

Windenergie

Ausarbeitung zum Vortrag
im Rahmen des Hauptseminars Experimentalphysik

Physikalische Grundlagen der Energieumwandlung

an der Universität Duisburg-Essen
Standort Duisburg
WS 2005/2006

Karoline A. Piegdon

Duisburg, im Jan. 2006

0. Gliederung
1. Motivation
2. Wind
 - 2.1. Meteorologie
 - 2.2. Windenergie
3. Nutzung der Windenergie
 - 3.1. Geschichtliches
 - 3.2. Vertikalachsen-Anlagen
 - 3.2.1. Der Savonius Rotor
 - 3.2.2. Der Darrieus Rotor
 - 3.3. Horizontalachsen-Anlagen
 - 3.3.1. Das Prinzip des Auftriebsläufers
 - 3.3.2. Das dänische Konzept
 - 3.3.3. Aufbau und Komponenten
 - 3.3.4. Problemstellungen und Lösungsansätze
 - 3.4. Der Flettner-Rotor (Magnus Effekt)
4. Vergleich verschiedener Energieumwandlungen /
Ausblick
5. Literaturverzeichnis

1. Motivation

Zur heutigen Zeit besteht selbst in der breiten Öffentlichkeit kein Zweifel mehr daran, dass der Treibhauseffekt direkt in Zusammenhang steht mit dem Ausstoß von CO₂ und anderen Treibhausgasen.

Laut einer Studie der DPG [1] aus dem September 2005 hat Deutschland zwar nur einen Anteil von 3-4% an der weltweiten Treibhausgasemission und kann demnach kaum einen Beitrag zur Verbesserung des Weltklimas liefern, aber eine Klimaschutzpolitik in Hinblick auf eine weitere Senkung der CO₂-Emission, einen Ausbau der regenerativen Energien und den Ausstieg aus der Atomkraft sollte auch gesehen werden mit Blick auf den Vorbildcharakter Deutschlands für andere Nationen.

Ziel Deutschlands war es in den letzten 15 Jahren, die CO₂-Emission bis 2005 um 25% zu senken, erreicht wurde hingegen nur eine Minderung von circa 9% [1]. Deshalb sollte es Motivation für die nächsten Jahre sein, trotz des Atomausstiegs die Reduktion der Treibhausgase weiter voranzutreiben. Eine wichtige Frage, die sich in diesem Zusammenhang stellt, ist wie man in Zukunft die Energieversorgung Deutschlands vollbringen soll.

Es bieten sich einige Arten regenerativer Energien an, die genutzt werden können oder schon genutzt werden. Eine der ältesten Arten, Energie umzuwandeln und zu nutzen, ist die Windenergie. Deutschland spielt bei der Energieproduktion aus Windenergie und bei der Herstellung von Windenergieanlagen (WEA) weltweit eine führende Rolle - nicht zuletzt aus dem Grunde, dass die CO₂ Produktion durch WEA sich primär auf die Herstellung und Entsorgung der Anlagen beschränkt, dass sich die Anlagen energetisch innerhalb weniger Monate amortisieren [2], und dass seit 1975 weltweit nur 22 Tote durch die Nutzung der Windenergie zu beklagen waren [3].

Trotz der genannten Vorteile ist man auch nach langjähriger Forschung weiterhin vor Probleme gestellt. Es erscheint also sinnvoll, sich – auch in physikalischer Hinsicht – in Zukunft weiter mit dem Thema der Windenergie zu beschäftigen und die Entwicklung voranzutreiben.

Die vorliegende Ausarbeitung möchte einen Überblick geben über die physikalischen Grundlagen der Windenergie, ihrer Nutzung und der Probleme, die bei der Umwandlung in elektrische Energie auftreten.

2. Wind

2.1. Meteorologie

Die Energie des Windes kommt primär von der Sonne. Etwa 1-2% der Energie, die auf der Erde ankommt, wird umgewandelt in die kinetische Energie des Windes [4].

Die in die Atmosphäre tretende Strahlung der Sonne regt die Treibhausgase wie z.B. CO₂ oder Methan, die in der Luft enthalten sind, zu Schwingungen an und erwärmt so die Atmosphäre. Außerdem erwärmt die Sonnenstrahlung den Erdboden, der seinerseits die Wärme teilweise in die umgebenden Luftschichten abstrahlt.

Da die Erwärmung der Luft nicht überall gleichermaßen auftritt, kommt es zu Druckunterschieden in der Atmosphäre, denn die wärmere Luft steigt wegen ihrer geringeren Dichte auf, es entsteht also ein Tiefdruckgebiet. In kälteren Regionen sinkt die Luft wieder herab, es entsteht ein Hochdruckgebiet. Wegen der Druckunterschiede bewegen sich die Luftmassen in den erdnahen Luftschichten vom Hoch- zum Tiefdruckgebiet, es entsteht also Wind.

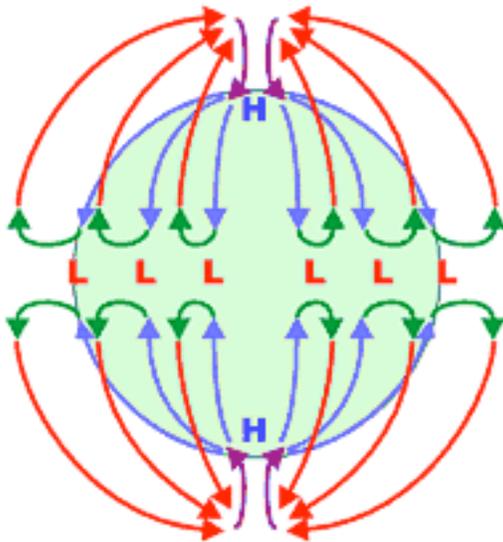


Abb.1: Einfachste Konvektionszelle auf der Erde [5]

Im einfachsten Falle (keine Erddrehung, keine Ekliptik, überall der gleiche Absorptionsgrad des Erdbodens) würde sich in der Erdatmosphäre eine einzige Konvektionszelle pro Erdhalbkugel ausbilden, wie in Abb.1 gezeigt. Da am Äquator die Intensität der Sonneneinstrahlung am größten ist, erwärmt sich dort die Luft am meisten, es entsteht ein Tiefdruckgebiet (L in Abb.1). An den Polen ist die Strahlungsintensität am geringsten, es entstehen Hochdruckgebiete (H in Abb.1). Die Luft steigt also am Äquator auf und sinkt an den Polen wieder herab. In Erdnähe kommt es so zu Winden von den Polen zum Äquator, in den höheren Luftschichten genau umgekehrt.

Bekanntermaßen ist die Situation auf der Erde aber nicht so einfach darstellbar. Bei der realen Entstehung der Winde gehen noch viele weitere Aspekte mit ein. Grob lassen sich die unterschiedlichen Winde in zwei Kategorien einteilen: die globalen und die lokalen.

Zur Entstehung der globalen Winde kommt es - wie eben schon beschrieben - durch unterschiedliche Sonneneinstrahlung. Beeinflusst werden die globalen Winde aber zusätzlich durch die Corioliskraft, die durch die Erdrotation entsteht. Die erwärmte Luft, die am Äquator aufsteigt, wird auf der Nordhalbkugel nach rechts abgelenkt (auf der Südhalbkugel nach links), bis die Corioliskraft circa beim dreißigsten Breitengrad ein Weiterfließen der Luft verhindert. In der Realität bilden sich auf diese Weise drei Konvektionszelle pro Erdhalbkugel, wie es in Abb.2 gezeigt wird. Weiteren Einfluss auf die globalen Winde nehmen die jahreszeitlichen Veränderungen der Sonneneinstrahlung, die durch die Ekliptik der Erde hervorgerufen werden, d.h. durch die Tatsache, dass die Achse der Erdrotation nicht senkrecht zu der Umlaufbahn um die Sonne steht. Außerdem verändern die verschiedenen Untergrundbeschaffenheiten auf der Erde die Zirkulation der Luftschichten. Beispiele dafür sind z.B. Gebirgszüge, die den

bodennahen Luftfluss unterbrechen bzw. ablenken, oder die Ozeane, die die Sonneneinstrahlung anders absorbieren als die Landmassen. Bei den zuletzt genannten Beispielen ist die Abgrenzung zu den lokalen Winden recht schwierig. Die lokalen Winde werden hauptsächlich hervorgerufen und beeinflusst von morphologischen Strukturen, von den unterschiedlichen Absorptionskoeffizienten der Untergründe,

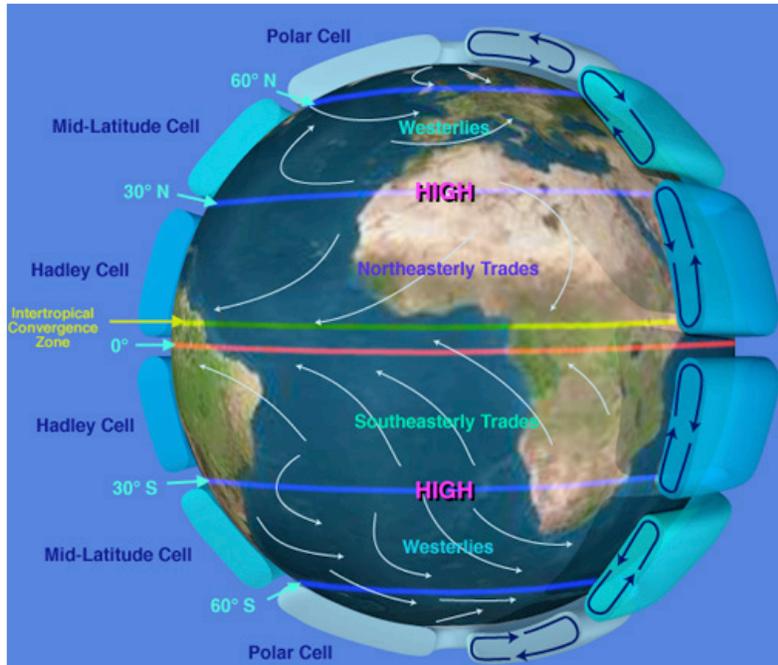


Abb.2: Reale Konvektionszellen auf der Erde [4]

den verschiedenen Wärmekapazitäten und in Folge der letzten beiden Aspekte durch die unterschiedlichen Temperaturen. So ist ein Beispiel für einen lokalen Wind der Seewind, der tagsüber an der Grenze vom Land zum Meer entsteht. Der Erdboden absorbiert die Sonnenstrahlung schlechter als das Wasser, es wird mehr Strahlung reflektiert, die die umliegenden Luftschichten erwärmt. Es kommt zu einem Temperaturgefälle vom Land zum Wasser und dadurch zu

Luftbewegungen vom Wasser zum Land. In der Nacht dreht sich dieser Effekt um, denn das Wasser gibt die am Tage gespeicherte Wärme an die Luft ab. Andere Beispiele für lokale Winde sind Berg- und Talwinde, die an strahlungsintensiven Tagen ungestört von großräumigen Windströmungen im Gebirge entstehen, z.B. der Föhn in den europäischen Alpen.

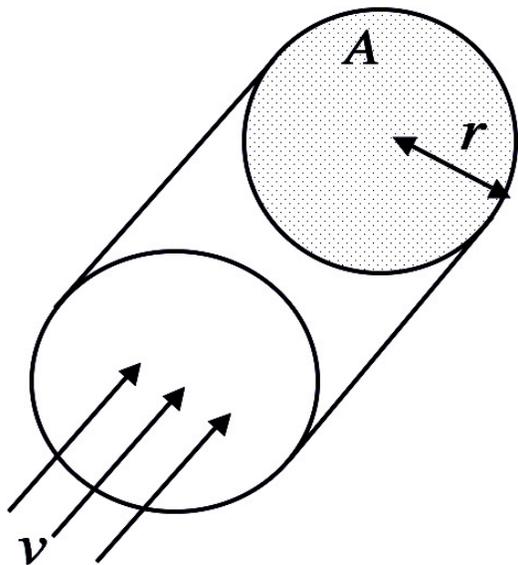


Abb.3: Zylinder, durch den die Luft mit der Geschwindigkeit v strömt

2.2. Windenergie

Die im Wind gespeicherte Energie ist die kinetische Energie der bewegten Luftmoleküle. Da die Nutzung der Windenergie heute fast ausschließlich über sich drehende Rotoren umgesetzt wird, die naturgemäß eine runde

Fläche überstreichen, ist es nahe liegend, für Berechnungen einen Zylinder mit der Grundfläche A anzunehmen (siehe Abb. 3). In der Zeit t durchströmt die Luftmasse $m = \rho \cdot V = \rho \cdot Avt$ die Fläche $A = \pi r^2$, wobei ρ die Luftdichte, V das Zylindervolumen und r der Radius der Grundfläche des Zylinders ist. Für die kinetische Energie der beobachteten Luftmasse folgt

$$E_{kin} = \frac{1}{2}mv^2 = \frac{\pi}{2}\rho r^2 t \cdot v^3$$

Analog ergibt sich für die im Wind enthaltene Leistung

$$P_{wind} = \frac{\pi}{2}\rho r^2 v^3$$

Ersichtlich hieraus wird, dass die Energie wider Erwarten proportional zur Windgeschwindigkeit in der dritten Potenz ist und nicht nur in der zweiten Potenz. Dies macht deutlich, dass es zur effektiven Nutzung der Windenergie besonders wichtig sein wird, hohe Windgeschwindigkeiten auf den Rotor zu erreichen.

Da man die an einem Ort herrschende Windgeschwindigkeit aber kaum beeinflussen kann, wird man versuchen, die im Wind enthaltene Leistung mit einem möglichst hohen Wirkungsgrad zu entnehmen. Wünschenswert wäre, die kinetische Energie zu 100% in elektrische umwandeln zu können. Dies wird aber nicht möglich sein, denn die vollständige Entnahme der Energie würde bedeuten, dass die Luft hinter dem Rotor die Geschwindigkeit 0 hätte, und nachströmende Luft nicht mehr abtransportiert werden könnte. Zu erwarten ist also, dass es einen maximalen Wirkungsgrad kleiner 1 gibt. Eine Aussage zu diesem maximalen Wirkungsgrad macht das Betz'sche Gesetz, das im Folgenden hergeleitet wird.

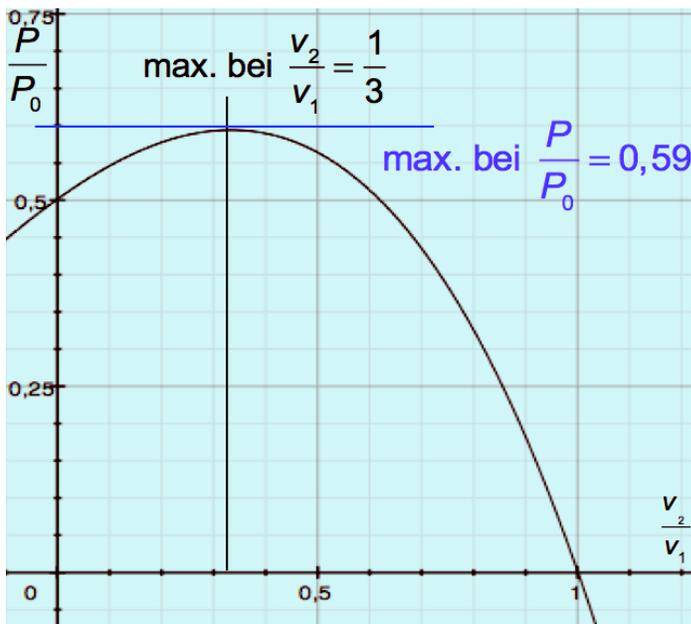


Abb.4: Das Betz'sche Gesetz

Annahme sei, dass die Luft vor dem Rotor die Geschwindigkeit v_1 und hinter dem Rotor die Geschwindigkeit $v_2 \neq 0$ habe. Dann ist die mittlere Geschwindigkeit durch den Rotor

$$v = \frac{1}{2}(v_1 + v_2)$$

Für die am Rotor entnommene Leistung folgt

$$P = \frac{1}{2t}m(v_1^2 - v_2^2)$$

Setzt man den Massenstrom

$$\frac{m}{t} = \frac{1}{2t}\rho A(v_1 + v_2)$$

ein, ist

$$P = \frac{1}{4t} \rho (v_1^2 - v_2^2) (v_1 + v_2) A$$

Die Leistung des ungestörten Windes durch die Fläche A wäre

$$P_0 = \frac{1}{2t} \rho v_1^3 A$$

Bildet man das Verhältnis von entnommener Leistung zu angebotener Leistung – also P/P_0 , was dem Wirkungsgrad der Anlage entsprechen würde, so folgt

$$\frac{P}{P_0} = \frac{1}{2} \left(1 - \frac{v_2^2}{v_1^2}\right) \left(1 + \frac{v_2}{v_1}\right)$$

Der Wirkungsgrad hängt also nur noch von den Verhältnissen der Windgeschwindigkeiten vor und nach dem Rotor ab. Trägt man nun den Wirkungsgrad über dem Verhältnis der Windgeschwindigkeiten auf, wie in Abb.4 geschehen, so zeigt sich ein Maximum des Wirkungsgrades von 59% bei einem Verhältnis der Geschwindigkeiten vor und hinter dem Rotor von 3:1. Das Betz'sche Gesetz besagt also, dass dem Wind maximal 59% seiner Leistung entnommen werden können. Wirkungsgradangaben von Windenergieanlagen beziehen sich letztendlich immer auf den Betz'schen Wirkungsgrad. Man setzt den Betz'schen Wirkungsgrad als 100% an, und bezieht Angaben immer auf diesen Wert.

Da nun die starke Abhängigkeit der Leistung einer WEA von der Windgeschwindigkeit bekannt ist, erscheint es sinnvoll auch Aussagen über die Geschwindigkeitsverteilungen an einem Standort machen zu können, um die Effizienz einer Anlage voraussagen zu können. Die mittlere Windgeschwindigkeit über das Jahr lässt sich natürlich observieren, aber dadurch kann noch keine eindeutige Aussage über das Windangebot gemacht werden. In der Vergangenheit nahm man an, dass die Windgeschwindigkeiten einer Gauß-Verteilung folgend, die proportional zu e^{-x^2} ist, um die mittlere Geschwindigkeit streuen. D.h. es würde eine symmetrische Kurve vorliegen. Das hat sich aber in der Realität nicht bestätigt, was zu Effizienzausfällen und kürzeren Lebensdauern der Anlagen geführt hat, da extreme Windereignisse häufiger auftraten als berechnet. Heute nimmt man an, dass die Geschwindigkeitsverteilung einer Weibullverteilung folgt :

$$w(x) = 1 - e^{-\left(\frac{x}{x_0}\right)^m}$$

hierbei sind x_0 der Wendepunkt der Kurve und m der Weibullexponent, der eine Aussage über die Steigung und Form der Kurve macht. Eine Weibullverteilung beschreibt viele natürliche Vorgänge, sie wird meistens für zeitlich unkorrelierte

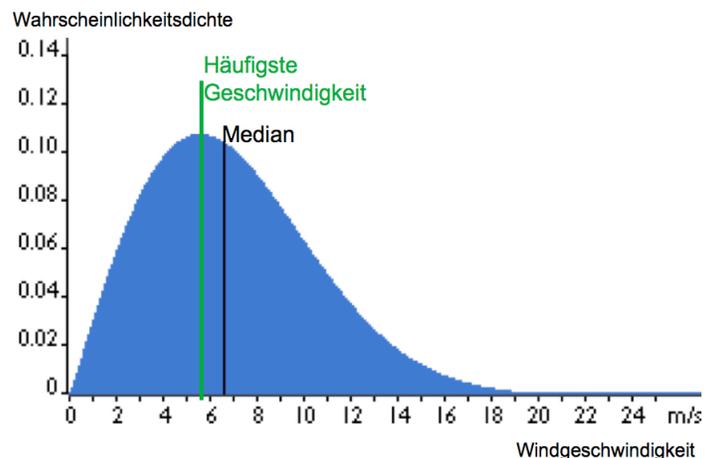


Abb.5: Die Weibullverteilung [4]

Lebensdauerberechnungen herangezogen. Leitet man die Verteilungsfunktion einmal nach x ab, so erhält man die zugehörige Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion

$$w'(x) = m \frac{x^{m-1}}{x_0^m} e^{-\left(\frac{x}{x_0}\right)^m}$$

Für die Wahrscheinlichkeit des Auftretens einer bestimmten Windgeschwindigkeit folgt analog

$$h(v) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k}$$

wobei hier k der Formparameter und A die auf die Weibullfunktion skalierte mittlere Windgeschwindigkeit ist. Aufgetragen ist die Wahrscheinlichkeitsdichte über der Windgeschwindigkeit in Abb.5. Auffallend ist die unsymmetrische Form. Es gibt hier im Gegensatz zu der Gauß-Verteilung eine deutlich von Null verschiedene Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von extremen Windgeschwindigkeiten. Außerdem kommt es durch die Asymmetrie zu einer Unterscheidung zwischen der häufigsten Windgeschwindigkeit (dem Maximum der Kurve) und der mittleren Windgeschwindigkeit (dem Median). Das sind wichtige Erkenntnisse in Zusammenhang mit Effizienz- und Lebensdauerberechnungen von WEA, auf deren Aufbau und Nutzung im Folgenden eingegangen wird.

3. Nutzung der Windenergie

3.1. Geschichtliches

Die Nutzung der Windenergie fing vermutlich schon vor mehreren tausend Jahren durch den Bau von Segelschiffen an, bei denen die kinetische Energie des Windes genutzt wurde, um eine Fortbewegung zu ermöglichen. Die ersten Windmühlen wurden in Persien im siebten Jahrhundert errichtet, deren Aufbau und Wirkprinzip denen späterer Jahrhunderte gleicht. In Europa sind Windmühlen zur Verrichtung mechanischer Arbeit seit dem elften Jahrhundert nachgewiesen. In Deutschland entstanden im 13ten Jahrhundert Windmühlen, die ein vollständig drehbares Mühlenhaus hatten, und sich demnach in den Wind drehen konnten [6]. Diese Windmühlen waren alle Widerstandsläufer mit einer horizontalen Rotorachse.

Die erste Anlage zur Erzeugung elektrischer Energie wurde 1887-1888 von Charles F. Brush in den USA gebaut. Die Horizontalachsenanlage mit 144 Rotorblättern hatte einen Durchmesser von 17m und erzeugte 12kW Energie, das reichte gerade um die Batterien im Keller des Hauses der Familie Brush zu laden [4].

Im zweiten Weltkrieg wurden in Dänemark erstmals zwei- und dreiblättrige Anlagen gebaut, die heutigen WEA ähneln. Anfangs erzeugten diese noch

Gleichstrom, ab den 50er Jahren wurde es durch den Einsatz von Asynchrongeneratoren möglich auch Wechselstrom zu erzeugen [4]. Die Effizienz der Anlagen hielt sich in Grenzen, so dass eine weitere Entwicklung nicht wirtschaftlich erschien. Das Interesse an der Windenergienutzung erwachte erst wieder mit der ersten Ölkrise 1973. Seit dem hat eine ständige Weiterentwicklung dazu geführt, dass heutige Onshoreanlagen Rotoren bis zu 80m Durchmesser und eine Nennleistung von 2,5MW besitzen. In der Vergangenheit wurden unterschiedliche Konzepte zur Erzeugung elektrischer Energie aus Wind entwickelt und umgesetzt. Vorstellen werde ich hier die der Vertikalachsenanlagen, der Horizontalachsenanlagen und den Flettnerrotor, der den Magnuseffekt nutzt.

3.2. Vertikalachsenanlagen

Bei den Vertikalachsenrotoren gibt es zwei Haupttypen, die am häufigsten gebaut wurden: den Savonius- und den Darrieus-Rotor.

3.2.1. Der Savonius Rotor

Der Savonius Rotor wurde in der Vergangenheit nie genutzt um elektrische Energie zu erzeugen. Er wird aber auch heute immer noch als Anlaufhilfe für andere Vertikalachsen-Rotoren genutzt und in Anemometern verbaut, die zur Windgeschwindigkeitsmessung dienen.

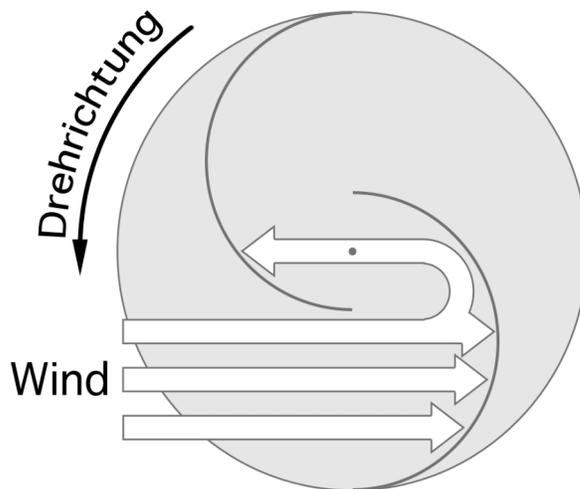


Abb.6 Der Savonius Rotor in der Aufsicht [7]

Der Savonius Rotor ist ein Widerstandsläufer, der also nicht wie heutige WEA das Auftriebsprinzip nutzt. Wie in Abb.6 gezeigt, besteht er aus zwei oder mehr an der vertikalen Rotorachse angebrachten Schaufeln. Der Wind trifft (hier von links) auf die aktive Schaufel, an der er einen gegenüber der passiven Schaufel erhöhten Widerstand erfährt. Er wird auf der aktiven Schaufel teilweise reflektiert und auf die passive umgeleitet. Somit kann eine äußere Umlaufgeschwindigkeit erzielt werden, die höher ist als die Windgeschwindigkeit.

Durch den horizontal symmetrischen Aufbau, ist der Savonius Rotor - wie fast alle Vertikalachsenrotoren - unabhängig von der Windrichtung. Weitere Vorteile liegen im Anlaufen und den hohen Drehmomenten schon bei niedrigen Windgeschwindigkeiten, deshalb wird diese Bauart hauptsächlich als Anlaufhilfe für andere Rotoren und z.B. zum Wasserpumpen verwendet. Eine Nutzung zur Erzeugung elektrischer Energie ist aber nicht sinnvoll, da der Savonius Rotor

durch die relativ niedrigen Drehzahlen eine zu geringe Leistungsentnahme im Vergleich zu heutigen Anlagen hat. Außerdem ist eine Drehzahl- und Leistungsregelung nur schwer umsetzbar. Auch das Abschalten der Anlage bei hohen Windgeschwindigkeiten, das Beschädigungen vermeiden soll, gestaltet sich schwierig. Die Schaufeln müssen so ausgelegt werden, dass entstehende

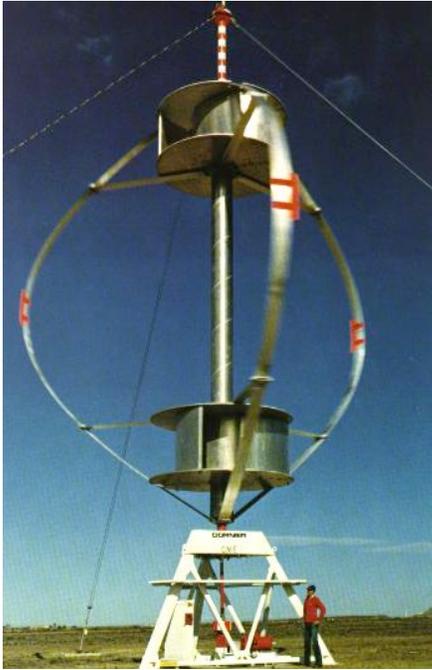


Abb.7: Der Darrieus Rotor mit zwei Savonius Rotoren als Anlaufhilfe [8]

Turbulenzen den Rotor selbstständig abbremsen.

Dadurch, dass Widerstandsläufer den heutigen Auftriebsläufern bezüglich der Leistungsabgabe deutlich unterlegen sind, ist eine Erzeugung elektrischer Energie durch den Savonius Rotor auch in Zukunft kaum sinnvoll. Interessant bleibt er aber durch seinen Einsatz als Anlaufhilfe für den Darrieus Rotor, wie es in Abb.7 gezeigt ist. Abgebildet ist dort ein dreiblättriger Darrieus Rotor, bei dem als Anlaufhilfe oben und unten zwei Savonius Rotoren auf der Achse angebracht sind.

3.2.2. Der Darrieus Rotor

Eine mögliche Bauform des Darrieus Rotors ist – wie gerade erwähnt – ebenfalls in Abb.7 gezeigt. Häufig weist er zwei oder drei kettenförmige Rotorblätter auf (auf die Gründe hierfür wird später noch eingegangen), eine weitere Bauform ist der H-Rotor, wie er in

Abb.8 gezeigt ist. Prinzipiell unterscheiden sich diese Bauformen nicht gravierend. Beide nutzen den Auftrieb, beide können nicht selbsttätig anlaufen.

Die Funktionsweise erklärt sich mit Hilfe von Abb.9, in der ein Darrieus Rotor in der Aufsicht gezeigt ist. Man findet auch hier einen in der horizontalen Ebene symmetrischen Aufbau, deshalb ist der Rotor unabhängig von der Windrichtung (hier wird sie von unten angenommen). Das Profil der Rotorblätter hat gegenüber der Umlaufrichtung den Anstellwinkel Null, im Stillstand kann sich eigentlich kein positives Drehmoment bilden (nur bei dreiblättrigen Anlagen herrscht immer ein positives Drehmoment). Dreht sich der Rotor in der angegebenen Richtung, so wirkt auf das untere Rotorblatt zusätzlich die Windgeschwindigkeit von links, die der Umlaufgeschwindigkeit der Rotorblätter entspricht. Die resultierende



Abb.8: Die H-Bauform des Darrieus Rotors [9]

Windgeschwindigkeit auf das Rotorblatt ist in der Abbildung rot dargestellt. Gegenüber ihr hat das Blatt einen Anstellwinkel größer Null; durch den Auftrieb entsteht ein positives Drehmoment und der Rotor kann sich nun selbsttätig drehen (der Auftrieb wird in Kapitel 3.3.1. genauer erläutert).

Ein Problem dieser Bauform wurde schon deutlich; der Rotor kann nicht selbstständig anlaufen, er braucht eine Anlaufhilfe. Diese Funktion übernimmt meist der Savonius Rotor, der dann auf der Rotorachse angebracht ist. Ein weiterer Nachteil ist die nur schwer umsetzbare Leistungs- und Drehzahlregelung. Es gab

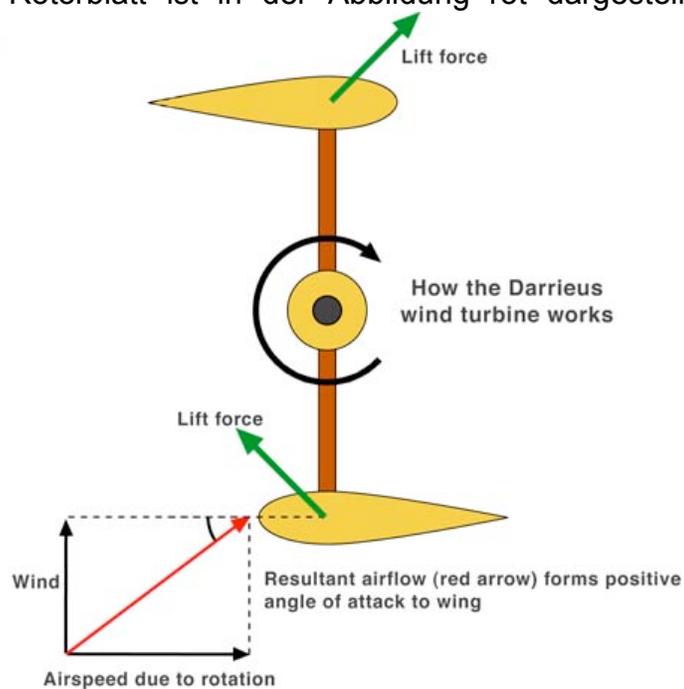


Abb.9: Funktionsweise des Darrieus Rotors [10]

zwar in der Vergangenheit Versuche mit Rotoren, die verstellbare Rotorblätter hatten, aber der konstruktive Aufwand hat sich nicht gelohnt, denn mit einem Wirkungsgrad von maximal 40% sind die Darrieus Rotoren den heutigen Horizontalachsenanlagen unterlegen. Konstruktionsbedingt kommt es zu dem zusätzlichen Problem, dass die größte Masse rotiert, d.h. auf sie wirken im Bezugssystem des Rotors Zentrifugalkräfte. Der H-Rotor muss deshalb bei hohen Umlaufgeschwindigkeiten extremen Kräften standhalten. Gelöst ist dieses Problem durch kettenförmige Blätter, die die Längskräfte aufnehmen, da sie genau so gebogen sind, wie eine durchhängende Kette.

Vorteile bieten sich durch die vertikale Achse: Der Generator kann am Boden untergebracht werden, was konstruktiv weniger Aufwand bedeutet und Wartungsarbeiten erleichtert. Durch den symmetrischen Aufbau braucht der Darrieus Rotor dem Wind nicht nachgeführt werden. Die Rotorblätter lassen sich einfach als Meterware herstellen. Aber da der Rotor nicht wie Horizontalachsenanlagen auf einem hohen Turm untergebracht ist, kann er derzeit noch nicht in die Höhen mit hohen und gleichmäßigen Windgeschwindigkeiten gebracht werden. Trotz – oder wegen – dieser Vor- und Nachteile wird dem Darrieus Rotor noch Entwicklungspotential nachgesagt. Zurzeit sind die Baukosten aber noch um circa ein Drittel höher als bei Horizontalachsenanlagen, so dass ein Grosseinsatz zur Erzeugung elektrischer Energie noch nicht absehbar ist.

3.3. Horizontalachsenanlagen

Die heute am meisten verbreitete Bauform von WEA ist die der Horizontalachsenanlagen, bei dem sich durch den Auftrieb am Rotorblatt der Rotor mit horizontaler Achse dreht und einen in der Gondel unterbrachten Generator antreibt. Die Gondel ist dafür in einem Turm untergebracht.

Bevor ich aber weiter auf den Aufbau und die Peripherie moderner Windräder eingehe, wird zuerst das Prinzip des Auftriebs erklärt, denn ohne diesen kann sich der Rotor erst gar nicht drehen.

3.3.1. Das Prinzip des Auftriebsläufers

Der Querschnitt eines Rotorblattes ist in Abb.10 gezeigt. Es weist ein asymmetrisches Profil auf, was an der Oberseite für die vorbeiströmende Luft einen längeren Weg bewirkt als auf der Unterseite. Da die nachströmende Luft mit der Dichte ρ eine (angenommene) konstante Geschwindigkeit v hat, kommt es oben am Blatt zu einer höheren Windgeschwindigkeit als unten, da die Luft überall gleich schnell abtransportiert werden muss. Durch die resultierenden Geschwindigkeitsunterschiede entstehen Druckunterschiede, welche die Auftriebskraft bewirken: Der Druck, den die Luft auf das Rotorblatt ausübt, setzt sich zusammen aus

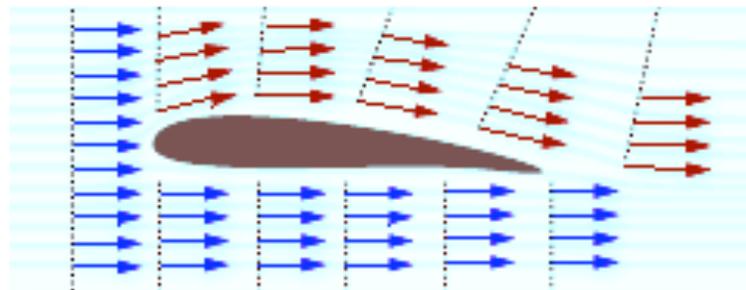


Abb.10: Vektorielle Windgeschwindigkeiten am Rotorblatt [11]

- dem dynamischen Druck $p_{\text{dynamisch}} = \frac{1}{2} \rho v^2$, der in Strömungsrichtung der Luft wirkt;
- dem Schweredruck $p_{\text{Schwere}} = \rho g h$, der als konstant angenommen wird,
- dem statischen Druck p_{statisch} , der senkrecht zur Strömungsrichtung wirkt.

Nimmt man an, dass es in dem betrachteten Querschnitt keine Quellen und Senken gibt - was nur logisch ist, da keine Luft erzeugt oder vernichtet wird - besagt die Kontinuitätsgleichung für diesen Fall

$$A_1 v_1 = A_2 v_2,$$

d.h. der Fluss in das beobachtete Volumen muss gleich dem Fluss aus diesem Volumen sein. Dieses Ergebnis und die Erhaltung des Impulses führen zu der

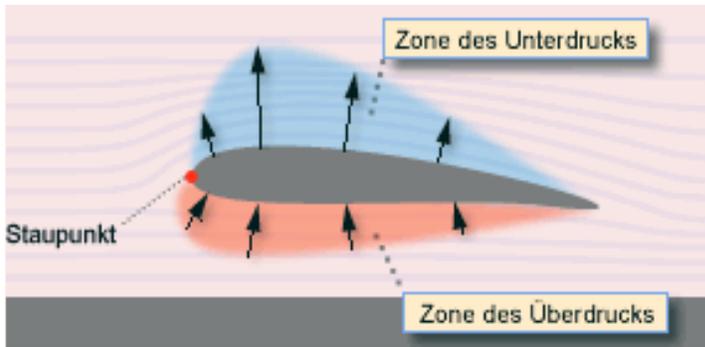


Abb.11: Druckunterschiede am Rotorblatt [11]

Bernoulli Gleichung

$$\frac{1}{2} \rho v^2 + \rho g h + p_{\text{statisch}} = \text{const} ,$$

die die Konstanz des Gesamtdruckes bei Quellen- und Senkenfreiheit im beobachteten Gebiet beschreibt¹. Da hier der Schweredruck als konstant betrachtet wird, vereinfacht sich die Bernoulli Gleichung

$$\text{zu } \frac{1}{2} \rho v^2 + p_{\text{statisch}} = \text{const} .$$

Das bedeutet einen direkten Zusammenhang von dynamischem und statischem Druck. Da auf der Rotoroberseite die Luft eine höhere Geschwindigkeit hat, steigt der dynamische Druck (quadratisch mit der Geschwindigkeit), der statische Druck muss wegen der Konstanz des Gesamtdruckes um diesen Betrag fallen. Auf der Unterseite des Rotorblattes geschieht analog der umgekehrte Fall, der statische Druck steigt (Abb.11). Um die Druckunterschiede auszugleichen, wird das Rotorblatt eine Beschleunigung nach oben erfahren, was Auftrieb genannt wird. Sind nun beliebig viele Rotorblätter drehbar an einer Nabe angebracht, führt das zu einer Drehung wie bei den Windenergieanlagen.

3.3.2. Das dänische Konzept

Heutige Windenergieanlagen gleichen sich größtenteils, was den prinzipiellen Aufbau betrifft. Das war aber nicht immer so, sondern ist das Ergebnis langjähriger Entwicklung mit dem Ziel, den besten Kompromiss verschiedener Aspekte zu finden. Die Hauptmerkmale bei den Horizontalachsen-WEA sind die Rotorblattanzahl und die Unterscheidung nach Luv- und Leeläufern, also ob der Rotor vor dem Turm im Wind läuft oder hinter dem Turm im Windschatten.

Bei der Entscheidung, wie viele Blätter der Rotor haben soll, spielt z.B. die Schnelllaufzahl eine entscheidende Rolle. Sie gibt das Verhältnis von äußerer Umlaufgeschwindigkeit des Rotorblattes zur Windgeschwindigkeit wieder, ist antiproportional zur Rotorblattanzahl und sollte möglichst hoch sein, um eine gute Leistungsentnahme zu erlauben. Ein folgender Vergleich der Vor- und Nachteile verschiedener Rotorblattanzahlen wird den Favoriten der WEA-Bauer herausstellen.

¹ Der Bernoulli Gleichung liegen folgende Annahmen zugrunde:

- Inkompressibles Medium
- Stationäre Strömung
- Reibungsfreies Fluid
- Gilt zwischen zwei Punkten einer Stromlinie
- Gilt zwischen zwei Punkten einer Potentialströmung
- Gilt zwischen zwei beliebigen Querschnitten eines Stromfadens

□□Der Einblattrotor (Abb.12) hat wegen der Unwucht, die die Anlage bei hohen Windgeschwindigkeiten nicht aushalten würde, ein Gegengewicht gegenüber dem Rotorblatt angebracht. Er erreicht extrem hohe Schnelllaufzahlen von bis zu 15, was aber nicht zu einer erhöhten Leistungsaufnahme führt, weil die Rotorblattfläche sehr gering ist. Ein eindeutiger Nachteil ist die hohe Anlaufgeschwindigkeit, die natürlich von der Rotorblattfläche abhängt. Neben dem Punkt, dass die Anlagen in der Landschaft wegen des einzelnen, sich drehenden Blattes extrem auffallen, ist aber auch der niedrige finanzielle Aufwand zu nennen, denn die Rotorblätter sind mit Abstand das Teuerste an WEA. Aber der wohl wichtigste Punkt die

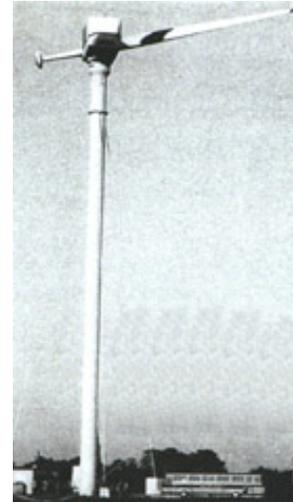


Abb.12: Einblattrotor [8]

Einblattrotoren betreffend, ist der starke Windschatteneffekt: Das Rotorblatt ist beim Vorbeilaufen am Turm dem luvseitigen Windschatten vor dem Turm



Abb.13: Zweiblattrotor [8]

ausgeliefert. Kurzzeitig sinkt das Drehmoment, was zu extremen Momenten auf die Anlage führt. Auch die Energieerzeugung ist von dem Windschatteneffekt betroffen, denn es kommt durch die kurzen Leistungsschwankungen zu unerwünschten Oberwellen im Netz. Die genannten Nachteile überwiegen den Vorteil der geringeren Kosten, so dass es keinen kommerziellen Bau von Einblattrotoren gibt.

Auch der Zweiblattrotor (Abb.13) ist dem Windschatteneffekt unterlegen, bei ihm zeigt sich dieser aber noch extremer als bei dem Einblattrotor. Während das untere Blatt vor dem Turm im Windschatten ist, steht das andere Blatt

gerade in der höchsten Position und ist der höchsten Windgeschwindigkeit ausgeliefert. Das erhöht das Kippmoment auf den Rotor noch zusätzlich, so dass er federnd gelagert und gedämpft werden muss, da er sonst den hohen Momenten im Betrieb nicht standhalten würde. Der Kosten- und Bauaufwand hierfür stehen mittleren Leistungsaufnahmen, Schnelllaufzahlen und immer noch relativ hohen Anlaufgeschwindigkeiten gegenüber. Das hat dazu geführt, dass Zweiblattrotoren fast nur in kleineren Anlagen realisiert wurden.

Der Dreiblattrotor (Abb.14) hat wegen der ungeraden Blattzahl einen viel geringeren Windschatteneffekt als die beiden vorher genannten, denn es kommt nie vor, dass ein Blatt vor dem Turm steht, und ein gegenüberliegendes voll im Wind steht. Die Leistungsaufnahme ist durch die erhöhte Rotorblattfläche mit einem Wirkungsgrad von derzeit bis zu 50% gut - nicht zuletzt auch wegen der immer noch recht hohen Schnelllaufzahl von circa 8. Ein weiterer Effekt der höheren Rotorblattfläche ist die gegenüber den Ein- und Zweiblattanlagen



Abb.14: Dreiblattrotor [12]

niedrigere Anlaufgeschwindigkeit, was gerade in Schwachwindgebieten – wie hier im Ruhrgebiet – ein wichtiger Aspekt ist. Bei den dreiblättrigen WEA kommt nun noch ein weiterer zu beachtender Punkt hinzu: An den Rotorblättern entstehen Turbulenzen, so dass sich die Blätter untereinander beeinflussen. Aber bei nur drei sich drehenden Körpern ist dieses Verhalten noch relativ gut kontrollier- und berechenbar. Gegenüber den vorher genannten Anlagen hat der Dreiblattrotor also mehr Vor- als

Nachteile. Die höhere Effizienz wiegt die höheren Anschaffungskosten wegen der größeren Rotorblattanzahl im Betrieb auf. Als letzter Vorteil sei genannt, dass ein Dreiblattrotor erfahrungsgemäß weniger auffällig in der Landschaft ist. Dieser Effekt erhöht sich noch, wenn der Rotorradius ungefähr zwei Dritteln der Turmhöhe entspricht.

□ Rotoren mit einer Blattzahl größer drei, wie z.B. die amerikanische Windturbine in Abb.15, haben sich nicht durchgesetzt, weil die mit steigender Blattzahl immer niedrigere Schnelllaufzahl die höhere Leistungsaufnahme überkompensiert. Bei gerader Blattanzahl hat man außerdem wieder das Problem des Windschatteneffektes. Hinzu kommt auch noch, dass die Turbulenzen immer weiter zunehmen und sich die Rotorblätter untereinander stark beeinflussen. Dieses Verhalten wird kaum noch bis gar nicht mehr berechenbar. Bei einer sehr hohen Blattzahl



Abb.15: Amerikanische Windturbine [13]

muss auch beachtet werden, dass die rotierende Masse immer größer wird. Die niedrigeren Anlaufgeschwindigkeiten der amerikanischen Windturbinen bergen aber auch Vorteile, wenn es darauf ankommt, immer Energie liefern zu können, und nicht eine möglichst hohe Effizienz zu erreichen, z.B. wenn das Windrad eine Wasserpumpe antreiben soll.

Zur Erzeugung elektrischer Energie ist aber der Dreiblattrotor der beste Kompromiss, deshalb werden heute fast ausschließlich WEA mit drei Rotorblättern gebaut. Es bleibt also noch die Entscheidung, ob die WEA ein Luv- oder ein Leeläufer sein soll.

Der wichtigste Vorteil des Leeläufers (im Windschatten) ist, dass er dem Wind nicht nachgeführt werden muss, sondern sich selbsttätig in den Wind dreht. Das würde konstruktiv viel weniger Aufwand bedeuten. Ein Problem dabei ist aber, dass die starken Ströme nicht mehr über Schleifkontakte übertragen werden

können, d.h. es müssen Kabel aus der Gondel durch den Turm gelegt werden. Dreht sich die WEA ständig selbst in den Wind, kann es zu Kabelverwicklungen kommen. Also muss auch der Leeläufer mit einer Windnachführung ausgestattet werden, so dass sich dieser Vorteil relativiert.

Ein weiterer Vorteil gegenüber dem Luvläufer ist, dass der Leeläufer weitaus flexiblere Rotorblätter haben kann, denn bei ihm besteht nicht die Gefahr, dass diese den Turm berühren. Das führt zu einem weitaus geringeren Gewicht und einer weniger anspruchsvollen Bauart. Dieser Vorteil des Leeläufers steht dem Nachteil gegenüber, dass er durch einen viel stärkeren Windschatteneffekt – hinter dem Turm herrscht mehr Windschatten als vor dem Turm – größeren Belastungen ausgesetzt ist, und sich damit die Lebensdauer gegenüber dem Luvläufer deutlich verkürzt.

Da die Lebensdauer der WEA bei der Frage nach der Effizienz eine größere Rolle spielt als starrere Rotorblätter, haben sich die Luvläufer durchgesetzt. D.h. heute werden fast nur noch dreiblättrige Luvläufer gebaut, was man das dänische Konzept nennt.

3.3.3. Aufbau und Komponenten

Der prinzipielle Aufbau einer WEA mit horizontaler Achse ist in Abb. 16 gezeigt. Auf dem Turm, der im Fundament verankert ist, befindet sich die drehbare Gondel, in der Generator, Getriebe, Bremse, Windnachführung und die gesamten Schalt- und Regelsysteme untergebracht sind. An der Luvseite der Gondel ist der Rotor angebracht.

In Abb.17 ist die Leistungskennlinie einer solchen Anlage gezeigt. Da die Anlagen alle auf eine bestimmte Nennleistung ausgelegt sind, die sie ab der Nennwindgeschwindigkeit liefern, ist hier das Verhältnis der abgegebenen Leistung zur Nennleistung über der Windgeschwindigkeit aufgetragen. Deutlich sieht man,

dass nach dem Erreichen der Nennleistung die Leistung nicht weiter ansteigt, weil die Anlage so nachgeregelt wird, dass sie weiterhin die Nennleistung liefert, um eine zu hohe Belastung des Getriebes und des Generators zu vermeiden. Das Abfallen der Kurve bei 25m/s auf Null ist darauf zurückzuführen, dass sich die Anlagen bei dieser Windgeschwindigkeit dem Gesetz nach abschalten müssen, um Gefahren zu vermeiden. Dieses Gesetz besagt außerdem, dass die WEA über zwei unabhängige Bremssysteme verfügen muss. Das eine Bremssystem ist bei fast allen Bauformen eine Scheibenbremse, die bei hohen

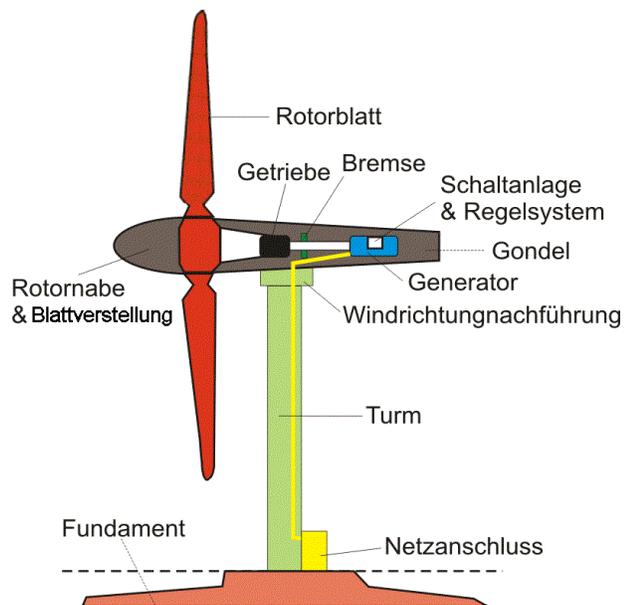


Abb.16: Der Aufbau einer WEA [7]

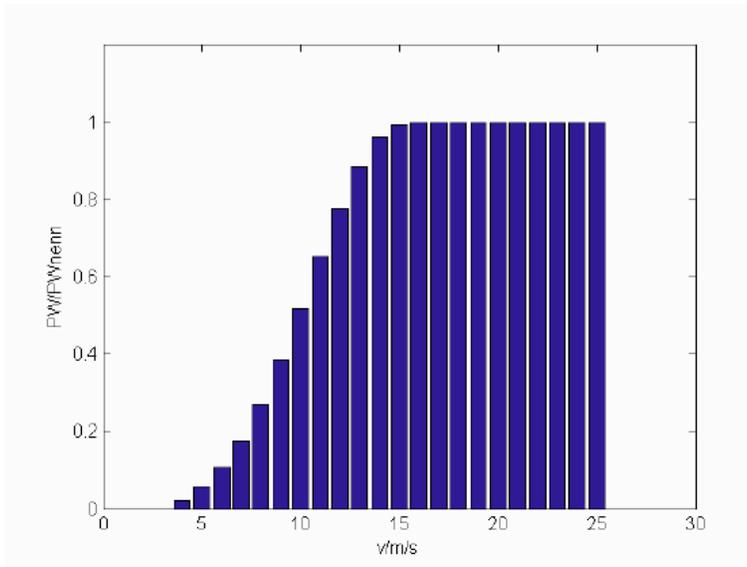


Abb.17: Leistungskennlinie [14]

Dieser Effekt tritt natürlich nicht plötzlich bei 25m/s ein, sondern steigert sich langsam. Weiterhin führt die Stallregelung dazu, dass die Anlage ab der Nennwindgeschwindigkeit ihre Nennleistung liefert, denn eine höhere Windgeschwindigkeit bewirkt keine höhere Rotordrehzahl, weil diese durch die Stallregelung begrenzt wird. Weil die resultierende Windgeschwindigkeit auf die Rotorblattspitze größer ist als weiter in der Mitte des Rotors, da außen größere Umlaufgeschwindigkeiten herrschen, ist das Rotorblatt entlang seiner Längslinie leicht verwunden wie in Abb.18 gezeigt. Das führt dazu, dass die Turbulenzen für die Stallregelung überall am Rotorblatt gleichzeitig auftreten.

Die zweite Möglichkeit der Bremsung ist die Pitchregelung. Bei ihr sind die Rotorblätter nicht fest mit der Nabe verbunden, sondern an einem Verstellmechanismus angebracht, der bei hohen Windgeschwindigkeiten die Rotorblätter aus dem Wind dreht. Dafür ist eine genaue Überwachung der Windgeschwindigkeit und Leistungsabgabe erforderlich. Durch die erforderliche Rotorblattverstellung wird der Aufbau komplizierter, so dass es sich nur bei großen Anlagen rentiert eine Pitchregelung zu verbauen, weil es ihnen so ermöglicht wird in einem großen Geschwindigkeitsbereich die Nennleistung zu liefern. Ein Problem der Pitchregelung ist außerdem, dass die mechanische Verstellung zeitverzögert einsetzt, so dass auf plötzliche Böen nicht schnell genug reagiert werden kann. Das erhöht die Belastung für die WEA.

Die dritte Möglichkeit zur Drehzahlregelung ist die aktive Stallregelung, die seitens der WEA-Bauer für große Anlagen heute favorisiert wird, weil sie die Vorteile der beiden anderen Systeme vereint. Die Rotorblätter sind bei dieser Bauvariante

Windgeschwindigkeiten, bei Böen und für Wartungsarbeiten eingesetzt wird. Das zweite Bremssystem ist meist eine aerodynamische Bremse, für die es drei Haupttypen gibt.

Der erste ist die Stallregelung. Hierbei sind die Rotorblätter fest mit der Nabe verbunden und können nicht verstellt werden. Sie sind aber so ausgelegt, dass bei hohen Windgeschwindigkeiten Turbulenzen am Blatt entstehen, so dass die Strömung abreißt und kein Auftrieb mehr entstehen kann.



Abb.18: Stallregelung [13]

genauso ausgelegt wie bei der einfachen Stallregelung, es gibt aber zusätzlich eine aktive Verstellung wie bei der Pitchregelung. Der Unterschied zu dieser ist jedoch, dass die Rotorblätter bei hohen Windgeschwindigkeiten nicht aus dem Wind gedreht werden, sondern in den Wind, so dass die Stallregelung einsetzen kann. Der Vorteil gegenüber der Pitchregelung ist, dass bei plötzlichen Böen die Stallregelung am Rotorblatt einsetzt, so dass die Belastung auf den Rotor geringer ist.

Da – wie eben gezeigt wurde – die WEA luvseitig laufen, benötigen sie eine Windnachführung. Das bedeutet, dass die Gondel drehbar auf dem Turm gelagert ist und mit einem Azimutantrieb in den Wind geführt wird. Dazu ist eine ständige Überwachung der Windrichtung erforderlich, die mit einer hochgenauen Windfahne verwirklicht wird. Stände die Rotorachse nicht ständig parallel zur

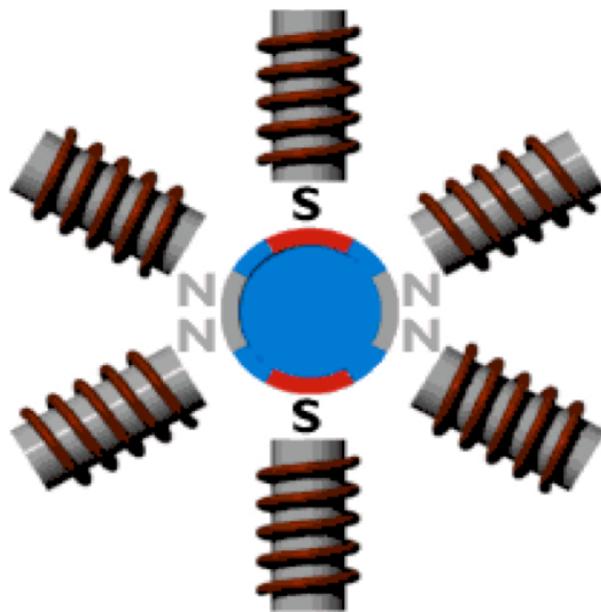


Abb.19: Synchrongenerator [4]

Windrichtung, ginge nicht nur Leistung verloren (die verlorene Windleistung sinkt mit dem Kosinus des Nachführfehlers), sondern die Belastung auf die Anlage wäre auch zu groß. Um Kabelverwicklungen zu vermeiden, misst ein Verwindungszähler die Umdrehungen der Gondel. Im Notfall wird dann die Anlage abgeschaltet und sooft um ihre eigene Achse gedreht, bis die Kabel wieder entwirrt sind.

Wie schon in Kapitel 2.2. beschrieben, ist die Windgeschwindigkeit nicht konstant, d.h. aber auch, dass die Rotordrehzahl nicht konstant ist. Soll die erzeugte elektrische Energie aber in das Stromnetz eingespeist werden, ist es

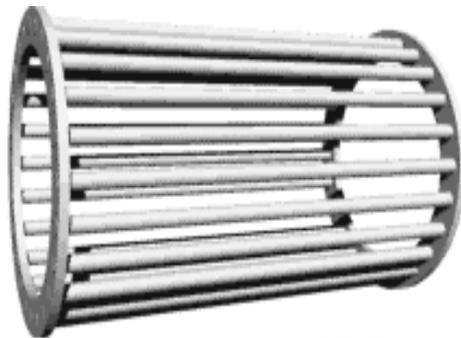
unbedingt erforderlich, die benötigten 50Hz genau einzuhalten. Es gibt zwei unterschiedliche Bauformen des Generators, die trotz dieser Widrigkeiten die Einspeisung der Energie in das Stromnetz ermöglichen.

Der erste ist der Synchrongenerator. Wie in Abb.19 gezeigt, hat er einen Rotor, der entweder ein Permanentmagnet ist, oder mit Gleichstrom belegt wird, um ein Magnetfeld zu erzeugen. Da ein Permanentmagnet sich mit der Zeit entmagnetisiert, wird heute der mit Gleichstrom belegte Rotor bevorzugt. Der Strom wird mittels Schleif- oder Bürstenkontakten auf den Rotor übertragen, was schon den ersten Nachteil des Synchrongenerators bedeutet, denn diese Kontakte sind Verschleißteile.

Der Rotor dreht sich zwischen zwei oder mehr Spulen, in denen er eine Wechselspannung induziert. Es gibt auch die Möglichkeit einer Polumschaltung, so dass bei höheren Drehzahlen weitere Spulen zugeschaltet werden. Das

Problem ist aber nun, dass die Frequenz der erzeugten Wechselspannung von der Rotordrehzahl abhängt. Das bedeutet, dass die Wechselspannung erst gleichgerichtet werden muss, um dann wieder über einen Wechselrichter in eine 50Hz Spannung umgewandelt zu werden. Diese 50Hz sind nach dem Wechselrichten aber nicht sauber, sondern es können sich Oberwellen oder Schwebungen bilden. Der Synchrongenerator hat daneben aber den Vorteil, dass er im Inselbetrieb funktioniert, d.h. man kann auch ohne eine Anbindung an das Netz Strom erzeugen.

Die zweite Möglichkeit, aus der Drehbewegung des Rotors eine Spannung zu erzeugen, ist die des Asynchrongenerators. Dieser hat ebenso wie der Synchrongenerator einen Rotor, der sich zwischen einer geraden Anzahl Spulen dreht. Der Rotor ist aber nicht selbst magnetisch, sondern besteht – wie in Abb.20 gezeigt – aus Aluminiumstäben, die in der Drehebene kurzgeschlossen sind. Auf die Spulen des Stators wird nun eine Wechselspannung gelegt, normalerweise ist dies die 50Hz Spannung des Stromnetzes. Im Bezugssystem des Rotors dreht sich die das elektrische Feld der Spulen nun um ihn, es gibt also eine Magnetfeldänderung dB/dt . Diese induziert in dem Rotor einen Strom, der wegen der kurzgeschlossenen Aluminiumstäbe fließen kann. Dieser Strom bewirkt seinerseits auch ein elektrisches und ein Magnetfeld, das mit dem Magnetfeld der Spulen wechselwirkt.



© DWTMA 1998

Abb.20: Rotor des Asynchrongenerators [4]

Das bedeutet, dass wenn der Rotor steht oder sich langsamer als das elektrische Feld der Spulen dreht, er ein Drehmoment erfährt und zu einer Drehung angeregt wird. Die Asynchronmaschine arbeitet als Motor und entnimmt Energie aus dem Stromnetz. Das funktioniert auf diese Weise, bis der Rotor sich mit der selben Geschwindigkeit dreht wie das Feld der Spulen, dann gibt es kein dB/dt mehr für ihn, d.h. es passiert gar nichts. Diese Drehzahl wird als Leerlaufdrehzahl bezeichnet. Der Asynchrongenerator hat einen Schlupf von circa 1% der Leerlaufdrehzahl. Das bedeutet, dass in einem Bereich von der Leerlaufdrehzahl bis 1% darüber nichts passiert. Es wird weder Energie erzeugt, noch Energie aus dem Netz genommen. Dreht der Rotor nun schneller als das Feld der Spulen, z.B. weil er von außen angetrieben wird, so induziert sein Magnetfeld einen Strom in den Spulen und es wird Energie ins Netz gespeist. Die Asynchronmaschine arbeitet als Generator.

Der Schlupf bei diesem Generator ist einer der wichtigsten Vorteile, er ermöglicht es, plötzliche Drehzahländerungen aufzufangen, die z.B. durch Böen entstehen. Überlegen gegenüber dem Synchrongenerator ist er auch, weil keinerlei Kontakte zum Rotor erforderlich sind, d.h. der Verschleiß ist minimiert.

Die erzeugte Spannung des Asynchrongenerators entspricht genau den 50Hz mit denen seine Spulen belegt werden, deshalb ist ein direktes anbinden an das Stromnetz nicht nur möglich sondern erforderlich. Im Inselbetrieb kann der Asynchrongenerator jedoch nur sehr schwer eingesetzt werden. Mittels

Kondensatoren muss die Wechselspannung zeitverzögert auf die Spulen gelegt werden, außerdem muss der Rotor permanent magnetisch sein oder es muss eine Batterie vorhanden sein, da der Generator sonst nicht anlaufen kann. Im Inselbetrieb wird man also den Synchrongenerator bevorzugen, während zur Netzanbindung der Asynchrongenerator besser geeignet ist.

3.3.4. Problemstellungen und Lösungsansätze

In Abb.21 ist die Höhe über dem Erdboden über der herrschenden Windgeschwindigkeit aufgetragen. Die Windgeschwindigkeit steigt stark mit der Höhe, der Gradient wird aber mit steigender Höhe immer kleiner, bis irgendwann eine konstante maximale Windgeschwindigkeit erreicht ist. Dieses Verhalten ist aus der Oberflächentheorie bekannt: Auf dem Erdboden – oder in einer Höhe z_0 über diesem – ist die Geschwindigkeit der untersten Luftschicht wegen der Reibung mit dem Untergrund Null. Diese Schicht wechselwirkt auf Grund der molekularen Viskosität und über turbulente Strömungen mit der nächsten Schicht und bremst diese auch. Erst in einer gewissen Entfernung von der Oberfläche ist die Geschwindigkeit unabhängig von dieser. In der unteren Atmosphäre geschieht dasselbe.

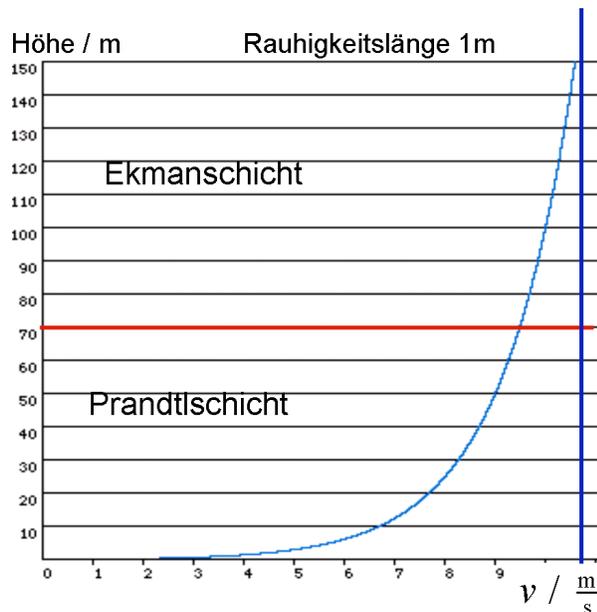


Abb.21: Windscherung

Definiert man die Rauigkeitslänge z_0 als die Höhe über dem Erdboden, in der die Windgeschwindigkeit Null ist und nimmt ein logarithmisch approximiertes Windprofil an, kann man in den unteren Luftschichten bei bekannter Referenzwindgeschwindigkeit v_{ref} in einer Referenzhöhe z_{ref} die Windgeschwindigkeit für eine beliebige Höhe über

$$v = v_{ref} \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_{ref}}{z_0}\right)}$$

ausrechnen. So lassen sich Effizienzanalysen für WEA schon im Vorfeld machen, ohne dass auf einem 80m hohen Turm die Windgeschwindigkeit gemessen werden musste. Die Rauigkeitslänge z_0 ist hierbei abhängig vom Untergrund und kann für verschiedene Gegebenheiten (Feld, Wald, See usw.) in Tabellen nachgeschlagen werden.

Der Effekt, dass der Windgradient mit der Höhe abnimmt, wird Windscherung genannt. Bei heutigen Rotordurchmessern stellt die Windscherung ein erhebliches Problem dar, denn die Windgeschwindigkeit auf den Rotor in der

höchsten Position ist bei Durchmessern von 80m leicht einige m/s höher als in der niedrigsten Position. Das bedeutet eine starke Belastung für den Rotor. Eine Lösung des Problems kann nur sein, die Turmhöhe möglichst groß zu wählen.

Man unterscheidet in der unteren Atmosphäre die Prandtl- und die Ekman-Schicht, wie in Abb.21 gezeigt. Die Prandtl-Schicht fängt am Erdboden an und reicht bis circa 60-100m. Es herrschen hier starke Turbulenzen und ein hoher Windgradient. Die Windgeschwindigkeiten schwanken häufig. Die Strömungen in der Prandtl-Schicht sind stark abhängig vom Untergrund. Die Ekman-Schicht liegt über der Prandtl-Schicht, ist aber gekennzeichnet durch weniger Turbulenzen, einen konstanten Windgradienten, konstantere und höhere Windgeschwindigkeiten; und einer verschwindenden Abhängigkeit vom Untergrund. Die Ekman-Schicht hat also für den Betrieb von WEA starke Vorteile. So wird heute versucht, die Anlagen möglichst in der Ekman-Schicht oder im Übergang zu betreiben, da die Effizienz höher und die Belastungen geringer sind. Natürlich kann man aber den Turm nicht beliebig hoch machen - nicht nur wegen statischer Bedenken - sondern auch weil 10m Turm etwa 10000\$ kosten. So hat es sich durchgesetzt, nicht unbedingt den höchstmöglichen Turm zu bauen, sondern die Höhe an die herrschenden Windgeschwindigkeiten und den Untergrund anzupassen.

Seit Kapitel 3.3.2. bekannt ist, dass an den Rotorblättern unerwünschte Turbulenzen entstehen. Dies ist aber nicht nur dort der Fall, sondern auch hinter den WEA und am Turm entstehen Turbulenzen, wie es auch in Abb.22 gezeigt



Abb.22: Turbulenzen hinter dem Rotor [15]

ist. Diese Turbulenzen führen dazu, dass die Anlagen nicht unabhängig voneinander laufen, wenn sie z.B. im Windpark betrieben werden. Auch die Rotorblätter beeinflussen sich durch die Turbulenzen. An den Rotorblattspitzen entsteht durch Turbulenzen aerodynamischer Schall, der für Anwohner unangenehm sein kann. Mit Ausnahme der Stallregelung, bei der Turbulenzen zur Drehzahlregelung genutzt werden, sind sie also

unerwünscht.

Durch bauliche Maßnahmen lässt sich das Auftreten von Turbulenzen schon einschränken, so z.B. durch den Einsatz von dreiblättrigen Anlagen, runden- oder Fachwerktürmen und dem versetzten Anordnen der WEA im Windpark.

Beim Entwerfen von neuen Bauteilen – vor allem bei den Rotorblättern – ist es aber unabdingbar, die Turbulenzen zu kennen und beherrschen zu können. Da das chaotische Verhalten aber kaum berechenbar ist, ist man auf Modelluntersuchungen angewiesen. Ein Modell eines Rotorblattes wird sich aber anders verhalten als das reale, denn die Skalen der Luftturbulenzen und

Ähnlichem sind für das Modell ganz andere. Will man ein Modell untersuchen, das sich genauso verhält wie der reale Körper es später auch wird, müssen beide dieselbe Reynoldszahl haben. Die Reynoldszahl ist eine dimensionslose Zahl aus der Ähnlichkeitstheorie, die aus den Navier Stokes Gleichungen in Verbindung mit der Kontinuitätsgleichung folgt, wenn man diese dimensionslos macht.

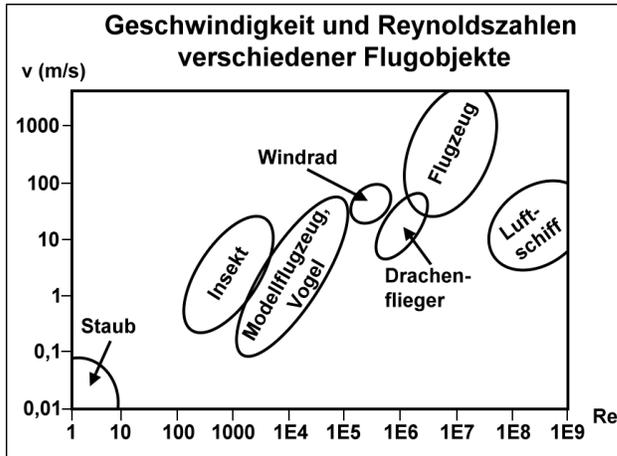


Abb.23: Reynoldszahlen verschiedener Flugobjekte [15]

Haben zwei Körper dieselbe Reynoldszahl, so verhalten sie sich in der Strömung eines (inkompressiblen) Fluids gleich. Unter der kritischen Reynoldszahl, die experimentell bestimmt werden muss, ist die Strömung laminar, d.h. die Dichte des Fluids unterdrückt kleinskalige Turbulenzen; oberhalb der kritischen Reynoldszahl wird die Strömung turbulent.

Definiert ist die Reynoldszahl als

$$Re = \frac{v \rho L}{\mu},$$

wobei ρ die Dichte des Mediums

ist, v die Geschwindigkeit, L die charakteristische Länge und μ die charakteristische Viskosität. Wie in Abb.23 ersichtlich, in der einige Reynoldszahlen von Flugkörpern bei verschiedenen Geschwindigkeiten dargestellt sind, liegt die Reynoldszahl von Rotorblättern im Betrieb bei etwa $5 \cdot 10^6$.

Ein weiteres nicht unerhebliches Problem im Betrieb einer WEA sind Windböen, d.h. starke Änderungen der Windgeschwindigkeit auf kleinen Zeitskalen. Durch Böen erhöht sich die Belastung der Anlage, die Lebensdauer sinkt und es wird schwierig, eine saubere 50Hz Wechselspannung zu erzeugen, wenn die Rotordrehzahl sich plötzlich stark ändert.

Eine typische Bö ist in Abb.24 dargestellt. Hier ist die Windgeschwindigkeit über der Zeit aufgetragen. Zur Zeit $t=0$ herrscht eine fast konstante Windgeschwindigkeit u von gemittelt etwa 2m/s. In dem gekennzeichneten Zeitraum von $\tau = 3s$ steigt die Geschwindigkeit um $\delta u_\tau = 4m/s$ auf 6m/s an. Trägt

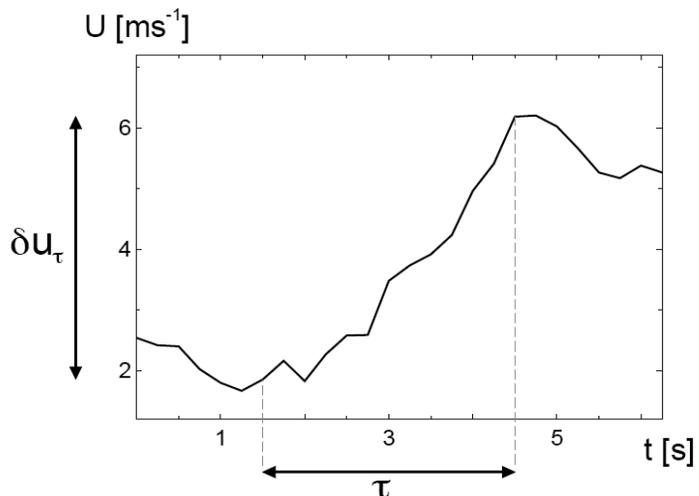


Abb.24: Eine typische Bö [15]

man die Häufigkeit des Auftretens einer solchen Bö $P(\delta u_\tau \cdot \sigma^{-1})$ über der Windgeschwindigkeitsänderung δu_τ auf - wobei δu_τ mit der Standardabweichung $\sigma = 0,8 \text{ m/s}$ genormt wurde – so ergibt der experimentelle Befund die in Abb. 25 gezeigten blauen Messdaten. In der Vergangenheit wurde für Lebensdauerberechnungen angenommen, dass die Böenhäufigkeit einer Gaußkurve folgen würde, die als rote Kurve in der Abbildung eingezeichnet ist.

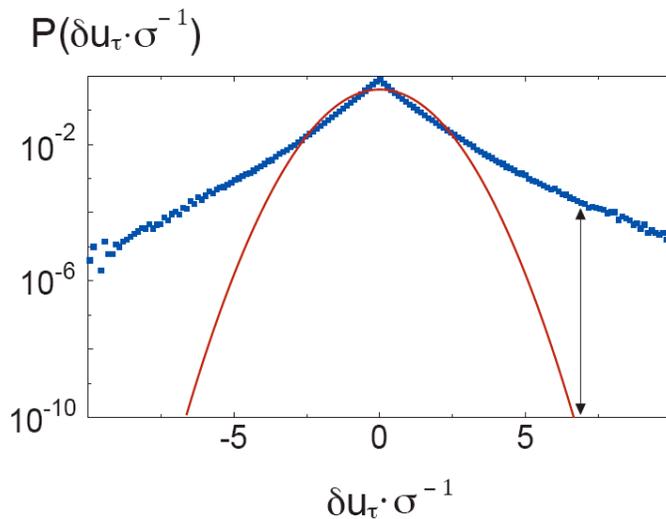


Abb.25: Windböenhäufigkeit für $\tau = 4 \text{ s}$ [16]

Gaußkurve folgen würde, die als rote Kurve in der Abbildung eingezeichnet ist.

Beachtet man die logarithmische Skala auf der Ordinate, so wird deutlich, dass bei der Wahrscheinlichkeit für das Auftreten einer

Geschwindigkeitsänderung von 7 m/s zwischen gemessenen und berechneten Werten schon 6

Größenordnungen liegen. D.h. in der Realität treten extreme Ereignisse mit starken

Windgeschwindigkeitsänderungen viel häufiger auf, als das bisherige Modell vorhersagt.

In zukünftigen Lebensdaueranalysen muss dieser Tatsache Rechnung getragen werden. Die Böen vermeiden kann man leider nicht. Man kann aber zumindest die Belastung auf die Komponenten der WEA verringern. Möglichkeiten hierfür sind der Einsatz der aktiven Bremsen bis die Rotorblätter nachgeführt sind, der Verbau von Asynchrongeneratoren, deren Betrieb im mittleren Schlupf und eine hochgenaue Leistungs- und Geschwindigkeitskontrolle.

Probleme, die immer wieder auch Diskussionsthema in der Öffentlichkeit sind, sind zum einen Belastungen von Anwohnern durch WEA und zum anderen Umweltbeeinträchtigungen.

Die Nachbarschaft von Windrädern fühlt sich oftmals belästigt durch den Schattenwurf des Rotors, der aber nicht verhindert werden kann. Ein Gesetz besagt, dass der Schatten der WEA maximal 30 Tage im Jahr auf ein Gebäude fallen darf, der Standort muss also so ausgewählt werden, dass dies erfüllt ist. Normalerweise reicht dafür ein Abstand von 500 m zum nächsten Wohnhaus.

Diese 500 m entsprechen auch dem Abstand, der gehalten werden sollte, um die Lärmgrenzen einhalten zu können, denn der Rotor macht mechanischen und aerodynamischen Lärm. Der mechanische Schall kann durch einfache Dämmung in der Gondel verringert werden, der aerodynamische ist aber nicht so leicht zu verhindern, denn er wird durch Turbulenzen an den Rotorblättern – vor allem an deren Spitzen – erzeugt. Eine Möglichkeit der Lärmverringerung besteht durch

das Verringern der Blattspitzengeschwindigkeiten, was heute häufig angewendet wird.

In der Vergangenheit gab es außerdem den Discoeffekt, der durch Reflektionen des Sonnenlichtes an den Rotorblättern hervorgerufen wird. Das hat man aber mit nicht reflektierender Farbe oder Beschichtung verhindern können, so dass dieser Effekt heute kein Problem mehr darstellt.

Die Belastungen für die Umwelt sind naturgemäß nicht sehr ausgeprägt. Laut einer NABU Studie von 2005 sterben in Deutschland jedes Jahr etwa 1000 Vögel durch Windenergieanlagen, der Schaden für die Umwelt ist also überschaubar. Dass andere Tiere unter der Energieerzeugung aus Wind leiden, konnte bisher nicht nachgewiesen werden. Untersuchungen über Beeinträchtigungen der Meerestiere und des Schiffsverkehrs durch Offshore Windparks stehen noch aus.

Darüber, ob die Landschaft durch den Bau von WEA "verschandelt" wird, muss sich wohl jeder selber ein Urteil bilden.

3.4. Der Flettner-Rotor (Magnus Effekt)



Abb.26 Schiff, angetrieben durch den Flettner-Rotor [15]

Wohl mehr ein Kuriosum in der Geschichte als eine ernsthafte Möglichkeit zur Energiegewinnung war der Flettner-Rotor, der den Magnuseffekt nutzt. Anfang des 20ten Jahrhunderts wurde ein Schiff gebaut (wie in Abb.26 gezeigt), das zur Fortbewegung zwei Flettner-Rotoren hat. Diese sind die zwei Zylinder, die sich extern angetrieben drehen. Das Schiff konnte aber nur einen maximalen Kurs von 90° fahren und war den damaligen Dampfmaschinen unterlegen, so dass sich das

Konzept nicht durchsetzen konnte. Das Prinzip der Fortbewegung ist dasselbe, das Fußballspieler bei der "Bananenflanke" nutzen: der Magnus Effekt.

Ein sich drehender Körper befindet sich in einem Fluid, das mit einer Geschwindigkeit v an diesem vorbeiströmt. Die Strömung des Fluids folgt der Kontur des Körpers, bis sie abreißt und Turbulenzen entstehen. An der Seite, wo sich der Körper mit der Strömung dreht, wird diese durch die Reibung der Kontur weiter folgen und erst später abreißen. Auf der anderen Seite wird die Strömung früher abreißen. So entsteht hinter dem Körper eine asymmetrische, turbulente Schleppe (Abb.27), die die Strömung außen herum ablenkt. Die Gegenkraft wirkt auf den Körper und beschleunigt ihn der Drehung folgend.

Auf diese Weise ist eine Fortbewegung senkrecht zur Strömungsrichtung möglich. Dadurch, dass die Rotoren aber extern angetrieben werden müssen,

kann man bei dem Flettner-Rotor nicht wirklich von einer regenerativen Energienutzung sprechen, wie das im Allgemeinen bei der Windenergie ist.

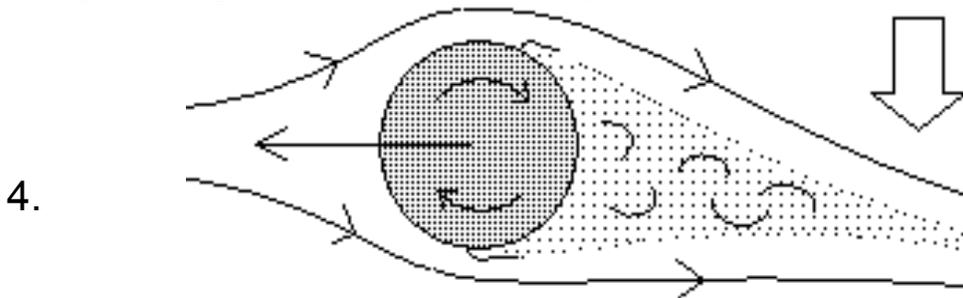


Abb.27: Der Magnus Effekt

Vergleich verschiedener Energieumwandlungen

Deutschland erzeugt jährlich so viel Energie aus Wind, wie fast kein anderes Land. Trotzdem ebbt die Diskussion um die WEA nicht ab. Auch diese Ausarbeitung kann und will keine Antworten geben, ob die Nutzung der Windenergie allgemein sinnvoll und wünschenswert ist.

Der folgende Vergleich mit anderen Energieumwandlungsarten stellt nur einige kleine Aspekte gegenüber, die aber immer in Relation gesehen werden müssen. Ein Vergleich der Wirkungsgrade der heute genutzten regenerativen Energien und Wärmekraftwerke zeigt z.B., dass Solarzellen im normalen Betrieb zwar nur einen Wirkungsgrad von maximal 24% [19] haben, durch neue Technologien bei der Silizium Herstellung amortisieren sie sich energetisch aber innerhalb einiger Monate und laufen dann mit einem mittleren Primärenergiebedarf, wie in Abb.28 gezeigt ist.

Den mit Abstand geringsten Wirkungsgrad haben die Geothermischen Kraftwerke mit maximal 16% [22]. Dem sehr hohen Energiebedarf bei der

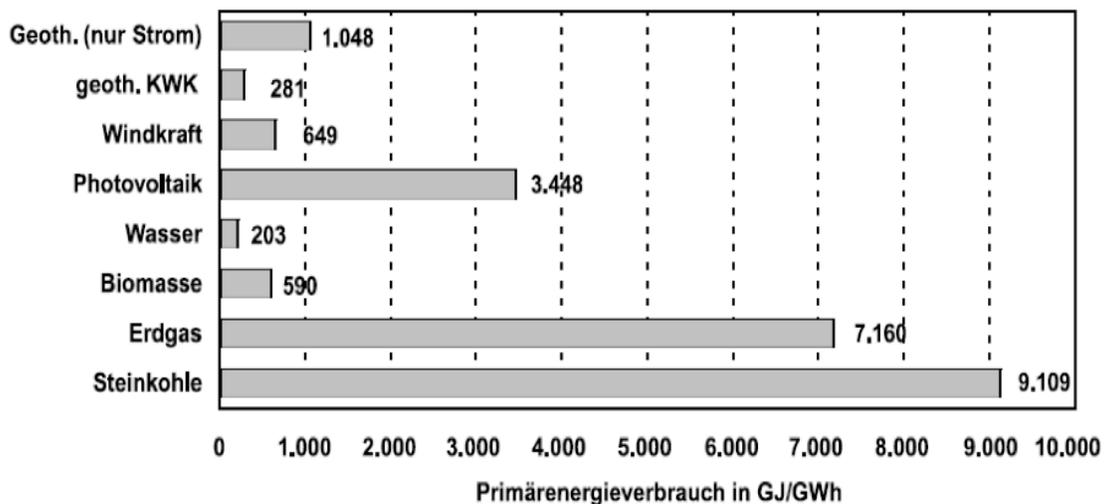


Abb.28: Primärenergieverbrauch verschiedener Energieumwandlungen [18]

Herstellung steht dann ein geringer Primärenergiebedarf gegenüber. Trotzdem ist bei dem Bau eines solchen Kraftwerkes noch nicht klar, ob es sich im Betrieb jemals energetisch amortisieren wird.

Einen gravierenden Vorteil der Photovoltaik und auch der Windenergie gegenüber hat die Geothermie aber: Sie ist grundlastfähig. Da Wind und Sonne nicht immer zur Verfügung stehen, kann mit Solarzellen und WEA nicht zu jeder Zeit Energie erzeugt werden. Das ist bei der Geothermie anders; aber auch Wasserkraftwerke erzeugen konstant Energie, und das mit einem beträchtlichen Wirkungsgrad von 85% [20]. Da die Möglichkeiten der Wasserkraft in Deutschland aber ausgeschöpft sind, kann dieser Sektor nicht weiter ausgebaut werden.

Zukunftsträchtig erscheint die Energiegewinnung mit der Brennstoffzelle, da der Wirkungsgrad von derzeit 57% [21] auch relativ hoch ist. In diesen Wirkungsgrad ist aber die Wasserstoffherstellung noch nicht eingerechnet. Rechnet man diese mit ein, so gäbe es bei der Energiegewinnung mit der Brennstoffzelle, ebenso wie bei Verbrennungskraftwerken, keine positive Energiebilanz.

Im Gegensatz zu den Brennstoffen der Kohle- und Gaskraftwerken, die der Brennstoffzelle mit einem Wirkungsgrad von 45% [20] sowieso unterlegen sind, kann der Wasserstoff aber z.B. mit Hilfe von Windkraft aus regenerativen Energiequellen gewonnen werden. Ein weiterer Vorteil der Brennstoffzelle, aber auch der normalen Wärmekraftwerke, ist wieder die Grundlastfähigkeit.

Es stellt sich also heraus, dass es keinen eindeutigen Favoriten geben kann. Es wären auch noch viele andere Aspekte zu beachten, wie z.B. die CO₂ Bilanz, die Sicherheit der Kraftwerke, die Energiekonstanz auf größeren Zeitskalen und vieles mehr.

Dass die Windenergie nie unsere Grundlast decken wird, ist wegen der unregelmäßigen Versorgung klar. Aber es erscheint doch sinnvoll eine Entwicklung voranzutreiben, auch mit Blick auf die Möglichkeit der sauberen Wasserstoffgewinnung. Derzeit ermöglichen uns die Windkraftanlagen zumindest einige tausend Tonnen CO₂ pro Jahr einzusparen. Eine verbesserte Energiekonstanz wird sich vielleicht auch mit dem vermehrten Einsatz in Offshore Windparks einstellen.

5. Literaturverzeichnis

- [1] DPG Studie[3] <http://www.wind-works.org/articles/deaths01.html>
- [2] Ganzheitliche Energiebilanzen von Windkraftanlagen: Wie sauber sind die weißen Riesen? H.-J. Wagner Ruhr Uni Bochum, 2004
- [4] Danish Wind Industry Association : www.windpower.org
- [5] espere : Environmental science published for everybody round the earth, Das Klimainformationsprojekt für Schule und Bevölkerung : www.atmosphere.mpg.de
- [6] www.umweltschulen.de
- [7] www.biologie.de
- [8] www.mareno.net
- [9] www.physik.uni-muenchen.de
- [10] en.wikipedia.org
- [11] www.nva-flieger.de
- [12] Stadtwerke Düsseldorf AG : www.swd-ag.de
- [13] Bund für Natur- und Umweltschutz Deutschland : www.bund.net
- [14] Vergleichende Studie Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz Prof. Dr.-Ing. habil. Bernd R. Oswald , Oldenburg 2005
- [15] de.wikipedia.org
- [16] Statistische Analyse der atmosphärischen Turbulenz und allgemeiner stochastischer Prozesse , Frank Böttcher , Oldenburg 2005
- [17] Anomalous statistics in turbulence, financial markets and other complex systems , J. Peinke, F. Böttcher, and St. Barth , Oldenburg 2005
- [18] Kaltschmitt et al. 2002
- [19] Staatliches Berufsschulzentrum Ilmenau : www.ik.shuttle.de
- [20] www.energie-fakten.de
- [21] Die Brennstoffzelle, Wasser als Abgas, Wilhelm Alexander Frömgen, 1999
- [22] Stadtverwaltung Oederan : www.energietag.de