurde in vielfältigster Weise genutzt und ließ so in der auf dem Wasserwege bequem zu erreichenden Zaan-Gegend nördlich von Amsterdam im 17. Jahrhundert ein bedeutendes Industriezentrum entstehen. Mehr als tausend Windmühlen waren die Grundlage eines bemerkenswerten Reichtums - ein golde-

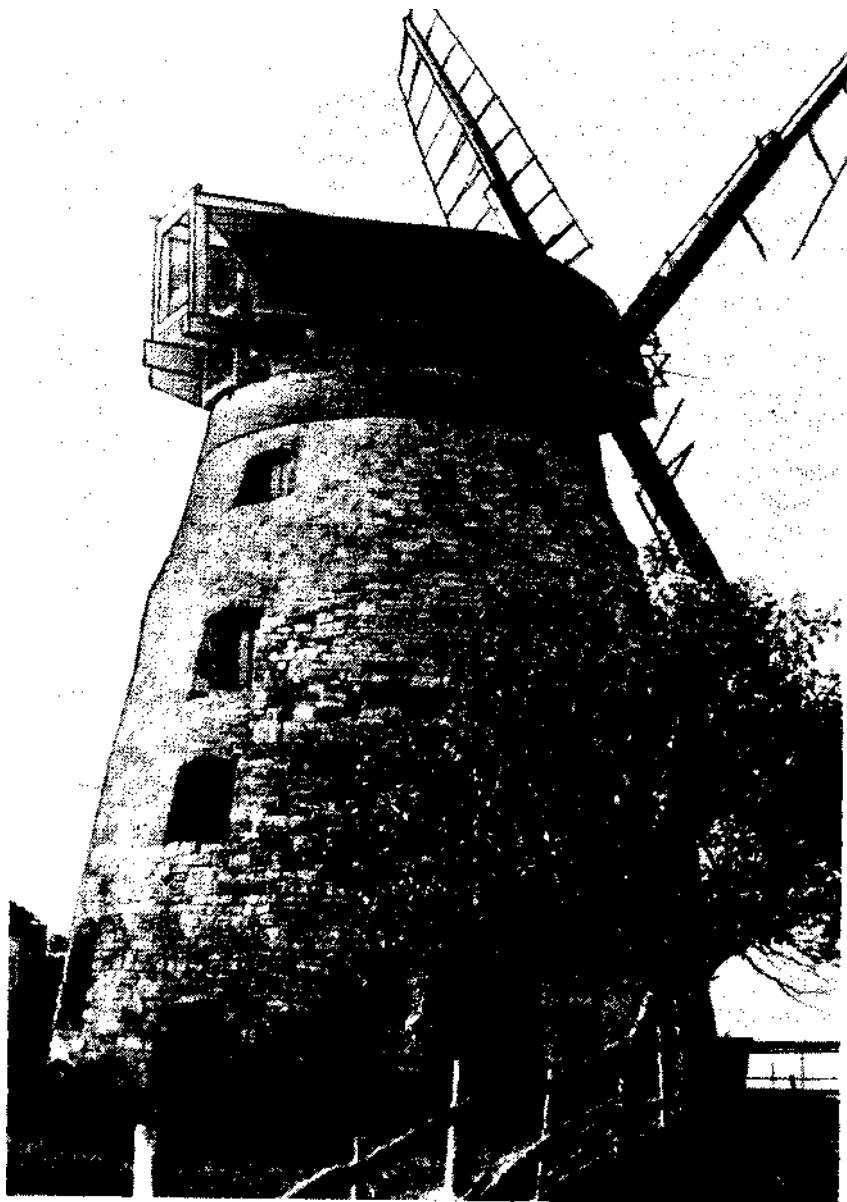


Bild 2.17. „Bucklige“ Holländerwindmühle bei Altenbeichlingen, Kreis Sömmerda
Schon beim Bauen entstand ein ungewollter Buckel in der äußeren Schale
des zweischaligen Mühlenkörpers.

nes Zeitalter, in dem der Ausbau der Energiewirtschaft noch mit völliger Schonung
der Umwelt zu vereinbaren war.

2.6. Die Windenergieanlage der Mühlen

Im Rahmen einer Betrachtung über die Nutzung von Windenergie muß mehr als die Architektur der Mühlen oder ihr Mahlwerk die Anlage zur Umwandlung der kinetischen Energie des Windes in die von der Flügelwelle abnehmbare Rotationsenergie von Interesse sein. Bei den fortgeschrittenen Windtriebwerken der jüngeren Holländermühlen und der Paltrockwindmühlen lohnen sich Betrachtungen zu

- den Flügeln,
- der Bremse und
- den Regeleinrichtungen zur Einhaltung eines bestimmten Drehzahlbereiches bei veränderlicher Windstärke und veränderlicher Windrichtung.

Bei der Montage der Windmühlenflügel wurden am Wellkopf (Nabe) kreuzweise die dicken Bruststücke befestigt (Bild 2.18). Diese Befestigung war der größten Be-



Bild 2.18

Ehemalige Galerie-Holländerwindmühle in Naumburg

Wellkopf, Bruststücke und Flügelruten sind deutlich zu erkennen.
Mühlen mit fünf Flügelruten waren sehr selten.

lastung durch Schwingungen der Flügel ausgesetzt; auch bei den heutigen Windenergieanlagen ist der Nabenhörnchen eine kritische Zone. Auf die Bruststücke mußten die schlankeren Flügelruten aufgefächert werden.

Der weitere Aufbau der Flügel hing bereits von der Art und Weise ab, mit der man auf eine Änderung der Windgeschwindigkeit reagieren wollte. Beim *Segelgattertyp* wurde je nach Windstärke eine mehr oder weniger große Teilfläche des Flügels mit Segeltuch bedeckt. Dafür war an einer Seite der Flügelrute ein Holzgitter angebracht, das aus maximal 30 Querlatten und bis zu drei Längslatten bestand (Bild 2.19). Auf der anderen Seite befand sich entweder ein Windbrett oder noch einmal eine Längslatte mit Querlatten. Da sich die Flügel - von vorn gesehen - stets gegen den Uhrzeigersinn drehen, sehen wir diese „Schmalseite“ an einem abwärts weisenden Flügel immer rechts. Wie später noch begründet wird, muß sich für einen guten Wirkungsgrad des Flügels der sogenannte Anstellwinkel des Flügels mit dem Abstand von der Nabe ändern; der Flügel muß eine „Verdrehung“ haben, so daß er in der Nähe der Nabe steiler und weiter außen flacher gegen den Wind gerichtet ist. Und tatsächlich finden wir diese Änderung des Flügelanstellwinkels bei den neueren Windmühlen. Es kann ausgeschlossen werden, daß die Mühlenbauer in der Lage waren, diese Winkel zu berechnen, ihre Kenntnis muß aus praktischen Erfahrungen erwachsen sein. Wann in der Entwicklungsgeschichte der Windmühle die ersten Flügel mit Verdrehung auftauchten, entzieht sich unserer Kenntnis; Zeichnungen aus der Mitte des 17. Jahrhunderts zeigen noch ebene Flügel.

Bei der Holländermühle mit ihrem windschlüpfigen Mühlenkörper genügte es oft, nur zwei Flügel zu „besegeln“. Bei Sturm konnte sogar „mit bloßen Knochen“, d. h. ohne Segel und nur mit Windbrett und Flügelrost, gemahlen werden. Das Setzen und Wiedereinrollen der Segel gelang dem geübten Windmüller mit einer Schnelligkeit, wie sie ansonsten bei der gut trainierten Mannschaft eines Segelschiffes zu beobachten ist (Bilder 2.20a bis d). Natürlich mußten die Flügel mit vier Ruten dazu viermal angehalten werden. Für die bis zu 15 m langen Flügel der Holländermühlen wäre ein Einhängen von Holztüren anstelle der Bespannung mit Segeltuch kaum möglich gewesen, anders bei den kürzeren Flügeln der Bockmühlen, die ein Einhängen von „Türen“ zuließen und damit zum *Holzgattertyp* gehören. Die Türen, in der Regel vier an jeder Flügelrute (von innen nach außen: Sturmtür, Jungferntür, Mitteltür, Untertür), wurden möglichst leicht aus Pappelholz gefertigt. Die Sturmtüren waren meist starr befestigt. Die Bremse konnte auch bei Sturm das von den starr befestigten Türen erzeugte Drehmoment überwinden. Ob die Verwendung der schwereren und sicher auch witterungsempfindlicheren Türen statt der Segel durch schnelleres Aus- und Einhängen vorteilhaft war, läßt sich heute nicht mehr entscheiden. Mag sein, daß einem thüringischen Windmüller ein Brett einfach solider erschien als seinem holländischen Berufskollegen, für den, einer See- fahrernation angehörend, die Verwendung von Segeltuch selbstverständlich war.

Vor ungefähr 180 Jahren entstand ein dritter Flügeltyp, die *Jalousieflügel*. Die Flügelfläche bestand aus vielen, quer zur Flügelrute angeordneten Brettern oder Blechstreifen, die allesamt durch eine lange, an der Hinterkante der Jalousiebretter mit Scharnieren befestigte Stange bewegt werden konnten. Sollten sich die Flügel nicht mehr drehen, dann stellte man sie „auf Fahne“, d. h. mit der Schmalseite gegen den Wind. Die Jalousieflügel hatten die Nachteile eines schlechteren Wirkungsgrades und einer größeren Storanfälligkeit gegenüber Segelgatter und Holzgatter,

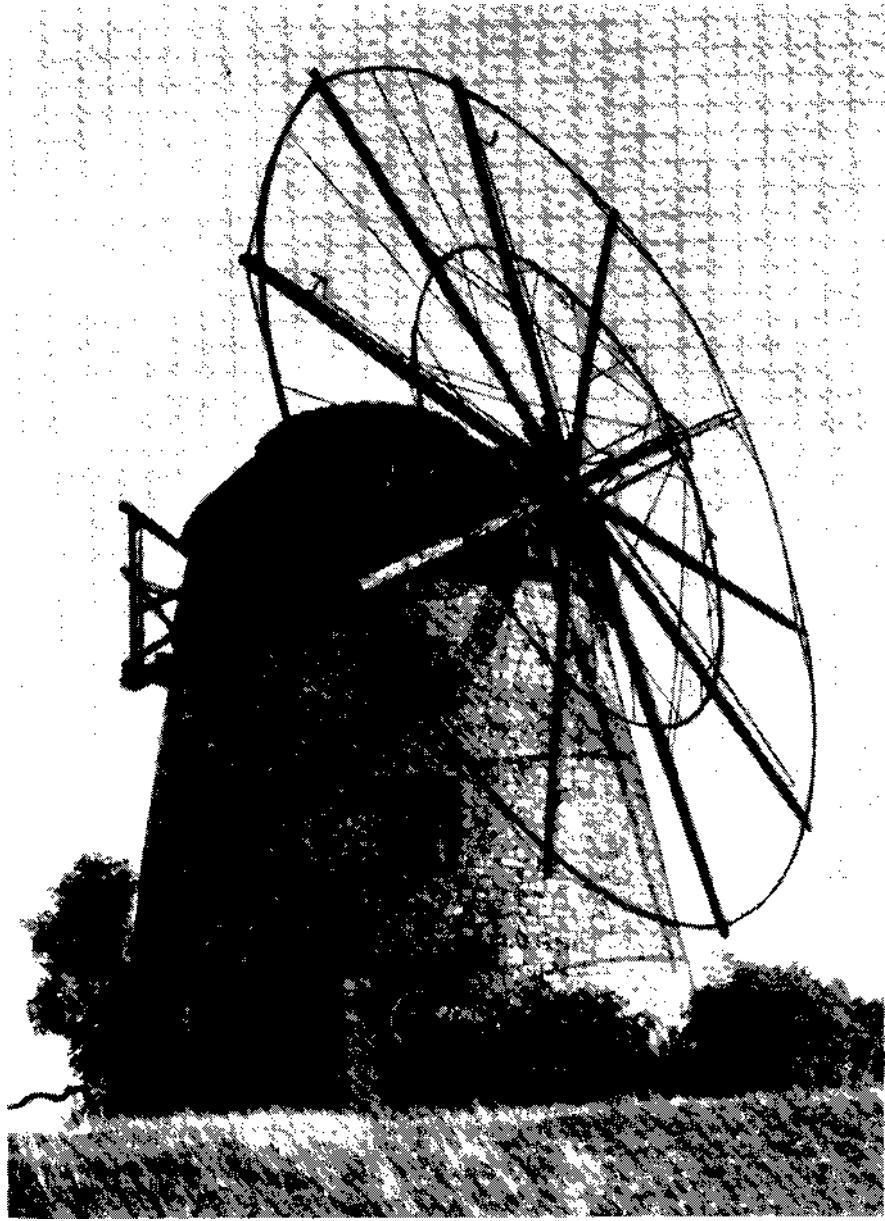


Bild 2.19. Turmwindmühle mit untypischer Windenergieanlage in Eckartsberga, Kreis Naumburg
Das Windrad mit zehn besegelten Flügelruten brachte keine Verbesserung des Wirkungsgrades.

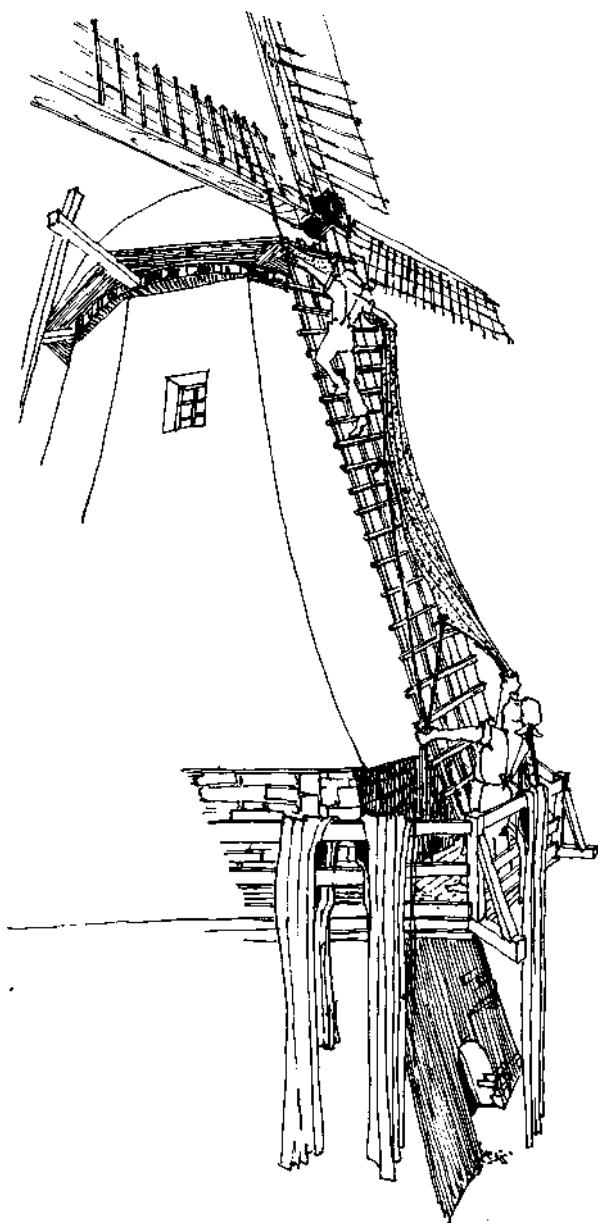


Bild 2.20a bis d. Segeltuchbespannung der Flügelruten

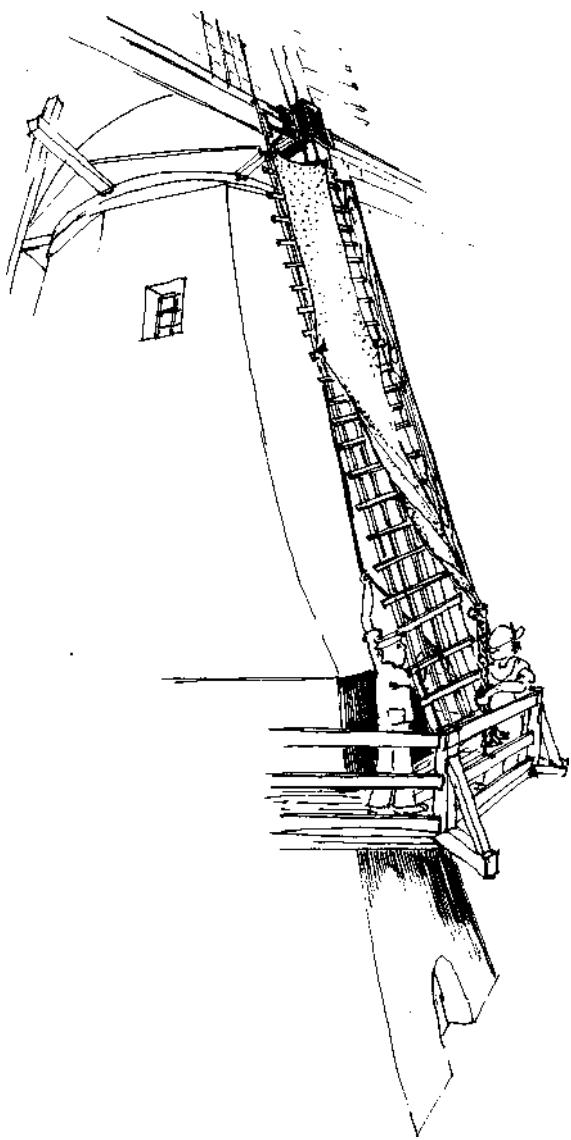


Bild 2.20b

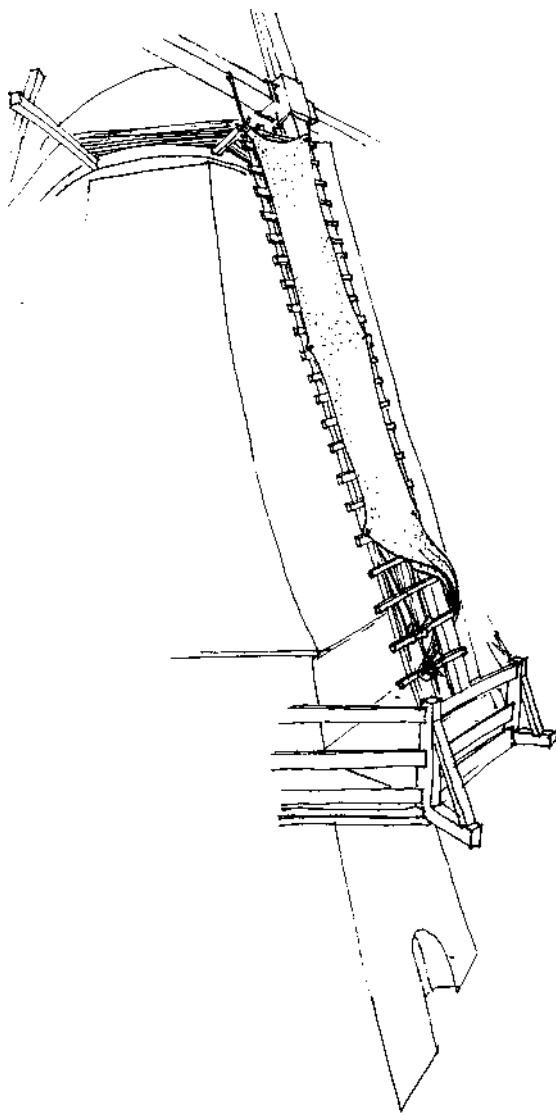


Bild 2.20c

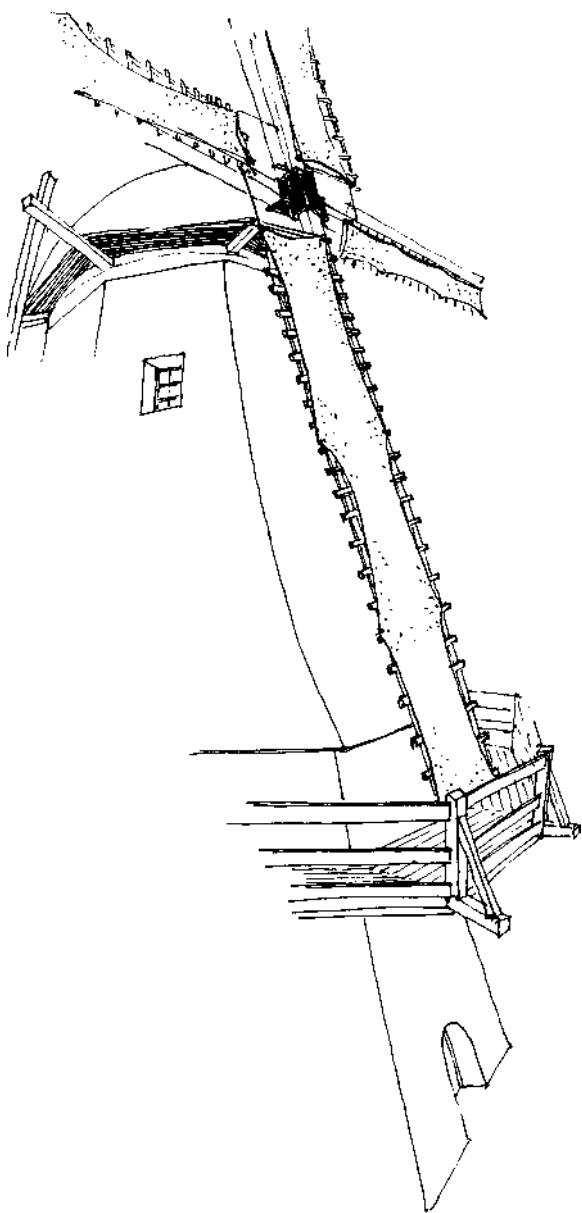


Bild 2.20d

doch sie besaßen auch einen außerordentlichen Vorzug: Die Neigung der Bretter ließ sich ohne Unterbrechung des Mahlbetriebes verändern. Dazu mußte die längs durchbohrte Flügelwelle eine Zugstange aufnehmen, die mit vier Hebeln auf dem Wellkopf verbunden war, welche die Bewegung der Zugstange auf vier Stangen an den Jalousiebrettern umsetzte (Bild 2.21).

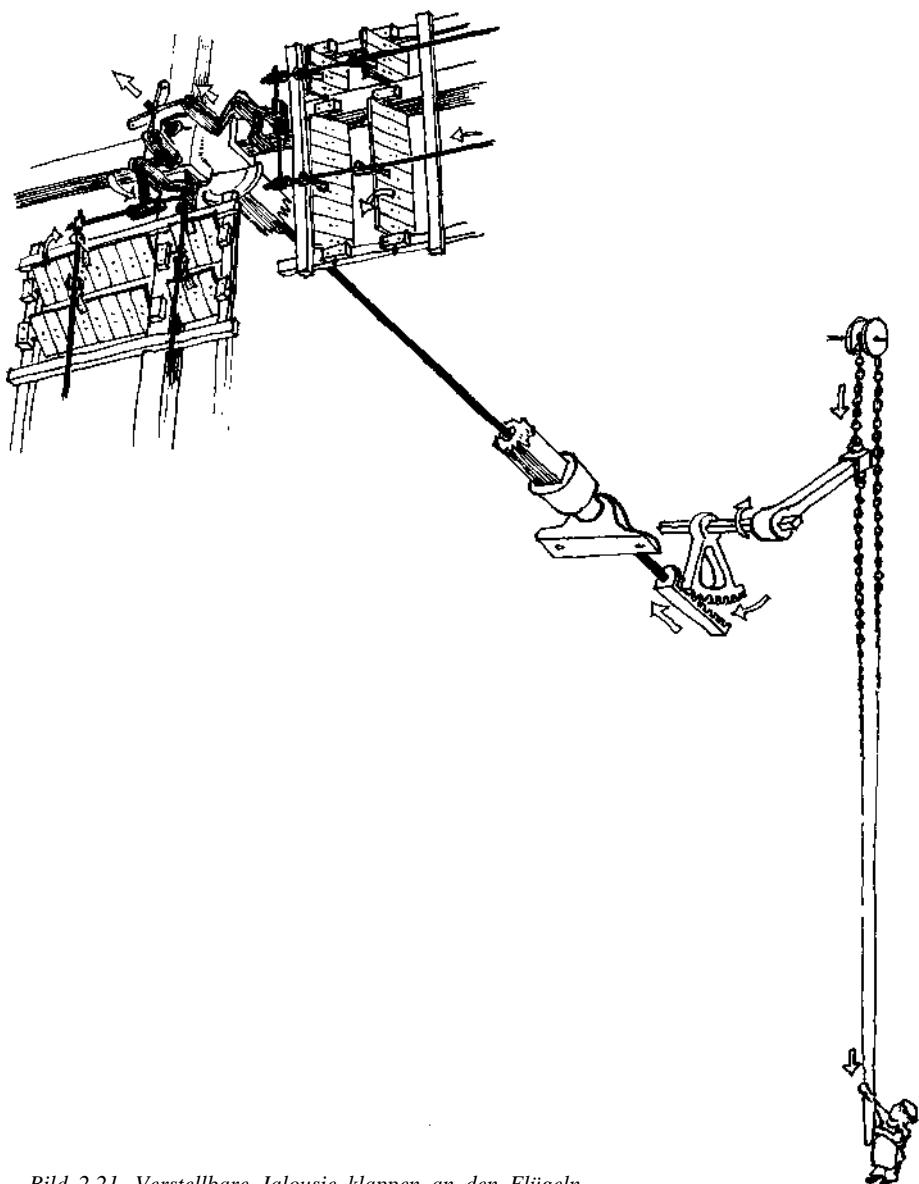


Bild 2.21. Verstellbare Jalousie klappen an den Flügeln

Ein wichtiges Element des Triebwerkes ist die *Bremse*, auch Presse genannt. Um die Flügelwelle zum Stillstand zu bringen, wurden über den Umfang des Kammrads des verteilte Holzsegmente von einem Hebelmechanismus angepreßt. Diese Konzeption ist nicht ohne Risiko, denn das Reiben von Holz auf Holz war schon in Urzeiten die Technologie der Feueranfachung. Außerdem wird berichtet, daß manchmal die Bremskraft nicht ausreichte und die Windmühle „durchging“; das Hineinschütten von Getreide in die Getriebe war dann das letzte Mittel. Daß die Mühlsteine unter dem Einfluß der Fliehkräfte zerbarsten und ihre Bruchstücke wie Geschosse die Mühlenwandung durchschlugen, wollen wir jedoch als Fabel abtun, denn dazu reichte ihre Umfangsgeschwindigkeit nicht aus.

Um 1750 führte der Schotte *Andrew Mikle* die erste echte *Regeltechnik* in die Konstruktion der Windmühlen ein. Der Regelkreis diente der automatischen Ausrichtung der Flügel gegen die wechselnde Richtung des Windes. Dazu wurde an der Rückseite der Mühlenhaube ein kleines Windrad, die sogenannte Windrose oder Rosette angebracht, dessen Drehebene genau senkrecht zur Ebene des Flügelkreuzes ausgerichtet war (Bild 2.22). Wenn der Wind die großen Flügel nicht genau von vorn trifft, so besitzt er eine Komponente, welche die Windrose dreht. Deren Bewegung wurde dann über eine Kette und ein Getriebe auf die Mühlenhaube oder - bei der Paltrockmühle - auf das ganze Mühlengehäuse übertragen, bis das Flügelkreuz wieder gegen den Wind zeigte. Wenn man eine solche Windrose bei böigen Winden mit rasch wechselnder Richtung noch in Funktion erleben konnte, so versteht man, daß diese Erfindung sich rasch durchsetzte und zahlreiche Mühlen mit ihr ausgerüstet wurden. Wir finden sie heute an einigen der modernen Windenergieanlagen wieder. Doch konnte die Windrose eine zusätzliche Möglichkeit der

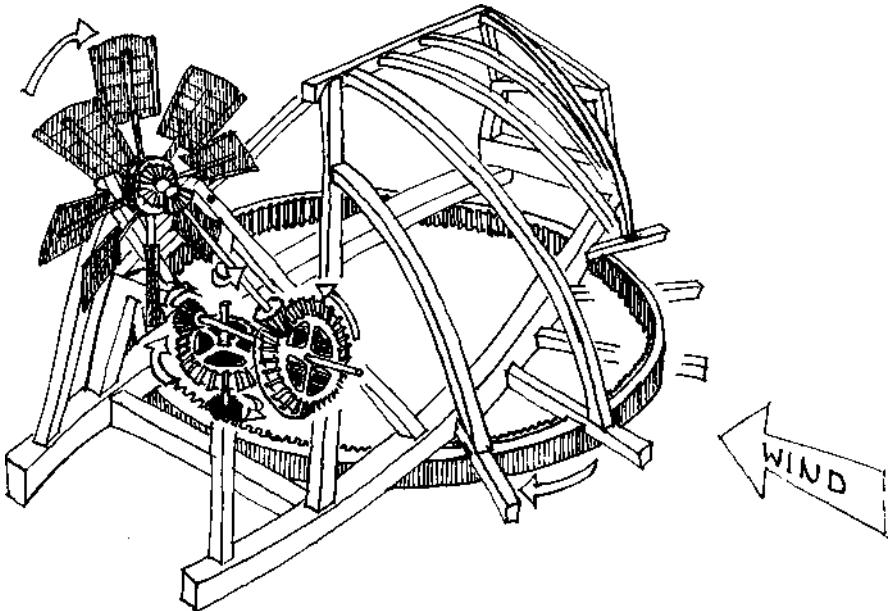


Bild 2.22. Windrosenregelung



Bild 2.23. Galerie-Holländerwindmühle in Neubukow, Kreis Wismar

Es ist eine der letzten Windmühlen mit gut erhaltenen Bilauschen Ventikantenflügeln und Drehheck.

Verdrehung per Hand nicht entbehrlich machen, denn obwohl ihr Regelbereich 360° beträgt, konnte ja der Fall eintreten, daß zum Betriebsbeginn der Wind genau von hinten gegen das Flügelkreuz wehte, das sich niemals verkehrt herum drehen durfte. Außerdem bot die Möglichkeit der manuellen Ausrichtung gegen den Wind noch zusätzliche Sicherheit bei einem Ausfall des Regelmechanismus. Sie wurde oft als ein inneres Windwerk eingebaut, bei dem ein Ritzel in einen Zahnkranz an der drehbaren Haube eingreift.

Nach der Erfindung der Windrose wurde 1807 von dem Engländer *Cubitt* [5] in die Technik der Windmühlen ein zweiter Regelkreis eingeführt, der eine gleichbleibende Drehzahl bei wechselnder Windgeschwindigkeit zum Ziel hatte: Man versah die Zuggestänge der Jalousien mit Federn, so daß die Jalousiebretter oder -bleche bei starkem Winddruck nachgaben und eine Begrenzung des Drehmomentes am Flügelkreuz bewirkten. Mit dieser Automatik wurden Mühlen in England und Deutschland versehen, dort trug sie die Bezeichnung „Hecht'sche Federjalousie“.

Die letzte wichtige Verbesserung der Windenergianlage fällt bereits in die Zeit des Niederganges der Windmühlen.

An die Stelle jahrhundertealter praktischer Erfahrung traten theoretisch gewonnene Erkenntnisse der Aerodynamik. 1890 fand der Däne *La Cour* in Windkanalversuchen eine optimale Schnellaufzahl von 2,4 für die vier Flügel der Windmühle bei einer Flügelbreite von $\frac{1}{6}$ bis $\frac{1}{5}$ der Länge. In den zwanziger Jahren unseres Jahrhunderts bemühte sich ein Luftwaffenoffizier, Major *Bilau*, um die Vervollkommnung der alten Windmühle. Die Flügel erhielten die windschlüpfige Form von Tragflächen; die Landeklappen der Luftfahrzeuge finden wir in Form eines „Drehhecks“ wieder (Bild 2.23). So konnte der Wirkungsgrad noch einmal deutlich verbessert werden - gelegentlich soweit, daß die hölzerne Technik der Leistungserhöhung nicht gewachsen war. Doch die Bilauschen Ventikantenflügel kamen zu spät und konnten das große Windmühlensterben nicht mehr aufhalten.

2.7. Warum der Wind entlassen wurde

Im Standardwerk der Windmühlenkunde [3] des Niederländers *Notebaart* finden sich Angaben über den Bestand an Windmühlen in Belgien:

1846	2739,
1880	2158,
1946	274.

In den übrigen Ländern mit nennenswertem Windmühlenbestand war es nicht anders. Während der ersten drei Jahrzehnte des zwanzigsten Jahrhunderts verlor die Windmühle vollständig die Bedeutung, die ihr über 700 Jahre zugekommen war. Die Dampfmaschine, 1769 von *J. Watt* erfunden, hatte es noch nicht vermocht, die Windtriebwerke zu verdrängen, das blieb dem Elektromotor, der nach 1866 entwickelt wurde, vorbehalten. Zunächst wurde in vielen Mühlen ein Elektromotor zusätzlich eingebaut. Die Auslegung dieser Motoren läßt Rückschlüsse auf die Leistung der Windtriebwerke zu. So besaß die letzte Windmühle im Bezirk Magdeburg, die noch wahlweise mit Wind oder elektrischem Strom mahlen konnte, die Paltrockwindmühle in Parey, einen 26-PS-Motor, also eine elektrische An-

triebsleistung von rund 19 kW. Nachdem die Müller die beiden großen Vorteile der elektrischen Antriebsenergie - die ständige Verfügbarkeit und die konstante Leistung - kennengelernt hatten, wurden schließlich die Windtriebwerke nach Sturmschäden nicht mehr repariert und verfielen.

Die ständige Verfügbarkeit des Elektromotors bedeutete für den Betrieb der Mühle eine gewaltige Veränderung. Mit den Kunden konnten feste Termine vereinbart werden, die nicht mehr an die Bedingung „wenn der Wind weht“ geknüpft waren. Der Arbeitsrhythmus richtete sich nicht mehr nach dem Wind, an Feiertagen brauchte nicht mehr gearbeitet zu werden, wie es seit Jahrhunderten mit behördlicher Erlaubnis üblich gewesen war. Im „Handbuch des Mühlenrechts“ [1] von Schilling aus dem Jahr 1829 lautete der Paragraph 135: „Windmühlen gehen nicht beständig, sondern sind von der mehr oder weniger starken Bewegung der Luft abhängig. Daher nimmt man auch an, daß das Mahlen der Windmüller an Sonn- und Feiertagen nicht für verboten geachtet werden kann.“

Die konstante Leistung des Elektromotors wurde bei einer weitaus höheren Drehzahl freigesetzt, als die alte Königswelle sie abgeben konnte. Das ermöglichte den Betrieb schnell rotierender Walzenstühle ohne energieverzehrende Getriebeübersetzungen. Es wurde ein Mehl von bis dahin nicht gekannter Feinheit erzeugt. Die Windmühle mit den Mühlsteinen, die nur die sechsfache Drehzahl der Flügelwelle hatten, war nicht mehr konkurrenzfähig. In einem Gutachten von 1941 der Arbeitsgemeinschaft Windkraft für die Landwirtschaftskammer [9] heißt es: „Die Windmühle ... ist trotz aller Verbesserungen der Neuzeit in ihren Leistungen immer noch abhängig von Windgeschwindigkeit, Windrichtung und sonstigen klimatischen und atmosphärischen Erscheinungen, die sie untauglich zu den Arbeiten machen, bei denen es auf einen ununterbrochenen gleichmäßigen Kraftfluß ankommt. So kann sie z. B. nicht für die moderne Feinmühlerei verwendet werden, die eine genaue Einhaltung bestimmter Umdrehungszahlen der Walzenstühle und Hilfsmaschinen verlangt.“ Weiter wird in diesem Gutachten ausgeführt: „Die Windmühle ist zwar als eine hochwertige mechanische Erfindung in ihrem Grundaufbau anzusprechen, doch ist ihr konstruktiver Ausbau immer nur verhältnismäßig primitiv geblieben und hat sich nicht zur Höhe einer Präzisionsmaschine entwickelt. Die nur scheinbare Billigkeit des Kraftspenders ‚Wind‘ täuscht vielfach darüber hinweg, daß der Betrieb der Windmühle dauernde Handarbeits-Unterstützung des Müllers verlangt.“

In der Tat: Der Elektromotor erübrigte das Setzen und Reffen der Besegelung ebenso wie die mühsame Arbeit des Ausrichtens einer Bockwindmühle gegen den Wind.

Mit dem Wegfall des Windtriebwerkes war auch der windexponierte Standort der Mühle, oft auf Anhöhen weitab von den Siedlungen, mit seinen vielfachen Nachteilen sinnlos geworden. Die Abgelegenheit der Mühlen hatte über die Jahrhunderte das Mißtrauen gegenüber dem Müller gefördert; er war zum abseits der „ehrlichen Welt“ stehenden Einzelgänger geworden. Die erhöhte Position der Windmühle brachte häufig einen weiteren Nachteil mit sich: die große Entfernung bis zum Grundwasserspiegel. Sehr tiefe Brunnen mußten gegraben werden, oder das Wasser für den Müller und seine Familie wurde beschwerlich herbeigefahren. So steht vor dem Anwesen der Bockwindmühle in Pöhlsfeld, Kreis Sangerhausen, auch heute noch der Wasserwagen, und der alte Müller kann seinem Großvater die Wahl des windgünstigen Standortes nicht recht verzeihen: „An so vielen Stellen hat

er Windmühlen gebaut, und ausgerechnet hier, wo es kein Wasser gibt, mußte er hängenbleiben!"

Die Mühe mit dem Wasser, der Kampf gegen den Sturm, der Ärger mit gelegentlicher Vereisung der Flügel, die völlig ungeregelte Arbeitszeit und das Schleppen der Säcke - es war für den Windmüller kein leichtes Leben, und so findet sich im Wappen eines Mühlenbauers aus Frankfurt am Main die Inschrift:

*O eisenharter Müllerstand!
O felsenhartes Leben!
Wie lieblich schienst du mir zu sein,
Eh ich mich dir ergeben.
Nun aber kenn ich deinen Stand
Und kenn auch deinen Orden,
Wenn ich das hätt zuvor gewußt,
War ich kein Müller geworden.*

Es ist verständlich, daß nach dem Verzicht auf das Windtriebwerk auch die Windmühle als Produktionsstätte aufgegeben wurde.

Als Ursache für das große Windmühlensterben kann nicht nur der Ersatz der in ihrer Nutzung aufwendigen (und damit teuren) Windenergie durch die billigere Elektroenergie angesehen werden. Die Energiefreisetzung bei höheren Drehzahlen und die damit verbundene Verbesserung der Mahltechnologie spielten ebenso eine Rolle wie die mögliche Verlagerung der Produktion an Standorte, die nicht mehr nach dem Kriterium möglichst hoher Windgeschwindigkeiten ausgesucht werden mußten. Das zwanzigste Jahrhundert hätte die Windmühle als „hochwertige mechanische Erfindung“ zu einer Präzisionsmaschine weiterentwickeln können, doch für Zwecke der Getreidezerkleinerung lohnte sich das nicht mehr. Mit dem Übergang auf neue Energieträger konnte sich die Mühle vom Handwerksbetrieb zum Industriebetrieb entwickeln, dessen Größe sich nicht an der Leistung eines Windtriebwerkes orientieren mußte.

An dieser Stelle sei noch erwähnt, was alte Leute erzählen: Das zwischen den Mühlsteinen gemahlene Mehl sei ein ganz anderes gewesen als das heutige, und das daraus gebackene Brot hätte viel besser geschmeckt. Vielleicht haben wir mit der Absage an die Windenergie den besonderen Geschmack des Brotes verloren, dessen Mehl der Wind gemahlen hat.

3. Der Wind hat nicht nur Launen

3.1. Entstehung des Windes

Windstille gibt es nicht. Die Luft der Atmosphäre, deren horizontale Strömungen wir „Wind“ nennen, befindet sich in unaufhörlicher Bewegung, manchmal allerdings so schwach, daß wir den Wind nicht spüren und die Empfindlichkeit von Meßinstrumenten nicht ausreicht, um ihn anzuzeigen. Motor dieser Bewegung ist die Sonne, deren zeitlich und räumlich variiierende Strahlung die Luft unterschiedlich erwärmt. Mit der Temperatur ändert sich die Dichte der Luft:

Temperatur	Dichte bei einem Druck von 1013 hPa
0 °C	1,293 kg/m ³ ,
10 °C	1,247 kg/m ³ ,
20 °C	1,205 kg/m ³ .

Auf erwärmte Luft wirkt, wenn sie sich inmitten kälterer Luftmassen befindet, eine Antriebskraft, deren Größe durch ein Zahlenbeispiel veranschaulicht werden soll: Eine Luftblase mit einem Radius von 17,23 m und einer Temperatur von 20 °C erfährt in einer auf 10 °C abgekühlten Umgebung eine nach oben gerichtete Kraft, die ausreichen würde, einen 900kg wiegenden PKW mit emporzunehmen. Die über Zonen mit intensiver Sonneneinstrahlung hochsteigende Luft fließt in den oberen Schichten der Atmosphäre wieder in kühlere Bereiche ab. Bei der horizontalen Bewegung ist sie im rotierenden Bezugssystem der Erde zwei sogenannten Trägheitskräften unterworfen: Zentrifugalkraft und Corioliskraft. Die *Zentrifugalkraft* zieht Luftmassen bei Bewegung auf gekrümmten Bahnen stets nach außen; die *Corioliskraft* bewirkt auf der Nordhalbkugel stets eine Ablenkung von der ursprünglichen Bewegungsrichtung nach rechts und auf der Südhalbkugel nach links. So entstehen die großen Windsysteme der Erde, von denen auch unser Wetter maßgeblich beeinflußt wird (Bild 3.1).

Mit dem Steigen und Sinken von Luftmassen sind Veränderungen des Luftdruckes verbunden. Sinkende Luft erhöht den Luftdruck am Boden; dabei wird die Luft gleichmäßig erwärmt, die Luftfeuchtigkeit nimmt ab, Wolken lösen sich auf. In diesem Fall liegt eine sogenannte *Hochdruckwetterlage* vor; die Winde sind schwach bis mäßig und wehen tagsüber recht gleichmäßig aus östlichen Richtungen, um nachts oft völlig abzuflauen. Reichen die Hochdruckgebiete bis an die obere Grenze der Troposphäre in etwa 8 km Höhe, so wandern sie nur sehr langsam, sind recht stabil und erzeuge beispielsweise eine sommerliche Schönwetterperiode.

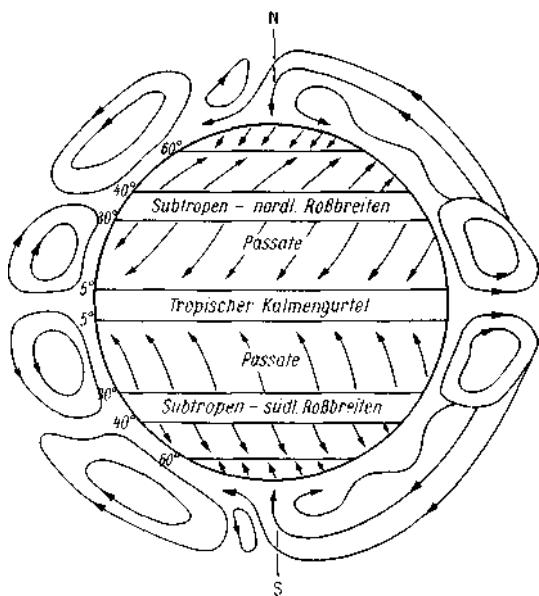
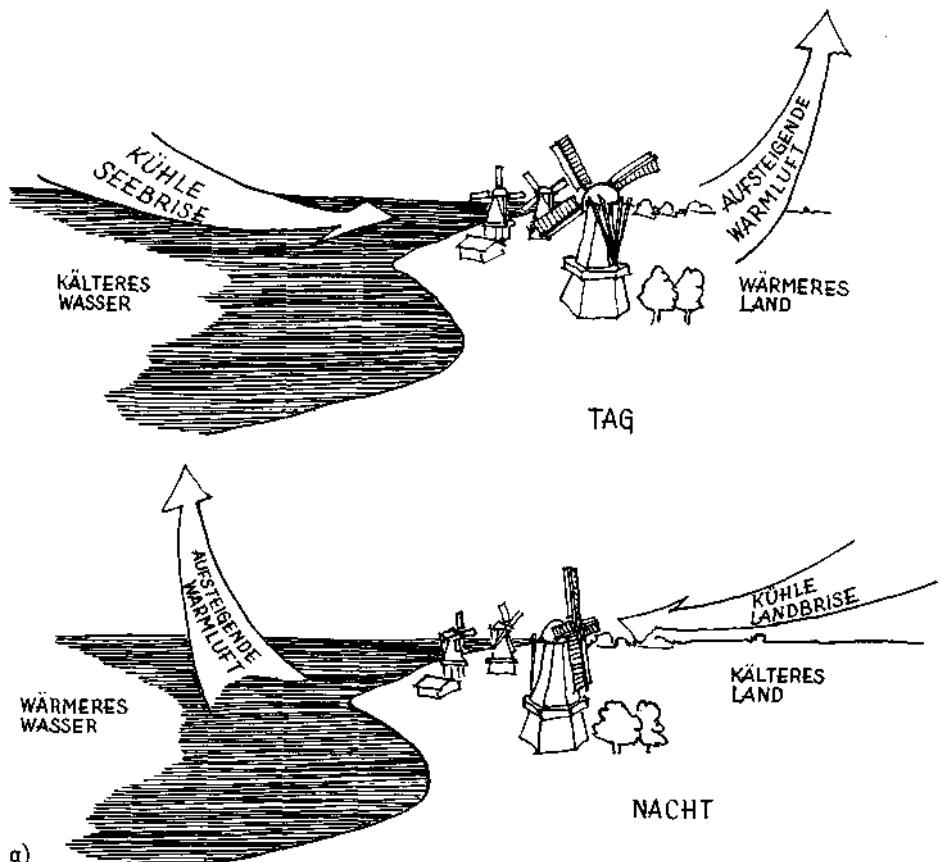


Bild 3.1
Windströmungen, nach Bjerkes[15]

Von den Gebieten mit hohem Luftdruck fließt die Luft zu den *Tiefdruckgebieten*; sie bewegt sich dabei unter dem Einfluß der Corioliskraft spiralförmig im Uhrzeigersinn aus dem Hoch heraus und entgegen dem Uhrzeigersinn spiralförmig in das Tief hinein. Je größer der Druckunterschied, desto stärker der Wind: 3 hPa Unterschied in einer Entfernung von 111 km (60 Seemeilen) bewirken in unseren Breiten einen Wind der Stärke 6 nach der Beaufort-Skala (s. Abschnitt 3.2.). Das Windgeschehen des Tiefdruckgebietes unterscheidet sich deutlich von dem des Hochs. Das Zufließen der warmen Luft zu Gebieten mit kälterer Luft führt zur Bildung von Luftmassengrenzen, zu Verwirbelungen und damit zu böigen und stürmischen Winden; solche Winde wehen in unseren Breiten vorwiegend aus westlichen Richtungen.

An *Luftmassengrenzen* gibt es besondere Phänomene, die mit einem typischen Wettergeschehen verbunden sind: Warme Luft wird - wie auf einem Keil - auf kalte Luft geschoben und kühlt sich schließlich ab, womit zwangsläufig die relative Luftfeuchtigkeit steigt, und es kommt zu Niederschlägen. Der Durchzug eines Tiefdruckgebietes wird durch charakteristische Veränderungen von Temperatur, Luftdruck und Windrichtung angezeigt; er ist begleitet von typischen Wolkenbildungen, Regen oder Schnee. Bei großen Temperatur- und damit Druckunterschieden entstehen Sturmtiefs, die sich als Zyklone auf bevorzugten Bahnen bewegen, auf denen sie gelegentlich beträchtliche Zerstörungen anrichten. Beispiele sind die als Hurrikan bezeichneten Wirbelstürme des Westatlantiks, die Taifune im Pazifik oder der Willy-Willy an den Nordküsten Australiens. Neben diesen großen Wirbeln entstehen auch kleinräumig wirksame Wirbelwinde, die Windhosen und Wasserhosen, auch Tromben genannt.

Natürlich gibt es auch einen Einfluß der *Jahreszeiten* auf die Luftströmung. Die Erwärmung der Atmosphäre auf der Nordhalbkugel im Frühjahr und ihre Abkühl-



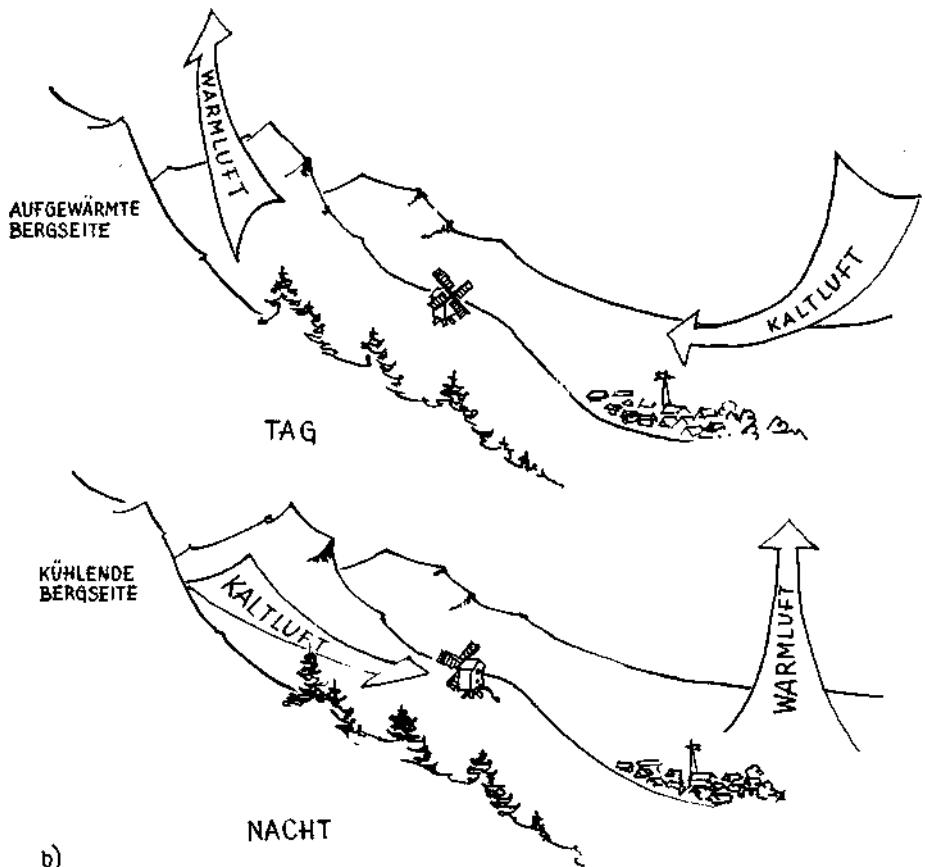
a)

Bild 3.2a. Typischer Tag-Nacht-Wechsel des Windes an der Küste

lung im Herbst führen zu stärkeren Bewegungen - die Frühjahrs- und Herbststürme beweisen es. Und schließlich wird die Bewegung der Luft lokal durch topografische Strukturen beeinflußt (Bild 3.2). Typische Beispiele sind der Mistral im Rhonetal, die Bora an der Adriaküste oder Föhn im nördlichen Alpenvorland.

3.2. Messung des Windes

Die Strömungsgeschwindigkeit der Luft ist ein Vektor, für dessen vollständige Kenntnis der Betrag, der Winkel in der horizontalen Ebene (Himmelsrichtung) und der Winkel gegen diese Ebene erforderlich sind. Da man aber unter „Wind“ üblicherweise nur die horizontale Komponente des Geschwindigkeitsvektors versteht, werden zu seiner Beschreibung nur der Betrag und ein Winkel benötigt. Meßgeräte



b)

Bild 3.2 b. Typischer Tag-Nacht-Wechsel des Windes im Gebirge

für diesen Winkel werden seit langem in großer Anzahl installiert: *Wetterfahnen*. Bild 3.3 zeigt eines dieser oft kunstvoll gestalteten Windmeßgeräte.

Auch in der modernen Meteorologie wird die Windrichtung erfaßt; man registriert die Stellung leichtgängiger Windfahnen auf einem Schreiber. In einem Polardiagramm kann nach der Auswertung dann die Häufigkeit der Windrichtung dargestellt werden, Bild 3.4 zeigt deutlich das für Mitteleuropa typische Vorherrschen westlicher Richtungen des Windes.

Das Messen des Betrages der Windgeschwindigkeit ist schwieriger als das Erfassen der Richtung. Das älteste Meßgerät besteht aus einer hängenden Blechtafel, deren Auslenkung aus der Ruhelage als Maß für die Windgeschwindigkeit diente; es wurde als Pendel-Anemometer bekannt.

Ein bis heute gebräuchliches Meßinstrument ist das 1846 von *Robinson* entwickelte *Schalenkreuzanemometer* (Bild 3.5). Der Widerstandsbeiwert der offenen Seite einer Halbkugel ist um den Faktor 3,91 größer als der Beiwert der geschlossenen

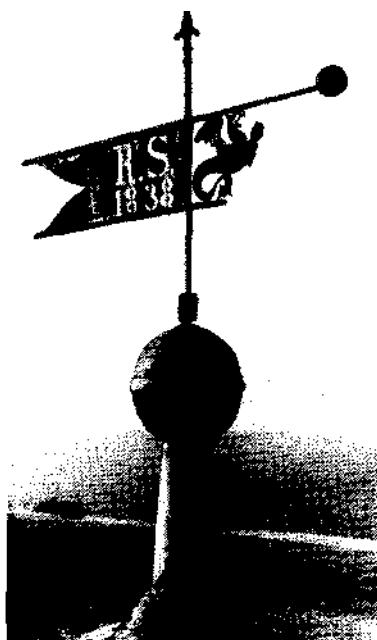


Bild 3.3. Wetterfahne auf der Holländerwindmühle in Hopfgarten, Kreis Weimar

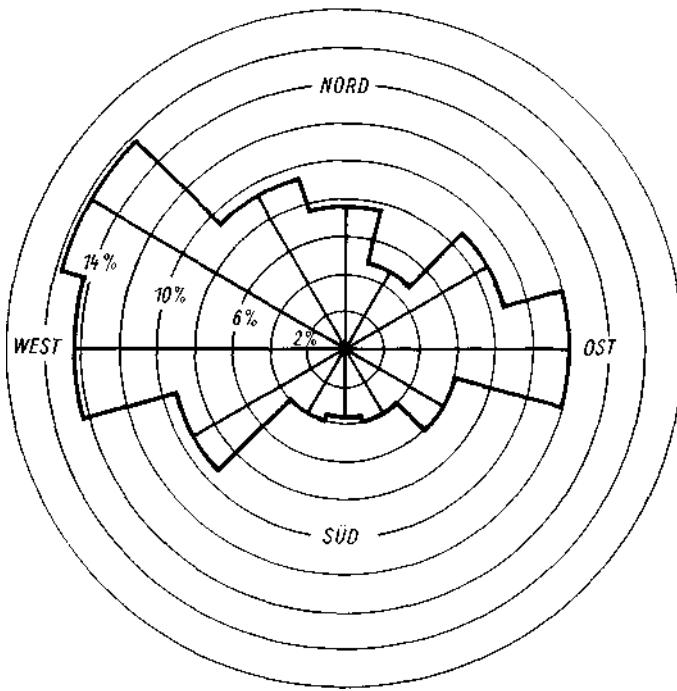


Bild 3.4
Verteilung der
relativen
Häufigkeit der
Windrichtung für
Potsdam aus den
Jahren 1956 bis
1970, nach[13]

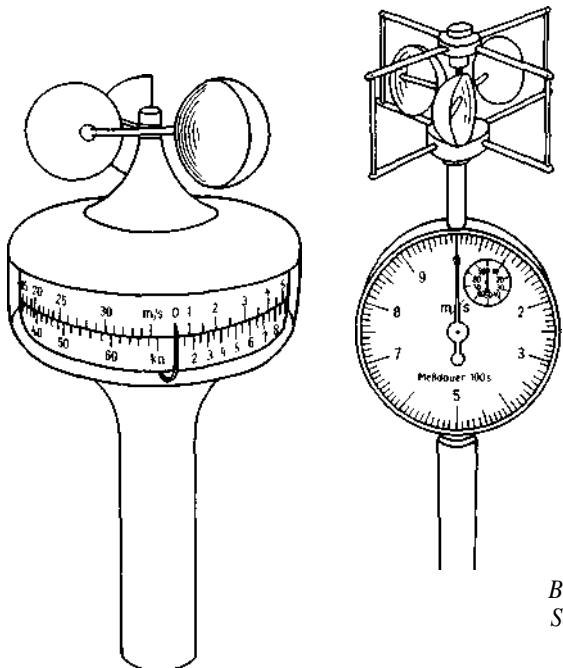


Bild 3.5
Schalenkreuzanemometer

Seite; so dreht sich das Schalenkreuz unabhängig von der Anströmrichtung des Windes.

Die Windgeschwindigkeit v hängt mit der Umfangsgeschwindigkeit V_K des Mittelpunktes der Kugelschale über

$$v = a + b \quad x \quad V_K \quad (3-1)$$

zusammen, wobei a und b Instrumentenkonstanten sind. Abgelesen wird die Anzahl der Umdrehungen n während einer bestimmten Meßzeit t_M . Der Mittelpunkt der Kugelschale, der einen Abstand r von der Drehachse hat, legt in dieser Zeit auf einer Kreisbahn einen Weg

$$S_K = 2\pi \cdot r \cdot n \quad (3.2)$$

zurück. Daraus lässt sich die mittlere Bahngeschwindigkeit während der Meßzeit berechnen,

$$V_K = 2\pi \cdot r \cdot n / t_M \quad (3-3)$$

aus der schließlich die mittlere Windgeschwindigkeit folgt:

$$v = a + b(2\pi \cdot r \cdot n / t_M) \quad (3.4)$$

Diese Meßmethode, die auf der Erfassung des vom Wind während eines Zeitintervalls zurückgelegten Weges beruht, kann natürlich nicht die Augenblicksgeschwindigkeit liefern. Das war erst möglich, als das Schalenkreuzanemometer mit einem

induktiven Geber gekoppelt wurde, dessen elektrisches Signal der Winkelgeschwindigkeit des Rotors proportional ist. Mit solchen elektrischen Universal-Windmeßgeräten, die auch die Windrichtung auf elektrischem Wege registrieren, werden von den Meteorologischen Stationen die Maximalwerte der Windgeschwindigkeit für Zeitintervalle von 3 bzw. 6 h erfaßt und die 10-Minuten-Mittel unmittelbar vor jeder vollen Stunde bestimmt. Aus den Mittelwerten von 1 Uhr, 7 Uhr, 13 Uhr und 19 Uhr wird wiederum ein Tagesmittel gebildet. Es sei noch bemerkt, daß Geschwindigkeiten unterhalb von 2 m/s nicht erfaßt werden können und somit zur „Windstille“ deklariert werden, obwohl die Luft durchaus noch in Bewegung ist.

Die Messung der Windgeschwindigkeit durch die meteorologischen Dienste erfolgt grundsätzlich in einer Höhe von 10 m über dem Erdboden. Die Einigung auf eine bestimmte Meßhöhe war unbedingt notwendig, denn die Höhe hat auf das Meßergebnis einen großen Einfluß. Unmittelbar an der Oberfläche der Erde und der auf ihr befindlichen Bäume, Bauwerke usw. wird die Geschwindigkeit der strömenden Luft auf null abgebremst. Mit zunehmendem Abstand von der Oberfläche erfolgt ein zunächst rascher, sich dann aber verlangsamender Anstieg der Strömungsgeschwindigkeit. Man hat versucht, die Höhenabhängigkeit durch Näherungsformeln mathematisch zu beschreiben, wobei die „Rauigkeit“ der Erdoberfläche eine rechnerische Berücksichtigung finden muß. Eine besonders einfache Näherungsformel ist das Hellmannsche Potenzgesetz [10]

$$v(h) = v(10m)(h/10m)^a \quad (3.5)$$

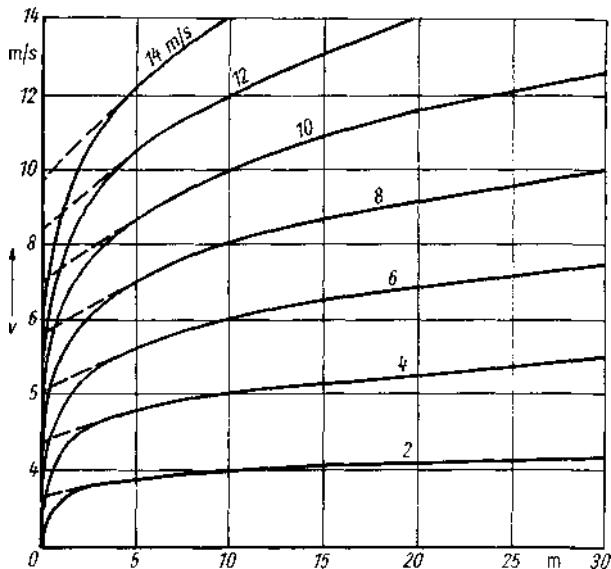


Bild 3.6. Näherungsweise Beschreibung der Höhenabhängigkeit der Geschwindigkeit v durch die Beziehung von Hellmann mit $a = 0,2$

Parameter ist die Geschwindigkeit der Luft in einer Höhe $h = 10$ m; gestrichelt: Verlauf nach Gl. (3.6)

mit dem sogenannten Rauhigkeitsexponenten a , der Werte zwischen 0,15 und 0,35 annehmen kann. Bei Kenntnis der Windgeschwindigkeit in einer Höhe von 10 m

Tafel 3.1. Windstärkenskala nach Beaufort

Beaufort	Bezeichnung	Windgeschwindigkeit m/s	Windgeschwindigkeit km/h	Kennzeichen
0	Windstille	0...0,2	0...1	vollkommene Windstille
1	Leichter Zug	0,3...1,5	2...5	Rauch steigt fast senkrecht empor
2	Leichte Brise	1,6...3,3	6...11	leichter Wind, hebt leichte Wimpel, bewegt zeitweilig Blätter von Bäumen
3	Schwache Brise	3,4...5,4	12...19	schwacher Wind, bewegt Flaggen und setzt Blätter von Sträuchern und Bäumen in ununterbrochene Bewegung, kräuselt die Oberfläche stehender Gewässer
4	Mäßige Brise	5,5...7,9	20...28	mäßiger Wind, streckt Wimpel, bewegt unbelaubte schwächere Baumäste
5	Frische Brise	8,0...10,7	29...38	frischer Wind, streckt große Flaggen, bewegt unbelaubte größere Äste, wird für das Gefühl schon unangenehm, wirft auf stehenden Gewässern Wellen
6	Starker Wind	10,8...13,8	39...49	starker Wind, wird an Häusern und anderen festen Gegenständen hörbar, bewegt schwächere Bäume, wirft auf stehenden Gewässern Wellen mit vereinzelten Schaumköpfen
7	Steifer Wind	13,9...17,1	50...61	steifer Wind, bewegt unbelaubte Bäume mittlerer Stärke, wirft auf stehenden Gewässern Wellen mit vielen Schaumköpfen
8	Stürmisches Wind	17,2...20,7	62...74	stürmisches Wind, bewegt stärkere Bäume und bricht Zweige und normale Äste ab, ein gegen den Wind schreitender Mensch wird merkbar aufgehalten
9	Sturm	20,8...24,4	75...88	unbelaubte größere Äste werden abgebrochen, Dächer werden beschädigt
10	Schwerer Sturm	24,5...28,4	89...102	Bäume werden umgebrochen, beträchtlicher Schaden an Gebäuden, über festem Land selten
11	Orkanartiger Sturm	28,5...32,6	103...117	zerstörende Wirkungen schwerster Art
12	Orkan	>32,6	>117	verwüstende Wirkungen

lassen sich nach Gl. (3.5) die Werte in anderen Höhen h berechnen. Ein anderer Versuch der Beschreibung ist die ebenfalls von *Hellmann* [11] formulierte Gleichung

$$v(h) = v(10 \text{ m}) [0,2337 + 0,666 \log_{10}(h/m + 4,15)]. \quad (3.6)$$

Im Bild 3.6 wird diese Beziehung mit dem Potenzgesetz von *Hellmann* verglichen. Oberhalb einer Höhe von 5 m ist die Übereinstimmung befriedigend, darunter wird der Abfall der Geschwindigkeit auf null durch Gl. (3.5) besser beschrieben.

Die Reibung der Luft an der Erdoberfläche bewirkt nicht nur einen Abfall der Geschwindigkeit, sondern auch eine Verwirbelung in einem Bereich, der um so mächtiger ist, je unebener das Gelände ist. Die Wirbelbildung hat regellos aufeinanderfolgende Pulsationen zur Folge, die als Böen bezeichnet werden. Die Erdwirbelzone mit ihrer starken Böigkeit reicht über den Meeren nur bis in Höhen von 40 bis 50 m, während sie über Gebirgen bis zu mehreren hundert Metern ansteigen kann.

Neben der exakten Messung der Windgeschwindigkeit ist auch eine qualitative Beschreibung der Stärke des Windes gebräuchlich. Dabei werden den Wirkungen des Windes in der Windstärkenskala von *Beaufort* aus dem Jahre 1806 zwölf verschiedene Stufen zugeordnet (Tafel 3.1). Wenn man die Stufen dieser Skala über den Mittelwerten der Windgeschwindigkeit aufträgt, so ergibt sich ein nichtlinearer Zusammenhang, der eine Beschreibung durch die Potenz $v^{3/2}$ zuläßt.

Abschließend sei noch die Zuordnung der Windgeschwindigkeiten zu den Einstufungen der Wettervorhersage wiedergegeben:

1... 3 m/s	schwacher Wind,
3... 8 m/s	mäßiger Wind,
8... 14 m/s	starker Wind,
14... 20 m/s	stürmischer Wind,
21... 29 m/s	Sturm,
> 29 m/s	Orkan.

3.3. *Mit dem Wind kann gerechnet werden*

Am 29. Juli 1952 ging über den thüringischen Ort Hopfgarten eine Windhose hinweg - ein Wirbelwind, der auf seinem Wege eine Reihe zwar unerfreulicher, aber doch erstaunlicher Leistungen vollbrachte: Dächer wurden in Sekundenschnelle abgedeckt, Bäume aus der Erde gerissen, und ein Bauwagen wurde über den ganzen Ort getragen. Die Trümmer des Wagens fand man 3 km von seinem ursprünglichen Standplatz entfernt; nur ein altes Sofa hatte nicht die ganze Reise mitgemacht, sondern war schon vorher zu Boden gefallen.

„*Mit so etwas rechnet ja keiner!*“ war eine angesichts der Schäden häufig geäußerte Meinung. Doch obwohl der Wind, wie schon im Abschnitt 3.1 erläutert, ein Kind chaotischer Prozesse mit geringer Vorhersagbarkeit ist, entzieht er sich nicht ganz der rechnerischen Beschreibung. Grundlage einer mathematischen Behandlung der Windgeschwindigkeit ist die Aufzeichnung des Windstärkemessers, wie Bild 3.7 sie wiedergibt.

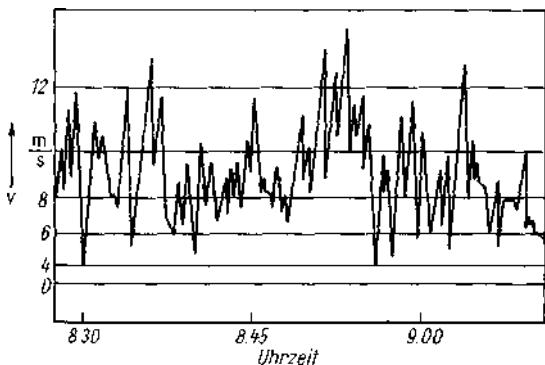


Bild 3.7. Registrierung der Windgeschwindigkeit v bei böiger Wetterlage

Der Schreiber hat ein Signal aufgezeichnet, das von völliger Regellosigkeit geprägt scheint. Zur Veranschaulichung des Vorgehens bei der rechnerischen Beschreibung wird ein Teil des Signals mit gestreckter Zeitachse im Bild 3.8 dargestellt.

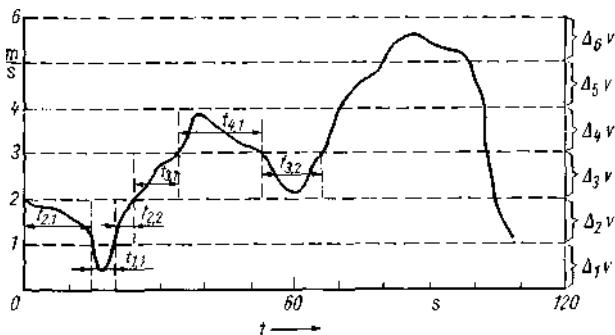


Bild 3.8. Zur Gewinnung der Verteilungsdichte der Windgeschwindigkeit v

Die Windgeschwindigkeit teilen wir in Intervalle ein. Das erste Intervall A^1 liegt zwischen 0 und 1 m/s, das zweite zwischen 1 und 2 m/s usw.

Aus Bild 3.8 lässt sich nun entnehmen, welche Zeiten der Wind in den einzelnen Intervallen zugebracht hat. Zunächst entfiel eine Zeit $t_{2,1} = 15$ s auf das zweite Intervall, anschließend lag die Windgeschwindigkeit während eines Zeitraumes $t_{1,1} = 5$ s zwischen 0 und 1 m/s im ersten Intervall, um sich dann wieder für $t_{2,2} = 3$ s im zweiten Intervall aufzuhalten und so fort. Die Gesamtzeit für das i -te Intervall ist die Summe der Einzelzeiten

für den analysierten Zeitraum. Stellt man die $t_{i,ges}$ über den Mittelwerten der Windgeschwindigkeit in den Intervallen dar, so ergibt sich bei ausreichend großem Beob-

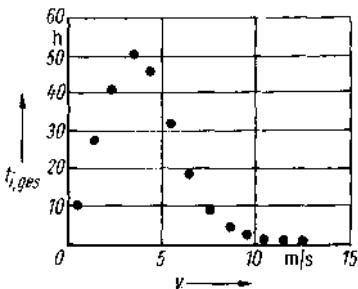


Bild 3.9. Verteilung der Zeiten $t_{i,ges}$ mit unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten v

achtungszeitraum eine geordnete Folge von Punkten, die nichts mehr von der Reglosigkeit des Schreibersignals an sich hat (Bild 3.9).

Die Division der $t_{i,ges}$ durch die Intervallbreite Δv und die gesamte Beobachtungszeit t_{ics} führt zur sogenannten Wahrscheinlichkeitsdichte

$$w_i = \frac{t_{i,ges}}{\Delta v \cdot t_{ges}}.$$

Wenn wir die Intervallbreite Δv immer kleiner wählen, so wird die Folge von Punkten immer dichter, bis schließlich als Grenzfall eine stetige Funktion entsteht, die *Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Windgeschwindigkeit*, auch relative Häufigkeit genannt. Aus der Funktion von Bild 3.10 läßt sich ablesen: Die am häufigsten auftretende Windgeschwindigkeit ist $v = 3,5$ m/s. Das Windereignis mit der größten Wahrscheinlichkeit ist in Potsdam also die Windstärke 3, die kleine Zweige gerade in Bewegung versetzt. Für andere Standorte und für andere Höhen über der Erdoberfläche verschiebt sich das Maximum zu größeren oder kleineren Werten der Geschwindigkeit v ; ihre prinzipielle Gestalt behält die Kurve jedoch bei, und das erlaubt eine mathematische Beschreibung der relativen Häufigkeit w der Geschwindigkeit v durch die Gleichung

$$w(v) = C \cdot v^u \cdot e^{-v^y} \quad (e = 2,7182\dots),$$

bei der die Konstanten C , u und y typisch für den Standort sind. Damit hat sich der anscheinend unberechenbare Wind nun doch der strengen Form einer mathematischen Gleichung untergeordnet.

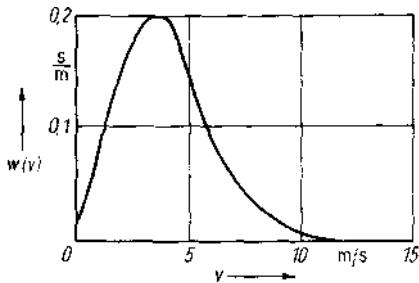


Bild 3.10. Wahrscheinlichkeitsdichte (relative Häufigkeit) $w(v)$ der Windgeschwindigkeit v für den Standort Potsdam in einer Höhe von 39m über der Erdoberfläche

Die Kurve von Bild 3.10 ermöglicht weitergehende Berechnungen. So liefert ihre Integration eine integrale Verteilung der Windgeschwindigkeit

$$w_{\text{INT}}(v) = \int_v^{v_{\max}} w(v) \cdot dv \quad (3.10)$$

(mit v_{\max} als größter überhaupt vorkommender Geschwindigkeit), deren Verlauf Bild 3.11 zeigt.

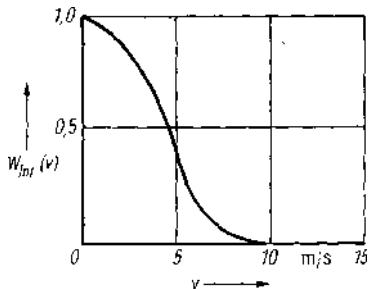


Bild 3.11, Integrale Verteilung w_{INT} der Windgeschwindigkeit v für den Standort Potsdam

$W_{\text{INT}}(v)$ gibt die Wahrscheinlichkeit an, mit der Windgeschwindigkeiten größer als v ; zu erwarten sind. Beispielsweise ist nach Bild 3.11 die Wahrscheinlichkeit für Windgeschwindigkeiten $v = 3$ m/s in Potsdam gleich 0,84 (oder 84 %); für $v = 5$ m/s liest man einen Wert von 0,4 (oder 40 %) ab.

4. Vielleicht lohnt es sich doch - der Wind als Energieträger

4.1. Einen Teil der Energie muß man ihm lassen

Wenn wir die Aussage „Der Wind weht“ physikalisch exakt formulieren wollen, dann muß es heißen: „Eine Luftmasse m bewegt sich mit der Geschwindigkeit v .“ Damit ist die Luftmasse Träger einer Bewegungsenergie

$$W = \frac{m}{2} v^2, \quad (4.1)$$

wobei m sich mit Hilfe der Luftdichte Q von $1,29 \text{ kg/m}^3$ ausdrücken läßt:

$$m = \rho \cdot V. \quad (4.2)$$

Unter V wollen wir uns ein zylindrisches Volumen mit der Grundfläche A und der Länge l vorstellen, das entsprechend Bild 4.1 gegen ein Windrad strömt.

Die geringe Dichte der Luft stellt das Haupthindernis für die Ausnutzung des Windes dar; man muß ein sehr großes Luftvolumen energetisch „abernten“, um auf einen nennenswerten Wert für m in Gl. (4.2) zu kommen. Das Wasser mit seiner 775mal größeren Dichte ist in dieser Hinsicht viel günstiger. Ein Zahlenbeispiel gibt uns eine Vorstellung von der kinetischen Energie der Luft: Ein Windrad mit einem Flügelradius von 5 m soll mit $v = 10 \text{ m/s}$ (Windstärke 5 nach der Beaufort-Skala) angeblasen werden. In 1 s strömen dann 785 m^3 Luft mit einer Gesamtmasse von 1013 kg gegen den Rotor. Sie enthalten mit rund 50000 Ws die gleiche Bewegungsenergie wie ein Mittelklasse-PKW, der mit einer Geschwindigkeit von

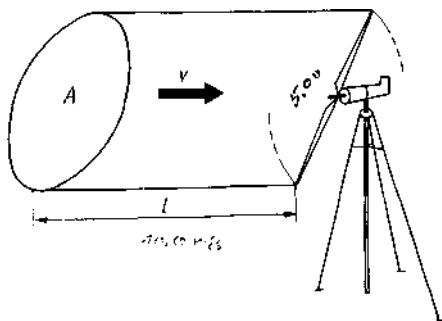


Bild 4.1
Zum Energieinhalt des Windes

36 km/h fährt. Diese Energie würde ausreichen, um den Wagen 5 m hoch auf das Dach eines Einfamilienhauses zu heben.

Man schätzt, daß die Gesamtenergie der in der Erdatmosphäre jährlich entstehenden Luftströmungen $120 \cdot 10^{12}$ kWh beträgt, weit mehr als der Energiebedarf der Menschheit.

Doch - abgesehen von allen praktischen Schwierigkeiten - kann man diese Energie schon rein theoretisch nicht vollständig für menschliche Zwecke verwenden, denn: Entzöge man dem Wind sämtliche Energie, so würde er augenblicklich aufhören zu wehen, und es gäbe schon im nächsten Moment nichts mehr zu nutzen. Welchen Teil seiner Energie der Wind höchstens hergibt, wollen wir im folgenden berechnen. Vorher sind jedoch noch weitere Begriffe einzuführen. Zur energetischen Kennzeichnung einer Strömung ist der Begriff der *Energiedichte* W_v gut geeignet, bei dem man die bewegte Masse in Gl. (4.1) durch ihr Volumen V dividiert und so die Energie je Kubikmeter erhält,

$$W_v = \frac{1}{V} \cdot \frac{m}{2} v^2 = \frac{\rho}{2} v^2, \quad (4.3)$$

ein Ausdruck, der in der Strömungslehre auch als *Staudruck* bezeichnet wird.

Um vom Begriff der Energie zu dem der Leistung zu gelangen, muß die Energie- menge durch die Zeit geteilt werden, in der sie angeboten wird:

$$P_a = \frac{1}{t} \cdot \frac{m}{2} v^2. \quad (4.4)$$

Bei einem Luftvolumen der Länge l , wie es im Bild 4.1 veranschaulicht wird, kann die Zeit durch

$$t = l/v \quad (4.5)$$

ersetzt werden, so daß sich für die angebotene Leistung

$$P_a = \frac{m}{2l} v^3 \quad (4.6)$$

und mit Gl. (4.2)

$$P_a = \frac{\rho}{2} A \cdot v^3 \quad (4.7)$$

ergibt. Das Leistungsangebot des Windes ist also proportional der „Erntefläche“ A und der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit - eine wichtige Erkenntnis.

Die Berechnung der höchstmöglichen energetischen Ausbeute kann unter Be- achtung der Druckverhältnisse vor und hinter einem idealisierten Windrad durch- geführt werden, wie sie im Bild 4.2 dargestellt sind.

Mit der Abbremsung der Windgeschwindigkeit v auf den Wert \bar{v} in der Ebene des Windrades ist eine Abnahme des Staudruckes und eine Zunahme des statischen Druckes um den Betrag

$$\Delta p_1 = p_1 - p_0 = \frac{\rho}{2} v^2 - \frac{\rho}{2} \bar{v}^2 \quad (4.8)$$

verbunden. Auf der Leeseite verringert sich die Geschwindigkeit von v noch einmal

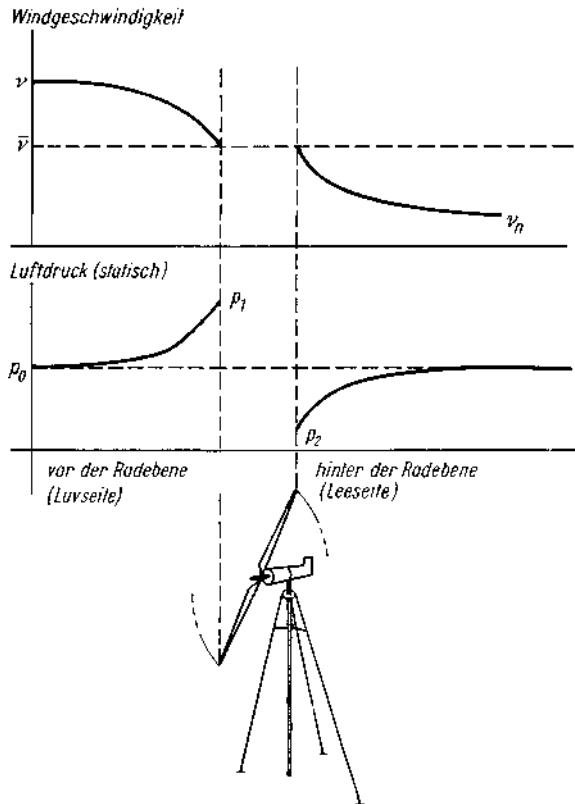


Bild 4.2. Verlauf der Windgeschwindigkeit v und des statischen Druckes p_0 bei der Durchströmung eines Windrades

auf den Wert v_n ; der statische Druck liegt um

$$\Delta p_2 = p_2 - p_0 = \frac{\rho}{2} v_n^2 - \frac{\rho}{2} \bar{v}^2 \quad (4.9)$$

unter dem Luftdruck der ungestörten Strömung. Der Drucksprung am Windrad beträgt dann

$$\Delta p = \Delta p_1 - \Delta p_2 = \frac{\rho}{2} (v^2 - v_n^2). \quad (4.10)$$

Daraus folgt eine auf das Windrad wirkende Kraft

$$F = \Delta p \cdot A = A \frac{\rho}{2} (v^2 - v_n^2), \quad (4.11)$$

wobei A wieder die Windradfläche ist. Da Leistung allgemein das Produkt aus Kraft und Geschwindigkeit ist, erhalten wir für P die Beziehung

$$P = F \cdot \bar{v} = A \frac{\rho}{2} \bar{v} (v^2 - v_n^2). \quad (4.12)$$

Die mittlere Geschwindigkeit v in der Windradebene läßt sich aus

$$\bar{v} = \frac{v + v_n}{2} \quad (4.13)$$

berechnen, so daß P die endgültige Form

$$P = \frac{1}{4} A \cdot \rho (v + v_n) (v^2 - v_n^2) \quad (4.14)$$

erhält. Wir bilden das Verhältnis der Leistung P , die theoretisch im Windrad umgesetzt wird, zur angebotenen Leistung P_a aus Gl. (4.7) und erhalten

$$\frac{P}{P_a} = \frac{(v + v_n) (v^2 - v_n^2)}{2v^3}. \quad (4.15)$$

Dieses Verhältnis ist der *theoretische Wirkungsgrad des Windrades*; man bezeichnet es üblicherweise als *Leistungsbeiwert* c_p . Im Bild 4.3 ist $c_p = P/P_a$, als Funktion der Geschwindigkeit v_n hinter dem Windrad dargestellt.

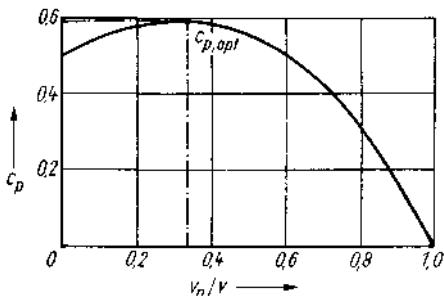


Bild 4.3. Leistungsbeiwert c_p in Abhängigkeit vom Verhältnis v_n/v der Geschwindigkeiten nach und vor dem Windrad

Bei $v_n = u/3$ hat der Leistungsbeiwert sein Maximum; er beträgt dort

$$c_{p,\max} = \frac{16}{27} = 0,59259 \quad (4.16)$$

und wird nach dem Autor der ersten theoretischen Untersuchungen über den Wirkungsgrad windausnützender Geräte [12] als *Betz-Faktor* bezeichnet.

Rund 60 % der Bewegungsenergie des Windes lassen sich also auf das Windrad übertragen - vorausgesetzt, man hat eine Windmaschine gebaut, von der die Luftgeschwindigkeit ohne Wirbelentstehung genau auf ein Drittel des ursprünglichen Wertes reduziert wird. Wie wir noch sehen werden, kann allenfalls der schnelllaufende Zweiblattrotor diese Forderung annähernd erfüllen.

4.2. Vorausberechnung der nutzbaren Energie

Die Leistung eines optimal funktionierenden Windrades läßt sich aus Gl. (4.14) berechnen, wenn für v_n der Wert $v/3$ eingesetzt wird. Wir dividieren noch durch A und erhalten so die je Quadratmeter Windradfläche aufgenommene Leistung

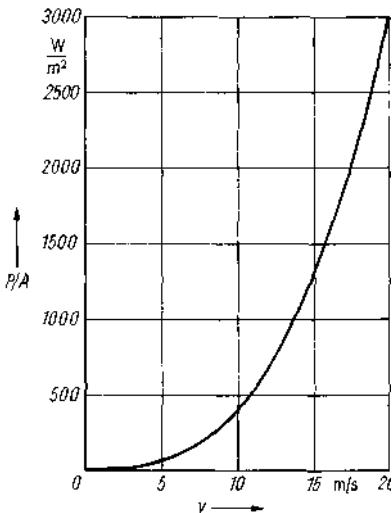


Bild 4.4. Leistung P , die von 1 m^2 der Fläche eines optimalen Windrades aufgenommen wird

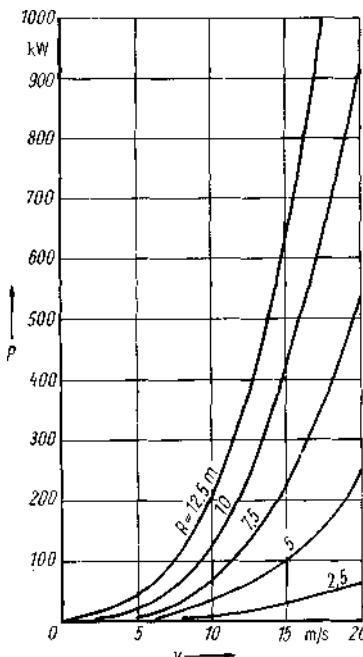


Bild 4.5

Leistungsausbeute eines optimalen Windrades für verschiedene Rotorradien R

$$\frac{P}{A} = \frac{8}{27} \rho \cdot v^3,$$

die im Bild 4.4 dargestellt ist.

Von einem Rotor mit dem Radius R wird insgesamt die Leistung

$$P = \frac{8}{27} \pi \cdot R^2 \cdot \rho \cdot v^3 \quad (4.18)$$

aufgenommen; Bild 4.5 veranschaulicht das für verschiedene Rotorradien.

Wenn man den Mittelwert v ; der Windgeschwindigkeit für eine bestimmte geografische Position kennt, so lässt sich bereits der jährliche Energiegewinn eines Windrades grob abschätzen:

$$W = \frac{8}{27} \eta \cdot R^2 \cdot \rho \cdot v^3 \cdot 8,76 \cdot 10^3 \text{ h.} \quad (4.19)$$

Nach dieser Formel nimmt ein Windrad von 5 m Rotorradius bei einer mittleren Geschwindigkeit von 5 m/s (und störungsfreiem Betrieb) eine Energie von 32 872 kWh in einem Jahr auf. 5 m/s sind jedoch ein recht hohes Jahresmittel, das nur in Küsten- oder Gebirgsregionen erreicht wird, wie die Isoventenkarte (Bild 4.6) zeigt.

Die exakte Vorausberechnung der von einem Windrad jährlich abgegebenen Energie ist schwieriger.

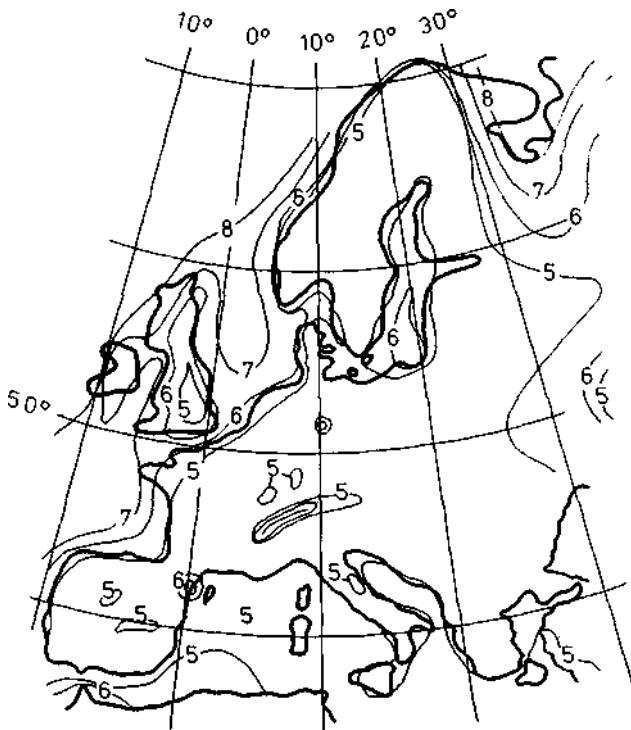


Bild 4.6. Isoventenkarte von Mitteleuropa, nach [16]

Windgeschwindigkeiten in m/s

Sie setzt die Lösung des Integrals

$$W = T \int_{v_{\min}}^{v_{\max}} w(v) \cdot P(v) \cdot \eta(v) \cdot dv \quad (4.20)$$

voraus, worin die Symbole bedeuten:

$T = 8760 \text{ h}$ (Jahresstundenzahl),

v_{\min} kleinste nutzbare Windgeschwindigkeit (Anlaufgeschwindigkeit des Windrades),

v_{\max} größte nutzbare Windgeschwindigkeit,

$w(v)$ Wahrscheinlichkeitsdichte der Geschwindigkeit nach Gl. (3.9),

$P(v)$ aufgenommene Leistung nach Gl. (4.18),

$\eta(v)$ Wirkungsgrad des Windrades in Abhängigkeit von v .

Werden die Gl. (3.9) und (4.18) eingesetzt, so nimmt das Integral folgende Form an:

$$W = \frac{8}{27} T \cdot R^2 \cdot \eta \cdot \varrho \cdot C \int_{v_{\min}}^{v_{\max}} v^{\mu+3} \cdot e^{-\gamma \cdot v} \cdot \eta(v) \cdot dv. \quad (4.21)$$

Der Wirkungsgrad kann als Funktion der Geschwindigkeit nur experimentell bestimmt werden; im Abschnitt 5. wird darauf näher eingegangen. Wir wollen n vorerst einen konstanten Wert zuordnen, um einer anderen Frage nachgehen zu können. Welchen Einfluß hat die Anlaufgeschwindigkeit des Windes auf die Energieausbeute? Lohnt es sich, jeden Windhauch auszunutzen, oder genügt es, wenn das Windrad sich erst bei etwas stärkerer Luftbewegung zu drehen beginnt?

Die Frage soll beispielhaft für einen typischen Standort beantwortet werden; es wird Potsdam mit einer Wahrscheinlichkeitsdichte der Windgeschwindigkeit ausgewählt, die Bild 4.7 wiedergibt [13].

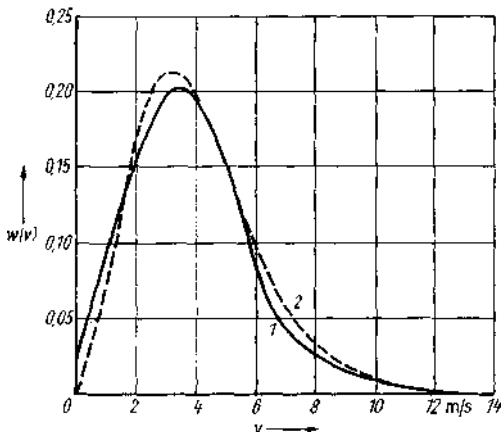


Bild 4.7. Wahrscheinlichkeitsdichte $w(v)$ der Windgeschwindigkeit v für den Standort Potsdam

1 gemessen; 2 nach Gl. (3.9) mit $\mu = 3,04$; $\gamma = 0,95$; $C = 0,129$

Anstelle von W aus Gl. (4.21) berechnen wir die flächenbezogene Energie bei einem Wirkungsgrad $\eta = 0,45$ und einer oberen Grenze $v_{\max} = 20 \text{ m/s}$ als Funktion von v_{\min} :

$$\frac{W}{A} = 5,42 \cdot 10^6 \cdot \text{kg} \cdot \text{s} \cdot \text{m}^{-3} \cdot C \int_{v_{\min}}^{20 \text{ m/s}} v^{6,04} \cdot e^{-0,95 \text{ s/m} \cdot v} \cdot dv. \quad (4.22)$$

Die Integration ist analytisch nicht ausführbar, sondern muß numerisch vorgenommen werden. Bild 4.8 zeigt das Ergebnis: eine Kurve, die in ihrem Anfangsbereich sehr flach verläuft und bei $v_{\min} = 4 \text{ m/s}$ immerhin noch 90 % ihres Maximalwertes erreicht. Ganz ähnliche Bilder liefern auch die Berechnungen für andere, weniger windgünstige Standorte. Auf die Nutzung der kleinen Windgeschwindigkeiten kann also getrost verzichtet werden; wegen des Zusammenhangs der Leistung mit v^3 liefern sie nur einen bescheidenen energetischen Beitrag. Um es drastisch auszudrücken: Die Gewitterböen eines Sommerabends können mehr Energie abgeben als der schwache Ostwind, der während eines ganzen Tages wehte. Diese Aussage ist wichtig für die Konstruktion von Windenergieanlagen, die dann - mitsamt dem Getriebe - nur für einen engeren Drehzahlbereich ausgelegt zu werden brauchen.

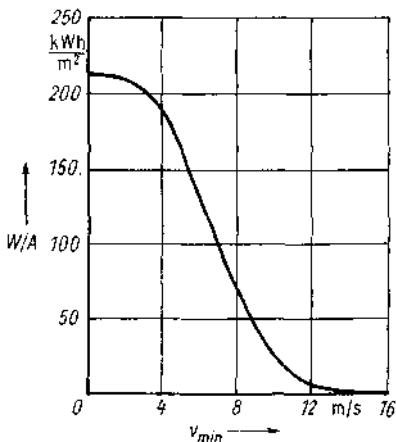


Bild 4.8. Flächenbezogener jährlicher Energiegewinn eines Windrades für den Standort Potsdam in Abhängigkeit von der Anlaufgeschwindigkeit v_{min}

Abschließend soll noch die *Verteilungsdichtefunktion der Leistung des Rotors* $w(P)$ aufgestellt werden. Die Leistung P hängt nach einer Funktion $g(v)$ mit der Zufallsvariablen v zusammen, wobei $g(v)$ durch Gl. (4.18) festgelegt ist. Die Geschwindigkeit v weist eine Dichtefunktion $f(v)$ nach GL (3.9) auf. Mit den Mitteln der mathematischen Statistik [14] lässt sich zeigen, daß P dann die Verteilungsdichtefunktion

$$w(P) = f[g^{-1}(P)] \frac{d}{dP} g^{-1}(P) \quad (4.23)$$

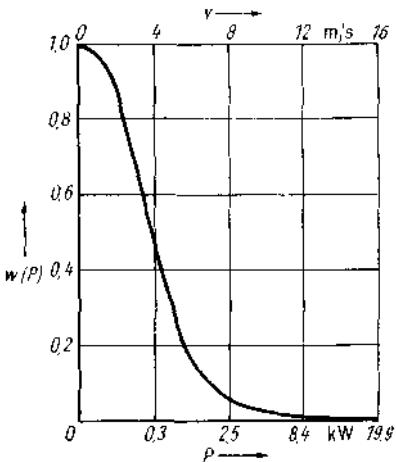


Bild 4.9. Verteilungsdichtefunktion $w(P)$ der Leistung P eines Windrades für den Standort Potsdam

Die Leistungswerte folgen aus der Gleichung $P = A \cdot \eta \cdot c_{p,max} \cdot v^3 \cdot \rho/2$ mit $R = 3 \text{ m}$ und $\eta = 0,45$.

mit $g^{-1}(P)$ als Umkehrfunktion zu $g(v)$ hat. Mit der konkreten Umkehrfunktion

$$v = (P/K)^{1/3} \quad (4.24)$$

$$K = 8\pi \cdot R^2 \cdot \rho/27 \quad (4.25)$$

und $f(v) = C \cdot v^\mu \cdot e^{-\gamma \cdot v}$, wobei C mit den Parametern μ und γ über

$$C = \frac{\gamma^{\mu+1}}{\Gamma(\mu+1)} \quad (\Gamma \text{ Gammafunktion}) \quad (4.26)$$

zusammenhängt, erhält man

$$w(P) = \frac{1}{3} C \cdot \exp\{-\gamma(P/K)^{1/3}\} P^{\frac{\mu-2}{3}} \cdot K^{-\frac{\mu+1}{3}} \quad (4.27)$$

Das Integral von null bis zu einem bestimmten Wert von P gibt die Wahrscheinlichkeit an, mit der Leistungen kleiner als P dem Rotor zugeführt werden; Bild 4.9 veranschaulicht es.

5. Vom Farmer-Rotor bis zum Tornadoturm - Windradtypen und ihre Eigenschaften

5.1. Über die Kennlinien eines „Windmotors“

„Windmotor“ ist ein häufig gebrauchtes Wort, und so liegt der Versuch nahe, die für einen Motor üblichen Kennzeichnungen und Betrachtungen auf das Windtriebwerk zu übertragen. Die wichtigste Kennlinie eines jeden Motors ist der Zusammenhang zwischen seiner Drehzahl n und dem Drehmoment M , das er bei der jeweiligen Drehzahl abgeben kann. Als Beispiel ist eine solche Kennlinie im Bild 5.1 für den Drehstrom-Asynchronmotor wiedergegeben.

Die Drehmoment-Drehzahl-Kennlinie $A(n)$ einer vom Motor angetriebenen Arbeitsmaschine muß an die Kennlinie des Motors $M(n)$ angepaßt sein. Anpassung bedeutet dabei die Erfüllung der Forderungen

$A(n) < M(n)$ für $n < n_n$,

$A(n) = M(n)$ für $n = n_n$,

$A(n) > M(n)$ für $n > n_n$,

die das Anlaufen der Kombination Motor-Arbeitsmaschine und ihren stabilen Betrieb bei der für den Motor vorgeschriebenen Nenndrehzahl n_n gewährleisten. Ein Drehstrom-Asynchronmotor hat bei der Nenndrehzahl seinen maximalen Wirkungsgrad. Im Bild 5.1 erfüllt die Arbeitsmaschine A_1 die obigen Forderungen; mit

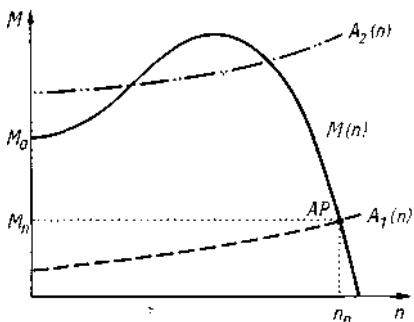


Bild 5.1. Drehmoment-Drehzahl-Kennlinie eines Drehstrom-Asynchronmotors mit den Kennlinien zweier Arbeitsmaschinen

Ma Anlaufmoment; M, Nenndrehmoment; n, Nenndrehzahl; AP Arbeitspunkt

A2 könnte der Motor gar nicht anlaufen, da sein Anlaufmoment kleiner als das der Maschine ist, außerdem würde die Nenndrehzahl nicht erreicht.

Aus dem $M-n$ -Diagramm eines Motors lässt sich über die Beziehung

$$P = M \cdot \omega \quad (5.1)$$

mit der Winkelgeschwindigkeit

$$\omega = 2\pi \cdot f = 2\pi \cdot n/60 \text{ s}, \quad (5.2)$$

f Umlauffrequenz, n Drehzahl je Minute,

die Leistung-Drehzahl-Kennlinie gewinnen. Bild 5.2 zeigt sie noch einmal für den Drehstrommotor und eine angepaßte Arbeitsmaschine.

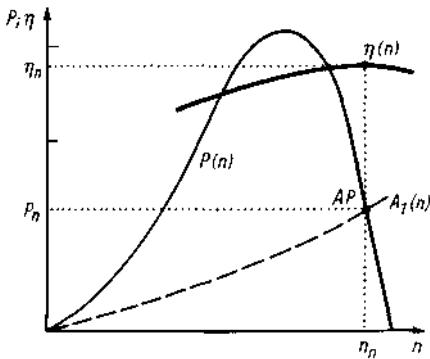


Bild 5.2. Abhängigkeit der Leistung P und des Wirkungsgrades η eines Drehstrom-Asynchronmotors von der Drehzahl n mit angepaßter Arbeitsmaschine A_t

P_n Nennleistung; η_n Nennwirkungsgrad; A_P Arbeitspunkt

Beim Windmotor sind diese Zusammenhänge komplizierter. Sein Drehmoment und seine Leistung hängen nicht mehr in eindeutiger Weise von der Drehzahl ab. So kann sich eine bestimmte Rotordrehzahl einmal bei leichter Brise im Leerlauf oder aber bei viel größerer Windgeschwindigkeit unter Belastung einstellen. Es lässt sich also nicht wie beim Elektromotor ein allgemeingültiger Zusammenhang zwischen M und n angeben. Ebenso ist es unmöglich, Drehmoment und abgegebene Leistung eines Windmotors nur als Funktion der Windgeschwindigkeit darzustellen. Bei ein und derselben Geschwindigkeit bewirken unterschiedliche Belastungen Änderungen des Leistungsbeiwertes (Wirkungsgrades) c_p , der nach Abschnitt 4.1. das Verhältnis der Rotorleistung P zur vom Wind angebotenen Leistung P_a darstellt:

$$c_p = 2P/(\rho \cdot A \cdot v^3). \quad (5.3)$$

Ein eindeutiger Zusammenhang existiert zwischen dem Leistungsbeiwert und der sogenannten Schnellaufzahl L . Die Schnellaufzahl ist das Verhältnis der Umfangsgeschwindigkeit u der Flügelspitzen mit dem Radius R zur ungestörten Anströmgeschwindigkeit v :

$$\lambda = u/v = R \cdot \omega/v. \quad (5.4)$$

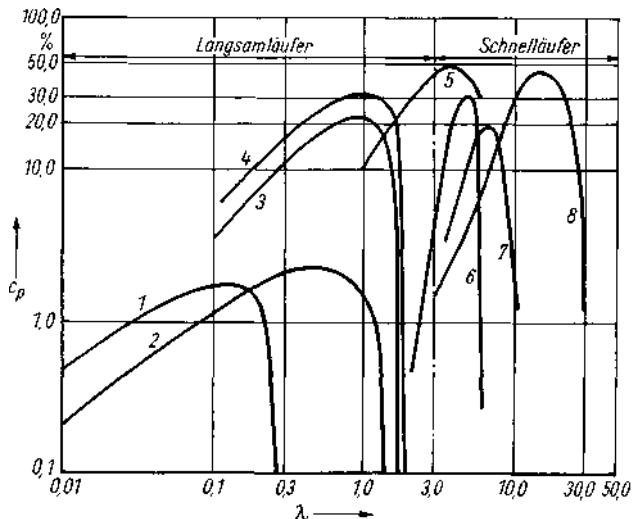


Bild 5.3. Leistungsbeiwert c_p in Abhängigkeit von der Schnellaufzahl A bei verschiedenen Windradausführungen, nach Köthe [1]

1 Schalenkreuzanemometer; 2 halb geschirmte Widerstandsfläche; 3 geteilter Savonius-Rotor; 4 amerikanische Windturbine; 5 Zweiblattrotor; 6 Dreiblatt-Darrieus-Rotor; 7 Einblatt-Darrieus-Rotor; 8 Zweiblattrotor (Projekt)

Beispiele des Zusammenhangs zwischen c_p und A enthält Bild 5.3.

Windradtypen, deren maximaler Wirkungsgrad bei Schnellaufzahlen kleiner als 3 ist, heißen *Langsamläufer*; Windräder, bei denen ein Maximum bei $A > 3$ auftritt, werden *Schnellläufer* genannt. Natürlich möchte man Windmotoren möglichst beim Maximum des Wirkungsgrades $C_{p_{\max}}$ betreiben. Dazu muß die zum Maximum gehörende Schnellaufzahl A_{opt} eingehalten werden. Aus Gl. (5.4) errechnet man eine optimale Umlauffrequenz

$$f_{\text{opt}} = v \frac{\lambda_{\text{opt}}}{2\pi \cdot R}, \quad (5.5)$$

die linear mit der Windgeschwindigkeit anwächst.

Im Bild 5.4 sind die Drehzahlen wiedergegeben, die für einen optimalen Betrieb von drei Rotortypen in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit einzuhalten sind; der Unterschied zwischen Schnellläufern und Langsamläufern ist deutlich zu erkennen.

Beim eingangs erwähnten Elektromotor ist der optimale Betrieb durch Einhaltung einer festen Nenndrehzahl gewährleistet. Der Windmotor dagegen hat anstelle eines festen Betriebspunktes die von der Windgeschwindigkeit abhängige Arbeitskennlinie (5.5). Es ist also deutlich schwieriger, einen Windmotor stets mit maximalem Wirkungsgrad zu betreiben! Eine unveränderliche Rotordrehzahl, wie sie beispielsweise zum Erzeugen einer konstanten Spannung gewünscht wird, erfordert den Verzicht auf bestmögliche Energieausnutzung.

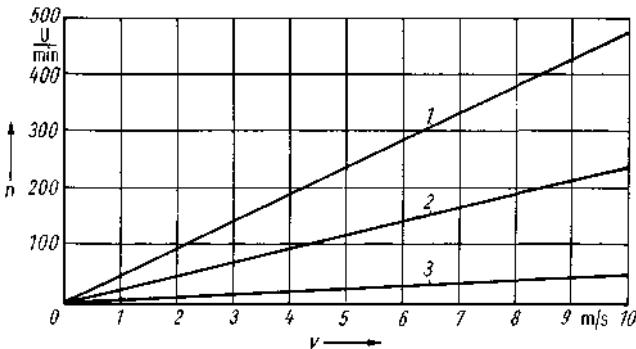


Bild 5.4. Drehzahlen n für optimalen Betrieb als Funktion der Windgeschwindigkeit v
 1 moderner Zweiblatttrotor, $R = 2 \text{ m}$, $\lambda_{\text{opt}} = 12$; 2 Einblatt-Darrieus-Rotor, $R = 2 \text{ m}$, $\lambda_{\text{opt}} = 5$;
 3 Savonius-Rotor, $R = 2 \text{ m}$, $\lambda_{\text{opt}} = 1$

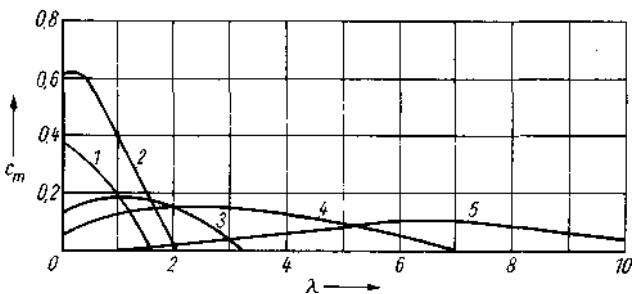


Bild 5.5. Drehmomentenbeiwert c_m , verschiedener Rotortypen in Abhängigkeit von der Schnellaufzahl λ
 1 geteilter Savonius-Rotor; 2 amerikanische Windturbine; 3 La Cour-Windmühlenflügel;
 4 Dreiblatttrotor; 5 Zweiblatttrotor

Bei Kenntnis des Verlaufes $c_p(A)$ lässt sich auch die Abhängigkeit des Drehmomentes von der Schnellaufzahl angeben. Aus den Gln. (5.1) und (5.3) folgt

$$c_p(\lambda) = M(\lambda) \cdot \omega \cdot 2 / (\rho \cdot A \cdot v^3), \quad (5.6)$$

und unter Beachtung von Gl. (5.4) ist

$$M(\lambda) = c_p(\lambda) / \lambda \cdot R \cdot \rho / 2 \cdot v^2 \cdot A. \quad (5.7)$$

Mit der Definition eines sogenannten Drehmomentenbeiwertes c_m

$$c_m(\lambda) = c_p(\lambda) / \lambda \quad (5.8)$$

erhält man schließlich

$$M(\lambda) = c_m(\lambda) \cdot \rho / 2 \cdot A \cdot R \cdot v^2. \quad (5.9)$$

$c_m(\lambda)$ ist für verschiedene Rotortypen im Bild 5.5 wiedergegeben.

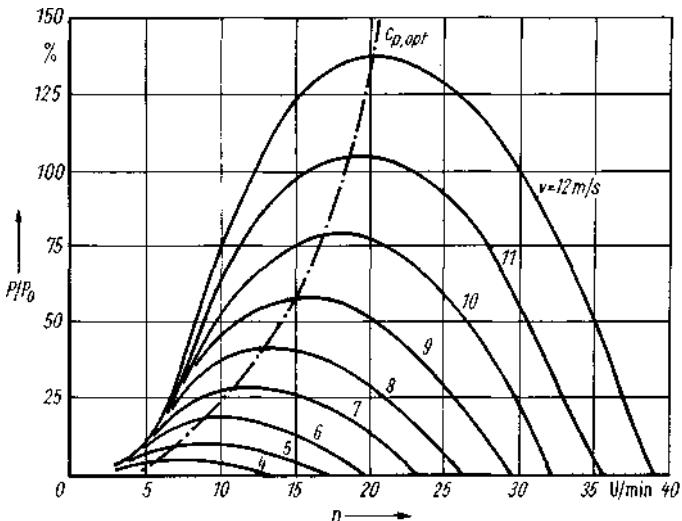


Bild 5.6. Leistung-Drehzahl-Kennlinie eines Windrades bei verschiedenen Windgeschwindigkeiten v , nach Köthe[18]

Die Nennleistung des Windrades entspricht der Parallelen zur Abszisse bei 100 %.

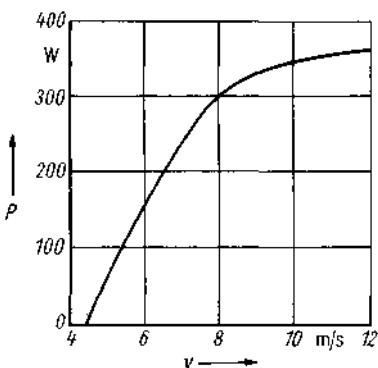


Bild 5.7. Leistung-Windgeschwindigkeit-Diagramm einer Windenergieanlage zur Aufladung eines Akkumulators, nach Köthe[18]

Aus Gl. (5.9) lässt sich folgendes ablesen: Der Verlauf des Drehmomentes von der Schnellaufzahl kann nur mit der Windgeschwindigkeit als Parameter angegeben werden. Bei vorgegebenem v lässt sich jedem x -Wert auch die Drehzahl zuordnen, was wiederum die Berechnung der Leistung in Abhängigkeit von n ermöglicht. Bild 5.6 zeigt solche Leistung-Drehzahl-Kennlinien für unterschiedliche Windgeschwindigkeiten.

Von größtem Interesse ist aber eigentlich die Abhängigkeit der Leistung einer Windenergieanlage von der Windgeschwindigkeit. Diese Kennlinie lässt sich jedoch nur aus der Untersuchung des Zusammenwirkens von Windmotor und angekoppelter Arbeitsmaschine gewinnen, weil - wie eben geschildert - die Last über die Schnellaufzahl den jeweiligen Wirkungsgrad des Motors bestimmt. Als Beispiel ist

im Bild 5.7 die Ausgangsleistung einer Windenergieanlage wiedergegeben, mit der eine 24-V-Batterie geladen wird.

Bei einer Windgeschwindigkeit von etwa 4,4 m/s hat der Generator der Anlage vom Bild 5.6 erst die Drehzahl erreicht, bei der ein Ladestrom einsetzt.

5.2. Nutzung von Widerstand und Auftrieb

Das im Abschnitt 3. erwähnte Schalenkreuzanemometer, das ja eine Variante des Windmotors ist, dreht sich wegen der unterschiedlichen Widerstandskräfte von konkaver und konvexer Seite. Für die Widerstandskraft gilt allgemein

$$F_w = c_w \cdot \rho/2 \cdot A(v - v')^2; \quad (5.10)$$

c_w Widerstandsbeiwert (Tafel 5.1),

A Projektion der Widerstandsfläche in Windrichtung,

v Windgeschwindigkeit,

v' Geschwindigkeit der Widerstandsfläche in Windrichtung.

Über die Beziehung $P = F \cdot v'$ lässt sich die Leistung berechnen, die die angeströmte Widerstandsfläche abgeben kann:

$$P_w = \rho/2 \cdot A \cdot c_w (v - v')^2 \cdot v'. \quad (5.11)$$

Diese Leistung erreicht ihren Maximalwert bei $v' = v/3$ (vgl. Abschnitt 4.1.), der sich dann zu

$$P_w = \frac{4}{27} c_w \cdot \rho/2 \cdot A \cdot v^3 \quad (5.12)$$

Tafel 5.1. Widerstandsbeiwert c_w von Körpern und quer angestromten Profilen, nach v. Cube [19]

Anströmung in allen Fällen von links

Körper	Quer angestromte Profile		
	Halbkugel, offen	0,38	
	Halbkugel, geschlossen	0,42	
	Kugel	0,47	
	Würfel	1,05	
	Platte	1,17	
	Halbkugel, offen	1,42	

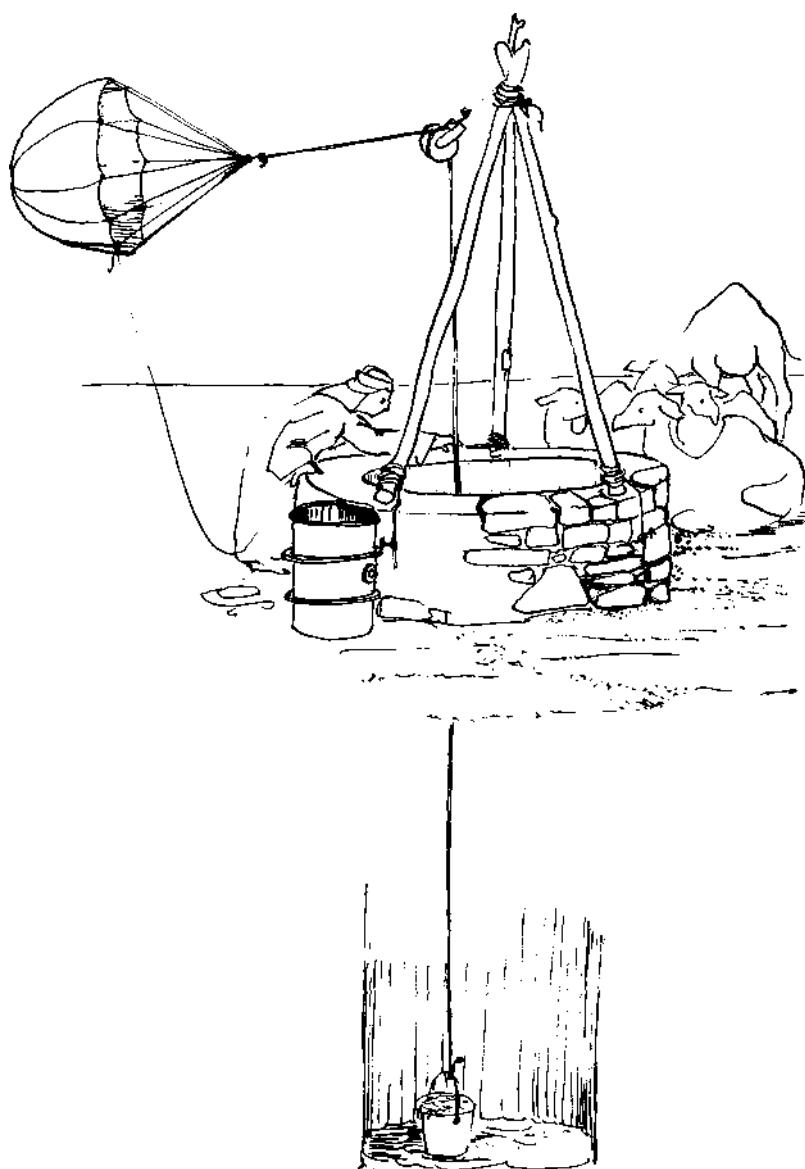


Bild 5.8. Wasserpumpeinrichtung, die nur die Widerstandskraft ausnutzt,
nach v. Cube [19]

ergibt. Die beiden ersten Faktoren stellen den höchstmöglichen Leistungsbeiwert (Wirkungsgrad) angeströmter Widerstandsflächen dar:

$$c_{p,w,\max} = \frac{4}{27} c_w. \quad (5.13)$$

Mit dem besonders hohen c_w -Wert der offenen Halbkugel von 1,42 ergibt sich ein Bestwert von $c_{p,\text{Wiinax}} = 0,21$; der im Abschnitt 4.1. abgeleitete höchstmögliche Wirkungsgrad von $c_{p,\max} = 16/27 = 0,592$ lässt sich also mit Systemen, die nur die Widerstandskraft nutzen, nicht erreichen. Derartige ausschließlich die Kraft in Windrichtung nutzende Vorrichtungen wurden aber - wenn man vom „vor dem Wind“ fahrenden Segelschiff einmal absieht - niemals gebaut. In [19] findet sich ein hypothetisches Beispiel für eine einfache Wasserpumpeinrichtung nach dem Widerstandsprinzip. Entsprechend Bild 5.8 bläst der Wind in einen Schirm, dessen Widerstandskraft nach Umlenkung über eine Rolle zur Förderung von Wasser benutzt wird. Der Förderprozeß läuft dabei diskontinuierlich ab, denn wenn der Eimer oben ist, muß man den Schirm reffen und an seinen Ausgangspunkt zurückbringen. Die Leistung des Schirmsystems lässt sich nach Gl. (5.12) berechnen; sie beträgt bei einem Schirmdurchmesser von 5 m, einer Windgeschwindigkeit von 5 m/s

und einem c_w -Wert von 1,4 etwa 300 W, sofern sich die Bedingung $v_{\text{Schirm}} = \frac{1}{3} v_{\text{Wind}}$ erfüllen läßt!

Bei den kontinuierlich arbeitenden Windrädern gibt es außer der Widerstandskraft stets eine senkrecht zur Strömung gerichtete Auftriebskraft F_A , deren Nutzung erst einen hohen Wirkungsgrad ermöglicht. Es gilt

$$F_A = c_A \cdot \rho/2 \cdot A(v - v')^2, \quad (5.14)$$

worin C_A der Auftriebsbeiwert ist. Diese Auftriebskraft F_A entsteht immer dann, wenn die Flügel durch ihre Ausformung oder durch ihre Lage eine Unsymmetrie zur Anströmrichtung aufweisen. Das Verhältnis von Widerstandskraft zur Auftriebskraft wird *Gleitzahl* E eines Profils genannt:

$$E = F_w/F_A = c_w/c_A. \quad (5.15)$$

Bild 5.9 veranschaulicht die Entstehung der Auftriebskraft an einem - ebenfalls hypothetischen - Windrad, an dessen Nabe zwei Tragflügelprofile antiparallel befestigt sind. An der Oberseite des Flügels strömt die Luft mit größerer Geschwindigkeit entlang als an der Unterseite; dadurch entsteht, wie vom Funktionieren des Flugzeugs ja bekannt, ein Unterdruck, der hier eine Drehung des Rotors bewirkt. Beim Tragflügel b zeigt die Druckkraft nach unten und verdoppelt das Drehmoment. Die Widerstandskraft der beiden Tragflächen in Windrichtung beträgt bei gut ausgeformten Profilen weniger als 1 % der Auftriebskraft. Der Rotor von Bild 5.9 dreht sich zweifellos, doch hätte er einen entscheidenden Nachteil: Bei schneller Rotation würden die immer senkrecht zur Umfangsgeschwindigkeit ausgerichteten Tragflächen eine Bremskraft erfahren; der „Anstellwinkel“ null ist ungünstig.

Die für die Entstehung der Auftriebskraft notwendige Unsymmetrie lässt sich auch mit symmetrischen Flügelquerschnitten erreichen, die nur unsymmetrisch angeordnet werden, wie Bild 5.10 es zeigt.

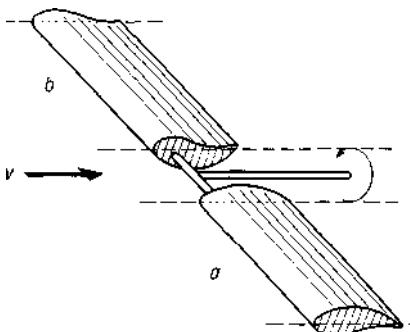


Bild 5.9
Hypothetisches Windrad mit zwei anti-parallel ausgerichteten Tragflügelprofilen

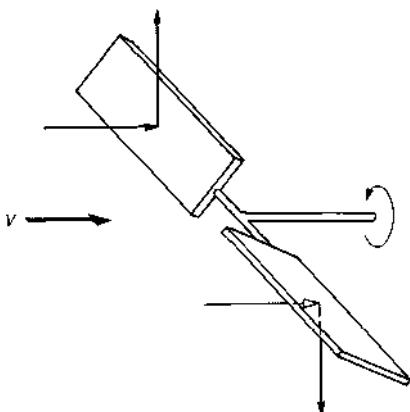


Bild 5.10
Den Auftrieb nutzendes Windrad mit symmetrischen Flügelprofilen

Der Wind wird am Flügel *a* nach oben und am Flügel *b* nach unten „reflektiert“, wobei die Rückwirkungskräfte auf die Flügel gleichgerichtete Drehmomente ergeben. Es sei vorweggenommen, daß die Windräder mit Tragflügelprofilen den Typen mit symmetrisch gestalteten Flügeln bezüglich des Wirkungsgrades deutlich überlegen sind.

Für eine Typologie der Windräder ist die Unterscheidung nach der Nutzung von Widerstand oder Auftrieb nicht sehr sinnvoll. Es gibt Rotoren, die anscheinend nur von der Widerstandskraft bewegt werden, z. B. der Savonius-Rotor. Bei näherer Untersuchung läßt sich aber doch ein Einfluß des Auftriebes feststellen. Wir wollen deshalb der nun folgenden Einteilung der Windräder die *Ausrichtung der Rotationsachse* als Ordnungsprinzip zugrunde legen.

Gelegentlich findet man in der Literatur die Aussage, die Nutzung des Auftriebes verursache keinen Energieverlust der Luftströmung. Das trifft jedoch nicht zu; anderenfalls läge ein Perpetuum mobile vor, das Energie abgibt, ohne sie dem Wind zu entziehen.

5.5. Windräder mit waagerechter Achse

Der Rotor mit waagerechter Achse und mit Flügeln, die der Wind in einer senkrechten Ebene dreht, hat die größte Verbreitung gefunden - er wurde zum Windrad schlechthin. Bei einer senkrecht zur Windströmung orientierten Rotationsebene muß der Auftrieb genutzt werden; die Widerstandskraft versucht man möglichst klein zu halten. Den Widerstand nutzende Rotoren wie das Schalenkreuzanemometer haben stets eine senkrechte Achse und werden im Abschnitt 5.4. behandelt; man könnte sie theoretisch auch mit waagerechter Achse installieren - Bild 5.11 zeigt das Prinzip -, doch würde das eine zusätzliche Nachstelleinrichtung gegen den Wind erfordern, die bei der Vertikalachse entfällt.

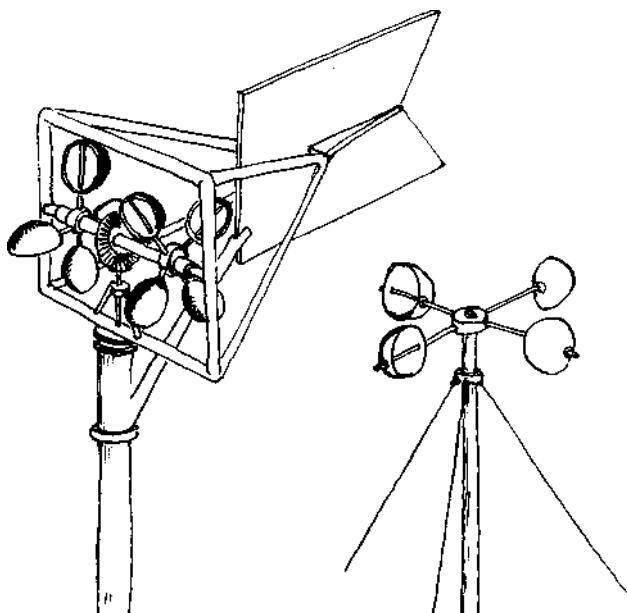


Bild 5.11. Den Widerstand nutzender Rotor mit waagerechter und senkrechter Drehachse

Im Lauf der Entwicklung des Horizontalachsenrotors hat sich gezeigt, daß man hohe Leistungsbeiwerte nur mit wenigen schmalen Blättern bei großen Schnellaufzahlen erreichen kann. Mit einer größeren Anzahl breiterer Blätter erreicht man dagegen unter Verzicht auf einen guten Wirkungsgrad schon bei niedrigen Drehzahlen relativ große Drehmomente. Die Anzahl der Rotorblätter muß sich daher nach dem Verwendungszweck richten: Ein hohes Anfangsrehmoment ist z. B. für den Antrieb von Kolbenpumpen wünschenswert, während es bei der Erzeugung von Elektroenergie mehr auf den Wirkungsgrad ankommt. Außer der Blattanzahl haben auf die Leistung des Rotors Einfluß

- der Anstellwinkel des Flügels, der sich mit dem Abstand von der Drehachse verändert muß (Verwindung),
- die Gestaltung des Flügelprofils,
- der Flügelumriß einschließlich der sogenannten Streckung.

Die erforderliche Verwindung des Rotorblattes lässt sich aus der Betrachtung der Kräfte gewinnen, die auf das Blatt wirken. Auf einen zunächst noch als ruhend angenommenen Flügel wird durch den Wind eine Kraft F_R ausgeübt, die sich in die Auftriebskomponente F_A und die Widerstandskomponente F_w zerlegen lässt (Bild 5.12). Der Winkel, den die Profilsehne mit der Windrichtung einschließt, heißt *Anstellwinkel*. Nur die Größe von F_A ist für die Leistung des Rotors maßgebend, die Widerstandskomponente F_w wird über den Turm auf den Boden übertragen. Ein Tragflügelprofil erfährt bereits eine Auftriebskraft, wenn es in Richtung der Profilsehne, also unter dem Winkel $\alpha = 0$, angeströmt wird. Mit Anstellwinkeln α_{opt} zwischen 5° und 10° erreicht man eine Steigerung des Auftriebs, wobei der günstigste Winkel α_{opt} mit der speziellen Ausformung des Profils variiert (Bild 5.13).

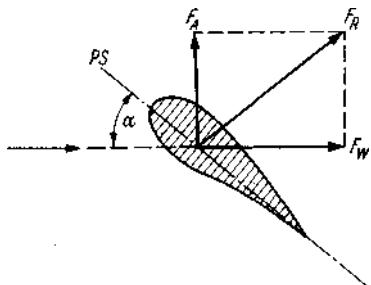


Bild 5.12. Kräftezerlegung am ruhenden Flügel

F_A Auftriebskraft; F_w Widerstandskraft;
 F_R resultierende Kraft; α Anstellwinkel;
 PS Profilsehne

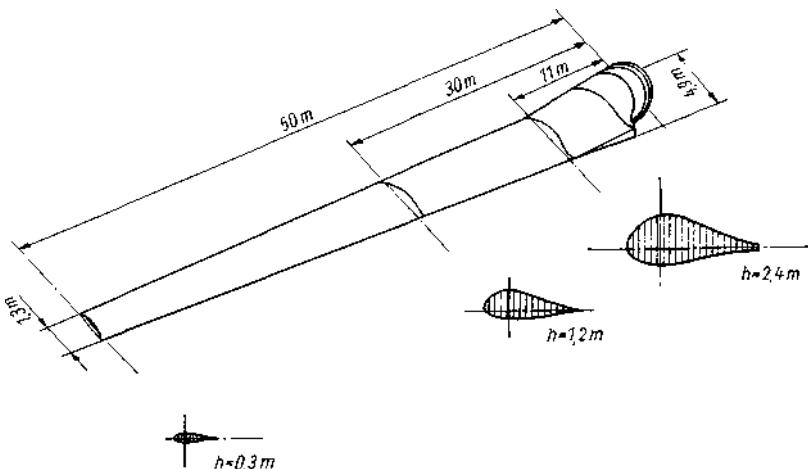


Bild 5.13. Profilumrisse der bei den Rotorblättern von GROWIAN verwendeten Flügelprofile, nach [20]

Rotormasse $m = 23\,000$ kg; Streckung $A = 15,4$

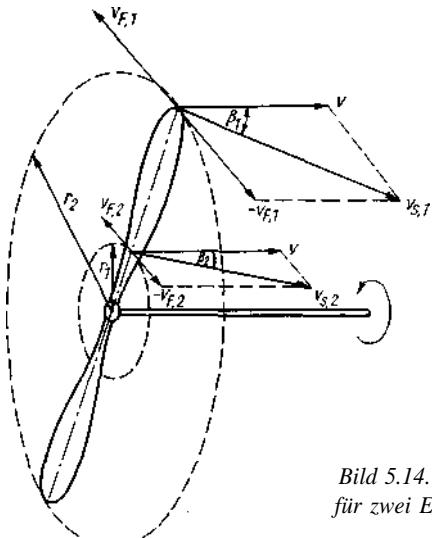


Bild 5.14. Geschwindigkeiten v_F am rotierenden Flügel für zwei Entfernung von der Achse ($r_1 < r_2$)

Beim rotierenden Flügel kommt zum Wind noch eine zusätzliche Anströmung durch die Umfangsgeschwindigkeit v_F (Bild 5.14). Wie bei einem in Fahrt befindlichen Segelschiff entsteht eine *resultierende Anströmgeschwindigkeit* v_s . Da die Umfangsgeschwindigkeit $v_F = r \cdot \omega$ ist, verändern sich Richtung und Betrag von v_s mit zunehmendem Abstand r von der Rotorachse. Der Winkel, der sich zwischen der ursprünglichen Windrichtung und der Richtung der resultierenden Anströmung ausbildet, ist durch die Beziehung

$$\tan \beta = v_F/v = r \cdot \omega/v \quad (5.16)$$

festgelegt. Würde man die Profilsehne des Rotorblattes um diesen Winkel gegen die ungestörte Windrichtung verdrehen, so strömte die Luft unter dem Winkel null gegen das Profil; für größtmögliche Kraft senkrecht zur Profilsehne ist der Flügel noch um den Winkel α_{opt} weiter zu verdrehen. Für den Winkel der Flügelverdrehung gegen die ungestörte Windrichtung gilt also

$$\alpha(r) = \arctan \{r \cdot \omega/v\} + \alpha_{opt} \quad (5.17)$$

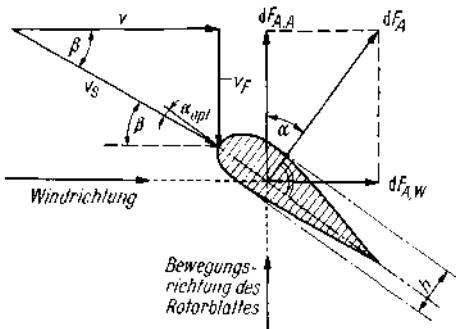


Bild 5.15. Kräfte am bewegten Rotorblatt
h Profilhöhe

Wir wollen noch die Kräfte betrachten, die im Abstand r von der Drehachse auf ein kleines Stück der Projektionsfläche des Flügels mit der radialen Ausdehnung dr wirken. Wie im Bild 5.15 dargestellt, bewirkt die Anströmung mit der Geschwindigkeit v_s eine Auftriebskraft senkrecht zur Profilsehne dF_A , die dem Quadrat der Anströmgeschwindigkeit proportional ist:

$$dF_A = c_w \cdot \rho/2 \cdot h \cdot dr \cdot v_s^2 = c \cdot v_s^2 \cdot dr. \quad (5.18)$$

Von dieser Kraft wird die in der Bewegungsrichtung des Blattes liegende Komponente

$$dF_{A,A} = dF_A \cdot \cos \alpha \quad (5.19)$$

für den Antrieb des Rotors benutzt. dF_{Av} muß als Widerstandskraft vom Turm aufgenommen werden; die in Anströmrichtung erzeugte Widerstandskraft ist dagegen vernachlässigbar klein. Die Abhängigkeit der Kraft $dF_{A,A}$ von r läßt sich leicht angeben:

$$dF_{A,A} = C(v_F^2 + v^2) \cos \alpha(r) \cdot dr \quad (5.20)$$

$$dF_{A,A} = c(r^2 \cdot w^2 + v^2) \cos [\arctan(r \cdot w/v) + \alpha_{opt}] dr. \quad (5.21)$$

Mit der Verdrehung um den Winkel $\alpha(r)$ erhält der Flügel eine komplizierte Geometrie, die im übrigen nur für ein ganz bestimmtes Verhältnis von Rotordrehzahl und Windgeschwindigkeit die „richtige“ ist. Auch durch eine Verdrehung der Rotorblätter um ihre Achse in der Nabe um einen Winkel d kann keine vollständige Anpassung an andere Werte w/v erfolgen, weil diese Verdrehung nur einer Addition von α' zu α über die gesamte Flügellänge entspricht. Das Rotorblatt muß so gestaltet werden, daß seine Geometrie dem im Betrieb am häufigsten vorkommenden

den Verhältnis $\frac{\omega}{v}$ bzw. der wahrscheinlichsten Schnellaufzahl $\frac{u}{v}$ entspricht. Dennoch wurden die meisten Schnellläufer mit nur zwei oder drei Rotorblättern so konstruiert, daß sich ihre Rotorblätter verstetzen lassen. Ohne diese Verstellmöglichkeit würden sie bei niedrigen Windgeschwindigkeiten gar nicht anlaufen.

Bild 5.16 illustriert die Strömungsverhältnisse am Rotorblatt bei verschiedenen Betriebszuständen. Nur im Fall c) ist der Anstellwinkel α gegen die Windrichtung der Windgeschwindigkeit v genau angepaßt; Fall b) stellt einen Kompromiß dar, der eine für den Anlauf ausreichende Auftriebskraft ermöglicht, während in d) gezeigt wird, daß die Fehlanpassung des Winkels bei starkem Anstieg der Windgeschwindigkeit ein Abreißen der Strömung mit Wirbeln zur Folge hat. Das Anwachsen des Strömungswiderstandes durch die Wirbelbildung ist ein erwünschter Effekt, weil es einer Drehzahlüberhöhung des Rotors entgegenwirkt.

Die Herstellung von Rotorblättern mit Tragflügelprofil ist aufwendig. Für geringere Ansprüche an den Wirkungsgrad werden deshalb rechteckige Profile oder Blechstreifen verwendet. Die obigen Betrachtungen für den Anstellwinkel (Verwindung) des Blattes gelten auch hier, nur der Winkel α_{opt} ist größer; seine Werte liegen in der Nähe von 45°.

Der optimale *Flügelumriß* (Bild 5.17) für das schnellaufende Rotorblatt weist eine deutliche Ausweitung in der Nähe der Nabe auf. Weil aber die Rotorblattelemente mit geringem Abstand von der Drehachse einen untergeordneten Beitrag zur Gesamtleistung des Rotors liefern (sie überstreichen bei der Rotation nur einen kleinen

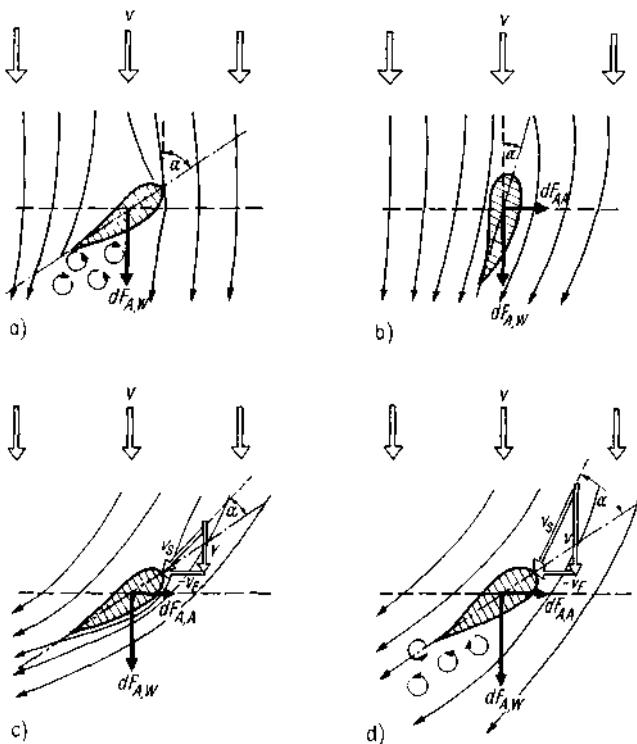


Bild 5.16. Strömungsverhältnisse am Rotorblatt bei verschiedenen Betriebszuständen, nach Molly[21]

- a) stillstehendes Rotorblatt mit Anstellwinkel für Nennbetrieb, abgerissene Strömung, kein Auftrieb, Anfahren nicht möglich; b) stillstehendes Rotorblatt mit verkleinertem Anstellwinkel, anliegende Strömung, Auftriebskraft vorhanden, Anfahren möglich; c) rotierendes Rotorblatt im Nennbetrieb, Anstellwinkel α_{opti} gegenüber der resultierenden Anströmung, anliegende Strömung, höchstmögliche Auftriebskraft; d) rotierendes Rotorblatt bei starker Bö mit Anstellwinkel für Nennbetrieb, abgerissene Strömung, dadurch Verminderung der Auftriebskraft

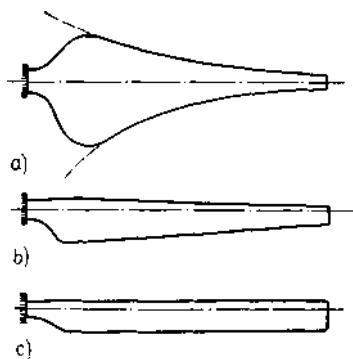


Bild 5.17. Flügelumrisse für das optimale Rotorblatt im Vergleich mit zwei Kompromißformen, nach Molly[21]

- a) optimale Form; c) Trapezform; c) Rechteckform

nen Flächenanteil), hat eine Abweichung von der optimalen Form in diesem Bereich geringe Konsequenzen. Der Leistungsbeiwert des Trapezflügels als Kompromißform weicht um nur wenige Prozent vom Optimum ab; er ist dem recht-eckigen Rotorblatt noch vorzuziehen.

Am äußeren Ende eines jeden Rotorblattes reißt die Strömung ab, und es bilden sich Wirbel. Die *Wirbelbildung* hat eine Vergrößerung des Widerstandes sowohl in Richtung der Umfangsgeschwindigkeit wie auch senkrecht dazu zur Folge. Dieser zusätzliche induzierte Widerstand ist der sogenannten Streckung A des Blattes umgekehrt proportional, wobei die Streckung als

$$A = R^2/A \quad (5.22)$$

mit A als größter Flächenprojektion definiert ist. Bei langen, schmalen Blättern wird der induzierte Widerstand klein: eine Tatsache, der man auch bei der Konstruktion von Segelflugzeugen Rechnung trägt.

Das den Auftrieb nutzende Windrad mit horizontaler Achse ist seit den Zeiten der alten Windmühle in zahlreichen Varianten gebaut oder auch nur konzipiert worden. Einige Beispiele sollen im folgenden kurz erläutert werden.

Vielblattrotor

Der Vielblattrotor, auch Farmer-Rotor oder amerikanische Windmühle genannt, hat bei der Erschließung des amerikanischen Westens eine so bedeutende Rolle gespielt, daß er auch heute noch ein unentbehrliches Requisit in den Filmen über jene Epoche ist. Mit ihm wurden Pumpen zur Wasserversorgung von Mensch und Vieh in den trockenen Prärien des Mittelwestens angetrieben. Die Anzahl der aus gewölbten Blechstreifen bestehenden Rotorblätter betrug bis zu 48, die Rotorkreisfläche hatte damit eine hohe Flächenbelegung. Der Durchmesser des stets mit einer großen Windfahne auf der Leeseite versehenen Rotors betrug 3 bis 5 m, die Leistung erreichte bei mittleren Windgeschwindigkeiten Werte von 100 bis 200 W. Diese relativ geringen Leistungen wurden aber schon bei niedrigen Drehzahlen freigesetzt, und das Anlaufmoment war groß. So konnten Kolbenwasserpumpen von der amerikanischen Windturbine problemlos angetrieben werden.

Der Wirkungsgrad des Vielblattrotors durchläuft sein Maximum schon bei geringen Windgeschwindigkeiten und fällt dann mit wachsendem v rasch ab - der Wind „umgeht“ das recht kompakte Hindernis lieber, als es unter Energieabgabe zu durchströmen. Durch den schlechten Wirkungsgrad bei hohen Windgeschwindigkeiten war die Konstruktion aber auch weitgehend vor Zerstörung durch übergroße Drehzahlen geschützt.

Oft besaß das amerikanische Windrad noch eine spezielle Vorrichtung zur Drehzahlbegrenzung, das sogenannte *Eklipsesystem* (Bild 5.19): Der Rotor ist mit einer kleineren Windfahne starr gekoppelt, die bei Windstille senkrecht zur größeren, federnd mit dem Rotor verbundenen Fahne steht. Bei starkem Wind wird der Rotor durch die kleine Windfahne gegen die große gedrückt und bietet so dem Wind weniger Fläche.

Bezüglich des Wirkungsgrades bedeutete das amerikanische Windrad einen technischen Rückschritt gegenüber der alten europäischen Windmühle mit vier Flügeln. Doch Wasserförderung ist mit weitaus geringerer Leistung möglich als das

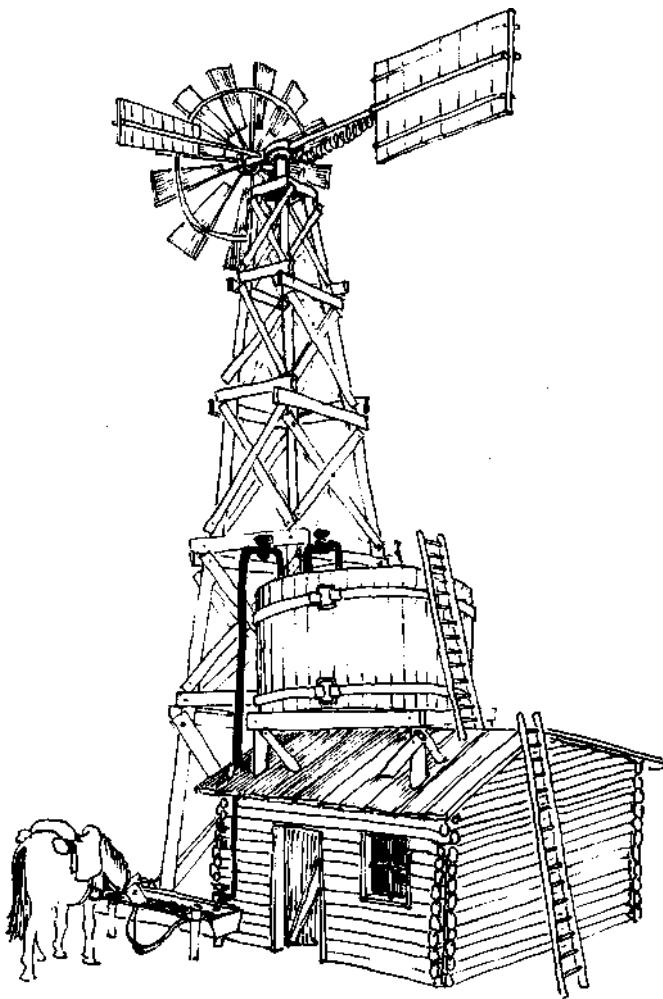


Bild 5.18. Amerikanische Windturbine als Vielblattrotor

Mahlen von Getreide, und das neue Windrad war einfach, billig, notfalls auch leicht zu reparieren - das machte seinen Erfolg aus.

Schnellläufer mit wenigen Blättern

Die Entwicklung des modernen Windrades ist von dem Wunsch geprägt, elektrischen Strom - möglichst als Wechselstrom mit der Netzfrequenz von 50 Hz - zu erzeugen. Der Läufer eines zweipoligen Generators muß für diese Frequenz 3 000 Umdrehungen je Minute absolvieren; daraus resultiert die Forderung nach einer möglichst hohen Drehzahl des Windrotors, wenn nicht zuviel Energie in mehrstu-

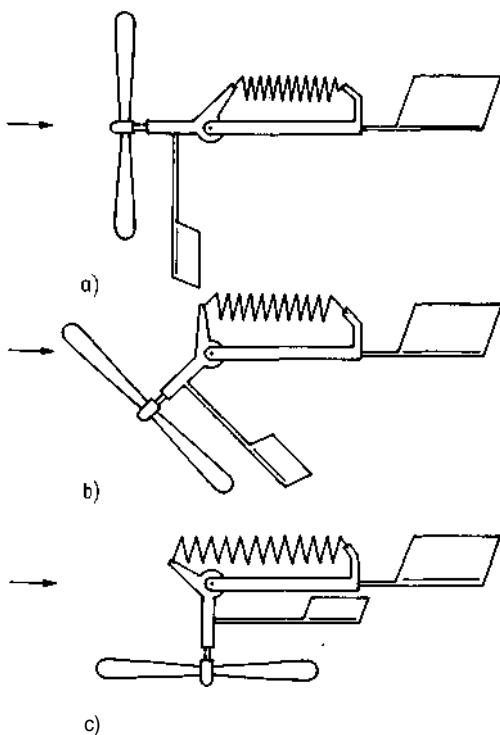


Bild 5.19. Eklipsesystem
zur Drehzahlbegrenzung

- a) Stellung bei schwachem Wind;
- b) Stellung bei starkem Wind;
- c) Ruhestellung bei Sturm

gen Getrieben verlorengehen soll. Schnellläufige Rotoren mit wenigen Blättern stehen dabei im Mittelpunkt des Interesses; ihr Wirkungsgrad kommt dem theoretisch möglichen Höchstwert [s. Gl. (4.16)] auch am nächsten. Fortschritte bei der theoretischen Beschreibung und der praktischen Ausführung des Schnellläufers mit horizontaler Achse gab es vor allem durch die Arbeiten von U. Hütter [24] [25] [26]. Die Entwicklung wurde durch neue Werkstoffe begünstigt: Während beim Duralblatt des Jahres 1942 je 1 m Rotorblattlänge noch eine Masse von 300 kg benötigt wurde, kommt man heute bei Verwendung von Feinstfaserverbundwerkstoffen mit 60 kg/m aus. Das ermöglicht Rotorblattlängen, an die früher wegen zu großer Beanspruchung des Materials durch Zentrifugalkraft und Schwingungen nicht zu denken war.

Bezüglich der *Anzahl der Blätter* konkurrieren die Zahlen eins, zwei und drei miteinander; eine endgültige Entscheidung bezüglich der optimalen Blattanzahl lässt sich heute noch nicht treffen. Jeder Typ hat gewisse Vorteile:

- Einblattrotor geringere Schwingungsbelastungen und niedrigere Fertigungskosten der Anlage als bei mehrblättrigem Rotor
- Zweiblattrotor besseres Anlaufverhalten im Vergleich zum Einblattrotor, niedrigere Fertigungskosten als der Dreiblattrotor
- Dreiblattrotor guter Anlauf, günstigeres Verhalten bei schnellen Änderungen der Windrichtung.

Das amerikanische Windrad befand sich - in Windrichtung gesehen - stets vor

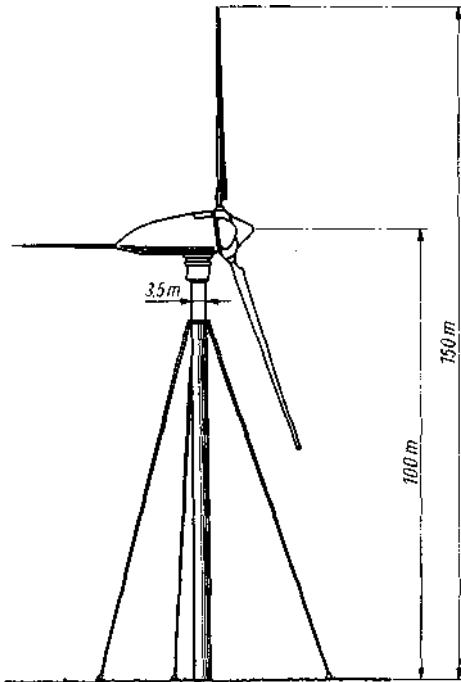
dem Turm (*Luvläufer*), wobei eine große Windfahne die Ausrichtung bewirkte. Dieses Konzept hat seine Grenzen bei Leistungen von einigen Kilowatt. Größere Anlagen sind *Leeläufer*, d. h., der Rotor ist hinter dem Turm angeordnet und „sucht“ sich weitgehend selbst seine richtige Position. Die automatische Ausrichtung wird in vielen Fällen durch ein Seitenrad unterstützt, in dem die alte Windrose wieder auflebte und das bei Übersetzungen von 1:2 000 bis 1:3 000 dem Turmkopf mit Rotor seine Position gibt. Die Vorteile des Leeläufers müssen mit gewissen Nachteilen erkauft werden: Die Luft ist schon durch den Turm verwirbelt, wenn sie auf den Rotor trifft, und die periodische „Abschattung“ der Blätter durch den Turm kann Resonanzschwingungen zur Folge haben.

Tafel 5.2 enthält Daten über die leistungsfähigsten bisher gebauten Windenergieanlagen mit schneilaufendem Rotor, aus denen die von GROWIAN (Abkürzung für GROSSE WInd-ANlage) herausragen. Mit GROWIAN 1 entstand 1982 eine Anlage, die den Vergleich der Windräder als energetische Winzlinge mit den riesigen modernen Kraftwerken nicht mehr als völlig unsinnig erscheinen ließ. Bei ihrer elektrischen Nennleistung von 3 MW wären 300 Stück erforderlich, um die Leistung eines Kernkraftwerkblockes zu erbringen. 1985 befand sich GROWIAN 2 im Stadium der Planung; mit einer Generatorleistung von 5 MW würde er die Vergleichszahl auf 200 senken. Ob jedoch eine so große Anlage gebaut wird, ist nicht

Tafel 5.2. Daten einiger Windenergieanlagen mit horizontaler Achse

Jahr	Land	Standort	Blatt-anzahl	Rotor-durch- messer m	Naben- höhe m	Nenn- leistung kW	Nenn- wind- geschw. m/s	Bezeichnung
1931	UdSSR	Schw. Meer	3	30,0	23	100	11,0	
1941	USA	Vermont	2	53,3	36	1250	13,4	
1950	GB	Orkney	3	15,0	24	100	15,6	
1950	GB	St. Albans	2	24,4	28	100	14,7	Enf. Andreau
1953	BRD	Uhingen	3	11,3	12	8		
1956	BRD	Stötten	2	34,0	23	100	8,1	Hütter
1957	Dän	Gedser	3	24,0	24,0	200	15,0	SEAS
1958	Frank	Paris	3	30,2	32	800	16,7	B.E.S.T.
1973	BRD	Sylt	2 x 5	11,0	12	70	16,3	NOAH
1975	USA	Ohio	2	38,1	32	100	10,8	MOD-O
1978	USA	Rhode Isl.	2	38,1	28	200	18,8	MOD-O-A
1978	BRD	Karlshafen	3	15,0	12	15	9,0	BW 150
1979	USA	Nth.Carol.	2	61,0	43	2000	12,5	MOD-1
1980	USA	Washington	2	91,5	61	2500	12,5	MOD-2
1981	BRD	Stötten	2	52,0	30	300	8,5	WEG 300
1981	BRD	Bremerha- ven	1	48,0	80	400		MONOPTEROS
1982	BRD	Brunsb.	2	100,4	100	3000	5,4	GROWIAN 1
1982	Schwe		2	77,6	80	3000		WTS1
1983	Schwe		2	75,0	80	2000	6,0	WTS2
1984	Dän	Jütland	3	40,0	45	630	13,0	NIBEA
gepl	Schwe		2	100,0	100	4000		
gepl	USA		2			7300		MOD-5-A

Bild 5.20
Windenergieanlage GROWIAN I,
nach [20]



Tafel 5.3. Technische Daten der Windenergieanlage
GROWIAN I, nach [20]

Rotordurchmesser	100,4 m
Rotorkreisfläche	7900 m ²
Rotorblattfläche	210 m ²
Rotornenndrehzahl	18,5 U/min + 15 %
Rotormasse	46 000 kg
Nabenhöhe	100 m
Rotorleistung	3 400 kW
Elektrische Nennleistung	3 000 kW
Generatordrehzahl	1 500 U/min ± 15 %
Spezifische Flächenleistung	380 W/m ²
Nennwindgeschwindigkeit	12 m/s
Mittlere Windgeschwindigkeit (Jahresmittel in 10 m Höhe)	6 m/s
Maximale Windgeschwindigkeit	24 m/s
Schnellaufzahl bei Nennwindgeschw.	8
Masse von Rotor und Maschinenhaus	242 000 kg
Masse des kompletten Stahlturmes	745 000 kg

sicher, denn die Frage, ob mehrere kleine Windräder kostengünstiger sind als ein großes, ist derzeit noch nicht entschieden. Bild 5.20 vermittelt eine Vorstellung von den Abmessungen der 3-MW-Version; einige Angaben sind in Tafel 5.3 zusammen-

gefaßt. GROWIAN war eine Versuchsanlage; mit ihr sollten vor allem Erfahrungen über die Einspeisung von Leistungen im Megawattbereich in das elektrische Netz gewonnen werden. Der ursprünglich bis 1986 vorgesehene Probebetrieb wurde wegen einer Reparatur im Bereich der Rotornabe um ein Jahr verlängert.

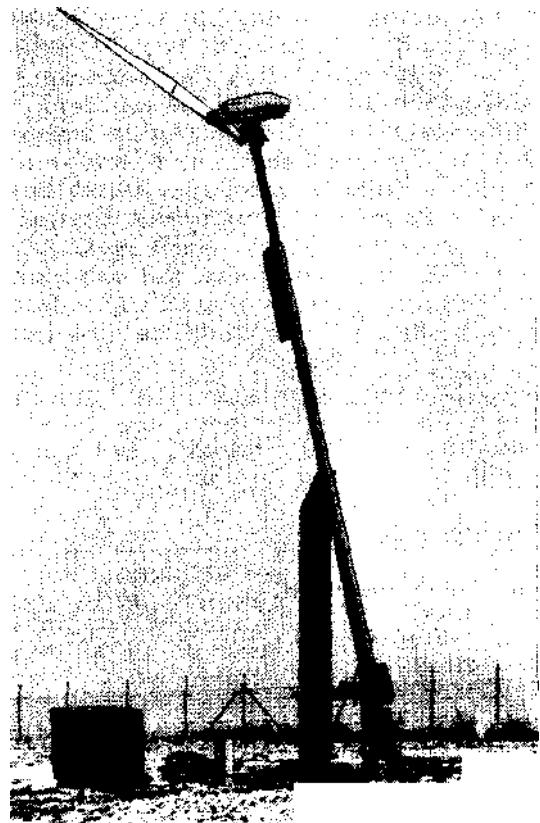


Bild 5.21. Windenergieanlage FLAIR 8 mit Einblattrotor auf dem Windenergie-Versuchsfeld Schnittlingen der Universität Stuttgart

Foto: Universität Stuttgart, Institut für Aerodynamik und Gasdynamik

Blattanzahl	1
Rotoranordnung	Leeläufer
Rotordurchmesser	8,0 m
Rotorblattlänge	4,8 m
Rotormasse	57 kg
Länge des unteren Schafes	5,2 m
Länge des Auslegers	13,0 m
Hubhöhe	13,5 m
Gesamtmasse	1 740 kg
Anlaufwindgeschwindigkeit	3 m/s
Maximale Windgeschwindigkeit	20 m/s

Tafel 5.4. Technische Daten der Windenergieanlage FLAIR 8 des Instituts für Aerodynamik und Gasdynamik der Universität Stuttgart, nach [22]

Dem Konzept der großen Windanlage sei hier noch die Systemlösung für einen Einblattrotor kleiner Leistung gegenübergestellt, die durch ihre besondere Eleganz besticht. Bild 5.21 zeigt die vom Institut für Aerodynamik und Gasdynamik der Universität Stuttgart auf dem Windenergie-Versuchsfeld Schnüttlingen (Schwäbische Alb) errichtete Anlage FLAIR 8 in der Betriebsstellung; sie kann auf einfache Weise außer Betrieb genommen und in eine günstige Wartungsposition gebracht werden (Bild 5.22). Tafel 5.4 enthält technische Daten der Anlage.

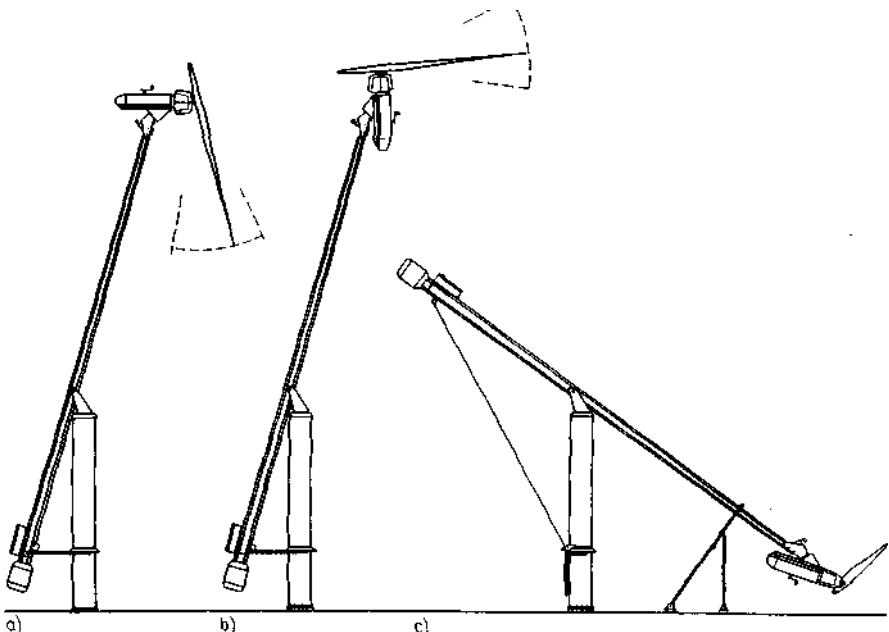


Bild 5.22. Mögliche Stellungen des Turmes der Windenergieanlage FLAIR 8, nach [22]
a) Arbeitsstellung; b) Sturmsicherungsstellung; c) Wartungsstellung

5.4. Windräder mit senkrechter Achse

Die ältesten Windmühlen in Segistan besaßen den Widerstand nutzende Rotoren mit senkrechter Achse. Eine erhebliche Verbesserung des Wirkungsgrades brachte die Nutzung der Auftriebskraft bei der europäischen Windmühle, die damals nur mit waagerechter Achse denkbar war. Der Vertikalachsenrotor verfiel über Jahrhunderte in Bedeutungslosigkeit, bis schließlich in den letzten Jahrzehnten der Savonius sich für spezielle Anwendungen einen Platz eroberte. Eine wirkliche Renaissance des Windrades mit vertikaler Achse könnte der Darrieus-Rotor bewirken, der ausschließlich von Auftriebskräften angetrieben wird und einen dementsprechend guten Wirkungsgrad hat.

Die Windräder mit senkrechter Achse bieten zwei technische Vorteile:

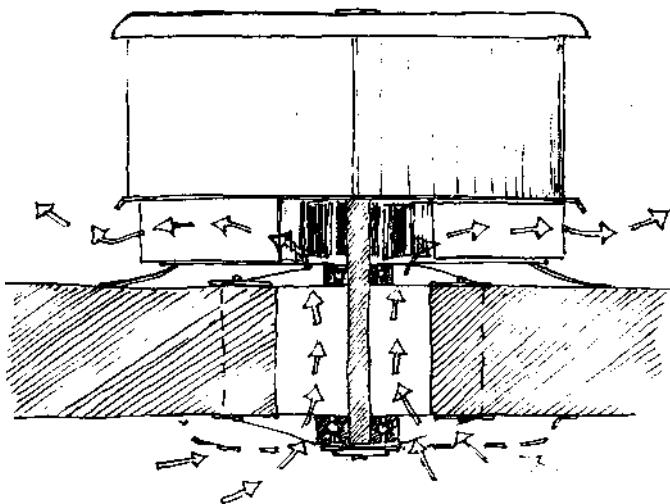
1. Vorrichtungen zur Einstellung des Rotors gegen den Wind sind nicht erforderlich.
2. Generatoren oder andere Maschinen zur Energieumwandlung können ohne Verwendung eines Winkelgetriebes fest am Boden installiert werden und sind damit einfach zugänglich. Schleifringe zur Übertragung elektrischer Energie zwischen Rotor und Mast sind nicht erforderlich.

Diese beiden Vorzüge vereinfachen die ganze Anlage im Vergleich zu den Windenergieanlagen mit waagerechter Achse, doch steht ihnen auch ein prinzipieller Nachteil gegenüber: Es müssen stets Teile des Rotors „gegen den Wind“ bewegt werden, was geringere Wirkungsgrade zur Folge hat. Während früher die senkrechte Achse nur für Kleinwindräder vom Savonius-Typ geeignet schien, haben neuere Entwicklungen des Darrieus-Rotors ihre Brauchbarkeit auch im Leistungsbereich zwischen 10 und 100 kW nachgewiesen, so daß bei Beachtung aller Beurteilungskriterien die Frage nach dem optimalen Windradtyp noch völlig offen erscheint.

Savonius-Rotor

Der einzige Windradtyp, von dem sich heute Tausende Exemplare im Wind drehen, ist der Savonius-Rotor. Allerdings sind sie recht klein und erfüllen eine sehr spezielle Aufgabe: die Entlüftung von Bauwagen und Kühlwagen der Eisenbahn. Die leichtgängigen Rotoren von ungefähr 30 cm Durchmesser saugen, wie Bild 5.23 zeigt, die Luft aus dem Wagen in axialer Richtung an; zwischen den beiden Schalen wird sie dann nach außen geschleudert.

Die Idee für den Rotor stammt aus dem Jahre 1926 von dem finnischen Kapitän Savonius [27]. Die Grundform ist im Bild 5.24a wiedergegeben; in Windkanalversuchen wurde die Anzahl der Schaufeln und ihre Form verändert; den günstigsten



*Bild 5.23
Der Savonius-Rotor*

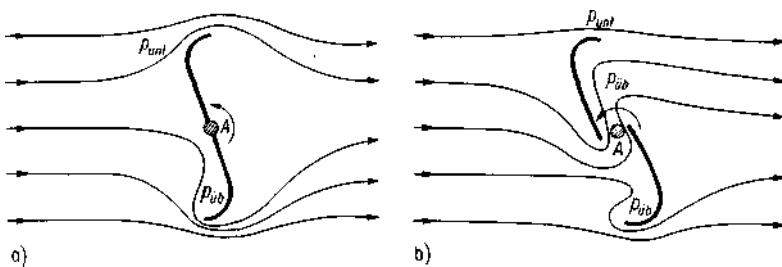


Bild 5.24. Strömungsverhältnisse am zweischaufeligen Savonius-Rotor

a) geschlossener Savonius-Rotor; b) Split-Savonius-Rotor; p_{un} , Bereiche mit Unterdruck; $p_{üb}$, Bereiche mit Überdruck; A Achse

Wirkungsgrad wies schließlich die zweischaufelige Variante von Bild 5.24b mit Spalt (Split-Savonius) auf.

Hauptsächlich wird vom Rotor zwar der unterschiedliche Strömungswiderstand von konkaver und konvexer Schaufelseite genutzt, jedoch gibt es an der Außenseite der Schaufel Bereiche mit erhöhter Strömungsgeschwindigkeit, die eine Auftriebskraft bewirken und dadurch zum Drehmoment beitragen. So kann die Umfangsgeschwindigkeit außen größer werden als die Windgeschwindigkeit, allerdings nur bei geringer Belastung; das Maximum des Leistungsbeiwertes liegt entsprechend Bild 5.3 bei einer Schnellaufzahl $A = 1$. Die große Stärke des Savonius-Rotors ist der Anlauf. Er ist der einzige Rotortyp, der bei der Schnellaufzahl 0 - also im Stillstand - seinen maximalen Drehmomentenbeiwert hat (s. Bild 5.5). Das macht ihn besonders geeignet zum Antrieb von Arbeitsmaschinen mit großer Haftreibung (Kolbenpumpen), aber auch zur Kombination mit dem Darrieus-Rotor, der nicht allein anlaufen kann. Wegen seines einfachen mechanischen Aufbaues und seines gutmütigen Betriebsverhaltens kommt er auch für den Selbstbau in Betracht, sofern

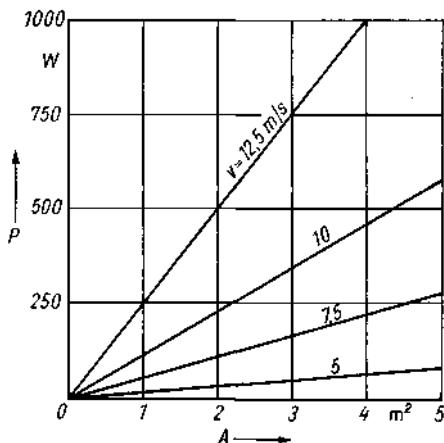


Bild 5.25. Leistung P des Savonius-Rotors in Abhängigkeit von der Projektionsfläche A für verschiedene Windgeschwindigkeiten v in m/s; $C_p = 0,2$

nur bescheidene Leistungen gefordert werden. Der Savonius-Rotor wurde schon aus den beiden Blechstreifen eines halbierten Fasses gefertigt!

Die vom Savonius-Rotor abgegebene Leistung ist seiner Projektionsfläche A in Windrichtung, also dem Produkt $A = h \cdot 2R$ (h Rotorhöhe, R Rotorradius), proportional und läßt sich nach der im Abschnitt 4 behandelten Gleichung

$$P = c_p \cdot \rho / 2 \cdot A \cdot v^3 \quad (5.23)$$

berechnen. Bild 5.25 zeigt das Ergebnis dieser Berechnung für vier Windgeschwindigkeiten und einen Leistungsbeiwert $c_p = 0,2$ als Funktion der Projektionsfläche A .

Darrieus-Rotor

Die Ursache für die Rotation der bisher beschriebenen Windräder ist stets eine Unsymmetrie in der Anströmung des Rotors bezüglich der Achse. Bei praktisch allen Typen ist - unabhängig von der Achsenorientierung - diese Unsymmetrie so augenfällig, daß man auf den ersten Blick versteht, warum sich das betreffende Windrad drehen muß. So wird beispielsweise beim eben erläuterten Savonius-Rotor auf der einen Seite der Achse dem Wind eine konkave Fläche und auf der anderen Seite eine konvexe Seite dargeboten, oder beim Horizontalachsenrotor unterscheiden sich die Anstellwinkel um 180° . Eine Ausnahme bildet in dieser Hinsicht der Darrieus-Rotor, bei dem praktisch erst die Eigenrotation eine unsymmetrische Anströmung bewirkt. 1926 wurde von dem Franzosen *Darrieus* ein Vertikalachsenrotor vorgeschlagen, dessen Blätter ein bezüglich der Sehne symmetrisches Profil besitzen, nicht biegesteif sind und näherungsweise die Form einer *Kettenlinie* (zwischen zwei Punkten durchhängende Kette) annehmen (Bild 5.26) [27].

Der Profilquerschnitt ist „vorn“ (auf der angeströmten Seite) abgerundet und „hinten“ spitz; diese geringe Unsymmetrie reicht bei stillstehendem Rotor nicht zum Erzeugen eines nennenswerten Drehmomentes aus. Werden die Blätter jedoch durch einen zusätzlichen Antrieb in Umdrehung versetzt, so ändern sich die Verhältnisse: Die Überlagerung von Umfangsgeschwindigkeit und Windgeschwindigkeit führt zu einer erheblichen Unsymmetrie der Profilanströmung und zu einem Drehmoment, das sich zwar mit dem Drehwinkel des Blattes verändert, aber bei Schnellaufzahlen $A > 1$ stets gleichsinnig wirkt. Die Anströmung unter einem Winkel a erzeugt am Blatt eine senkrecht zur Anströmrichtung liegende Auftriebskraft F_A (Bild 5.27), deren Größe durch den Auftriebsbeiwert C_A festgelegt ist, s. Gl. (5.14). Die Abhängigkeit des Auftriebsbeiwertes vom Anströmwinkel wird experimentell ermittelt; ihr prinzipieller Verlauf ist ebenfalls aus Bild 5.27 zu ersehen. Eine Komponente $F_A = F_A \cdot \sin a$ wirkt in Richtung der Profilsehne, und zwar stets nach vorn, sowohl bei positivem als auch bei negativem a . Erst für Anströmwinkel $a > 90^\circ$ ändert F_A seine Richtung und zeigt nach hinten. Wie sich aus Bild 5.28 a entnehmen läßt, nimmt a für eine Umfangsgeschwindigkeit u , die gleich der Windgeschwindigkeit v ist ($A = l$), nur Werte kleiner als 90° an, so daß die Auftriebskraft eine Komponente in Bewegungsrichtung des Blattes besitzt, sofern a nicht gleich 0° oder 180° ist. Dieser Verlauf von F_A und das damit verbundene, immer gleichsinnige Drehmoment läßt sich nur mit einem bezüglich der Profilebene symmetrischen Blattquerschnitt erzielen. Zwar sinkt das Drehmoment bei einem

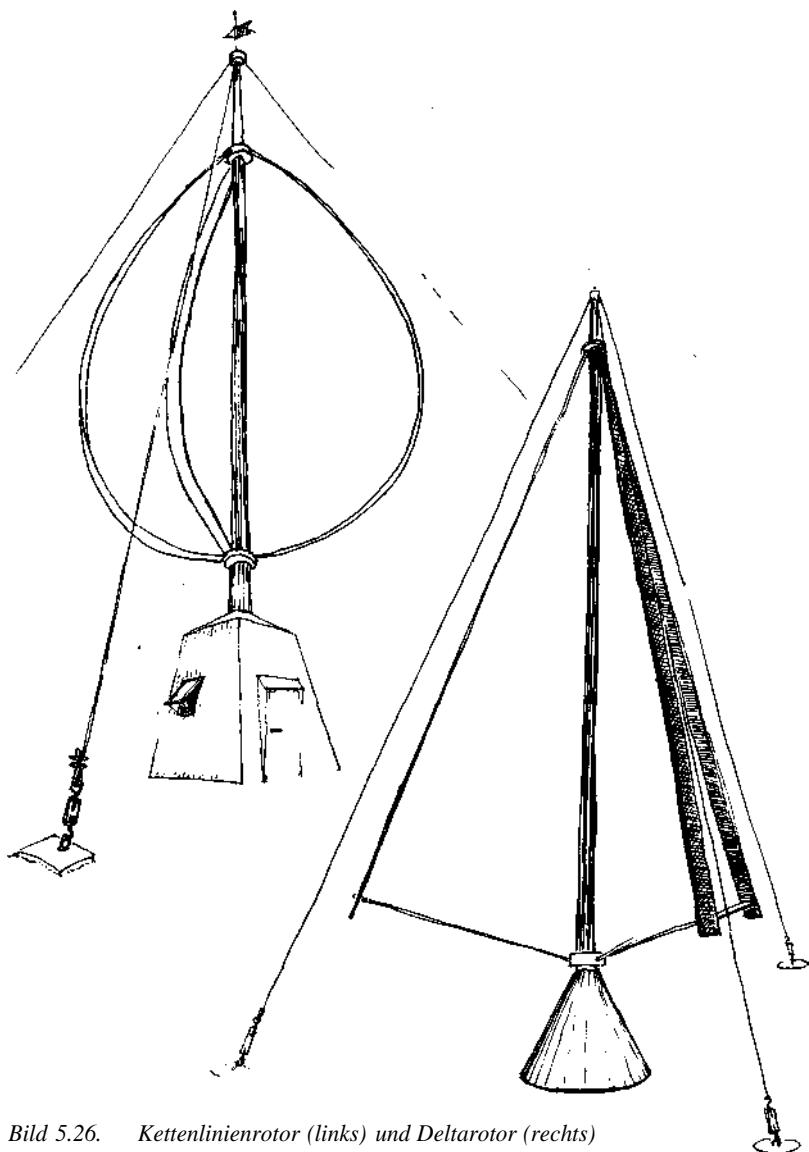
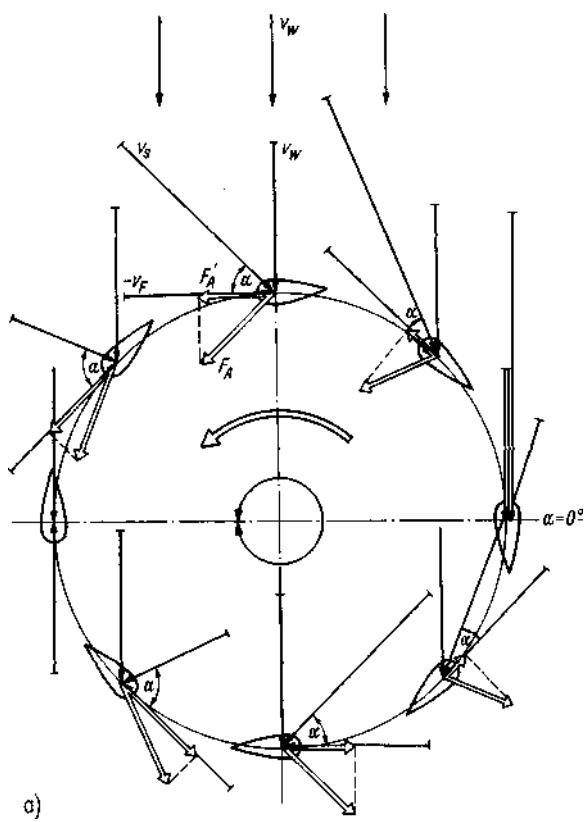


Bild 5.26. Kettenlinienrotor (links) und Deltarotor (rechts)
nach Darrieus mit symmetrischer Profilform

Umlauf zweimal bis auf null ab, jedoch kann der Verlauf $M(a)$ durch die Verwendung von drei Rotorblättern schon erheblich geglättet werden. Wenn $u < v$ und damit $A < 1$ sind, gibt es beim Blattumlauf einen (im Bild 5.28b schraffiert eingetragenen) Winkelbereich, in dem F'_A nicht mehr in Bewegungsrichtung zeigt, sondern das Blatt abbremst, was zu einem raschen Abfall des Wirkungsgrades bzw. zum Stehenbleiben des Rotors führt.



a)

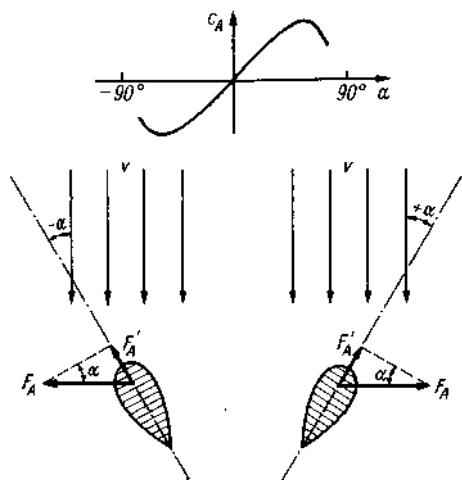


Bild 5.27. Kräfteverhältnisse am angestromten Rotorblatt des Darrieus-Rotors

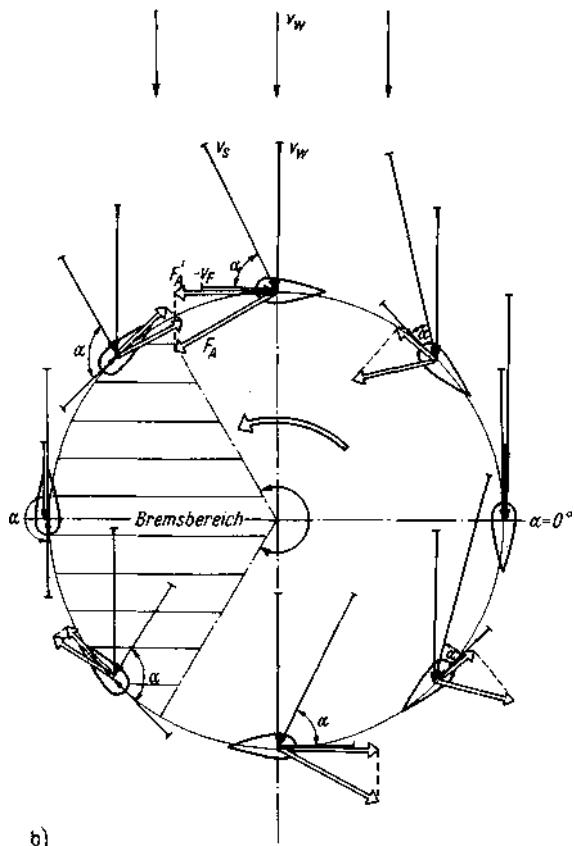


Bild 5.28. Anströmverhältnisse am rotierenden Blatt des Darrieus-Rotors für die Schnellaufzahlen $\lambda = 1$ (Bild a) und $\lambda = 0,5$ (Bild b)

Während in a) die Kraftkomponente F'_A ständig in die Richtung der Bewegung zeigt, bremst sie in b) im schraffierten Winkelbereich die Drehbewegung.

v_w Windgeschwindigkeit; v_f Flügelgeschwindigkeit; v_s resultierende oder scheinbare Windgeschwindigkeit; F_A Auftriebskraft; F'_A Komponente der Auftriebskraft in Richtung der Profilschneide

Beim Kettenlinien-Darrieus-Rotor haben die einzelnen Blattquerschnitte wegen ihres unterschiedlichen Abstandes von der Drehachse verschiedene Schnellaufzahlen und leisten damit recht ungleiche Beiträge zum Gesamtdrehmoment, und die Rotorblattlänge wird für die Leistungsumsetzung nicht gut ausgenutzt. Diesen Nachteil vermeidet der Darrieus-Rotor mit geraden Blättern, der sogenannte H-Darrieus-Rotor. Die H-Form hat außerdem noch den Vorteil, daß sie eine geregelte Blattverstellung erlaubt, was einen Selbstanlauf des Rotors ermöglichen würde [28]. Eine Absperrung, wie sie sich beim Kettenlinienrotor anbietet, würde beim H-Darrieus-Rotor allerdings eine beträchtliche Verlängerung der Drehachse über das notwendige Maß erfordern.

Das Darrieus-Windrad mit drei Blättern erreicht Leistungsbeiwerte von rund 0,4, steht also im Wirkungsgrad dem schnellaufenden Rotor mit horizontaler Achse kaum nach. Es muß jedoch in einem sehr engen Bereich der Schnellaufzahl (etwa zwischen $A = 3$ und $A = 5$) betrieben werden; außerhalb dieses Bereiches sinkt der Leistungsbeiwert schnell ab (s. Bild 5.3). Insgesamt betrachtet ist der Darrieus-Rotor mit seinem unkomplizierten Aufbau und seinem akzeptablen Wirkungsgrad eine sehr interessante Alternative zum Windrad mit horizontaler Achse.

Für die Lösung des Anlaufproblems bieten sich drei Varianten an:

1. Kombination mit anderen Rotoren, z. B. Savonius-Rotor,
2. elektromotorischer Anlauf durch den als Motor geschalteten Generator,
3. Flügelverstellung beim H-Darrieus-Rotor.

Tafel 5.5. Technische Daten der Windenergieanlage DZ 12 der Firma Domier, nach [23]

Rotordurchmesser	12m
Rotorhöhe	17m
Rotorfläche (Projektion)	140m ²
Blattanzahl	3
Profillänge des Blattes	0,3m
Anlaufgeschwindigkeit	4m/s
Nennwindgeschwindigkeit	10,5 m/s
Maximale Windgeschwindigkeit	24m/s
Nennleistung	30 kW
Nenndrehzahl	90 U/min

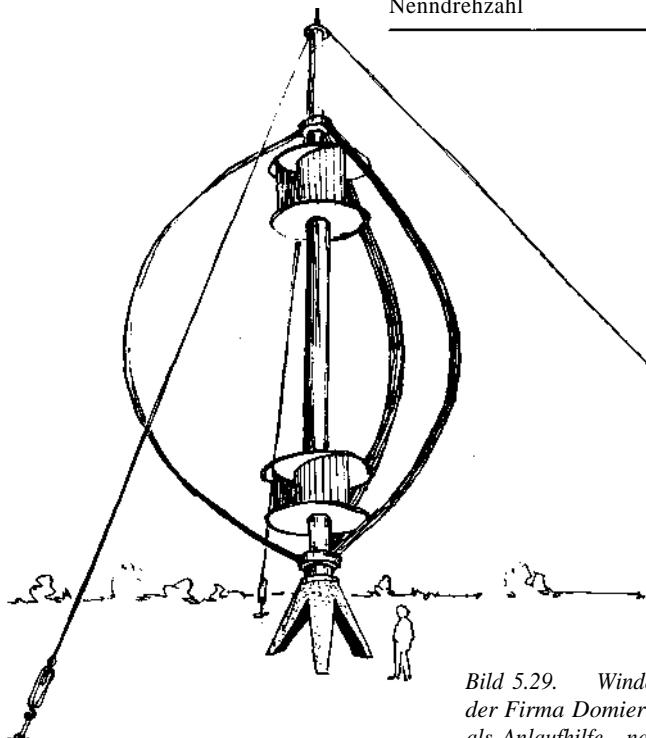


Bild 5.29. Windenergieanlage DZ 12 der Firma Domier mit Savonius-Rotoren als Anlaufhilfe, nach[23]

Es gibt bereits Anlagen im Leistungsbereich zwischen 10 und 100 kW, die ihre technische Reife nachgewiesen haben. Als Beispiele seien hier der von Dornier für Argentinien entwickelte Kettenlinienrotor DZ 12 (Bild 5.29, Tafel 5.5) und der H-Rotor VAWIAN von der Firma BRNO angeführt.

5.5. Konzentrierende Anlagen

Wie schon erwähnt, erschweren zwei Eigentümlichkeiten des Windes seine energetische Nutzung: die starke zeitliche Veränderlichkeit des Angebotes und eine geringe Flächendichte der Leistung.

Nach Gl. (4.17) beträgt die Flächendichte p der Leistung bei einer Lufttemperatur von 20 °C maximal

$$p = P/A = 0,357 \text{ kg/m}^3 \cdot v^3.$$

Bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von $v = 4,5 \text{ m/s}$ sind das $p = 32,5 \text{ W/m}^2$. Zum Vergleich: Die mittlere Leistungsdichte der Sonneneinstrahlung beträgt in Mitteleuropa etwa 100 W/m^2 . Allerdings steigt wegen der starken Abhängigkeit von v mit zunehmender Windgeschwindigkeit die Leistungsdichte des Windes rasch an. Bei einer Windgeschwindigkeit von $6,7 \text{ m/s}$, das entspricht der Windstärke 4 nach Beaufort, ist die Leistungsdichte bereits so groß wie der Wert der Sonneneinstrahlung.

Die Nutzung der Windenergie verlangt das „Abernten“ möglichst großer Querschnittsflächen und deshalb große Rotorradien. Weil die Drehzahl eines großen Windrades auf niedrige Werte beschränkt bleiben muß, führt der Weg zu höherer Leistung nur über eine Steigerung des Drehmomentes. Moderne Energiemaschinen gewinnen aber bei kleinen Abmessungen ihre Leistung aus einer hohen Drehzahl. Deshalb ist es ein alter Wunsch, die Energiedichte des Windes zu erhöhen, bevor sie dann einen kleinen, mit hoher Drehzahl laufenden Rotor antreibt, bei dem Übersetzungsgetriebe entfallen können.

Zudem liegt der Betriebsbereich einer solchen *konzentrierenden Windmaschine* bei geringeren Windgeschwindigkeiten, die mit vergleichsweise höheren Wahrscheinlichkeiten anzutreffen sind, so daß der Gewinn an Energie beim Betrieb der Windanlage größer ist, als es der Konzentrationsfaktor der Leistung angibt. Als *Konzentrationsfaktor* wird dabei das Verhältnis der beiden Leistungen bei Betrieb des Windrades mit Konzentrator und bei Betrieb ohne Konzentrator, also Windrad im freien Luftstrom, bezeichnet.

Ein Trichter vor dem Windrad ist als konzentrierende Einrichtung leider wirkungslos. Wenn die Luft im Eingangsquerschnitt A_1 des Trichters die Anströmgeschwindigkeit v_1 hätte und dann in der Verengung $A_2 < A_1$ nach der Kontinuitätsgleichung

$$v_1 \cdot A_1 = v_2 \cdot A_2 \quad (5.24)$$

auf die Geschwindigkeit v_2 beschleunigt werden könnte, so wäre der Energieerhaltungssatz verletzt, denn ein bestimmtes Luftvolumen V hätte beim Eintritt in den Trichter die kinetische Energie $V \cdot \rho/2 \cdot v_1^2$ und beim Verlassen des Trichters die höhere kinetische Energie $V \cdot \rho/2 \cdot v_2^2$.

Es gibt jedoch Möglichkeiten der Geschwindigkeitserhöhung, die auf der *Konzentration von Strömungsenergie in Wirbeln* beruhen. Die von Wirbelstürmen und Windhosen angerichteten Zerstörungen legen bereits den Schluß nahe, daß die Ausbildung von Wirbeln mit einer Erhöhung der Energiedichte vonstatten geht; die Strömungsmechanik liefert eine Erklärung, die sich in Analogie zur Elektrotechnik verstehen läßt. Die magnetische Feldstärke H um einen stromdurchflossenen Leiter wird nach dem gleichen Biot-Savartschen Gesetz berechnet wie die Geschwindigkeit in der Umgebung eines Wirbelfadens aus der Zirkulation F [29]. Wickelt man einen elektrischen Leiter zu einer Spule, so findet im Inneren eine Konzentration der Feldstärke nach der Beziehung

$$H = I \cdot n/l; \quad (5.25)$$

- I Stromstärke,
 n Anzahl der Windungen,
 l Spulenlänge

statt (Bild 5.30). Wenn es gelingt, Wirbel zu einer Schraube anzutragen, kann man im Schraubeninneren eine erhöhte Strömungsgeschwindigkeit erwarten, die durch die Gleichung

$$v = F \cdot n/l \quad (5.26)$$

beschrieben wird.

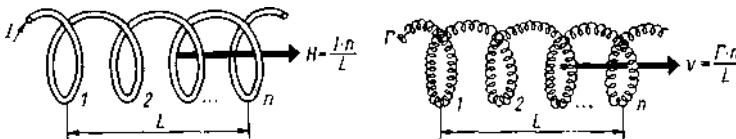


Bild 5.30. Vergleich der Wirkung von Wirbelschraube und stromdurchflossener Spule, nach Rechenberg [30]

Analog zur magnetischen Feldstärke H wird von der Wirbelspule im Kern die Geschwindigkeit v induziert.

Erste Versuche zur Ausnutzung der Geschwindigkeitserhöhung durch Wirbel wurden in dem Randwirbel durchgeführt, der an einem Tragflügel durch den Druckunterschied an Ober- und Unterseite entsteht. Messungen an der TH Aachen ergaben allerdings nur eine Leistungserhöhung um den Faktor 1,7. Auch die Wirbel an der Vorderkante eines Deltaflügels bringen keine so große Konzentration der Leistungsdichte, als daß der Aufwand zum Bau solcher Anlagen gerechtfertigt wäre.

Ähnlich dürfte das Verhältnis von Nutzen und Aufwand bei der Mantelturbine sein, die - im Gegensatz zum Trichter - einen funktionierenden Windkonzentrator darstellt, wobei das Windrad in einem aerodynamisch ausgeformten, ringförmigen Mantel läuft.

Chancen für eine Anwendung bietet dagegen ein Windkonzentrator der Technischen Universität Berlin (West). Er besteht aus mehreren sternförmig angeordneten Tragflügelprofilen, die in der Mitte einen Kreis für den eigentlichen Rotor frei lassen (Bild 5.31). Ein Modell mit neun Flügeln ergab im Windkanal eine Geschwindigkeitserhöhung um den Faktor 2,2 und mit einem Vierblattrotor eine

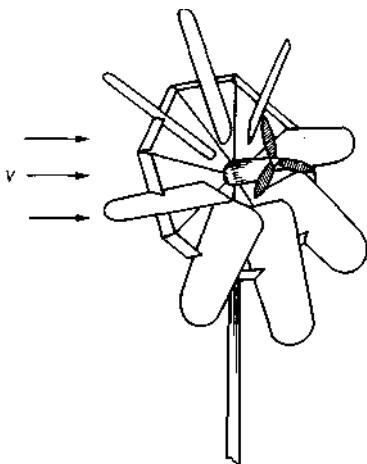


Bild 5.31. Windkonzentrator BERWIAN mit acht Tragflügeln, die eine Wirbelschraube erzeugen, nach Rechenberg[30]

Leistungssteigerung um den Faktor 6,9. Ein achtflügiger Konzentrator des BERWIAN brachte es bei Freilandversuchen auf eine Leistungsverstärkung von 8,6 [30]. Die Konzentratorflügel erfordern einerseits einen zusätzlichen Aufwand, andererseits lässt sich ein Übersetzungsgtriebe einsparen, Kurzzeitschwankungen der Windgeschwindigkeit (Böen) werden geglättet, das Tragflügelgitter kann den Rotor automatisch ausrichten, und durch Änderung des Anstellwinkels der Konzentratorflügel ist eine Leistungssteigerung des Rotors möglich.

Die Konzentration der Leistungsdichte ist immer auch mit *Verlusten* verbunden. Diese Verluste gegenüber der direkten Ausnutzung der Windeinfangfläche A_k durch einen größeren Rotor lassen sich durch den Konzentratorwirkungsgrad

$$\eta_k = (A_R/A_k) k \quad (5.27)$$

ausdrücken, worin k der Faktor der Leistungssteigerung des Rotors und AR seine Fläche ist. Der Konzentratorwirkungsgrad des BERWIAN wird mit 0,5 angegeben.

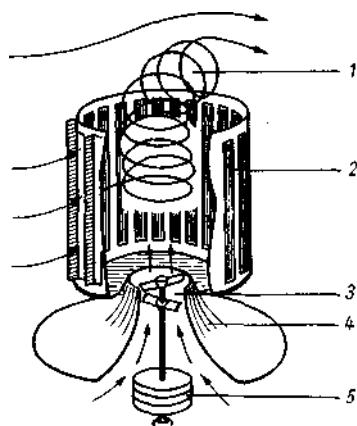


Bild 5.32. Zur Wirkungsweise des Tornadoturmes, nach [31]

1 Wirbel; 2 Klappen; 3 Turbine; 4 Ansaugtrichter; 5 Schwungrad und Generator

Die Bestückung eines Windrades mit Konzentratorflügeln ist nicht ohne Probleme. Aufschlüsse über das Schwingungsverhalten der Anlage und ihre Stabilität gegenüber starken Böen können sicher nur im Probeflug gewonnen werden. Im Bereich kleinerer Leistungen unterhalb von 10 kW könnte jedoch die Konzentrator-turbine BERWIAN eine vorteilhafte Variante darstellen.

Der vielleicht interessanteste Vorschlag einer konzentrierenden Windenergieanlage ist der Tornadoturm von *Yen* [31] (Bild 5.32). Er besteht aus einem Zylinder, dessen Wandung Schlitze mit verstellbaren Klappen enthält. Bei richtiger Stellung der Klappen erzeugt der seitlich eintretende Wind im Turm einen Wirbel. Im Kern des Wirbels entsteht ein Unterdruck, wie er auch in einer Windhose auftritt und beispielsweise für den im Abschnitt 3.3. erwähnten Flug des alten Sofas verantwortlich war, das vom Wirbelkern regelrecht aufgesaugt wurde. Die obere Stirnfläche des Zylinders ist offen und läßt die Luft ungehindert entweichen; unten ist der Turm geschlossen, nur in Achsnähe bleibt eine relativ kleine Kreisfläche frei. Durch diese Öffnung wird Luft aus der Umgebung des Turmes mit hoher Geschwindigkeit angesaugt und treibt eine Turbine an, deren Achse vom Boden aus gehalten wird. In [19] wird als einziger Vorteil die Kleinheit der Turbine genannt; das Konzept weist jedoch noch weitere wichtige Vorteile auf:

- Der fest am Boden montierte Rotor verursacht keinerlei Schwingungsbelastung des Turmes, die eines der Hauptprobleme bei konventionellen Windrädern ist. So kann der Turm aus geringwertigem Baumaterial gefertigt werden.
- Montage und Wartung von Rotor und Generator sind denkbar einfach.
- Der Turm läßt sich bis zu seinem oberen Ende abspannen, ohne daß auf Rotorblätter Rücksicht genommen werden muß.

Die Klappen des Tornadoturmes können entweder gleichmäßig über den Umfang verteilt und entsprechend der Windrichtung gesteuert werden, oder man läßt den ganzen Zylindermantel mit wenigen Klappen durch eine Windrose drehen. Für den Leistungsbeiwert des Tornadoturmes mit einem optimalen Verhältnis von Durchmesser D zur Höhe H von 1:3 wurde theoretisch folgende Beziehung gefunden:

$$c_p = \eta \frac{A_R \cdot v_R}{H \cdot D \cdot v} \cdot \frac{M_{\max}^2}{M}, \quad (5.28)$$

η Konzentratorwirkungsgrad des Turmes,

A_R Rotorkreisfläche,

v_R Vertikalgeschwindigkeit der Luft in der Rotorebene,

v Geschwindigkeit des an der Zylinderwand einströmenden Windes,

M_{\max} Mach-Zahl der maximalen Umfangsgeschwindigkeit im Wirbelkern,

M Mach-Zahl des an der Zylinderwand einströmenden Windes.

Die Geschwindigkeits- und Druckverhältnisse im Inneren des Turmes werden im Bild 5.33 veranschaulicht. Während die höchste Vertikalgeschwindigkeit in der Zylinderachse auftritt, hat die Horizontalgeschwindigkeit ihr Maximum weiter außen.

Von *Yen* wurden für große Türme ($H \sim 500$ m, $D \sim 160$ m) Leistungsbeiwerte $c_p > 0,3$, bezogen auf die Fläche $H \times D$, berechnet. Die Vertikalgeschwindigkeit in der Achse soll in derartigen Systemen sieben- bis achtmal höher sein als die Wind-eintrittsgeschwindigkeit. Ein Turm mit einer Höhe von 60 m und einem Durchmes-ser von 20 m würde nach *Yen* eine Leistung von 1 MW bei einer mittleren Windge-

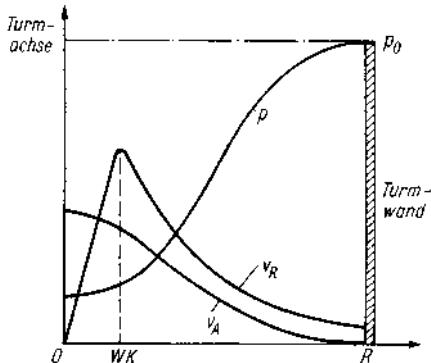


Bild 5.33. Schematische Darstellung der Druck- und Geschwindigkeitsverhältnisse am Tornadoturm, nach [31]

p Druckverlauf; p_0 Umgebungsdruck;
 v_R Rotationsgeschwindigkeit; v_A Axialgeschwindigkeit;
 WK Grenze des Wirbelkernes; R Turmradius



Bild 5.34. Tornadoturmmodell der Hochschule für Architektur und Bauwesen Weimar zur Bestimmung der günstigsten Klappenstellung

schwindigkeit erzeugen. An Modellen des Tornadoturmes (Bild 5.34) können - theoretisch bedingt - nur deutlich kleinere Leistungsbeiwerte gemessen werden, z. B. $c_p = 0,065$ für ein Modell mit $H = 35,6$ cm und $D = 12,7$ cm. Da Freilandversionen noch nicht gebaut wurden, steht die technische Erprobung des Prinzips noch aus. Zu den Schwierigkeiten könnte vielleicht eine Neigung der Luftsäule zu Schwingungen im hörbaren Bereich gehören - der „Wirbelsturm in der Büchse“ würde sich auch als Windorgel produzieren.

5.6. Seltsame Windräder

Seit der Erfindung des Segelschiffes und der alten persischen Horizontalwindmühle hat sich menschlicher Erfindergeist immer wieder der Nutzung des Windes zugewandt und auf vielen Wegen nach Lösungen gesucht. So entstanden originelle Windradkonzepte, bei denen aber nicht mit einer ernsthaften Anwendung zu rechnen ist; sie sind wegen bestimmter prinzipieller Mängel der Konkurrenz nicht gewachsen. Bild 5.35 zeigt eine Auswahl, die keinen Anspruch auf Vollständigkeit erhebt.

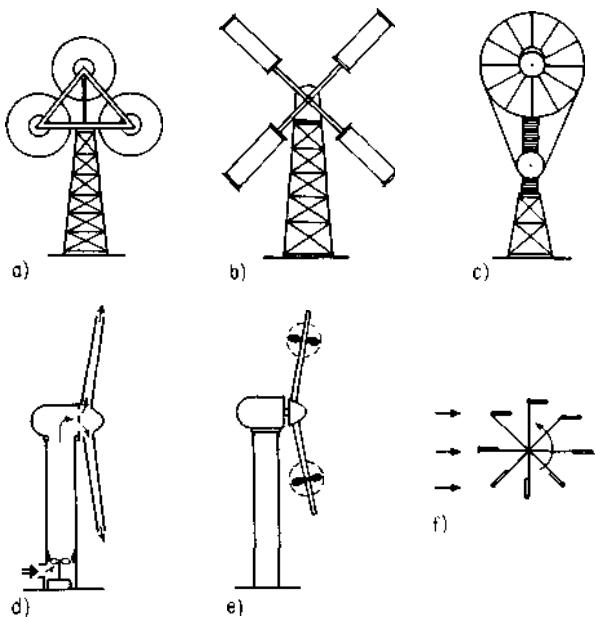


Bild 5.35. Auswahl von Windradtypen, mit deren breiter Anwendung nicht zu rechnen ist, nach Molly[21]

a) Mehrfachrotor nach Honnef; b) Flettner-Rotor; c) Bicycle-Typ; d) pneumatische Welle; e) Schlepperturbine; f) Klappenflügler

Das Prinzip der Installation mehrerer Rotoren auf einem gemeinsamen drehbaren und schwenkbaren Rahmen ist mit dem Namen des Ingenieurs Honnef verbunden, der 1932 in seinem Buch „Windkraftwerke“ [32] ein 20-MW-Kraftwerk propagierte, dessen Kosten genau ausgewiesen wurden. Die drei Rotoren von je 160 m Durchmesser besaßen Blätter, die gegenläufig rotierten, um bei dem außen konzipierten Ringgenerator eine Erhöhung der Relativgeschwindigkeit zwischen Anker und Läufer zu erzielen. Ein Getriebe konnte wegen des speziell für die Windrotoren entworfenen Generators entfallen. Den hinteren Rotorblättern stand aus der „Abluft“ der vorderen Blätter nur noch ein Bruchteil von 3,7 % der Leistung zur Verfügung; damit sie nicht stehenblieben, mußten sie in den Bereich der ungestörten Strömung verlängert werden. Der bis ins einzelne gehende Plan einer so gewaltigen Anlage war kühn; er wurde nicht verwirklicht - vielleicht zum Glück für Honnef, denn die zu erwartenden Schwingungsprobleme hätten mit den damals zur Verfügung stehenden technischen Mitteln wohl kaum bewältigt werden können.

Auch ein anderer Windradtyp kam nie über das Stadium einer Zeichnung hinaus: der von Flettner vorgeschlagene *Horizontalachsenrotor mit Zylindern*, die - durch einen Motor angetrieben - mit hoher Drehzahl um ihre Achse rotieren. Dabei sollte der Magnus-Effekt ausgenutzt werden, der beim Anblasen eines sich drehenden Zylinders eine senkrecht zur Anblasrichtung wirkende Kraft hervorruft. Flettner hatte mit zwei solcher nach ihm benannten Rotoren zunächst ein Schiff ausgerü-

stet [33] und vollzog damit als erster den Schritt vom herkömmlichen Segelschiff zum modernen Windschiff [34]. Der Flettner-Rotor konnte sich im Schiffbau in einer Zeit mit billiger Energie nicht durchsetzen, obwohl er mehrere Vorteile gegenüber der alten Besegelung besaß. Seine Verwendung in Windrädern wirft sofort die Frage nach den Kreiselmomenten auf, die sich bei der ständigen Richtungsänderung der Zylinderachsen ergeben und eine erhebliche Beanspruchung im Nabengebiet erwarten lassen. Der Energieverbrauch durch die „im Leerlauf rotierenden Zylinder dürfte dagegen unbedeutend sein.“

Beim *Bicycle-Typ* sind die Flügel spitzen durch eine Art Riemenscheibe miteinander verbunden. Der umlaufende Riemen treibt direkt den Generator, wodurch ein Getriebe eingespart werden kann. Dieses Konstruktionsprinzip ist höchstens für Kleinstwindräder geeignet, man darf dabei jedoch nicht die in einem Keilriemen umgesetzte Walkarbeit unterschätzen!

Das mit *pneumatische Welle* bezeichnete Windrad nimmt unter den „seltsamen Typen“ insofern eine Sonderstellung ein, als es 1957 von *Andreau* in St. Albans (Großbritannien) mit 24,4 m Rotordurchmesser und einer Generatorenleistung von 100 kW tatsächlich errichtet wurde. Von dem schnellaufenden Zweiblattrotor wird nicht etwa ein Generator direkt angetrieben - das Funktionsprinzip ist komplizierter. Die als Hohlprofile ausgebildeten Flügel haben an den Enden Öffnungen, durch welche die innen befindliche Luft unter der Einwirkung der Zentrifugalkraft entweicht. So kann durch den Turm von unten Luft angesaugt werden, die auf ihrem Wege eine im Turm befindliche Vertikalachsen-turbine antreibt. Das Enfield-Andreau-Windrad gehört strenggenommen zu den konzentrierenden Anlagen, da es die Leistungsdichte der Luftströmung transformiert. Damit hat es zwar die typi-

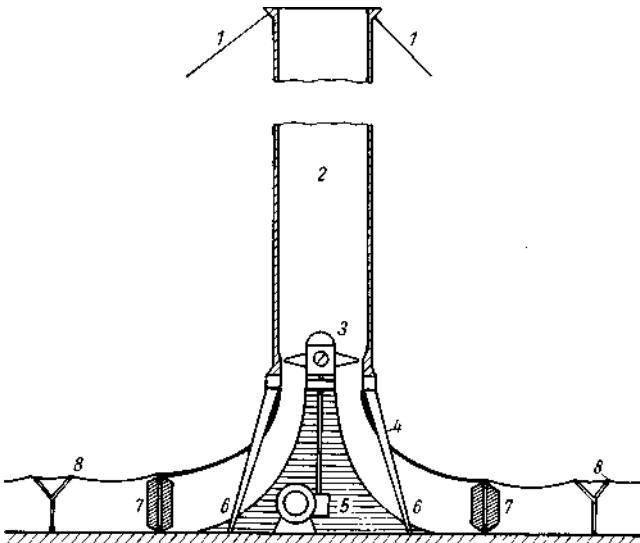


Bild 5.36. Thermikturm oder Aufwindkraftwerk, nach[20]

1 Abspannung; 2 Kaminturm; 3 Turbine; 4 Turmstützen; 5 Maschinenhaus; 6 Luftkanal; 7 Luftregeleinrichtung; 8 Zeltdach mit Stützen

sehen, im Abschnitt 5.5. aufgeführten Vorteile der Konzentratoranlagen, aber auch deutlich Mängel:

- Die Luftwege sind lang und damit verlustbehaftet.
- Die Nabendichtung ist mechanisch aufwendig, verursacht ebenfalls Reibungsverluste.

So dürfte der britische Prototyp kaum Nachfolger finden.

Der Wunsch nach Erhöhung der Leistungsdichte stand auch beim Konzept der *Schleppturbine* Pate. Die großen Rotorblätter treiben keinen Generator an, sondern sollen außen kleine Rotoren tragen, deren Achse in Richtung der Umfangsgeschwindigkeit oder besser entgegen der resultierenden Anströmung zeigt. Bei diesem Konzentratorprinzip sind die Nachteile offensichtlich und schwerwiegender:

- Die großen Rotorblätter sind starken Schwingungsbelastungen durch zusätzliche, außen angeordnete Massen ausgesetzt.
- Im Bereich der kleinen Rotoren ist der Auftrieb der großen Blätter erheblich gemindert.
- Auf die kleinen Rotoren wirken Kreiselkräfte.
- Der Aufwand bei der Herstellung einer solchen Anlage ist hoch, so muß z. B. die elektrische Energie über zwei Systeme von Schleifringen übertragen werden.

Deshalb wird die Schleppturbine wohl weiter die Typologie der Windräder bereichern, aber nie gebaut werden.

Eine Idee, der beim Entwurf von Windrädern ebenfalls nachgegangen wurde, ist die Veränderung der Position von Rotorblättern während des Umlaufes. Das im Bild 5.35 enthaltene *Windrad mit umklappenden Flächen* stellt einen den Widerstand nutzenden Rotor dar, der ganz so einfach, wie ihn die Zeichnung zeigt, sicherlich nicht funktioniert. Bei indifferenter Stellung der Flächen besteht die Gefahr, daß sie sich symmetrisch ausrichten und das Windrad gar nicht anlaufen kann. Ein geringer Wirkungsgrad und beträchtliches Klappern dürften einer Anwendung dieses Systems im Wege stehen. Etwas besser sieht es bei auftriebsnutzenden Rotoren aus, deren Blätter während des Umlaufes eine Lageänderung erfahren; ein Darrieus-Rotor in H-Form könnte in dieser Weise betrieben werden und wird dann als *Giromill* bezeichnet. Anders als der Voith-Schneider-Propeller, der als Schiffsantrieb ganz ähnlich funktioniert, hat das Giromill-Prinzip keinen Eingang in die Technik der Windenergieanwendung gefunden.

Bei der Typologie der Windräder steht man vor der Frage, ob der *Thermikturm* (Bild 5.36) den Windenergieanlagen zuzurechnen ist oder ob man ihn der Solar-technik zuordnen muß. Im unteren Teil des Turmes wird Luft unter einem Vordach durch Sonneneinstrahlung erwärmt, steigt wie in einem Kamin hoch und treibt im Turm eine Turbine an. Das Aufwindkraftwerk bezieht seine Energie zwar von der Sonne und wäre demnach eine Solaranlage, doch wird die Einordnung dadurch erschwert, daß der Wind immer eine direkte Folge der Sonneneinstrahlung ist. Aufwindkraftwerken können gute Chancen eingeräumt werden; das erste befindet sich in Man/anares (Spanien) gegenwärtig im Erprobungsstadium. Der Grundgedanke ist übrigens schon recht alt; bereits 1942 befaßte sich die deutsche Arbeitsgemeinschaft Windkraft mit einem Vorschlag, den Zug großer Schornsteine zum Antrieb von Windturbinen zu nutzen.

6. *Was macht man mit dem Wind?*

Über Jahrhunderte war der Wind neben Wasserkraft und Muskelarbeit der Menschen und Haustiere die einzige Quelle mechanischer Energie, die der Menschheit zur Verfügung stand. Heute weiß man angesichts riesiger Kraftwerke mit Leistungen von Tausenden Megawatt nicht so recht, was man mit dem bißchen Wind noch anfangen soll. Doch der Wind gehört zu den wirklich sauberen Energien, und er ist zeitlich unerschöpflich. Deshalb lohnt es sich, eine sinnvolle Antwort auf die Frage „Was macht man mit dem Wind?“ zu finden.

Die Windenergie teilt mit der Sonnenenergie die unerfreulichen Eigenschaften des schwankenden Angebotes und der geringen Leistungsdichte. In einem Punkt ist die Windenergie jedoch überlegen: Sie läßt sich mit akzeptablem Wirkungsgrad in die hochwertige Form der Elektroenergie umwandeln.

Die Solarenergie kann mit den heutigen Solarzellen nur zu einem Bruchteil in elektrische Energie umgewandelt werden, oder sie wird in Solarkollektoren zu Wärme als minderwertige Energieform gewandelt. Man sollte jedoch daraus nicht den Schluß ziehen, daß der Wind zum Heizen „zu schade“ ist und möglichst nur der Einspeisung von Elektroenergie in zentrale oder autonome Netze dienen sollte. Nach Meinung der Verfasser könnte gerade die Nutzung von Windenergie in dezentralen Heizsystemen wegen vergleichsweise niedriger Kosten eine günstige Anwendungsmöglichkeit sein.

Wind- und Sonnenenergie haben aber auch eine erfreuliche Eigenschaft gemeinsam: Sie stehen an jedem Punkt der Erdoberfläche zur Verfügung und brauchen nicht erst wie andere Energiearten mittels geeigneter Transportsysteme herangeführt zu werden. Das macht sie besonders geeignet zur Speisung von Anlagen kleineren und mittleren Leistungsbedarfes, zu denen eine elektrische Leitung nur mit großen Kosten gelegt werden könnte, z. B. Fernsehumsatzer.

Das schwankende Angebot an Windenergie läßt sich durch *Energiespeicher* ausgleichen. Der Grad des Ausgleiches wird durch die Art und Größe des Speichers bestimmt und damit schließlich durch die Kosten, die man für den Speicher zu tragen bereit ist. In einem Pumpspeicherwerk kann man die eingebrachte mechanische Energie beliebig lange zurückhalten, elektrische Energie läßt sich in Akkumulatoren einige Wochen speichern. Am schlechtesten läßt sich Wärmeenergie „aufheben“; die Zeit beträgt im günstigsten Fall wenige Tage, wenn nicht teure Latentwärmespeicher installiert werden. Langzeitspeicher sind vor allem für autarke Energieversorgungen vonnöten. In hybriden Systemen zur Nutzung von Wind und Sonne ist die erforderliche Speicherkapazität geringer als für die ausschließliche Speicherung von Windenergie.

6.1. Umwandlung in mechanische Energie

Der Windmüller von früher nutzte die Rotationsenergie der Flügelwelle unmittelbar mechanisch für das Drehen der Mühlsteine, für das Heben der Säcke und den Betrieb der Becherwerke. Die moderne Mühle aber ist ein Industriebetrieb, vollständig auf Elektroenergie eingestellt; der unmittelbare Antrieb durch noch so leistungsfähige Windräder stieße hier auf wenig Gegenliebe. Für die Nutzung des Windes im rein mechanischen Bereich gibt es wohl nur noch eine einzige sinnvolle Variante: das Pumpen von Wasser zur Be- oder Entwässerung bzw. zum Füllen eines Reservoirs. Dabei wird die kinetische Energie des Windes in eine Erhöhung der potentiellen Energie des Wassers umgewandelt. Die Wasserspeicher, um die es bei der Be- oder Entwässerung geht, haben meist von vornherein eine Größe, bei der die windbedingten Schwankungen des Förderstromes bedeutungslos sind. Auch eine Viehtränke lässt sich leicht so gestalten, daß bei längerer Flaute die Tiere nicht verdursten.

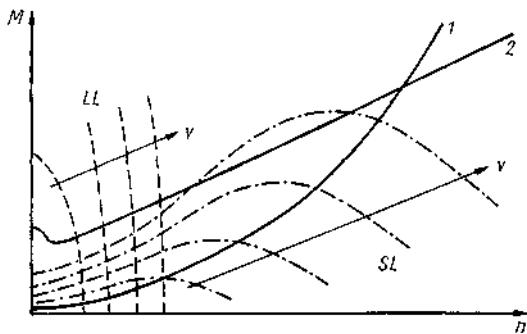


Bild 6.1. Anpassung der Drehmoment-Drehzahl-Kennlinien $M(n)$ von Windrädern und Pumpen, nach v. Cube[19]

LL Langsamläufer; SL Schnellläufer; 1 Kreiselpumpe; 2 Kolbenpumpe
Parameter ist die Windgeschwindigkeit v .

Beim direkten Antrieb einer Pumpe müssen die Drehmoment-Drehzahl-Kennlinien von Windrad und Pumpe entsprechend den Ausführungen im Abschnitt 5.1. einander angepaßt sein. Die Kennlinien von Kolbenpumpen weisen einen nahezu linearen Verlauf auf, während das Drehmoment einer Kreiselpumpe quadratisch mit der Drehzahl ansteigt. Wie Bild 6.1 zeigt, wird ein langsamlaufender Vielblattrotor mit seinem hohen Anlaufmoment dem Betrieb einer Kolbenpumpe eher gerecht als ein Schnellläufer, dessen Kennlinie wiederum den effektiven Betrieb einer Kreiselpumpe ermöglicht. Der alte, unkomplizierte und leicht zu bauende Farmer-Rotor bildet mit der vergleichsweise gemächlich arbeitenden Kolbenpumpe eine Einheit, die man zwar nicht als modern bezeichnen kann, die aber die Vorteile der „alten“ Maschinen aufweist: Langlebigkeit und Unempfindlichkeit - zwei Eigenschaften, die auf einer afrikanischen oder südamerikanischen Viehweide von entscheidender Bedeutung sein könnten.

6.2. Umwandlung in elektrische Energie

Elektrische Energie lässt sich leichter und billiger transportieren als alle anderen Energieformen. Gute Wirkungsgrade von Generatoren und Motoren machen eine solche Energieumwandlung selbst bei kurzen Transportwegen attraktiv; das Windrad mit Generator auf einem Hügel kann dort problemlos die größere Windausbeute nutzen, um die Pumpe mit Elektromotor im Tal anzutreiben. Die Ankopplung eines elektrischen Generators an den Rotor, meist über ein Getriebe, ist der Normalfall beim Betrieb einer Windenergieanlage. Die Forderungen an den Generator sind je nach Verwendungszweck unterschiedlich; es können Gleich- oder Wechselstrom benötigt werden, konstante Spannung oder konstante Frequenz. Einige Generatortypen und ihre Eignung für Windenergieanlagen sollen im folgenden kurz behandelt werden:

Gleichstromgeneratoren

Der Gleichstromgenerator war früher der am meisten verbreitete Generatortyp in Windenergieanlagen, mit ihm können Akkumulatoren unmittelbar geladen werden. Heute ist Gleichstrom verlustarm aus Wechselstrom zu gewinnen und muss nicht vom Generator erzeugt werden, so dass für die Wahl des Generatortyps andere Kriterien, wie die Anpassung der Kennlinien oder die Anschaffungskosten, wichtiger geworden sind. Gleichstrommaschinen gibt es in unterschiedlichen Varianten (Bild 6.2), die sowohl als Generator wie auch als Motor betrieben werden können.

Der ideale Generator für Kleinstwindräder, bei denen mit jedem Watt Verlustleistung gegeizt werden muss, ist die *Gleichstrommaschine mit Permanentmagnet*. Bei ihr dreht sich eine Spule im Feld eines Dauermagneten; der Strom fließt über einen Kommutator. Der Wirkungsgrad ist höher als der jeder anderen elektrischen Maschine, da keine Energie zur Erzeugung eines magnetischen Feldes benötigt wird. Die Gleichstrommaschine mit Permanentmagnet gibt eine drehzahlproportionale Leerlaufspannung ab und entspricht im Betriebsverhalten der fremderregten Gleichstrommaschine. Größere Windräder können nicht mit diesem Generatortyp ausgerüstet werden, da er nur mit Leistungen unterhalb 1 kW gebaut wird. Der Fahrraddynamo gehört übrigens auch zu den Generatoren mit Permanentmagnet;

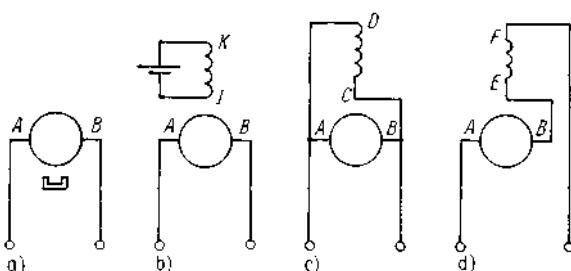


Bild 6.2. Schaltbilder der Gleichstrommaschinen

a) mit Permanentmagnet; b) fremderregt; c) selbsterregt mit Nebenschlussüberregung; d) selbsterregt mit Hauptschlussüberregung

bei ihm dreht sich allerdings der Magnet, einen Kommutator gibt es nicht, und die feststehende Spule liefert einen Wechselstrom.

Das magnetische Feld der *fremderregten Gleichstrommaschine* wird von einer Spule erzeugt, die an einer separaten Spannungsquelle liegt. Diese Spannungsquelle kann z. B. der von dem Gleichstromgenerator zu ladende Akkumulator sein. Das Erzeugen des Feldes ist hier zwar mit Energieverlusten im ohmschen Widerstand der Feldspulen verbunden, dafür können aber auch wesentlich stärkere Felder erzeugt und leistungsstärkere Generatoren gebaut werden als mit Dauermagneten. Im Leerlauf ist die Ausgangsspannung der Drehzahl proportional, bei Belastung fällt die Spannung mit wachsendem Strom nicht so stark ab wie bei der *selbsterregten Gleichstrommaschine* (Bild 6.3), die es als Haupt- und Nebenschlußmaschine gibt. Die selbsterregten Generatoren geben keine drehzahlproportionale Leerlaufspannung ab. Insgesamt läßt sich zu den Gleichstrommaschinen mit elektrisch erzeugten Magnetfeldern feststellen, daß über die Stellung des Feldstromes eine Veränderung der Leistung-Drehzahl-Kennlinie in weitem Bereich und damit eine Anpassung an die Kennlinie des Windrades möglich ist.

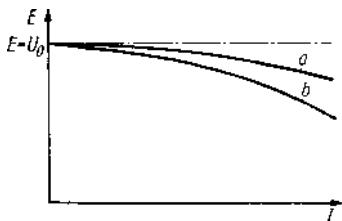


Bild 6.3. Belastungskennlinie des Generators, nach[36]

a fremderregt;
b selbsterregt mit Nebenschlußerregung
E Spannung an der Ankerwicklung; / Ankerstrom;
U₀ Leerlaufspannung

Synchrongenerator

Die Synchronmaschine ist der gebräuchlichste Wechselspannungsgenerator. Wir kennen ihn bei Kraftfahrzeugen als sogenannte Drehstromlichtmaschine; er wird aber auch als Kraftwerksgenerator für große Leistungen gebaut und erreicht dann einen Wirkungsgrad bis zu 95 %. Bild 6.4 zeigt den prinzipiellen Aufbau: Der Läufer enthält gleichstromgespeiste Wicklungen, deren Magnetfeld in den Spulen des Ständers eine Wechselspannung (meist dreiphasig) induziert. Die Frequenz des ab-

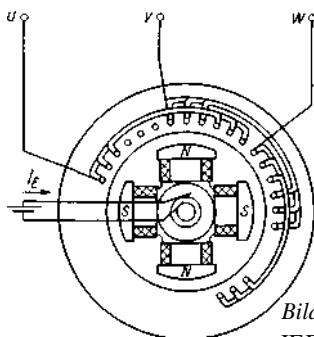


Bild 6.4. Vierpolige Drehstrom-Synchronmaschine, nach [36]
IE Erregerstrom; u, v, w Phasen des Drehstromes

gegebenen Stromes ist der Umlauffrequenz des Läufers gleich. Der Gleichstrom I_E für die Erregerwicklungen des Läufers kann einer externen Quelle oder einem mit der Synchronmaschine gekoppelten Gleichstromgenerator entnommen werden. Im letzteren Fall braucht der Erregerstrom nicht über Schleifringe übertragen zu werden, was die Reibungsverluste und damit die Anlaufgeschwindigkeit eines Windrades vermindert. Wenn eine Synchronmaschine direkt auf das Wechselstromnetz arbeiten soll, so kann sie das nur mit der konstanten Synchrongeschwindigkeit. Sinkt die vom Windrad angebotene Leistung ab, dann nimmt die Maschine elektrische Energie auf und dreht mit der Synchrongeschwindigkeit den Rotor. Ein solcher Motorbetrieb kann nur durch eine Regelung vermieden werden.

Asynchrongenerator

Die elektrische Maschine mit der größten Verbreitung überhaupt ist der Drehstrom-Asynchronmotor mit Kurzschlußläufer; 95 % aller elektrischen Motoren sind Asynchronmotoren. Das hat er zwei Eigenschaften zu verdanken: Er ist robust und billig. Sein Aufbau und seine Betriebseigenschaften sind so bekannt, daß sie hier nicht erläutert werden sollen. Weniger bekannt ist die Tatsache, daß ein Asynchronmotor auch als Generator funktioniert, wenn man seinen Anker mit Drehzahlen oberhalb der Synchrongeschwindigkeit antreibt und den Wicklungen des Stators Blindleistung in geeigneter Weise zuführt. Die Drehmoment-Drehzahl-Kennlinie der Maschine läßt sich über die Synchrongeschwindigkeit in einer Weise fortsetzen, wie Bild 6.5 es zeigt. Beim Betrieb am starren Netz ist die Synchrongeschwindigkeit durch die Netzfrequenz festgelegt, nicht jedoch, wenn die Asynchronmaschine auf ein passives Verbrauchsnetzwerk im sogenannten Inselbetrieb arbeitet. Wenn das Netzwerk Kondensatoren enthält, die ein Hin- und Herpendeln der von der Maschine benötigten Blindleistung ermöglichen, kommt es zur Entdämpfung des Systems für bestimmte Frequenzen und damit zur Selbsterregung. Die Asynchronmaschine kann dann Wirkleistung an ohmsche Verbraucher abgeben. Bei konstanter Drehzahl sinkt die Frequenz des erzeugten Wechselstromes mit Verkleinerung der ohmschen Widerstände, d. h. mit zunehmender Wirklast, bis die Grenze der Selbsterregung erreicht ist und die Spannung zusammenbricht [37]. Man hat also beim Betrieb eines elektrischen Inselnetzes mit ständigen Änderungen von Frequenzen und Spannung in Abhängigkeit von der Drehzahl des Windrades und vom Belastungswiderstand zu rechnen, ja sogar mit einem „Durchgehen“ der Anlage. Das macht eine

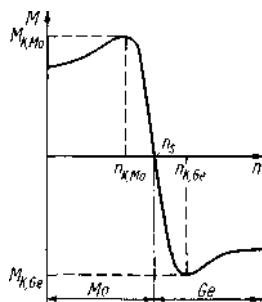


Bild 6.5. Drehmoment-Drehzahl-Kennlinie einer Asynchronmaschine

M Drehmoment; n Drehzahl; $M_{K,Mo}$, $M_{K,Ge}$ Kippmomente; $n_{K,Mo}$, $n_{K,Ge}$ Kippdrehzahlen; n_s Synchrongeschwindigkeit; Mo Motorbetrieb; Ge Generatorbetrieb

solche Betriebsweise des Drehstrom-Asynchrongenerators wenig attraktiv. Viel günstiger sieht es aus, wenn die Maschine auf das starre Netz arbeitet. Dabei darf die Rotordrehzahl sich sogar in einem gewissen Bereich ändern, ohne daß der Generatorbetrieb unterbrochen wird. Ein Durchgehen ist aber auch hier möglich, weil bei Drehzahlen oberhalb n_{KO} die Drehmoment-Drehzahl-Charakteristik einen fallenden Bereich hat. Wird vom antreibenden Rotor das Kippmoment überschritten und dieser Teil der Kennlinie erreicht, so kommt es zu einer unkontrollierten Zunahme der Drehzahl, der die Anlage eventuell nicht gewachsen ist. Dieser gefährliche Betriebszustand läßt sich aber durch geeignete Regelung vermeiden.

6.3. Probleme der Einspeisung in das Netz

Das Netz der elektrischen Energieversorgung besteht aus einer großen Anzahl von Generatoren, die Wechselstrom mit völlig gleicher Frequenz phasengleich an die Parallelschaltung aller Verbraucher abgeben. „Phasengleich“ bedeutet, daß sämtliche Generatoren zur gleichen Zeit das Spannungsmaximum aufweisen und auch gleichzeitig „durch null gehen“. Bevor ein Generator diesem Netz zugeschaltet wird, muß zunächst die Gleichheit von Frequenz und Phase hergestellt werden, sonst bewirkt die Differenz zwischen Generatorausgangsspannung und Netzspannung Ströme von unzulässiger Größe - der Generator könnte zerstört werden oder die antreibende Maschine durch überstarke Bremsmomente Schaden erleiden. Nach der Netzzuschaltung wird die Leistungsabgabe eines Synchrongenerators bei fester Drehzahl über die Erhöhung des Drehmomentes bewirkt.

Beim Verbund einer Windenergieanlage mit dem Netz muß die Synchronisierung der Spannungen sehr häufig durchgeführt werden, nämlich immer dann, wenn nach dem Absinken der Windgeschwindigkeit unter nutzbare Werte wieder eine Leistungsabgabe durch Erreichen der Einsatzgeschwindigkeit möglich ist; mangelnde Synchronität führte bei einer Versuchsanlage zum Getriebeschaden [38]. Bei starrer Kopplung zwischen Rotor und Generator muß die Rotordrehzahl konstant sein oder darf nur, wie beim Asynchrongenerator, in einem engen Bereich variieren. Das hat zur Folge, daß die Schnellaufzahl, die bei der Projektierung zugrunde liegt, nur für eine bestimmte Windgeschwindigkeit % „stimmt“; eine Zunahme der Geschwindigkeit hat kaum noch Einfluß auf die abgegebene Leistung (Bild 6.6); angebotene Energie bleibt ungenutzt. Eine bessere Energieausnutzung ist technisch möglich, wenn man den Rotor mit wachsender Anströmgeschwindigkeit

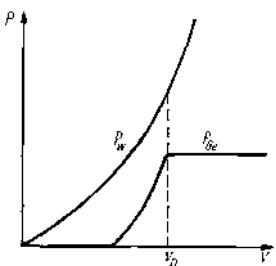


Bild 6.6
Prinzipieller Verlauf von nutzbarer Windleistung P_w und Generatorausgangsleistung P_{Ge} in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit v bei Einspeisung in das Verbundnetz
 v_n Nennwindgeschwindigkeit

schneller drehen läßt und die Generatortauggangsleistung über elektronische Frequenzumrichter dem Netz zufuhr. Damit steigen natürlich die Investitionskosten.

Die Einspeisung von Wechselstrom in das Verbundnetz ist zweifellos die aufwendigste Nutzungsvariante der Windenergie. Dennoch wird seit einem halben Jahrhundert kontinuierlich an ihrer technischen Vervollkommnung gearbeitet; die ersten Versuche wurden bereits zu Beginn der dreißiger Jahre mit einer dreiflügeligen 100-kW-Anlage bei Balaklawa auf der Halbinsel Krim gemacht [39]. Bei der Ventimotor GmbH in Weimar lief schon 1940/41 eine Anlage mit 7 m Raddurchmesser 12 Monate lang im Parallelbetrieb mit dem öffentlichen Netz der Stadt [40].

Bei der Netzeinspeisung ist die Windenergie keine Notvariante wegen fehlender Leistungen mehr, sondern sie stellt sich der preislichen Konkurrenz der anderen Energieträger. Sie kann dabei übrigens mit einem unerwarteten Vorzug aufwarten: Das jahreszeitliche Angebot an Windenergie stimmt mit der monatlichen Stromnachfrage erstaunlich gut überein (Bild 6.7). Die Schwankungen der Leistungsabgabe an das Netz würden sich beim Verbundbetrieb mehrerer Stationen mit größtem Abstand voneinander deutlich reduzieren [41].

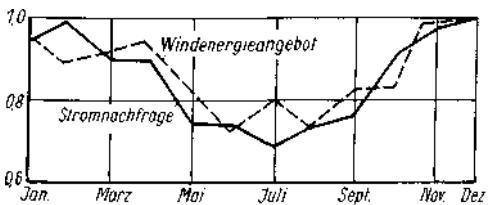


Bild 6.7. Jahreszeitlicher Gang von Windenergieangebot und Stromnachfrage in Mitteleuropa, nach[10]

6.4. Heizen mit Wind

Eine Gruppe von Architekturstudenten ging 1986 in einer Belegarbeit der Frage nach, ob der Nutzung von Windenergie vielleicht eine besondere Siedlungsstruktur oder gar Architektur entspricht. Sie entwarfen eine Stadtrandsiedlung mit Gebäuden, in denen die Holländerwindmühle wieder auflebte und brachten darin Handwerksbetriebe unter, deren Maschinen der Wind mit Elektroenergie versorgen sollte. Die Betreiber von Maschinen in dieser hypothetischen Siedlung hätten ohne Anschluß an das elektrische Netz ein sehr gespanntes Verhältnis zur Windenergienutzung, wenn sie wegen einer längeren Flaute im Gegensatz zu normal angesiedelten Berufskollegen nicht arbeiten könnten. Im Netzverbund lohnt sich aber der Betrieb eines Windrades nur, wenn der Besitzer sicher sein kann, daß ihn der selbstgemachte Strom billiger kommt als der aus dem Netz bezogene. Die besonders effektive Erzeugung von Elektroenergie mit definierter Spannung und Frequenz kann allerdings kaum Aufgabe von Tischlern und Schlossern am Stadtrand sein, und eine Aufstellung von Windrädern in der Siedlung durch zentrale Energieversorgungsunternehmen bringt die Beziehung zwischen Erzeugung und Verbund von Energie bei den Kunden zum Verschwinden.

Anders verhält es sich bei der Verwendung der Windenergie für Heizung oder Warmwasserzubereitung:

- Es muß keine Wechselspannung konstanter Frequenz und Amplitude erzeugt werden, denn die direkte Konkurrenz zum Netz existiert nicht.
- Wegen der Trägheit einer Heizung und vor allem eines beheizten Gebäudes ist eine Zuführung von Hilfsenergie bei kurzzeitigem Absinken der Windenergie unter einen Sollwert nicht erforderlich.
- Zusätzlich können herkömmliche Heizsysteme mit besonderer Speicherwirkung (Nachtspeicheröfen) verwendet werden.
- Die Ausnutzung des Angebotes an Windenergie ist für Heizzwecke viel günstiger als beim Netzverbund, da sämtliche Rotordrehzahlen bis zum Orkanstopp zugelassen sind.
- Bei Neubauten läßt sich durch geeignete Wärmedämmung der Anteil an erforderlicher Zusatzenergie deutlich verringern.

Auch die im Bild 6.7 gezeigte Verteilung des Angebotes an Windenergie über die Monate des Jahres spricht für das Heizen mit Wind, denn in der kalten Jahreszeit ist auch das Windaufkommen größer.

Natürlich kann man ein Heizsystem nicht nur mit Windenergie versorgen; das würde unvertretbar hohe Aufwendungen für Speicher (s. Abschnitt 6.5.) und ein viel zu großes Windrad erfordern. Die geringsten Investitionen benötigt eine elektrische Heizung, die bei ausreichendem Wind mit Strom aus dem Generator des Windrades versorgt wird und Energiefehlbeträge dem Netz entnimmt; aber auch das Zusammenwirken mit Heizungen, die Kohle, Öl oder Gas verbrennen, ist denkbar. Bei Kopplung mit solar gespeisten Systemen würde man wohl trotz des antikorrelativen Verhaltens der Kurven im Bild 6.8 eine dritte Energiequelle zwecks ausreichender Versorgungssicherheit in Betracht ziehen müssen.

Von praktischem Interesse ist eine Aussage darüber, welcher Anteil der zur Beheizung eines Gebäudes erforderlichen Energie bei vorgegebenen Bedingungen durch ein Windrad geliefert werden kann. Es wäre ganz falsch, zur Beantwortung dieser Frage einfach den jährlichen Gesamtenergieertrag der Windanlage durch die benötigte Heizenergie zu dividieren. Die zeitliche Zuordnung zwischen Wärmebedarf und Anfall von Windenergie muß unbedingt berücksichtigt werden; mit der

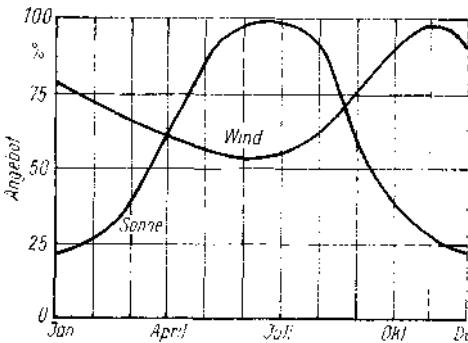


Bild 6.8. Jahreszeitlicher Gang des Angebotes von Wind- und Sonnenenergie in Mitteleuropa, nach [26]

an heißen Hochsommertagen anfallenden Windenergie kann man ja schließlich nicht heizen. Eine Beispielrechnung der Studie „Heizen mit Windenergie“ in [20] berücksichtigt diese Zuordnung. Ihr lässt sich entnehmen: Ein Einfamilienhaus mit einem maximalen Wärmebedarf (Höchstlast) von 10 kW und einem Warmwasserbedarf von 200 l/d werde am Standort Hamburg-Fuhlsbüttel von einem Windrad mit 50 m² Rotorfläche (entsprechend einem Rotordurchmesser von 8 m) versorgt. Von Mitte Mai bis Ende September kann dann der Energiebedarf ohne Inanspruchnahme von Zusatzenergie gedeckt werden; im Zeitraum eines Jahres beträgt der Deckungsanteil der Windenergie rund 70 %. Leider sind in [20] keine Angaben über das Speicherverhalten des angenommenen Heizsystems und Gebäudes enthalten; der Deckungsgrad wird aber vom Speicherverhalten maßgeblich beeinflusst! Die Studie gelangt insgesamt zu folgendem Ergebnis:

- Die Einbindung von Windenergiekonvertern in Gebäude-Heizsysteme wirft keine besonderen technischen Probleme auf und ist mit relativ geringem Aufwand auch nachträglich möglich.
- Eine Wirtschaftlichkeit im Vergleich mit anderen Heizsystemen (Ölheizung) ist durchaus gegeben.
- Die Anwendung kleiner Windenergieanlagen wird weniger durch technisch-wirtschaftliche Aspekte eingeengt als vielmehr durch den Bedarf an einem geeigneten Standort im Gebäudebereich.

Der erzielbare Deckungsanteil wird daher bei frei stehenden Gebäuden oder landwirtschaftlichen Anwesen günstiger ausfallen als im Sektor Haushalte und Wohnungen in Städten.

6.5. Speicherung der Energie

Energie ist speicherfähig, sie lässt sich in Zeiten des Überschusses in geeignete „Gefäße“ füllen und für die Zeiten des Bedarfes aufheben - ein Gedanke, der gerade für die Nutzung der so ungleichmäßig angebotenen Energien von Wind und Sonne verlockend ist. Doch die Benutzung von Speichern für Energie in verschiedenen Formen ist schwierig; die „Gefäße“ sind häufig nicht „dicht“, so dass ständig Energie entweicht, oder sie sind voluminös und teuer. Außerdem ist das Füllen und Entleeren eines Speichers immer mit Verlusten verbunden.

Im folgenden sollen einige Möglichkeiten für die Speicherung einer Energie- menge von 1 kWh beschrieben werden, ein Betrag, der ausreicht, eine 100-W-Lampe 10 h lang leuchten zu lassen.

1. Möglichkeit: Speicherung in einem Bleiakkumulator mit einer Nennspannung $U = 12 \text{ V}$
Die von der Batterie abgegebene Energie ist

$$W = U \cdot I \cdot t, \quad (6.1)$$

wobei I der Strom und t die Zeit sind. Das Produkt $I \cdot t$ wird als Kapazität des Akkumulators angegeben; für $W = 1 \text{ kWh}$ muss er bei $U = 12 \text{ V}$ eine Kapazität von rund 83 Ah besitzen - mehr als die Starterbatterie eines PKW.

2. Möglichkeit: Pumpspeicherwerk

Hierbei wird die Energie in Form potentieller Energie gespeichert:

$$W = m \cdot g \cdot h; \quad (6.2)$$

m Wassermasse,

g = 9,81 m/s² Erdbeschleunigung,

h nutzbare Speicherhöhe.

Wenn z. B. ein nutzbarer Höhenunterschied von $h = 10$ m zur Verfügung steht, so ergibt sich unter Beachtung der Umrechnung $1 \text{ kWh} = 3,6 \cdot 10^6 \text{ N} \cdot \text{m}$ eine Wassermasse von 36 000 kg, was einem Volumen von 36 m³ entspricht - ungefähr das Tausendfache des Bleiakkumulators.

3. Möglichkeit: Speicherung im Schwungrad

Ein mit der Winkelgeschwindigkeit w rotierender Körper besitzt eine kinetische Energie

$$W = \frac{\Theta}{2} \omega^2; \quad (6.3)$$

0 ist das auf die Drehachse bezogene Massenträgheitsmoment, das sich für einen Vollzylinder mit der Masse m und dem Radius R nach

$$\Theta = \frac{m}{2} R^2 \quad (6.4)$$

berechnet. Wenn wir für einen stählernen Zylinder vom Radius $R = 0,3$ m eine Drehzahl $n = 10\,000$ U/min (entsprechend $w = 1\,047$ 1/s) zulassen, so muß er eine Höhe von rund 7 cm haben, um die geforderte Kilowattstunde speichern zu können. Mit einer Masse von 142 kg schneite er im Vergleich zum Bleiakku weitaus besser ab als das Pumpspeicherwerk.

Mit den Speichern dieser drei Beispiele kann Energie in der hochwertigen mechanischen oder elektrischen Form aufgehoben werden, die man unter dem Begriff „Exergie“ zusammenfaßt. Energie kann auf beliebigem Temperaturniveau vollständig in Wärmeenergie umgewandelt werden; der Weg von der Wärme zur Exergie ist dagegen mit unvermeidbaren Verlusten verbunden, deren Größe von den Umwandlungstemperaturen abhängt. Wir wollen noch zwei Möglichkeiten der Speicherung von 1 kWh in Form von Wärmeenergie betrachten.

4. Möglichkeit: Warmwasserspeicher

Erwärmst man einen Körper der Masse m um die Temperaturdifferenz ΔT , so wird in ihm eine Wärmemenge von

$$W = m \cdot c \cdot \Delta T \quad (6.5)$$

gespeichert; c bedeutet die spezifische Wärmekapazität. Wasser hat nun - man möchte sagen: glücklicherweise - eine extrem hohe spezifische Wärmekapazität; es kann mit $c = 3,19 \text{ J}/(\text{kg} \cdot \text{K}) = 3,19 \text{ W} \cdot \text{s}/(\text{kg} \cdot \text{K})$ große Wärmemengen transportieren und ist damit ein ideales Medium für Kühl- und Heizkreisläufe sowie für Wär-

mespeicher. Wird für ΔT ein Wert von 50 K angenommen, so benötigt man zur Speicherung von $W=1$ kWh eine Wassermenge von 17,2 kg. Diese geringe Masse ist ein Vorteil des Warmwasserspeichers. Schwierig ist es jedoch, die Wärme über längere Zeit am Entweichen aus dem Speicher zu hindern. Auch bei Verwendung dicker Wärmedämmsschichten ist eine Langzeitspeicherung praktisch unmöglich.

5. Möglichkeit: Latentwärmespeicher

Wärme läßt sich auf einen Körper auch übertragen, ohne daß sich dessen Temperatur erhöht. Dies ist der Fall, wenn die Wärmeenergie für eine Änderung des Phasenzustandes, z. B. für den Übergang vom festen zum flüssigen Aggregatzustand, genutzt werden kann. Die erforderlichen Mengen sogenannter latenter Wärme können beträchtlich sein; die Wärmemenge zum Schmelzen von 1 kg Eis z. B. entspricht der Energie für die Erwärmung von 1 kg Wasser um rund 80 K. Dementsprechend hoch sind die Energiedichten, die sich in derartigen Speichern unterbringen lassen. Bei einem Glaubersalzspeicher [42] werden 12,5 l für die Aufnahme von 1 kWh im Temperaturbereich zwischen 20 und 35 °C benötigt. Doch gibt es bei Latentwärmespeichern Probleme, die eine breite Anwendung bisher verhindert haben [19].

Es sei noch bemerkt, daß die fossilen Brennstoffe Energiespeicher darstellen, deren Energiedichte und Langzeitspeichervermögen unerreicht sind. In 83 g Erdöl ist die Wärmemenge von 1 kWh gespeichert!

Zur Beurteilung von Energiespeichern ist die Kenntnis einiger Begriffe erforderlich, von denen die wichtigsten nun erläutert werden sollen.

Speicherkapazität. Energiemenge, die vom Speicher höchstens aufgenommen werden kann. Die auf die Masse bezogene Speicherkapazität wird als *spezifische Kapazität* bezeichnet; der Quotient aus Speicherkapazität und Volumen heißt *volumetrische Kapazität*.

Nutzungsgrad. Verhältnis der vom Speicher an den Verbraucher gelieferten Energie und der zugeführten Energie einschließlich Hilfsenergien für Beschickung und Entladung während eines ausreichend langen Zeitraumes.

Ladegrad. Verhältnis der im Speicher enthaltenen Energie zur Speicherkapazität.

Be- und Entladeleistung. Höchstmögliche Leistung, mit der der Speicher beschickt bzw. geleert werden kann. Die Zeit, die für die vollständige Füllung eines anfangs leeren Speichers bei Beschickung mit der Beladeleistung erforderlich ist, heißt *Beladezeit*; Entsprechendes gilt für die *Entladezeit*.

Speicherperiode oder Speicherzyklus. Zeit, in der sich bestimmte Leistungsverläufe zumindest annähernd wiederholen. Beim Nachspeicherofen z. B. beträgt der Speicherzyklus 24 h.

Versorgungssicherheit. Sie wird für das Gesamtsystem Energiequelle, Speicher und Verbraucher angegeben und ist das Verhältnis der Zeit, in der die vom Verbraucher benötigte Energie auch geliefert werden kann, zur gesamten Betriebszeit. Für eine Versorgungssicherheit von 100 % gilt als notwendige Voraussetzung, daß der zeitliche Mittelwert der von der Energiequelle gelieferten Leistung mindestens gleich der mittleren Verbraucherleistung ist. Wenn diese Voraussetzung erfüllt ist, kann die notwendige Speichergröße abgeschätzt werden.

Bei der mathematischen Behandlung des Speicherproblems sind die einfachen allgemeingültigen Beziehungen für konkrete Fälle nur schwer zu handhaben. Ohne Berücksichtigung der endlichen Kapazität gilt für den *Energieinhalt eines verlustfreien Speichers*

$$W(t) = \int_{t=0}^t [P_{zu}(t) - P_{ab}(t)] dt \quad (6.6)$$

mit P_{zu} als zugeführter und P_{ab} als entnommener Leistung und der Nebenbedingung

$$P_{ab}(t) = 0 \text{ für } W(t) = 0, \quad (6.7)$$

die nur der Tatsache Rechnung trägt, daß man einem leeren Energiebehälter nichts mehr entnehmen kann. Die Integration führt zu einer Glättung der zeitlichen Vorgänge, und die Spitzenwerte von P_{ab} dürfen deutlich über P_{zu} liegen. Ein Beispiel für diese Pufferwirkung ist der Warmwasserboiler, bei dem während des Zapfens Wärmeströme entnommen werden, die viel größer sind als die Leistung der Heizpatrone.

Die begrenzte Speicherkapazität W_m , kann durch eine weitere Nebenbedingung berücksichtigt werden:

$$P_{zu}(t) = 0 \text{ für } W(t) = W_{max}, \quad (6.8)$$

denn nach dem Erreichen des maximalen Füllungsgrades nimmt der Speicher keine Leistung mehr auf, bzw. P_m muß abgeschaltet werden, um den Speicher nicht zu beschädigen. Mit einer Verlustleistung P_v lautet die Speicherbilanz

$$W(t) = \int_{t=0}^t [P_{zu}(t) - P_{ab}(t) - P_v(t)] dt. \quad (6.9)$$

Alle drei im Integranden enthaltenen Leistungen können sich nun prinzipiell mit dem Füllungsgrad $W(t)/W_{max}$ des Speichers ändern; mit einer solchen Abhängigkeit von $W(t)$ stellt Gl. (6.9) eine Integralgleichung dar, deren Lösungsmöglichkeit für bestimmte Speichertypen geprüft werden muß.

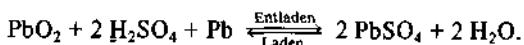
Von besonderer Bedeutung beim Einsatz eines Energiespeichers ist seine richtige Dimensionierung, d. h. die Festlegung von W_{max} . Die Entscheidung wird jedoch von Forderungen beeinflußt, die von Fall zu Fall stark variieren. So können Betrachtungen zur Wirtschaftlichkeit durch die Notwendigkeit der Energieautarkie bedeutungslos werden. Deshalb wird hier auf Strategien der Dimensionierung nicht weiter eingegangen.

In Tafel 6.1 sind verschiedene Speichersysteme aufgeführt und nach den oben angegebenen Kriterien beurteilt. Trotz der Vielzahl theoretisch denkbarer und gelegentlich auch praktisch ausgeführter neuer Speicherprinzipien besitzt für die Speicherung von Energie nach wie vor der Bleiakkumulator eine überragende Bedeutung, während Wärmeenergie hauptsächlich als sogenannte sensible (durch Temperaturerhöhung fühlbare) Wärme bis 100 °C in Wasser bei Normaldruck und für höhere Temperaturen in Feststoffen oder Druckwassersystemen gespeichert wird. Es erscheint deshalb als sinnvoll, die wichtigsten Fakten für diese beiden recht unterschiedlichen Prinzipien hier zusammenzufassen.

Tafel 6.1. Spezifische Daten von Energiespeichern, nach Käthe [18]

Art	System	Spezifische Speicher- kapazität Wh/kg	Volumetrische Speicher- kapazität kWh/m ³	Speicher- nutzungs- grad %
Elektrisch	Kondensator Spule	0,02	bis 20	bis 50 85...90
Elektro- chemisch	Pb/PbO ₂	35...40	(70...90)-104	bis 80
	Ni/Cd	25...35	(50...80)-10 ⁴	bis 80
	Na/S	80...100		68
	Li/S	80...100		68
	Redox	bis 55		60...75
Chemisch	H ₂ (Gas)	33000	300	22...52
	H ₂ (flüssig)	33000	2360	18...43
	Hydrid	600	3600	21...50
	Adsorption (4 MPa)	1500	600	20...47
	Schwungrad	260...600	1400	85...95
Mechanisch	Druckluft/ Gasturbine		2...5	40...45
	Druckluft			bis 67
	Pumpspeicher			
	500 m	1	1,4	60...77
Thermisch	Wasser (50 K)	60	58	50...90
	Wasserdampf			60...90
	hydratische Salze	bis 70	bis 100	
	Latentwärme	bis 100	bis 100	33

Der Bleiakkumulator hat eine bereits 100jährige Geschichte der industriellen Nutzung hinter sich. Jede Zelle eines solchen Akkumulators enthält eine positive Elektrode aus Bleidioxid PbO₂ und eine negative Elektrode aus Schwammblei Pb. Der Elektrolyt ist verdünnte Schwefelsäure mit Dichten, die bei den einzelnen Bauarten zwischen 1,20 kg/l und 1,28 kg/l liegen. Das Laden und Entladen wird durch chemische Reaktionen im Akkumulator ermöglicht:



Das beim Entladen entstehende Wasser bewirkt eine Abnahme der Säuredichte, die beim Laden wieder ansteigt. Die Zellenspannung liegt zwischen 2,1 und 1,8 V beim Entladen und im Bereich von 2,1 bis 2,7 V beim Laden. Wenn Lade- und Entladestrom gleich sind, läßt sich aus dem zeitlichen Verlauf der Speichernutzungsgrad (beim Akkumulator Ah-Wirkungsgrad genannt) ermitteln; bei neuen Akkumulatoren ist er größer als 0,8. Es sei darauf hingewiesen, daß die Kapazität und damit auch der Ah-Wirkungsgrad von der Stärke des Entladestromes abhängen! Sie ist um so größer, je kleiner der Entladestrom ist.

Die Lebensdauer eines Akkumulators wird durch die Anzahl der Lade- und Entladezyklen begrenzt, die er während des Betriebes durchmacht. Starterbatterien sind in dieser Hinsicht mit rund 100 Speicherzyklen am ungünstigsten; ihr sehr kleiner Innenwiderstand und die damit verbundene Fähigkeit, sehr große Entladeströme zu liefern, sind beim Einsatz als Speicher in windelektrischen Anlagen ohne Bedeutung. Andere Ausführungen des Bleiakkumulators für ortsfeste Batterien erreichen dagegen mehr als 1 500 Zyklen. Wichtig für die Lebensdauer der Akkumulatoren ist auch die Einhaltung von geeigneten Lade- und Entladegrenzen. Schädlich sind vor allem Überladungen und das Stehenlassen im entladenen Zustand. Im letzteren Fall bildet sich auf der Oberfläche der schwammigen PbSO_4 -Elektrode eine feste, unlösliche Schicht (Sulfatierung), die eine irreversible Schädigung bedeutet. Wegen der Vielzahl möglicher Ladegrenze sei auf [18] verwiesen.

In Akkumulatoren kann Energie nicht beliebig lange gespeichert werden, die Selbstentladung wirkt dem entgegen. Der Energieverlust ist bei den einzelnen Ausführungen des Bleiakkumulators unterschiedlich und liegt zwischen 0,2 und 1 % je Tag.

Im Verbund mit einer Windenergieanlage wird die Betriebsart eines Akkumulators kaum der echte sogenannte Batteriebetrieb sein, bei dem der Akkumulator zunächst durch die Energiequelle vollständig aufgeladen und anschließend durch den Verbraucher wieder entladen wird, sondern vielmehr der Bereitschaftsparallelbetrieb, bei dem der Akkumulator ein Nachlassen oder einen Ausfall der Hauptenergiequelle ausgleichen muß.

Häufig besteht die Forderung, die Gleichspannung des Akkumulators in eine verbrauchergerichtete Wechselspannung umzuwandeln. Dabei entstehen wieder Energieverluste zwischen 20 % und 50 %, wenn nicht ein besonderer Aufwand getrieben wird. In [43] ist eine Methode der computergesteuerten Zusammenschaltung von Teilbatterien im Zeittakt beschrieben, mit der sich eine sinusförmige Wechselspannung nachbilden lässt, wobei ein Wirkungsgrad von 92 % erreicht wurde. Dieses Verfahren lässt sich natürlich nur bei großen Akkumulatoren mit einer ausreichenden Anzahl einzelner Zellen anwenden. Der größte Batteriespeicher der Welt befindet sich in Berlin (West) und dient der Deckung von Spitzenlast im

Tafel 6.2. Kenndaten einiger Akkumulatoren, nach v. Cube [19]

		Blei/ H_2SO_4	Nickel/ Zink	Lithium/ Eisen- sulfid	Natrium/ Schwefel	Zink/ Chlor
Theoretische Energiedichte	Wh/kg	161	321	460	665	465
Praktische Energiedichte	Wh/kg	40	70	100	120	120
Praktische Leistungsdichte	W/kg	100	150	150	150	130
Betriebstempera- tur	°C	-20...	-20...	400...	280...	
Zyklenanzahl		40	40	500	350	<50
		800	400	600	1500	400

elektrischen Netz [44]. Er verfügt über 7080 Batteriezellen für 1180V Gesamtspannung und Stromstärken bis zu 16 800 A. Er wurde installiert, weil für ein Pumpspeicherwerk gleicher Leistung kein ausreichender Platz zur Verfügung stand.

Abschließend sollen in Gegenüberstellung zum Bleiakkumulator die Kennwerte einiger anderer elektrochemischer Speicher angegeben werden (Tafel 6.2).

Die *Speicherung von sensibler Wärme* ist etwas Alltägliches; der Kachelofen und die alte Wärmekruke, die man, mit heißem Wasser gefüllt, vormals in das nicht beheizte Schlafzimmer mitnahm, sind Beispiele für solche Speicher. Der nutzbare Energieinhalt eines Wärmespeichers ist in allgemeiner Form durch das Volumenintegral

$$W = \int \varrho(V) \cdot c(V) [T(V) - T_0] dV \quad (6.10)$$

gegeben, worin T_0 die Temperatur bedeutet, auf die sich der Speicher wieder abkühlen kann. Bei inhomogenen Speichermedien können Mittelwerte \bar{Q} für die Dichte und \bar{c} für die spezifische Wärmekapazität verwendet werden, die nach den Volumenanteilen V_i der Komponenten gewichtet sind:

$$\bar{\varrho} = \frac{1}{V} \sum_{i=1}^n V_i \cdot \varrho_i; \quad \bar{c} = \frac{1}{V} \sum_{i=1}^n V_i \cdot c_i. \quad (6.11)$$

Tafel 6.3. Stoffkennwerte einiger möglicher Speichermaterialien

Material	Spezifische Wärmekapazität $W/(kg \cdot K)$	Dichte kg/m^3	Wärmeleitfähigkeit $W/(m \cdot K)$
Wasser	4190	1000	0,58
Holz	2500	600	0,15
Beton	1050	2400	1,63
Gasbeton	1050	700	0,19
Lehmerde	1000	1800	0,93
Vollziegel	920	1850	0,81
Aluminium	920	2700	230,00
Schotter	840	1500	0,43
Glas	840	2600	0,93
Gußeisen	480	7250	50,00
Kupfer	390	8900	380,00

Eine Zusammenstellung von Stoffkennwerten möglicher Speichermaterialien ist in Tafel 6.3 wiedergegeben. Wasser ist den anderen aufgeführten Materialien bezüglich der spezifischen Wärmekapazität deutlich überlegen; es ist billiger, und außerdem lässt sich die energetische Be- und Entladung schneller durchführen als bei Feststoffspeichern. Zu bedenken ist jedoch, daß für eine Raumheizung mit Radiatoren Vorlauftemperaturen von mindestens 60 °C notwendig sind und daß die nutzbare Temperaturdifferenz also nur 100 °C - 60 °C = 40 K beträgt. Bei Fußbodenhei-

zungen mit einer Vorlauftemperatur von 35 °C kann immerhin ein Intervall von 65 K genutzt werden.

Die *Speicherzeit* wird bei Wärmespeichern durch die Verluste über die Oberfläche begrenzt. Wenn die Temperatur im Inneren des Speichers als räumlich konstant angesehen wird, lassen sich diese Verluste leicht berechnen. Der Wärmestrom Q , der die Speicheroberfläche A verlässt, ist durch

$$Q = \frac{A}{R} \Delta T \quad (6.12)$$

gegeben. In dieser Gleichung sind ΔT die Temperaturdifferenz zwischen Speicherinnerem und Außenluft und R der Wärmewiderstand der Dämmsschicht. Mit der Dicke d und der Wärmeleitfähigkeit k der wärmedämmenden Schicht sowie dem Wärmeübergangskoeffizienten α zwischen der Außenseite der Dämmung und der Umgebungsluft kann R bestimmt werden:

$$R = 1/\alpha + d/k. \quad (6.13)$$

Der Wärmestrom Q ist der zeitlichen Änderung der Speicherwärme gleich:

$$Q = \frac{dQ}{dt} = \varrho \cdot V \cdot c \frac{dT}{dt}. \quad (6.14)$$

Wenn die Anfangstemperatur des Speichers T_0 und die Temperatur der umgebenden Luft T_L bekannt sind, lässt sich durch Gleichsetzen der Gl. (6.12) und (6.14) und anschließende Integration der zeitliche Verlauf der Speicherwärme $T(t)$ berechnen; das Ergebnis lautet

$$T(t) = (T_0 - T_L) \exp \left\{ -\frac{A \cdot t}{R \cdot \varrho \cdot V \cdot c} \right\} + T_L. \quad (6.15)$$

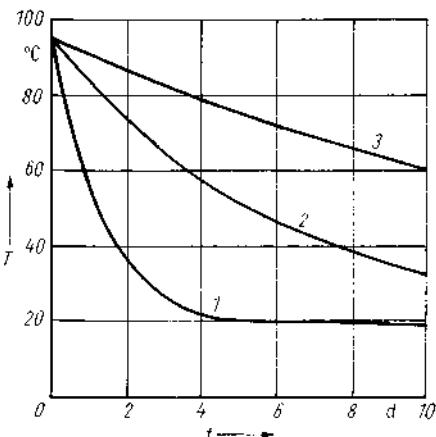


Bild 6.9. Abkühlung eines 1-m³-Warmwasserspeichers

$T_{\text{Umgebung}} = 18^\circ\text{C}$; 1 ohne Wärmedämmung; 2 gedämmt mit 0,1 m Schaumgummi, $k = 0,15 \text{ W/(m} \cdot \text{K)}$; 3 gedämmt mit 0,1 m Mineralwolle, $k = 0,044 \text{ W/(m} \cdot \text{K)}$

Der Quotient $S = VIA$ wird als *Speicherkennzahl* bezeichnet, ist aber eine Größe mit der Einheit Meter und hängt von Geometrie und Größe des Speichers ab. Große Werte für S erzielt man mit Kugelgeometrie und möglichst großem Speicher.

Ein Zahlenbeispiel soll die Beziehung (6.15) veranschaulichen. Wir wählen einen Wasserspeicher mit 1 m^3 Volumen, eine Anfangstemperatur von 95°C und 10 cm dicke Mineralwolle mit $k = 0,044 \text{ W}/(\text{m} \cdot \text{K})$ als wärmedämmende Schicht. Der Speicher soll würfelförmig sein, und der Wärmeübergangskoeffizient in ruhender Luft wird mit $a = 5 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ angenommen. Den Temperaturverlauf des sich ohne Energiezufuhr im Inneren langsam abkühlenden Speichers zeigt Bild 6.9. Nach 8 Tagen unterschreitet die Speichertemperatur den Wert, der für den Vorlauf einer Heizung mit Radiatoren erforderlich ist, nach 17 Tagen kann auch eine Fußbodenheizung nicht mehr betrieben werden.

Bei *Feststoffspeichern* kann der elektrisch beheizte Kern trotz geringerer spezifischer Wärmekapazität ein kleineres Volumen haben als ein vergleichbarer Wasserspeicher, weil Temperaturen bis 800°C möglich sind. Wenn bei solchen Speichertemperaturen die Wärmeverluste nicht zu groß werden sollen, muß die Wärmedämmung sehr dick sein, was den Speicher insgesamt wieder vergrößert. Neben den Verlusten durch Wärmeleitung müssen hier auch die Strahlungsverluste berücksichtigt werden.

Zusammenfassend ist zur Ergänzung einer Windenergieanlage durch einen Speicher festzustellen:

- In Frage kommen vor allem der Batteriespeicher in Form des Bleiakkumulators für eine autarke Versorgung mit Elektroenergie und Warmwasserspeicher oder elektrisch gespeiste Feststoffspeicher bei Nutzung des Windes für Heizzwecke.
- Die Versorgungssicherheit kann mit einem Speicher erheblich gesteigert werden, theoretisch mit einem sehr großen Speicher auf 100 %.
- Der energetische Wirkungsgrad einer Windenergieanlage steigt dadurch; überschüssige Energie muß nicht mehr verlorengehen, sondern wird zu einem späteren Zeitpunkt genutzt.
- Bei Anlagen, die auf das elektrische Verbundnetz arbeiten, ist die Installation eines Speichers sinnlos, da das Netz selbst wie ein unendlich großer Speicher wirkt.

7. Probleme des Selbstbaues

Die Anzahl der selbstgebastelten Windräder, deren einziger Zweck darin besteht, sich selbst auf Lauben und Torpfosten im Wind zu drehen, ist Legion. Die gewünschte Umwandlung der geradlinigen Bewegung der Luft in die Rotation des Rades gelingt praktisch immer. Die Schwierigkeiten beginnen, wenn der Rotor irgend etwas antreiben soll. Der Eigenbau einer Windenergieanlage erscheint sinnvoll für die autarke Energieversorgung von Garten- und Wochenendhäusern, die nicht an das elektrische Netz angeschlossen sind, oder als Zusatzznergiequelle für die Heizung. Im ersten Fall ist ein Batteriespeicher unbedingt erforderlich, im zweiten Fall ist die Verwendung eines Wärmespeichers sehr zu empfehlen. Während für das Nachladen mäßig beanspruchter Akkumulatoren ein Windrad mit einer Leistung von weniger als 100 W ausreichen kann, kommt man für Heizzwecke in den Kilowattbereich, in dem an die technische Reife der Anlage und ihre Beständigkeit gegenüber den wirkenden Zentrifugalkräften, Schwingungsbelastungen, gegen Regen, Staub, Vereisung und vielleicht auch Blitzschlag hohe Anforderungen gestellt werden.

Spezielle *Vorschriften* für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen gibt es derzeit auch in den Ländern noch nicht, in denen eine größere Anzahl von Windenergieanlagen installiert ist, wie etwa Dänemark und die USA. Von der Errichtung eines Windrades können jedoch vorhandene gesetzliche Bestimmungen berührt werden, z. B. das Baurecht, denn bei Überschreitung bestimmter Abmessungen gilt die Anlage als Bauwerk im Sinne der jeweiligen Landesbauordnung. Zu beachten sind weiterhin Energieverordnungen, Sicherheitsbestimmungen beim Umgang mit elektrischem Strom und mit Akkumulatoren. Schließlich muß in Be tracht gezogen werden, daß beim Bruch eines Rotorblattes das Brachstück sich auf einer Bahn bewegt, die durch die Tangentialgeschwindigkeit der Rotation bestimmt wird.

In diesem Buch können keine kompletten Bauanleitungen mitgeteilt werden. Dieser Abschnitt enthält eine Reihe von Empfehlungen für den am Selbstbau eines Windrades interessierten Leser und Hinweise auf besondere Probleme. Ausführlichere Darstellungen finden sich in [45] und [46].

Die erste Überlegung vor dem Bau eines Windrades sollte dem *Standort* gelten. Er darf keinesfalls im Windschatten von Bäumen oder Gebäuden liegen; eine freie Fläche um das Windrad verhindert Wirbelbildungen, die nicht nur den Wirkungsgrad vermindern, sondern die Anlage auch mechanisch höher beanspruchen. Folgende *Abstände zu Hindernissen* sollten gewahrt bleiben.

- luvseitig die doppelte Höhe des Hindernisses,
- leeseitig die zehnfache Höhe des Hindernisses.

Daß Hügelrücken oder frei stehende Hügel zu bevorzugende Standorte sind, wußten die Windmüller seit Jahrhunderten. Solche Erhebungen führen zu einer Verdichtung der Stromlinien und damit zu höheren Windgeschwindigkeiten; es gibt auch noch Luftbewegung, wenn sich in den Tälern unbewegte Kaltluftseen herausgebildet haben.

Der Einschätzung des Standortes muß sich eine Abschätzung des *Energiebedarfes* anschließen. Das kann entsprechend den Ausführungen im Abschnitt 4.2. geschehen, wobei die Verteilungsdichte der Windgeschwindigkeit aus Publikationen der meteorologischen Dienste, z. B. [13], evtl. in Analogie zu gleichartigen Standorten, zu entnehmen ist. Abschätzungen unter Benutzung der mittleren Windgeschwindigkeit liefern zu kleine Werte für den zu erwartenden Energiegewinn.

Die Entscheidung, welcher *Windradtyp* gebaut wird, hängt vor allem von den Kenntnissen, Fertigkeiten und technischen Möglichkeiten des Bastlers ab. Einfach und damit auch billig lassen sich die Windradtypen mit geringem Leistungsbeitrag, also

- vielflügiger Horizontalachsenrotor (amerikanische Windturbine) und
- Savonius-Rotor

herstellen. Sie laufen außerdem mit vergleichsweise niedrigen Drehzahlen, so daß die dynamischen Beanspruchungen während des Betriebes gering bleiben. Der Savonius-Rotor bietet als Vertikalachsenläufer noch den Vorteil, daß ein fest am Boden montierter Generator ohne Winkelgetriebe angetrieben werden kann.

Hat man sich für einen *Horizontalachsenrotor* entschieden, so kann dieser als Leeläufer oder Luvläufer gebaut werden. Beide Varianten haben Vor- und Nachteile:

	Vorteile	Nachteile
Leeläufer	es wird keine Windfahne benötigt, keine Gefahr für den Mast bei Flügelbruch, kürzere Einstellzeit, geringere Biegebeanspruchung des Mastes	stärkere Schwingungsbela stung der Flügel und un gleichmäßiger Drehmom entenverlauf infolge Abschattung durch den Mast
Luvläufer	geringere Flügelschwingungen, gleichmäßiger Drehmom entenverlauf	es wird eine ziemlich große Windfahne benötigt, der Mast wird stärker auf Biegung beansprucht und ist bei Flügelbruch gefährdet

Die periodische Abschattung der Flügel durch den Mast erfolgt mit einer Frequenz

$$f = n \cdot z / 60, \quad (7.1)$$

wobei z die Anzahl der Rotorblätter und n die Anzahl der Umdrehungen je Minute bedeuten. Bei Übereinstimmung von f nach Gl. (7.1) mit den Eigenfrequenzen der Schwingung von Mast oder Rotor (Resonanzfall) können diese Bauteile gefährdet sein.

Besondere Beachtung ist beim Horizontalachsenrotor der *Ausbildung der Nabe* zu schenken, die sämtliche in den Rotorblättern wirkenden Kräfte aufnehmen muß. Beim Nennbetrieb wirken auf ein Rotorblatt die Zentrifugalkraft F_z und eine Schubkraft F_s . Die insgesamt auf den Rotor ausgeübte Schubkraft $F_{s,ges}$ ergibt sich näherungsweise aus dem Quotienten von Rotorleistung P und Windgeschwindigkeit v :

$$F_{s,ges} \approx P/v. \quad (7.2)$$

Auf ein einzelnes Rotorblatt wirkt dann die Teilkraft

$$F_s = P/(n \cdot v). \quad (7.3)$$

F_s und F_z setzen sich zu einer resultierenden Kraft F_R zusammen, in deren Richtung die Achse eines schnellaufenden Rotorblattes zeigen sollte, damit es - wenigstens im Nennbetrieb - nicht auf Biegung beansprucht wird.

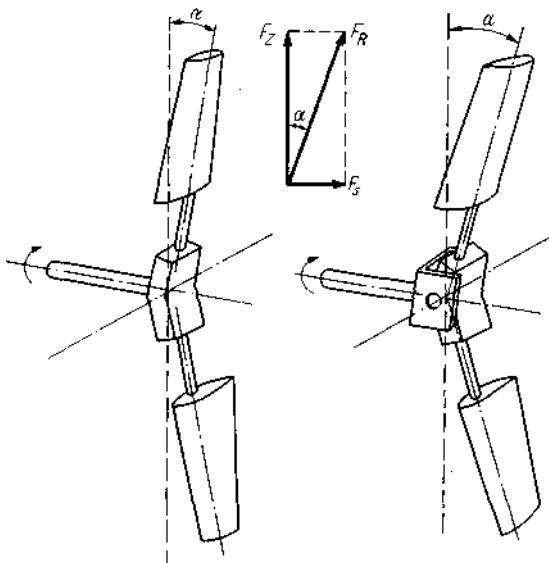


Bild 7.1 Starre Nabe (links) und Pendelnabe (rechts), nach Molly [21]

F_z Zentrifugalkraft; F_s Schubkraft; F_R resultierende Kraft

Eine starre Rotorblattaufhängung gibt plötzliche Belastungsänderungen ungeämpft an den Turm weiter, der dadurch stark beansprucht wird. Bei Verwendung einer *Pendelnabe* (Bild 7.1) für einen Zweiblattrotor wird nach [47] die Laufruhe erheblich verbessert, weil der Rotor asymmetrischen Belastungen begrenzt ausweichen kann. Die Entscheidung für einen schnellaufenden Rotor mit wenigen Blättern und großem Leistungsbeiwert bringt zwei Probleme beim Bau der Rotorblätter mit sich:

- Der Querschnitt des Rotorblattes muß ein aerodynamisch hochwertiges Flügelprofil mit hoher Gleitzahl sein.

- Das Profil muß einen mit dem Abstand von der Nabe veränderlichen Anstellwinkel (s. Abschnitt 5.3.) aufweisen.

Die Einhaltung des optimalen Blattumrisses ist dagegen weniger wichtig; der Übergang zu einer einfachen Trapezform bringt nur 2 % Leistungsverlust. Der übliche Weg der Rotorblattfertigung beginnt mit der ziemlich mühevollen Herstellung eines Positiv-Urmodells aus leicht formbarem Material und führt dann über die Abnahme von Negativhalbschalen zur Anfertigung von Rotorblatthälften aus Faserverbundwerkstoff, z. B. Glasfasermatten in Epoxidharz [48]. Die Krafteinleitung in die Nabe muß über Metallprofile geschehen.

Ein weiteres wichtiges und bedenkenswertes Element der Anlage ist der *Turm*. Er muß zunächst die beim Betrieb zu erwartende Schubkraft F_s durch das Windrad aufnehmen können. Die tatsächlichen Belastungen durch Schwingungen bei böigem Wind gehen aber erheblich über das durch F_s verursachte Biegemoment hinaus; sie lassen sich nur mit großem Aufwand rechnerisch erfassen. Als Material für den Turm kommen Stahlrohr, Stahlbeton oder eine Stahlgitterkonstruktion in Frage; Holz als Baumaterial für einen Windradturm gehört der Vergangenheit an. Alle drei Konstruktionsprinzipien haben wieder Vor- und Nachteile:

	Vorteile	Nachteile
Stahlrohrmast (abgespannt)	besonders geringe Beeinflus- sung der Luftströmung, da- mit auch geringe Abschät- zung eines Leeläufers, leich- ter als ein Stahlbetonmast, gefährliches Aussehen	Dämpfung von Eigenschwin- gungen gering, Gefahr der Zerstörung der Anlage beim Bruch einer Abspaltung, Grundflächenbedarf wegen der Abspaltung relativ hoch, großes Gewicht, schwierige Montage, für große Anlagen kaum geeignet
Stahlbetonmast	verhältnismäßig große Schwingungsdämpfung, als Fertigteil der Betonindustrie kostengünstig	beträchtliche Störung der Anströmung, daher für Lee- läufer weniger geeignet, massiges Erscheinungsbild
Stahlgitter- mast	günstiges Gewicht, akzeptable Schwingungsdämpfung, geringe Kosten	

Türme aus Faserverbundwerkstoffen sind ebenfalls denkbar, bisher ist aber kein Anwendungsbeispiel bekannt.

Der Savonius-Rotor und die amerikanische Windturbine sind weitgehend leerlauffest, d. h., auch bei Wegfall der Belastung durch einen Verbraucher werden gefährlich hohe Drehzahlen nicht erreicht. In [21] wird für einen Vielblatttrotor mit 5 m Durchmesser bei einer Windgeschwindigkeit von 20 m/s eine Drehzahl von 115 U/min im Leerlauf angegeben, ein gleich großer Schnellläufer mit $A = 10$ würde dagegen 760 U/min erreichen. Hier genügt also eine Feststellbremse, während bei Schnellläufern nur eine Reduzierung der Auftriebskraft auf den Wert null mittels Blattverstellung den zuverlässigen Schutz vor Sturmschäden gewährleistet.

Bei sämtlichen handelsüblichen elektrischen Generatoren liegen die Betriebsdrehzahlen so hoch, daß zwischen Rotor und Generator ein *Getriebe* geschaltet werden muß. Dieses Getriebe muß zumindest bei den langsamlaufenden Windradtypen zweistufig ausgeführt sein und ist gerade bei kleinen, selbstgebauten Anlagen oft die Ursache eines enttäuschend geringen Energiegewinnes. Kleine Zahnradgetriebe haben meist schlechte Wirkungsgrade und ein hohes Anlaufmoment. Bei selbstgebauten Übersetzungen mit Keilriemen werden ebenfalls vor Inbetriebnahme häufig die Walkarkeit und das Anlaufmoment unterschätzt. Getriebe mit Ketten oder

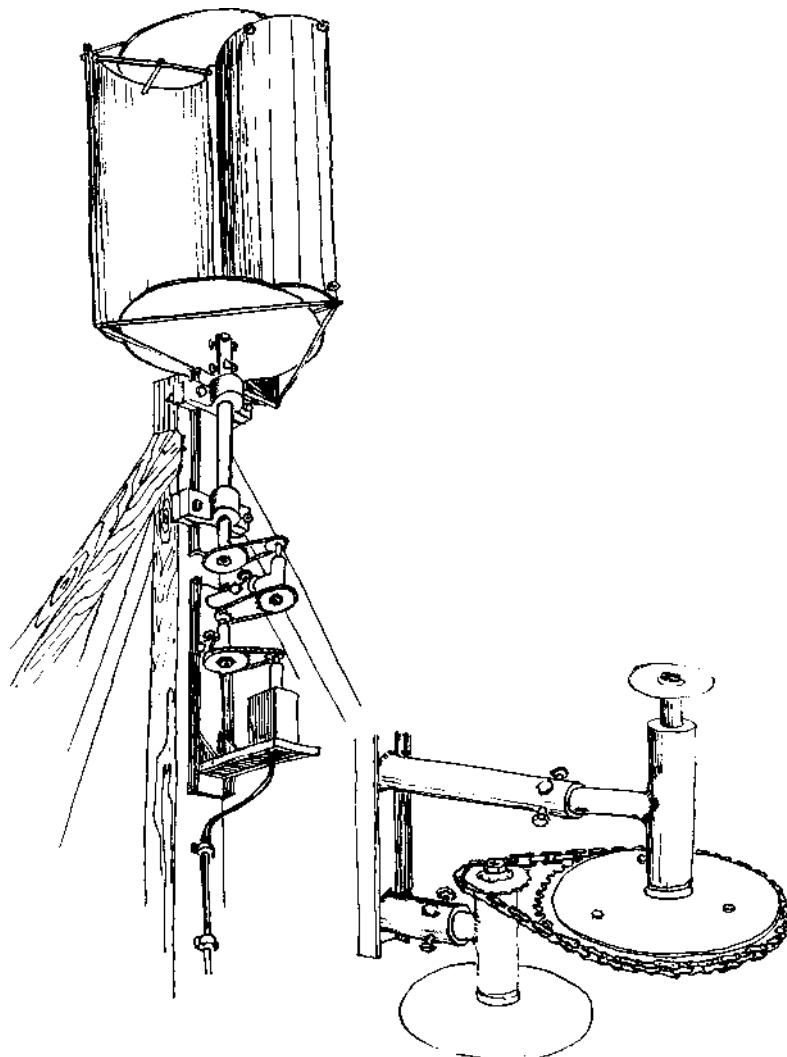


Bild 7.2. Kleinstwindanlage nach dem Savonius-Prinzip in Hopfgarten, Kreis Weimar

Zahnriemen sind günstiger. Zu bedenken ist bei der Projektierung eines Getriebes auch, daß dessen Elemente harten Laststößen durch Böen ausgesetzt sind, also überdimensioniert sein müssen.

Abschließend soll ein Ausführungsbeispiel einer Kleinstwindanlage vorgestellt werden, das nicht unbedingt beispielhaft ist, aber immerhin seit mehreren Jahren zufriedenstellend funktioniert. Bild 7.2 zeigt den Gesamtaufbau: Eine zweifach gelagerte Welle trägt oben einen Savonius-Rotor mit drei Flügeln und unten einen Fahrradzahnkranz. Ein zweistufiges Kettengetriebe aus Fahrradteilen wandelt die Drehzahl im Verhältnis 1:42; der letzte Zahnkranz sitzt auf der Achse eines Gleichstromgenerators mit Permanentmagnet (Nennleistung 340 W). Jeder Rotorflügel aus Aluminiumblech hat eine Projektionsfläche von $1,4 \text{ m}^2$, die Dreiflügeligkeit versprach ein besonders gutes Anlaufverhalten. Die Erzeugung des magnetischen Feldes im Generator kam dem Wirkungsgrad sehr zugute, denn 50 W für das Generatorfeld zu opfern, wäre für die kleine Anlage schon ein schmerzlicher energetischer Verlust gewesen. Der Generator lädt einen 135-Ah-Bleakkumulator, 12 V, mit einfachem Überladeschutz ohne Regelung auf. Wegen der mit anwachsendem Ladestrom steil ansteigenden Lastkennlinie ändert der Rotor im Betrieb seine Drehzahl nur in engen Grenzen um einen Wert von etwa 50 U/min; er wird auch bei starkem Sturm nicht außer Betrieb genommen. Windstärke 4 liefert einen Ladestrom von rund 4 A, was einer elektrischen Nutzleistung von 64 W entspricht. Der Akkumulator kann zusätzlich mit einem Notstromaggregat aufgeladen werden, doch ist das bei sehr sparsamem Energieverbrauch nur selten nötig. Die vor der Witterung geschützten Fahrradketten des Getriebes werden häufig geölt; ihre Lebensdauer ist unterschiedlich, die langsamste Kette, in der die größten Kräfte wirken, mußte schon nach einem Jahr ausgewechselt werden - eine Motorradkette wäre an dieser Stelle wohl besser gewesen. Die Welle des Windrades hat einen Durchmesser von 30 mm und ist aus Stahl, nachdem eine gleich dicke Welle aus Aluminium nach kurzer Betriebszeit bei Sturm gebrochen war.

Das Windrad ist auf einem 12 m hohen Dach an einer windgünstigen Stelle montiert; so gelang es, mit minimalem Aufwand bescheidene Energieansprüche zu befriedigen.

8. Perspektiven

Nicht immer setzt sich in der Technik die optimale Variante durch. Ein Beispiel für diese Tatsache ist die Frequenz von 50 Hz unseres Wechselstromnetzes, die in zweifacher Hinsicht ungünstig ist: Bei Stromunfällen regt sie bevorzugt das gefährliche Herzflattern an, und sie bewirkt in Transformatoren und Motoren unnötig hohe Energieverluste durch Ummagnetisierung. Eine Frequenz von 16,66 Hz, wie sie die Bahn benutzt, wäre für die meisten Anwendungen (außer z. B. die Leuchstoffröhre) vorteilhafter, doch verbietet sich heute eine Umstellung wegen der astronomischen Kosten. Breit angelegte technische Entwicklungen müssen also auch dann für lange Zeit genutzt werden, wenn sich nachträglich Mängel herausstellen. Deshalb sind gerade energiepolitische Entscheidungen besonders sorgfältig zu bedenken. Die Nutzung der Windenergie weist nun einen prinzipiellen Unterschied zu den konventionellen Methoden der Energieversorgung auf: Sie muß dezentral erfolgen, mit vergleichsweise kleinen Erzeugereinheiten. Die Energieerzeugung durch den Wind kann also mit Investitionen getestet werden, die sich gegenüber den Maßstäben der Energiewirtschaft winzig ausnehmen.

Vier Varianten der Nutzung des Windes erscheinen sinnvoll:

1. Erzeugung von Elektroenergie im Verbund mit dem Netz,
2. Umwandlung in Wärme für Heizzwecke,
3. Wasserförderung,
4. Versorgung abgelegener Objekte mit Elektroenergie im Inselbetrieb.

Die *Erzeugung von Elektroenergie im Netzverbund* könnte energiewirtschaftliche Bedeutung erlangen. Sie muß als gesellschaftliche Aufgabe betrachtet werden; der Bau und auch der Betrieb entsprechender Windräder stellen an den einzelnen zu hohe Anforderungen. Der Preis und damit die Wirtschaftlichkeit der Anlagen hängen bei einer Serienfertigung natürlich von der Seriengröße ab und sind also auch eine Konsequenz energiepolitischer Weichenstellung. Die Frage, was eine aus dem Wind gewonnene Kilowattstunde kostet, läßt sich nur bei Kenntnis des Aufstellungsortes und dessen Verteilungsdichte der Windgeschwindigkeit beantworten; die Angaben verschiedener Autoren der BRD [50] [51] variieren sehr stark.

Da die Primärenergie ja kostenlos ist, wird der Preis hauptsächlich durch die *Investitionskosten* bestimmt, zu denen dann noch die Aufwendungen für die Wartung und die Ersatzteile kommen. Welche Anlagengröße das Optimum darstellt, kann derzeit noch nicht gesagt werden, keinesfalls jedoch wird man mit einzelnen Einheiten in den Leistungsbereich konventioneller Kraftwerksblöcke vorstoßen. Wenn man die Versuchsanlage GROWIAN mit 3 MW Leistung und einer Rotorkreisfläche von 7 854 m² auf 1 000 MW „hochrechnet“, so müßte der Rotor einen Radius

von 913 m statt 50 m haben - Abmessungen, die mit heutiger Technik nicht zu beherrschen sind. Windräder, die in den letzten Jahren installiert wurden, haben vorzugsweise Nennleistungen zwischen 10 und 100 kW. In den USA wurden auf großen Arealen, wie dem Altamont-Paß bei San Francisco oder dem Tehachapi-Paß am Rande der Mojave-Wüste, zahlreiche derartige Windräder zu Windfarmen zusammengefaßt und arbeiten im Netzverbund. Nach [49] beträgt die in den USA jährlich installierte Windradleistung 500 MW - eine nicht mehr unbeträchtliche Größe. Für Dänemark liegen die Schätzungen der derzeit aus dem Wind gewonnenen Energie bei 4 % der Primärenergie; bis 1995 sollen es 10 % sein. Der Export allein der dänischen Firma Vestas macht eine Windradleistung von etwa 180 MW je Jahr aus. Die Münchener Firma MAN Technologie GmbH konnte innerhalb von zwei Jahren über 300 Stück ihres Zweiflüglers AEROMAN mit 40 kW Nennleistung exportieren [49]. Solche Beispiele lassen den Schluß zu, daß die Windenergie zumindest in einigen Ländern als ernsthafter Beitrag zur nationalen Energieversorgung angesehen wird, der zwischen 3 und 15 % liegen könnte.

Als Argument gegen eine Nutzung der Windenergie wird häufig die *Versorgungsunsicherheit* genannt. Die Sicherheit der Versorgung kann nur durch die simultane Nutzung anderer Energieträger gewährleistet werden, deren Leistung sich in Abhängigkeit vom Windangebot variieren läßt. Die Versorgungsunsicherheit der Windenergie wird im übrigen durch eine Verbundschaltung mehrerer, ausreichend voneinander entfernter Anlagen deutlich reduziert. *Molly* gibt in [21] beispielsweise für eine Station mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von 6 m/s 1 700 jährliche Flaustunden ohne Leistungsabgabe an. Bei drei Stationen mit gegenseitigem Abstand von 60 km vermindert sich diese Zeit auf 700 h, und für Abstände von 260 km ergeben sich nur noch 250 h. Der Anlagenverbund ist bei der Einspeisung in das öffentliche Netz automatisch gegeben.

Im Vergleich zur Erzeugung von Elektroenergie und deren Einspeisung in das öffentliche Netz sind die anderen Nutzungsvarianten des Windes von untergeordneter Bedeutung. Dennoch sollte man sie nicht verwerfen. Bei der *Erzeugung von Wärme* im eigenen Haus durch ein eigenes Windrad sind für den Nutzer Energieerzeugung und -verbrauch augenfällig gekoppelt, so daß bei erträglichem technischem Aufwand und guten Speichermöglichkeiten der private Besitz eines Windrades erstrebenswert sein könnte.

Wasserförderung durch Wind ist interessant für Melioration, Wasserwirtschaft und die Weidewirtschaft. In Mitteldeutschland hat das Ingenieurbüro für Melioration Bad Freienwalde spezielle Windradvarianten für die Versorgung von Viehtränken und die Polderentwässerung entwickelt. Und schließlich ist die autarke Versorgung mit Elektroenergie ein Wunsch ungezählter Besitzer von Lauben oder Wochenendhäusern.

Die Windenergie wird wohl künftig an Konkurrenzfähigkeit gewinnen. Die Technik ihrer Nutzung erreicht gegenwärtig einen modernen Stand, und ihre *Belastungen der Umwelt* sind es vergleichsweise kaum wert, genannt zu werden: Störung des ungehinderten Vogelfluges, Veränderungen im Landschaftsbild und Rauschen in der unmittelbaren Umgebung eines Windrades. Und selbst bei dem höchsten technisch möglichen Ausmaß der Nutzung sind nachteilige Folgen durch eine Verminderung der mittleren Windgeschwindigkeit nicht zu befürchten.

Zeittafel

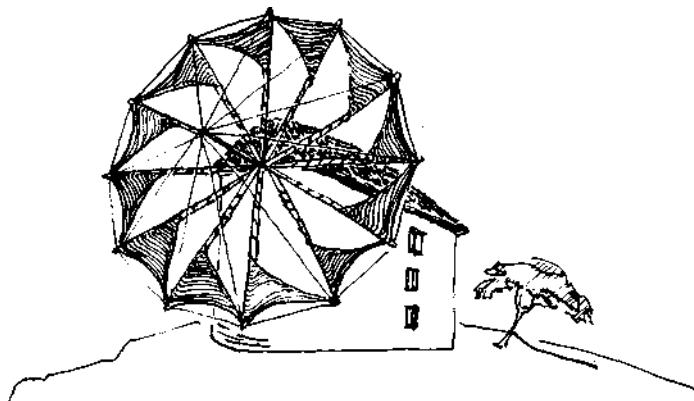
500 v. u. Z.	Tiermühlen
200 v. u. Z.	Handmühlen
100 v. u. Z.	Wasserradmühlen
644	Berichte über Mühlen in Seistan (Segistan)
900	Erwähnung tibetischer Gebetsmühlen
947	<i>Al-Masudi</i> berichtet über Mühlen in Seistan
1180	erste Bockwindmühle im Herzogtum Normandie
1191	Windmühlen in England (Post-Mills)
1204	Windmühlen auf Kreta
1214	Windmühlen in Renneville (Frankreich)
1216	Bestätigung des Baurechtes für Windmühlen in der Normandie
1222	Bockwindmühle in Köln
1234	Bockwindmühle im Kloster Uetersen (Schleswig-Holstein)
1253	urkundliche Erwähnung der Mühle in Köln
1274	Bockwindmühle in Holland
1285	erste Windmühle in Berlin
1296	Windmühlen in Plau und Wismar (Mecklenburg)
1332	Windmühlen in Italien (Venedig) und Spanien
1359	Turmwindmühle in Uetem (Niederrhein)
1373	Windmühle in Meißen (Sachsen)
1377	Bockwindmühle in Polen
1402	Windmühle in Afrika (Kanarische Inseln)
1414	Erwähnung der Wippmühle
1430	Erwähnung des Sackaufzuges an einer deutschen Bockwindmühle
1439	erste Windmühle zum Kornmahlen in Holland
1444	Turmwindmühle in Holland
1481	Windmühle mit drehbarer Haube (nicht gesichert)
1526	erste achteckige Holländerwindmühle
1576	Windmühle in Südamerika
1598	Erfindung des Schraubenköchers (für Tjasker)
1600	Lizenz für Sägewindmühle an den Holländer <i>Lootjes</i>
1607	Windmühle in Südafrika
1632	Windmühle in Nordamerika
1650	Erwähnung des Tjaskers
1697	Windmühlen in Rußland
1745	Patentierung des Seitenrades (Windrose)

1771	Erfindung der Zentrifugalpumpe für Windmühlen
1797	Windmühlen in Australien
1807	Klappenflügel mit Federn von <i>W. Cubitt</i> England
1850	Paltrockwindmühle in Deutschland
1876	Vielblattrotor (Farmertyp) in USA vorgestellt
1891	Verbesserung der Flügel durch den Dänen <i>La Cour</i>
1917	<i>Betz</i> und <i>Bilau</i> entwickeln Ventikantenflügel
1924	<i>Bilau</i> entwickelt ersten Schnellläufer
1926	Patent an den Franzosen <i>Darrieus</i>
1926	der Finne <i>Savonius</i> entwickelt Vertikalachsenrotor
1930	erste 100-kW-Windenergieanlage (UdSSR)
1939	<i>Hüttner</i> entwickelte aerodynamische Theorie der freifahrenden Windturbine
1941	erste 1-MW-Windenergieanlage (USA)
1951	Einblattrotor ist serienreif
1981	Versuchsbetrieb der 400-kW-Windenergieanlage MONOPTEROS mit Einblattrotor (BRD)
1982	Versuchsbetrieb der 3-MW-Windenergieanlage GROWIAN (BRD)
1984	erster europäischer Windpark in Garriguella (Spanien) mit 120 kW
1987	weltweit sind 16 000 Windenergieanlagen (1 100 MW) in Betrieb; davon 14 000 Anlagen in den USA
1987	30 Windenergieanlagen (1 200 kW) bilden den Windpark an der Elbemündung (BRD)
1987	23 Windenergieanlagen (4 600 kW) bilden den Windpark Zeebrugge (Holland); Stromerzeugung mit einer Computersteuerung
1989	340 Windenergieanlagen (8500kW) bilden die Windfarm Tehachapi, Kalifornien (USA)

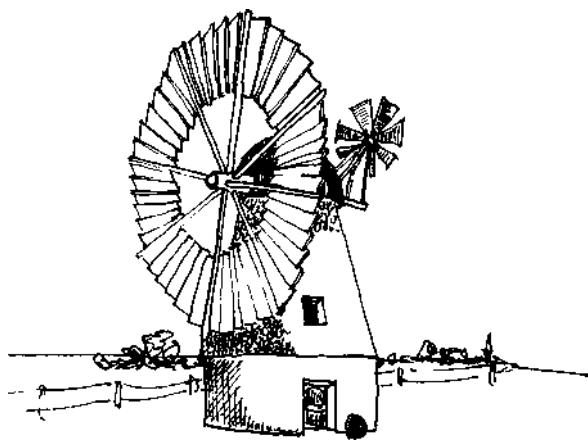
Bilderanhang

Windmühlen und Windräder

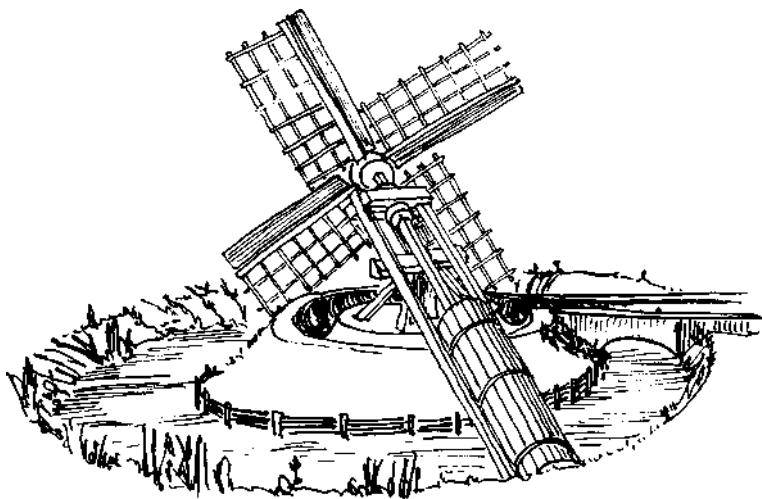
im Laufe ihrer Entwicklung



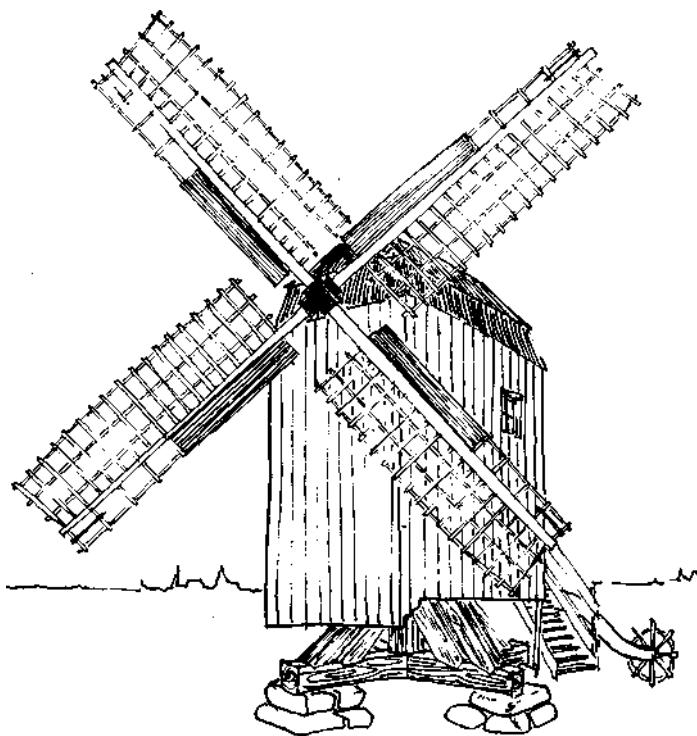
Windmühle des Mittelmeerraumes



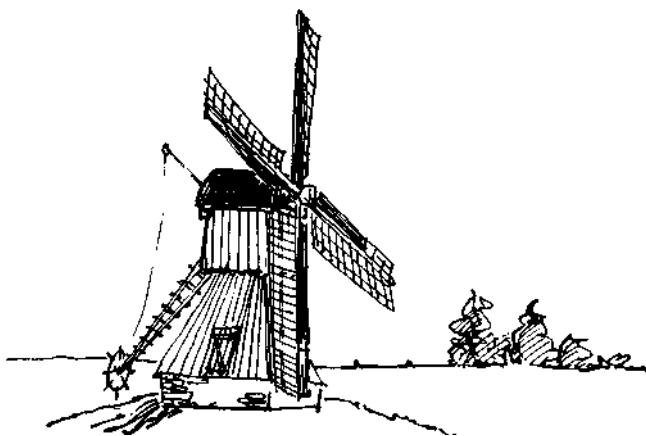
Radwindmühle



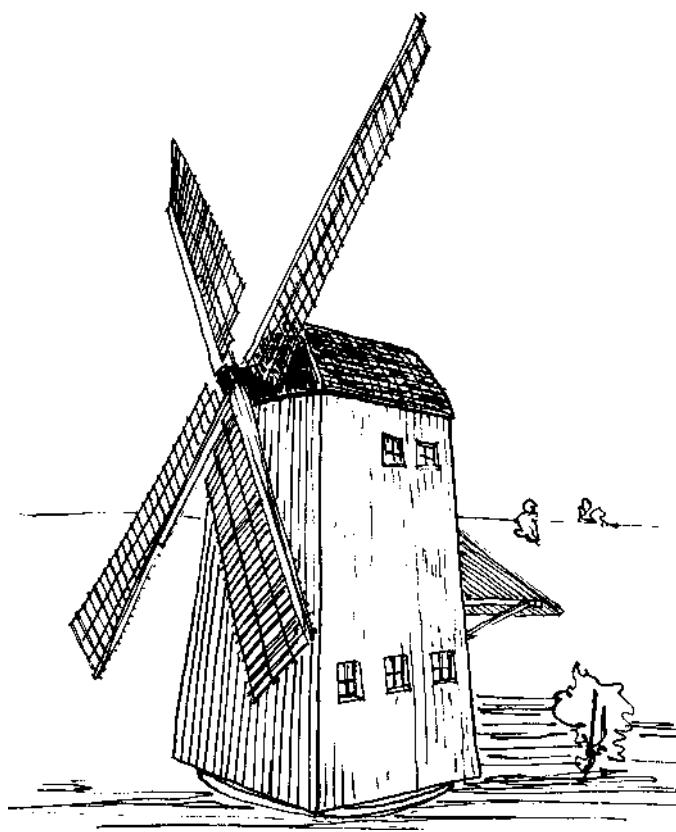
Tjasker



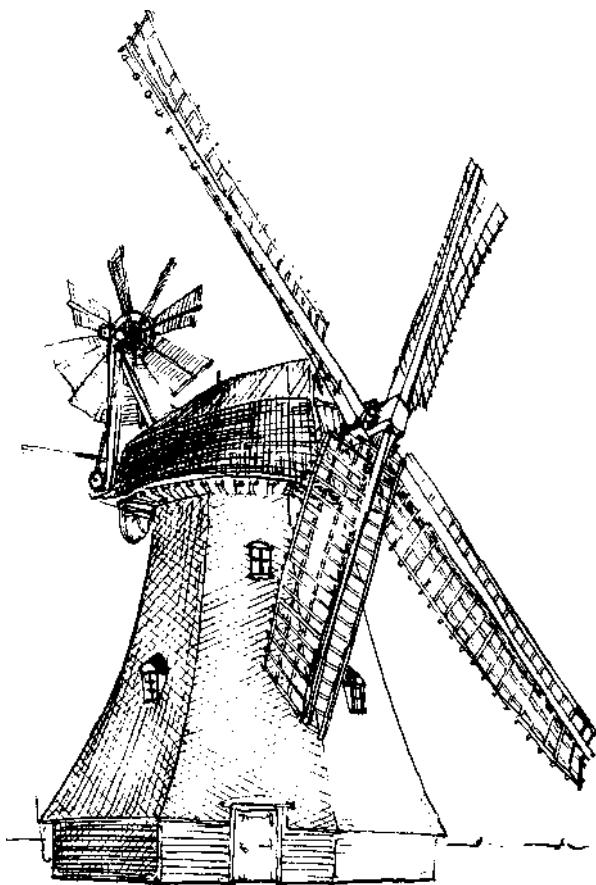
Bockwindmühle



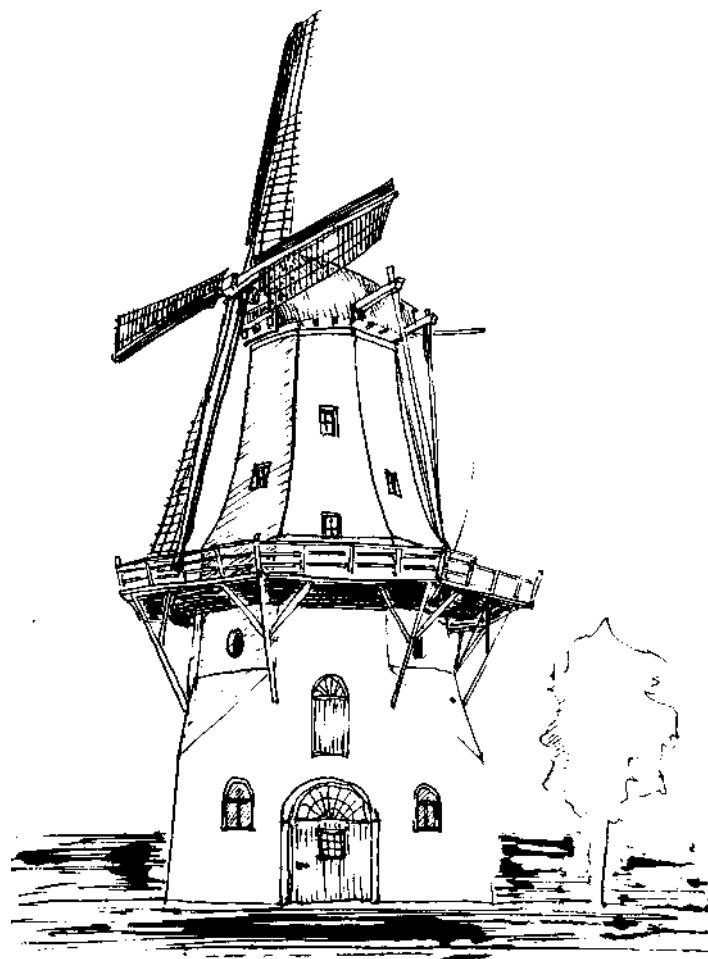
Köcherwindmühle



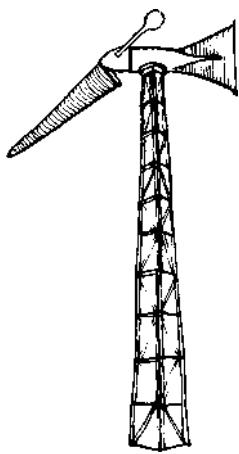
Paltrockwindmühle



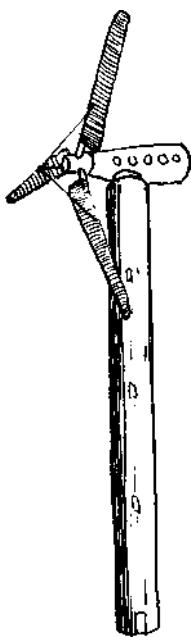
Erd-Holländerwindmühle



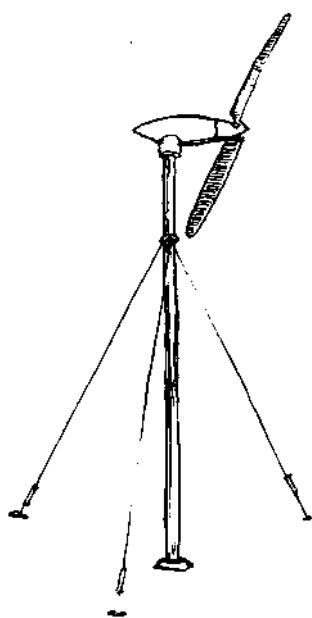
Galerie-Holländerwindmühle



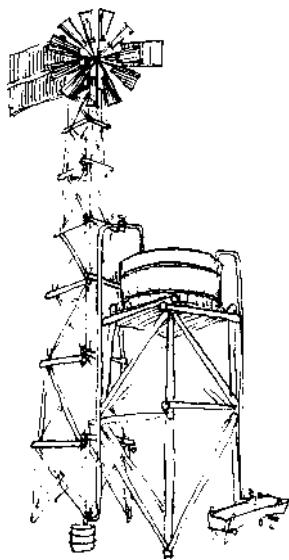
Einblattrotor, Luvläufer



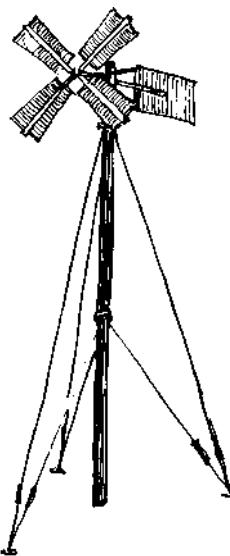
Dreiblattrotor



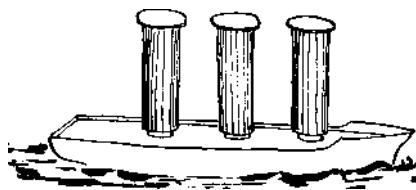
Zweiblattrotor, Leeläufer



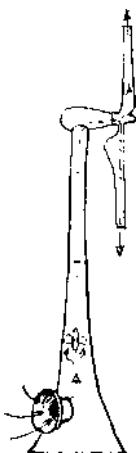
Farmer-Rotor



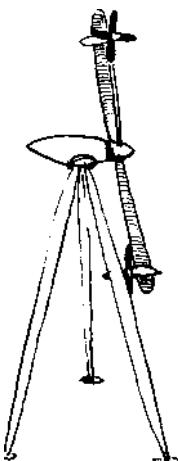
La Cour-Rotor



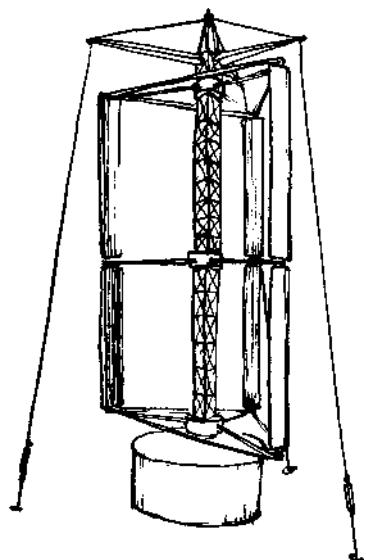
Flettner-Rotor



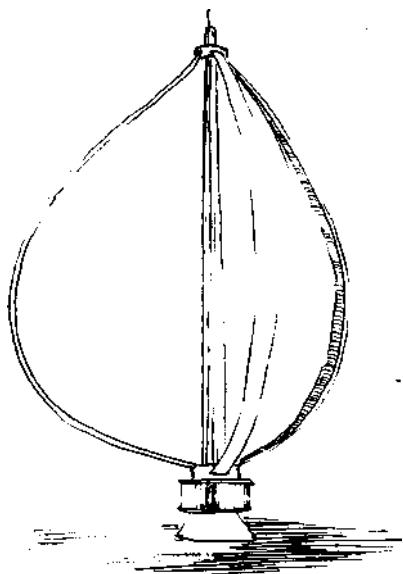
*Pneumatische Welle
(Enfield-Andreau)*



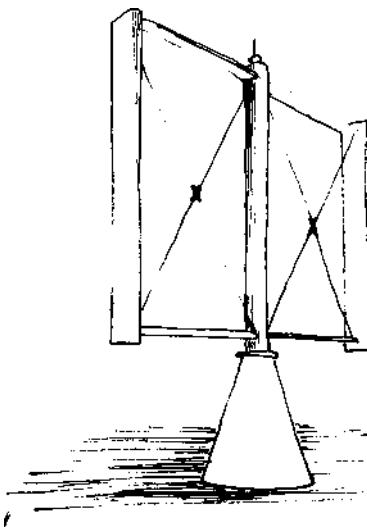
Schlepperturbine



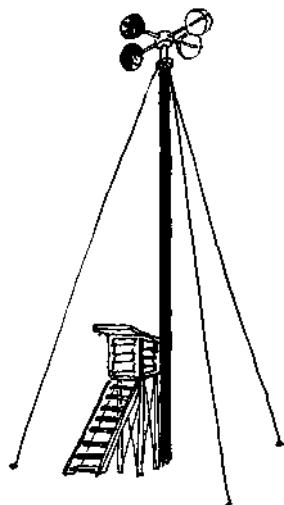
Giromill



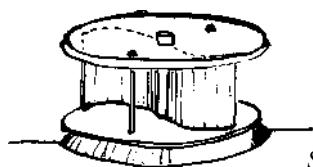
Kettenlinien-Darrieus-Rotor



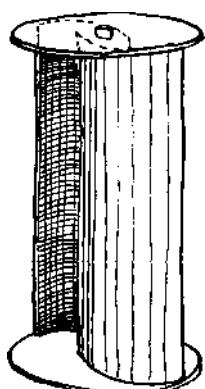
H-Darrieus-Rotor



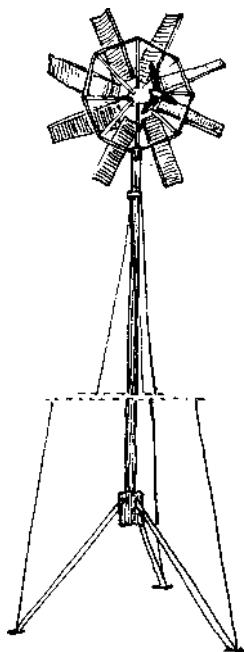
Schalenkreuz



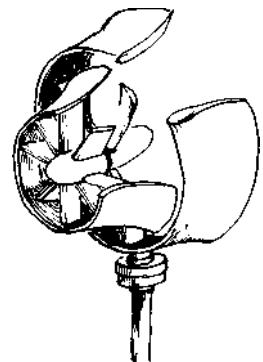
Savonius-Rotor



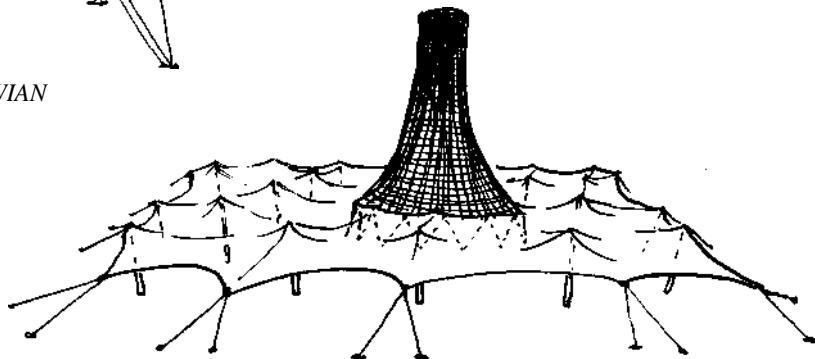
Split-Savonius-Rotor



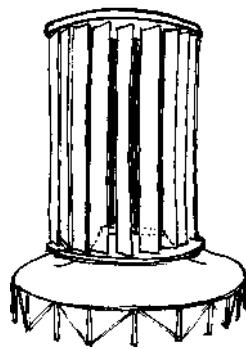
BERWIAN



Mantelturbine



Thermikturm



Tornadoturm

Literaturverzeichnis

- [1] *Schilling, E. M.*: Handbuch des Mühlenrechts. Leipzig: Ökonomie- und Forst-Exped. 1829
- [2] *Gerster, G.*: Brot und Salz - Flugbilder. Basel: Birkhäuser-Verlag 1985
- [3] *Notebaart, J. C.*: Windmühlen. Den Haag: Mouton-Verlag 1972
- [4] *Neumann, F.*: Die Windmotoren. Weimar: B. F. Voigt Verlag 1881
- [5] *Fröde, E.; Fröde, W.*: Windmühlen in Deutschland, Holland, Belgien. Köln: DuMont Buchverlag 1981
- [6] *Torrey, V.*: Wind-Catchers. Brattleboro, Vermont: St. Greene Press 1976
- [7] *Baumgartner, F.*: Handbuch des Mühlenbaus und der Müllerei. Berlin: Löwenthal Verlag 1900
- [8] *Neumann, F.*: Die Windmühlen, ihr Bau und ihre Berechnung. Weimar: B. F. Voigt Verlag 1864
- [9] *Meyer, G.*: Windkraftwerke. Leipzig: Fachbuchverlag 1954
- [10] *Jarass, L, u. a.*: Windenergie - eine systematische Bewertung. Berlin, Heidelberg, New York: Springer-Verlag 1980
- [11] *Hellmann, G.*: Über die Bewegung der Luft in den untersten Schichten der Atmosphäre. Meteor. Ztschr. 32 (1915) H. 1, S. 1-16
- [12] *Beiz, A.*: Windenergie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen. Göttingen: Vandenhoeck & Ruprecht 1926
- [13] Klimadaten der DDR - Ein Handbuch für die Praxis. Reihe B, Bd. 4. Wind. Potsdam: Meteorologischer Dienst 1983
- [14] *Rasch, D.*: Elementare Einführung in die mathematische Statistik. Berlin: Verlag der Wissenschaften 1968
- [15] *Witte, H.*: Windkraftwerke. Pößneck: R. Lang Verlag 1950
- [16] Seminar Windenergie. Berichte der KFA Jülich, 1974
- [17] *Gleisberg, H.*: Das kleine Mühlenbuch. Dresden: Deutsche Heimatbücherei 1956
- [18] *Käthe, K.*: Praxis solar- und windelektrischer Versorgung. Düsseldorf: VDI-Verlag 1982
- [19] *v. Cube, H. L.*: Handbuch der Energiespartechnik. Bd. 3. Karlsruhe: Verlag C. F. Müller 1983
- [20] Statusbericht Windenergie. Düsseldorf: VDI-Verlag 1980
- [21] *Molly, J. P.*: Windenergie in Theorie und Praxis. Karlsruhe: Verlag C. F. Müller 1978
- [22] Wind Energy Converter FLAIR 8. Institut für Aerodynamik und Gasdynamik der Universität Stuttgart. 1986
- [23] Windkraftanlage Darrieus DZ 12. DORNIER System GmbH Friedrichshafen. 1985
- [24] *Hütter, U.*: Beitrag zur Schaffung von Gestaltungsgrundlagen für Windkraftwerke. Diss. TH Wien 1942
- [25] *Hütter, V.*: Die Entwicklung von Windkraftanlagen zur Stromerzeugung in Deutschland. Brennstoff - Wärme - Kraft 6 (1954) H. 7, S. 270
- [26] *Hütter, U.*: Moderne Windturbinen. Köln-Opladen: Westdeutscher Verlag 1979
- [27] *Putnam, P. C.*: Power from the Wind. Toronto, New York, London: Van Nostrand 1948

- [28] *Just, W.*: Windmotor mit vertikaler Achse bei Auftriebsnutzung. Diss. TH Breslau 1936
- [29] *Albring, W.*: Angewandte Strömungslehre. Berlin: Akademie-Verlag 1978
- [30] *Rechenberg, I.*: BERWIAN konzentriert den Wind. Sonnenenergie 1984, H. 2, April, S. 5-10
- [31] *Yen, J. T.*: Summary of Recent Progress on Tornado-Type Wind Energy Systems (3. WE Workshop). Springfield: U.S.-Dept. of Commerce 1977
- [32] *Honnef, H.*: Windkraftwerke. Braunschweig: Fr. Vieweg & Sohn AG 1932
- [33] *Flettner, A.*: Mein Weg zum Rotor. Leipzig: Koehler & Amelang 1926
- [34] *Räch, H.; Bertholdt, J.*: Windschiffe. Berlin: Verlag Technik 1988
- [35] *Eldridge, F.*: Wind Machines. Report National Foundation AER-75-12937, 1975
- [36] *Claussnitzer, H.*: Einführung in die Elektrotechnik. 8. Aufl. Berlin: Verlag Technik 1982
- [37] Taschenbuch Elektrotechnik. Hrsg. von *E. Philippow*. Bd. 5. Elemente und Baugruppen der Elektroenergiotechnik. 2. Aufl. Berlin: Verlag Technik 1986
- [38] *Lauer, H.; Machens, U.*: 15-kW-Windkraftanlage arbeitet auf das Verbundnetz. Elektrotechn. Ztschr. 100 (1979) S. 1203
- [39] *Fateev, E. M.*: Wetrodvigateli i wetroustanovki (Windgeneratoren und Windenergieanlagen). Moskva: OGIS Seljchosgis 1948
- [40] *Fleischmann, A.*: Die Ausnutzung der Windkraft. Bericht Nr. 4 der Ventimotor GmbH Weimar 1941
- [41] *Armbrust, S.*, u. a.: Nutzung der Windenergie. Studie BMFT, Teil III. Frankfurt/M.: BreidensteinKG 1976
- [42] *Lindner, F.; Scheunemann, K.*: Die Entwicklung eines dynamischen Glaubersalz-Latentwärmespeichers bis zur Serienreife. Bericht DFVLR-FB 81-32, 1981
- [43] *Frisch, F.*: Bei Sonne läuft der Zähler rückwärts. Bild der Wissenschaft 20 (1983) H. 10, S. 32
- [44] Weltweit größter Batteriespeicher. Bauphysik 9 (1987) H. 2, S. 43
- [45] *Hallmann, W.; Nonhoff, G.*: Projektierung und Ausführung eines Windrades zur Erzeugung elektrischer bzw. thermischer Energie. Köln-Opladen: Westdeutscher Verlag 1982
- [46] *Schlömer, L.; Schmilz, D.; Tietze, A.*: Private Nutzung der Windenergie. Köln: Verlag TÜV Rheinland 1982
- [47] *Hütter, U.*: Betriebserfahrung mit der 100-kW-Windkraftanlage der Studiengesellschaft Windkraft. Brennstoff - Wärme - Kraft 16 (1964) H. 7, S. 333
- [48] *Park, J.*: Simplified Wind Power Systems for Experimenters. Sylmar, California 1975
- [49] *v. König, F.; Schmidt, B.*: Der Wind geht ans Netz. Hobby 1986, H. 9, S. 35-39
- [50] Vindenergi i Sverige. Resultatrapport Juni 1977. Namden för energiproduktionsforskning NE 1977, Stockholm 1977
- [51] *Rosen, G.; Deabler, H. G.; Hall, D. G.*: Viability of Large Wind Generator Rotors. 10th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, University of Delaware, Newark, August 1975

Sachwörter- und Namenverzeichnis

Abschattung 84, 121
AEROMAN 127
Akkumulator 111, 115 f.
Al-Masudi 13
Andreau 101
Anlaufgeschwindigkeit 64
Anstellwinkel 34, 74, 77 ff.
Anströmgeschwindigkeit 78
Arbeitsmaschine 71
Arbeitspunkt 67 f.
Asynchronmotor 67, 107 f.
Auftriebsbeiwert 74
Auftriebskraft 74, 77
Aufwindkraftwerk 101

Beaufort 54
Beladeleistung 113
BERWIAN 97, 139
Betriebspunkt 69
Betz-Faktor 61
Bicycle-Typ 100
Bilau, K. 43
Bjerkes, V. 47
Blattanzahl 83
Bock 17
Bockwindmühle 16ff., 131
Bremse 41, 123
Bruststück 33
Bunkler 19

Corioliskraft 46
Cube, H. L. von 73, 104, 116
Cubitt, W. 43

Darrieus 90
Darrieus-Rotor 88 ff.
Deckungsanteil 110 f.
Delta-Rotor 91
Deutsche Windmühle 26

Dichte
Luft 46
Speichermaterial 117
Dornier DZ 12 94
Drehheck 43
Drehmomentenbeiwert 70
Drehrollen 26, 29
Dreiblattrotor 83 f., 135
Drucksprung 60

Einblattrotor 83, 86 f., 135
Eklipsesystem 81
Elektroenergie 111
Energiedichte 59
Energieerzeugung 126
Energiegewinn
Funktion der Anlaufgeschwindigkeit 65
theoretischer 62
Vorausberechnung 62
Energiespeicher 103, 115
Energieumwandlung 105 ff.
Enfield-Andreau-Windrad 101, 136
Entladeleistung 113
Erd-Holländerwindmühle 31, 133
ERNO-VAWIAN 95
Exergie 112

Farmer-Rotor 81, 136
Federjalousie 43
Feststoffspeicher 119
FLAIRS 86 f.
Flettner 100
Flettner-Rotor 100 f.
Flügel
Profil 77
Türen 34
Umriss 79 f.
Verdrehung 78
Welle 20
Fröde, E. und W. 16
Fußbodenheizung 117

- Galeriemühle 31, 134
 Gebetsmühle 13
 Getriebe 124f.
 Gleichstromgenerator 105 f.
Gleisberg, H. 16
 Gleitzahl 74
 Giromill 102, 137
 GROWIAN 77, 84 f., 126
- Hausbaum 17
 H-Darrieus-Rotor 93, 137
 Heizen 109
Hellmann, G. 54
 Hochdruckwetterlage 46
 Holländerwindmühle 26, 31
 Holzgattertyp 34
Honnef, H. 100
 Horizontalachsenrotor 76
 Horizontalwindmühle
 allgemein 11
 persische 12
Hütter, U. 83
- Investitionskosten 126
 Isoventen 63
- Jalousieflügel 34
- Kammrad 19, 29
 Kapazität 115
 Kennlinie 67ff., 104, 106 f.
 Kettenlinien-Rotor 90f., 137
 Klappenflügler 100
 Kleinstwindanlage 125
 Köcherwindmühle 23, 132
 Kokerwindmühle 23
 Kolbenpumpe 104
 Königswelle 23
 Konzentrationsfaktor 95
Käthe, K. 69, 71
 Kreiselpumpe 104
 Kreuzschwelle 17
 Kronrad 29
 Krühwerk 31
 Kurzschnellläufer 107
- La Cour, P.* 43
 La Cour-Rotor 136
 Ladegrad 113
 Langsamläufer 69
 Latentwärmespeicher 113
 Leeläufer 84, 121
- Leistung
 Beiwert 61, 68 ff.
 theoretische 61
 Verteilungsdichtefunktion 65
 Windmühle 43
- Luftmassengrenzen 47
 Luvläufer 84, 121
- Magnus-Effekt 100
 Mahlwerk 17f., 29
 Mantelturbine 96, 139
 Mehlbaum 17
 Mehlboden 18
Milde 41
Molly, J. P. 80, 100, 122, 127
 Mühle 11
 Mühlenrecht 44
- Nabe 122
 Netz 108 f.
Neumann, F. 13, 22
Notebaart, J. C. 12, 43
 Nutzungsgrad 113, 115
- Omar, Kalif* 13
- Paltrockwindmühle 26ff., 132
 Pendel-Anemometer 49
 Pendelnabe 122
 Perpetuum mobile 75
 Pfahlmühle 22
 Potenzgesetz, Hellmannsches 52
 Presse 41
 Profilhöhe 78
 Profilsehne 77
 Pumpspeicherwerk 112
- Radwindmühle 130
Rechenberg, J. 97
 Regeleinrichtung 33, 41, 43
Robinson, T. R. 49
 Rosette 41
- Sackaufzug 29
 Sägewindmühle 26
 Sattel 18
Savonius, S. J. 88
 Savonius-Rotor 88f., 123, 125, 138
 Schalenkreuz 138
 Schalenkreuzanemometer 49
 Schiebebaum 17
 Schlepperturbine 100f., 136
 Schnellläufer 82 ff.
 Schnellaufzahl 79

- Schreckmühle 25
 Schwingungsbelastung 98
 Schwungrad 112
 Segelgattertyp 34
 Segelwindmühle 15
 Selbstentladung 116
 Speicher
 Kapazität 113, 115
 Kennzahl 119
 Materialien 117
 Zeit 118
 Zyklus 113
 Spindelrad 19
 Split-Savonius-Rotor 89, 138
 Ständer 17
 Standfinken 17
 Standort 120
 Starrnabe 122
 Staudruck 59
 Stert 17
 Sterz 17
 Stockgetriebe 19
 Streckung 77, 81
 Stromnachfrage 109
 Stromunfall 126
 Strömungsverhältnisse 80
 Synchrongenerator 106 f.

 Thermikturm 101, 139
 Tiefdruckgebiet 47
 Tjasker 25, 131
 Tornadoturm 97, 139
 Torrey, V. W. 17
 Tragflügelprofil 74
 Turm 123

 Umfangsgeschwindigkeit 90
 Umweltbelastung 127
 Universal-Windmeßgerät 52

 Ventikantenflügel 43
 Verbundnetz 108 f.
 Verbundschaltung 108 f.
 Versorgungssicherheit 113
 Verteilung, integrale 57
 Verteilungsdichte 55
 Vertikalachsenrotor 87 ff.
 Vielblattrotor 81 f.

 Wahrscheinlichkeitsdichte 56
 Wärme
 Bedarf 111
 Erzeugung 127
 sensible 117
 Wärmestrom 118
 Warmwasserspeicher 112, 118 f.
 Wasserförderung 127
 Watt, J. 43
 Welle, pneumatische 101
 Wellkopf 33, 40
 Wetterfahne 49
 Widerstandsbeiwert 49, 72
 Widerstandskraft 72, 77, 79
 Windenergiekonverter 10
 Windenergiekonzentrator 95 ff.
 Windfangeinrichtung 11
 Windfarm 127
 Windgeschwindigkeit 52
 Windhose 47, 54
 Windmühlensterben 44 f.
 Windrad 10, 69 ff.
 Windradtypen 121
 Windrichtung 48, 50
 Windrose 26, 41 ff.
 Windstärkenskala 53
 Windstille 46, 52
 Windsysteme 46 f.
 Windturbine, amerikanische 123
 Windwechsel 47 ff.
 Wippmühle 23
 Wirbel
 Bildung 81
 Kern 98
 Schraube 96 f.
 Wirkungsgrad
 Getriebe 124
 theoretischer 61
 Windmühle 43
 Windrad 63

 Yen, J. T. 98

 Zentrifugalkraft 46
 Zweiblattrotor 83 f., 135
 Zyklon 47