

The background of the entire page is a photograph. It shows a dark silhouette of a wind turbine's tower and nacelle against a warm, orange-hued sky, likely during sunset or sunrise. Bare, dark branches of trees are visible in the upper corners, framing the central image.

Windenergienutzung in einem regenerativen Energiesystem

Analyse der Windkraftanlagen
Eberschwang und Laussa

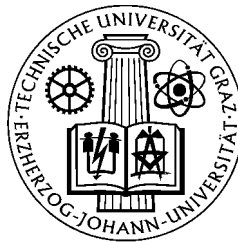
DIPLOMARBEIT

Windenergienutzung in einem regenerativen Energiesystem

**Analyse der Windkraftanlagen
Eberschwang und Laussa**

DIPLOMARBEIT

 Institut für Hochspannungstechnik
Elektrotechnik-Wirtschaft und Energieinnovation



Technische Universität Graz

vorgelegt von
Jungbauer Andreas

Graz, im Jänner 1998

Institutsvorstand: O. Univ.-Prof., Dipl.-Ing Dr. Michael MUHR

Begutachter: Hon.-Prof., tit. Ao. Univ.-Prof., Dipl.-Ing Dr.jur. Kurt FRIEDRICH

Betreuer: Dipl.-Ing. Wolfgang WALLNER

Dipl.-Ing. Viktor HACKER

Dipl.-Ing. Heinrich WILK

Vorwort

In der heutigen Zeit ist das Thema der schwindenden Rohstoffreserven und des steigenden Energieverbrauchs ein wichtiger Aspekt.

Aus diesem Grund ist der Entwicklung, Erforschung und Verbesserung alternativer Energiequellen besondere Aufmerksamkeit zu schenken.

Die vorliegende Arbeit soll einen Denkanstoß bzw. Überblick über die Möglichkeiten der Windenergie geben, mit dem Ziel, auf diese Weise einen neuen Weg der Energiegewinnung erschließen zu können.

**Nichts auf der Welt
ist so mächtig, wie eine Idee,
deren Zeit gekommen ist**

Victor Hugo

Zur Entstehung dieser Arbeit gilt mein besonderer Dank Hon.-Prof., tit. Ao. Univ.-Prof., Dipl.-Ing Dr.jur. Kurt FRIEDRICH, meinen Betreuern Dipl.-Ing. Wolfgang WALLNER und Dipl.-Ing. Viktor HACKER, Herrn Dipl.-Ing. Heinrich WILK sowie Herrn Dipl.-Ing. KREINDL der Oberösterreichischen Kraftwerke AG, Herrn Dipl.-Ing. Georg KURY vom Zentralamt für Meteorologie und Geodynamik Wien, Herrn KALCHGRUBER vom Windkraftwerk Eberschwang, Herrn FORSTER vom Windkraftwerk Laussa, Herrn BURGHOLZER, Herrn Ing. Alois Demartin und meiner Freundin Doris.

Mein besonderer Dank gilt meinen Eltern, die mir dieses Studium ermöglichten.

Inhalt

1 Einleitung.....	1
2 Physikalische Grundlagen.....	2
2.1 Impulstheorie nach Betz	2
2.2 Froude-Rankinesches Theorem	6
2.3 Die Schnellaufzahl λ	8
2.4 Auslegung nach Schmitz	8
2.5 Rotorbauarten.....	9
2.5.1 Widerstandsprinzip	9
2.5.2 Auftriebsprinzip	11
3 Stand der Technik.....	13
3.1 Bauformen	13
3.1.1 Rotoren mit vertikaler Drehachse	13
3.1.1.1 Savonius-Rotor	13
3.1.1.2 Darrieus-Rotor	14
3.1.1.3 H-Darrieus-Rotor.....	14
3.1.2 Rotoren mit horizontaler Drehachse	15
3.1.3 Windenergie-Konzentratoren.....	16
3.1.3.1 Mantelturbine.....	16
3.1.3.2 Turbine mit Diffusor-Mantel	16
3.1.3.3 Wirbelturm.....	17
3.1.3.4 Wirbelkonzentration mit Hilfe eines "Deltaflügels"	17
3.1.3.5 Konzentradorwindturbine.....	18
3.1.3.6 Aufwindkraftwerk.....	18
3.2 Zusammenfassung.....	19
3.3 Systemelemente	20
3.3.1 Rotor.....	20
3.3.1.1 Orientierung der Rotorachse.....	20
3.3.1.2 Stellung des Rotors zum Turm	20
3.3.1.3 Rotordrehzahl (Schnellläufer, Langsamläufer).....	21
3.3.1.4 Anzahl der Rotorblätter	22
3.3.1.5 Material.....	24
3.3.2 Nabe und Blattverstellmechanismus	28
3.3.3 Getriebe	29

3.3.4 Generator.....	30
3.3.4.1 Angewandte Generatorkonzepte.....	32
3.3.5 Netzverträglichkeit und Netzurückwirkungen	34
3.3.5.1 Spannungsvariationen.....	34
3.3.5.2 Oberschwingungen	34
3.3.5.3 Elektromagnetische Verträglichkeit	35
3.3.6 Windrichtungsnachführung.....	35
3.3.7 Turm.....	36
3.3.8 Fundament.....	37
3.3.9 Netzanschluß	37
3.3.10 Störungen	39
3.3.10.1 Störungsursachen.....	39
3.3.10.2 Störungsauswirkungen.....	39
3.3.10.3 Störungsbehebung.....	40
3.4 Energiewandlungskette	41
3.4.1 Verluste	41
3.4.2 Leistungskennlinie	43
3.5 Leistungsregelung.....	44
3.5.1 Stallregelung.....	45
3.5.2 Pitchregelung.....	46
3.6 Windparks.....	47
4 Windstärke.....	50
4.1 Die Entstehung des Windes	51
4.1.1 Die globalen Zirkulationen.....	51
4.1.2 Lokale Ausgleichswinde	53
4.2 Der Wind in Bodennähe	54
4.2.1 Die Entstehung des bodennahen Windes	55
4.2.2 Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe.....	56
4.2.3 Hindernisse am Boden	58
4.3 Messung der Windgeschwindigkeit.....	60
4.3.1 Schalenkreuzanemometer.....	60
4.3.2 Flügelradanemometer.....	60
4.3.3 Ultraschallanemometer.....	61
4.3.4 Hitzdrahtanemometer	62
4.4 Europäische Windatlas	63

4.4.1 Datenauswertung.....	65
4.4.1.1 Vertikalverteilung.....	65
4.4.1.2 Horizontalverteilung.....	65
4.4.1.3 Bonitierung.....	67
4.4.2 Ergebnisse und Darstellung.....	70
4.4.3 Grundsatzfrage	71
4.5 Der Amerikanische Windatlas	72
4.6 Zeitliche Auswertung.....	73
4.6.1 Häufigkeitsverteilung.....	74
4.6.1.1 Weibull-Verteilung.....	74
4.6.1.2 Rayleigh-Verteilung.....	75
4.6.2 Ertragsberechnung.....	75
4.6.3 Computerauswertung Alwin	77
4.6.4 Zeitliche Variation.....	78
4.6.4.1 Tagesgang der Windgeschwindigkeit.....	78
4.6.4.2 Jahresgang der Windgeschwindigkeit	78
5 Windverhältnisse in Österreich	80
5.1 Windenergiepotential Österreichs.....	80
5.1.1 Österreichs erste Windstudie.....	80
5.1.2 Die Windressourcen Österreichs und Osteuropas.....	81
5.1.2.1 Das meteorologische Stationsnetz mit Windmessungen	81
5.1.2.2 Die Ergebnisse aus den Stationsdaten	83
5.1.2.3 Zusammenfassung	87
5.1.3 Untersuchung des Windenergiepotentials des Bundeslandes Niederösterreich.....	88
5.2 Windkraftanlagen in Österreich.....	90
5.3 Vergleich Kraftwerke Eberschwang und Laussa (OKA).....	93
5.3.1 Gegenüberstellung der Anlagentechnik	94
5.3.2 WKA-Daten und Verarbeitung	95
5.3.3 Energieertrag	96
5.3.4 Zeitlicher Verlauf	102
5.3.4.1 Ermittlung des Tagesganges	102
5.3.4.2 Ermittlung des Jahresganges.....	107
5.3.4.3 Tageszeitliche Ertragsunterschiede.....	108
5.3.4.4 Jahreszeitliche Ertragsunterschiede.....	109
5.3.4.5 P-v Diagramm.....	110

6 Wirtschaftlichkeit von Windkraftanlagen.....	114
6.1 Fördermodelle	117
6.1.1 Gründe für eine Europäische Stromeinspeisungs-Richtlinie	118
6.1.2 Kriterien für eine Europäische Stromeinspeisungs-Richtlinie	118
6.1.2.1 Mindestanforderungen.....	118
6.1.2.2 Ergänzende Kriterien	119
6.1.2.3 Höhe der Vergütung in liberalisierten Märkten.....	119
6.1.3 Stromeinspeisungsregelungen in den Mitgliedstaaten der EU	119
6.2 Einspeisetarife	122
6.2.1 Europa	122
6.2.2 Österreich	123
6.2.3 Erschwerende Faktoren für den Betrieb von Windkraftanlagen in Österreich	125
6.2.3.1 Entgelt für den Netzparallelbetrieb durch die EVN AG.....	125
6.2.3.2 Restriktive Handhabung des Elektrizitätsgesetzes im Bundesland Burgenland	126
6.2.4 Entwicklung der Windkraftnutzung in Österreich	126
7 Zusammenfassung	128
8 Literaturverzeichnis	129
9 Abbildungsverzeichnis	137
10 Anhang A (Windkarten)	142
10.1 Windkarte Europa	142
10.2 Windkarte Osteuropa	143
10.3 Windkarte Niederösterreich	144

1 Einleitung

Die Nutzung der Windkraft ist keine Erfindung der „Neuzeit“; sie soll schon den alten Ägyptern vor 3000 Jahren bekannt gewesen sein. Obwohl erste historische Quellen aus dem Jahr 664 nach Christus stammen, erlebt die Weiterentwicklung dieser Technologie erst in unserem Jahrhundert einen bedeutenden Aufschwung. [17, S.2]

Eine große Anzahl von Personen ist nun daran interessiert, auf den „vielversprechenden Zug aufzuspringen“. Es existieren zu diesem Thema viele Publikationen, deren Inhalte sich naturbedingt speziell im Physik- und

Technikbereich stark ähneln. Die ersten Kapitel der vorliegenden Arbeit bilden somit einen Überblick über die physikalischen Grundbedingungen und die technische Entwicklung der Windkraftanlagen und sind für den Neueinstieg in diese Technologie unumgänglich.

Das eigentliche Ziel dieser Untersuchung ist ein Vergleich der in Österreich herrschenden Windverhältnisse mit anderen europäischen Ländern. Zur Verdeutlichung der in Österreich bestehenden Möglichkeiten wurden zwei Windkraftanlagen nach einjähriger Betriebszeit einander gegenübergestellt. Für eine sinnvolle Auswertung von Winddaten sind zwar Zeitreihen über mehrere Jahre unumgänglich, doch man kann auch nach einem kürzeren Zeitraum schon erste Schlüsse ziehen.



Abb. 1: Vertikalachsen-Windmühle [17, S.2]

2 Physikalische Grundlagen

Die Hauptkomponente einer Windkraftanlage ist ein Energiewandler, der die kinetische Energie des Windes in mechanische Arbeit umsetzt. Die Detailbeschaffenheit dieser Energiewandler ist vorerst noch gleichgültig. Der Vorgang des Entzuges von mechanischer Arbeit aus einem bewegtem Luftstrom mit Hilfe eines scheibenförmigen, rotierenden Windenergiewandlers folgt einer eigenen grundsätzlichen Gesetzmäßigkeit.

Erkannt hat dies Albert Betz in den Jahren 1922 - 1925. Er zeigte durch die Anwendung elementarer physikalischer Gesetze, daß die entnehmbare mechanische Leistung aus einem Luftstrom, der durch eine vorgegebene Querschnittsfläche strömt, auf einen ganz bestimmten Wert im Verhältnis zu der im Luftstrom enthaltenen Leistung begrenzt ist. Darüber hinaus erkannte Betz, daß der optimale Leistungsentzug von einem bestimmten Verhältnis der Strömungsgeschwindigkeit vor und hinter dem Energiewandler abhängig ist.

Die Betzsche Theorie setzt einen verlustlos arbeitenden Energiewandler und eine reibungsfreie Strömung voraus und enthält viele Vereinfachungen. Die Ergebnisse sind jedoch für praktische Überschlagsberechnungen durchaus brauchbar. Ihre wahre Bedeutung liegt jedoch darin, daß sie eine gemeinsame physikalische Grundlage für das Verständnis und die Wirkungsweise von Windenergiewandlern unterschiedlicher Bauart bildet. Die physikalischen und technischen Grundlagen über Windkraftanlagen werden in der Literatur in verschiedenster Weise abgehandelt und dargestellt. Um einen gesamten einheitlichen Überblick zu bieten, wurden zur Erläuterung im wesentlichen die Beschreibungen von Hau [17], Gasch [15] und Kaltschmitt [25] herangezogen.

2.1 Impulstheorie nach Betz

In bewegten Luftmassen ist kinetische Energie diejenige die technisch nutzbar gemacht werden kann. Die gesamte im Wind enthaltene Energie errechnet sich dabei aus der Masse der Luft und der Luftströmungsgeschwindigkeit entsprechend der Gleichung (2.1).

$$E = \frac{1}{2} m \cdot v^2 \quad (2.1)$$

E	Windenergie in [Nm]
m	Masse der Luft in [kg]
v	Windgeschwindigkeit in [m/s]

Der Volumenstrom $\dot{V}$ ist definiert als ein durch eine Fläche A pro Zeiteinheit hindurchfließendes Volumen.

$$\dot{V} = v \cdot A \quad (2.2)$$

Für den Massenstrom $\dot{m}$ gilt gleiches mit der Luftdichte ρ .

$$\dot{m} = \rho \cdot A \cdot v \quad (2.3)$$

Dem Wind kann Energie immer nur auf einer bestimmten, begrenzten Fläche entzogen werden. Bei Windkraftanlagen beispielsweise durchströmen die Luftmassen die vom Rotor überstrichene Kreisfläche. Die Leistung des Windes ergibt sich durch die durch die Fläche A hindurchfließende Energiemenge pro Zeit und läßt sich dann über den Massenstrom bestimmen.

$$P = \frac{1}{2} \dot{m} \cdot v^2 = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (2.4)$$

P	Leistung des Windes in [W]
$\dot{m}$	Massenstrom der Luft in [kg/s]
v	Windgeschwindigkeit in [m/s]
ρ	Dichte der Luft in [kg/m ³]
A	durchströmte (Rotor-)Fläche in [m ²]

Die im Wind enthaltene Leistung steigt mit zunehmender Strömungsgeschwindigkeit der bewegten Luftmassen exponentiell an. Die kinetische Energie der bewegten Luftmassen kann durch die Abbremsung der Luftmassen mittels des Rotors einer Windkraftanlage in eine mechanische Drehbewegung und damit wieder in kinetische Energie umgewandelt werden.

Das Problem besteht darin, herauszufinden, wieviel mechanische Leistung sich durch einen Energiewandler dem Luftstrom entziehen läßt. Da der Entzug von mechanischer Leistung nur auf Kosten der im Windstrom enthaltenen kinetischen Energie möglich ist, heißt dies bei unverändertem Massenstrom, daß die Geschwindigkeit hinter dem Windenergiewandler abnehmen muß. Die Verringerung der Geschwindigkeit bedeutet gleichzeitig eine Aufweitung des Querschnittes, da der gleiche Massenstrom hindurchtreten muß. Es ist also notwendig, die Zustände vor und hinter dem Wandler zu betrachten.

Die Leistung, die dem Wind entzogen werden kann, errechnet sich aus der Differenz der Windleistung vor (P_1) und hinter (P_2) dem Rotor.

$$P = P_1 - P_2 = \frac{1}{2} \rho \cdot A_1 \cdot v_1^3 - \frac{1}{2} \rho \cdot A_2 \cdot v_2^3 = \frac{1}{2} \rho \cdot (A_1 \cdot v_1^3 - A_2 \cdot v_2^3) \quad (2.5)$$

Unter Einbeziehung der Kontinuitätsbeziehung

$$\dot{m} = \rho \cdot v_1 \cdot A_1 = \rho \cdot v_2 \cdot A_2 \quad (2.6)$$

erhält man nun

$$P = \frac{1}{2} \rho \cdot v_1 \cdot A_1 \cdot (v_1^2 - v_2^2) = \frac{1}{2} \dot{m} \cdot (v_1^2 - v_2^2) \quad (2.7)$$

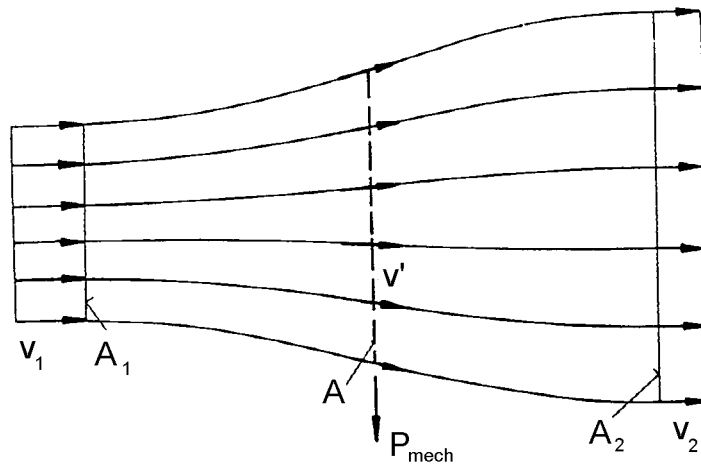


Abb. 2: Strömungsverhältnisse beim Entzug mechanischer Leistung aus einem Luftstrom [17, S.62]

Aufgrund des Massenerhaltungssatzes muß in allen drei Flächen A_1 , A , A_2 der Massendurchsatz $\dot{m}$ gleich sein; die Strömungsröhre weitet sich deshalb entsprechend auf. Die Dichte der Luft ρ wird dabei als näherungsweise konstant angenommen.

Man könnte aus obiger Beziehung nun schließen, daß dem Wind die meiste Leistung zu entziehen ist, wenn v_2 gleich Null ist. Das würde bedeuten, daß die Luft durch den Rotor vollständig abgebremst wird. Dies ist jedoch aus physikalischer Sicht unmöglich. Würden die Luftmassen in der durchströmten (Rotor-)Fläche vollständig abgebremst und demzufolge nicht abtransportiert, käme es zu einer "Verstopfung" der Querschnittsfläche für die folgenden Luftmassen. Es fände überhaupt keine Strömung mehr statt. Aber auch eine Durchströmung der Rotorfläche ohne eine Luftabbremmung entzieht dem Wind keine Energie. Es muß zwischen diesen beiden Extremen ein Optimum der Windenergieentnahme aus den bewegten Luftmassen geben. Es gilt ein Zahlenverhältnis von v_2/v_1 zu finden, bei dem die entziehbare Leistung ein Maximum wird.

Es wird nun davon ausgegangen, daß sich die Geschwindigkeit am Rotor v' als das arithmetische Mittel aus den Geschwindigkeiten v_1 vor dem Rotor und v_2 nach dem Rotor ergibt. Der Beweis dafür wird im anschließenden Kapitel über das Theorem von Froude-Rankine nachgereicht.

$$v' = \frac{v_1 + v_2}{2} \quad (2.8)$$

Der Massendurchsatz wird damit:

$$\dot{m} = \rho \cdot A \cdot v' = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot (v_1 + v_2) \quad (2.9)$$

Somit ergibt sich die mechanische Leistung des Wandlers und damit die dem Wind entzogene Leistung P in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit.

$$P = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot (v_1^2 - v_2^2) \cdot \frac{1}{2} (v_1 + v_2) \quad (2.10)$$

Die Energieentnahme durch ein ideales Windrad kann durch den Betzschen Leistungsbeiwert c_p beschrieben werden. Der Leistungsbeiwert ist definiert als der Quotient aus der dem Wind entzogenen zur insgesamt enthaltenen Leistung.

$$c_p = \frac{P}{P_0} = \frac{\frac{1}{4} \rho \cdot A \cdot (v_1^2 - v_2^2) \cdot (v_1 + v_2)}{\frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v_1^3} \quad (2.11)$$

Nach Kürzungen und Umformungen kann der Leistungsbeiwert als Geschwindigkeitsverhältnis v_2/v_1 der Windgeschwindigkeit vor und nach dem Windrad ausgedrückt werden und man sieht, daß der Leistungsbeiwert nur davon abhängt, wie stark der Wind abgebremst wird.

$$c_p = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{v_2}{v_1} - \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^2 - \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^3 \right) \quad (2.12)$$

Laut Betz wird der Leistungsbeiwert maximal, wenn die Windgeschwindigkeit durch den Rotor genau um zwei Drittel vermindert wird. Dies kann durch Differenzieren und anschließende Nullstellenbestimmung nachgewiesen werden.

$$\frac{dc_p}{d\left(\frac{v_2}{v_1}\right)} = \frac{1}{2} \left(1 - 2 \frac{v_2}{v_1} - 3 \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right) \stackrel{!}{=} 0 \quad (2.13)$$

Demnach ergibt sich der maximale Leistungsbeiwert $c_{p,max}$ mit

$$c_{p,max} = \frac{16}{27} = 0,593 \quad (2.14)$$

Diese Zusammenhänge sind natürlich auch graphisch darstellbar und man sieht, daß der Leistungsbeiwert sein Maximum bei einem Geschwindigkeitsverhältnis v_2/v_1 von $1/3$ hat.

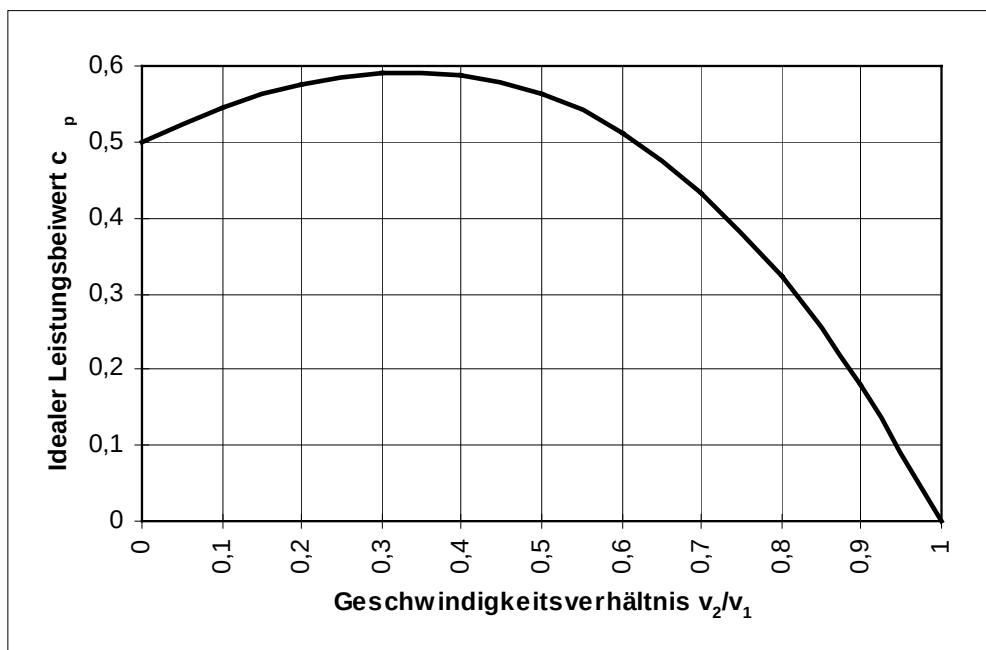


Abb. 3: Verlauf des Leistungsbeiwertes über dem Geschwindigkeitsverhältnis vor und hinter dem Energiewandler

Infolge dieser Zusammenhänge können maximal $16/27$ der in den strömenden Luftmassen enthaltenen Energie durch ein ideales Windrad entnommen werden. Der theoretisch maximale Wirkungsgrad einer idealen Windkraftanlage liegt damit bei 59,3%.

2.2 Froude-Rankinesches Theorem

Die Erklärung dafür, daß die Geschwindigkeit v' in der Radebene nach der Betzschen Theorie tatsächlich der Mittelwert aus den Geschwindigkeiten weit vor und hinter dem Rad ist, wird jetzt nachgetragen. Der Schub kann einerseits durch den Impulssatz ausgedrückt werden.

$$S = \dot{m} \cdot (v_1 - v_2) \quad (2.15)$$

S Schubkraft [N]

Andererseits kann man ihn aus der Bernoulli Gleichung (Energiebilanz) ableiten, die zuerst für den Bereich vor der Radebene und dann für den Bereich danach angesetzt wird.

$$p_1 + \frac{\rho}{2} v_1^2 = p'_- + \frac{\rho}{2} v'^2_- \quad (2.16)$$

$$p'_+ + \frac{\rho}{2} v'^2_+ = p_2 + \frac{\rho}{2} v_2^2 \quad (2.17)$$

p Impuls [N/m²]

Der Index "-" bezeichnet die Ebene dicht vor und "+" die Ebene dicht hinter dem Rad.

Aus Kontinuitätsgründen muß die Geschwindigkeit dicht vor und dicht hinter dem Rad gleich sein ($v'_- = v'_+$). Andererseits ist der statische Druck weit vor dem Rad auch gleich dem statischen Druck weit hinter dem Rad ($p_1 = p_2$). Somit ergibt die Addition von (2.16) und (2.17)

$$\frac{\rho}{2} (v_1^2 - v_2^2) = p'_- - p'_+ \quad (2.18)$$

Der Schub entsteht nach dieser (energetischen) Betrachtung durch die Differenz des statischen Drucks vor und hinter der Radebene

$$S = A \cdot (p'_- - p'_+) \quad (2.19)$$

Drückt man in Gleichung (2.15) noch den Massendurchsatz $\dot{m}$ durch $\dot{m} = \rho \cdot A \cdot v'$ aus und führt dann Gleichung (2.11) und (2.12) ein, erhält man den oben benutzten Ausdruck für die Geschwindigkeit v' in der Radebene.

$$v' = \frac{v_1 + v_2}{2} \quad (2.20)$$

[15, S.124]

2.3 Die Schnellaufzahl λ

Ein Flugzeug kann die Schwerkraft erst dann überwinden, wenn es auf der Startbahn eine gewisse Geschwindigkeit erreicht hat, und der Tragflügel genug Auftriebskraft erfährt. Ebenso hängt der optimale Blattauftrieb einer Windkraftanlage vom Erreichen einer vorgegebenen Umlaufgeschwindigkeit ab. Der Auftrieb eines Rotorblattes ist somit abhängig vom Verhältnis der Umlaufgeschwindigkeit am jeweiligen Punkt des Rotorblattes zur herrschenden Windgeschwindigkeit. Dieses Verhältnis wird als Schnellaufzahl λ bezeichnet. Als Bezugsgröße zur Ermittlung der Schnellaufzahl wird üblicherweise die Umlaufgeschwindigkeit u der Rotorblattspitze verwendet.

$$\lambda = \frac{u}{v} \quad (2.21)$$

v	Windgeschwindigkeit [m/s]
u	Umlaufgeschwindigkeit [m/s]

2.4 Auslegung nach Schmitz

Betz ging davon aus, daß die Strömung von der Geschwindigkeit v_1 weit vor dem Rad auf v_2 hinter der Radebene verzögert wird, ohne eine axiale Richtungsänderung zu erfahren. Schmitz jedoch berücksichtigt auch die Drallkomponente in Umfangsrichtung. Auf detailliertere Erklärungen und mathematische Ableitungen wird an dieser Stelle verzichtet. Das Ergebnis wird als Diagramm angegeben. Der Leistungsbeiwert $c_{P,\text{Schmitz}}$ weist im Gegensatz zum Leistungsbeiwert $c_{P,\text{Betz}}$ eine Abhängigkeit von der Schnellaufzahl λ auf.

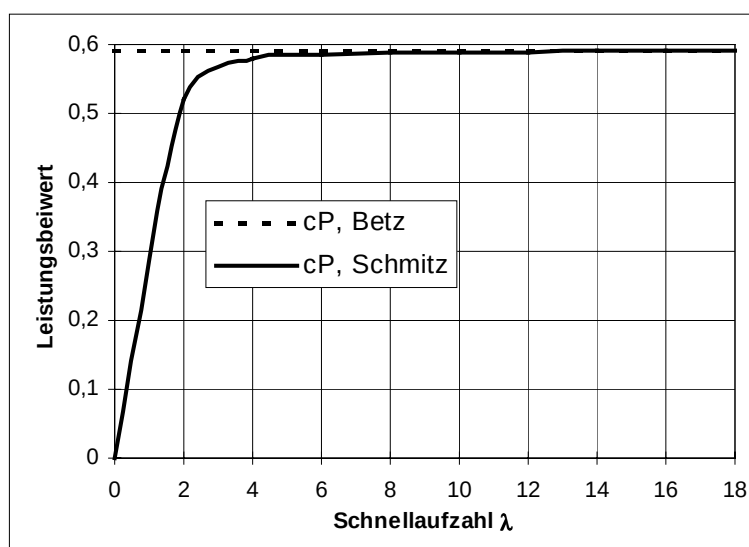


Abb. 4: Verlauf des Leistungsbeiwertes $c_{P,\text{Schmitz}}$ über der Schnellaufzahl λ

2.5 Rotorbauarten

Bei der Betz'schen Impulstheorie wird der physikalisch bedingte, ideale Grenzwert für den Entzug von mechanischer Leistung aus einem Windstrom unabhängig von der Bauart des Energiewandlers angegeben. Der tatsächlich erreichbare Wirkungsgrad ist jedoch von den Eigenschaften des Wandlers abhängig.

Einen erheblichen Einfluß auf den tatsächlichen Wirkungsgrad haben die zur Erzeugung der mechanischen Leistung herangezogenen Luftkräfte. Jeder angeströmte Körper erfährt eine Luftkraft, deren Komponenten in Strömungsrichtung definitionsgemäß als Luftwiderstand und senkrecht zur Anströmrichtung als aerodynamischer Auftrieb bezeichnet werden. Je nachdem, ob der Luftwiderstand oder die Auftriebskraft genutzt wird, ergeben sich sehr unterschiedliche reale Leistungsbeiwerte des Windenergiewandlers.

2.5.1 Widerstandsprinzip

Die einfachste Bauform eines Windrades ist ein schräg zur Windrichtung gestelltes Brett, das vom Wind zur Seite bewegt wird und somit eine nutzbare Kraft erzeugt. Windräder nach dem Widerstandsprinzip sind besonders einfach gebaut und nutzen die einfachste Art der Energieumwandlung mit Hilfe reiner Widerstandsflächen. Sie funktionieren nach dem Prinzip, daß jeder Körper dem Wind einen gewissen Widerstand entgegensetzt.

Die Luft trifft mit der Geschwindigkeit v_w auf die angeströmte Fläche A . Die Leistungsaufnahme P dieser angeströmten Fläche erhält man nun aus der Luftwiderstandskraft F_w und der Geschwindigkeit v mit der sie sich bewegt.

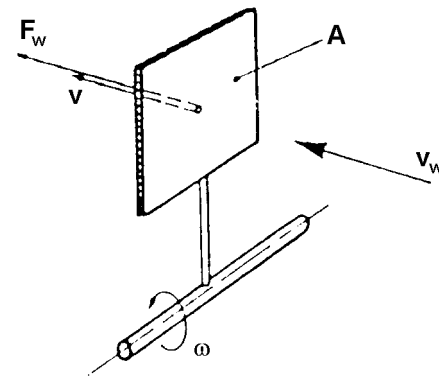


Abb. 5: Widerstandsnutzendes System [15, S.23]

$$P = F_w \cdot v \quad (2.22)$$

Entscheidend für die Größe des Luftwiderstandes ist die Geschwindigkeitsdifferenz zwischen der Windgeschwindigkeit v_w und der Geschwindigkeit v der angeströmten Fläche. Der Luftwiderstand läßt sich nun mit Hilfe des Luftwiderstandsbeiwertes c_w ausdrücken.

$$F_w = c_w \cdot \frac{\rho}{2} \cdot A \cdot (v_w - v)^2 \quad (2.23)$$

Daraus ergibt sich nun die Leistung

$$P = c_w \cdot \frac{\rho}{2} \cdot A \cdot (v_w - v)^2 \cdot v \quad (2.24)$$

Der Leistungsbeiwert lässt sich nun wieder als Verhältnis der dem Wind entzogenen Leistung P zu der im Wind enthaltenen Leistung P_0 ansetzen.

$$c_p = \frac{P}{P_0} = \frac{c_w \cdot \frac{\rho}{2} \cdot A \cdot (v_w - v)^2 \cdot v}{\frac{\rho}{2} \cdot A \cdot v_w^3} \quad (2.25)$$

Ähnlich wie in Kapitel 2.1 lässt sich auch hier durch Differenzierung und Nullstellenbestimmung der ersten Ableitung zeigen, daß der Leistungsbeiwert genau an der Stelle maximal wird, an der die Windgeschwindigkeit um zwei Drittel vermindert wird. Bei diesen Geschwindigkeitsverhältnissen beträgt der maximale Leistungsbeiwert 14,8% des Luftwiderstandsbeiwertes c_w .

$$c_{p,max} = \frac{4}{27} \cdot c_w = 0,148 \cdot c_w \quad (2.26)$$

Eine unendlich große Platte, die beispielsweise einen Luftwiderstandsbeiwert von 2,01 hat, würde einen maximalen Leistungsbeiwert von knapp 0,3 erreichen. Bei real ausgeführten Widerstandsläufers werden jedoch Widerstandsbeiwerte von höchstens 1,3 erreicht. Somit sinkt der Leistungsbeiwert und damit der theoretisch erreichbare Wirkungsgrad auf 20%. Dies entspricht nur mehr einem Drittel des idealen Betz'schen Wertes von knapp 60%.

Hier noch einige Beispiele für verschiedene c_w -Werte:

Kreisplatte:	1,11
Quadratplatte	1,10
Offene Halbkugel	
→ (	0,34
→)	1,33

Charakteristische Eigenschaften widerstandsnutzender Rotoren sind eine niedrige Rotordrehzahl und ein hohes Rotordrehmoment. Dadurch eignen sich die Rotoren sehr gut zur Verrichtung mechanischer Arbeit mit hohen Anlaufdrehschritten. Bei der Anwendung von Widerstandsläufwerk zur Erzeugung von Elektrizität stellt die Eigenschaft kleiner Rotordrehzahlen einen Nachteil dar, weil daraus ein größerer Aufwand für die Getriebeübersetzung resultiert. Eine große Blattfläche und somit erhöhte Rotormasse äußert sich zudem in höheren Strukturbelastungskräften und einer relativ großen Schwerfälligkeit in der Sturmsicherung.

2.5.2 Auftriebsprinzip

Um erheblich höhere Leistungsbeiwerte zu erreichen wird beim Auftriebsprinzip die Form der Rotorblätter so gestaltet, daß der aerodynamische Auftrieb genutzt werden kann. Die Ausnutzung des aerodynamischen Auftriebes, analog den Verhältnissen an einem Flugzeugtragflügel, steigert den Wirkungsgrad beträchtlich.

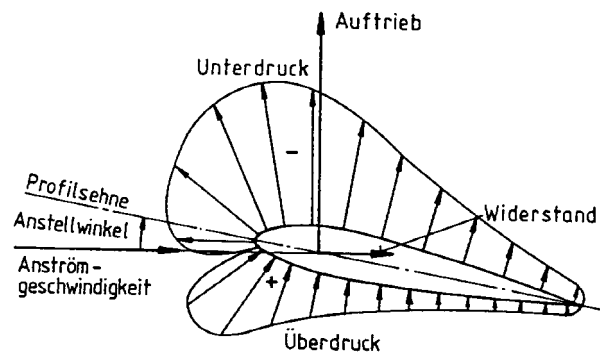


Abb. 6: Luftkräfte an einem umströmten Tragflügelprofil [17, S.69]

Rotoren moderner Windkraftanlagen werden nur mehr nach dem Auftriebsprinzip ausgelegt. Die am meisten verwendete Bauform ist der Propellertyp mit horizontaler Drehachse.

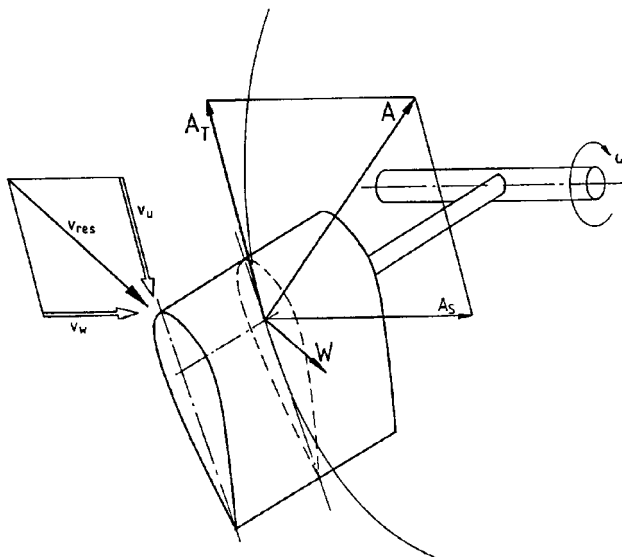


Abb. 7: Anströmungsgeschwindigkeiten und Luftkräfte an einem propellerartigen, auftriebsnutzenden Rotor [17, S.70]

Es kommt zu einer vektoriellen Überlagerung der Windgeschwindigkeit v_w mit der Bewegungsgeschwindigkeit v_u des Rotorblattes. Beim rotierenden Rotorblatt ist dies die Umfangsgeschwindigkeit an einem Blattquerschnitt in einem bestimmten Abstand zur Drehachse. Die sich ergebende Anströmgeschwindigkeit v_{res} bildet mit der Profilleine den aerodynamischen Anstellwinkel. Die entstehende Luftkraft wird zerlegt in eine Komponente in Richtung der Anströmgeschwindigkeit, den Widerstand W und in eine Komponente A_T in der Drehebene des Rotors und eine

zweite senkrecht zur Drehebene. Die sogenannte Tangentialkomponente A_T bildet das Antriebsmoment des Rotors, während A_S für den Rotorschub verantwortlich ist.

Das Verhältnis von Auftrieb zu Widerstand wird als Gleitzahl E bezeichnet. Moderne Profile, wie sie für Flugzeugtragflügel und Windrotoren verwendet werden, können Gleitzahlwerte bis zu 200 erreichen. Aus dieser Tatsache lässt sich qualitativ erkennen, um wieviel günstiger die Nutzung des aerodynamischen Auftriebes ist. Eine quantitative Berechnung der erzielbaren Leistungsbeiwerte ist bei auftriebsnutzenden Rotoren nicht mehr mit Hilfe elementarer physikalischer Beziehungen möglich. Hierzu sind aufwendigere theoretische Modellvorstellungen erforderlich. [17, S.69]

Bei modernen Tragflügelprofilen ist der Widerstand deutlich geringer als 1% des Auftriebs. Nach der Theorie von Betz kann mit dem Auftriebsprinzip maximal knapp 60% der im Wind enthaltenen Energie nutzbar gemacht werden. Bei marktgängigen Anlagen liegt der Wirkungsgrad im Bestpunkt gegenwärtig im Bereich von 40 bis maximal 50%. Gute Windkraftkonverter sind derzeit durch einen mittleren Wirkungsgrad von rund 45% gekennzeichnet. Der Grund hierfür liegt in Verlusten aufgrund von nicht optimaler aerodynamischer Anpassung der Rotorblätter an die aktuellen Windverhältnisse, der Reibung in den Lagern, im Getriebe und im Generator, wie sie bei technischen Realisierungen immer gegeben sind.

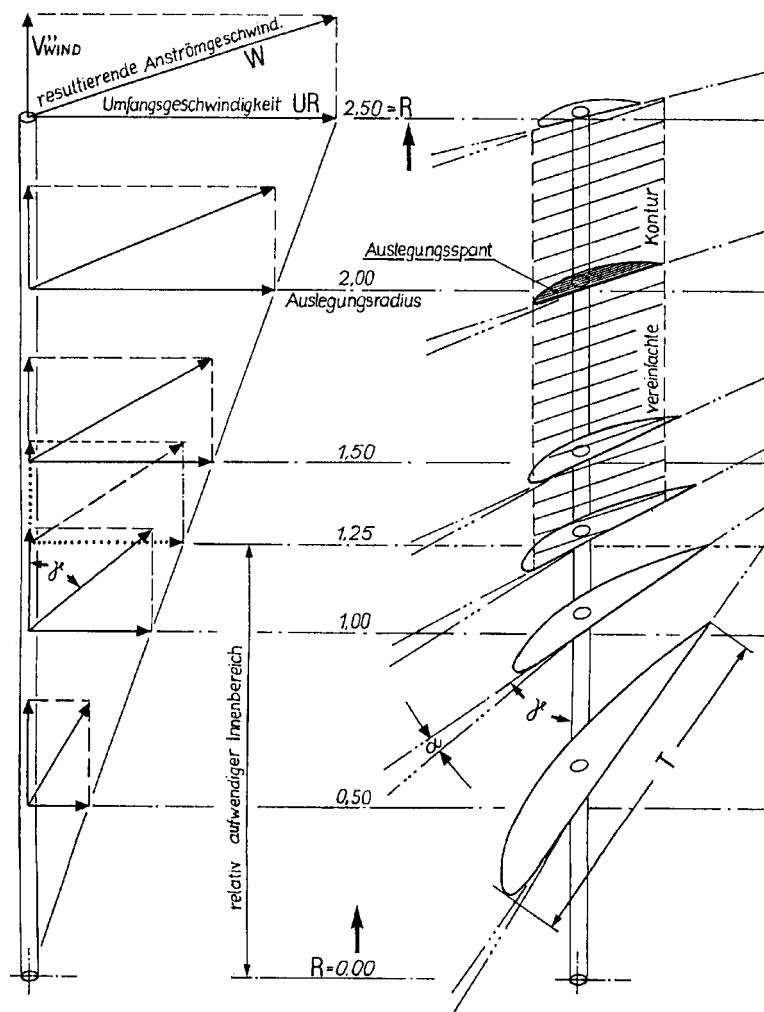


Abb. 8: Konstruktion der Geometrie eines Flügels und seiner Verwindung [49, S.61]

Das Flügelprofil soll immer unter dem jeweils günstigsten Winkel angeströmt werden, damit die Strömung laminar am Profil anliegt. In Abhängigkeit von Windgeschwindigkeit und Umlaufgeschwindigkeit ändern sich Größe und Winkel der Anströmgeschwindigkeit am jeweiligen Punkt des Rotorblattes. Die Umfangsgeschwindigkeit ist an der Flügelspitze am größten und nimmt zur Nabe hin ab. Daraus ergibt sich eine Zunahme des Anströmwinkels von

der Blattspitze in Richtung Nabe. Damit das Flügelprofil an jedem Punkt des Rotorblattes optimal angeströmt wird, werden daher die Rotorblätter mit Verwindung ausgeführt.

3 Stand der Technik

Die technischen Grundlagen einer Stromerzeugung aus Windenergie werden nun aufbauend auf den physikalischen Zusammenhängen der Windenergienutzung im folgenden dargestellt. Dabei wird vom derzeitigen Stand der Technik ausgegangen.

3.1 Bauformen

Das Spektrum der technischen Ausführungsformen ist groß. Wichtige Klassifikationsmerkmale unterschiedlicher Konzepte sind unter anderem:

- Stellung der Rotorachse (horizontal, vertikal)
- Anzahl der Rotorblätter (Ein-, Zwei-, Drei- oder Mehrblattrotoren)
- Schnellläufigkeit (Langsam- oder Schnellläufer)
- Rotordrehzahl (konstant oder variabel)
- Möglichkeiten der Leistungsregelung (stall- oder pitch-geregelt)
- Möglichkeiten der Sturmsicherung (Aus dem Wind drehen oder Blattverstellung)
- Art des Generators (Synchron-, Asynchron- oder Gleichstromgenerator)
- Art der Netzkopplung bei Anlagen zur Stromerzeugung (direkt oder über einen Gleichstromzwischenkreis)

Am einfachsten ist eine Unterscheidung nach konstruktiven Gesichtspunkten, und deshalb auch am gebräuchlichsten. Ein primäres Unterscheidungsmerkmal ist die Lage der Drehachse des Windrotors. Deshalb werden Rotoren mit vertikaler und horizontaler Drehachse unterschieden.

3.1.1 Rotoren mit vertikaler Drehachse

Windrotoren mit vertikaler Drehachse stellen zwar die älteste Bauform dar, sie konnten jedoch anfangs nur als reine Widerstandsläufer ausgeführt werden.

3.1.1.1 Savonius-Rotor

Der Savonius-Rotor ist der bekannteste Rotor mit vertikaler Drehachse. Man findet ihn als Lüfterrad auf Eisenbahnwaggons oder Lieferwagen. Das Schalenkreuzanemometer wird für Windgeschwindigkeitsmeßgeräte verwendet (siehe Kapitel 4.3.1).

Der Savonius-Rotor wird insbesondere für den mechanischen Antrieb von Wasserpumpen gelegentlich eingesetzt. Aufgrund der niedrigen Schnellaufzahl und des vergleichsweise geringen Leistungsbeiwertes kommt er für stromerzeugende Windkraftanlagen nicht in Frage. Bei optimaler Formgebung kann der Savonius-Rotor auch als auftriebsnut-

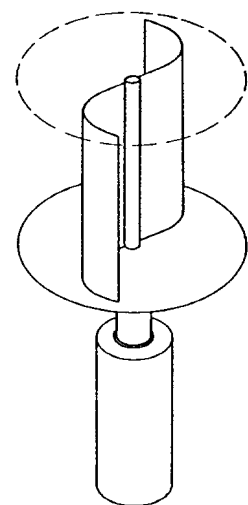


Abb. 9: Savonius-Rotor
[17, S.47]

zender Rotor realisiert werden. Der maximale Leistungsbeiwert liegt dann in der Größenordnung von 0,25.

3.1.1.2 Darrieus-Rotor

Bei Bauformen mit vertikaler Drehachse wird der aerodynamische Auftrieb erst in neuerer Zeit effektiv ausgenutzt. Am besten hierfür geeignet erwies sich die 1925 von dem Franzosen Darrieus entwickelte Form. Beim Darrieus-Rotor kreisen die Rotorblätter auf der Mantellinie einer geometrischen Rotationsfigur mit senkrechter Drehachse. Die geometrische Form der Rotorblätter ist dadurch kompliziert und aufwendig in der Herstellung. Darrieus-Rotoren werden wie Horizontalachsen-Rotoren vorzugsweise mit zwei oder drei Rotorblättern gebaut.

- Vorteile
sind die Windrichtungsunabhängigkeit und die prinzipiell einfache Bauart. Außerdem besteht die Möglichkeit, die mechanischen und elektrischen Komponenten, Getriebe und Generator, am Boden anzubringen.
- Nachteile
sind die Unfähigkeit, von alleine anzulaufen, und vor allem die fehlende Möglichkeit, durch Verstellen der Rotorblätter die Leistungsabgabe bzw. die Drehzahl regeln zu können. [17, S.47]

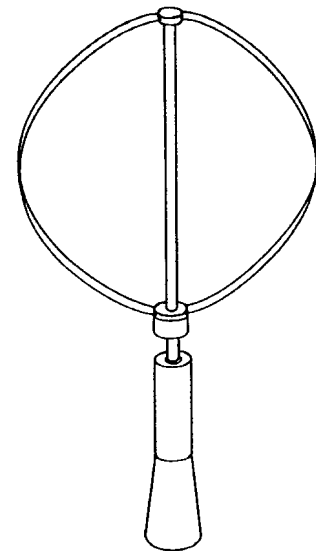


Abb. 10: Darrieus-Rotor
[17, S.47]

3.1.1.3 H-Darrieus-Rotor

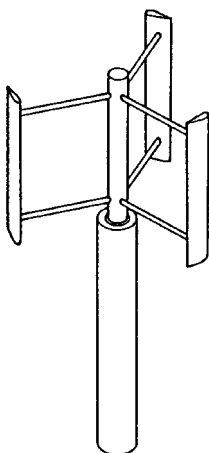


Abb. 11: H-Darrieus-Rotor
[17, S.47]

Der sogenannte H-Darrieus-Rotor stellt eine Abwandlung des Darrieus-Rotors dar. Statt der gebogenen Rotorblätter werden gerade Blätter, die über Haltestreben mit der Rotorwelle verbunden sind, verwendet. Dieses Konzept geht auf den Engländer Musgrove zurück und wird erst seit einigen Jahren erprobt. Die Musgrove-Anlagen verfügen teilweise über Rotoren mit variabler Geometrie. Die Rotorangriffsfläche und das Drehmoment werden mit zunehmender Windgeschwindigkeit verkleinert. Auf diese Weise wird eine zumindest grobe Leistungs- und Drehzahlregelung erzielt.

Weitere Vorschläge für Vertikalachsen sind, z.B. V-förmig angeordnete Blättern oder eine schrägstehende Rotorachse. Die Erfinder versprechen sich davon besonders einfache und billige Konstruktionen. Es stellt sich jedoch das Problem, daß solche Rotorbauarten fast zwangsläufig einen schlechteren Leistungsbeiwert aufweisen, womit die Wirtschaftlichkeit selbst bei geringeren Baukosten in Frage gestellt ist.

Insgesamt gesehen kann gesagt werden, daß Windrotoren mit vertikaler Achse, in erster Linie der Darrieus-Rotor, mit Sicherheit noch über ein unausgeschöpftes Entwicklungspotential verfügen. Ob die prinzipiellen Vorzüge die Nachteile überwiegen, und diese Bauart zu einem ernstzunehmenden Konkurrenten Horizontalachsen-Rotors wird, läßt sich heute noch nicht absehen. In jedem Fall ist dazu noch eine längere Entwicklungszeit erforderlich.

3.1.2 Rotoren mit horizontaler Drehachse

Horizontalachsenkonverter werden fast ausschließlich in der Propellerbauart verwirklicht. Die europäischen Windmühlen, die amerikanische Windturbine und die modernen Windkraftanlagen gehören zu dieser Bauform. Horizontalachsenkonverter stellen damit das Hauptkonstruktionsprinzip in der Windenergietechnik dar.

Zu den Vorteilen des Propellertyps zählt, daß durch Verstellen der Rotorblätter um ihre Längsachse die Rotordrehzahl und die Leistungsabgabe geregelt werden kann. Dieses Verfahren wird Blattverstellwinkelregelung genannt. Außerdem ist die Verstellung der Rotorblätter der wirksamste Schutz gegen Überdrehzahl und extreme Windgeschwindigkeiten, besonders für größere Anlagen.

Bei optimaler Auslegung der Rotorblattform kann durch maximale Nutzung des aerodynamischen Auftriebsprinzips nachweislich der aerodynamisch höchste Wirkungsgrad erreicht werden.

Der technologische Entwicklungsvorsprung der Propellerbauart ist ein weiteres entscheidendes Argument für diese Technologie.

Fast alle bis heute gebauten Windkraftanlagen entsprechen aufgrund ihrer Vorzüge dieser Bauart.

Abb. 12 zeigt den schematischen Aufbau einer Horizontalachsen-Windkraftanlage. Die darin bezeichneten Komponenten und ihre Anordnung sind typisch für eine größere Anlage. Insbesondere bei kleinen Anlagen sind bauliche Vereinfachungen zu finden, die von dieser Standardbauweise abweichende Konstruktionsmerkmale aufweisen. Ein Beispiel dafür ist die fehlende Möglichkeit, den Rotorblattwinkel zu verstellen.

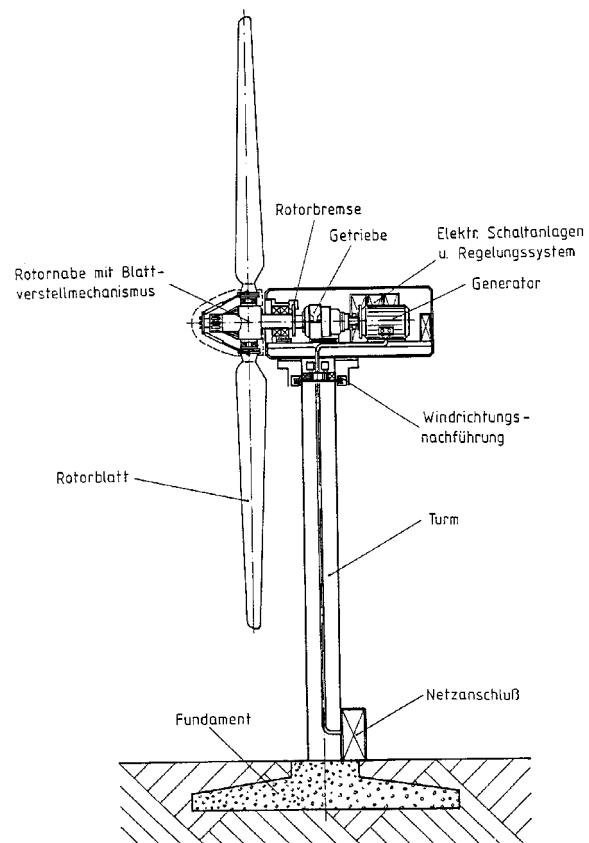
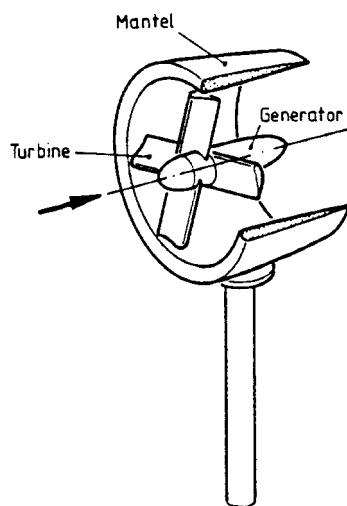


Abb. 12: Horizontalachsen-Windkraftanlage [17, S.52]

3.1.3 Windenergie-Konzentratoren

Sonderbauformen spielen in der Diskussion eine wichtige Rolle und werden zum Teil auch in Experimentalprogrammen erprobt. Einige dieser Typen werden an dieser Stelle erwähnt, bevor auf die Technik des Propellertyps näher eingegangen wird. Zumindest in einigen Fällen darf sehr bezweifelt werden, ob diese Windkraftanlagen allerdings jemals eine praktische Bedeutung erlangen werden.

3.1.3.1 Mantelturbine



Die Ummantelung ist die einfachste Methode zur Steigerung des Rotorwirkungsgrades. Beim freiumströmten Wandler ist die Einschnürung des Luftstromes unvermeidlich. Der Mantel verhindert die Einschnürung der Stromröhre vor dem Wandler. Der erzielbare Leistungsbeiwert übertrifft den Betzschen Wert und liegt bei $c_p = 0,66$. Anstelle eines Vollmantels können auch mit Hilfe von "Endscheiben" an den Blattspitzen in geringerem Maß mantelstromähnliche Effekte bewirkt werden.

Abb. 13: Mantelturbine [17, S.55]

3.1.3.2 Turbine mit Diffusor-Mantel

Die Anwendung eines Trichters vor dem Rotor wäre ein naheliegender Gedanke, das Ziel zu erreichen, mehr Wind einzufangen. Theoretische und experimentelle Untersuchungen haben allerdings gezeigt, daß damit praktisch keine Steigerung der Leistungsausbeute zu erreichen ist. Offensichtlich wird der Luftdurchsatz durch den Trichter von der kleineren Öffnung bestimmt, und außerdem wird eine dem Windstrom entgegengesetzt wirkende Zirkulationsströmung vom Trichter erzeugt.

Ein Diffusor stellt eine Ummantelung des Rotors mit einem umgekehrten Trichter dar und ist auch wesentlich wirkungsvoller. Dieser Diffusor bewirkt eine zusätzliche Zirkulationsströmung, deren Geschwindigkeitskomponenten im Diffusor gleichsinnig mit der Windströmung gerichtet sind und diese somit verstärkt. Der Leistungsbeiwert des Rotors steigt auf Werte von 2,0 bis 2,5 bezogen auf die Rotorfläche. Fairerweise muß der Leistungsbeiwert jedoch jetzt auf die maximale Querschnittsfläche des Diffusors bezogen wer-

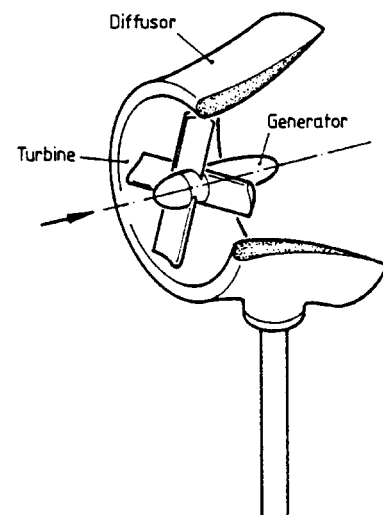


Abb. 14: Diffusorturbine [17, S.55]

den. Damit sinkt der Leistungsbeiwert auf ca. 0,75 ab, immerhin ein bescheidener Gewinn gegenüber dem freiumströmten Rotor.

3.1.3.3 Wirbelturm

Auch durch eine Überlagerung eines stationären Wirbels über den Windstrom, so daß dessen Geschwindigkeitsfeld antreibend auf den Rotor wirkt, läßt sich eine Steigerung der Windkonzentration erreichen. Dieser Effekt läßt sich mit den verschiedensten Konzentratoren erreichen. Eine Idee ist der sogenannte Wirbel- oder Tornado-turm.

Der Wind strömt tangential in das Innere eines Turmes mit am Zylinderrand angeordneten Klappen und bildet dort einen tornadoähnlichen Luftwirbel. Durch den erheblichen Unterdruck im Wirbelkern wird vom Boden des Turmes Luft von außen mit hoher Geschwindigkeit angesaugt und treibt eine Turbine an, deren Durchmesser etwa ein Drittel so groß wie der Turmdurchmessers ist. Bisher wurde dieses Prinzip allerdings nur im Windkanal untersucht. Die Übertragung auf eine Großanlage dürfte mit erheblichen Problemen verbunden sein. So stellt zum Beispiel die Geräuschentwicklung ein wahrscheinlich unüberwindbares Problem dar. Ausserdem kommen theoretische Überlegungen zu dem Ergebnis, daß der Leistungsbeiwert, bezogen auf die maximale Ansichtsfläche des gesamten Bauwerks, nur Werte von 0,1 erreicht.

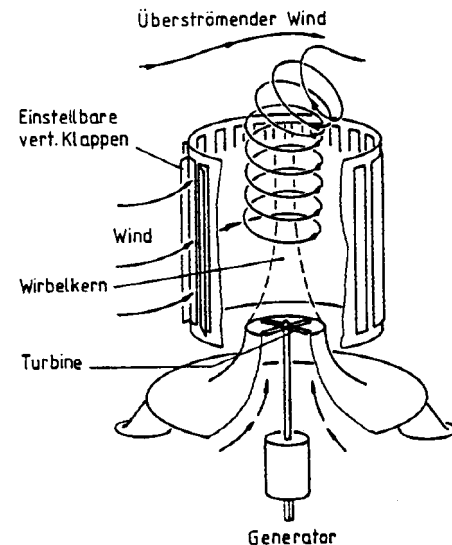


Abb. 15: Wirbelturm [17, S.55]

3.1.3.4 Wirbelkonzentration mit Hilfe eines "Deltaflügels"

Konzentrierte Luftwirbel treten als sogenannte Randwirbel bei der Umströmung eines Tragflügels auf. Beim Deltaflügel mit großem Anstellwinkel ist dies in besonders hohem Maß der Fall.

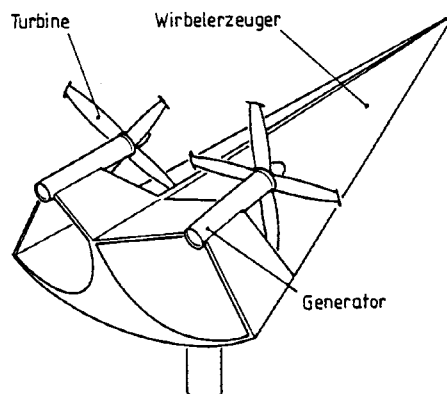


Abb. 16: Delta-Konzentrator [17, S.55]

Es wurde versucht, diesen Effekt für die Windenergietechnik zu nutzen. Auf einem statischen Bauwerk in der Form eines Deltaflügels sind die Windrotoren so angeordnet, daß sie in den Randwirbeln des Deltaflügels arbeiten. Aufgrund theoretischer Abschätzungen erhoffte man sich eine Steigerung der Leistungsausbeute gegenüber dem konventionell angeströmten Rotor um den Faktor 10. Eine Verlässliche Theorie für diesen komplexen Fall ist nicht verfügbar. Das Projekt wurde jedoch aufgegeben, da das Ergebnis von Modellmessungen im Windkanal sehr enttäuschend waren.

3.1.3.5 Konzentratorwindturbine

Von der Technischen Universität Berlin wurde eine weitere Variante der Windkonzentratoren vorgeschlagen und experimentell untersucht. Sie wurde unter dem Namen Berwian bekannt. Mit Hilfe eines feststehenden Leitrades aus mehreren Schaufeln wird im Zentrum des Konzentrators ein starker Wirbel erzeugt. Ein kleiner Rotor im Zentrum des Leitapparates nutzt die um das Sechsbis Achtfache verstärkte Windleistung aus. In Windkanalversuchen und in freier Atmosphäre wurden mehrere Varianten dieser Konzeption getestet. Dabei wurden die theoretisch vorhergesagten Konzentrationsfaktoren bestätigt. Die Sturmsicherheit des Leitapparates stellt jedoch ein Problem dar. Um die Windkraft nicht unvertretbar groß werden zu lassen, müssen die Leitschaufeln beweglich sein, damit sie aus dem Wind gedreht werden können. Der Bauaufwand für das statische Bauwerk wird deshalb auch hier beträchtlich.

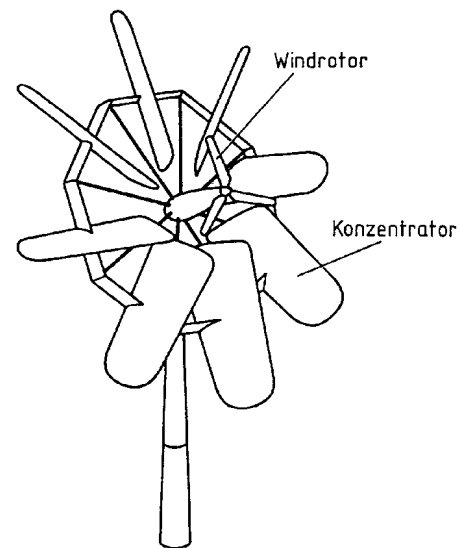


Abb. 17: Konzentratorwindturbine [17, S.56]

3.1.3.6 Aufwindkraftwerk

In einem hohen Turm, der von einem die Solarabstrahlung absorbierenden Vordach umgeben ist, wird eine aufwärtsgerichtete Luftströmung erzeugt, die eine Luftturbine antreibt. Das sogenannte Aufwindkraftwerk basiert auf dem Grundgedanken, eine Luftströmung wie in der Natur durch Erwärmung, das heißt Unterschiede in der Luftdichte, herbeizuführen.

Es handelt sich bei diesem Prinzip im eigentlichen Sinne nicht um eine Windkraftanlage, die den natürlichen Wind ausnutzt, sondern eher um eine Solaranlage zur Nutzung der Solarstrahlung. Ein Vorteil dieses Prinzips ist allerdings seine Einsatzmöglichkeit in Gebieten, die der "normalen Windkraftausnutzung" sonst nicht zugänglich sind.

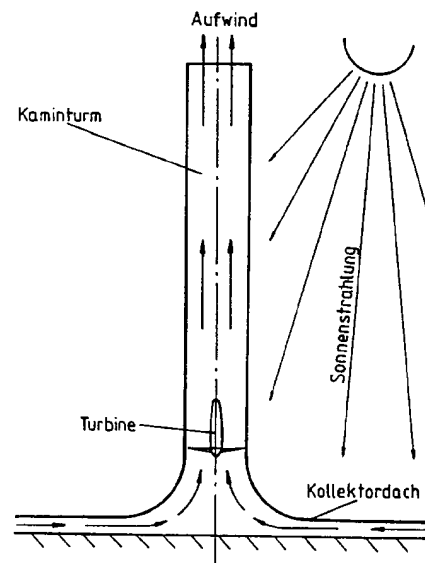


Abb. 18: Aufwindkraftwerk [17, S.57]

Eine Versuchsanlage mit einer projektierten 100-kW-Leistung wurde im Auftrag des Bundesministerium für Forschung und Technologie in Spanien erprobt. Die in den Jahren 1982 und 1983 durchgeführten Versuche und Messungen erbrachten eine Leistungsausbeute von ca. 50 kW. Die Erbauer weisen jedoch darauf hin, daß dieses Prinzip erst bei erheblich größeren Dimensionen den bestmöglichen Wirkungsgrad erreicht und darüber hinaus der Kostenvergleich nicht mit konventionellen Windkraftanlagen, sondern mit Anlagen zur direkten Nutzung der Solarstrahlung angestellt werden müsse.

3.2 Zusammenfassung

Gruppe I Auftriebsprinzip horizontale Achse	Gruppe II Auftriebsprinzip vertikale Achse	Gruppe III Konzentrierende Maschinen	Gruppe IV Widerstands- prinzip
• Schnellläufer – Einblattrotoren – Zweiblattrotoren – Dreiblattrotoren • Langsamläufer – historische Windmühle – amerikanische Windturbine – gegenläufiger Doppelrotor • Mehrfachrotor • Flettner • Segelrotor • Schleppturbine	• Schnellläufer – Darrieus – Giromill – H-Rotor • Langsamläufer – Savoniusläufer mit Auftriebsprinzip	Einfachmantelturbine Windturbine mit Diffusor quasi-Mantel Tornadotyp Delta-Konzentrator Berwian	Savonius Schalenkreuz umklappende Flächen hälftig abgeschirmt

Abb. 20: Klassifizierung von Windkraftanlagen [25, S.236]

Abb. 19: Windräder an der spanischen Küste bei Gibraltar

3.3 Systemelemente

Die Horizontalachsenkonverter sind von der aufgezeigten Vielzahl möglicher Anlagenkonzepte derzeit und in absehbarer Zukunft für eine netzgekoppelte Stromerzeugung marktbestimmend. Der prinzipielle Aufbau dieses Anlagenkonzeptes wurde bereits in Abb. 12 dargestellt. Demnach besteht eine netzgekoppelte Windkraftanlage aus den Rotorblättern, der Rotornabe, gegebenenfalls einem Getriebe, dem Generator, dem Turm, dem Fundament und einem Netzanschluß. Je nach Windkraftanlagentyp können weitere Komponenten hinzukommen.

3.3.1 Rotor

Das Systemelement, mit dem die im Wind enthaltene Energie in eine mechanische Drehbewegung umgewandelt wird, bezeichnet man bei einer modernen Windkraftanlage als Rotor. Er besteht aus einem oder mehreren Rotorblättern und der Rotornabe. Mit Hilfe der Rotorblätter wird den bewegten Luftmassen die Bewegungsenergie nach dem Auftriebsprinzip entzogen. Dies wird derzeit mit einem Wirkungsgrad von maximal 50% realisiert. Im Regelfall liegt der sogenannte aerodynamische Wirkungsgrad im Bestpunkt bei den heute üblichen Rotoren zwischen 42 und 48%. [25, S.238]

3.3.1.1 Orientierung der Rotorachse

Zu den fundamentalen Unterscheidungsmerkmalen von Windkraftanlagen gehört die Orientierung der Rotorachse. Horizontalachsenwindmühlen sind weit in der Überzahl, obwohl einige gewichtige Vorteile der Vertikalachser unübersehbar sind und im Verlauf des Kapitels genannt werden. Es wird unter den Vertikalachsern im wesentlichen unterschieden zwischen dem Darrieus-Typ mit Blättern, die entsprechend einer Seillinie (Toposkiene) gekrümmt sind, und den Vertikalachsern mit senkrechten, geraden Blättern.

3.3.1.2 Stellung des Rotors zum Turm

Die Stellung des Rotors zum Turm stellt bei den Horizontalachsern ein wichtiges Unterscheidungsmerkmal dar. Die sogenannten Luvläufer sind am stärksten verbreitet. Bei dieser Bauweise läuft der Rotor in Windrichtung vor dem Turm (up wind rotor). Leeläufer (down wind rotor) haben den für Genehmigung und Akzeptanz gewichtigen Nachteil, daß der periodische Gang des Rotorblattes durch die verwirbelte Strömung im Turmnachlauf ("Turmschatten") eine störende Lärmquelle ist. Außerdem wird ein Leeläufer zusätzlichen Wellenbeanspruchungen ausgesetzt, weil die auf den Rotor wirkenden Luftkräfte im Turmschatten immer kurzzeitig zusammenbrechen.

Vorteilhaft am Prinzip der leeseitigen Rotoranordnung ist, daß es eine passive Windnachführung prinzipiell möglich macht, was allerdings nur bei kleinen Anlagen ausgenutzt wird. Auch einige Großanlagen, wie z.B. GROWIAN oder WTS-3, wurden als Leeläufer (mit aktiver Windnachführung) gebaut, weil die elastischen und/oder gelenkig aufgehängten Rotorblätter

bei einer Böe in den Turm bzw. seine Abspannungen schlagen könnte, wenn der Rotor vor diesem läuft.

3.3.1.3 Rotordrehzahl (Schnellläufer, Langsamläufer)

Marktgängige, schnelllaufende Generatoren arbeiten mit Drehzahlen zwischen 1000 und 1500 U/min. Aus diesem Grund wird der Rotor bezüglich Anzahl und Form der Blätter für relativ hohe Drehzahlen ausgelegt, um hohe Getriebeübersetzungen zu vermeiden. Langsamlaufende Generatoren der üblichen Bauart sind für den Einsatz in Windkraftanlagen weniger geeignet, weil sie schwerer und teurer sind. Außerdem gibt es für jede Windgeschwindigkeit eine optimale Rotordrehzahl, bei der die Rotorleistung maximal wird. Bei größeren und kleineren Rotordrehzahlen nimmt die durch den Rotor dem Wind entnommene Leistung jeweils ab. [25, S.238]

Die Schnellaufzahl ist ein wichtiger Parameter für die aerodynamische Auslegung der Rotorblätter. Langsamläufer haben eine Schnellaufzahl $\lambda \approx 1$ und liefern ein hohes Drehmoment (z.B. Westernmill und Kolbenpumpe). Netzgekoppelte Windkraftanlagen werden mit Schnellaufzahl $\lambda=5..8$ ausgelegt und liefern hohe Drehzahlen für die Generatoren.

Den bei der aerodynamischen Auslegung zugrundegelegten Wert λ können Windturbinen, die mit konstanter Drehzahl betrieben werden, nur für eine einzige Windgeschwindigkeit realisieren, da sie wegen $\lambda \sim u/v$ eine mit der Windgeschwindigkeit veränderliche Schnellaufzahl haben. Drehzahlvariabel betriebene Windturbinen hingegen können bei richtiger Anpassung der angetriebenen "Last" in einem weiten Bereich von Windgeschwindigkeiten gefahren werden, die für die aerodynamische Optimierung der Rotorblätter zugrundegelegt wurde. Der drehzahlvariable Betrieb ist daher für die Effizienz des Rotors vorteilhaft, erfordert aber z.B. für die frequenzkonstante Netzspeisung mit 50 bzw. 60Hz einen erhöhten systemtechnischen Aufwand.

[15, S. 58]

Windturbinen mit niedrigen Schnellaufzahlen haben ein hohes Anlaufmoment, erfordern eine hohe Flächenbelegung auf der Rotorkreisfläche und bewirken einen hohen Rotorschub auf den Turm bei stillstehender Anlage. Deshalb muß der Rotor zur Stilllegung aus dem Wind gedreht werden. Windturbinen mit hohen Schnellaufzahlen kommen mit wenigen, schlanken Flügeln aus, brauchen aber unter Umständen eine Anlaufhilfe. Windturbinen mit $\lambda > 8$ werden heute kaum mehr gebaut, weil die Schallabstrahlung des Rotors etwa in sechster Potenz mit der Blattspitzengeschwindigkeit verknüpft ist. [15, S. 59]

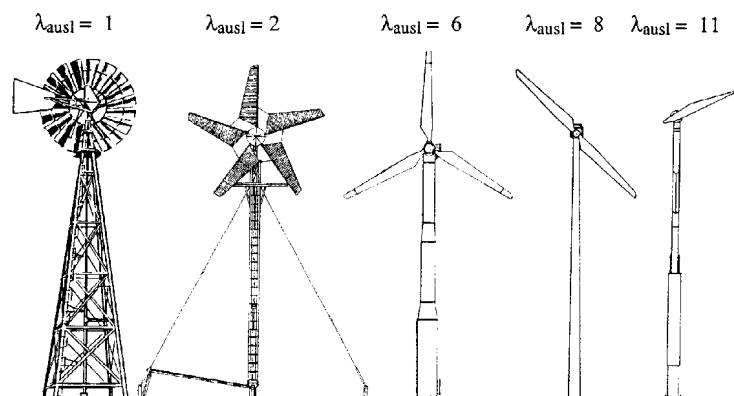


Abb. 21: Unterschiede im Aufbau [15, S. 58]

3.3.1.4 Anzahl der Rotorblätter

Rotoren mit wenigen und relativ schmalen Rotorblättern sind erforderlich, wenn hohe Schnellaufzahlen mit einer möglichst optimalen Windgeschwindigkeitsverminderung angestrebt werden. Aus diesem Grund verfügen moderne Konverter über ein bis drei Rotorblätter. Rotoren mit mehr als drei Blättern kommen zur netzgekoppelten Stromerzeugung praktisch nicht zum Einsatz. Neben der damit erzielbaren hohen Drehzahl hat die Begrenzung der Rotorblätter auch den Vorteil, daß Material eingespart wird und damit in der Regel auch die Kosten reduziert werden.

3.3.1.4.1 Dreiblattrotor

Der Dreiblattrotor ist der Rotor mit der geringsten Blattanzahl, der noch dynamisch einfach beherrschbar ist. Das Trägheitsmoment eines Dreiblattrotors bezüglich des Turms ändert sich aufgrund der günstigen Massenverteilung während des Umlaufs nicht. Daraus resultieren deutlich geringere schwingungsdynamische Probleme als beispielsweise beim Zweiblatt- oder Einblattrotor. Auch die Geschwindigkeiten an den Blattspitzen sind noch nicht sehr hoch, da die Schnellaufzahlen zwischen 6 und 10 betragen. Damit wird eine Übermäßige Geräuschentwicklung vermieden. Deshalb hat sich der Dreiblattrotor bei dem derzeit angebotenen Marktspektrum im wesentlichen durchgesetzt. Auch die größere optische Laufruhe fällt dabei ins Gewicht, da sie zu einer besseren Akzeptanz in der Bevölkerung führen kann. Bei rund 90% der derzeit vorhandenen Anlagen handelt es sich um Konverter mit Dreiblattrotoren.

3.3.1.4.2 Zweiblattrotor

Gegenüber den Dreiflüglern wird bei Zweiblattrotoren ein Rotorblatt eingespart. Dadurch können die eingesetzten Materialien und damit die Kosten reduziert werden. Dafür ist aber der Aufwand für die Rotornabe deutlich höher, da die Dynamik von Rotoren mit zwei Flügeln deutlich schwieriger zu beherrschen ist. In der Folge kommt es zu zusätzlichen Dreh- und Beugebewegungen aufgrund der ungünstigeren Massenverteilung. Diese können unter Umständen auf die gesamte Anlage übertragen werden und mit erhöhten dynamischen Belastungen verbunden sein. Derartige Einflüsse lassen sich zwar durch die Verwendung von Pendelnaben reduzieren; dies ruft jedoch wieder einen höheren konstruktiven Aufwand und zusätzliche Kosten hervor. Moderne Zweiblattrotoren zeichnen sich im Vergleich zu Dreiblattrotoren durch geringfügig höhere Schnellaufzahlen von 8 bis 14 und damit höhere Flügelspitzen Geschwindigkeiten aus. Die Geräuschentwicklung an den Flügelspitzen kann aber trotzdem in Grenzen gehalten werden und stellt heute nur noch ein sekundäres Problem dar. Zweiblattrotoren werden derzeit zwar angeboten, spielen jedoch bezogen auf das gesamte Anlagenspektrum nur eine untergeordnete Rolle. Momentan dürften nur rund 10 % der in Deutschland installierten Konverter mit zwei Rotorblättern ausgerüstet sein. Dies kann sich zukünftig bei einem Übergang zu Anlagen im Megawattbereich ändern, da dann die Vorteile von Zweiblattrotoren überwiegen könnten.

3.3.1.4.3 Einblattrotor

Der Materialaufwand wird bei Einblattrotoren zwar für den eigentlichen Flügel auf das Mindestmaß reduziert, dafür besteht aber die Notwendigkeit, durch ein Gegengewicht und eine entsprechend robuste Rotornabe die Exzentrizität des Rotors auszugleichen. Aufgrund einer Vielzahl dynamischer Effekte ist außerdem der erforderliche konstruktive Aufwand sehr hoch. Dies führt letztlich zu einer Verteuerung und zu einer höheren Reparaturanfälligkeit. Trotz eines entsprechenden technischen Aufwands ist der Lauf eines solchen Rotors konzeptionsbedingt vergleichsweise unruhig. Dies wird im Landschaftsbild oft als sehr störend empfunden. Mit maximalen Schnellaufzahlen von 14 bis 16 ist auch die Blattspitzengeschwindigkeit relativ hoch, welche hohe Geräuschemissionen hervorruft. Aus diesen Gründen konnten sich Einblattrotoren auf dem Markt nicht durchsetzen. Die in Deutschland installierten Konverter dieses Typs machen folglich heute weniger als ein Prozent bezogen auf den Gesamtanlagenbestand aus.

Das augenfälligste Merkmal eines Rotors stellt die Anzahl der Rotorblätter dar, und sie ist oft Gegenstand kontroverser Diskussionen. Bereits bei der Erklärung der physikalischen Grundlagen wurde darauf hingewiesen, daß die Berechnung der erzielbaren mechanischen Leistung aus einer vorhandenen Windleistung in einem bestimmten Durchströmquerschnitt ohne Kenntnis der Rotorkonfiguration, daß heißt also auch ohne die Berücksichtigung der Anzahl der Rotorblätter, mit brauchbarer Näherung möglich ist. Damit ist bereits angedeutet, daß der Einfluß der Anzahl der Rotorblätter auf die Rotorleistung gering sein muß. Vereinfacht ausgedrückt: Rotoren mit geringerer Blattanzahl drehen schneller und gleichen so ihren Nachteil der kleineren physischen Blattfläche wieder aus.

Abb.22 zeigt den Einfluß der Blattanzahl auf die Einhüllende des Rotorleistungskennfeldes. Es ist sofort der vergleichsweise geringe Leistungszuwachs von einem auf zwei oder drei bzw. vier Rotorblätter erkennbar. Während der Leistungszuwachs beim Übergang von einem auf zwei Blätter noch beachtliche 10 % beträgt, ist der Unterschied von zwei auf drei Blätter noch etwa drei bis vier Prozent. Das vierte Blatt bringt nur noch einen Leistungszuwachs von einem bis zwei Prozent.

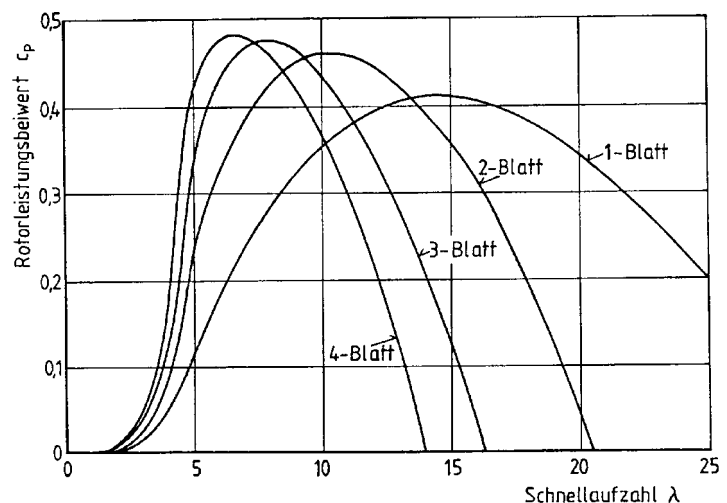


Abb. 22: Einfluß der Rotorblattzahl auf die Rotorleistungskennlinie [17, S.96]

Der Leistungsbeiwert nimmt theoretisch mit zunehmender Blattzahl weiter zu. Rotoren mit sehr großer Blattzahl, wie die Amerikanische Windturbine, zeigen jedoch wieder einen annehmbaren Leistungsbeiwert. Bei großer Blattflächendichte ergeben sich komplizierte aerodynamische Strömungsverhältnisse, die mit den erläuterten theoretischen Modellvorstellungen nicht erfaßt werden.

Der Verlauf der c_p -Kurven über der Schnellaufzahl zeigt auch, in welchem Bereich die optimale Schnellaufzahl für Rotoren mit unterschiedlicher Blattanzahl liegen muß. Während der Dreiblattrotor bei einer Auslegungsschnellaufzahl von 7 bis 8 sein Optimum hat, wird für einen Zweiblattrotor der maximale c_p -Wert erst bei einer Schnellaufzahl von etwa 10 erreicht. Die optimale Schnellaufzahl für den Einblattrotor liegt bei 15. Die Lage der optimalen Schnellaufzahl ist geringfügig von der Wahl des aerodynamischen Profiles abhängig. Die Profileigenschaften verschieben jedoch im wesentlichen nur die Maximalwerte der c_p -Kurven nach oben oder unten, so daß die Zusammenhänge von Blattzahl, Leistungsbeiwert und optimaler Schnellaufzahl von allgemeiner Gültigkeit für schnellaufende Rotoren sind.

Aus der Abhängigkeit des Leistungsbeiwertes von der Rotorblattzahl wird sofort verständlich, warum der Rotor mit geringer Blattanzahl (zwei oder drei Blätter) die bevorzugte Lösung für Windkraftanlagen darstellt. Der mögliche Gewinn an Leistung und Energielieferung von wenigen Prozenten reicht in der Regel nicht aus, um die Kosten für die weiteres Rotorblatt zu rechtfertigen.

3.3.1.5 Material

Die Frage nach dem geeigneten Material ist in der Regel der Ausgangspunkt zu Überlegungen über die Rotorblattbauweise. Sowohl die konstruktive Bauweise als auch die Fertigungstechnik werden in weitem Umfang durch die Eigenschaft des Materials bestimmt. Andererseits werden aber auch vom Konstruktionsprinzip bestimmte Anforderungen an die Materialien gestellt und damit Kriterien zur Materialauswahl gesetzt. Man kann somit sagen, daß Materialauswahl, Konstruktionsprinzip und Fertigungstechnik im konkreten Fall nicht voneinander getrennt gesehen werden können. Dennoch ist es sinnvoll, zunächst einmal die grundsätzlich in Frage kommenden Baumaterialien auf ihre Eignung für Windrotorblätter zu analysieren. Folgende Materialien werden, ausgehend von den Erfahrungen im Flugzeugbau, grundsätzlich als geeignet angesehen:

- Aluminium
- Titan
- Stahl
- Faserverbundstoff (Glas-, Kohle-, und Aramidfaser)
- Holz

Die wichtigsten Materialkenngrößen, anhand derer ein erstes Urteil möglich ist, sind:

- das spezifische Gewicht [g/cm^3]
- die zulässige Bruchbeanspruchung [N/mm^2]
- der Elastizitätsmodul [kN/m^2]
- die auf das spezifische Gewicht bezogene Bruchfestigkeit, die sogenannte Reißlänge [km]
- die Dauerfestigkeit bei 10^7 bis 10^8 Lastwechsel [N/mm^2]

Ebenso sind die Materialkosten, die Herstellungskosten und die damit verbundenen Entwicklungskosten von Bedeutung. Die beiden letzten Punkte können selbstverständlich nicht allein vom Material aus beurteilt werden, sondern stehen mit der gewählten Bauweise in Zusammenhang. Titan als Baumaterial für Rotorblätter scheidet aus Kostengründen aus. Sowohl der Materialpreis wie auch die Verarbeitungskosten sind extrem hoch.

3.3.1.5.1 Aluminium

Einen hochfesten Werkstoff stellt das im Flugzeugbau verwendete Duraluminium dar. Mit diesem Werkstoff kann gegenüber vergleichbar belasteten Stahlkonstruktionen ein Gewichtsvorteil von ca. 30% erreicht werden. Vorteilhaft sind die guten Dauerfestigkeitswerte und die Korrosionsbeständigkeit. Für Leichtbauschalenkonstruktionen aus Duraluminium ist in der Regel die Beulsteifigkeit der Hauptfelder das dimensionierende Kriterium. Der entscheidende Nachteil liegt in der teuren Fertigung. Bleche und Profilstäbe aus Duraluminium sind praktisch nicht schweißbar und müssen deshalb vernietet werden. Im Flugzeugbau, wo das Gewicht der alles dominierende Faktor ist, nimmt man die aufwendige Fertigungstechnik in Kauf. Für Rotorblätter von Windkraftanlagen wird sie als zu teuer angesehen. Rotorblätter aus Dural nach dem direkten Vorbild des Flugzeugbaus findet man nur bei wenigen Versuchsanlagen.

Eine Bauweise mit weniger festem aber schweißbarem Aluminium, z.B. AlMg₅ wäre eine denkbare Alternative zur Verwendung von Duraluminium. Wegen der deutlich geringeren Dauerfestigkeit wird dann allerdings gegenüber Stahl kein Gewichtsvorteil mehr erzielt. Außerdem ist das Schutzgasschweißen von Aluminiumblechen aufwendig. Insgesamt gesehen erscheint zum gegenwärtigen Zeitpunkt die Aluminiumbauweise von Rotorblättern nicht sonderlich erfolgsversprechend. Bei Produktion von Rotorblättern in sehr großen Stückzahlen könnte sich dies ändern.

Im Gegensatz zu den Blättern der Horizontalachsen-Rotoren sind die Blätter von Vertikalachsen-Rotoren nach der Darrieus-Bauart bevorzugt aus Aluminium hergestellt.

3.3.1.5.2 Stahlbauweise

Bei den großen Versuchsanlagen war Stahl der vorherrschende Werkstoff für die Rotorblätter. Stahl besitzt außergewöhnlich gute Steifigkeitswerte, während die Reißlänge vergleichsweise niedrig liegt. Die zulässigen Dauerfestigkeitswerte liegen für 10^7 bis 10^8 Lastwechsel in der Größenordnung von 50 bis 60 N/mm². Für Stahlkonstruktionen wird damit die Ermüdungsfestigkeit zum dimensionierenden Faktor.

Bei Verwendung des üblichen Baustahls St 52 sprechen für diese Bauweise der relativ niedrige Materialpreis, die vergleichsweise niedrigen Fertigungskosten mit konventioneller Schweißtechnik und die gut bekannten Materialeigenschaften. In Bezug auf die Fertigungstechnik bleibt das Entwicklungsrisiko damit überschaubar. Problematisch im Hinblick auf die Herstellung ist die Verformbarkeit: Stahlbleche in Wandstärken bis zu 20 mm können nur mühsam in die verwundene Form der Rotorblätter gebracht werden. Entweder sind Abstriche an der gewünschten Profiltreue und Oberflächenqualität unvermeidlich, oder es werden ent-

sprechende Kompromisse bei der Profilauswahl und der Festlegung der Verwindung notwendig.

Die Ganzstahlbauweise ist bis jetzt auf wenige Ausnahmen beschränkt geblieben. Weiter verbreitet ist die Stahlholmbauweise, bei der nur der tragende Holm aus Stahl besteht. Streng genommen handelt es sich hierbei um eine Gemischtbauweise aus Stahl und Glasfaserverbundmaterial. Die Konzentration der Belastungen auf den Stahlholm macht jedoch eine Zuordnung zu den Stahlbauweisen möglich.

Ein weiteres Problem bei Stahl ist der Korrosionsschutz. Insbesondere die nicht mehr zugänglichen Bereiche im Holm- oder Rotorblatinneren sind unter diesem Aspekt problematisch. Im Zusammenhang mit der Alterung des Materials steht das Problem der Rißbildung, das besonders bei Stahl kritisch ist. Da ein unentdeckter Ermüdungsriß beim Rotorblatt verheerende Folgen für die Windkraftanlage haben kann, ist eine laufende Überwachung unerlässlich.

3.3.1.5.3 Faserverbundbauweise

Auch die Faserverbundbauweise wurde zuerst in der Luftfahrttechnik und im Segelflugzeugbau eingesetzt. Für fast alle faserverstärkten Leichtbaustrukturen werden heute Verbundmaterialien verwendet. Bei modernen Segelflugzeugen ist diese Bauweise heute selbstverständlich. Auch im Großflugzeugbau setzen sich faserverstärkte Materialien immer mehr durch. Drei verschiedenen Fasermaterialien kommen in Frage:

- Glasfaser
- Kohlefaser
- Organische Aramidfasern (z.B. KEVLAR[®])

Die Fasern werden von hochwertiger Luft- und Raumfahrtqualität bis hin zum minderwertigen Fasermaterial für einfache Verkleidungsstrukturen in sehr unterschiedlichen Qualitäten angeboten. Entsprechend verhalten sich die Materialpreise. Die Dauerfestigkeit von organischen Aramidfasern ist bis heute wenig erprobt. Aus diesem Grunde scheiden sie für Rotorblätter vorläufig noch aus.

Glasfaser ist die am meisten verwendete Faser. Ihre Festigkeitseigenschaften sind außerordentlich hoch, weniger gut ist dagegen der spezifische Elastizitätsmodul. Das bedeutet, daß die Steifigkeit von Bauteilen aus Glasfaserstrukturen nicht vorbehaltlos für sehr große Rotorblätter eingesetzt werden können.

Die Kohlefaser zeichnet sich sowohl durch höchste Reißlänge, als auch durch einen hohen E-Modul aus. Die Steifigkeit von Kohlefaserbauteilen ist mit der von Stahlkonstruktionen vergleichbar. Einzig der bis heute hohe Preis der Kohlefaser spricht gegen sie, trotz der guten Dauerfestigkeitseigenschaften. Kohlefaser wird deshalb oft nur in Kombination mit Glasfasermaterial für die besonders beanspruchten Bereiche eingesetzt. Die Kohlefaser kennt praktisch keine Korrosionsprobleme, benötigt aber bei der Verwendung für Rotorblätter besondere Vorkehrungen für den Blitzschutz.

Bei faserverstärktem Verbundmaterial ist die Verarbeitung auf verschiedenen Wegen möglich. Die Laminartechnik ist am gebräuchlichsten. Hierbei wird das Fasermaterial in Mattenform schichtweise in eine Negativform des Bauteiles eingelegt und mit Kunstharz getränkt. Als Harz (Matrixmaterial) wird für hochfeste Strukturen Epoxy-Harz verwendet. Einfachere Bauteile werden auch mit Polyester als Matrixmaterial hergestellt. Die auflaminierten Schichten härten dann bei Raumtemperatur oder auch bei erhöhten Temperaturen von etwa 70 bis 80° C aus.

Mit der Laminiertechnik können nahezu beliebig komplizierte Geometrien bei einzigartiger Oberflächengüte hergestellt werden. Der Nachteil liegt allerdings in der Tatsache, daß überwiegend Handarbeit erforderlich ist. Eine gewisse Rationalisierung ist zwar durch die Verwendung von vorgetränkter Fasermatten (Prepregs) möglich, der Mechanisierung sind jedoch enge Grenzen gesetzt.

Die sogenannte Wickeltechnik versucht diesen Nachteil zu vermeiden. Auf einer Wickelmaschine, die einer Drehbank ähnelt, wird die Struktur über einen Formkern mechanisch gewickelt. Die Fasern werden mit Matrixmaterial getränkt, indem sie beim Wickeln ein Bad aus Harz durchlaufen. Dieser Vorgang kann nahezu vollautomatisch ablaufen. Grundsätzlich ist das Wickeln auch für komplizierte Formen anwendbar. Dort zeigen sich allerdings die Nachteile. Die Orientierung der Fasern kann nicht mehr ohne weiteres wie beim Laminieren der Beanspruchungsrichtung angepaßt werden. Infolgedessen kann der Gewichtsvorteil der Faserverbundbauweise weitgehend verloren gehen. Außerdem ist die Oberflächenqualität, bedingt durch die unvermeidlichen Rillen, relativ schlecht.

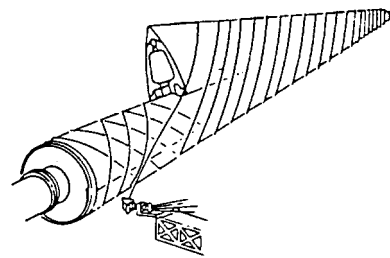


Abb. 23: Wickeltechnik [17, S.213]

Bei der Herstellung von Bauteilen aus Faserverbundmaterial ist die Verbindung des Fasermaterials mit den metallischen Anschlußstrukturen das Hauptproblem. Der Ort der höchsten Beanspruchung fällt bei Rotorblättern an der Blattwurzel mit der kritischen Krafteinleitung in der Nabe zusammen. Die konstruktive und festigkeitsmäßige Lösung des Problems entscheidet weitgehend über die Qualität von Rotorblättern aus Faserverbundwerkstoff.

3.3.1.5.4 Holzbauweise

Nahezu unschlagbar im Hinblick auf die Ermüdungsfestigkeit ist der Naturwerkstoff Holz. Der Anstoß für den Erfolg der heutigen Holzbauweisen kam aus dem Bootsbau. Bootsbauer entwickelten in dem Bemühen, das Holz seewasserbeständig zu machen, eine Holzverbundbauweise, bei der das Holz, ähnlich wie das Fasermaterial Glas oder Kohle, vollständig in Epoxy-Harz eingebettet wurde. Damit konnte ein wesentlicher Nachteil der alten Holzbauweise ausgeschaltet und die guten Eigenschaften von Holz, insbesondere die Ermüdungsfestigkeit, genutzt werden.

Werkstoff Holz ist durch die zunehmende Verbreitung der Holzverbundbauweise bei Windkraftanlagen zu einem ernstzunehmenden Konkurrenten für die Glasfaser geworden. Das gilt

sowohl für die Festigkeitseigenschaften wie auch für die Herstellkosten. Die Herstellungskosten liegen im Vergleich zu den hochwertigen Faserverbundmaterialien mit Epoxy-Harz als Matrixmaterial tendenziell niedriger. Ob diese Feststellungen auch mit Blick auf eine künftige Massenfertigung unwidersprochen bleiben, ist abzuwarten. Die Voraussetzungen für eine rationelle Fertigung im Vergleich zur gewickelten Verbundbauweise sind weniger günstig.

3.3.2 Nabe und Blattverstellmechanismus

Die erste Komponente des mechanischen Triebstranges ist die Rotornabe. Sie wird üblicherweise als Stahlgußkörper oder als geschweißte Stahlblechkonstruktion ausgeführt. Bei pitch-regelten Windkraftanlagen muß sie auch die Komponenten des Blattverstellmechanismus aufnehmen.

Das Rotorblatt kann starr oder gelenkig eingespannt werden. Die gelenkige Einspannung wird als "schlagend" bezeichnet. Der Zweiblattrotor ermöglicht eine spezielle Bauform, bei der das Doppelblatt als ganzes pendelnd in der Nabe verankert werden kann. Alle drei Bauformen können zur Leistungs- und Drehzahlbegrenzung mit einer reglergeführten Bewegung um die Blattlängsachse (pitchen) kombiniert werden.

Die meisten Hersteller setzen nach wie vor auf einen starren Blattanschluß. Das ist solide, hält den Anteil an beweglichen und störanfälligen Bauteilen niedrig und ist konstruktiv verhältnismäßig überschaubar.

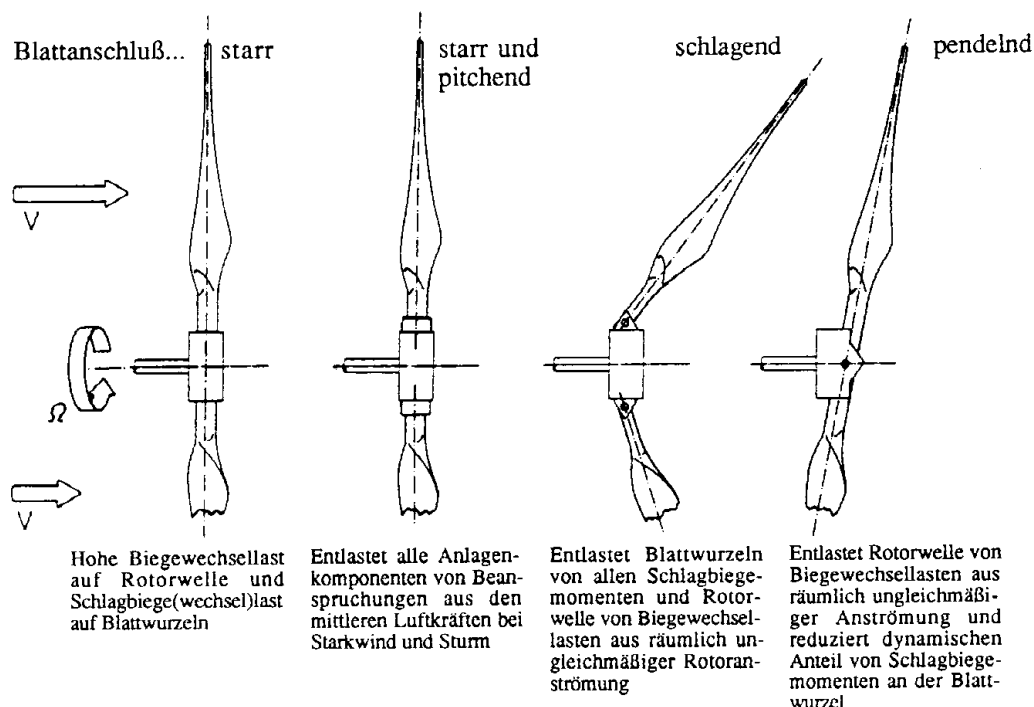


Abb. 24: Nabenbauformen [15, S.63]

Die Pendelnabe ist eine speziell auf Zweiblattroten zugeschnittene Entwicklung. Sie kann Belastungen aus der räumlichen Ungleichmäßigkeit des Windes reduzieren. Im wesentlichen wird dabei die Rotorwelle von entsprechenden Biegebeanspruchungen entlastet. An den Rotorblattwurzeln wird lediglich der dynamische Anteil vom Schlag-Biegemoment verringert. Besonders bei leeläufigen Großanlagen, bei denen sich die Bodengrenzschicht wegen der großen Anlagenabmessungen besonders stark in einer ungleichmäßigen Anströmung des jeweils unteren und oberen Blattes bemerkbar macht, ist das Bauprinzip der Pendelnabe zum Einsatz gekommen. Diese Asymmetrie wird bei Leeläufem noch verstärkt, wenn das jeweils untere Blatt durch den Turmschatten streicht.

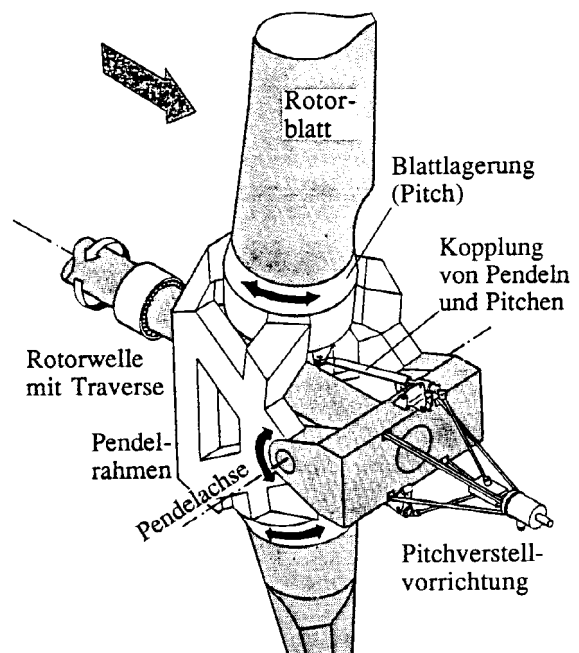


Abb. 25: Pendelnabe [15, S.65]

3.3.3 Getriebe

Zur Umwandlung der Bewegungsenergie des Rotors in elektrische Energie mit Hilfe der meist eingesetzten marktgängigen vierpoligen Generatoren ist unter weitgehender Erfüllung der Netzspezifikationen (50 Hz) eine Drehzahl von rund 1500 U/min notwendig. Bei den derzeit üblichen Rotordrehzahlen von z.B. 30 bis 50 U/min bei derzeit marktüblichen 500 kW-Anlagen wird deshalb ein Umwandlungsgetriebe benötigt.

In bestimmten Leistungsbereichen werden auch getriebeLOSE Anlagen angeboten. Dabei kommt ein vielpoliger Ringgenerator zum Einsatz, der infolge eines Gleichstromzwischenkreises drehzahlvariabel betrieben werden kann. Damit wird keine Drehzahlübersetzung mehr benötigt. Somit kann bei solchen Windkraftanlagen auf das Getriebe verzichtet werden.

Das insbesondere bei kleinen Anlagen noch häufig eingesetzte Getriebe bildet im Regelfall einen Teil des Triebstranges. Es unterteilt die Antriebswelle in die "langsame" und die "schnelle" Generatorwelle. Es ist in der Gondel der Windkraftanlage untergebracht und dient oft gleichzeitig noch als Hauptlager für den Rotor.

Der Wirkungsgrad liegt bei rund 98% pro Getriebestufe. Energieverluste treten infolge der unvermeidlichen Reibung der Zahnräder auf und äußern sich nach außen durch eine Wärmeabgabe und durch Schallemission. Gerade letztere gewinnen zunehmend an Bedeutung, da sie immer mehr zu einem bergrenzenden Faktor der Windkraftnutzung infolge der auch dadurch verursachten Akzeptanzprobleme werden.

3.3.4 Generator

Der Generator wandelt die mechanische Drehbewegung des Triebstranges in elektrische Energie um. Dafür finden meist handelsübliche Wechselstromgeneratoren Verwendung, die je nach Lastbereich Wirkungsgrade zwischen 90 und 98 % aufweisen. Es kommen im wesentlichen zwei Generatortypen und ihre Abwandlungen zur Anwendung - der Synchron- und der Asynchrongenerator.

Asynchrongeneratoren sind robust und wartungsarm. Sie erlauben eine einfache Synchronisation mit dem Netz, belasten das Netz aber mit Blindstrom. Im Vergleich mit Synchrongeneratoren sind sie weich ans Netz zu koppeln, weisen jedoch dabei einen etwas geringeren Wirkungsgrad als diese auf.

Synchrongeneratoren haben einen hohen Wirkungsgrad, benötigen keinen Blindstrom und können direkt oder über einen Wechselrichter ans Netz gekoppelt werden. Diese Generatoren benötigen jedoch aufwendige Zusatzeinrichtungen, um die Netzsynchronisation zu erreichen, da sie bei direkter Netzkopplung alle Leistungsschwankungen der Windkraftanlage ungepuffert übertragen.

Der Aufbau der Synchrongeneratoren besteht aus einem außen feststehenden Stator und innen einem Läufer (Anker), der sich auf der drehbaren Welle befindet. Dem Läufer wird meistens über Schleifringe ein Gleichstrom zugeführt, der in der Läuferwicklung ein Magnetfeld aufbaut (Erregung). Wird die Welle nun angetrieben, erzeugt dieses umlaufende Magnetfeld im Stator eine Spannung mit einer Frequenz, die genau synchron der Umlaufgeschwindigkeit des Läuferdrehfelds entspricht. Der relativ wartungsintensive Einsatz von Schleifringen wird häufig dadurch umgangen, daß sogenannte bürstenlose Synchrongeneratoren eingesetzt werden. In diesem Fall ist auf der drehenden Welle eine kleine mitrotierende Erregermaschine installiert. Wird ein Synchrongenerator gekoppelt mit einem steifen Netz betrieben, kann er nur mit der Drehzahl laufen, die dieses Netz vorgibt. Dadurch wird die Drehzahlsteifigkeit dieses Generatortyps hervorgerufen. Beim Betrieb eines Windkraftkonverters ist dies aber nicht erwünscht, da dies große Belastungen im Triebstrang zur Folge hat. Mit variabler Drehzahl bzw. Frequenz kann der Synchrongenerator nur dann betrieben werden, wenn er über einen Gleichstromzwischenkreis entkoppelt wird oder im Inselbetrieb fährt. Ein wesentlicher Vorteil des Synchrongenerators ist, daß er auch die Blindleistung liefern kann, die zum Betrieb verschiedener Verbraucher (z. B. Motoren) benötigt wird. Der Synchrongenerator ist außerdem im Regelfall durch geringfügig höhere Wirkungsgrade als der Asynchrongenerator gekennzeichnet.

Auch Asynchrongeneratoren besitzen außen einen feststehenden Stator und einen drehbaren Läufer. Die Erregung des Läufermagnetfeldes erfolgt jedoch anders als beim Synchrongenerator. Im Läufer befindet sich eine Wicklung, die direkt oder über einen Widerstand kurzgeschlossen ist. Wird nun ein Asynchrongenerator an ein Drehstromnetz angeschlossen, wird in der Läuferwicklung, ähnlich wie bei einem Transformator, eine Spannung induziert. Die hier anliegende Frequenz ist gleich der Frequenz der angelegten Spannung. Da diese Wicklung kurzgeschlossen ist, fließt ein hoher Strom; er hat ein Magnetfeld im Läufer zur Folge. Dieses Läufermagnetfeld will dem Ständermagnetfeld

folgen und beschleunigt den Läufer. Je schneller sich der Läufer dreht, desto geringer wird die Relativgeschwindigkeit von Läuferwicklung und Drehfeld, und damit die in seiner Wicklung induzierte Spannung. Die Frequenz dieser Spannung entspricht nun dem Produkt aus Netzfrequenz und Schlupf. Diese Annäherung an die synchrone Drehzahl erfolgt so lange, bis das immer schwächer werdende Magnetfeld des Läufers gerade noch ausreicht, um die Reibungsverluste des Läufers im Leerlauf auszugleichen. Die synchrone Drehzahl kann nicht

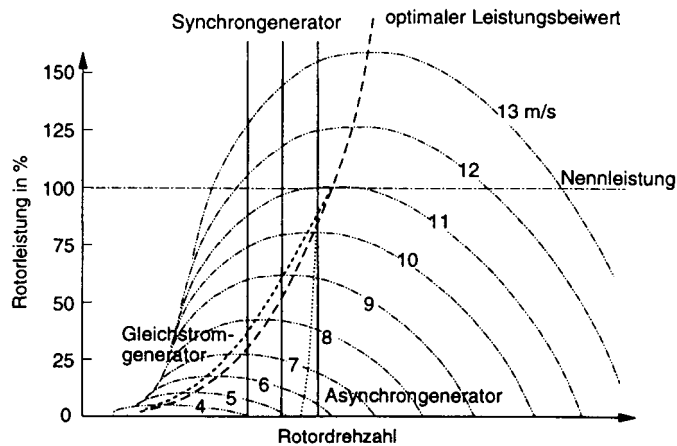


Abb. 26: Generatorkennlinien [25, S.243]

erreicht werden, weil dann kein Drehmoment mehr erzeugt wird. Die Maschine läuft also asynchron. Je mehr nun die Asynchronmaschine belastet wird, desto größer wird ihr Schlupf, weil sie für eine größere Leistung ein stärkeres Magnetfeld benötigt. Mehr Schlupf heißt mehr induzierte Spannung, größerer Strom und ein kräftigeres Magnetfeld. Beim Generatorbetrieb liegt demnach die Betriebsdrehzahl stets oberhalb und

beim Motorbetrieb immer unterhalb der synchronen Drehzahl. Aufgrund dieser Zusammenhänge bei der Erregung sind bei Asynchrongeneratoren Spannung und Strom nicht in Phase; es wird also Blindleistung benötigt. Je nach Leistung sind deshalb entsprechende Kondensatoren zu- oder abzuschalten. Dieser prinzipielle Nachteil kommt in Inselformen verstärkt zum Tragen. Beim Betrieb am Netz der öffentlichen Versorgung muß der jeweilige Fehlbetrag an Blindleistung durch die dort laufenden Kraftwerke mit Synchrongeneratoren ausgeglichen werden.

Dieses weiche Betriebsverhalten ist für Asynchrongeneratoren am steifen Netz wünschenswert, um die Belastungen, insbesondere im Triebstrang, zu reduzieren. Jedoch haben ohne besondere Maßnahmen nur sehr kleine Asynchrongeneratoren einen Schlupf bis zu ca. 10 %. Mit zunehmender Maschinengröße nimmt der Schlupf ab. Die heutigen Generatoren mit ca. 500 kW und mehr haben nur noch einen Schlupf von 0,5 bis 1 % und sind damit fast so steif wie Synchrongeneratoren.

Durch Einbringen von Widerständen in den Läuferkreis kann jedoch der Schlupf vergrößert werden. Damit erhöht man auch die dort anfallende Verlustwärme und reduziert den Gesamtwirkungsgrad. Werden die Widerstände des Läuferkreises direkt im Läufer untergebracht, muß dieser zwangsweise mit Luft durchströmt und dadurch gekühlt werden. Da die angesaugte Umgebungsluft insbesondere bei Küstenstandorten salzhaltig ist, hat diese Bauweise zu großen Problemen bei der Wicklungsisolation geführt. Derzeit laufen neuere Entwicklungen mit außen liegenden Läuferwiderständen, bei denen der eigentliche Generator geschlossen bleibt.

Von Vorteil ist auch, daß sich derartige Generatoren selbst in den synchronen Betrieb hineinziehen. Asynchrongeneratoren sind darüber hinaus im Regelfall billiger, robuster und wartungsärmer als Synchrongeneratoren.

3.3.4.1 Angewandte Generatorkonzepte

Abbildung 27 zeigt im Überblick die bereits erprobten, sowie die in naher Zukunft zum Einsatz kommenden Wandlerysteme. Mehr als 90% der weltweit betriebenen Windkraftanlagen sind mit direkt netzgekoppelten Asynchrongeneratoren ausgerüstet. In Deutschland kommen hingegen in zunehmendem Maße Synchronmaschinen mit und ohne Getriebe, mit Gleichrichter, Gleichstromzwischenkreis und Wechselrichter zum Einsatz.

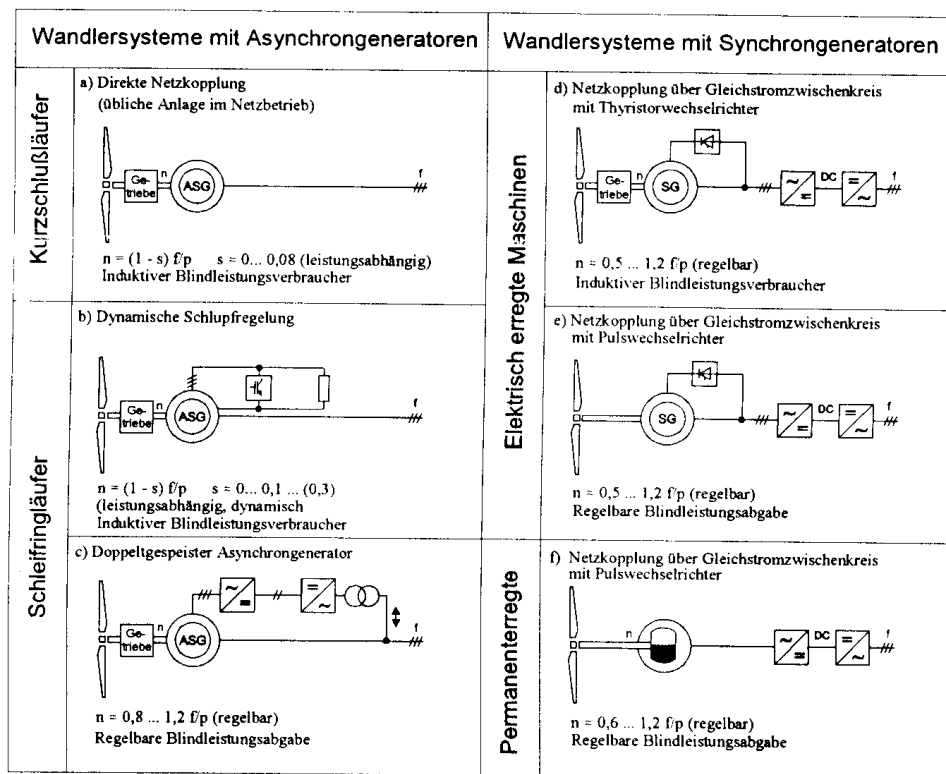


Abb. 27: Mechanisch elektrische Wandlerysteme [40, S.223]

Bei drehzahlstarrten Einheiten erreichen Leistungs- und Spannungsschwankungen sowie die mechanischen Belastungen am Triebstrang besonders große Werte. Drehzahlvariable Systeme sind von diesen Belastungen nur in erheblich abgeschwächter Form betroffen, erfordern allerdings einen größeren gerätetechnischen Aufwand. Bereits relativ kleine Drehzahlstellbereiche (z.B. 5%) reichen aus, um Leistungsänderungen und mechanische Belastungen wesentlich zu mindern. Durch einen großen Drehzahlvariationsbereich (z.B. 50 bis 100%) lassen sich die Windturbinen insbesondere bei Teillast in der Nähe ihres Leistungsoptimums betreiben. Auf diese Weise können höhere Energieerträge erzielt werden. Somit ist durch die Wahl des Wandlerkonzeptes eine Einflußmöglichkeit auf das Anlagenverhalten als auch auf die Netzurückwirkungen gegeben.

– Asynchrongeneratoren

Asynchrongeneratoren werden statorseitig meist direkt mit dem Netz verbunden. Kurzschluß- und Käfigläufermaschinen haben eine weitgehend feste Drehzahlkopplung mit dem Netz. Variationen sind im wesentlichen nur im Bereich des Nennschlupfs möglich. Heute übliche Baugrößen der 50 bis 1500 kW-Klasse weisen bei Nennbetrieb im allgemeinen Schlupfwerte um 1% auf, wobei mit zunehmender Maschinenleistung kleinere Schlupfwerte und somit bessere Wirkungsgrade erreicht werden. Dementsprechend vermindert sich jedoch der Drehzahlvariationsbereich. Mechanisch eingebrachte Leistungsschwankungen können somit im Netz Spannungsschwankungen hervorrufen. Speziell ausgelegte Generatoren mit erhöhtem Schlupf führen zu kleineren Leistungsschwankungen und niedrigeren Belastungen am Triebstrang und im Netz. Dabei bewirkt eine Verdoppelung des Nennschlupfs etwa eine Halbierung der Leistungsänderungen. Aufgrund schlupfproportionaler Verluste sind allerdings größere Maschinenbauformen und ein niedrigerer Wirkungsgrad die Folge.

Schleifringläufermaschinen können im Schlupfbereich drehzahlvariabel betrieben werden. Die Weiterentwicklung der dazu notwendigen leistungselektronischen Bauelemente und Umrichtertechnik eröffnet zunehmend die Möglichkeit, technisch bessere Stromrichtersysteme kostengünstiger einzusetzen. Ein gewisser Trend zu derartigen Wandler-Systemen ist bei einigen 1,5 MW-Anlagentypen zu erkennen.

– Synchrongenerator und Umrichter

In konventionellen Wärmekraftwerken werden zur Elektrizitätserzeugung nahezu ausschließlich elektrisch erregte Synchrongeneratoren eingesetzt. Wirk- und Blindleistung lassen sich mit diesem System entsprechend den Netzbedürfnissen einstellen. Da Windturbinen in ihrem Leistungsverhalten den Windgeschwindigkeiten bzw. deren Gradienten unterworfen sind, werden Synchrongeneratoren in Windkraftanlagen jedoch aufgrund ihrer starren Drehzahlkopplung an die Netzfrequenz nicht direkt am Netz betrieben. Ihre Netzanbindung über Frequenzumrichter ermöglicht eine Entkopplung der Turbinendrehzahl von der Netzfrequenz und somit einen drehzahlvariablen Betrieb. Bis vor wenigen Jahren wurden große Synchrongeneratoren nur in Verbindung mit Übersetzungsgetrieben verwendet. Bei den auf dem Markt eingeführten Vielpolgeneratoren kann jedoch auf ein Getriebe verzichtet werden. Bisher wurden dabei sowohl hochtourige als auch langsamlaufende Synchrongeneratoren mit elektrischer Erregereinheit ausgeführt. Die Fortschritte in der Werkstofftechnik und eine damit zusammenhängende Kostendegression für hochwertige Magnetwerkstoffe lassen jedoch in naher Zukunft auch einen wirtschaftlichen Einsatz von permanenterregten Synchrongeneratoren erwarten.

Bei der Wahl der Erregung ist weiterhin zu berücksichtigen, daß permanenterregte Generatoren wesentlich hochpoliger ausgelegt und - falls notwendig - über die Statorwicklung erregenseitig geregelt werden können. Dies führt insbesondere bei niedrigtourigen Rotoren von Megawattanlagen zu leichteren Statoren und damit zu Kosteneinsparungen beim Material, bei der Herstellung sowie beim Transport und der Montage. Zusätzlich können bei höheren Frequenzen die Glättungsglieder im Zwischenkreis des Umrichters kleiner und preiswerter ausgeführt werden.

3.3.5 Netzverträglichkeit und Netzurückwirkungen

Um eine störungsfreie öffentliche Energieversorgung sicherzustellen, sind die Energieversorgungsunternehmen verpflichtet, die Einhaltung festgelegter Grenzwerte für Netzurückwirkungen bzw. -einwirkungen von den Verbrauchern und den einspeisenden Erzeugern zu verlangen. Die Einbindung von Windkraftanlagen in elektrische Energieversorgungsnetze kann jedoch zu unerwünschten Rückwirkungen in diesen Netzen führen und die Versorgung angeschlossener Verbraucheranlagen stören. Somit wird die Energieaufnahmefähigkeit des Netzes, die sogenannte Netzkapazität, wesentlich von der Netzverträglichkeit einspeisender Windkraftanlagen beeinflusst.

Dabei fallen die Netzurückwirkungen durch Spannungsänderungen, Spannungsschwankungen und Flicker sowie Oberschwingungen besonders ins Gewicht. Andere Einflüsse wie Spannungsunsymmetrien, Zwischenharmonische, Veränderungen der Rundsteuersignale sowie Verschlechterungen des Leistungsfaktors $\cos\varphi$ und sonstige Störaussendungen nehmen hingegen eine untergeordnete Rolle ein. Weiterhin treten Veränderungen der Netzimpedanz und damit der Kurzschlußleistung auf. Weiters muß möglichen Netzresonanzen und elektromagnetischen Störungen besondere Beachtung gewidmet werden.

3.3.5.1 Spannungsvariationen

Die elektrische Leistung einer Windkraftanlage unterliegt periodischen und stochastischen Schwankungen, die abhängig vom Wandlerkonzept direkt oder nach kurzzeitiger Zwischenspeicherung geglättet an das Netz weitergegeben wird. Diese Leistungsänderungen verursachen in den Elektrizitätsversorgungsnetzen entsprechende Spannungsvariationen, die sich z.B. als Flicker bemerkbar machen.

Periodische Leistungsschwankungen, die insbesondere durch Höhenwindgradienten, Turmschatten- bzw. Turmstaueffekte hervorgerufen werden, spielen insbesondere bei drehzahlvariablen Anlagen im Hinblick auf Spannungseinflüsse eine untergeordnete Rolle. Demgegenüber nehmen im allgemeinen die durch kurz- und langfristige Windgeschwindigkeitsänderungen auftretenden Leistungs- und Spannungsschwankungen dominierende Werte an. Außerdem verursacht das Zuschalten der Windkraftgeneratoren entsprechend hohe Schaltströme und damit wiederum Spannungsschwankungen.

3.3.5.2 Oberschwingungen

Je nach Netzanbindung weisen unterschiedliche Wandlerysteme im Hinblick auf Oberschwingungen große Differenzen auf. Direkt mit dem Netz gekoppelte Asynchrongeneratoren führen im allgemeinen auch mit zunehmender Anzahl mehrerer Anlagen nicht zu einer Erhöhung der Oberschwingungsbelastung. Bereits im Netz vorhandene Oberschwingungen und Zwischenharmonische werden meist sogar abgeschwächt.

Im Gegensatz dazu steigt der Oberschwingungsgehalt mit der Anzahl und der Leistung der an das Netz angeschlossenen Windkraftanlagen mit Umrichterspeisung. Dabei haben anfänglich

eingesetzte 6-pulsige netzgeführte Wechselrichter erheblich stärkere Netzrückwirkungen zur Folge als 12-pulsige Wechselrichter, bei denen die 5. und 7. Oberschwingung nicht auftritt. Heute übliche selbstgeführte Puls-Umrichter mit einer im kHz-Bereich liegenden Taktfrequenz weisen niedrigere Oberschwingungspegel auf. Sie bieten zudem die Möglichkeit, auf das Netz stützend einzuwirken.

3.3.5.3 Elektromagnetische Verträglichkeit

Auch über magnetische und elektrische Felder sowie durch elektromagnetische Wellen können Störungen in Elektrizitätsversorgungsnetze eingekoppelt werden. Bei Windkraftanlagen müssen auch diese, nicht leitungsgeführten Störgrößen im Hinblick auf die Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) beachtet werden.

3.3.6 Windrichtungsnachführung

Bei Vertikalachsern ist die Windrichtungsnachführung überflüssig. Sie wird nur bei Horizontalläufern benötigt.

Eine möglichst optimale Ausrichtung der Maschinengondel und damit des Rotors entsprechend der jeweiligen Windrichtung ist die Hauptaufgabe dieser Systemkomponente. Die Windrichtungsnachführung bildet dabei den Übergang vom Maschinenhaus zum Turmkopf, da ihre Komponenten in beide Systemelemente integriert sind. Es können selbständiger Nachlauf und Windfahnen als passive Funktionsprinzipien sowie z.B. Seitenrad und Giermotoren als aktive Systeme unterschieden werden.

Im Normalfall wird die Gondel mit Hilfe eines auf dem Turm angebrachten Zahnkranzes durch mechanisch, hydraulisch oder elektro-mechanisch betriebene Drehgetriebe immer optimal zur jeweiligen Windrichtung ausgerichtet. Bei kleinen Anlagen werden mechanische Nachführungen eingesetzt, die von einem kleinen Windrad angetrieben werden. Bei größeren Anlagen sind hydraulische Stellantriebe üblich. Sie zeichnen sich durch geringere Kosten, kleinere Baugrößen und höhere Drehmomente bei vergleichbarem Bauaufwand aus. Bei Großanlagen kommen auch elektro-mechanische Stellantriebe zum Einsatz.

Zusätzlich ist immer eine Haltebremse zum Feststellen des jeweiligen Drehmechanismus vorhanden. Dadurch wird sichergestellt, daß geringe Schwankungen in der Windrichtung, die schlagende Belastungen auf die Zahnräder des Drehmechanismus ausüben und dadurch die technische Lebensdauer reduzieren, ausgeglichen werden. Damit ist letztlich auch ein Feststellen der Gondel zur Überbrückung längerer Stillstandszeiten (z.B. Wartung) möglich.

Die gesamte Windrichtungsnachführung wird über ein spezielles Regelungssystem gesteuert, das von einer Windrichtungsmessung, die im Regelfall außen auf der Gondel angebracht ist, mit den entsprechenden Daten versorgt wird.

Der für den Betrieb der Windrichtungsnachführung notwendig Energieaufwand liegt bei etwa 2 % der vom Generator abgegebenen elektrischen Energie.

3.3.7 Turm

Die Windgeschwindigkeit direkt über dem Boden ist sehr gering und steigt mit der Höhe an. Die Hauptaufgabe des Turms eines Horizontalachsenkonverters ist es nun, die Windenergienutzung in einer ausreichenden Höhe über Grund zu ermöglichen, sowie die statischen und dynamischen Belastungen des Rotors, des Triebstrangs und des Maschinenhauses aufzunehmen und sicher in den Untergrund abzuleiten. Daneben sind die für den Transport notwendigen Abmessungen und Gewichte, sowie die damit verfügbaren Wege, die Aufrichtmethode bzw. die zur Verfügung stehenden Kräne, die Zugänglichkeit der Gondel, die Langzeiteigenschaften bezüglich Witterungseinflüssen und Materialermüdung weitere Bestimmungsgrößen des Turms.

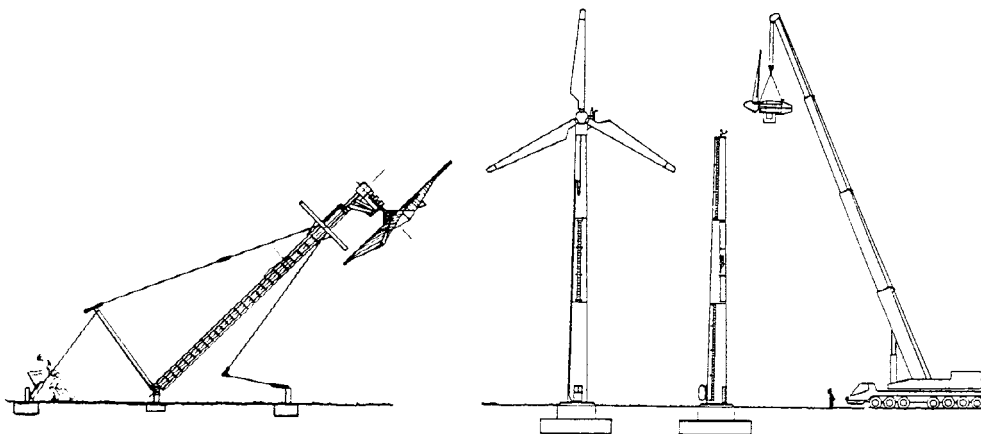


Abb. 28: Abgespannter Mast, freistehender Turm [15, S.82]

Hauptsächlich werden Stahl und /oder Beton als Material für den Turm eingesetzt. Als mögliche Bauformen kommen bei Stahl neben der bei älteren Anlagen eingesetzten Gitterbauweise die Ausführung als abgespannter Turm und im wesentlichen freitragende Stahlrohrtürme in geschlossener, meist konischer Form zur Anwendung. Zusätzlich ist auch eine Fertigung auf der Basis von vorgespanntem Stahlbeton, gegebenenfalls in Modulbauweise, möglich.

Die Mindesthöhe des Turms ist durch den Rotordurchmesser festgelegt. Die darüber hinaus gehende Turmhöhe ergibt sich durch einen Kompromiß zwischen den mit größerer Höhe zum einen steigenden Kosten und zum anderen zunehmenden mittleren Windgeschwindigkeiten und damit ansteigendem Stromertrag. Folglich muß ein Optimum zwischen einem hohen Energieertrag und akzeptablen Turmkosten gefunden werden. Deshalb variieren die heute üblichen Turmhöhen in einer sehr großen Bandbreite. Sie bewegen sich zwischen etwa 20 und maximal 60 Meter. Dabei werden im Binnenland zunehmend größere Turmhöhen realisiert.

Mit 15 bis 20% hat der Turm bereits einen erheblichen Anteil an den Kosten für das komplette System ab Werk. Fast ausschließlich bestimmend ist er für die bei Transport und Montage anfallenden Kosten.

3.3.8 Fundament

Die wesentlichsten Einflußgrößen für die Dimensionierung des Fundaments, mit dem der Turm und damit die Windkraftanlage im Untergrund verankert wird, sind die Anlagengröße, die meteorologischen und betrieblichen Belastungen und die örtlichen Bodenverhältnisse. Grundsätzlich ist zwischen einer Flach- und einer Tiefgründung zu unterscheiden. Beide Varianten sind Stand der Technik, unterscheiden sich jedoch erheblich bezüglich der Kosten und sind durch die bodenmechanischen Gegebenheiten am potentiellen Standort vorgegeben. Die optimale Gestaltung des Fundaments wird durch eine entsprechende Baugrunduntersuchung festgelegt. Manchmal kann auch nach einem begrenzten Bodenaustausch eine kostengünstige Flachgründung zum Einsatz kommen.

3.3.9 Netzanschluß

Bei der Anbindung einer Windkraftanlage an das Netz der öffentlichen Versorgung oder ein beliebiges Inselnetz wird unterschieden zwischen einer direkten und indirekten Netzkopplung. Für beide Varianten sind jeweils Asynchron- bzw. Synchrongeneratoren einsetzbar

	Synchrongenerator	Asynchrongenerator
Direkte Netzkopplung	$n_G = f$ konstante Drehzahl harte Netzkopplung	$n_G = (1 - s) f$ $0 > s > -0,01$ leicht nachgiebige Drehzahl, die mit zunehmender Konvertergröße abnimmt; einfache Netzsynchronisation; Blindleistungsverbraucher; relativ harte Netzkopplung
Indirekte Netzkopplung	drehzahlvariabel; Netzkopplung über einen Gleichrichter mit anschließendem Wechselrichter (d. h. Gleichstromzwischenkreis); weiche Netzkopplung	drehzahlvariabel; Blindleistungskondensatoren; Netzkopplung über einen Gleichstromzwischenkreis; weiche Netzkopplung

Abb. 29: Netzkopplung in Abhängigkeit der Generatorbauart [25, S. 247]

n_G	Generatordrehzahl (1/s)
s	Schlupf (Abweichung von der Nenndrehzahl)
f	Netzfrequenz (1/s)

Bei der direkten Kopplung an ein frequenzstarres Stromnetz dreht der Synchrongenerator mit konstanter Drehzahl und der Asynchrongenerator mit nahezu konstanter Drehzahl, entsprechend der Netzfrequenz. Wegen der dadurch bedingten harten Kopplung - insbesondere im Falle des Synchrongenerators kann dies mit hohen dynamischen Belastungen im Triebstrang (Nabe, Welle, Getriebe und Generatorläufer) verbunden sein. Deshalb wird eine direkte Netzkopplung meist über einen Asynchrongenerator realisiert.

Bei der indirekten Netzkopplung erfolgt die Anbindung des Konverters über einen Gleichstromzwischenkreis. Damit wird ein drehzahlvariabler Betrieb der Windkraftanlage ermöglicht, der einen Wechselstrom mit variabler Frequenz erzeugt. Er wird über einen Wechselrichter in Gleichstrom und anschließend erneut in einen Wechselstrom mit den geforderten Netzspezifikationen bezüglich Spannung und Frequenz umgewandelt. Dadurch kann der Rotor innerhalb einer Drehzahlspanne von 50 bis 120 % der Nenndrehzahl aerodynamisch optimal betrieben werden. Außerdem reduzieren sich durch die variable Drehzahl die dynamischen Belastungen an der Anlage. Nachteilig sind die zusätzlichen Kosten und die höheren Verluste. Die Netzanbindung über einen Gleichstromzwischenkreis stellt bei mittleren bis großen Anlagen eine übliche Technik dar. Vornehmlich kommen dabei Synchrongeneratoren zum Einsatz.

Bei älteren Anlagen mit einem Gleichstromzwischenkreis kamen oft Wechselrichter zum Einsatz, die, je nach System, zum Teil erheblich Oberwellen erzeugten. Dies kann in schwächeren Netzen den Betrieb anderer Geräte beeinträchtigen. Infolge der Entwicklungen bei den Leistungshalbleitern werden heute jedoch Wechselrichter eingesetzt, die Wechselstrom mit sehr geringen Verzerrungen liefern und zum Teil zusätzlich in einem gewissen Umfang Blindleistung bereitstellen können (z.B. Wechselrichter mit Pulsbreitenmodulation).

Windkraftanlagen können als Einzelanlagen oder in Form von Windparks in das Netz der öffentlichen Versorgung eingebunden werden. Dazu ist am jeweiligen Netzverknüpfungspunkt die zu erwartende Netzbeeinflussung durch den Konverter bzw. den Windpark zu bestimmen. Hierbei sind sowohl die kurzzeitigen Leistungsschwankungen zu berücksichtigen, die sich in Form von Flickern äußern, für die das menschliche Auge sehr empfindlich ist, als auch länger andauernde Spannungsveränderungen und mögliche Oberwellen. Ein Maß dafür ist das Verhältnis von Anlagenleistung zu Netzkurzschlußleistung am Verknüpfungspunkt. Werden bestimmte Werte überschritten, ist ein Anschluß erst an einem Punkt mit höherer Netzkurzschlußleistung (z.B. an der Sammelschiene eines Umspannwerks) möglich, damit andere an das Netz angeschlossene Verbraucher nicht negativ beeinflusst werden.

Wesentliche Komponenten der Netzanbindung sind die Leitung der Windkraftanlage bzw. des Windparks zum unter Umständen benötigten Transformator, der Transformator, die Trafostation mit der Mittelspannungsschaltanlage, sowie die Mittelspannungsanschlußleitung bis zur Netzkoppelstelle.

Jede Windkraftanlage ist mit ihrer Steuerung und ihrem Schutz dabei so auszulegen, daß ihr Fehler aus dem Netz (unter anderem Ausfall des Netzes, Kurzschluß im Netz) keinen Schaden zufügen können. Andererseits muß durch eine allpolige Trennung sicheres Arbeiten des Bedien- und Wartungspersonals gewährleistet sein.

Bei der Einspeisung der von den Windkraftanlagen abgegebenen elektrischen Energie ins Netz entstehen Verluste. Sie werden vorrangig im Transformator durch Umwandlung in Wärme verursacht, sind jedoch vergleichsweise gering und bewegen sich maximal im Prozentbereich.

3.3.10 Störungen

Im Rahmen des deutschen 250 MW Projektes werden laufend Daten über die betriebenen Anlagen eingeholt und verarbeitet. Aus diesem Grund ist eine jährliche Analyse auch mit Bezug auf die Störfallstatistik möglich.

3.3.10.1 Störungsursachen

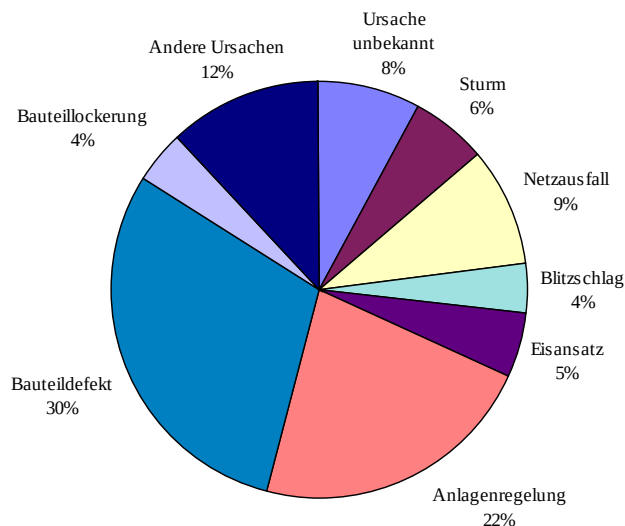


Abb. 30: Störungsursachen [23, S.57]

Bei den Untersuchungen im Jahr 1996 wurde festgestellt, daß im Vergleich zu den Auswertungen des Vorjahres bei der Häufigkeitsverteilung der Störungsursachen eine vermehrte Anzahl von Meldungen mit der Ursache "Eisansatz" festzustellen war, was auf den verstärkten Aufbau von Windkraftanlagen an Mittelgebirgsstandorten zurückzuführen ist. Allerdings waren die klimatischen Bedingungen im Winter mit langen Ostwindzeiten und damit verbundenen tiefen Temperaturen

eher ungewöhnlich. Im Gegensatz dazu ist die Meldung der Störungsursache "Blitzschlag" rückläufig, was einerseits auf eine geringere Gewitteraktivität im Jahr 1995, aber möglicherweise auch auf den zunehmenden Einsatz von Blitzschutzsystemen zurückzuführen ist. In bezug auf die Ergebnisse des Vorjahres haben sich die Nennungen der Störungsursache Netzausfall fast verdoppelt. Bei den anderen Störungsursachen haben sich keine oder nur unwesentliche Änderungen zu den Nennungen des Vorjahres ergeben.

3.3.10.2 Störungsauswirkungen

Nach wie vor führt der weitaus größte Anteil von Störungen zum Anlagenstillstand, wodurch mögliche Folgeschäden vermieden werden. Bei Anlagenstillständen aufgrund externer Ursachen lassen sich die betroffenen Anlagen häufig mit geringem oder gar ohne Aufwand wieder in Betrieb nehmen. Nach internen Störungsursachen sind die Auswirkungen allerdings in der Regel schwerwiegender. Den Zahlen läßt sich entnehmen, daß die Sensorik der Anlagenbe-

triebsführung beinahe drei Viertel aller problematischen Situationen erkennt und entsprechend reagiert.

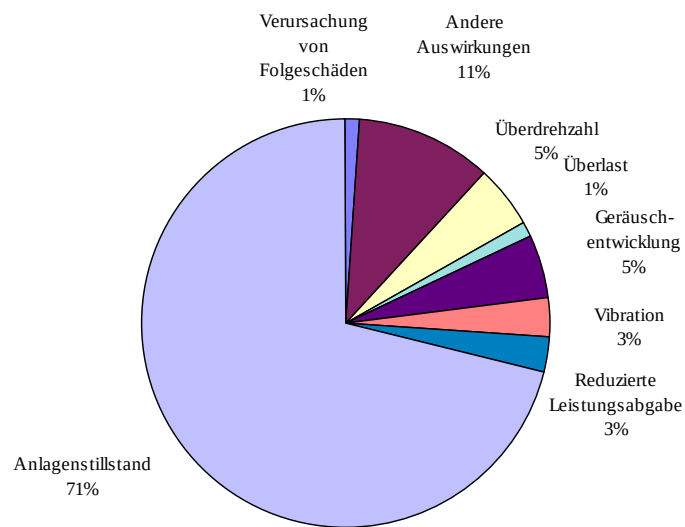


Abb. 31: Störungsauswirkungen [23, S.57]

3.3.10.3 Störungsbehebung

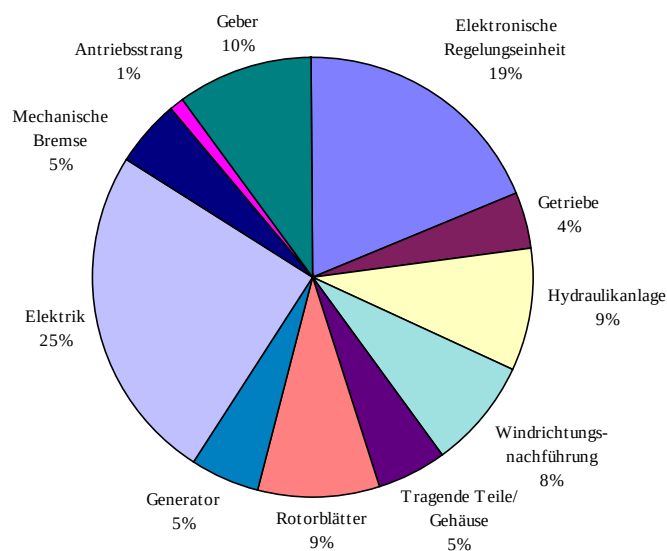


Abb. 32: Störungsbehebung [23, S.58]

Die Verteilung der durch Reparatur oder Austausch instandgesetzten Teile auf Komponenten-
gruppen hat sich trotz steigender Anlagen- und Berichtsanzahl nicht wesentlich verändert.
Nach wie vor sind in etwas mehr als der Hälfte der Fälle die elektrischen Komponentengrup-

pen Generator, Elektrik (Stromrichter, Sicherungen, etc.), Geber und elektronische Regelungseinheit betroffen. [23, S.56]

3.4 Energiewandlungskette

Strombereitstellung ist das Hauptziel der Windkraftnutzung mit modernen Konvertern. Die den bewegten Luftmassen entzogene Energie wird dazu über eine entsprechende Wandlungskette in elektrischen Strom umgewandelt. Dies wird im Regelfall über mehrere Stufen realisiert.

Die kinetische Energie des Windes im Rotor wird zunächst in eine Rotationsbewegung und damit in die kinetische Energie des Triebstrangs umgewandelt. Um die Drehzahl der Achse zu erhöhen wird anschließend bei vielen Anlagen ein mechanischer Drehzahlwandler, ein Getriebe, zwischengeschaltet, da der Generator konstruktionsbedingt oft eine deutlich über der Rotordrehzahl liegende Umdrehungsgeschwindigkeit benötigt. Es sind aber auch Anlagen auf dem Markt, bei denen der Generator an die realisierbare Rotordrehzahl angepaßt ist und auf ein Getriebe verzichtet werden kann. Anschließend erfolgt die Umwandlung der Drehbewegung des Triebstrangs in elektrische Energie in einem mechanisch-elektrischen Wandler, dem Generator. Da die Spezifikationen am Generatorausgang nicht notwendigerweise denen im Netz entsprechen, in das die Windkraftanlage einspeist, ist meist ein weiterer elektrischer Wandler notwendig. Im einfachsten Fall kann dies ein Transformator sein. Es ist jedoch auch eine indirekte Netzkopplung über einen Gleichstromzwischenkreis möglich.

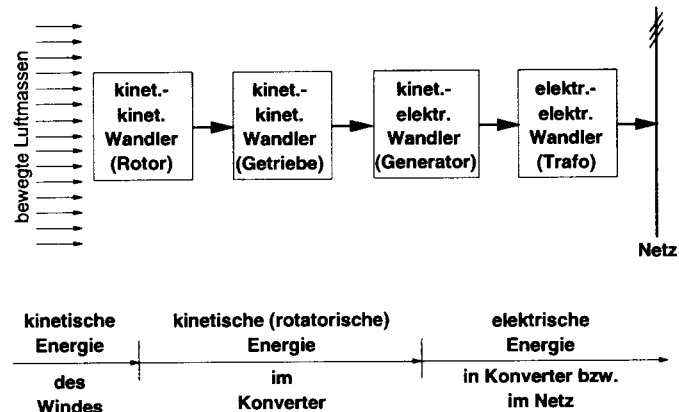


Abb. 33: Energiewandlungskette [25, S. 249]

3.4.1 Verluste

Bei den vorher erwähnten Umwandlungsschritten treten verschiedene Verlustmechanismen auf. Sie bewirken, daß der Gesamtsystemnutzungsgrad deutlich unter dem theoretisch maximalen Betz'schen Leistungsbeiwert von 59,3 % liegt. Gegenwärtig käufliche Windenergiekonverter können deshalb nur rund 30 bis maximal 45% der im Wind enthaltenen Energie in nutzbare elektrische Leistung umwandeln. Der Grund für den Unterschied zwischen dem idealen Wirkungsgrad und den derzeit erreichbaren Werten sind

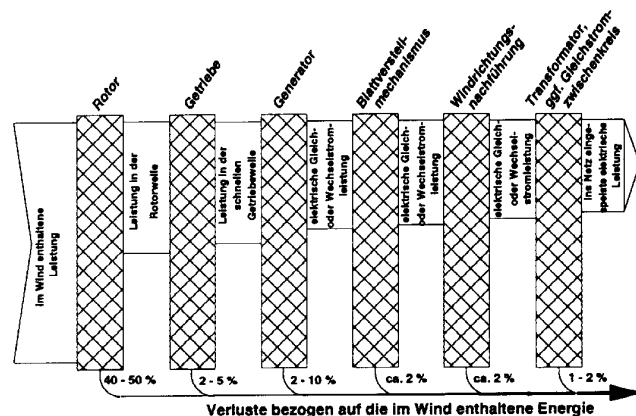


Abb. 34: Energiefluß einer Windkraftanlage [25, S.249]

unterschiedliche und technisch unvermeidbare Verluste, mit denen marktgängige Windkraftkonverter, wie alle anderen energietechnischen und sonstigen Konversionsanlagen auch, behaftet sind.

Geht man also von der im Wind enthaltenen Leistung aus und zieht die aerodynamischen, mechanischen und elektrischen Verluste ab, erhält man die am Generatorausgang einer Windkraftanlage letztlich abnehmbare elektrische Leistung. Zusätzlich reduzieren die unter Umständen notwendigen Hilfsenergieaufwendungen für die Windrichtungsnachführung und den Blattverstellmechanismus den Nettoenergieertrag.

Die aerodynamischen Verluste ergeben sich aufgrund der innerhalb der gesamten vom Rotor überstrichenen Fläche nie optimalen Flügelform. Sie werden durch den Leistungsbeiwert beschrieben. Damit beinhaltet diese Kenngröße den Anteil der im Luftstrom enthaltenen Leistung, der dem Rotor unter Berücksichtigung der gegebenen Verluste entzogen werden kann.

Ausschlaggebend für die Höhe des Leistungsbeiwertes ist im wesentlichen die Anzahl und Form der Rotorblätter, und sie ist somit bei verschiedenen Rotorbauarten zum Teil sehr unterschiedlich. In Abb. 35 ist deshalb der Leistungsbeiwert c_P gegen die Schnellaufzahl λ (d.h. das Verhältnis der Geschwindigkeit der äußeren Rotorflügelspitze zur Windgeschwindigkeit) aufgetragen. Daraus ergeben sich die dargestellten typischen $c_P(\lambda)$ -Kennlinien von Windrotoren unterschiedlicher Bauart. Die hierbei wesentlichen Parameter sind

- die Anzahl der Rotorblätter
- die Tiefenverteilung der Rotorblätter (Grundriß)
- die aerodynamischen Profileigenschaften
- der Verwindungslauf der Rotorblätter

Die großen Unterschiede in den Leistungsbeiwerten der dargestellten Rotorbauarten gehen aus Abb. 35 hervor. Windkraftanlagen mit hohen Drehzahlen und wenigen Rotorblättern; z.B. Ein-, Zwei- oder Dreiblattroten werden als Schnellläufer bezeichnet. Zu den Langsamläufern zählen Anlagen mit geringen Drehzahlen und hoher Blattzahl; z.B. Holländer-Windmühlen oder amerikanische Westernrotoren. Besonders deutlich werden die Vorteile der Schnellläufer im Vergleich zu den Langsamläufern. Bei schnelllaufenden Anlagen wirkt sich die jeweils maximal erreichbare Höhe des Leistungsbeiwertes günstig aus. Im Bestpunkt kann er bei 45% und gegebenenfalls noch geringfügig darüber liegen. Durch den im Vergleich

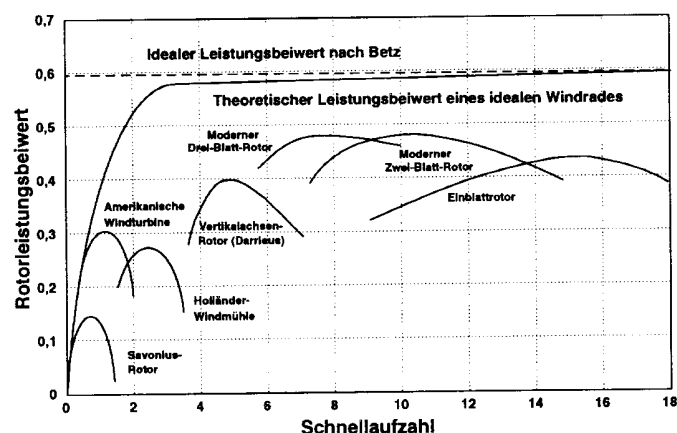


Abb. 35: $c_P(\lambda)$ -Kennlinien von Windkraftanlagen [25, S.250]

zu den Langsamläufers flacheren Kurvenverlauf der $c_p(\lambda)$ -Kennlinien wird dieser relativ hohe Leistungsbeiwert außerdem innerhalb eines relativ breiten λ -Bereichs beibehalten. Bei Konvertern mit wenigen Rotorblättern führen daher Abweichungen von der idealen Schnellaufzahl nur zu einer geringfügigen Abnahme des Leistungsbeiwerts. Insgesamt gesehen erzielen damit die modernen Zwei- oder Dreiblattrotoren nach dem derzeitigen Stand der Technik die höchsten Wirkungsgrade aller bisher realisierten Rotorbauarten.

Die mechanischen Verluste ergeben sich im wesentlichen aus den Reibungsverlusten und der damit verbundenen Wärmeentwicklung in den Lagern der Rotorwelle und - falls ein Getriebe vorhanden ist - der verlustbehafteten dortigen Umwandlung der Drehgeschwindigkeit.

Die elektrischen Verluste beinhalten die Umwandlungsverluste im Generator, die Leitungsverluste im Netz sowie gegebenenfalls die Verluste bei der Stromumrichtung im Gleichstromzwischenkreis (d.h. Verluste in den Halbleitern, Drosseln usw.). Zusätzlich dazu treten - je nach Anlagenauslegung - Verluste auf bei der Umwandlung der elektrischen Energie von der Generatorausgangsspannung auf das Spannungsniveau des Netzes, in das eingespeist wird.

3.4.2 Leistungskennlinie

Durch die sogenannte Leistungskennlinie kann die tatsächliche Leistungsabgabe einer Windkraftanlage angenähert werden. Durch sie wird die Abhängigkeit der vom Generator abgegebenen mittleren elektrischen Leistung von der Windgeschwindigkeit und damit das Betriebsverhalten eines typischen Windenergiekonverters beschrieben.

Es werden dabei vier verschiedene Phasen unterscheiden:

- Phase I

Jede Windkraftanlage hat eine anlagenspezifische Mindestwindgeschwindigkeit. Liegt die Windgeschwindigkeit unterhalb dieser Startgeschwindigkeit, läuft der Windkraftkonverter nicht an. Es müssen beim Hochlaufen zuerst die Reibungs- und Trägheitskräfte der Anlage überwunden werden. Die in der nutzbaren Geschwindigkeitsdifferenz enthaltene Energie reicht nicht aus, diese Kräfte zu überwinden und damit einen Betrieb des Konverters zu ermöglichen. Am Generatorausgang wird damit keine elektrische Leistung abgegeben.

- Phase II

Erst nachdem die Strömungsgeschwindigkeit der Luft die Anlaufwindgeschwindigkeit übersteigt, läuft der Konverter an und gibt elektrische Energie ab. Die am Generatorausgang ab-

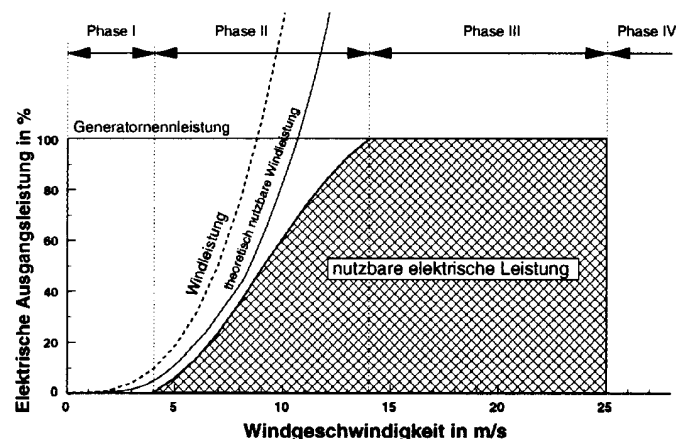


Abb. 36: Leistungskennlinie [25, S.251]

nehmbare elektrische Leistung steigt dabei proportional mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit an, bis die Nennwindgeschwindigkeit des Konverters und damit die Nennleistung des in der Anlage installierten Generators erreicht wird. Die elektrische Ausgangsleistung errechnet sich in jedem Betriebszustand aus dem Produkt des aerodynamischen, mechanischen und elektrischen Wirkungsgrades sowie der gesamten im Wind enthaltenen Leistung. Die derzeit marktüblichen Anlagen schalten bei einer Anlaufwindgeschwindigkeit von rund 3 bis 4 m/s ans Netz. Die Phase II endet bei einer Nennwindgeschwindigkeit von rund 12 bis 14 m/s.

- Phase III

Der Generator ist auf bestimmte Nenndaten ausgelegt. Aufgrund seiner Leistungsbeschränkung infolge der jeweiligen Anlagenauslegung darf die vom Rotor eines Windenergiekonverters aufgenommene Leistung in einem längeren Zeitraum die installierte Generatornennleistung nicht übersteigen. Durch eine entsprechende Regelung wird nun sichergestellt, daß nur die installierte Generatorleistung von der Rotorachse an den Generator abgegeben wird. Deshalb wird bei einem über der Nennwindgeschwindigkeit und unterhalb der Abschaltwindgeschwindigkeit des Konverters liegenden Windenergieangebot, das theoretisch eine über die installierte Leistung hinausgehende Energieaufnahme erlauben würde, abgeschaltet. In diesem Windgeschwindigkeitsbereich entspricht somit die abgegebene elektrische Leistung näherungsweise der installierten Generatorleistung. Die Abschaltwindgeschwindigkeit, die diese Betriebsphase zu höheren Windgeschwindigkeiten hin begrenzt, liegt bei etwa 24 bis 26 m/s.

- Phase IV

Übersteigt die Windgeschwindigkeit eine von Anlagenbauart und -typ abhängige obere Geschwindigkeitsgrenze, muß der Konverter zur Vermeidung einer mechanischen Zerstörung abgeschaltet werden. Unter diesen Witterungsbedingungen wird ebenfalls keine elektrische Leistung an das Netz abgegeben.

3.5 Leistungsregelung

Zur Begrenzung der dem Wind entnommenen Leistung bei höheren Windgeschwindigkeiten benötigen Windkraftanlagen entsprechende Regel- und Steuereinrichtungen. Es wird damit eine mechanischen Zerstörung des Konverters vermieden. Außerdem ist dies aufgrund der Beschränkung des Generators infolge der jeweiligen Anlagenauslegung notwendig.

Es wird dabei grundsätzlich zwischen einer Leistungs- und einer Drehzahlregelung unterschieden. Muß die Drehzahl bei einer direkten Netzkopplung konstant oder nahezu konstant gehalten werden, ist die Leistung entsprechend zu regeln. Um eine thermische Überlastung des Generators zu verhindern, darf dessen installierte Leistung nicht überschritten werden. Bei indirekter Netzkopplung hingegen ist die Drehzahl innerhalb gewisser Grenzen variabel. Es muß das Überschreiten einer maximalen Drehzahl vermieden werden, um einer mechanischen Zerstörung des Rotors vorzubeugen. Zudem muß die Leistung überwacht werden.

Derzeit kommen zwei Regelungsarten für die Begrenzung der aus dem Wind aufzunehmenden Leistung bei marktgängigen Windkraftkonvertern zum Einsatz. Es handelt es sich um die Stall- und die Pitch-Regelung. Bei beiden wird die Leistungsaufnahme des Rotors begrenzt.

3.5.1 Stallregelung

Der Stall-Effekt stellt eine Möglichkeit zur Begrenzung der Leistungsaufnahme aus dem Wind dar. Voraussetzung dafür ist eine Kopplung der Anlage an ein ausreichend starkes Netz, das die Möglichkeit bietet, die Windkraftanlage unabhängig von der Windgeschwindigkeit mit konstanter Rotordrehzahl zu betreiben. Dadurch verändern sich bei wechselnden Windgeschwindigkeiten die Anströmverhältnisse am mit konstanter Drehzahl drehenden Rotor bzw. seinen einzelnen Blättern konstruktionsbedingt derart, daß die Strömung bei hohen Windgeschwindigkeiten abreißt. Infolge der entstehenden Wirbel bremsst sich der Rotor quasi selbst ab bzw. hält das anstehende Moment näherungsweise konstant.

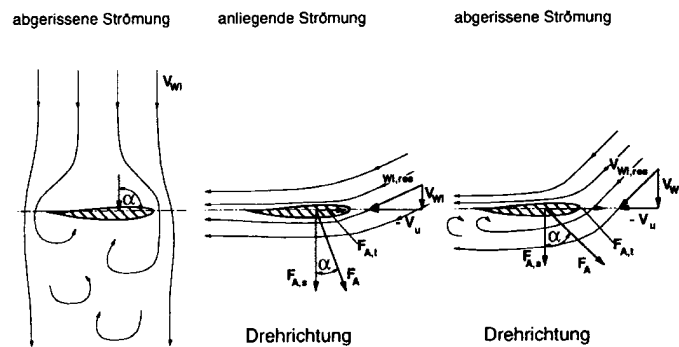


Abb. 37: Strömungsverhältnisse: stall-geregelte Windkraftanlage [25, S.253]

Eine am Profil anliegende Strömung sorgt dafür, daß unterhalb der Nennwindgeschwindigkeit der für den Antrieb des Rotors notwendige Auftrieb am Rotorblatt erreicht wird. Dabei wird mit steigender Windgeschwindigkeit bei konstanter oder nahezu konstanter Rotordrehzahl der aerodynamische Anstellwinkel α zwischen der Windgeschwindigkeitsrichtung und der Blattprofilsehne immer größer. Bei Erreichen der Nennwindgeschwindigkeit, nimmt der Anstellwinkel so hohe Werte an, daß die Strömung wegen der starken Ablenkung nicht mehr der Oberflächenkrümmung des Profils folgen kann. Dies führt zu einer Loslösung der Strömung vom Profil des Rotors auf dessen Oberseite (Saugseite). Es kommt zu der Ausbildung des sogenannten Stalls. Infolge dieser Strömungsablösung bilden sich Wirbel an der Saugseite des Profils. Dadurch wird der Auftrieb des Rotors reduziert und damit die Leistungsaufnahme des Rotors aus dem Wind im Idealfall konstant gehalten.

Der Strömungsabriß oder statische Stall an einem Rotorblatt tritt nicht immer bei dem im Windkanal in stationärer Strömung für ein Profil gemessenen Anstellwinkel. Das Phänomen des Strömungsabrisses ist vielmehr ein dynamisches Problem, das vom zeitlichen Verlauf des Anstellwinkels (z.B. bei Böen) und der dreidimensionalen Umströmung (z.B. Zentrifugalkraft-induzierte Radialströmung) des Rotorblatts abhängt. Man spricht hier vom sogenannten dynamischen Stall. Durch beide Arten kann es zu einem verzögerten Stall kommen, d.h. die Strömung reißt erst bei größeren Anstellwinkeln ab. Eine Überlastung der Anlagenstruktur und des Generators durch ein Überschreiten der angenommenen maximalen Luftkräfte bzw. der Nennleistung kann die Folge sein. Das sogenannte Abreißflattern stellt ein weiteres Problem dar, bei welchem dynamischer Stall kurzzeitig über einem bestimmten Winkelbereich der Rotordrehung mit einer Strukturei-

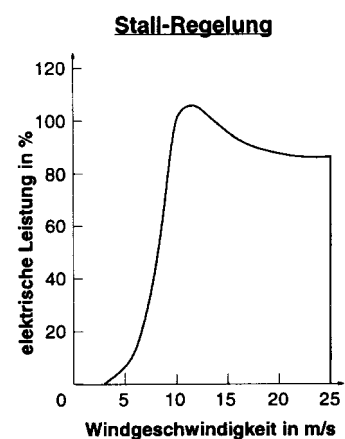


Abb. 38: Stall-Regelung [25, S.255]

genfrequenz auftritt. Hierbei entsteht periodisch dynamischer Stall durch zyklische Änderung des Anstellwinkels (z.B. während eines Umlaufs in der Bodengrenzschicht). Die dabei auftretenden periodischen Luftkräfte können eine Windkraftanlage derart "aufschaukeln", daß sie versagt und es zum Bruch kommt.

3.5.2 Pitchregelung

Insbesondere bei großen Windkraftanlagen wird aufgrund der diskutierten Nachteile der Stall-Regelung die Verstellung des Blattwinkels (Pitchregelung) zur Regelung der dem Wind entnommenen Leistung eingesetzt. Dieses Verfahren wird Pitch-Regelung genannt. Hier werden durch eine Verdrehung des Rotorblatts die Anströmverhältnisse und damit wiederum die Luftkräfte gerade so beeinflusst, daß die Leistungsaufnahme des Rotors aus dem Wind bei Geschwindigkeiten oberhalb der Nenngeschwindigkeit weitgehend konstant ist

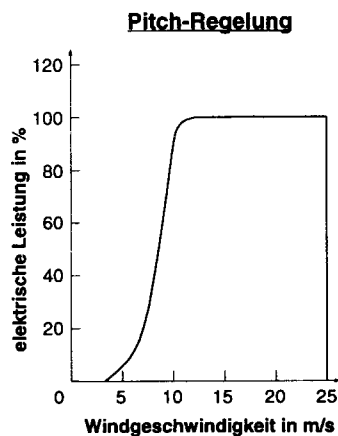


Abb. 39: Pitch-Regelung
[25, S.255]

eine Spanne von 90 bis 100°, um vom Betriebswinkel (nahe 0°) die sogenannte Fahnenposition zu erreichen, bei der das Blatt wie eine Fahne mit dem Wind ausgerichtet ist und deshalb keine oder eine nur sehr kleine Drehzahl des Rotors erzeugen kann.

Durch die Blattverstellung kann der Rotor dann in Rotation versetzt werden, wenn der Einstellwinkel in eine Anfahrposition gebracht wird (beispielsweise 45°). Mit zunehmender Drehzahl muß der Blattwinkel kontinuierlich zum optimalen Betriebswinkel hin verstellt werden. Somit bleibt trotz Zunahme der Umfangsgeschwindigkeit ein positiver, auftriebserzeugender Anstellwinkel erhalten.

Durch die Blattverstellung kann der Anstellwinkel des Rotorblatts in bezug zur Anströmung kontinuierlich so verändert werden, daß die Leistungsaufnahme des Rotors gesteuert werden kann. Mit 0° Einstellwinkel wird dabei normalerweise die Winkelstellung des Blattes bezeichnet, bei der die Profillehne bei 70 % Blattradius in die Rotorebene fällt. Bei einem Einstellwinkel von rund 90° ist dann die sogenannte Fahnenstellung des Rotorblatts erreicht.

Bei der Pitch-Regelung wird ein Strömungsabriß und damit die Ausbildung eines Stalls vermieden. Innerhalb des normalen Betriebsbereichs einer Windkraftanlage liegt die Strömung immer am Blatt an. Dies gilt insbesondere auch dann, wenn der Blattwinkel zur Leistungsbegrenzung zu kleineren Anstellwinkeln hin verändert wird. Der Verstellbereich umfaßt dabei meist

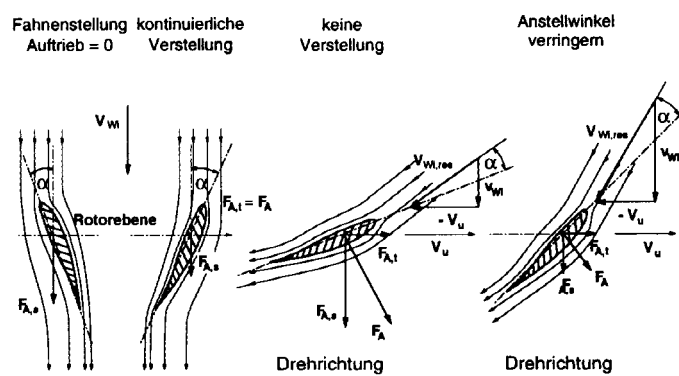


Abb. 40: Strömungsverhältnisse: pitch-geregelte Windkraftanlage [25, S.255]

Nach Erreichen des optimalen Betriebswinkels wird normalerweise bis hin zur Nennleistung keine Blattverstellung mehr vorgenommen, obwohl bessere Einstellwinkel vorhanden sein können. Durch ein kontinuierliches Verdrehen der Rotorflügel wird anschließend dem Wind auch bei weiter ansteigenden Windgeschwindigkeiten gerade die installierte Generatornennleistung entnommen. Dadurch kann die installierte Generatorleistung vergleichsweise gut eingehalten werden.

Beim Einsatz in Inselnetzen, wo keine, wie im netzgekoppelten Betrieb, notwendige Maximierung der Energieausbeute angestrebt wird, hat die Blattwinkelverstellung eine zusätzliche Bedeutung. Ihr Vorteil liegt darin begründet, daß die bereitgestellte Leistung aufgrund der Blattwinkelverstellung entsprechend geregelt und damit an die aktuelle Nachfrage angepaßt werden kann.

Wenn die momentane Windgeschwindigkeit nicht voll ausgenutzt wird, kann im netzgekoppelten Betrieb bei abnehmender Luftströmungsgeschwindigkeit die Leistung durch Nachregeln in Grenzen konstant gehalten werden. Hier ist damit grundsätzlich eine Regelfähigkeit der Windkraftkonverter wie auch bei anderen Kraftwerken gegeben.

Auch hat die Pitch- im Gegensatz zur Stall-Regelung den Vorteil, daß bei einem Überschreiten der Abschaltwindgeschwindigkeit die Anlage gezielt abgefahren werden kann. Damit wird der abrupte Übergang von der installierten Nennleistung auf Null und die damit verbundene hohe mechanische Belastung der Windkraftanlage vermieden.

3.6 Windparks

Windkraftkonverter können als Einzelanlagen, in einer reihenförmigen Anordnung oder zusammengefaßt zu einer Gruppe installiert werden. In Windparks sind grundsätzlich zwei unterschiedliche Aufstellanordnungen von Windkraftkonvertern auf einer begrenzten Gebietsfläche unter Minimierung der Abschattungseffekte möglich. Neben einer optimierten Anlagenaufstellanordnung bei bevorzugter Windrichtung ist auch eine optimale Konverterinstallation ohne eine eindeutige Luftströmungsrichtung denkbar. Zur Minimierung von Abschattungseffekten muß dabei zwischen einzelnen Windkraftanlagen jeweils ein bestimmter Abstand eingehalten werden. Dies ermöglicht einen Ausgleich zwischen der durch den Energieentzug des Rotors verminderten Geschwindigkeit der strömenden Luftmassen und ungestörte Luftströmungen. Nur so kann beim nächsten Konverter wieder von näherungsweise ungestörten Windverhältnissen ausgegangen werden. Der jeweils notwendige Abstand zwischen einzelnen Anlagen hängt von den meteorologischen, topografischen und sonstigen Bedingungen am jeweiligen Standort und damit von den örtlichen Gegebenheiten ab und kann in

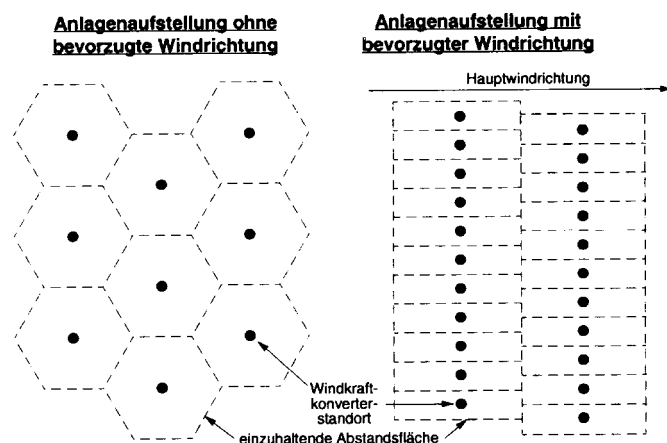


Abb. 41: Windanlagenaufstellung in Windparks [25, S.257]

weiten Bereichen variieren.

Der sogenannte Abstandsfaktor k_A beschreibt den zwischen zwei benachbarten Konvertern minimal einzuhaltenden Abstand. Er ist definiert als das Verhältnis zwischen Anlagenabstand und Rotordurchmesser. Der notwendigerweise einzuhaltende Abstand zwischen den einzelnen Konvertern wird damit beschrieben als ein Vielfaches des Rotordurchmessers.

Ist standortbedingt eine bevorzugte Windrichtung gegeben und sind die topografischen Gegebenheiten für die Aufstellung von Windkraftanlagen günstig, können die Konverter in mehreren, hintereinander liegenden Reihen aufgebaut werden (Abb. 41, rechte Seite). Die Abschattungseffekte müssen nur hinsichtlich dieser Hauptwindrichtung minimiert werden, da unter diesen Bedingungen der Wind hauptsächlich aus einer Richtung weht. In Abhängigkeit der jeweiligen Gegebenheiten vor Ort schwankt der entsprechende Abstandsfaktor in Richtung der hauptsächlichlichen Windströmungsrichtung $k_{A,x}$ zwischen 8 und 10 und quer zur Hauptwindrichtung $k_{A,y}$ zwischen 4 und 5. Die um eine Windkraftanlage demnach minimal einzuhaltende Fläche A_{WEK} berechnet sich damit nach Gleichung (5.1). d_{Rot} ist der Rotordurchmesser des Konverters.

$$A_{WEK} = k_{A,x} \cdot k_{A,y} \cdot d_{Rot}^2 \quad (5.1)$$

Im Binnenland liegt keine bevorzugte Windrichtung vor. Stehen einer optimierten Anlagenaufstellung keine topografischen Einschränkungen entgegen, müssen die Abschattungseffekte hinsichtlich aller Himmelsrichtungen minimiert werden. Um jede Windkraftanlage muß deshalb eine näherungsweise kreisförmige Gebietsfläche freigehalten werden. Sie kann vereinfachend durch ein regelmäßiges Sechseck beschrieben werden (Abb. 41, linke Seite). Der bei dieser Anlagenaufstellung einzuhaltende Abstandsfaktor variiert im Regelfall innerhalb einer vergleichbaren Bandbreite wie bei der Anlagenaufstellung mit bevorzugter Windrichtung (d.h. je nach den lokalen Gegebenheiten und den Windverhältnissen zwischen 6 und 15). Die infolge dieser Zusammenhänge notwendigerweise freizuhaltende Fläche um eine Windkraftanlage errechnet sich nach Gleichung (5.2).

$$A_{WEK} = \sqrt{\frac{3}{4}} (k_A \cdot d_{Rot})^2 \quad (5.2)$$

Die Abschattungsverluste bei gleichzeitiger Optimierung der Platzausnutzung minimieren sich, wenn die standortspezifisch festzulegenden optimalen Abstände zwischen den einzelnen Konvertern eingehalten werden. Die trotzdem noch im Vergleich zu einer einzelnen ungestörten Anlage gegebenen Verluste werden durch den Windparkwirkungsgrad beschrieben. Er liegt in Abhängigkeit der jeweiligen Gegebenheiten vor Ort zwischen 90 und 98 %. Trotz dieser unvermeidbaren Verluste ist eine Anlagenaufstellung in Windparks im Normalfall trotzdem günstiger, da aufgrund der Kostenersparnis u.a. für den Netzanschluß, die Zuwegung und die durchschnittlich geringeren Aufwendungen für Wartung, Instandhaltung und Überwachung diese Verluste bei einer ökonomischen Gesamtanalyse überkompensiert werden.

Zur Anbindung der in einem Windpark installierten Windkraftkonverter an das Netz bietet sich

- der Anschluß über eine Gleichstromsammelschiene
- die direkte Netzkopplung über eine gemeinsame Drehstromsammelschiene an.

Bei der erstgenannten Möglichkeit kommt der mit variabler Drehzahl betriebene Synchron-generator mit Gleichstromzwischenkreis und netzgeführtem Wechselrichter zum Einsatz. Die im Vergleich zu anderen Konzepten größeren Netzzrückwirkungen und Stabilitätsprobleme wirken sich jedoch nachteilig aus. Außerdem hat Gleichstrom keinen natürlichen Nulldurchgang. Dies kann unter anderem bei Fehlern Probleme verursachen. Deshalb kommt diese Art der Netzkopplung kaum zur Anwendung.

Synchron- oder Asynchrongeneratoren mit direkter Netzkopplung können auch auf einer gemeinsamen Drehstromsammelschiene zusammengefaßt werden. Die Einspeisung in das Mittelspannungsnetz erfolgt je nach Nennleistung über einen oder mehrere Transformatoren. Sofern es die Belastbarkeit der Niederspannungskabel erlaubt, ist dabei eine gemeinsame Niederspannungssammelschiene möglich. Ansonsten ist alternativ der Anschluß der Generatoren über separate Transformatoren zu wählen. Dies stellt das heute weitgehend übliche Verfahren dar. Derzeit verfügt im Regelfall jede Anlage über ihren eigenen Trafo und speist beispielsweise in ein 20 kV-Kabel, durch das die Netzkopplung realisiert wird.

Abb. 42: Maschinenhaus der Windkraftanlage Eberschwang [53]

4 Windstärke

Bei Betrachtung der Karte der globalen Verteilung der Windgeschwindigkeiten in Abb. 43 fällt auf, daß nahezu alle Küstenregionen der Erde ein gutes Winddargebot aufweisen.

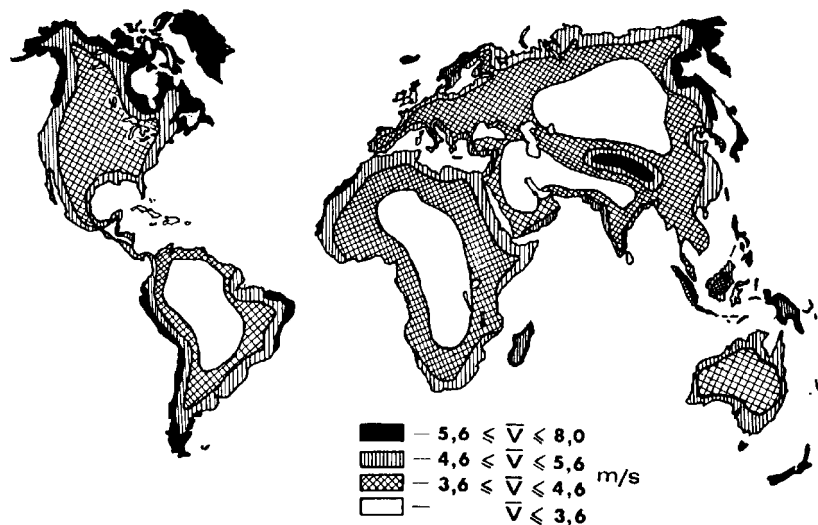


Abb. 43: Globale Verteilung der Windgeschwindigkeiten [15,S.93]

In Europa finden sich auch außerhalb der Küstenregionen Gegenden in denen genug Wind zur Energieerzeugung weht. Aus Abb. 44 ist ersichtlich, daß beispielsweise das dänische und teilweise das britische Binnenland oder die deutschen Mittelgebirge sehr wind reich sind.

In der Einleitung ist gezeigt worden, daß schon frühzeitig der Wind zum Antrieb von Windrädern genutzt wurde. Dort, wo größere Leistungen nötig waren, als Mensch oder Tier aufbringen konnten, wie z.B. für Produktion und Handwerk, wurde die Kraft des Windes ausgenutzt. Voraussetzung war, daß er stark genug zu den Zeiten blies, zu denen man die Energie benötigte. Somit wären die zwei Hauptgesichtspunkte angesprochen, die für die Windnutzung von Bedeutung sind: Die Windstärke, die durch die Windgeschwindigkeit ausgedrückt wird und die Dauer des Auftretens genügend hoher Windgeschwindigkeiten. Denn für die Nutzung des Windes ist es wichtig zu wissen, wann und mit welcher Zuverlässig-

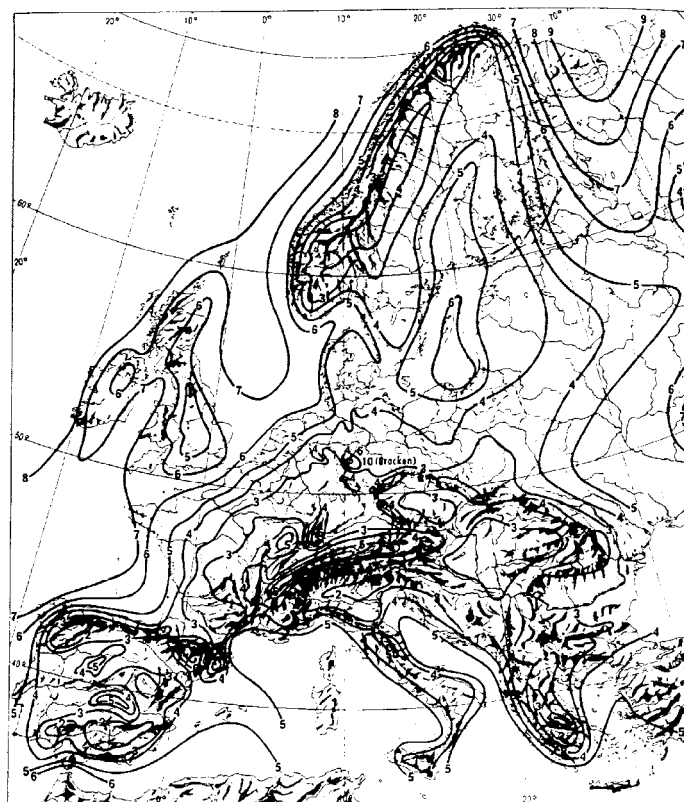


Abb. 44: Die Windverhältnisse in Europa [15, S.94]

keit mit dem Eintreten von Windgeschwindigkeiten nutzbarer Größe gerechnet werden kann.

Zunächst werden nun die globalen und lokalen Umstände behandelt, unter denen Wind entsteht, und die Einflüsse, die sich auf das Windangebot vor Ort auswirken. Anschließend werden verschiedene Verfahren zur Messung des Windes und zur Berechnung des zu erwartenden Energieertrags vorgestellt.

4.1 Die Entstehung des Windes

Die Erdatmosphäre kann als Wärmekraftmaschine betrachtet werden, in der Luftmassen infolge thermisch bedingter Potentialunterschiede transportiert werden. Als Ergebnis der Umwandlung von thermischer Energie in kinetische kommt es zu einem Massentransport, der sich als Windströmung äußert. Der Energielieferant für diese Wärmekraftmaschine ist die Sonne.

Dieser Luftmassentransport tritt als globale, periodisch saisonal reproduzierte Zirkulation auf, die Erscheinung kann regional begrenzt sein und wir finden lokale Vorgänge, bei denen die sogenannte orographischen Gegebenheiten, d.h. die Geländestruktur eine wichtige Rolle spielen.

4.1.1 Die globalen Zirkulationen

Die Erdoberfläche wird von einer nur wenige 100 km dicken Schicht umgeben, der Atmosphäre. Im trockenen Zustand, also unter Vernachlässigung des Wasserdampfes besteht sie zu 98% aus Stickstoff und Sauerstoff. Ihre thermischen Eigenschaften erhält sie aus den Spurenelementen Kohlendioxyd - dessen Anteil ca. 0,034% ausmacht - und dem Wasserdampf, dessen Anteil zwischen 0,01 und 3% liegt.

Kurzweilige Sonnenstrahlung kann durch das Kohlendioxyd und den Wasserdampf der Atmosphäre zwar eintreten, es wird jedoch der Austritt der langwelligen Infrarotstrahlung verhindert, die von der Erde reflektiert wird. Dadurch kommt ein Treibhauseffekt zustande. Wasser, welches sowohl als Dampf wie auch in Tröpfchenform und als Kristalleis vorkommt, beeinflusst maßgeblich durch die Latentwärme beim Übergang von einer Phase in die andere das Wettergeschehen der Atmosphäre. Und schließlich werden die unterschiedlichen Klimagebiete durch den jeweiligen Anteil von Wasser in der Luft mitgeprägt.

Die Gesamteinstrahlung der Sonne nimmt infolge der Kugelform der Erde nach den Polen hin ab. Demzufolge besteht im Äquatorbereich ein Energieüberschuß in der Atmosphäre und in den Polbereichen ein Defizit. Abb. 45 veranschaulicht die mittlere Bilanz der Strahlungsleistung auf der

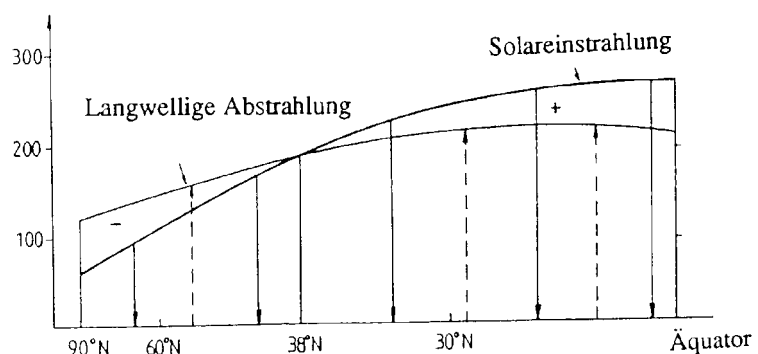


Abb. 45: Mittlere Strahlungsbilanz der Nordhalbkugel [15, S.95]

Nordhalbkugel.

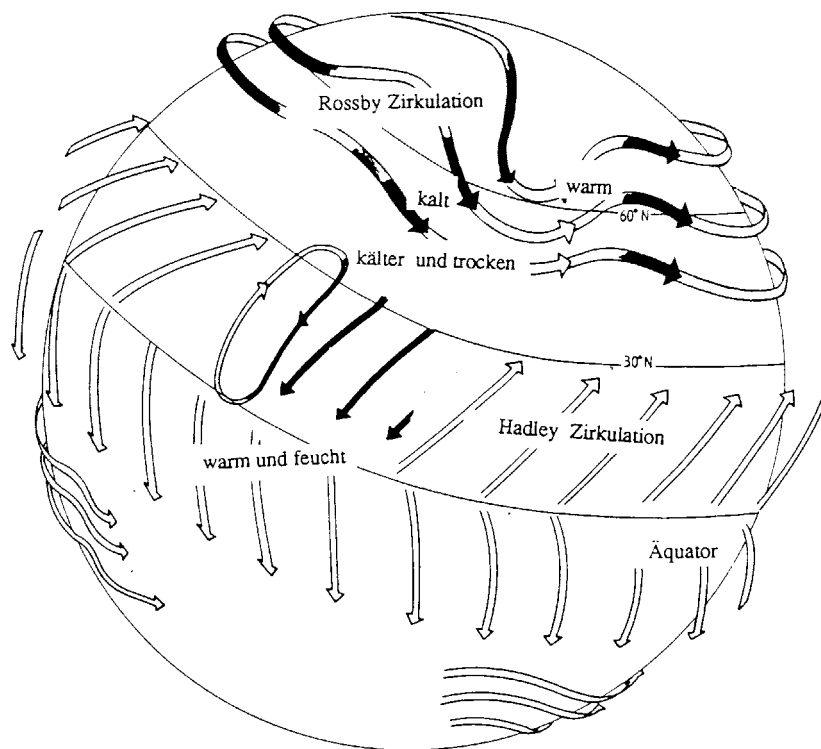


Abb. 46: Die globale Zirkulation [15, S.96]

Infolgedessen kommt es zu einer Ausgleichsbewegung, die die Wärme vom Äquator in die südliche bzw. nördliche Hemisphäre transportiert. Diese Ausgleichsbewegung wird in erster Linie über einen Luftmassenaustausch durchgeführt, was zwei große globale Zirkulationen zur Folge hat. Dies sind die Systeme der Rossby-Zirkulation der nördlichen bzw. südlichen Hemisphäre und die äquatoriale Hadley-Zirkulation. Abb. 46 veranschaulicht diese großräumigen Luftbewegungen,

durch die über weite Gebiete der Erde relativ stetige Winde erzeugt werden. Die schwarzen Pfeile entsprechen bodennahen Strömungen.

Hauptmerkmale dieser beiden Zirkulationssysteme:

Rossby-Zirkulation	Lage zwischen dem 30. und dem 70. Grad nördlicher bzw. südlicher Breite, wellenförmiger Verlauf der Hauptströmung, durch die warme Luft zu den Polen und kalte Luft in die Subtropen gelangt.
Hadley-Zirkulation	Lage zwischen dem 30. Grad südlicher und dem 30. Grad nördlicher Breite. Transport tropisch feuchter und warmer Luftmassen, Erzeugung der stetigen Windsysteme der Nord-Ost- bzw. Süd-Ost-Passate infolge der Ablenkung durch die Erddrehung.

Ferner entstehen durch die globalen Energiedifferenzen in der Atmosphäre zwei weitere große Zirkulationen, die Monsune und die Tropischen Zyklone.

Monsune	Großräumige Luftbewegungen infolge der Temperaturdifferenzen zwischen dem asiatischen Festland und dem Indischen Ozean bzw. dem Atlantik und Afrika.
Tropische Zyklone	Aufstieg feucht-warmer Luftmassen über dem Äquator induziert starke Wetterstörungen mit sehr hohen Windgeschwindigkeiten bis 60 m/s, in Süd-Ost-Asien als Typhoon, in der Karibik als Hurricane auftretend.

Bisher wurden nur die Auswirkungen von Druckunterschieden auf die globalen bzw. großräumigen Windbewegungen betrachtet. In Gebieten kleiner Potentialdifferenzen der Atmosphäre stellen sich die Windrichtungen jedoch anders dar. Dies gilt insbesondere in Tiefdruckgebieten, die Zyklone genannt werden. Die Windvektoren drehen um die Tiefdrucksenke (T) auf der Nordhalbkugel entgegen dem Uhrzeigersinn

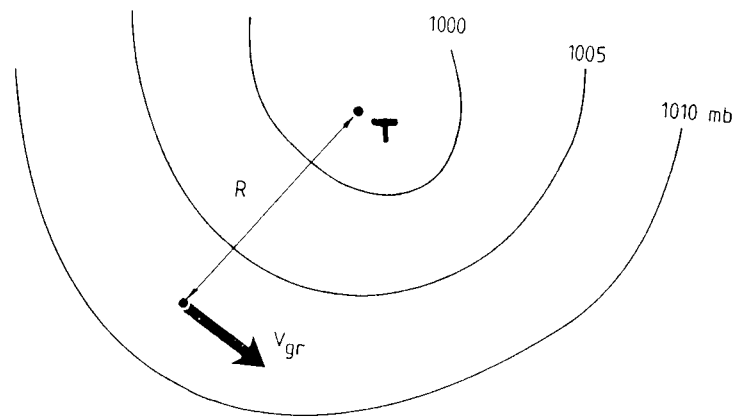


Abb. 47: Windvektor im Tiefdruckgebiet [15, S.97]

und verlaufen parallel zu den Isobaren. Auf der Südhalbkugel der Erde verlaufen diese Strömungsvorgänge entsprechend entgegengesetzt.

Der Grund hierfür ist die aus der Erdrotation resultierende Coriolis-Kraft. Sie wirkt in der Weise, daß eine Luftmasse, die sich z.B. auf einem Meridian infolge Druckdifferenzen nach Norden bewegt, durch die Coriolis-Kraft eine Ablenkung nach rechts und bei Bewegung von Nord nach Süd eine solche nach links erfährt. Als Resultierende ergibt dies einen Windvektor, der parallel zu den Isobaren verläuft. Dieser resultierende Windvektor aus den globalen und regionalen Wirkungsgrößen wird als Geostrophischer Wind bezeichnet. Er ist sozusagen der Urwind, der noch keine Störung durch die Struktur der Erdoberfläche erfahren hat. [15, S.93]

4.1.2 Lokale Ausgleichswinde

Durch Potentialunterschiede werden nicht nur globale Luftbewegungen in der Atmosphäre erzeugt. Die Differenzen der Strahlungsbilanz wirken sich auch lokal aus. Hier jedoch aufgrund von Effekten, die von der Erdoberfläche erzeugt werden. Sie wirken sich auf die Bewegung von Luftmassen so aus, daß lokale Winde entstehen, die regionalspezifische Eigenarten besitzen. Die wichtigsten dieser lokalen Winde sind die See-Land-Brise, die Berg-Tal-Winde und die Katabischen Winde. Temperaturunterschiede sowie die Orographie spielen hierbei eine wichtige Rolle.

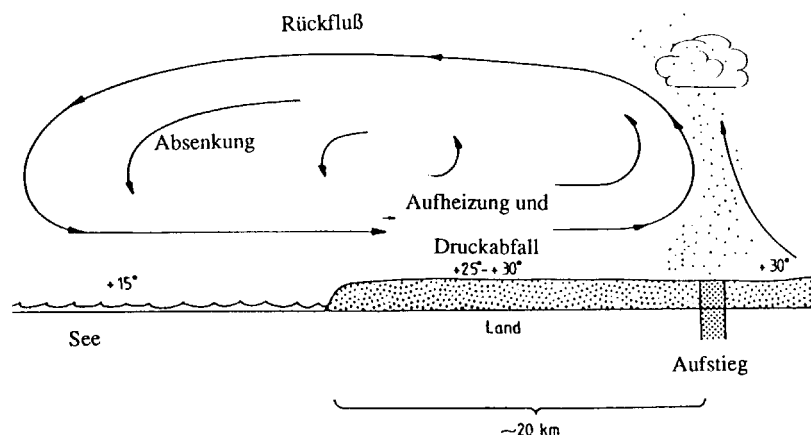


Abb. 48: Entstehung der See-Land-Brise [15, S.98]

Die Temperaturdifferenz zwischen der Luftmasse über der See und der über dem Land ist die Ursache für die in Küstengebieten auftretenden charakteristischen Zirkulationen. Ein Austausch von Luftmassen entsteht besonders dann, wenn die Sonneneinstrahlung tagsüber die Landoberfläche erwärmt und die Temperatur über der See deutlich niedriger liegt. Hier steigt die erwärmte leichte Luft über dem Land auf und von See strömt kühlere Luft nach. Die Hauptwindrichtung ist demzufolge von See her auf das Land gerichtet. Sie kann sich bis zu 40 km ins Landesinnere auswirken. Windgeschwindigkeiten bis zu 10 m/s sind hierbei nicht außergewöhnlich. Mancherorts kehrt sich dieser Vorgang während der Nachtstunden um, da sich das Land rascher abkühlt als die See, und somit eine in der Regel schwächere Strömung vom Land in Richtung See entstehen kann.

Temperaturunterschiede wirken sich auch im Gebirge und auf größeren Höhenzügen massiv auf das Windgeschehen einer Region aus. Speziell Talsohlen und die oberen Teile der Bergflanken spielen bei der Entstehung besonderer Windströmungen eine Rolle. Die an der Bergflanke erwärmte Luft steigt auf, und es strömt kühlere Luft im Tal nach. Bei Tälern größerer Längenausdehnung und einer entsprechend günstigen Lage zur Sonne können dadurch recht beträchtliche Windgeschwindigkeiten längs der Talrinne induziert werden. Bei einer Überlagerung dieser Berg-Tal-Strömung und einer See-Land-Zirkulation sind tageszeitliche Starkwindstömungen die Folge. Die Ora am Gardasee ist ein Beispiel hierfür.

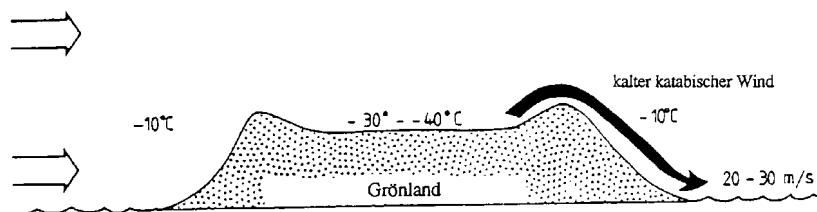


Abb. 49: Der Katabische Wind am Beispiel Grönland [15, S.99]

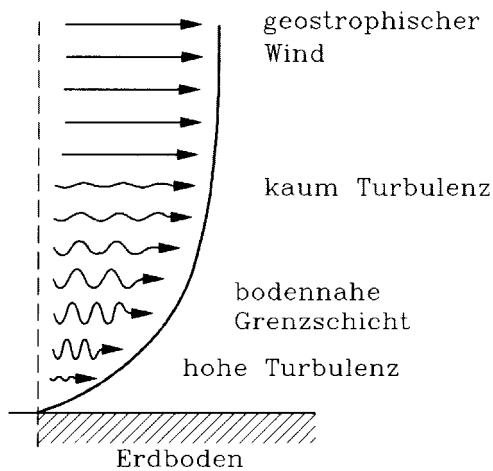
Bei den Katabischen Winden treffen Effekte der Sonneneinstrahlung und die der Verdrängung kalter Luftmassen durch großräumig herangeführte warme Luftmassen zusammen und erzeugen

durch das Abfließen kalter Höhenluft in die warme Ebene zeitweilig sehr hohe Windgeschwindigkeiten. In Europa ist für den Katabischen Wind die Bora in Kroatien bekanntestes Beispiel. [15, S.98-99]

4.2 Der Wind in Bodennähe

Bisher wurde der Wind als Erscheinung betrachtet, die sich aus den Potentialunterschieden zwischen Luftmassen ergibt. Der Wind, der in Bodennähe auftritt und von Windkraftanlagen genutzt wird, ist jedoch ein anderer. Bei Strömung der Luftmassen über die mehr oder weniger raue Erdoberfläche wird die Strömungsgeschwindigkeit abgebremst und es entsteht die bodennahe Grenzschicht mit einer charakteristischen vertikalen Verteilung der Windgeschwindigkeiten von null bis zu der des Geostrophischen Windes. Da Windkraftanlagen immer in dieser Grenzschicht arbeiten, ist der Wind in dieser Bodengrenzschicht von besonderem Interesse.

4.2.1 Die Entstehung des bodennahen Windes



Die Strömungsgeschwindigkeit der Luft wird direkt am Boden bis auf Null abgebremst. Zwischen den ungestörten Luftschichten des geostrophischen Windes und dem Boden existiert demzufolge eine Schicht starker Variationen der Windgeschwindigkeiten über der Vertikalen.

Aus der ungestörten energiereichen Strömung des geostrophischen Windes wird in dieser Grenzschicht den darunter liegenden Schichten durch Wirbel laufend Energie zugeführt. Die bodennahe Windströmung ist also turbulent.

Abb. 50: Bodengrenzschicht [15, S.100]

Der Gradient der vertikalen Verteilung der Windgeschwindigkeiten entwickelt sich abhängig von der Rauigkeit des Bodens. Es existiert eine Höhe z_0 ungleich Null bei der die Windgeschwindigkeit Null ist. Man spricht hier von der Rauigkeitshöhe. [15, S.99-100]

Das resultierende Windgeschwindigkeitsprofil ist in Abb. 51 für verschiedene Oberflächen dargestellt. Der Bereich bis zur ungestörten Windgeschwindigkeit und damit die Höhe der planetarischen Grenzschicht beträgt, je nach Wetterlage, Bodenrauigkeit und Topografie, 300 bis 2000 m über Grund. Die momentane Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe hängt dabei von einer Vielzahl meteorologischer Größen (u. a. Temperaturschichtung und Feuchtigkeit) und der Rauigkeit an der Erdoberfläche ab. Der längerfristig zu erwartende Mittelwert in einer gewissen Höhe innerhalb der Grenzschicht wird dagegen weitgehend von der Rauigkeit der Erdoberfläche bestimmt, da sich die sonstigen Einflüsse im Jahresmittel weitgehend ausgleichen.

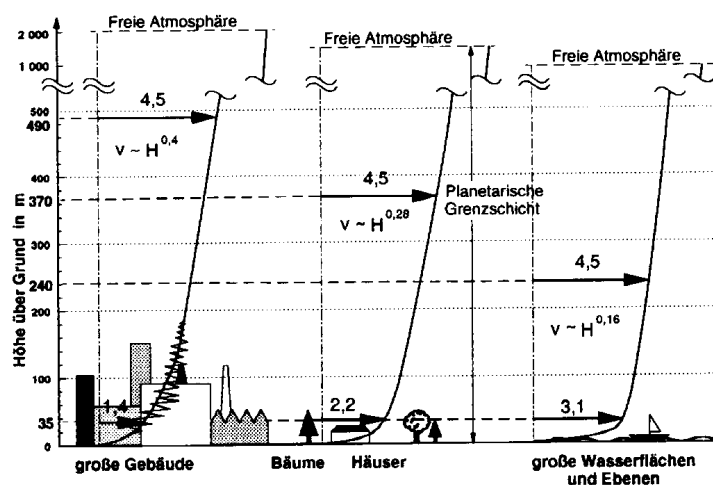


Abb. 51: Höhenabhängigkeit der Windgeschwindigkeit [25, S.60]

Über dem Meer ist die Bodenrauigkeit geringer. Hier kommt es in geringen Höhen zu einer relativ schnellen Zunahme der Windgeschwindigkeit mit zunehmender Höhe über Grund. Über Landflächen hingegen werden die bewegten Luftmassen stärker abgebremst. Im Umkehrschluß nimmt damit die Windgeschwindigkeit mit zunehmender Höhe über Grund langsamer zu, so daß die freie Atmosphäre erst in größeren Höhen erreicht wird. Ursache für diese stär-

kere Abbremsung der bewegten Luftmassen sind die größere Bodenrauigkeit infolge Bewuchs und Bebauung sowie die Geländetopografie. [25, S.60]

4.2.2 Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe

Eine quantitative Beschreibung des statisch zu erwartenden Mittelwertes wird in der Meteorologie mit Hilfe von halbempirischen Potenzgesetzen vorgenommen. Der Potenzansatz nach Hellmann stellt eine besonders einfache Formel dar:

$$v_2 = v_1 \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^\alpha \quad (4.1)$$

v_2	mittlere Windgeschwindigkeit in der Höhe h_2
v_1	Bezugsgeschwindigkeit in der Referenzhöhe h_1
h_1	Referenzhöhe (meistens 10m)
α	Höhenwindexponent (Hellmann-Exponent)

Der Faktor α bezeichnet dabei den Rauigkeitsexponenten (Hellmann-Exponent). Er muß abgeschätzt werden und hängt wie die Rauigkeitslänge von den Einflüssen des Geländes, der Vegetation und der Bebauung ab.

Die richtige Einschätzung des Hellmann-Exponenten stellt jedoch das Hauptproblem dar. In Abb. 52 wird die Bodenrauigkeit der unterschiedlichen Erdoberflächen durch die oft verwendete Rauigkeitslänge z_0 charakterisiert.

Bei der Ermittlung des Hellmannexponenten muß berücksichtigt werden, daß der Höhenexponent selbst eine Funktion der Windgeschwindigkeit und damit der Höhe ist. Zur praktischen Berechnung müssen jedoch noch mehr unbekannte Werte geschätzt werden, so daß es sehr fraglich ist, ob bessere Resultate damit zu erzielen sind.

Eine Berechnungsalternative stellen die Schubspannungen dar.

Die Schubspannungen zwischen dem zähigkeitsbehafteten Medium Luft in sich und dem Boden bewirken die Abbremsung der ungestörten Luftströmung. In Bodennähe ist der Schub-

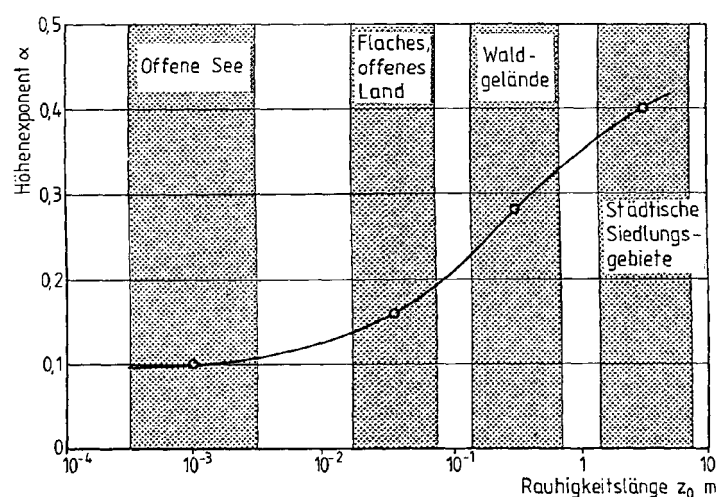


Abb. 52: Hellmann-Exponent für unterschiedliche Geländeformen
[17, S.484]

spannungsgradient am größten und demzufolge auch der Gradient des vertikalen Verlaufes der Windgeschwindigkeiten. Hier kann das von Prandtl entwickelte logarithmische Gesetz der vertikalen Verteilung der Geschwindigkeiten in einer turbulenten Grenzschicht angesetzt werden.

$$v(z) = \frac{v^*}{k} \ln\left(\frac{h}{z_0}\right) \quad (4.2)$$

z_0 Rauigkeitslänge [m]

Dabei ist v^* die sogenannte Schubspannungsgeschwindigkeit. Sie liegt in der Größenordnung zwischen 0.1 und 0.3 m/s. Für die Karmàn-Konstante k der Grenzschichtströmung wird hier näherungsweise ein Wert von 0.4 angesetzt. Die Rauigkeitshöhe z_0 wiederum ist geländeabhängig. Dieses Gesetz hat Gültigkeit unter der Annahme, daß der Energietransport über der Vertikalen konstant ist.

Die Bestimmung der Karmàn-Konstanten und der Schubspannungsgeschwindigkeit ist in der Praxis schwierig, was den Umgang mit dieser Grenzschichtformel, speziell wegen der Ungenauigkeiten, erschwert. Daher wird darauf verzichtet, die Höhenvariation der Windgeschwindigkeit direkt zu berechnen. Stattdessen kann die relative Änderung bezogen auf eine Referenzhöhe h_1 und -Geschwindigkeit v_1 leicht berechnet werden:

$$v_2(h_2) = v_1 \frac{\ln\left(\frac{h_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_1}{z_0}\right)} \quad (4.3)$$

Die Höhenverteilung ist somit nur noch von der Rauigkeitslänge z_0 abhängig, sofern für eine Höhe die Geschwindigkeit bekannt ist. Mit diesem Ansatz werden Windgeschwindigkeiten aus Messungen auf die unterschiedlichen Nabenhöhen extrapoliert. Außerdem können Strukturlasten durch die auftretende Verschiebung des Kraftangriffspunktes und Schwankungen des Antriebsmomen-

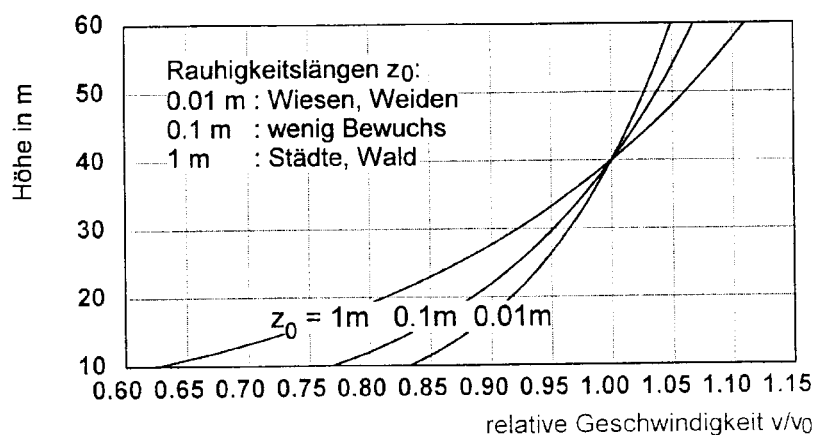


Abb. 53 Vertikale Windgeschwindigkeitsverteilung. Bezugshöhe: 40m.
[15, S.101]

tes berechnet werden. Abb. 53 zeigt die Höhenvariation der Geschwindigkeit für verschiedene Rauigkeitslängen.

Doch der Nutzen dieser Formel ist ebenfalls eingeschränkt, da in der Realität die vertikale Verteilung nicht nur von der Bodenrauigkeit, sondern auch in sehr starkem Maße von den Temperatur- und Druckschichtungen in der Atmosphäre abhängt. [15, S.100]

4.2.3 Hindernisse am Boden

Um die Auswirkungen der Rauigkeit der Erdoberfläche auf das Geschwindigkeitsprofil der Luftströmung zu betrachten, wurde bisher davon ausgegangen, daß die Rauigkeit mehr oder weniger homogen ist. Eine Struktur homogener Rauigkeit kommt in der Realität jedoch bei den wenigsten Oberflächen vor. Beispiele dafür wären das Meer, ausgedehnte Grasflächen oder in die Wüste.



Abb. 54: Störung der Windströmung durch eine Baumgruppe [15, S.102]

Die Aussagekraft einer aus theoretischen Ansätzen abgeleiteten vertikalen Windgeschwindigkeitsverteilung wird durch abwechselnde Orographie der Erde, Bewuchswechsel in der Landschaft, Bebauung, einzelne natürliche oder künstliche Hindernisse verringert, da sich diese Hindernisse lokal auf das Geschwindigkeitsprofil auswirken. Trotz potentialtheoretischer Ansätze lassen sich in der Regel die Auswirkungen von Hindernissen in der Landschaft auf die leeseitigen (windabgewandten) Windgeschwindigkeiten nur empirisch erfassen. So kann angesetzt werden, daß sich eine geschlossene Baumgruppe der Höhe H nach Luv - also in Wind-

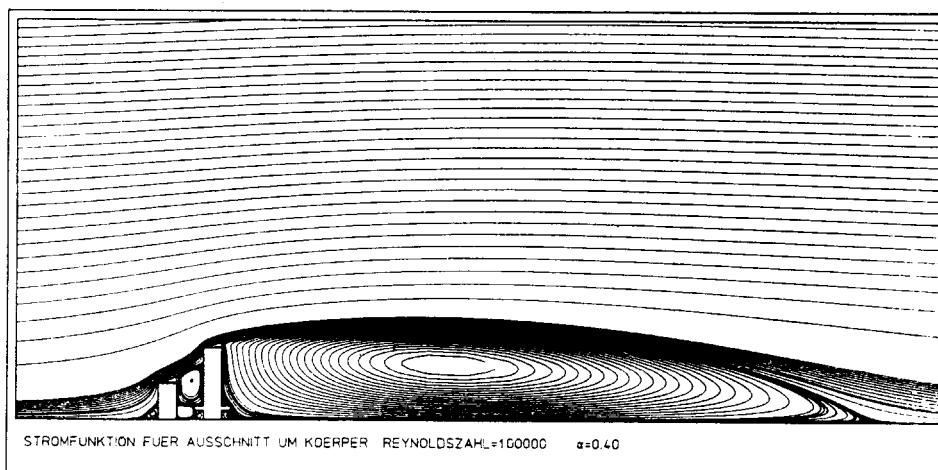


Abb. 55 Störung durch ein Bauwerk [15, S.102]

richtung - um ein fünffaches der Höhe H als Störung auswirkt und in Abwindrichtung bis zum fünfzehnfachen Wert der Höhe H die Windströmung stört. Bauwerke verhalten sich ähnlich in ihrer Auswirkung auf die Windströmung.

Wenn Winde auf steile Böschungen auf treffen, erzeugen sie zwar in einem kleinen Bereich der Böschungskante Übergeschwindigkeiten, direkt dahinter in Lee jedoch entstehen sehr große Gebiete von Strömungsablösung mit hohen Turbulenzen, Untergeschwindigkeiten und Rückströmungen.

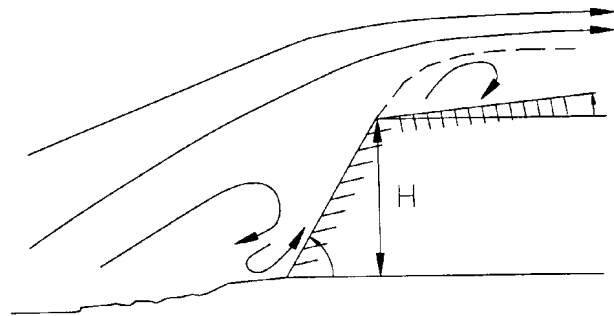


Abb. 56: Auswirkungen einer steilen Böschung auf die Windströmung [15, S.103]

Eine Windströmung über Hügel mit Böschungsneigungen nicht größer als 10% erfährt infolge der Strömungsumlenkung einen Geschwindigkeitszuwachs auf der Hügelkuppe, ohne daß störende Ablösungen und Turbulenzen entstehen, so daß hier vorzügliche Chancen für die Windenergienutzung bestehen.

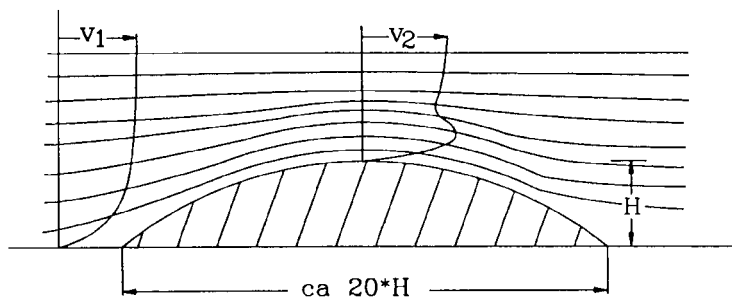


Abb. 57: Auswirkungen eines flachen Hügels auf die Windströmung [15, S.103]

Somit wird deutlich gemacht, daß die Kenntnis der regionalen Windkonditionen als Entscheidungsgrundlage für die Aufstellung von Windkraftanlagen nicht ausreicht, sondern daß auch die lokalen Verhältnisse sehr genau mit zu berücksichtigen sind.

Fehler! Kein gültiger Dateiname.

Abb. 58: Windkraftwerk Laussa

4.3 Messung der Windgeschwindigkeit

Der zeitliche Verlauf des Windes stellt aufgrund seiner starken Unregelmäßigkeit eines der Hauptprobleme bei der Ausnutzung dieser Energieform dar. Innerhalb von wenigen Sekunden kann er weit vom Mittelwert $\bar{v}$ abweichen. Die Windmeßgeräte geben diesen wieder. An ihrem Ausgang erhält man ein analoges oder digitales Signal, das der Windgeschwindigkeit proportional ist

4.3.1 Schalenkreuzanemometer



Abb. 59: Schalenkreuzanemometer [15, S.104]

Dieser Windgeschwindigkeitsgeber ist ein kleines Windrad mit vertikaler Rotationsachse. Um die Welle sind jeweils an einem Hebelarm schalenförmige Widerstandsflächen angeordnet, die je nach Anblasrichtung unterschiedliche Strömungswiderstände aufweisen. In der Windströmung bewegen sich diese Schalen in Richtung ihres geringeren Widerstandes um die Drehachse mit einer Drehzahl, die proportional der Windgeschwindigkeit ist.

Eine Möglichkeit ist das Antreiben eines Tachogenerators, der eine Spannung proportional zur Drehzahl und damit zur Windgeschwindigkeit liefert. Eine andere Ausführungsform ist die über Reed-Kontakte berührungslose Übertragung der pro Umdrehung erzeugten Impulse, die über ein bestimmtes Zeitintervall gezählt werden. Sie ergeben damit ein Maß für die Windgeschwindigkeit. Letztere Methode der Signalerzeugung wird in der Regel bei automatisch arbeitenden Meßsystemen eingesetzt.

Da das Schalenkreuzanemometer robust ist, ohne eine Windrichtungsnachführung arbeitet und ein Signal erzeugt, welches der Windgeschwindigkeit direkt proportional ist, ist es weltweit auch bei den meteorologischen Stationen der am häufigsten verwendete Windgeschwindigkeitsgeber.

4.3.2 Flügelradanemometer

Dieser Meßgeber ist ein kleines Horizontalachswindrad. Durch eine in Lee angeordnete Windfahne muß es demzufolge wechselnden Windrichtungen nachgeführt werden. Gegenüber dem vertikalachsigen Schalenkreuzanemometer ist dieser Geber mechanisch aufwendiger. Andererseits bietet die Windrichtungsnachführung auch die Möglichkeit, die Winkellage mit zu registrieren und neben der Windgeschwindigkeitsmessung eine Windrichtungsmessung zu integrieren.

Auch hier ist die Drehzahl des Flügelrades proportional zur Windgeschwindigkeit, und die Signalerzeugung erfolgt wie

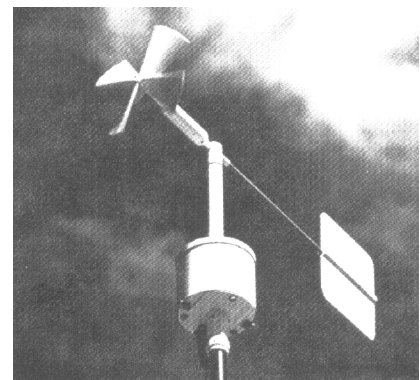


Abb. 60: Flügelradanemometer [15, S.105]

oben mittels Tachogenerator oder Impulserzeuger.

Beim Flügelradanemometer wie beim Schalenkreuz ist die Anzeige der Windgeschwindigkeit mit einer gewissen Trägheit behaftet. Bei einer Änderung der Windgeschwindigkeit um Δv von v_0 auf v_{0+} folgen diese Geräte diesem Sprung mit einer e-Funktion (Verzögerung 1. Ordnung).

4.3.3 Ultraschallanemometer

In einem konstanten Abstand s werden mehrere Paare von Sonotroden (Lautsprecher-Mikrofon-Kombinationen) montiert. Es werden einige Male pro Sekunde Ultraschallimpulse zwischen den Sondenpaaren hin- und hergeschickt. Diese Druckwellen bewegen sich mit der Schallgeschwindigkeit c . Die Windgeschwindigkeitskomponente v in der Richtung des Sondenpaars überlagert sich dem Schall und führt zu unterschiedlichen Laufzeiten für Hinweg (t_1) und Rückweg (t_2):

$$t_1 = \frac{s}{c + v} \quad t_2 = \frac{s}{c - v} \quad (4.4)$$

Diese Gleichungen lassen sich so auflösen, daß die Windgeschwindigkeit einfach zu ermitteln ist:

$$v = \frac{s}{2} \left(\frac{1}{t_1} - \frac{1}{t_2} \right) \quad (4.5)$$

Wichtig ist, daß die Windgeschwindigkeitsberechnung von der Schallgeschwindigkeit unabhängig ist, da diese mit Luftdichte und -feuchte variiert.

Durch die Überlagerung der Daten mehrerer Meßstrecken, kann mit dem Ultraschallanemometer nicht nur die Windgeschwindigkeit, sondern auch die Windrichtung bestimmt werden.

Ultraschallanemometer sind in der Lage auch unter schwierigen Bedingungen zu arbeiten. Sie sind unempfindlich gegenüber Staub, Schmutz und Regen und können, wenn sie mit einer Heizung ausgestattet sind, selbst unter extremen Winterbedingungen zuverlässig Daten liefern. Da das Ultraschallanemometer ohne bewegte Teile arbeitet, gibt es keinen Verschleiß. Auch Anlaufschwellen und Meßträgheiten sind nicht vorhanden. Bisher wurden Ultraschallanemometer fast ausschließlich in der Forschung angewendet, da sie zwar sehr genaue,

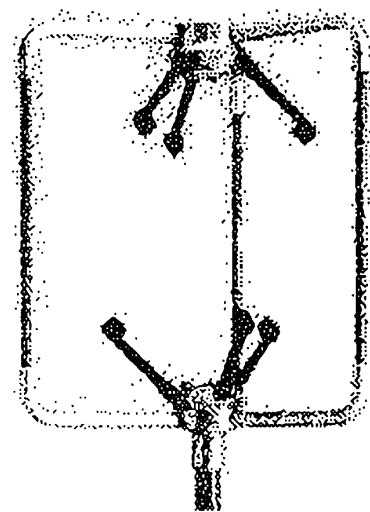


Abb. 61 Ultraschallanemometer [15, S.107]

hochfrequente Signale liefern, jedoch in der Anschaffung deutlich teurer sind als herkömmliche Schalenkreuzanemometer. Seitdem Windkraftanlagen jedoch vermehrt an vereisungsgefährdeten Binnenlandstandorten aufgestellt werden, werden auch Ultraschallanemometer häufiger in der Praxis angewendet, da diese eine größere Sicherheit bieten. Während Schalenkreuzanemometer und Windfahnen bei Vereisung nur einfach zum Stillstand kommen, führt das bei Ultraschallanemometern zu einer Signalunterbrechung und damit zu einer Fehlermeldung.

4.3.4 Hitzdrahtanemometer

Das Hitzdrahtanemometer ist ein Widerstandsmeßgerät, bei dem der elektrische Widerstand in einem beheizten Leitungsdraht gemessen wird. In der Luftströmung wird der Draht gekühlt und ändert in Abhängigkeit von der Temperatur seinen elektrischen Widerstand, welcher, bei entsprechender Kalibrierung ein Maß für die Windgeschwindigkeit ist.

Ein linearer Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und elektrischen Größen besteht dann, wenn die Heizleistung für den Leitungsdraht so geregelt wird, daß unabhängig von der Windgeschwindigkeit ein konstanter Spannungsabfall im Leitungsdraht erfolgt. Damit ist der elektrische Strom proportional zur Windgeschwindigkeit und kann als Meßgröße direkt angezeigt bzw. weiterverarbeitet werden.

Hitzdrahtanemometer mit der entsprechenden Stromregelung reagieren sehr schnell auf Windgeschwindigkeitsänderungen, und es können mit ihnen Windgeschwindigkeitsschwankungen im höherfrequenten Bereich gemessen werden. Andererseits sind sie empfindlich gegen Staubkörner aus der Luftströmung und können bei Regen nicht eingesetzt werden. [15, S.103-107]

Windstärkenangaben in m/s oder Beaufort sind im Alltagsleben nicht gebräuchlich und vertraut. Aus diesem Grund gibt Abb. 62 einen Überblick über die Einteilung der Windgeschwindigkeiten und deren Auswirkungen.

Windgeschwindigkeit in m/s von bis		Windstärke nach Beaufort	Bezeichnung der Windstärke	Auswirkung im Binnenland
0	0,2	0	Stille	Rauch steigt gerade empor
0,3	1,5	1	leiser Zug	Rauch zeigt Wind an, Windfahne noch nicht
1,6	3,3	2	leichte Brise	Wind im Gesicht fühlbar, Windfahne bewegt sich
3,4	5,4	3	schwache Brise	Blätter und Zweige bewegen sich Wind streckt Wimpel
5,5	7,9	4	mäßige Brise	dünne Äste bewegen sich, Staub und Papier werden gehoben
8,0	10,7	5	frische Brise	kleine Laubbäume beginnen zu schwanken, auf Seen bilden sich Schaumkronen
10,8	13,8	6	starker Wind	starke Äste bewegen sich, Telegraphenleitungen pfeifen
13,9	17,1	7	steifer Wind	ganze Bäume in Bewegung, Hemmung beim gehen
17,2	20,7	8	stürmischer Wind	Wind bricht Zweige von Bäumen
20,8	24,4	9	Sturm	kleine Schäden an Häusern (Dachziegel)
24,5	28,4	10	schwerer Sturm	Bäume werden entwurzelt, bedeutende Hausschäden
28,5	32,6	11	orkanartiger Sturm	(im Binnenland sehr selten) Sturmschäden
32,7	>56	12 bis 17	Orkan	schwerste Verwüstungen

Abb. 62: Zuordnung der Windgeschwindigkeit zur Windstärke [17, S.490]

4.4 Europäische Windatlas

Der europäische Windatlas wurde mit dem Ziel erstellt, eine meteorologische Basis für die Ermittlung der Windenergie-Ressourcen zu bilden. Obwohl seine Hauptaufgabe darin besteht, Daten für die Ermittlung des Windenergiepotentials bereitzustellen, bietet er auch Daten und Anleitungen für die meteorologischen Aspekte einer detaillierten optimalen Standortbestimmung für Windkraftanlagen. Diese Verfahren sind unter dem Begriff „Windatlas-Verfahren“ bekanntgeworden.

Das Verfahren bietet eine operationalisierbare und ausgereifte Methode zur Transformation gemessener Windgeschwindigkeitsverteilungen zu Windgeschwindigkeitsstatistiken anderer Standorte innerhalb einer Region. Es arbeitet dabei mit einer ganzen Reihe von meteorologischen Modellen zur Berücksichtigung von Hindernissen. Schematisch ist dieses Modell in Abb. 63 dargestellt, eine detaillierte schematische Darstellung des Anwendungsmodells zum Windatlas zeigt Abb. 64.

Die Durchführung der Berechnungen erfolgt rechnergestützt und liefert, bei richtiger Anwendung, für nordwesteuropäische Verhältnisse zuverlässige Vorhersagen. Für eine Standortkalkulation wird „auf bestehende Messungen einer Wetterstation zurückgegriffen, die in derselben Region, d.h. im Umkreis von 100 km, liegen sollte, um die Windverhältnisse vergleichbar zu gestalten. Ausgehend von den Prinzipien der Strömungen in atmosphärischen Grenzschichten wird ein Strömungsmodell berechnet, das die verschiedenen Oberflächeneigenschaften, wie Hindernisse und Geländekonturen, die Orographie und Geländeoberfläche (Rauhigkeit) berücksichtigt. Zur Bestimmung des lokalen Windklimas aus dem regionalen Windklima wird die aus der Messung bekannte Windverteilung mit Hilfe von Korrekturfaktoren für Orographie und Hindernisse modifiziert. Die Landschaft um die

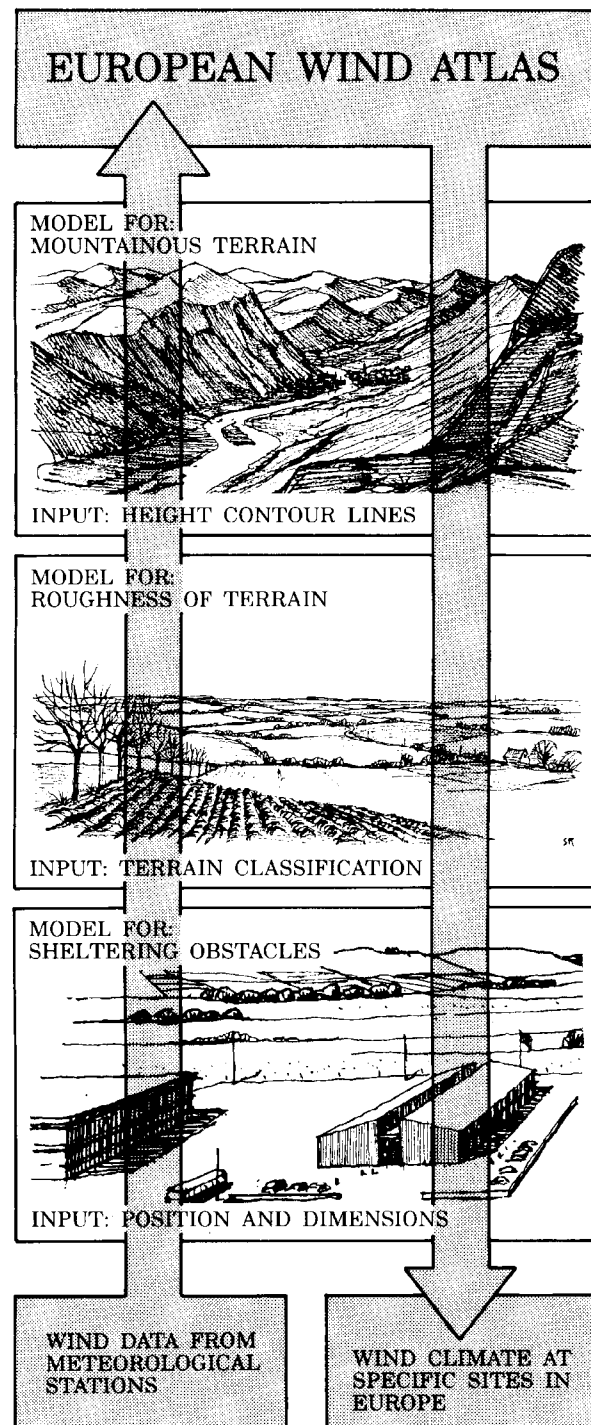


Abb. 63: Windatlasmodell [48, S.17]

geplante Windkraftanlage wird in 12 Windrichtungssektoren aufgeteilt und jedem Sektor eine Rauigkeitslänge zugeordnet. Rauigkeitsänderungen innerhalb eines Sektors werden bis 10 km berücksichtigt. Als Ergebnis der Berechnung nach dem Windatlasmodell erhält man die Weibull-Verteilung der Windgeschwindigkeit für die gewünschte Höhe. Mit Hilfe dieser Verteilung lässt sich dann für eine beliebige Windturbine bei bekannter Leistungskennlinie der erwartete Jahresenergieertrag ermitteln.

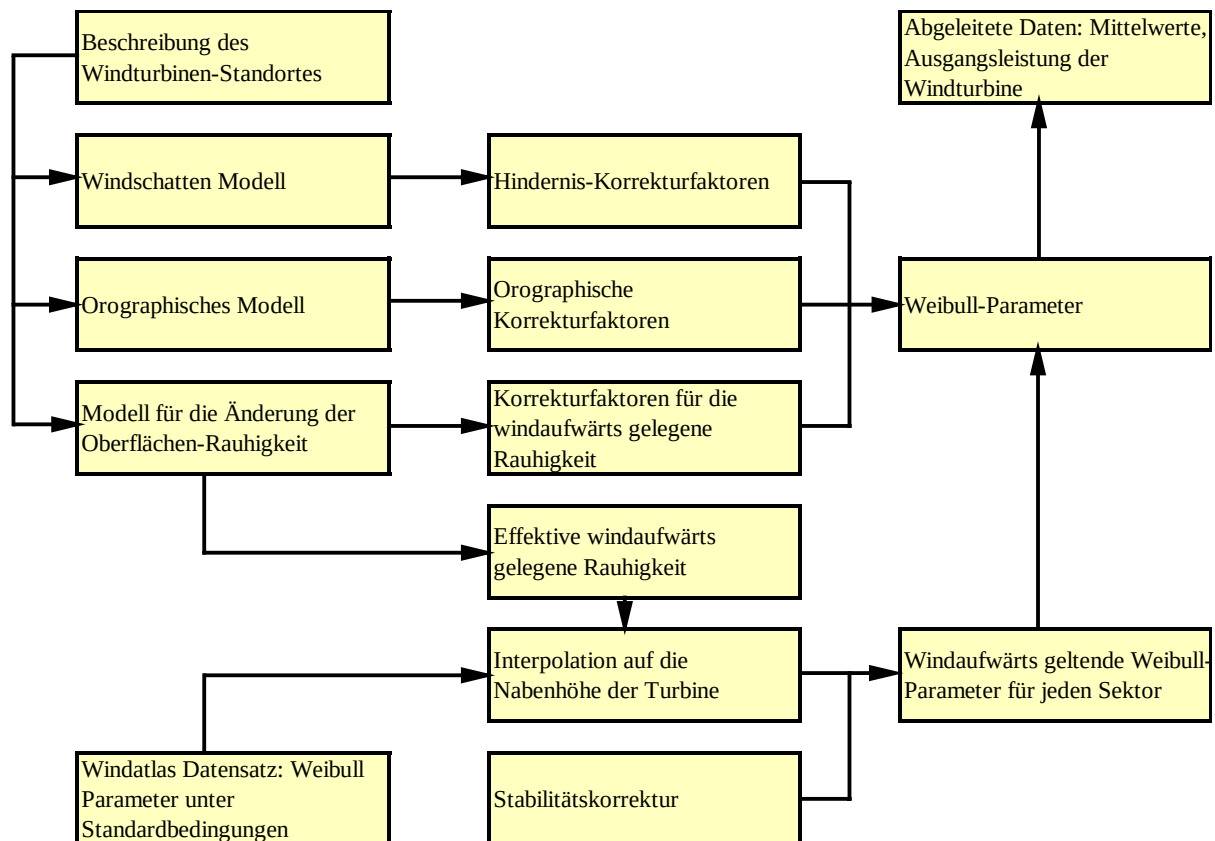


Abb. 64: Windatlas-Anwendungsmodell [34, S.49]

Das Windatlasmodell erbringt bei sorgfältiger Durchführung sehr gute Ergebnisse. Doch auch das Windatlasverfahren als anerkanntes Berechnungsverfahren beinhaltet selbst in einem orographisch relativ einfachen Gelände wie Dänemark erhebliche Unsicherheitsfaktoren. Es ist jedoch möglich, bei entsprechender Datenmenge eine rechnerische Korrektur der Abweichungen zu erzielen.

4.4.1 Datenauswertung

4.4.1.1 Vertikalverteilung

In Kapitel 4.2 wurde schon auf die Problematik der Vertikalverteilung eingegangen. Der in diesem Kapitel erklärte Stabilitätseinfluß der Atmosphärenschichtung auf die Windgeschwindigkeit ist für die nutzungsorientierte Windmeteorologie jedoch nicht von allzu großem Interesse, weil sich diese kleinräumigen turbulenten Luftbewegungen im Bereich niedriger Windgeschwindigkeiten abspielen und zudem oft von großräumigen Luftbewegungen mittlerer und höherer Windgeschwindigkeit überlagert werden. Die relative Bedeutungslosigkeit des Schwachwindanfalles infolge variabler Wärme Flüsse am Boden sollte jedoch nur dann als vernachlässigbar angesehen werden, wenn die verwendeten Meßdaten in ausreichend großer Höhe über Boden (mind. 10 m) erfaßt werden.

4.4.1.2 Horizontalverteilung

Die Einschätzung der Windverhältnisse an einem gewünschten Standort setzt die Kenntnis des horizontalen Windfeldes voraus. Eine einfache Interpolation bzw. Extrapolation der Meßergebnisse meteorologischer Stationen ist dabei nicht ohne weiteres möglich, da in den meisten Fällen die Beschaffenheit des Geländes nicht vergleichbar ist. Es muß ein Vergleichswert gefunden werden, der gegenüber den standortspezifischen Unterlagenbedingungen unveränderlich ist. Einen relativ unveränderlichen Parameter, bezogen auf langjährige Mittelwerte der Windgeschwindigkeit und für eine größere horizontale Ausdehnung, stellt der geostrophische Wind dar. Daten über den geostrophischen Wind werden aus der Analyse des Bodendruckfeldes oder aus Windmessungen in einer Höhe oberhalb des Reibungseinflusses der Erdoberfläche gewonnen. Als weitere Möglichkeit kann der geostrophische Wind auch rechnerisch aus den Meßdaten einer Windmeßstation und der Einschätzung der dortigen Rauigkeitsverhältnisse ermittelt werden.

Letztere Methode liegt der Erarbeitung des Europäischen Windatlas zugrunde. Der Europäische Windatlas und das dazugehörige Windanalyse- und -anwendungsprogramm (WASP) ermöglichen die Vorhersage des Windpotentials für einen gewünschten Standort anhand von Langzeitmeßdaten ausgewählter Meßstationen. Diese langjährigen Windmeßdaten werden unter Berücksichtigung der örtlichen Umgebungseinflüsse, wie z.B. Hindernisse im näheren und weiteren Bereich, deren Form, Richtung und Höhe, Bauhäufigkeiten und Topographie des Geländes, freigerechnet und sind dann regional gültig. Am konkreten Standort werden dessen Umgebungseinflüsse wieder eingerechnet.

Während für die gleichförmigen Landschaftstypen Dänemarks und Norddeutschlands bei der Ermittlung des Windpotentials mit der Windatlas-Methode eine akzeptable Genauigkeit erreicht wird, trifft dies für die Bewertung von Standorten in schwierigem Gelände nur teilweise zu. Durch den verstärkten Einsatz von Windenergie an Binnenlandstandorten mit komplexer Orographie und der Nachfrage nach zuverlässigen Methoden zur Prognose der Windverhältnisse an diesen Standorten wird laufend an der Modifikation und Verfeinerung der Windat-

lasmethode gearbeitet. Auch in Österreich und in Osteuropa wird an der Erweiterung des Windatlas gearbeitet. Auf die Probleme im gebirgigen Österreich und die ersten Ergebnisse wird in Kapitel 5 eingegangen.

Die Probleme bei der Anwendung von WASP für Mittelgebirgs- und Gebirgsregionen haben verschiedene Ursachen:

- Berge werden als Einzelhindernisse und nicht als großflächige zusammenhängende Gebirgsregionen betrachtet. Zusammenhängende Gebirgsformationen haben andere Eigenschaften als hintereinander oder nebeneinander stehende Einzelhindernisse.
- Die Höhe des geostrophischen Windes wird analog zu den Erfahrungen im Küstenbereich bei 200 bis 300 m über Boden angenommen. Berge mit einer Höhe von mehreren hundert Metern über dem Umgebungsniveau ragen dann bereits in jene Bereiche, wo an und für sich bereits der gleichförmig verteilte geostrophische Wind herrschen sollte.
- Der Verlauf von Gebirgskämmen und Tälern kann innerhalb kürzerer Entfernungen die Windrichtungsverteilung stark beeinflussen.
- In den Bergen häufig auftretende Thermiken oder regionale Windsysteme können mit diesem Programm kaum berücksichtigt werden.

Bei der Anwendung der Methode des Europäischen Windatlasses werden die Geländeformen in Abhängigkeit von verschiedenen Windrichtungssektoren in vier Rauigkeitsklassen gegliedert. Den einzelnen Rauigkeitsklassen ist jeweils eine entsprechende Rauigkeitslänge zugeordnet.

Der Rauigkeitsklasse 0 werden Wasserflächen ($z_0=0,0002\text{m}$) zugeordnet. In diese Gruppe fallen das Meer, Fjorde und Seen

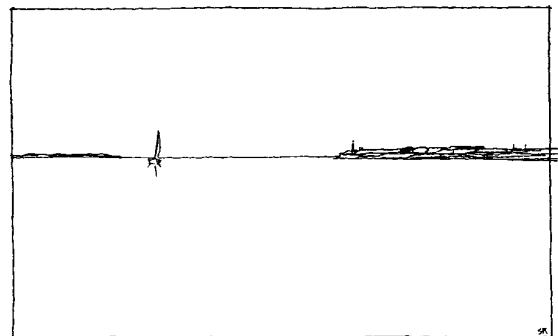


Abb. 65: Rauigkeitsklasse 0 [48, S.18]

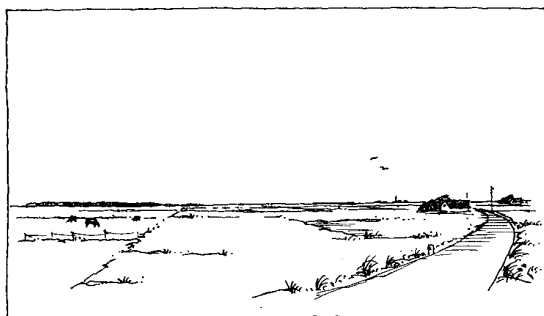


Abb. 66: Rauigkeitsklasse 1 [48, S.18]

In die Gruppe der Rauigkeitklasse 1 fallen offene Flächen mit wenigen Windhindernissen ($z_0=0,03\text{m}$). Das ist sehr offen und flach oder leicht hügelig. Einzelne Gehöfte und Baum- oder Buschgruppen können auftreten

Landschaftliche Flächen mit Windhindernissen im Abstand von mindestens 1000m und einzelne Siedlungen ($z_0=0,03m$) kennzeichnen die Rauigkeitsklasse 2. Das Gelände ist charakterisiert durch große offene Flächen zwischen den vielfach vorhandenen Windhindernissen, die ein offenes Erscheinungsbild der Landschaft darstellen. Das Gelände kann eben oder hügelig sein, mit vielen Bäumen und Gebäuden.

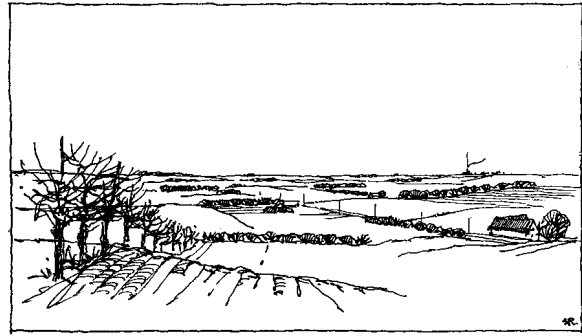


Abb. 67: Rauigkeitsklasse 2 [48, S.19]

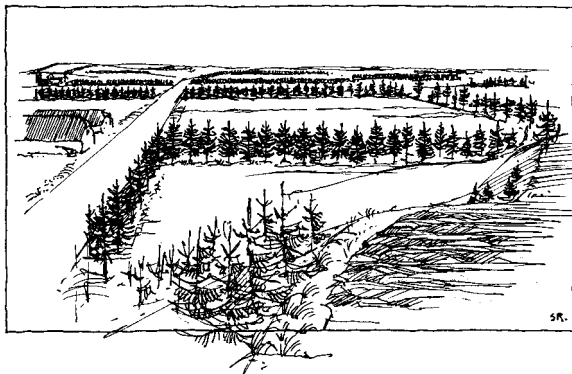


Abb. 68: Rauigkeitsklasse 3 [48, S.19]

Zur Rauigkeitsklasse 3 gehören bebaute Bezirke, Wälder, landwirtschaftliches Gelände mit vielen Windhindernissen ($z_0=0,4m$). Das landwirtschaftliche Gelände ist charakterisiert durch viele dicht beieinander stehende Windhindernisse, deren Abstand einige 100 Meter beträgt. Wälder und bebaute Gelände gehören ebenfalls zu dieser Klasse [48, S18]

4.4.1.3 Bonitierung

Unter Bonitierung versteht man die Abschätzung und Einstufung von Böden beziehungsweise des Geländes. Die den Ausführungen zum vertikalen und horizontalen Windfeld zugrundeliegenden meteorologischen Gesetze gelten streng genommen nur für eine ebene Unterlage mit gleichartiger Rauigkeit und hinreichend großer Ausdehnung. In Mitteleuropa treffen diese Voraussetzungen praktisch nicht zu. Sowohl im Umkreis meteorologischer Stationen als auch im Umkreis vorgesehener Standorte von Windkraftanlagen existieren Unterlagen und damit Rauigkeitswechsel, die zur Ausbildung sogenannter interner Grenzschichten führen. Oberhalb der Höhe einer internen Grenzschicht ist das Windprofil noch von der ehemaligen Unterlage geprägt, unterhalb durch die neue. Die Höhe einer internen Grenzschicht muß in Abhängigkeit von der Entfernung vom Rauigkeitswechsel in Strömungsrichtung von Fall zu Fall entsprechend der jeweiligen Rauigkeitslänge ermittelt werden.

Hindernisse wie Gebäude, dichte Windschutzstreifen oder Wälle führen ebenfalls zu einer Störung im Windfeld, die schon etwa in zwei- bis dreifacher Entfernung der Hindernishöhe vor dem Objekt beginnt. Die Länge der Strecke, in der die Störung abgebaut wird, hängt von der Breite des Hindernisses quer zum Wind ab. Als Faustregel gilt, daß für das Verhältnis Breite b zu Höhe z_H von $b/z_H < 5$ die turbulente Zone bis etwa $20 z_H$ reicht und sich umso schneller abbaut, je kleiner das Verhältnis Breite zu Höhe ist. Bei größeren Breiten muß man mit einer längeren Wirbelzone rechnen. Die Höhe der Wirbelzone erreicht im allgemeinen

etwa die doppelte Höhe des Hindernisses. Der konkrete Einfluß ist zudem abhängig von der Form und Durchlässigkeit der Hindernisse.

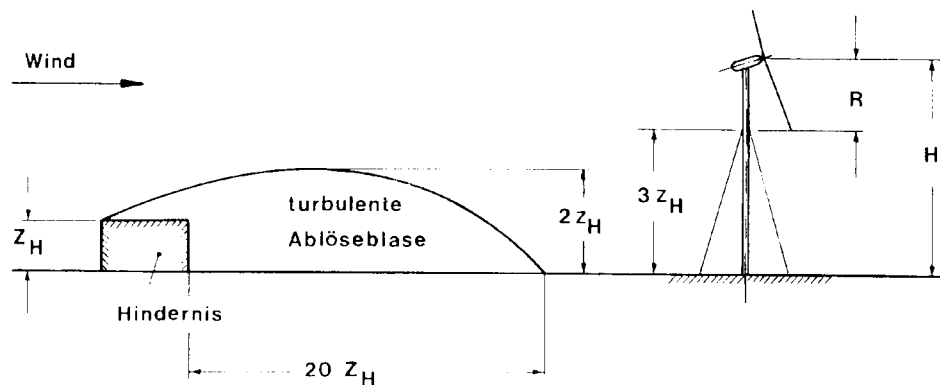


Abb. 69: Einfluß eines Hindernisses auf eine Windkraftanlage [17, S.478]

Orographische Objekte wie Hügel, Bergkämme, Böschungen oder Geländerücken üben einen weiteren Einfluß auf die Windverhältnisse aus. An der Oberseite derartiger Objekte erfährt der Wind eine Verstärkung, an ihren Fußpunkten oder in Tälern eine Abschwächung. Einzelne Erhebungen im Gelände stören das Windfeld nicht wesentlich, wenn sie in einem im Umkreis von 4-6 km als flach anzusehenden Gelände eine Höhe von 50 m nicht übersteigen. Gleichzeitig muß das Verhältnis von der Höhe der Erhebung zu ihrer horizontalen Erstreckung kleiner als 1:3 sein.

Im Europäischen Windatlas wird versucht, die Vertikalverteilung, die Horizontalverteilung und die Bonitierung modellmäßig zu berücksichtigen, wobei für die Behandlung der Bonitierung sehr aufwendige Vorgangsweisen über digitalisierte Geländemodelle notwendig sind. Als Beispiel für den Einfluß der Orographie auf die Windverhältnisse sind im Windatlas unter anderem die Ergebnisse aus dem internationalen Feldexperiment auf dem Askerveinhügel auf der Insel Süd Uist in den Hebriden dokumentiert.

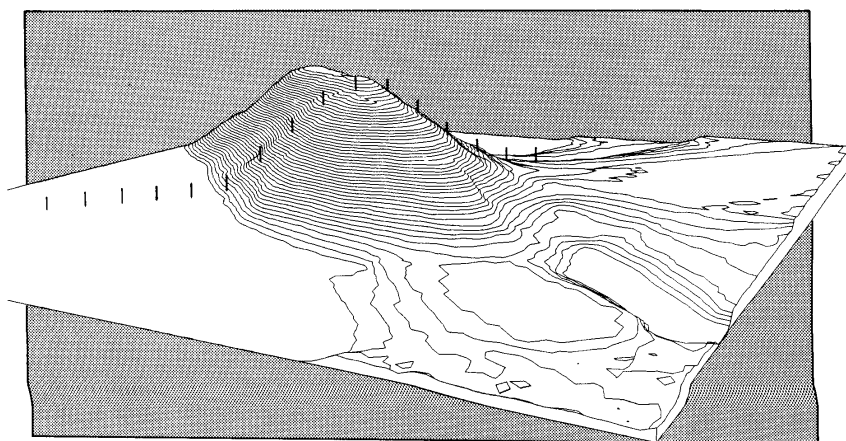


Abb. 70: Perspektivische Darstellung des Askerveinhügels [48, S.61]

Die Meßdaten der einzelnen Meßpunkte am Askervein-Hügel wurden in einer Höhe von 10m über Grund und für eine zur Bergschulter annähernd senkrechte Windrichtung erfaßt. Zwei erwähnenswerte Charakteristika der Meßergebnisse seien hervorgehoben:

- Die Windgeschwindigkeitserhöhung an der Bergschulter beträgt 80%, verglichen mit der ungestörten mittleren Windgeschwindigkeit vor dem Berg.
- Die Windgeschwindigkeitsverminderung vor und hinter der Hügelkuppe beträgt 20 bis 40%, verglichen mit der ungestörten mittleren Windgeschwindigkeit vor dem Berg.

Vielfach können deutlich bessere Windverhältnisse erreicht werden, wenn natürliche Erhöhungen des Geländes genutzt werden. Die Verbesserung entsteht nicht nur durch die Höhendifferenz zur Umgebung, wodurch höhere Bereiche der atmosphärischen Grenzschicht erreicht werden, sondern auch

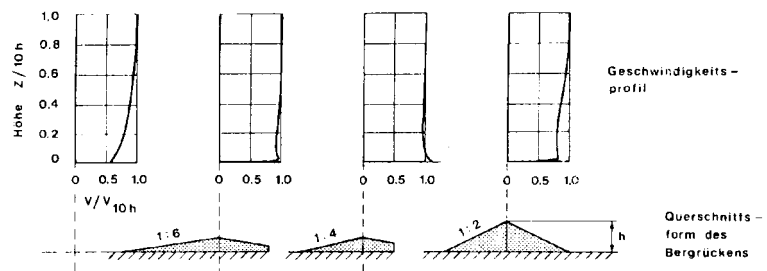


Abb. 71: Windströmung über Bergrücken [34, S.15]

durch eine Beschleunigung des Windes als Folge der Verdichtung. So ergeben sich für langgestreckte, quer zum Wind stehende Bergrücken ideale Überhöhungen von etwa dem Zweifachen der Windgeschwindigkeit weit vor dem Berg. Für kegelförmige Berge reduziert sich das Verhältnis auf das 1,5-fache. Windkanalversuche zeigten, daß jedoch der Grenzschichtverlauf an der Hügelkuppe hin zu einer Rechteckverteilung verschoben wird, d.h., daß die Windgeschwindigkeit sich mit der Höhe kaum mehr ändert.

Einige Grundregeln für die Beurteilung des Einflusses von Berg- und Hügelkuppen auf die Windverhältnisse lassen sich folgendermaßen verallgemeinern:

- Bergrücken sollten möglichst senkrecht zur Hauptwindrichtung liegen und keine vorgelagerten Bergformationen aufweisen.
- Die Bergkuppe sollte nicht zu flach sein, der Hang sollte stetig bis zum Gipfel ansteigen.
- Die Geschwindigkeitsüberhöhung ist über Bergrücken größer als über kegeligen Bergen.
- Die Geschwindigkeitsüberhöhung über steilen Bergen nimmt mit der Höhe schneller ab als über flacheren.
- Die optimale Hangneigung liegt zwischen 1:3 und 1:4.
- Die orographischen Gegebenheiten in der Nähe des Berges prägen die Struktur der Windströmung über dem Berg.
- Berge mit Hängen von mehr Steigung als 1:4 sollten gemieden werden.
- Über der Bergkuppe ändert sich die Windgeschwindigkeit mit der Höhe nicht so stark wie in der Ebene.

4.4.2 Ergebnisse und Darstellung

Der Europäische Windatlas ist ein im Auftrag der EG und mit dem eben beschriebenen Instrumentarium erstellter Atlas zur Erfassung geeigneter Gebiete für Windenergienutzung in den EG Mitgliedstaaten. Er ist als Nachschlagwerk konzipiert, bietet aber auch Grundlagen zu den verwendeten Modellen. Er ist in drei Teile gegliedert:

- Windressourcen
Darstellung des Windklimas und seiner Verteilung in europäischen Ländern.

Abb. 72: Europäische Windkarte [48, S.37]

1. Die Ressourcen beziehen sich auf die im Wind enthaltene Leistung. Eine Windturbine kann zwischen 20 und 30% der verfügbaren Ressourcen nutzen. Die Ressourcen sind für eine Luftdichte von 1.23 kg/m^3 berechnet, entsprechend einem Standarddruck auf Meereshöhe und einer Temperatur von 15°C . Die Luftdichte nimmt mit der Höhe ab, jedoch beträgt die entsprechende Verminderung der Leistungsdichte bis 1000 in Meereshöhe weniger als 10%.
2. Besiedeltes Gelände, Wälder und landwirtschaftliches Gelände mit vielen Windhindernissen (Rauhigkeitsklasse 3).
3. Offene Landschaften mit wenig Windhindernissen (Rauhigkeitsklasse 1). Im allgemeinen werden hier die günstigsten Inlandstandorte gefunden.
4. Diese Klassen gehören zu einem geraden Küstenstreifen, einer gleichmäßigen Windrose und einer Geländeoberfläche mit wenigen Windhindernissen (Rauhigkeitsklasse 1). Die Ressourcen werden größer sein und näher an den Werten des offenen Meeres liegen, wenn Winde aus Meeresrichtung öfter vorkommen, d.h. die Windrose ist nicht gleichförmig und/oder das Gelände führt ins Meer. Im Gegensatz dazu werden die Ressourcen im allgemeinen kleiner und näher den Landwerten, wenn ablandige Winde häufiger vorkommen.
5. Küstenentfernung mehr als 10 km (Rauhigkeitsklasse 0).
6. Die Klassen beziehen sich auf 50% Geschwindigkeitserhöhung und wurden für einen Standort auf einem Gipfel eines freistehenden achsial-symmetrischen Hügels mit einer Höhe von 400 Metern und einem Basisdurchmesser von 4 km berechnet. Die Geschwindigkeitserhöhung hängt von der Höhe, Länge und der spezifischen Lage des Hügels ab.

– Bestimmung der Ressourcen

Enthält die Methoden für die Ermittlung der regionalen Windressourcen und die Aufstellung von Windturbinen und die Statistiken für 220 meteorologische Stationen.

– Modelle und Analyse

Beschreibt die physikalische und statistische Analyse der Daten und die dafür verwendeten Modellannahmen (geostrophisches Windgesetz, Weibull-Funktion). Übertragbarkeit von Rechenmodellen auf komplexes Gelände.

Das Windatlas-Modell, bzw. das dazu erhältliche Rechenprogramm WASP (Windatlas Analyse und Anwendungsprogramm) bieten zwar zufriedenstellende Lösungen bei der Anwendung in küstennahen, relativ wenig gegliederten Gebieten, die Frage der Übertragbarkeit auf stark gegliedertes Gelände ist allerdings noch nicht geklärt. Es gibt also für WASP noch keine Verifizierung der Daten für Gebiete mit komplexer Orographie, d.h. für Mittelgebirgs- u. Gebirgsregionen.

4.4.3 Grundsatzfrage

Soll die Windgeschwindigkeit nun gemessen oder berechnet werden? Aus den bisher gewonnen Erkenntnissen kann für Österreich die Empfehlung nur Messung lauten. Berechnungen des Windenergiepotentials können nur dann sinnvoll sein, wenn sie eine nur geringe horizontale und vertikale Auflösung verlangen, d.h. für relativ große Regionen. Dabei ist allerdings die besondere Topographie Österreichs zu berücksichtigen, die eine großflächige Potentialabschätzung für zwei Drittel des Staatsgebietes (Alpen) kaum möglich macht.

Unter Ausnutzung der vorliegenden Modellannahme zum Strömungsverhalten in der atmosphärischen Grenzschicht können allenfalls für das Granit- und Gneishochland, Alpenvorland und Wiener Becken Windpotentialabschätzungen realistisch durchgeführt werden.

Um die Anwendungsorientierung nicht zu verlieren, sollten die Messungen dort durchgeführt werden, wo tatsächlich konkrete Anwendungsinteressen bestehen. Beispiele für diese Verknüpfungen von Forschung und Anwendung findet man etwa in Hessen, für ein Meßprogramm auf EVU-Basis mit nachfolgendem Demonstrationsprogramm in Rheinland- Pfalz. [34, S.49]

4.5 Der Amerikanische Windatlas

Abb. 73: Windatlas der Vereinigten Staaten von Amerika [31, S.3-4]

In den Vereinigten Staaten von Amerika wurde im Jahr 1983 mit der Erstellung eines Windatlases begonnen. Es bestanden zwar zwölf regionale Windatlanten, jedoch wurden ihre Daten noch vor 1979 mit nicht geeigneten Mitteln erhoben. Die Anemometerhöhen und Standorte waren nicht geeignet. Somit wurde ein neues Programm initiiert, das die vorhandenen Ergebnisse korrigieren und ergänzen sollte. Es wurden staatliche und private Organisationen involviert und ihre bereits vorhandenen Daten und auch neue geplante Windmessungen auf deren Brauchbarkeit hin überprüft. Im Zuge dieses Prozesses wurden ungefähr 270 neue Standorte in das Meßprogramm aufgenommen, einige davon boten schon länger andauernde Messungen und konnten zum Vergleich und zur Korrektur dienen.

Abb. 74: Windkraftwerk in Kalifornien [Internet]

Die meisten der neu hinzugekommen Meßwerte bezogen sich auf Gebiete, die eine hohe Ausbeute erwarten ließen. Auf diese Weise wurden die meisten Regionen der Vereinigten Staaten überstrichen, und es entstand ein vollständiger Windatlas, der im Jahr 1986 präsentiert wurde. Die kurze Entstehungszeit dürfte darauf zurückzuführen sein, daß bereits vorhandenes Material lediglich verifiziert und gegebenenfalls aktualisiert werden mußte. Andernfalls wäre es nicht möglich innerhalb von drei Jahren einen ordentlichen Windatlas zu erstellen, da bekannterweise nach dem WASP Meßreihen von mindestens zehn Jahren empfohlen werden, um seriöse Ergebnisse zu erhalten.

Bei einem Vergleich der Ergebnisse des Europäischen und des Amerikanischen Windatlases sticht sofort ins Auge, das Amerika wesentlich höhere Windgeschwindigkeiten und spezifische Leistungen bietet. Man sollte beim direkten Vergleich der Daten jedoch bedenken, daß im Europäischen Windatlas die Daten in Bezug auf Bonitierung und Vertikalprofil freigerechnet werden und anschließend in Rauigkeitsklassen eingeteilt wurden. Dies wurde in den USA jedoch verabsäumt. Es steht aber außer Zweifel, daß der Atlas ein gutes Instrument zur Auffindung von windreichen Gegenden wie zum Beispiel dem küstennahen Streifen in Kalifornien ist, der mit riesigen Windkraftwerken im Ausmaß von einigen hundert Windkraftanlagen genutzt wird.

4.6 Zeitliche Auswertung

Die Voraussage der Energielieferung einer Windkraftanlage ist nur mit statistisch gesicherten Werten möglich. Man benötigt dafür die durchschnittliche Windgeschwindigkeit, die Windgeschwindigkeitsverteilung und den Höhenwindgradienten. Statistisch verlässliche Werte erfordern jedoch Langzeitmessungen. Für die Angabe der Jahresdurchschnittsgeschwindigkeit wird somit im allgemeinen ein Mittelwert aus mindestens zehn Jahren gefordert; das heißt, daß zur Beurteilung von Meßdaten kürzerer Zeiträume auf Langzeitmeßdaten möglichst nahegelegener meteorologischer Meßstationen zurückgegriffen werden muß.

Die Geschwindigkeit des Windes, also der Weg, den die Luftteilchen in einer bestimmten Zeit zurücklegen, wird üblicherweise mit Schalensternanemometern gemessen. Es genügt jedoch nicht die alleinige Beobachtung von Momentanwerten, um verwertbare Aussagen über das Windpotential eines Standortes zu erhalten. Um verwertbare Aussagen zu erhalten, ist eine Registrierung des zeitlichen Verlaufes bzw. der zeitlichen Häufigkeit einzelner Windgeschwindigkeitsklassen notwendig.

Die Aufzeichnung der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit ergibt zwar einen anschaulichen Wert für die Einschätzung der Windverhältnisse eines Standortes, sie ist jedoch als Grundlage für die Durchführung von Standortkalkulationen zur Errichtung von Windkraftanlagen nicht ausreichend. Da die Windgeschwindigkeit mit der dritten Potenz in die Leistung eingeht, ist es von erheblicher Bedeutung, ob an einem Standort der Wind ganzjährig mit einer gleichbleibenden Windgeschwindigkeit, etwa von 5 m/s weht, oder ob die Hälfte des Jahres Windstille herrscht, die andere Hälfte Wind mit einer Geschwindigkeit von 10 m/s weht. Beides ergibt ein Mittel von 5 m/s, im zweiten Fall ist aber der Energieertrag vier mal so hoch. Um die Leistungsdichte des Windes beurteilen zu können, müssen daher zusätzliche Informationen über die Häufigkeit niedriger oder hoher Windgeschwindigkeiten vorliegen.

4.6.1 Häufigkeitsverteilung

Der Vergleich gemessener Zeitreihen ist nur schwer möglich, da die gemessenen Windgeschwindigkeiten zu unterschiedlichen Zeitpunkten und an verschiedenen Orten sehr unterschiedlich sein können. Deshalb ist ein Vergleich von Windgeschwindigkeitsmeßreihen unterschiedlicher zeitlicher Auflösung nur durch eine Analyse auf Basis miteinander vergleichbarer Verteilungsfunktionen möglich. Dazu werden die Meßwerte klassifiziert und die Auftretswahrscheinlichkeit der verschiedenen Klassen bezogen auf die Gesamtanzahl der Meßdaten über die Windgeschwindigkeit aufgetragen. Dabei zeigt sich immer ein typischer Verlauf dieser Häufigkeitsverteilung.

4.6.1.1 Weibull-Verteilung

Die Klassifizierung ist die übliche Methode zur Gewinnung der Häufigkeiten verschiedener Geschwindigkeiten. Die gemessenen Geschwindigkeitswerte werden über einen Zeitraum von 1 oder 10 min gemittelt, anschließend in Klassen von 1 m/s eingeteilt und als Häufigkeitsverteilung dargestellt. Diese meßtechnisch erfaßten relativen Häufigkeitsverteilungen lassen sich analytisch durch die zweiparametrische Weibull-Verteilung mit dem Formparameter C und dem Skalierungsfaktor A beschreiben. Die Wahrscheinlichkeitsdefinition einer Weibullverteilung lautet:

$$f(v) = \frac{C}{A} \cdot \left(\frac{v}{A}\right)^{(C-1)} \cdot e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^C} \quad (4.6)$$

$f(v)$ Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit in [%]

v Windgeschwindigkeit der Häufigkeitsklasse in [m/s]

A Weibull-Skalierungsfaktor in [m/s]

C Weibull-Formfaktor

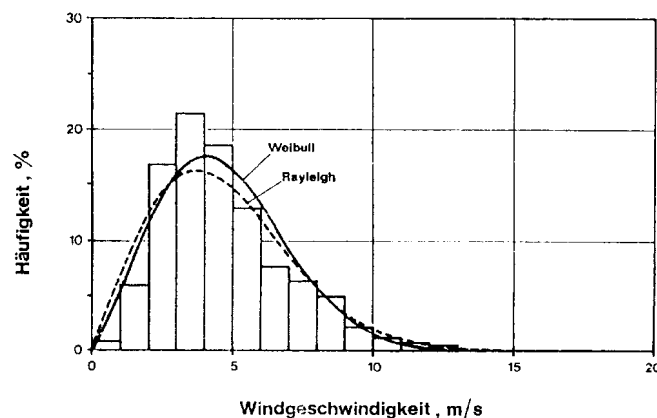


Abb. 75: Häufigkeitsverteilung [34, S.4]

Der Formparameter C beschreibt die Form der Weibull-Kurve und nimmt meist einen Wert zwischen 1 und 3 an. Im Fall der sogenannten Rayleigh-Verteilung nimmt der Formparameter einen festen Wert von 2 an.

4.6.1.2 Rayleigh-Verteilung

Die Weibull-Verteilung beinhaltet das Problem, die richtigen Formparameter zu finden. Die Handhabung der Rayleigh-Verteilung ist wesentlich einfacher, da nur die durchschnittliche Windgeschwindigkeit benötigt wird. Bei einem Vergleich der kontinuierlichen Rayleigh-Verteilung mit einer in Mitteleuropa gemessenen Windgeschwindigkeit an einem normalen, hindernisfreien Aufstellungsort ist festzustellen, daß die ermittelte relative Häufigkeitsverteilung recht gut durch den Funktionsausdruck angenähert werden kann.

$$f(v) = \frac{\pi}{2} \cdot \frac{v}{\bar{v}^2} \cdot e^{-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v}{\bar{v}} \right)^2} \quad (4.7)$$

$\bar{v}$ mittlere Windgeschwindigkeit in [m/s]

Die Rayleigh-Verteilung ist somit geeignet, um überschlägige Ertragsprognosen für jene Standorte zu erstellen, von denen z.B. aus meteorologischen Daten nur die mittlere Windgeschwindigkeit verfügbar ist. Den Ertragsberechnungen in Prospekten der Hersteller von Windkraftanlagen liegt gewöhnlich die Annahme eines Rayleighverteilten Windes zugrunde, die auf europäische Verhältnisse gut zutrifft.

Probleme bei der Prognose der Leistungsdichte des Windes auf der Basis vorhandener Meßwerte der mittleren Windgeschwindigkeit und einer angenommenen Rayleigh-Verteilung tauchen nur dort auf, wo die Häufigkeitsverteilung eine sehr untypische Form aufweist.

4.6.2 Ertragsberechnung

Zur Berechnung des Energieertrags einer Windkraftanlage, aufgrund einer vorliegenden Kennlinie $P(v)$, ist die Umsetzung des Windverlaufes $v(t)$ in ein Histogramm notwendig. Abb. 76 zeigt links den aus Stundenmitteln aufgebauten Tagesgang $v(t)$ und rechts das zugehörige Histogramm.

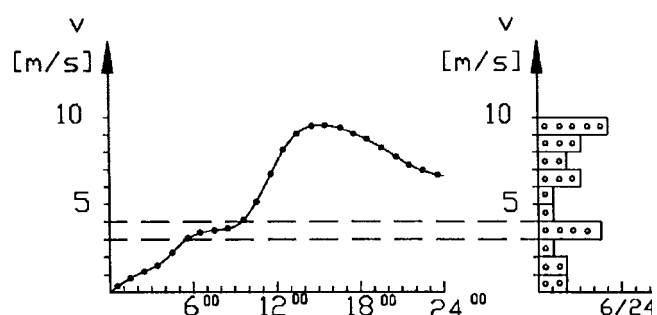


Abb. 76: Tagesgang und Histogramm [15, S.110]

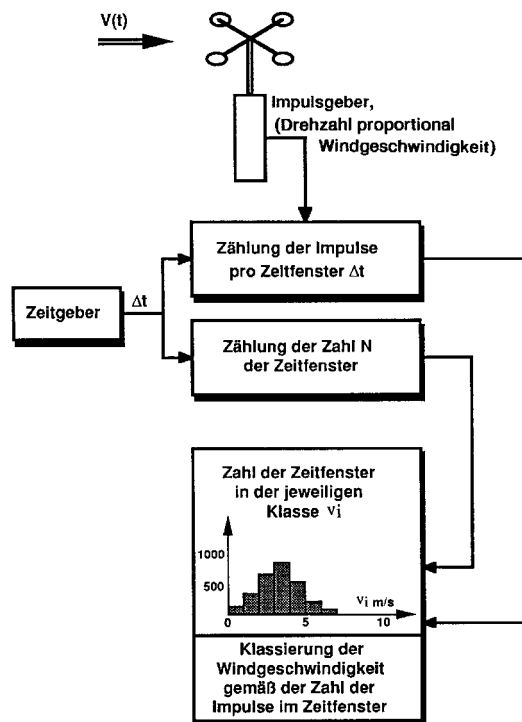


Abb. 77: Windklassierer [15, S.112]

Hier wird eingetragen, wieviel Stunden der Gesamtzeit die jeweilige Windgeschwindigkeit herrschte, wobei für die einzelnen Windgeschwindigkeiten eine Klassenbreite von 1 m/s gewählt wurde.

Es ist zu erkennen, wie die Information auf das für die Energieertragsaussage Notwendige verdichtet wird. Dafür ist ein Meßvorgang über einen längeren Zeitraum notwendig. Der Wert h_i ist die relative Häufigkeit jeder Windgeschwindigkeitsklasse v_i , d.h. der Zeitanteil t_i der Gesamtzeit T , in der die Windgeschwindigkeit der jeweiligen Klasse weht.

Der Ertrag im Zeitraum T , den die Anlage mit gegebener Leistungskennlinie $P(v)$ bzw. $P_i(v)$ liefert, ergibt sich aus den Erträgen der einzelnen Klassen durch die Aufsummierung

Abb. 77 zeigt den prinzipiellen Aufbau eines Windklassierers. Die Größe des Zeitfensters, Δt , über das gemittelt wird, kann meist in 10 Minuten oder 1 Minuten Fenstern gewählt werden.

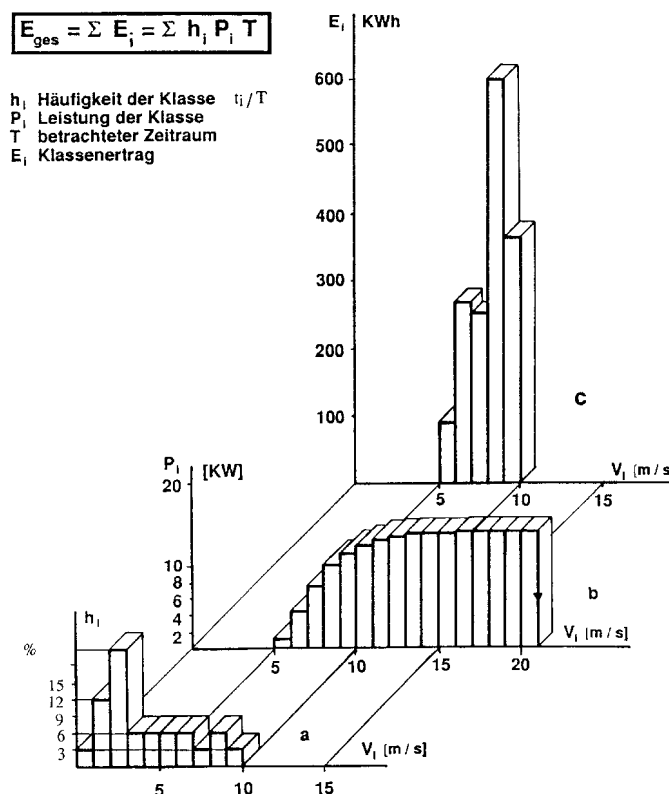


Abb. 78: Ertragsermittlung aus dem Histogramm [15, S.111]

4.6.3 Computerauswertung Alwin

Ein gutes Analysewerkzeug zur computerunterstützten Winddatenanalyse und Auswertung stellt das Computerprogramm Alwin des Deutschen Windenergie-Institutes Wilhelmshaven dar. Es bietet nicht nur die Möglichkeit durch Eingabe der Standortmeßwerte die Rayleigh- und Weibull-Verteilung zu ermitteln, sondern bietet auch eine große Datenbank von Windkraftanlagenherstellern mit Leistungskurven der Anlagen.

Abb. 79: Weibull-Verteilung

Abb. 80: Leistungskurven

Aufgrund dieser eingespeicherten Leistungskurven der Windkraftanlagen ist das Programm in der Lage, unter Ermittlung eines Histogrammes eine Verknüpfung zu erstellen. Auf diese Weise wird die Erstellung einer Energieprognose für den vorgesehenen Anlagenstandpunkt möglich. Weiters lassen sich Tagesgang und Flautenanalysen durchführen.

Abb. 82: Energieprognose

Abb. 81: Flautenanalyse

4.6.4 Zeitliche Variation

4.6.4.1 Tagesgang der Windgeschwindigkeit

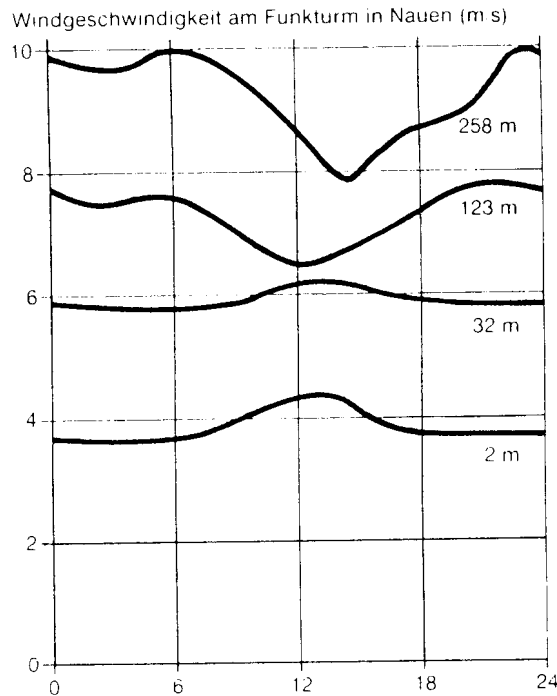


Abb. 83: Tagesgang der Windgeschwindigkeit in verschiedenen Höhen [34, S.17]

Nacht. In vielen Fällen erklärt sich daraus auch der Tagesgang der Windgeschwindigkeit, weil während des Tages als Folge der Erwärmung der Erdoberfläche Luftpakete aus der langsamen bodennahen Strömung in die schnellere Höhenströmung gelangen und diese dadurch abbremesen. Umgekehrt sinken gleichzeitig schnelle Luftpakete aus der Höhe zum Boden und beschleunigen auf diese Weise die Bodenströmung. Dadurch wird eine Angleichung der Höhen- und Bodenwindgeschwindigkeit bewirkt. Während der Nacht ist jedoch die Höhenströmung durch die austauschhemmende Inversion von der Bodenströmung entkoppelt, sodaß keine gegenseitige Beeinflussung möglich ist. Daher ist das stabile Strömungsbild während der Nacht von stärkeren Höhenwinden und schwachen Winden in Bodennähe gekennzeichnet.

Die aus der unterschiedlichen Ausprägung des Tagesganges der Windgeschwindigkeit resultierende tageszeitliche Schwankung des Energieangebotes aus Wind ist für Windkraftanlagenbetreiber insofern von Interesse, weil sich in Österreich die Vergütung von eingespeister Elektrizität an der Tageszeit orientiert.

Infolge des Stabilitätseinflusses der Atmosphäre und der daraus folgenden Austauschbedingungen können Unterschiede im tageszeitlichen Verlauf des Energieangebotes aus Wind entstehen. Auch großräumig verursachte thermische Windsysteme können eine charakteristische Ausprägung des Tagesganges der Windgeschwindigkeit bewirken.

Thermische Ausgleichsbewegungen zwischen höheren und niederen Luftschichten bewirken, daß in Bodennähe tagsüber stärkere Windgeschwindigkeiten herrschen als während der

4.6.4.2 Jahresgang der Windgeschwindigkeit

Ähnlich wie der Tagesgang der Windgeschwindigkeit ist aus energiewirtschaftlicher Sicht der Jahresgang des Energieangebotes aus Wind von Interesse. Entsprechend dem erhöhten Bedarf und dem geringeren Angebot an Elektrizität im Winterhalbjahr orientieren sich in Österreich die Einspeisevergütungen für Elektrizität auch am Jahresverlauf.

Aus verschiedenen Untersuchungen zum Thema Windmeteorologie geht hervor, daß das Windenergieangebot Österreichs einen ausgeprägten Jahresgang mit dem Maximum im Winterhalbjahr aufweist. Die Nutzung von Windenergie bietet daher aus energiewirtschaftlicher Sicht den Vorteil, daß sie eine ideale Ergänzung zur Wasserkraft darstellt. Das Energieange-

bot der Wasserkraft erreicht ja, bedingt durch die Wasserführung der Flüsse, im Winterhalbjahr das Minimum.

Die einzigen detaillierten Angaben über den zu erwartenden jahreszeitlichen Verlauf des Energieertrages aus Windkraftanlagen sind in der Studie über die Windenergiepotentiale der einzelnen Bundesländer Österreichs bei Pokorny und Neuwirth angeführt, die Ende der siebziger Jahre vom Bundesministerium für Wissenschaft und Forschung in Auftrag gegeben wurde

[34, S.36]. Obwohl die von Pokorny und Neuwirth errechneten Daten statistisch nicht sehr aussagekräftig sein dürften, weil sie auf der Basis von wenigen Meßjahren erstellt wurden, zeigen sie ebenfalls sehr deutlich und anschaulich den ausgeprägten Jahresgang des Windenergieangebotes.

Entsprechend dem Jahresverlauf der Elektrizitätsversorgung aus Wasserkraft wird seitens der Elektrizitätswirtschaft die Definition der Winter- und Sommerjahreshälfte mit 1. Oktober bis 31. März, bzw. 1. April bis 30. September vorgenommen. Wie den nachfolgend graphisch dargestellten Jahresverläufen der Windenergiegewinne einzelner Regionen in Österreich zu entnehmen ist, trifft diese Definition zukünftige Windkraftanlagenbetreiber in Österreich insofern etwas ungünstig, weil der Sommermonat April noch als Starkwindmonat, der Wintermonat Oktober hingegen als Schwachwindmonat in Erscheinung tritt.

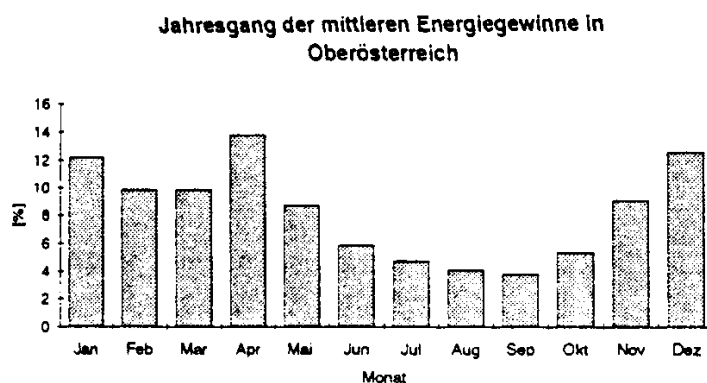


Abb. 84: Jahresgang der Windenergie in OÖ [34, S.21]

Trotz dieser für die Windenergienutzung etwas ungünstigen Definition der Sommer- und Winterjahreshälften kann auf der Basis der von Pokorny ermittelten Jahresverläufe der Energieproduktion aus Wind ein Verhältnis von 38% Sommer- zu 62% Winterproduktion ausgegangen werden.

5 Windverhältnisse in Österreich

5.1 Windenergiepotential Österreichs

Wie schon in Kapitel 4.4 erwähnt wurde der Europäische Windatlas von der EG in Auftrag gegeben. Zu diesem Zeitpunkt war Österreich aber noch nicht Mitglied der EG und infolgedessen verblieb im Windatlas ein weißer Fleck.

Aus den in den siebziger Jahren begonnenen Forschungs- und Entwicklungsprojekten zum Thema Windenergie ist eine Studie zur Erforschung des in Österreich nutzbaren Windenergiepotentials besonders hervorzuheben, da es die einzige systematische Erfassung des Windenergiepotentials in Österreich ist und darüberhinaus in regionalen Einzelstudien detailliert wurde.

5.1.1 Österreichs erste Windstudie

Ende der siebziger Jahre beauftragte das Bundesministerium für Wissenschaft und Forschung die Erstellung einer Studie mit dem Ziel der Ermittlung des in Österreich nutzbaren Windenergiepotentials. Dieses Potential wurde anhand vorliegender Windmeßdaten der meteorologischen Stationen errechnet. Die 1981 von W. Pokorny fertiggestellte Studie "Das österreichische Windenergiepotential - Windenergiekarte von Österreich" erbrachte das überraschende Ergebnis von jährlich 6.600 - 10.000 GWh technisch nutzbarem Windenergiepotential.

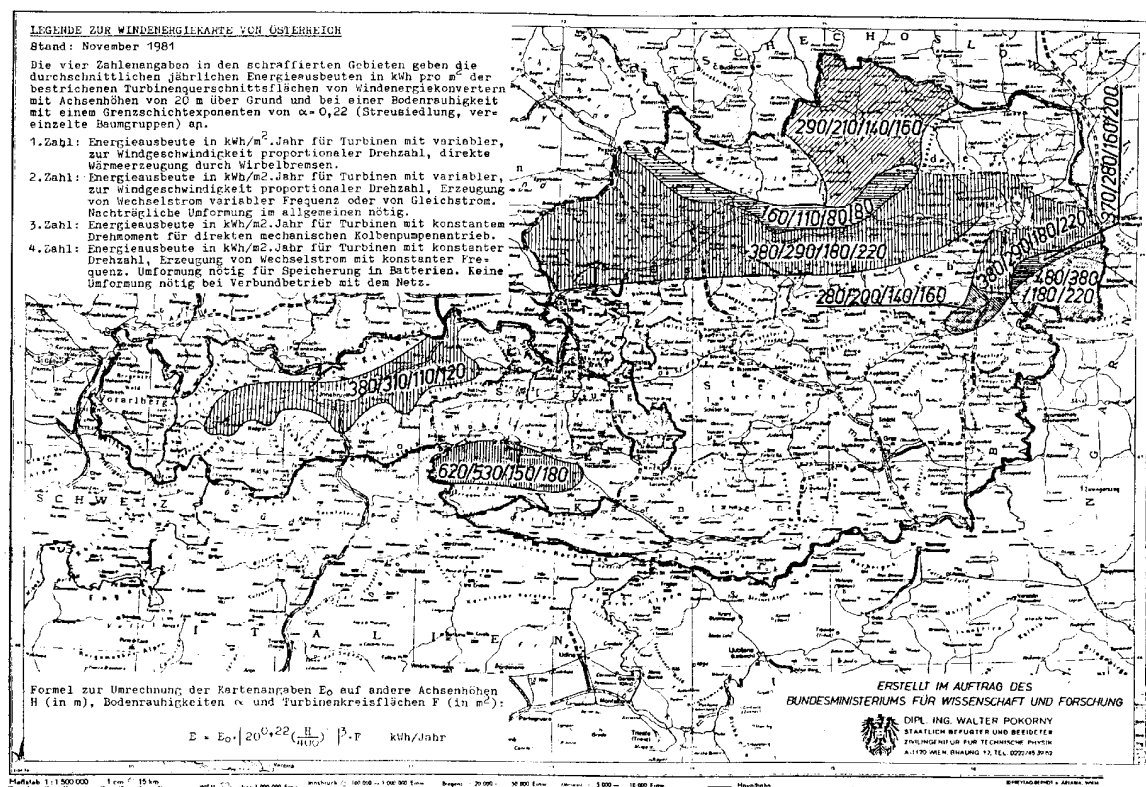


Abb. 86: Windenergiekarte von Österreich [34, S.36]

In der Aufgabenstellung wird darauf hingewiesen, daß gerade für Österreich "eine systematische Auswertung von Windgeschwindigkeitsmessungen aus den einzelnen, topographisch recht unterschiedlichen Regionen vorzunehmen" ist, um das Potential realistisch abschätzen

zu können. Denn bei der überwiegenden Zahl der Stationen schwankt der Mittelwert der Windgeschwindigkeiten zwischen 3,5 und 4 m/s, sodaß erst eine Betrachtung der Häufigkeitsverteilungen die oft bedeutenden Unterschiede im Energieangebot ersichtlich machen kann. Die Aufgabe bestand also im Sammeln möglichst vieler Windmeßdaten, in der Auswertung bezüglich der Brauchbarkeit und der Ermittlung des möglichen jährlichen Energiegewinnes für alle österreichischen Regionen.

Die Methode bestand nicht darin, für Österreich flächendeckend das Energieangebot aus Wind in einer standardisierten Höhe über Grund festzustellen, sondern den Energiegewinn aus dem Einsatz bestimmter Turbinentypen zu errechnen. Diese Vorgangsweise wird damit begründet, daß sich aus dem unterschiedlichen Leistungsverhalten von Turbinen und Generatoren und aus unterschiedlichen Anwendungsfällen ganz spezifische Einsatzgebiete für bestimmte Windkraftanlagen ergeben.

Die Windgeschwindigkeiten wurden für die Berechnungen auf eine angenommene Nabenhöhe von 20 m gerechnet und in Klassen von 0,5 m/s eingeteilt. Die Ertragsermittlung erfolgte für eine theoretische (mit maximalem Wirkungsgrad) und vier praktisch ausführbare Anlagenbauarten, die unterschiedliche Aufgaben erfüllen sollen und unterschiedliche technische Konzepte repräsentieren. Als leicht vergleichbarer Wert wird die Leistung pro Quadratmeter überstrichener Fläche angegeben. Die auf gemessenen Daten beruhenden Ergebnisse wurden daraufhin nach regionalen topographischen Kriterien extrapoliert und die Windenergiepotentialkarte erstellt.

Auf die Probleme mit der Datengrundlage weist Pokorny selbst hin, wenn er die meteorologischen Angaben als großen Unsicherheitsfaktor der Studie bezeichnet. Es sind mehrere Punkte, die dazu beitragen: Zuerst einmal ist das relativ locker geknüpfte Meßnetz zu nennen, das für viele Gebiete Österreichs eine Umrechnung von Werten auf die Umgebung sehr problematisch macht. Dies ist besonders dort der Fall, wo wechselnde Hindernisse und Rauigkeitsverhältnisse zu finden sind.

Außerdem stammen die verwendeten Meßwerte teilweise aus sehr kurzen Meßreihen, sodaß einer Verwendung zur Potentialabschätzung nur mit Vorbehalten zuzustimmen ist. Schließlich ist noch die Beurteilung der Einflüsse der Bodenrauigkeit und der Geländeform auf den Rauigkeitsexponenten als wesentlicher Unsicherheitsfaktor zu nennen. Pokorny bemängelt, daß er auf keine Meßdaten zurückgreifen konnte, die über einen ausreichend langen Zeitraum in zwei verschiedenen Höhen gemessen wurden. Der Rauigkeitsexponent wurde also für die Berechnungen aus den Literaturangaben geschätzt.

5.1.2 Die Windressourcen Österreichs und Osteuropas

Zur Erweiterung des Europäischen Windatlas führte das Zentralamt für Meteorologie und Geodynamik eine Untersuchung der Windverhältnisse in Österreich und Osteuropa (Kroatien, Slowenien, Ungarn, Slowakei und Tschechien) durch.

5.1.2.1 Das meteorologische Stationsnetz mit Windmessungen

In der folgenden Tabelle werden einige allgemeine Informationen über die 40 verwendeten Stationen, von denen Meßdaten zur Verfügung gestellt wurden, aufgelistet. Aufgrund der großen Unterschiede im Landschaftstypus wurden für Österreich mehr Stationen (welche nur eine

Auswahl aus über 60 möglichen darstellen) als von den anderen Staaten verwendet, wohl wissend, daß dies immer noch viel zu wenig ist um einen kompletten Überblick über die Bedingungen im alpinen Bereich zu geben.

Staat / Station	Periode	H	h
Österreich			
Feuerkogel *	1984 - 86	1618	10,0
Graz Flughafen	1980 - 85	340	10,0
Heidenreichstein	1990 - 95	560	10,0
Innsbruck Flughafen *	1980 - 85	579	8,0
Linz Hörsching	1981 - 89	298	8,0
St. Leonhard / Walde	1988 - 95	730	10,0
Stixneusiedl	1990 - 95	230	10,0
Ternitz	1977 - 81	390	44,2
Villacher Alpe *	1982 - 84	2140	15,0
Wilfersdorf	1981 - 85	186	53,0
Kroatien			
Gospic	1981 - 90	564	10,0
Lastovo	1981 - 90	186	15,0
Ogulin	1981 - 90	328	10,0
Rijeka	1981 - 90	120	10,0
Senj	1981 - 90	26	10,0
Sibenik	1981 - 90	77	9,0
Slavonski Brod	1981 - 90	107	12,0
Split Resnik	1981 - 90	21	7,0
Zagreb Maksimir	1981 - 90	128	10,0
Tschechien			
Brno - Turany	1984 - 93	241	15,0
Cheb	1984 - 93	474	18,0
Kocelovice	1984 - 93	519	10,0
Liberic	1984 - 93	398	12,5
Lysa Hora	1984 - 93	1324	10,0
Ostrava - Mosnov	1984 - 93	251	10,0
Praha - Ruznye	1984 - 93	369	11,0
Pribyslav	1984 - 93	530	15,0
Ungarn			
Budapest	1981 - 85	139	10,3
Debrecen	1981 - 90	111	10,0
Pecs	1981 - 85	201	9,6
Szeged	1981 - 85	82	8,0
Slowakei			
Chopok *	1990 - 93	2008	14,0
Hurbanovo	1981 - 90	115	27,0
Kosice	1981 - 90	230	13,7
Trebisov - Milhostov	1981 - 89	104	12,0
Slowenien			
Ajdovscina	1975 - 88	111	7,0
Drnik	1981 - 90	364	10,0
Krsko	1986 - 94	150	10,0
Maribor	1976 - 87	260	8,0
Portoroz	1982 - 90	92	13,0

Abb. 87: Liste der Meßstationen [37, S.37]

H=Seehöhe über dem Meer

h=Meßhöhe über Grund im m

Stationen mit * wurden für das orographische Modell nicht in die Berechnungen inkludiert

Das in der Tabelle aufgelistete Datennetz bildet die Basis zur Ergänzung des Europäischen Windatlas und repräsentiert die generell problematische Situation in der Windmessung. Hauptproblem ist der Mangel langer Zeitreihen, welche über den gesamten Zeitraum ausreichend betreut wurden und die repräsentativ sind für die Umgebung, deren Eigenschaften über den langen Zeitraum beträchtlichen Veränderungen unterworfen sein können. Aus diesem Grund wurden nur wenige Datensätze aufgenommen, und obwohl nur die besten Messungen gewählt wurden, bleiben einige Mängel in der Verwendung des gleichen Zeitraums. Ein weiterer Aspekt sei hier erwähnt: Während manche Länder nur die üblichen Messungen aufweisen (welche zumeist in oder nahe von Städten liegen), haben andere, wie auch Österreich, versucht, Stationen aus solchen Gebieten auszuwählen, in denen eine realistische Chance auf die Errichtung von Windkraftanlagen besteht.

Die Meßstandorte auf höheren Bergen wurden zur Darstellung der Höhenabhängigkeit der Windgeschwindigkeit im Gebirge aufgenommen, obwohl diese nicht mit Hilfe des orographischen Modells in der Windatlas-Methode reduziert wurden. Zusätzlich sind einige kroatische Stationen orographischen Einflüssen und daraus resultierenden Strömungseffekten unterworfen, die gewisse Probleme in der Anwendung der genannten Methode darstellten.

Neben der Darstellung der Windenergieressourcen, wie sie im Europäischen Windatlas praktiziert wird, wurde auch die Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit von der Seehöhe untersucht. Dazu wurde ein einfacher linearer Ansatz der Form $u(H) = 2,51 + 0,0026H$ verwendet, wobei u die reduzierte Windgeschwindigkeit für eine Rauheitslänge von 0,03 Meter in einer Höhe h von 10 Metern über Grund und H die Seehöhe bedeutet. Um zu einer graphischen Darstellung zu gelangen, wurde dieser Ansatz in Verbindung mit einem Höhenrastermodell der Auflösung $10 \times 10 \text{ km}^2$ angewandt. Die Genauigkeit der Ergebnisse ist aber in erster Linie nur für den Höhenbereich zwischen 800 und 2400 Meter als gut zu sehen, im Höhenbereich darunter kommt es zu einer Unterschätzung, im Höhenbereich darüber zu einer Überschätzung der Windgeschwindigkeit: So sind die gemessenen Windgeschwindigkeiten im Osten Österreichs und in Ungarn höher als die errechneten Werte und auch die errechneten Windgeschwindigkeiten mancher Alpengipfel sind anhand der Kenntnis der Werte des Sonnblick-Observatoriums (Seehöhe 3105 m) als unrealistisch anzusehen. [34, S.35]

5.1.2.2 Die Ergebnisse aus den Stationsdaten

Um einen ersten Eindruck über günstige Gebiete zur Windenergienutzung zu vermitteln, werden in den folgenden Abbildungen die klimatologischen Fingerprints von sieben Stationen in Regionen mit hohem Energiepotential dargestellt. In diesen Fingerprints sind folgende Informationen enthalten: Stationscharakteristika und gemittelte Werte von Windgeschwindigkeit und Leistungsdichte, jahreszeitliche und tageszeitliche Variation, Windrichtungsverteilung, Frequenzspektrum und Zeitreihenanalyse.

5.1.2.2.1 Stixneusiedl und Villacher Alpe (Österreich, 7 und 9)

Die Stationen Stixneusiedl und Villacher Alpe sind charakteristisch für die zwei windstärksten Gebiete Österreichs: die Region östlich von Wien und der hochalpine Bereich.

Von Stixneusiedl liegt eine sechsjährige Meßreihe (Jänner 90 bis Dezember 95) vor, die Anemometerhöhe beträgt 10 Meter, die Seehöhe 230 Meter. Die Station liegt auf einer flachen Kuppe, die Umgebungsrauigkeit ist als gering bis mittel einzustufen (Ackerflächen durchsetzt mit mehreren Windschutzstreifen). Die mittlere jährliche Windgeschwindigkeit beträgt 3,8 m/s, die mittlere Leistungsdichte 80 W/m². Für die reduzierten Daten (Ebene, Rauigkeitslänge 0,03 m) ergibt sich in einer Höhe von 50 m über Grund die mittlere Windgeschwindigkeit zu 6,0 m/s und die mittlere Leistungsdichte zu 245 W/m². Die jahreszeitliche Variation ist ausgeprägt mit einem Maximum im März und im November und dem Minimum im Juli und Oktober, wobei die Maxima in etwa die doppelte Leistungsdichte der Minima aufweisen. In der Graphik des Tagesganges ist der Übergang von stabiler zu neutraler Temperaturschichtung in der Zunahme der Windgeschwindigkeit zwischen 6 und 15 Uhr gut zu erkennen, das Maximum der Leistungsdichte um 15 Uhr beträgt wiederum etwa das Zweifache des Minimums um 6 Uhr. Die Windrichtungsverteilung zeigt die für die Region typischen zwei Hauptwindrichtungen Nordwest und Südost auf. Die Zeitreihenanalyse weist die Jahre 1994 und 1995 als überdurchschnittlich windstark aus.

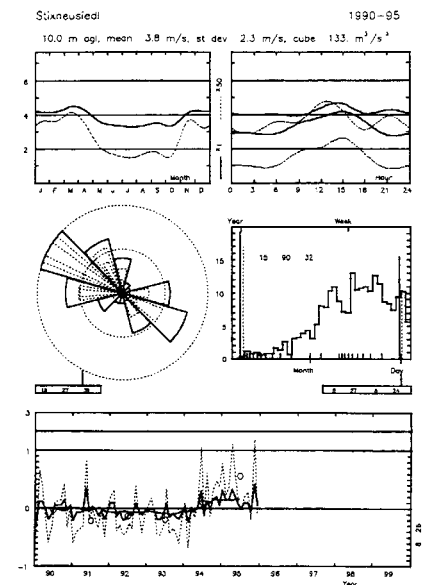


Abb. 89: Stixneusiedl [37, S.42]

Die Meßreihe der Villacher Alpe umfaßt lediglich 3 Jahre (1982 bis 84), die Anemometerhöhe beträgt 15 m, die Seehöhe 2140 m. Die Station liegt auf dem von West nach Ost verlaufenden Gipfelkamm, die Rauigkeit ist im Nahbereich niedrig (Alm), in weiterer Entfernung hoch (Wald). Es wurde eine mittlere Windgeschwindigkeit von 6,6 m/s und eine mittlere Leistungsdichte von 317 W/m² gemessen, aus der Reduktion der Daten auf obengenannte Bedingungen (ohne Orographie-Modell !) ergibt sich die mittlere Windgeschwindigkeit in 50 m zu 10,4 m/s und die mittlere Leistungsdichte zu 1557 W/m². Die jahreszeitliche Variation ist nicht so ausgeprägt wie im vorhergehenden Fall, der Zeitpunkt der Maxima und Minima aber in etwa gleich. Im Tagesgang ist wiederum die Auswirkung der Temperaturschichtungsänderung während des Tagesverlaufs zu erkennen, nur daß diesmal aus der morgendlichen Stabilität der Atmosphäre in den Niederungen eine Abnahme der großräumigen Bodenreibung folgt, woraus wiederum eine Zunahme der Windgeschwindigkeit in den frühen Morgenstunden resultiert. Die Windrichtungsverteilung zeigt die zwei Hauptwindrichtungen Nord und Südwest, die unter anderem aus der Orographie bedingt sind.

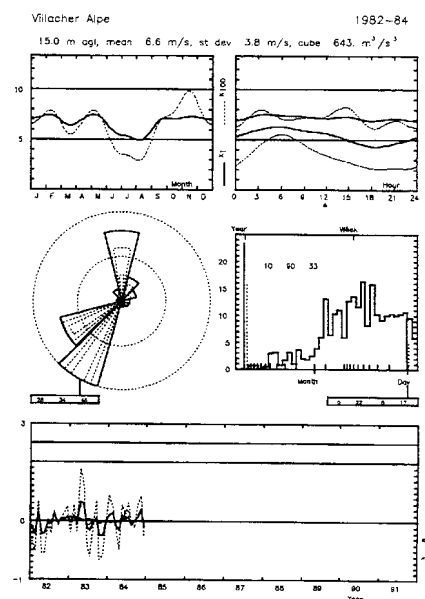


Abb. 88: Villacher Alpe [37, S.42]

5.1.2.2.2 Lastovo (Kroatien, 12)

Die Station Lastovo liegt auf einem 186 m hohen Hügel der gleichnamigen Insel in der südlichen Adria (mittlere Rauigkeit im Nahbereich, sehr niedrige Rauigkeit in größerer Entfernung). Der Meßzeitraum umfaßt die Jahre 1981 bis 1990, die Meßhöhe beträgt 15 Meter. Das Mittel der Windgeschwindigkeit beträgt 5,8 m/s, das der Leistungsdichte 245 W/m². Die reduzierten Daten ergeben eine Windgeschwindigkeit von lediglich 3,6 m/s und eine Leistungsdichte von 59 W/m². Die jahreszeitliche und tageszeitliche Variation ist mit jener von Stixneusiedl vergleichbar. Es liegen drei Hauptwindrichtungen vor (Nordwest, Südost und Nordost), wobei der relativ hohe Anteil an starken Nordostwinden auf das Auftreten der Bora zurückzuführen ist. Generell gilt, daß an der kroatischen Küste Nordost die Hauptwindrichtung ist (siehe auch Portoroz). Die Darstellung der Zeitreihe zeigt höhere Windgeschwindigkeiten während der Jahre 1987 und 88.

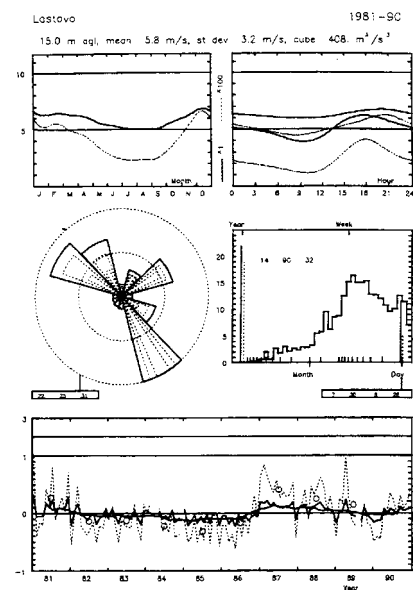


Abb. 90: Lastovo [37, S.42]

5.1.2.2.3 Praha-Ruznye (Tschechien, 26)

Die Station liegt nahe der Start- und Landepiste des Prager Flughafens, die Umgebungsrauigkeit ist dementsprechend gering. Die Messung erfolgte in einer Höhe von 11 m über Grund, die Meßdaten lagen für die Jahre 1984 bis 1993 vor. Gemittelt über diesen Zeitraum beträgt die Windgeschwindigkeit 4,4 m/s und die Leistungsdichte 123,6 W/m². Die reduzierten Daten ergeben im Standardfall (Ebene, 50 m) eine Windgeschwindigkeit von 6,4 m/s und 289 W/m², womit diese über den Werten von Stixneusiedl liegen. Es besteht ein großer Unterschied im Energieangebot zwischen Sommer und Winter, wobei die maximale Leistungsdichte im Jänner etwa das Dreifache der minimalen Leistungsdichte im August erreicht. Weit weniger stark ausgeprägt ist der Tagesgang mit einem Maximum während der frühen Nachmittagsstunden (im Winter bereits zu Mittag). Aus der Richtungsverteilung ist eine Hauptwindrichtung ersichtlich, nämlich Südwest. Die langjährigen Schwankungen dieser Station sind eher gering, lediglich das erste Meßjahr ist auffallend unterdurchschnittlich.

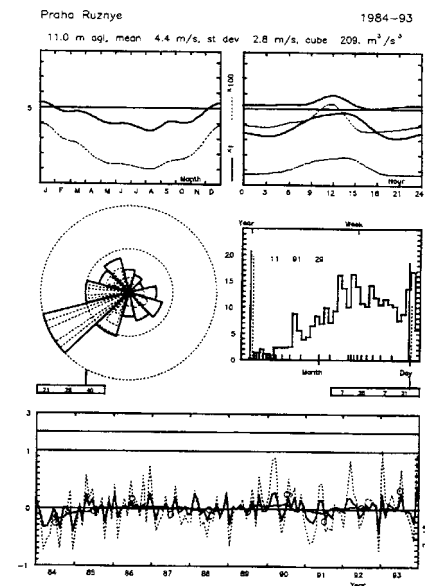


Abb. 91: Praha-Ruznye [37, S.42]

5.1.2.2.4 Szeged (Ungarn, 31)

Die Station liegt im südöstlichen Teil Ungarns, auf dem Gelände des örtlichen Flugplatzes östlich der Stadt Szeged. Die Umgebungsrauhigkeit ist gering mit Ausnahme der bebauten Gebiete der Stadt (Entfernung etwa 1,5 km). Die Meßperiode umfaßt die Jahre 1981 bis 1985, die Anemometerhöhe beträgt 8 m, die Seehöhe 82 m. Die über den Meßzeitraum gemittelte Windgeschwindigkeit beträgt 3,2 m/s, die Leistungsdichte 55 W/m². Die reduzierten Daten ergeben eine Windgeschwindigkeit von 5,1 m/s und eine Leistungsdichte von 185 W/m². Die Charakteristika der Messung sind jenen der Station Stixneusiedl ähnlich.

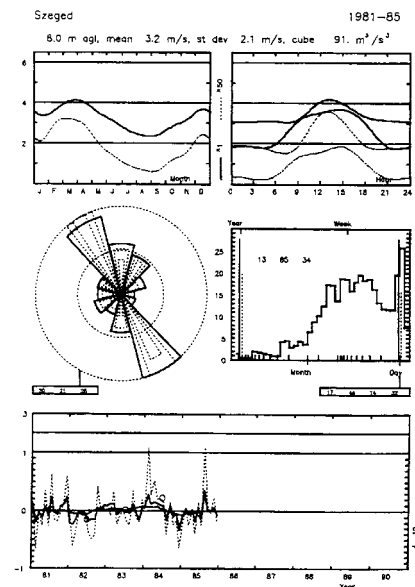


Abb. 92: Szeged [37, S.43]

5.1.2.2.5 Chopok (Slowakei, 32)

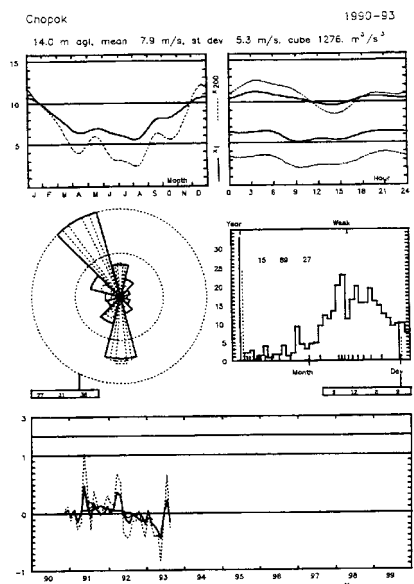


Abb. 93: Chopok [37, S.43]

Die Station liegt nahe dem Gipfel des 2024 m hohen Chopok, die Rauigkeit im Nahbereich ist niedrig (Grasfläche), in größerer Entfernung hoch (Wald). Die Messung umfaßt den Zeitraum 1990 bis 1993, die Anemometerhöhe beträgt 14 m, die Seehöhe 2008 m. Das Geschwindigkeitsmittel beträgt 7,9 m/s, die mittlere Leistungsdichte 642 W/m². Die reduzierten Werte (50 m) liegen bei einer Windgeschwindigkeit von 11,4 m/s und einer Leistungsdichte von 2235 W/m². Der jahreszeitliche Verlauf von Geschwindigkeit und Leistungsdichte zeigt die üblichen Maxima (Winter) und Minima (Sommer), der Tagesgang ist mit der Station Villacher Alpe vergleichbar. Die Richtungsverteilung zeigt zwei Hauptwindrichtungen (Nordwest und Süd).

5.1.2.2.6 Portoroz (Slowenien, 40)

Die Station liegt an der slowenischen Adriaküste auf einem 92 m hohen Hügel, der in nördlicher, westlicher und südlicher Richtung zum Meer abfällt. Die Messung umfaßt den Zeitraum 1982 bis 1990, die Meßhöhe beträgt 13 Meter. Die mittlere Windgeschwindigkeit erreicht 4,0 m/s, die mittlere Leistungsdichte 146 W/m^2 . Die reduzierten Werte erreichen 4,0 m/s und 109 W/m^2 . Auffällig im klimatologischen Fingerprint ist die Hauptwindrichtung Nordost, die auf das Auftreten der Bora zurückzuführen ist.

[37, S.35; Referat 6: Kury G.]

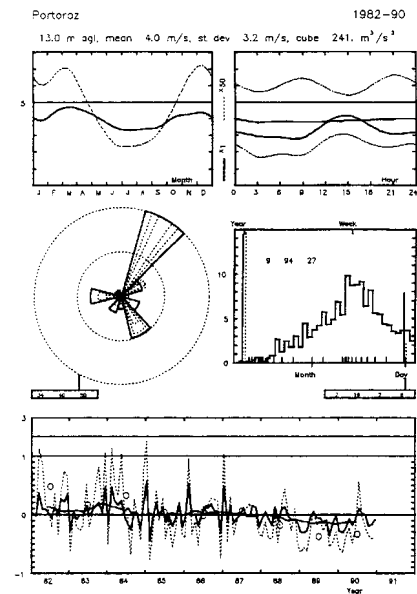


Abb. 94: Portoroz [37, S.43]

5.1.2.3 Zusammenfassung

Aus der Auswertung von 40 Windmessungen ergibt sich, daß in allen sechs Ländern Standorte mit nutzbarem Windenergiepotential verfügbar sind. Die meisten Flächen mit günstigen Windverhältnissen weist Tschechien auf, gefolgt von, Österreich (im besonderen Niederösterreich und der alpine Bereich) und der Slowakei. Etwas niedriger ist das Potential in Kroatien und Ungarn, in Slowenien sind nur sehr wenige Flächen zur Windenergienutzung geeignet.

Mit dem vorliegenden Windatlas läßt sich allerdings nur ein sehr grobes Bild der Situation in den bearbeiteten Ländern geben, zusätzlich muß die verwendete WASP-Methode für Gebirgsregionen als ungeeignet für exakte Aussagen betrachtet werden. Eine weitere Bearbeitung der Ressourcendarstellung in diesen sechs Ländern mittels neuerer Modellansätze erscheint daher zweckmäßig.

Die Werte der Osteuropakarte beziehen sich auf Rauigkeitsklasse 1 und 10m Höhe. Sie sind somit nicht direkt mit dem Windatlas vergleichbar. Der Windatlas bezieht sich auf eine Höhe von 50m bei Rauigkeitsklasse 1. Die Werte müssen für einen direkten Vergleich also noch extrapoliert werden und liegen somit höher.

Die Niederösterreichkarte wurde auf der Basis Rauigkeitsklasse 1 und 50m über Grund erstellt. Ein direkter Vergleich mit dem Windatlas ist somit möglich.

Abb. 95: Windkarte von Osteuropa [7]

5.1.3 Untersuchung des Windenergiepotentials des Bundeslandes Niederösterreich

Um eine genauere Darstellung des Windenergiepotentials in Österreichs windstärkstem Bundesland zu ermöglichen, wurde vom Amt der Niederöstr. Landesregierung eine Windkarte Niederösterreichs in Auftrag gegeben. Anstelle der vier Meßstationen des Windatlas wurden 24 Stationen ausgewählt, wobei neben der Qualität des Standorts und der Meßdaten auch auf eine gleichmäßige regionale Verteilung Rücksicht genommen wurde. Wie bereits in der Ergänzung zum Europäischen Windatlas wurden regional repräsentative Windklimatologien aus den Stationsdaten errechnet und das Ergebnis graphisch dargestellt. Die graphische Darstellung des Standardfalles (Ebene, Rauigkeitslänge 0,03 m, 50 m über Grund) wurde in den Leitfaden zur Errichtung einer Windkraftanlage, herausgegeben von der Niederöstr. Landesregierung, aufgenommen. In dieser Karte ist eine Zunahme der mittleren Windgeschwindigkeit von West nach Ost festzustellen, wobei die niedrigsten Werte nördlich von Amstetten etwa 4,1 m/s und die höchsten Werte im östlichen Marchfeld etwa 6,8 m/s erreichen. Ursache für diese beträchtlichen Unterschiede dürfte eine Kanalisierung der großräumigen Strömung zwischen den Ausläufern der Ostalpen (Wienerwald) und der kleinen Karpaten auf slowakischem Staatsgebiet sein, was durch die beobachtete Änderung der Hauptwindrichtungen von West/Ost auf Nordwest/Südost im Gebiet östlich von Wien bekräftigt wird.

Abb. 96: Windkarte von Niederösterreich [1]

Abb. 97: Windpark Eberschwang [53]

5.2 Windkraftanlagen in Österreich

Zur Zeit sind in Österreich folgende 36 Windkraftanlagen in Betrieb

Standort	Fabrikat	Leistung [kW]	Jahresertrag [MWh]	Durchm. [m]	Inbetrieb- nahme
Vösendorf I, NÖ	Vestas	620	870	44	Dez.96
Vösendorf II, NÖ	Vestas	600	870	44	Dez.96
Hagenbrunn, NÖ	Vestas	600	950	44	Nov.96
Laussa, OÖ	Tacke	3*600	2319	43	Okt.96
Oberlaa, W	Bonus	600	890	44	Dez.96
Langes Feld, W	Windtec	600	1000	46,4	Dez.96
Gerasdorf, NÖ	Micon	600		48	Apr.97
Eberschwang, OÖ	Enercon	2*500	1500	40,3	Jän.96
Ottenschlag, NÖ	Enercon	500	700	40,3	Okt.96
Matzneusiedl I, W	Enercon	500	850	40,3	Nov.96
Wolkersdorf, NÖ	Enercon	500	900	40,3	Nov.96
Reitern, NÖ	Enercon	500	800	40,3	Dez.96
St.Pölten, Wirtschaftshof, NÖ	Lagerwey	250	410	30	Okt.96
Kilb, NÖ	Lagerwey	250	380	30	Nov.95
Wilhelmsburg, NÖ	Lagerwey	250	440	30	Nov.96
Gerasdorf II, NÖ	Lagerwey	250	370	30	Dez.96
Purgstall, NÖ	Lagerwey	250	400	30	Dez.96
Groissenbrunn I, NÖ	Nordex	250	400	29,7	Aug.96
Groissenbrunn II, NÖ	Nordex	250	400	29,7	Aug.96
Retz, NÖ	Nordex	250	350	29,7	Nov.96
Eckartsau, NÖ	Nordex	250	400	29,7	Dez.96
Glinzendorf I, NÖ	Nordex	250	400	29,7	Dez.96
Michelbach I, NÖ	Vestas	225	400	29	Jul.95
Pömmern, NÖ	Enercon	200	370	30	Nov.96
Gföhl, NÖ	Enercon	200	450	30	Mai.96
Halbthurn, B	Seewind	110	170	22	Dez.96
Wagram/Donau, NÖ	Nordex	150	300	27	Feb.94
Stadlau, W	Seewind	110	140	22	Apr.96
Vitis, NÖ	Seewind	110	140	22	Sep.96
St.Pölten, NÖ	Seewind	110	180	22	-97
St.Pölten, Straßenmeisterei, NÖ	Seewind	110	180	20	Aug.94
Böheimkirchen, NÖ	Seewind	110	140	22	Nov.96
Maria Jeutendorf, NÖ	Seewind	110	140	22	Nov.96
Zistersdorf, Straßenmeisterei, NÖ	Fuhrländer	30	40	12,8	Feb.95
Straßwalchen, S	LMW	10	8	7	Okt.93
Groissenbrunn, NÖ	Enercon				97
Gesamt: (ohne 97)		11.795	18.087		

Abb. 98: Windkraftanlagen Österreich [12, S.2]

Weiters sind derzeit 93 Windkraftanlagen im konkreten Planungsstadium mit einer Leistung von 52.600 kW und einem prognostizierten Jahresertrag von 84.530 MWh.

Die große Anzahl der Anbieter von Windkraftanlagen zeigt, welche große wirtschaftliche Bedeutung diese Branche der Energiewirtschaft inzwischen erlangt hat. Nicht nur in Deutschland, einem der führenden Ländern in Sachen Wind steht eine große Auswahl zur Verfügung.

ÖSTERREICH:

- CASTROL Austria GmbH:
Industriezentrum NÖ Süd; A-2355 Wr.Neudorf; Tel. 02236 -695-0
- Kroneis GmbH:
Iglaseegasse 30-32; A-1191 Wien; Tel. 0222-320-34-92 Fax: 320-66-04
- ECOWIND Handels- und Wartungs GmbH:
Auhofstr. 61; A-1130 Wien; Tel. 0222-877-16-57-11 Fax: -9
- Hannes Erhardt:
Bruck 33; A-4973 Senftenbach; Tel/Fax: 07751-296, Mobitel.: 0663/874266
- EUROTURBINE:
Franzensdorf 37; A-2301 Großenzersdorf, Tel/Fax: 02215-21-48; Mobitel.: 0663/817876
- Ing.Franz Krenn:
Winzerschulgasse 22; A-2130 Mistelbach/Zaya; Tel 02572-5407
- HEINISCH GmbH:
Murbangasse 4; A-1100 Wien, Tel.:0222-608-07-0
- HEIZOMAT ENERGIESYSTEME GmbH; Koaserbauerstr. 16; A-4810 Gmunden, Tel.: 07612-737-60-0
- PEHR WIND TECHNOLOGY GmbH:
Industriestr. 16a; A-9586 Fürnitz, Tel: 04257-3950 Fax: 3954
- SCHWEIGHOFER ENERGIETECHNIK:
Moosstraße 154d; A-5020 Salzburg, Tel.: 0662-828-729
- UMWELTTECHNISCHE GERÄTE:
Ing. Wenczl, Taxisweg 11a; A-7423 Pinkafeld Tel/Fax.: 03357-426-83
- WEB GmbH:
Schwarzenberg 12; A-3834 Pfaffenschlag, Tel.: 02848-6336-0 Fax: -4
- WINDENERGIE LEITHABERG:
Rosengasse 4; A-2443 Loretto; Tel.: 02255-858-32 Fax: 858-34
- WINDTEC GmbH:
Alfred Nobel Straße 1; A-9100 Völkermarkt; Tel: 04232-4460-400 Fax: -444

DEUTSCHLAND (Vorwahl 0049)

- AN Bonus:
Waterbergstr. 11; D-28237 Bremen; Tel.: 421/69-458-0 Fax: 64-22-83
- DEWIND TECHNIK GmbH:
Seelandstr. 9; D-23569 Lübeck; Tel.: 451-390-97-71
- ENERCON GmbH:
Dreekamp 5; D-26605 Aurich, 4941-927-0 Fax: 927-199
- KROGMANN:
Postfach 1680; D-49383 Lohne, Tel.: 4442-1330 Fax: -4561
- FUHRLÄNDER GmbH:
Auf der Höhe 4; D-56477 Waigandshain; Tel.: 2664-1762 Fax: -6082
- GET GmbH:
Kieler Straße 53; D-24768 Rendsburg, Tel.: 4331-550-51 Fax: -559-44
- HSW Husumer Schiffswerft GmbH:
Postfach 1320; D-25803 Husum; Tel.: 4841-6300 Fax: -63010
- MICON:
Eschelsweg 27 IV; D-22767 Hamburg; Tel.: 40-38-60-69-0 Fax: 380-03-64
- NORDEX GmbH:
Sehlingdorferstr. 26; D-49328 Melle, Tel.: 5427-94-24-0 Fax: -10
- NORDTANK-WINDKRAFTANLAGEN GmbH:
Osterport 2; D-25872 Ostfeld; Tel.: 4845-700-0 Fax:-17
- SEEWIND GmbH:
Im Grund 7; D-75045 Walzbachtal, Tel.: 7203-7111 Fax: -8388
- SOLAVENT:
Zasiusstraße 62; D-79102 Freiburg; Tel.: 761-719-50 Fax: 70-96-47
- SÜDWIND GmbH:
Prinzenstraße 32-33; D- 10969 Berlin; Tel.: 30-616926
- TACKE GmbH:
Holsterfeld 5a; Postfach 1261; D-48499 Salzbergen; Tel.: 5971-9708-0 Fax: -50
- VESTAS GmbH:
Otto Hahn-Str. 2; D-25813 Husum; Tel.: 4841-971-0
- WIND WOLRLD:
Hohe Str. 11; D-32423 Minden; Tel.: 571-28961 Fax: -29125
- WTN:
Grüner Weg 11; D-25920 Stedesand, Tel.: 4662-1414 Fax: -1424

5.3 Vergleich Kraftwerke Eberschwang und Laussa (OKA)

Ziel der Untersuchungen waren die zwei oberösterreichischen Windkraftanlagen Eberschwang und Laussa. Der Windpark Eberschwang wurde von der Energiewerkstatt Friedburg, OÖ projiziert und am Mitte Jänner 1996 in Betrieb genommen.

Im Rahmen der Projektierung für Eberschwang wurden einjährige Windmessungen 10 Meter über Boden durchgeführt. Eine Meßdauer von einem Jahr ist zwar nicht so aussagekräftig wie eine langjährige Windanalyse. Solche Meßdauern wären aber auch nur zur Erstellung eines Windatlas notwendig. Bei der Errichtung einer neuen Windkraftanlage geht es jedoch darum, einen potentiellen Standort, der aufgrund der Studie von Windkarten gewählt wurde, zu evaluieren und auf seine Windstärken und den prognostizierten Energiertag hin zu überprüfen.

Für Eberschwang, das auf einer Seehöhe von 620 m liegt, wurde eine mittlere Jahreswindgeschwindigkeit von 5,1 m/s ermittelt welche sich, extrapoliert auf 30 m Höhe, auf 5,7 m/s erhöht. Dies ist ein akzeptabler Wert, da in Fachkreisen ab 5 m/s von einer sinnvollen Nutzung der Windenergie zur Stromversorgung gesprochen wird.

Nach einer Verknüpfung der Winddaten mit verschiedenen, zur Verfügung stehenden, Anlagen-daten wurde aufgrund des prognostizierten Jahresertrages eine pitchgeregelte Enercon 40 gewählt.

Laussa, wo nach dem gleichen Verfahren vorgegangen wurde, folgte am 27.10.1996 mit einer stallgeregelten Tacke TW 600.

Zuerst soll auf die Anlegentechnik eingegangen werden. Der wesentlichste Unterschied besteht darin, daß in Eberschwang zwei 500 kW Windkraftanlagen mit Pitch-Läufern verwendet werden, in Laussa kommen drei 600 kW Stall-Rotoren zum Einsatz. Diese beiden Anlagen stellen somit die größten österreichischen Wind-

EBERSCHWANG / O.Ö.



Standort A/02

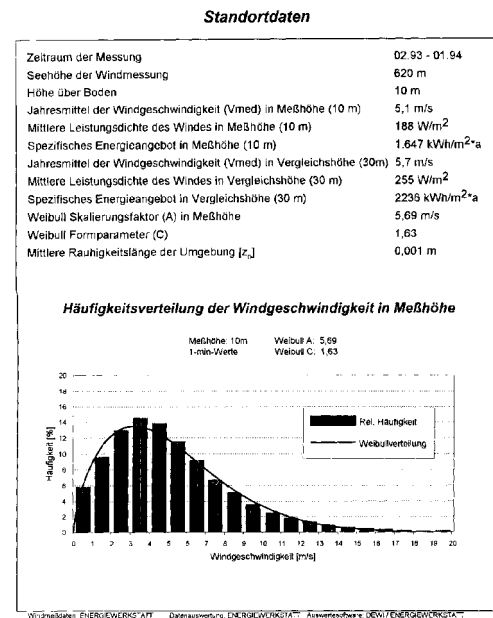


Abb. 99: Standortdaten Eberschwang
[34, S.140]

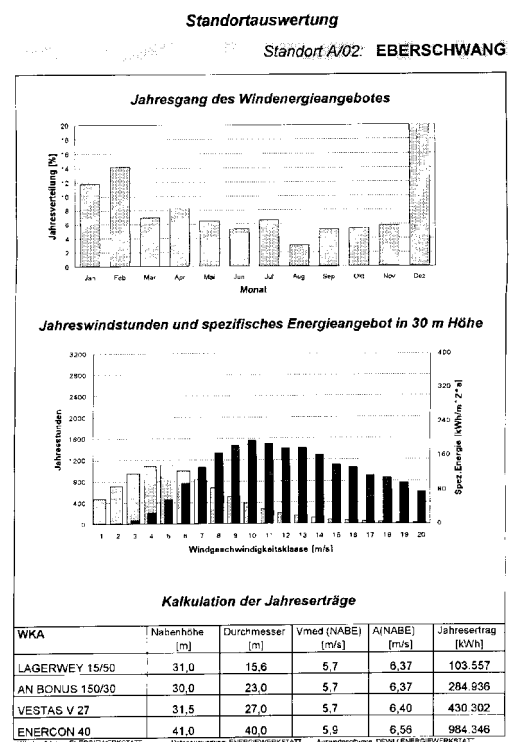


Abb. 100: Standortdaten Eberschwang
[34, S.141]

kraftwerke Österreichs dar. Nach einjährigem Parallelbetrieb der beiden Anlagen sollte nun erstmals eine Analyse und ein Vergleich durchgeführt werden. Ziel der Auswertungen waren ein Ertragsvergleich, Untersuchungen der Tages- und Jahresgänge und der Leistungskurve.

5.3.1 Gegenüberstellung der Anlagentechnik

WKA-TYP	ENERCON - 40	TACKE TW 600
Nabenhöhe	50m	50m
Nennleistung	500 kW	600 kW
Turmkonstruktion	Stahlurm	konischer Rohrmast
Turmgewicht		65.000 kg
Gondelgewicht	24.000 kg	32.500 kg
Einschaltwindgeschwindigkeit	3 m/s	3 m/s
Nennwindgeschwindigkeit	12 m/s	14 m/s
Abschaltwindgeschwindigkeit	25 m/s	25 m/s
Blattanzahl und -typ	3 Enercon, Typ 3	3 TW 600, Abeking & Rasmussen
Rotordurchmesser	40,3 m	43 m
Rotorfläche	1.275 m ²	1.452 m ²
Rotordrehzahl	18 - 38 U/min	18 / 38 U/min
Blattspitzengeschwindigkeit	137 - 288 km/h	146 - 219 km/h
Blattgewicht	800 kg	1900 kg
Drehzahlregelung	variabel über Mikroprozessor	netzgeführt, polumschaltbar
Leistungsbegrenzung	pitch, elektronisch	stall
Generatorhersteller und -typ	Enercon	AEG oder gleichwertig
Generatorbauart	synchron	asynchron
Leistungsabgabe	über Wechselrichter	ü. Netzaufschaltung m. Thyristoren
Generatorspannung	440 V	690 V
Getriebehersteller und -typ	getriebelos	Renk Tacce oder gleichwertig
Getriebebauart		Stirnradgetr., Hauptwelle integriert
Getriebestufen		3
Getriebeübersetzung		01:56,1
Sicherheitssysteme		"fail-safe"
Hauptbremse	Blattwinkelverstellung	Scheibenbremse, aktiv
2. Bremse	Blattverst. je Rotorblatt	Scheibenbremse, passiv
Steuerung		Mita
Überwachung	Enercon	Tacke
Sonstiges	keine Hydraulikanlage, keine Bremsanlage, Blitzableiter in jedem Blatt	Rotorblätter mit integriertem Blitzschutzsystem

Abb. 101: Anlagentechnik [4, S.18, S.36]

5.3.2 WKA-Daten und Verarbeitung

Die Daten der Windkraftanlage können direkt von den Anlagencomputern heruntergeladen oder in verringertem Umfang über Modem abgefragt werden. Im Fall der Anlage Eberschwang handelt es sich dabei um einen PC, der über ein Programm laufend die Daten der Anlage abspeichert. Zu diesen Daten zählen die an das Netz abgegebene Wirkleistung in kWh, die Wellendrehzahl in U/min, die Windgeschwindigkeit in m/s und zwei Fehlerstatusmeldungen, die jeweils von Anlage 1 und Anlage 2 zu jeder Minute festgehalten werden.

ANL-NUM	STUNDE	MINUTE	LEISTUNG	WINDGESCHW	DREHZAHL	STATUS	ZU-STATUS
1	0	1	198	7,75	31,59	0	0
2	0	1	251	8,00	34,42	0	0
1	0	2	232	7,50	33,14	0	0
2	0	2	282	9,00	34,68	0	0

Abb. 102: Winddaten der Windkraftanlage Eberschwang

Bei der Anlage Laussa ist im Schaltschrank eine Steuereinheit mit Computer eingebaut. Es werden einerseits die Tagesmittelwerte abgelegt, andererseits werden 10-Minuten Mittelwerte in einem Durchlaufspeicher mit einer Speicherkapazität von vier Tagen gespeichert. Alle Daten, die älter als vier Tage sind, werden überschrieben. Diese Meßwerte können ebenfalls auf Disketten heruntergeladen werden oder stehen via Modem in verringertem Ausmaß zum Abruf bereit. Zu den sehr umfangreich zur Verfügung stehenden Daten gehören die Wirkleistung P , $\cos \varphi$, Blindleistung Q , Scheinleistung S , Phasenspannungen U_1, U_2, U_3 , Phasenströme I_1, I_2, I_3 , Generatordrehzahl n_{Gen} , Rotordrehzahl n_{Rot} , Windgeschwindigkeit v_{Wind} , Windrichtung, Drill, Generatortemperaturen $t_{\text{Gen1}}, t_{\text{Gen2}}$, Getriebetemperatur t_{Getr} , Lagertemperaturen $t_{\text{LagA}}, t_{\text{LagB}}$, Außentemperatur $t_{\text{Außen}}$, Gesamtleistung P_{Windpark} .

Die Zählerstände zur Leistungsverrechnung werden von der OKA über Modem direkt nach Linz abgerufen. Alle 15 Minuten werden die Viertelstunden-Leistungsmittelwerte der vom Windkraftwerk bezogenen und gelieferten Wirk- und Blindleistung gespeichert. Um den richtigen Betrag der Energie in kWh zu erhalten, ist eine Multiplikation dieser Werte mit 0,25 notwendig. Diese Daten werden von der OKA auch zur Leistungsabrechnung mit den Kraftwerksbetreibern herangezogen. Die Anlagenbetreiber legen nach monatlicher Ablesung der Zählerstände vor Ort der OKA Rechnung. Die Online-Daten des EVU dienen zur Verifizierung.

Datum	Zeit	WIRK_LFG	WIRK_BEZ	BLIND_LFG	BLIND_BEZ
01.01.97	00:15	541	0	73	0
01.01.97	00:30	563	0	87	0
01.01.97	00:45	521	0	79	0
01.01.97	01:00	563	0	92	0

Abb. 103: Energiedaten

Zur Auswertung der Daten wurde die Tabellenkalkulation Microsoft-Excel für Windows 95 Version 7. 0 unter dem Betriebssystem Windows 95 auf einem Pentium 133 Rechner verwendet. Die sehr umfangreichen Minutenwert- und Energiewert-Dateien wurden mit Hilfe des

Programmes WinZip Version 6.2 (32 bit) für Windows 95 gepackt, um sie auf Disketten und per E-Mail transportieren zu können.

Die Energiedaten liegen bei der OKA in einem speziellen Dateiformat auf, das nicht in Excel weiterverarbeitet werden kann. Sie müssen zuerst in ein, von Excel importierbares DAT-Format umgewandelt werden. Es handelt sich dabei um eine Textdatei, deren Länge jedoch die maximale Zeilenkapazität von Excel (16384 Zeilen) bei weitem übersteigt. Aus diesem Grund wurde die Textdatei zuerst in einem Editor in einzelne Monatsdateien zerteilt, um sie anschließend in Excel weiter zu verarbeiten.

5.3.3 Energieertrag

Um einen direkten Vergleich verschiedener Anlagen zu ermöglichen, können nur spezifische Daten gegenübergestellt werden. An diesem Punkt kann grundsätzlich von zwei Ansatzmöglichkeiten ausgegangen werden. Einerseits besteht die Möglichkeit, den Energieertrag auf die installierte Leistung zu beziehen, die andere Variante wäre ein Vergleich der auf die Rotorfläche bezogenen Energieerträge.

Monat	Eberschwang			Laussa		
	W [MWh]	W [kWh/m ²]	W [kWh/kW]	W [MWh]	W [kWh/m ²]	W [kWh/kW]
Jän	76,49	30,00	76,49	81,15	18,63	45,08
Feb	190,38	74,66	190,38	242,44	55,66	134,69
Mär	201,35	78,96	201,35	324,44	74,48	180,24
Apr	165,17	64,77	165,17	270,73	62,15	150,41
Mai	115,00	45,10	115,00	199,53	45,81	110,85
Jun	125,35	49,16	125,35	177,19	40,68	98,44
Jul	130,55	51,20	130,55	267,12	61,32	148,40
Aug	82,11	32,20	82,11	119,0	27,33	66,13
Sep	68,24	26,76	68,24	107,8	24,75	59,90
Okt	195,97	76,85	195,97	288,1	66,13	160,04
Nov	89,51	35,10	89,51	140,5	32,24	78,03
Dez	193,94	76,06	193,94	279,6	64,19	155,34

Abb. 104: Wirkenergieerträge

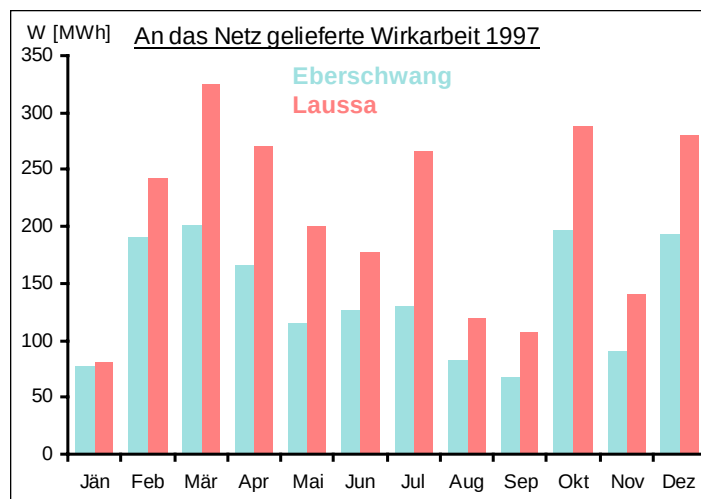


Abb. 105: Energieertrag

Ginge es um einen Vergleich zweier Generatoren, so käme nur ein Bezug auf die installierte Leistung in Frage. Da jedoch zwei Windkraftanlagen mit unterschiedlichen Standorten und unterschiedlichem Regelungssystem einander gegenüberstehen, ist der Bezug auf die Rotorfläche vorzuziehen.

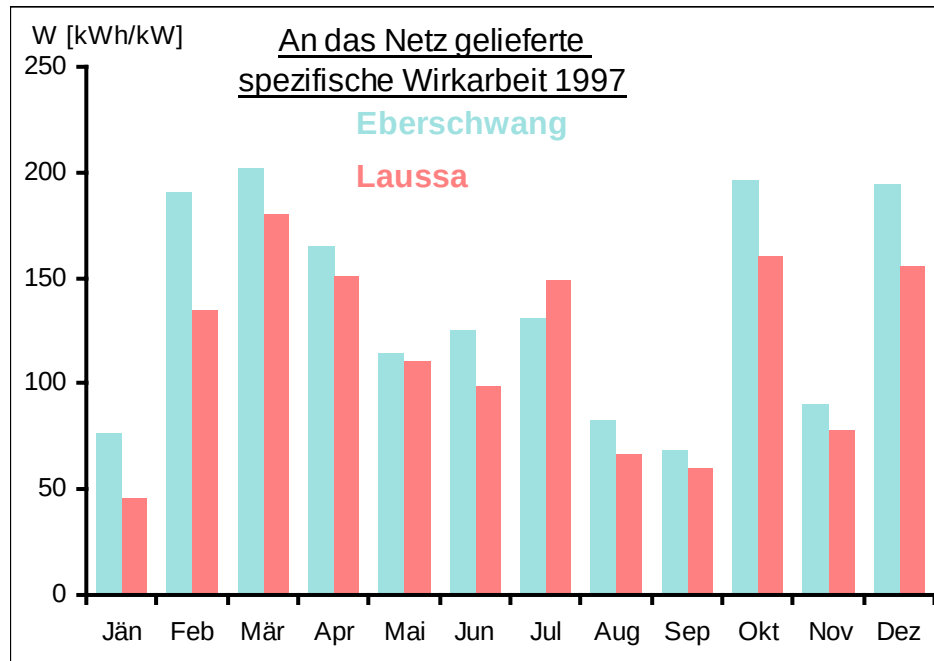


Abb. 106: Spezifischer Energieertrag bezogen auf die installierte Leistung

Auch im Zentralamt für Meteorologie und Geodynamik wird die Meinung vertreten, daß ein Vergleich von, auf Generatorleistungen bezogenen Daten, insofern Probleme schafft, da in eine Windkraftanlage ein beliebig großer Generator eingebaut werden könnte, ohne daß dieser je zur Auslastung käme. Beim Vergleich zweier auf die Rotorfläche bezogener Standorte kann jedoch direkt der "abgeerntete" Wind verglichen werden.

Beim Betrachten der Spezifischen Energieerträge des Jahres 1997 stechen speziell die großen Differenzen im Jänner und Februar ins Auge. Für das schlechtere Abschneiden von Laussa in diesen Monaten kommen zwei Erklärungen in Frage.

Bei starkem Eis- und Schneebesatz des Anemometers, wie er in Laussa öfter vorkommt, werden dessen aerodynamische Eigenschaften dermassen verschlechtert, daß fälschlicherweise eine sehr niedrige Windgeschwindigkeit gemessen wird. Das Steuerprogramm erhält die aktuelle Windgeschwindigkeit jedoch gerade von diesem verschneiten Anemometer.

Der Windmesser ließe sich zwar noch drehen, denn für die Lagerung ist eine Heizung vorgesehen, die das Zueisen und Festfrieren verhindern soll, doch durch Schneebesatz wird das Massenträgheitsmoment so stark erhöht, daß dem Steuercomputer Windstille oder geringe Windgeschwindigkeit vorgegaukelt werden. Das Programm ist so ausgelegt, daß der Generator erst ab einer Windgeschwindigkeit von 3 m/s ans Netz geschaltet wird.

Es wird nun geplant, in der Nähe des Anemometers eine Infrarotlampe zu installieren, um ein Zuschneien zu verhindern.

Weiters herrschte in den Monaten Dezember 1996 bis Februar 1997 eine Inversionswetterlage. Bei Inversionswetterlagen kehrt sich der "normale" Wettereffekt um. Wenn ansonsten in großen Höhen starker Wind weht und in den Tälern geringere Windgeschwindigkeiten herrschen, ist bei solchen Wettererscheinungen der Effekt umgekehrt. In großen Höhen, Laussa liegt auf 900 m Seehöhe, herrscht beinahe Windstille.

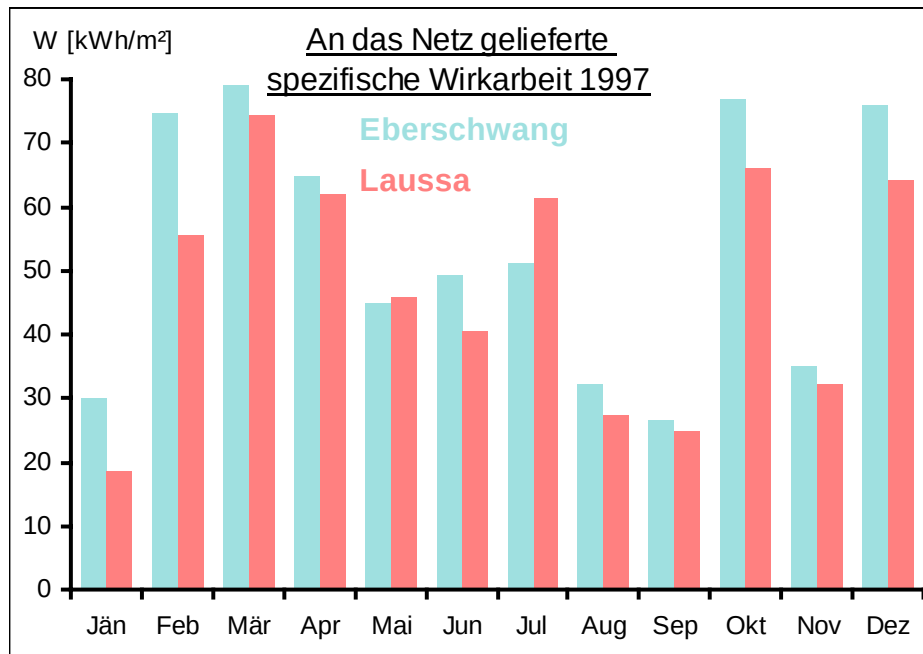


Abb. 107: Spezifischer Energieertrag bezogen auf die Rotorfläche

Um einen besseren Vergleich erzielen zu können, wurde eine Korrelation durchgeführt. Die spezifische Leistungen beider Windkraftanlagen wurden monatsweise einander gegenübergestellt. Zu diesem Zweck war es notwendig, die Daten in einem XY-Diagramm darzustellen. Aus diesem Grund wurden die Werte von Eberschwang der Abszisse und Laussa der Ordinate zugeordnet.

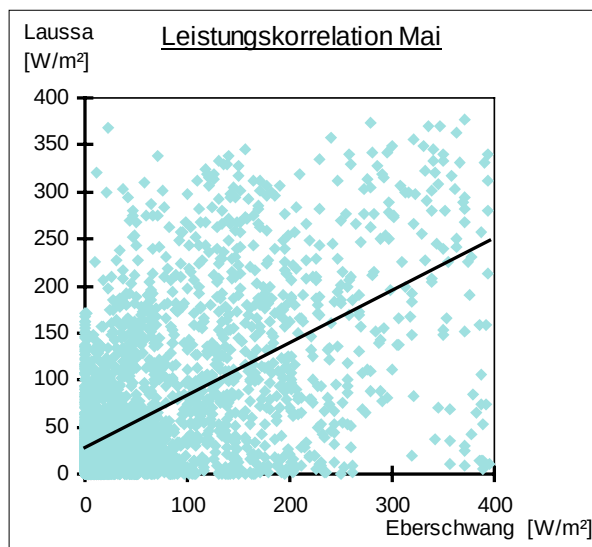


Abb. 108: Trendlinie bei schwachem Ertragunterschied

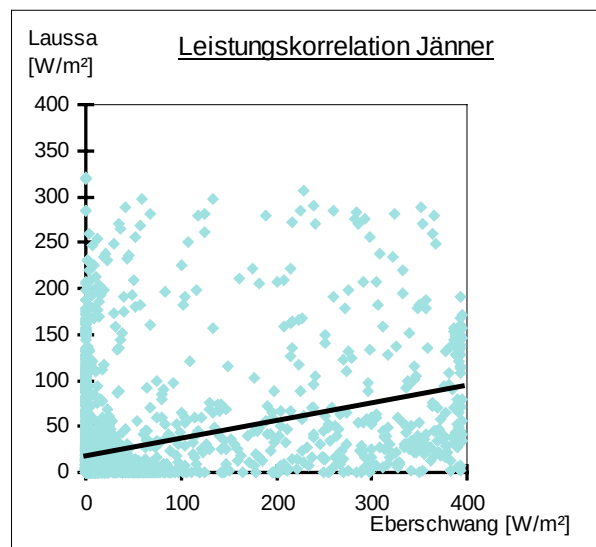


Abb. 109: Trendlinie bei starkem Ertragunterschied

In das Diagramm aufgenommen wurden die Werte eines Monats mit starkem und, zum Vergleich, mit schwachem spezifischem Leistungsunterschied. Da aus der Punkteschar mit freiem Auge kein eindeutiges Ergebnis ablesbar ist, wurde die Einführung einer Trendlinie notwendig. Excel stellt unter anderem eine lineare Trendkurve zur Verfügung. Bei gleich gewähltem Maßstab ist aufgrund der Steigung der Trendlinie ein direkter Vergleich schnell möglich. Bei gleichen Leistungen würde die lineare Trendlinie genau in der 45° Diagonalen liegen. Bei unterschiedlichen Leistungen neigt sich die Linie näher zu der Achse des Kraftwerkes, das die höheren spezifischen Leistungen aufweist.

Es wird nicht nur die vom Kraftwerk an das EVU gelieferte Wirkleistung aufgezeichnet, sondern auch die vom Kraftwerk aufgenommene Wirkleistung, sowie der Blindleistungsaustausch.

Monat	Eberschwang			Laussa		
	WIRK_BEZ	BLIND_LFG	BLIND_BEZ	WIRK_BEZ	BLIND_LFG	BLIND_BEZ
	[kWh]	[kVArh]	[kVArh]	[kWh]	[kVArh]	[kVArh]
Jan	1719	23220	0	1746	7862	26335
Feb	610	64986	0	765	2926	53724
Mär	522	68012	0	851	3892	67645
Apr	456	57232	0	675	2987	61351
Mai	573	54943	0	678	2299	55650
Jun	503	65236	0	832	3045	48945
Jul	577	62995	0	819	4255	120741
Aug	728	43837	0	1182	11371	98714
Sep	669	37663	0	1165	57901	40339
Okt	540	90028	0	825	137286	66549
Nov	899	47218	0	1435	203302	15508
Dez	681	90395	0	861	169250	43093

Abb. 110: Energieaustausch

Die Windkraftanlagen-Betreiber sind nicht nur zur Lieferung von Wirkleistung verpflichtet. Auch der Austausch von Blindenergie ist vertraglich festgelegt.

Auszug aus dem Energieliefervertrag der OKA:

Die angeführten Preisansätze haben zur Voraussetzung, daß im Monatsmittel je gelieferte kWh Wirkarbeit mindestens 0,5 kVArh Blindarbeit mitgeliefert wird; dies entspricht einem Leistungsfaktor von 0,9. Wird diese Bedingung bei Betrieb von Synchronanlagen in einem Monat nicht erfüllt, so sind für die Blindarbeitsminderlieferungen jeweils netto 9,3 g/kVArh in Abzug zu bringen. Bei Asynchrongeneratoren gilt diese Bedingung mit der Installation der von der OKA vorgeschriebenen Kompensationsanlage als erfüllt.

Um Blindleistung liefern zu können, ist das Kraftwerk Laussa mit einer Kondensatorbatterie ausgerüstet. Über das Steuerprogramm der Anlage wird auch die Kompensation geregelt.

Die Anlage Eberschwang ist durch den Wechselrichter in der Lage, die erforderliche Blindleistung zu erzeugen.

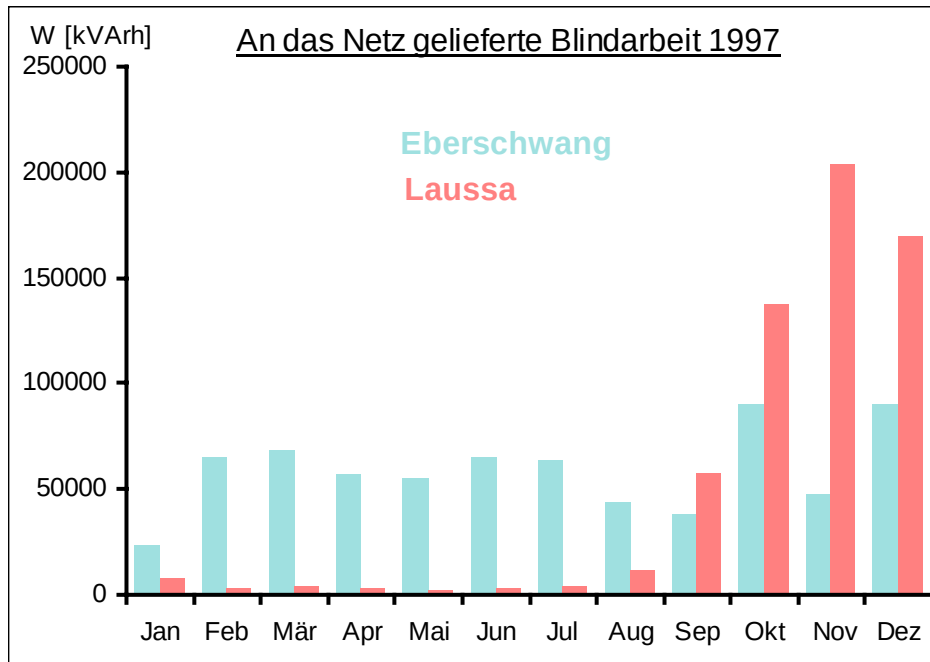


Abb. 111: Blindarbeitslieferung

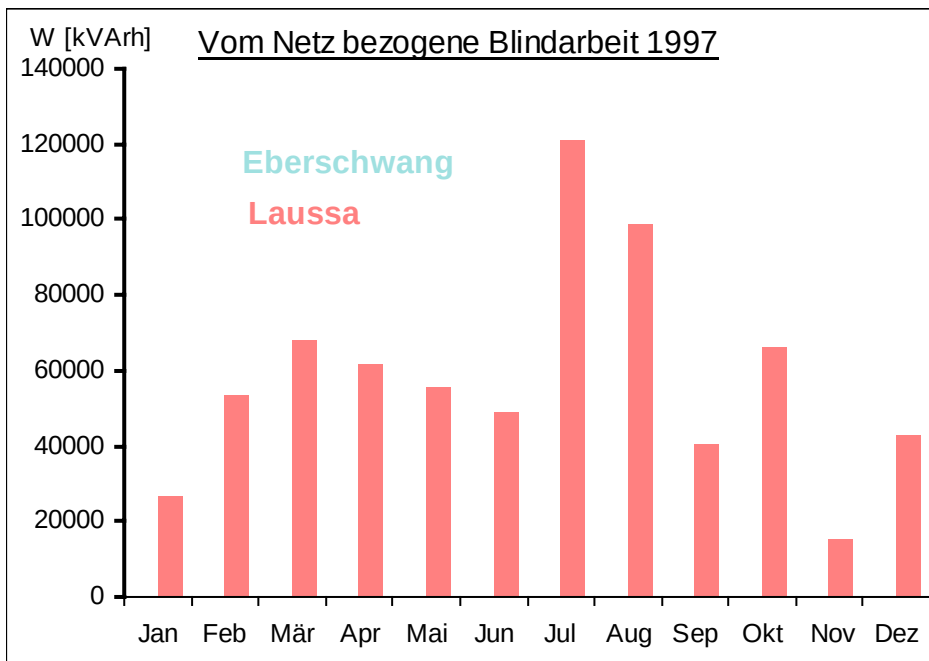


Abb. 112: Blindarbeitsbezug

Laut vertraglicher Vereinbarung dürften die Kraftwerke keine Blindarbeit vom Netz beziehen. Der Bezug von Laussa wird durch ein Softwareproblem hervorgerufen. In Eberschwang ist die Anlage computergesteuert so eingestellt, daß kein Blindarbeitsbezug vorliegt.

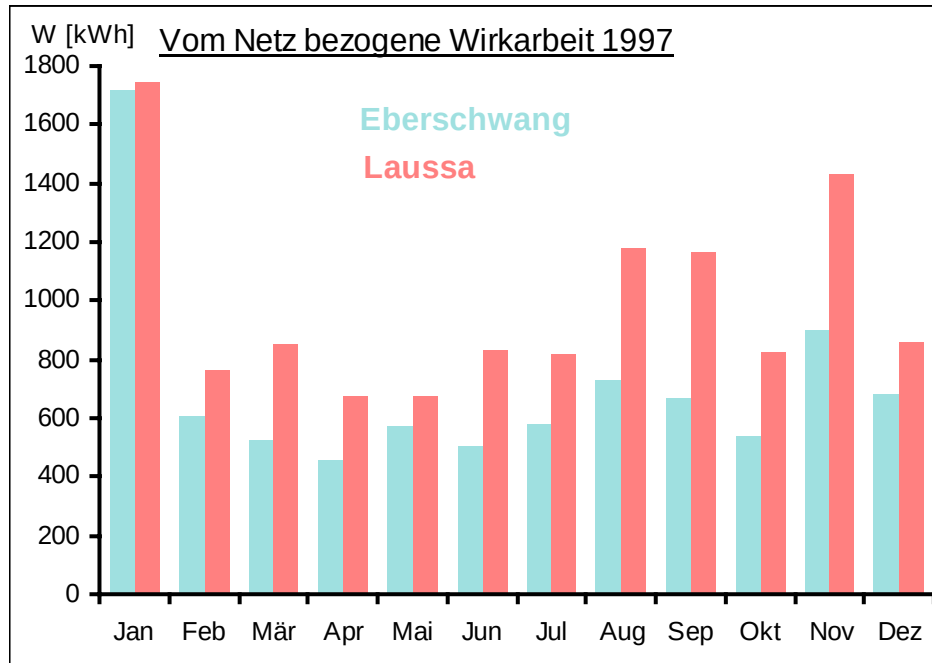


Abb. 113: Bezogene Wirkarbeit

Die von beiden Windkraftanlagen bezogene Wirkarbeit ist auf Verbraucher, wie zum Beispiel Hilfsaggregate, Licht, Steuerung und speziell Heizung zurückzuführen. Gerade in den Wintermonaten ist eine Beheizung des Anemometers, notwendig um ein Festfrieren zu verhindern. Andernfalls würde das Windmeßgerät stecken bleiben, und die Anlage würde sich aufgrund eines vermeintlichen Windmangels abschalten. In den Sommermonaten ist ebenfalls eine Beheizung erforderlich, um die Bildung von Kondenswasser zu verhindern.

Abb. 114: Windkraftanlage Laussa

5.3.4 Zeitlicher Verlauf

Bei der Windkraftanlage Eberschwang standen Minutenmeßwerte zur Verfügung. Aus diesem Grund ist eine relativ detaillierte Darstellung der Vorgänge möglich. Es wird "erschreckend" deutlich, welch starken Schwankungen das Winddargebot unterworfen ist. Bei Betrachtung der üblichen Mittelwertdarstellungen im Windatlas muß man sich also immer vor Augen halten, welche starke Böigkeit des Windes auf das Windrad einwirkt.

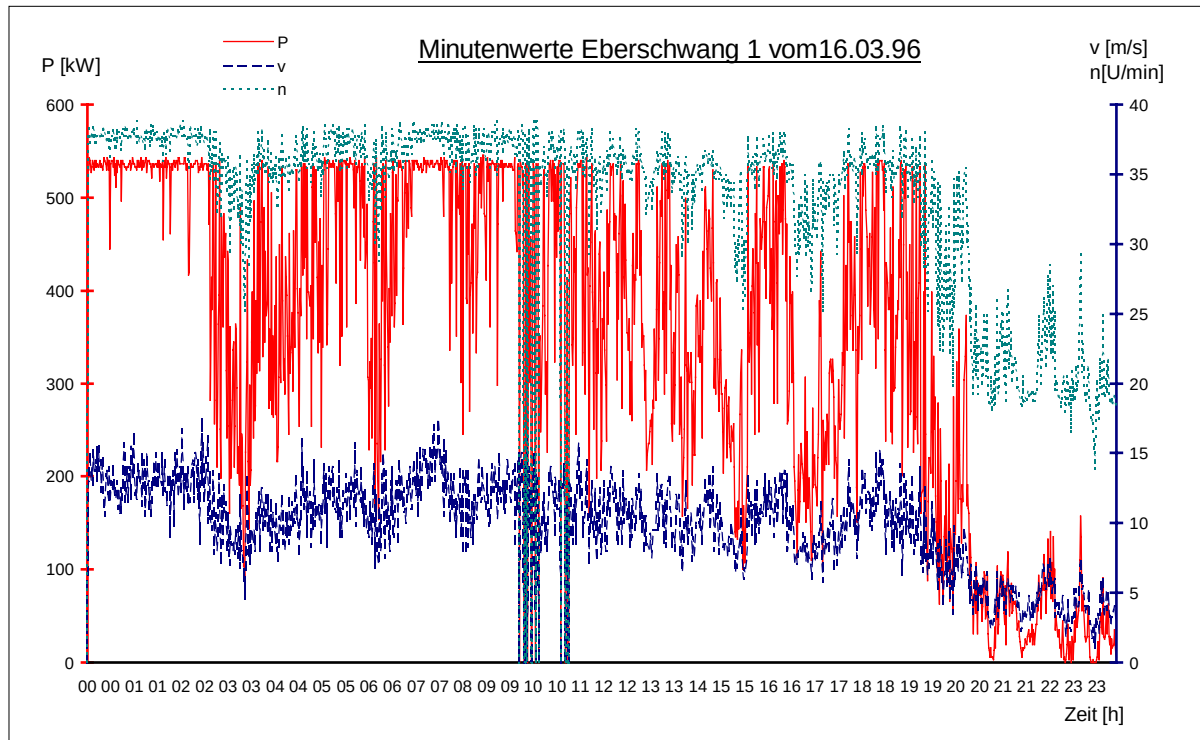


Abb. 115: Minutenmeßwerte Eberschwang

5.3.4.1 Ermittlung des Tagesganges

Bei Ermittlung des Tagesganges wurde ein von ZAMG empfohlenes Verfahren angewendet, das auch beim WASP zur Anwendung kommt.

Es wird dabei der monatsmittlere Tagesgang ermittelt. Zu diesem Zweck werden die Minutenwerte eines jeden Tages zu Stundenmittelwerten zusammengefaßt. Da Eberschwang über zwei Anlagen, Adam und Eva, verfügt, wird anschließend der Mittelwert beider Anlagen ermittelt, beziehungsweise die Summe der Leistungen gebildet. Schließlich wird zu jeder Stunde der Monatmittelwert aller Daten über alle Tage des auszuwertenden Monats zum jeweils gleichen Zeitpunkt gebildet.

Darin bestand jedoch das Hauptproblem. Die Meßwerte der Anlage werden mittels PC aufgezeichnet. Wenn man diese Daten jedoch herunterladen möchte oder andere Systempflegemaßnahmen durchführt, ist es notwendig, das Datenaufzeichnungsprogramm zu unterbrechen. Aus diesem Grund sind die Aufzeichnungen unvollständig. An einigen Tagen fehlen Werte im Umfang von einigen Minuten bis zu einer Stunde. Diese Tatsache an sich ist für die Auswertung nicht weiter störend. Für die fehlenden Werte wird interpoliert, was aufgrund anschließender Mittelwertbildung auch nicht ins Gewicht fällt.

Das Hauptproblem lag jedoch darin, die fehlenden Daten aufzuspüren und die Dateien entsprechend zu erweitern, um eine Auswertung mittels Excel zu ermöglichen. Diese Suche wurde mit einem Visual Basic Makro durchgeführt.

Das Makro wird von einer Zieldatei ausgerufen, in die alle berechneten Werte kopiert werden. Da eine Mittelwertbildung über alle Tage des Monats zum jeweils gleichen Zeitpunkt erforderlich ist, war es notwendig, in die vorhandenen Tabellen bei Fehlwerten Leerzeilen einzufügen.

Die Dateien liegen im dBase-Format DBF vor und beinhalten die Minutenwerte von Anlagen 1 und 2 eines ganzen Tages. Sie werden pro Monat in ein Verzeichnis zusammengefaßt. Nach Start des Makros wird man nach dem Verzeichnis des zu bearbeitenden Monats gefragt. Der Pfad für Jänner 1997 ist bereits vorgegeben und braucht nur mehr entsprechend abgeändert werden.

Anschließend öffnet das Programm innerhalb einer Schleife bei jedem Durchgang eine Tagesdatei und löscht als erstes die Kopfzeile mit den Überschriften. Anschließend wird die Datei nach der Anlagennummer sortiert, um Anlage 1 und 2 zu trennen.

Um einen Vergleich der aufeinanderfolgenden Zeitwerte zu ermöglichen, werden aus Stunden und Minuten die laufenden Minutenwerte errechnet und anschließend auf Kontinuität überprüft. Falls die Differenz aufeinanderfolgender Werte größer als eine Minute ist, wird das Einfügen einer Zeile mit entsprechenden Zeitwerten erforderlich. Die Meßwertfelder bleiben natürlich leer.

Es kam auch vor, daß Zeitwerte doppelt vorhanden waren. In diesem Fall werden diese gelöscht und der Mittelwertzähler mwz um 1 reduziert.

In der Schleife wird überprüft, ob der Mittelwertzähler mwz=60 ist (entspricht einer Stunde für den Stundenmittelwert). Nun werden die Mittelwerte der letzten 60 Minuten gebildet und in die Sammeldatei übertragen. Anschließend wird der Mittelwertzähler wieder auf Null rückgesetzt.

Vor dem Verlassen der inneren Schleife werden noch die Zeilennummer und der Mittelwertzähler um 1 inkrementiert.

Vor Ende der äußeren Schleife ist noch eine Inkrementierung der Dateinummer erforderlich, da ein ganzes Monat automatisch abgearbeitet werden soll. Weiters wird die Spaltenzahl für die Zieldatei um 3 erhöht, um ein überschreiben der Vortagesdaten zu verhindern.

Nach Ausarbeitung aller Monate durch den Rechner werden die Monate händisch in eine vorgefertigte Maske übertragen und die Diagramme erstellt.

Visual Basic Makro

' Windwert Makro

Sub Windwert()

Setze Ges = AktivesBlatt

Verzeichnis = Anwendung.Eingabefeld("Verzeichnis:"; _
"Eingabe des Verzeichnisses"; "D:\Archiv\DIPL\WIND\Eberschw\97_01")

Reihe = 0

n = 1

Solange n < 32

```

nam = Verzeichnis + "MIN" + Anwendung.Text(n; "0") + ".dbf"
ArbeitsmappeListe.Öffnen Dateiname:=nam
FensterListe("MIN" + n + ".DBF").Aktivieren
Setze Min = AktivesBlatt

ZeileListe(1).Löschen Verschieben:=xlNachOben
'Kopfzeile löschen
'Sortieren nach Anlagen-Nummer

SpalteListe("A:H").Sortieren Schlüssel1:=Bereich("A2"); Reihenfolge1:=xlAufsteigend
SpalteListe(2).Einsetzen Verschieben:=xlNachRechts
ZeileListe(1).Einsetzen Verschieben:=xlNachUnten
ZelleListe(1; 2) = 0
znr = 2
mwz = 1
'Sortierung der Zeilennummer
'Initialisierung des Mittelwertzähler
'Sortierung der Minuten
Solange ZelleListe(znr; 1) <> ""
    ZelleListe(znr; 2) = 60 * ZelleListe(znr; 3) + ZelleListe(znr; 4)
    'Umrechnung auf Minuten

    Prüfe Fall ZelleListe(znr; 2) - ZelleListe(znr - 1; 2)
        Fall Ist > 1
            ZeileListe(znr).Einsetzen Verschieben:=xlNachUnten
            ZelleListe(znr; 1) = ZelleListe(znr - 1; 1)
            ZelleListe(znr; 2) = ZelleListe(znr - 1; 2) + 1
            ZelleListe(znr; 3) = "=ABRUNDEN(ZS(-1)/60;0)"
            ZelleListe(znr; 4) = "=(ZS(-2)/60-ZS(-1))*60"
            'Zeitkontinuitätsüberprüfung
            'Fehlende Werte einfügen
            'Einfügen: Anlagennummer
            'Einfügen: um 1 erhöhte Zeit
            'Einfügen: Stunden
            'Einfügen: Minuten

        Fall Ist < 1 'Doppelwert 1
            Wenn ZelleListe(znr; 2) <> 0 Und ZelleListe(znr; 2) - ZelleListe(znr - 1; 2) < 1
                Dann
                    ZeileListe(znr).Löschen Verschieben:=xlNachOben:
                    znr = znr - 1:
                    mwz = mwz - 1
                    'Doppelte Werte löschen
                    'Umrechnung 0Uhr auf 24Uhr
                    'Doppelte Werte löschen
                    'Zeilennummerkorrektur
                    'Mittelwertzählerkorrektur

                Ende Wenn
            Ende Prüfe

        Prüfe Fall mwz
            Fall 60
            Mit Anwendung
                Setze mwb = Bereich("E" + .Text(znr - 59; 0) + ":E" + .Text(znr; 0))
                Ges.ZelleListe((znr - 1) / 60; Reihe + 1) = .Mittelwert(mwb.ZelleListe)
                Setze mwb = Bereich("F" + .Text(znr - 59; 0) + ":F" + .Text(znr; 0))
                Ges.ZelleListe((znr - 1) / 60; Reihe + 2) = .Mittelwert(mwb.ZelleListe)
                Setze mwb = Bereich("G" + .Text(znr - 59; 0) + ":G" + .Text(znr; 0))
                Ges.ZelleListe((znr - 1) / 60; Reihe + 3) = .Mittelwert(mwb.ZelleListe)
                'Übertragung: Mittelwerte
                'Bereichsfestlegung
                'Übertragung: P
                'Bereichsfestlegung
                'Übertragung: v
                'Bereichsfestlegung
                'Übertragung: n

            Ende Mit
            mwz = 0
            'Mittelwertzähler rücksetzen
            'Mittelwert
        Ende Prüfe
        znr = znr + 1
        mwz = mwz + 1
        'Inkrementierung der Zeilennummer
        'Inkrementierung des Mittelwertzähler
    EndeSolange
    n = n + 1
    Reihe = Reihe + 3
    'Inkrementierung der Dateinummer
    'Inkrementierung der Tagesspalte
EndeSolange
Ende Sub

```

Im Juli 1997 wurde von der Firma Enercon in Eberschwang eine neue Software installiert. Ab diesem Zeitpunkt standen keine Minutenwerte mehr zur Verfügung sondern nur mehr Viertelstundenmittelwerte in einem Format, das nur von Enercon-Software gelesen werden kann.

Ein von Enercon zur Verfügung gestelltes Konvertierungsprogramm führte nicht zum gewünschten Erfolg. Aus diesem Grund wurden die Daten zuerst in eine Textdatei gedruckt. Anschließend mußte man in einem Texteditor störende Steuerzeichen entfernen und Punkte durch Kommas ersetzen. Diese korrigierte Textdatei konnte dann in Excel importiert und weiterverarbeitet werden.

Weiters wurde eine Abänderung des Auswertungsmakros erforderlich. Die Fehlwertüberprüfung wurde auf fünfzehn Minuten erhöht und der Mittelwert nur mehr alle vier Werte gebildet.

Die Diagramme weisen starke Unregelmäßigkeiten auf, da sie erst den Durchschnitt eines Jahres repräsentieren. Die gewohnten Darstellungen aus dem Windatlas jedoch sind über mehrere Jahre gemittelt. Aus diesem Grund ist zur Zeit auch noch keine Analyse möglich, ob zu gewissen Jahreszeiten Tages- oder Nachtspitzen vorhanden sind.

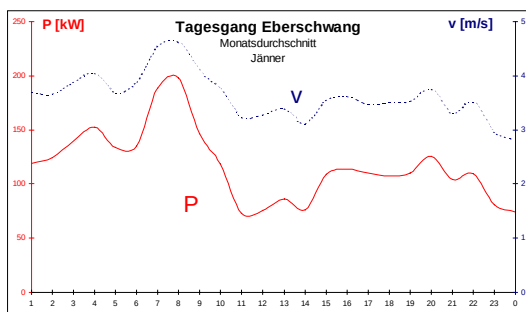


Abb. 117: Eberschwang Jänner

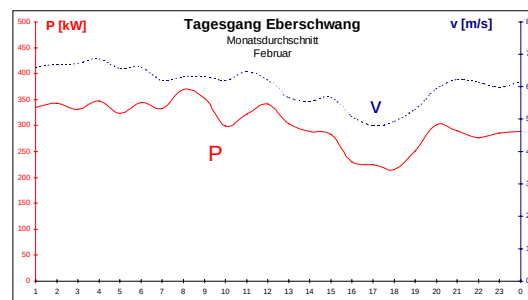


Abb. 116: Eberschwang Februar

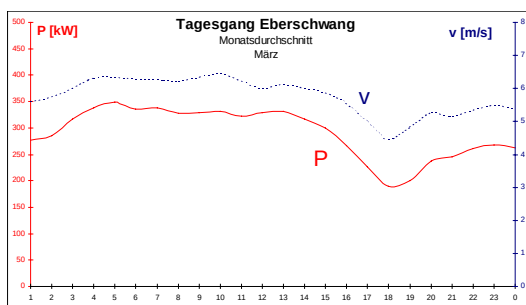


Abb. 119: Eberschwang März

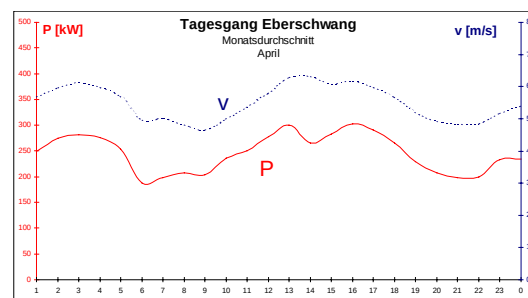


Abb. 118: Eberschwang April

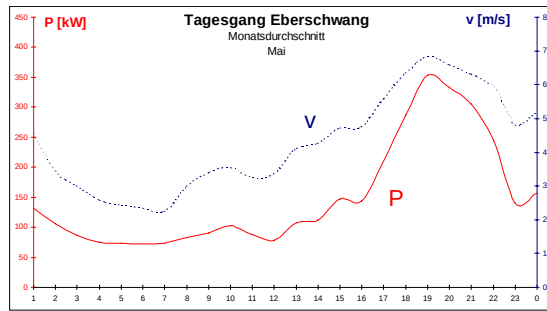


Abb. 121: Eberschwang Mai

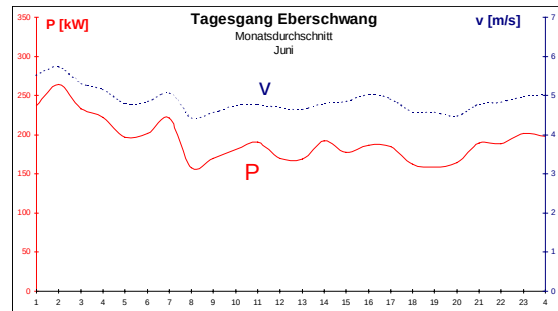


Abb. 120: Eberschwang Juni

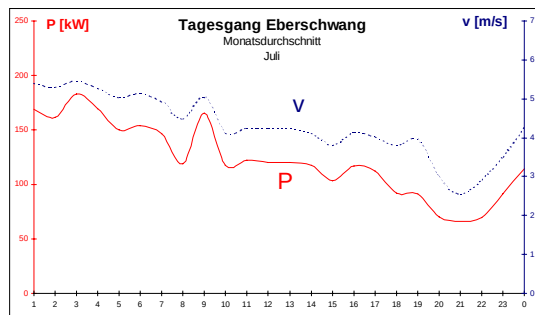


Abb. 123: Eberschwang Juli

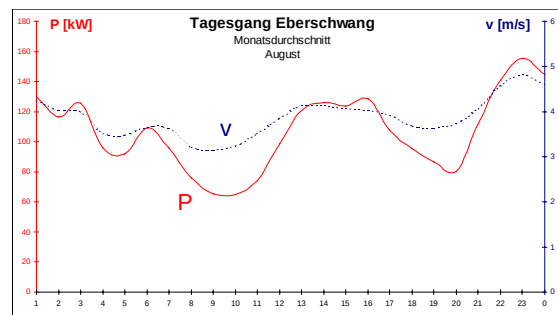


Abb. 122: Eberschwang August

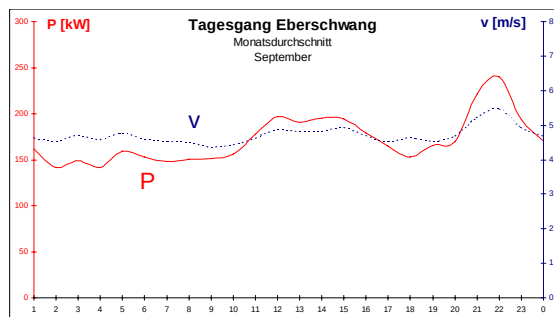


Abb. 125: Eberschwang September

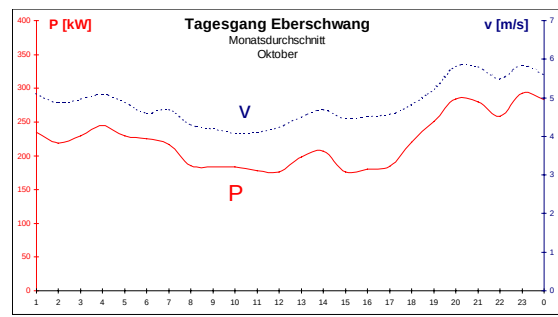


Abb. 124: Eberschwang Oktober

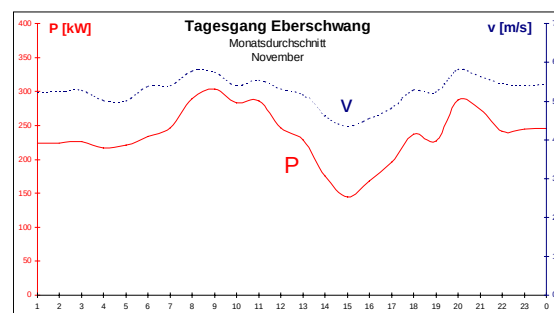


Abb. 126: Eberschwang November

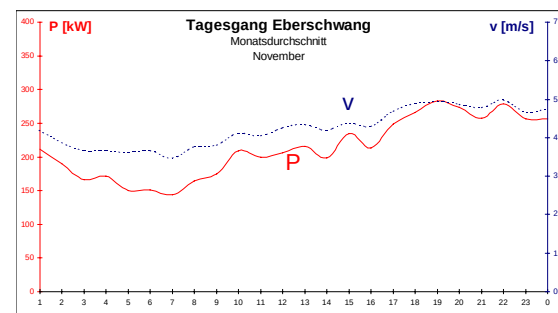


Abb. 127: Eberschwang Dezember

5.3.4.2 Ermittlung des Jahresganges

Zur Darstellung des Jahresganges werden Monatsmittelwerte herangezogen. Die schon für den mittleren Tagesgang ermittelten Stundenmittelwerte der Windgeschwindigkeit und Leistung werden ein weiteres Mal gemittelt.

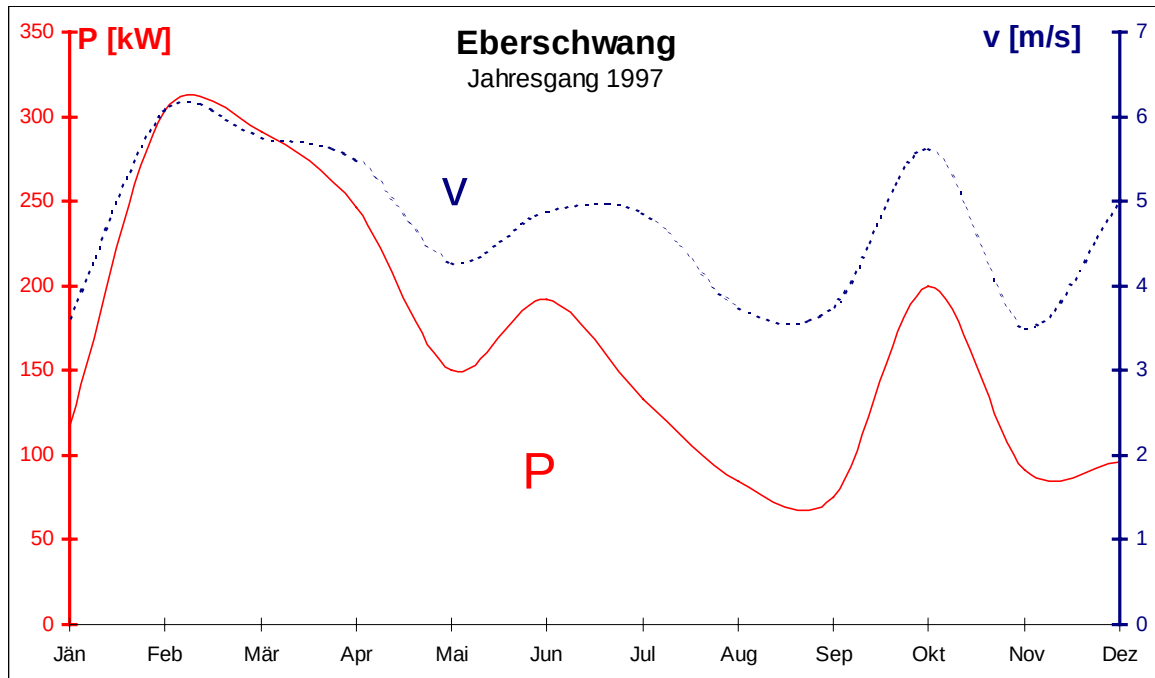


Abb. 128: Jahresgang Eberschwang 1997

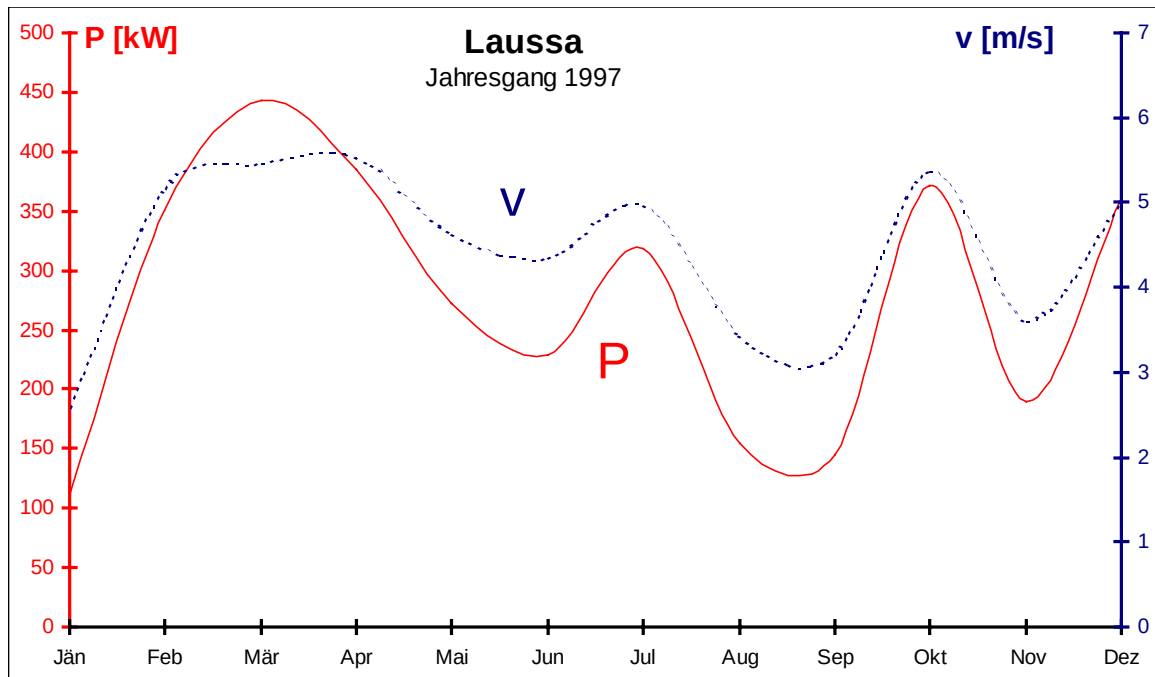


Abb. 129: Jahresgang Laussa 1997

5.3.4.3 Tageszeitliche Ertragsunterschiede

Ein wesentlicher Punkt für Windkraftanlagenbetreiber ist der Einspeisetarif. Da bekanntlich zwischen Tages- und Nachttarif unterschieden wird, ist die tageszeitliche Verteilung der Erträge von Interesse. Der Hochtarif wird von 6.00-22.00 Uhr bezahlt, Nachttarif gilt von 22.00-6.00 Uhr. Weiters gilt der Niedertarif auch an Wochenenden ab Samstag 13.00 Uhr. Auf den Wochenendtarif wird an dieser Stelle nicht eingegangen, da das Interesse primär den tageszeitlichen Unterschieden gilt. Die folgenden Diagramme stellen somit nicht eine Verteilung von Hoch- und Niedertarif dar sondern das Tag / Nacht-Verhältnis. Weiters ist zu beachten, daß der Hochtarif über eine Zeitdauer von 16 Stunden gilt, der Niedertarif aber nur 8 Stunden.

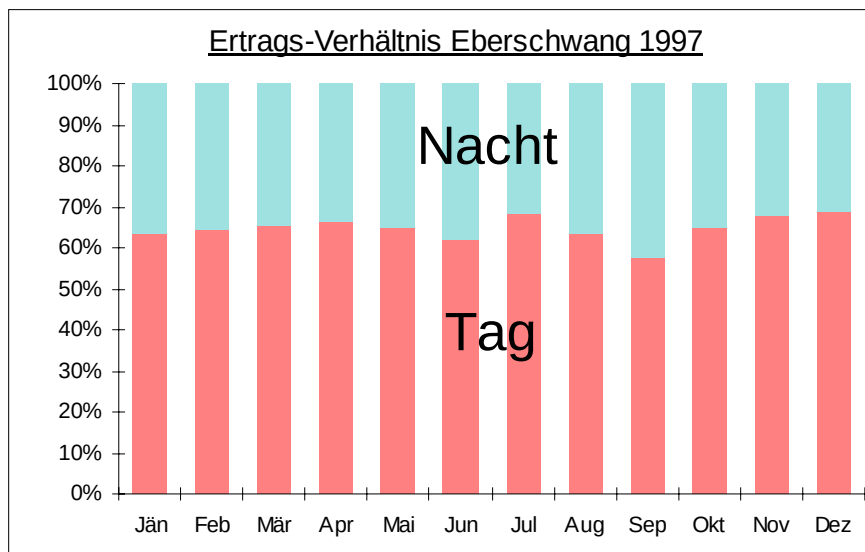


Abb. 131: Tageszeitliche Ertragsverteilung Eberschwang 1997

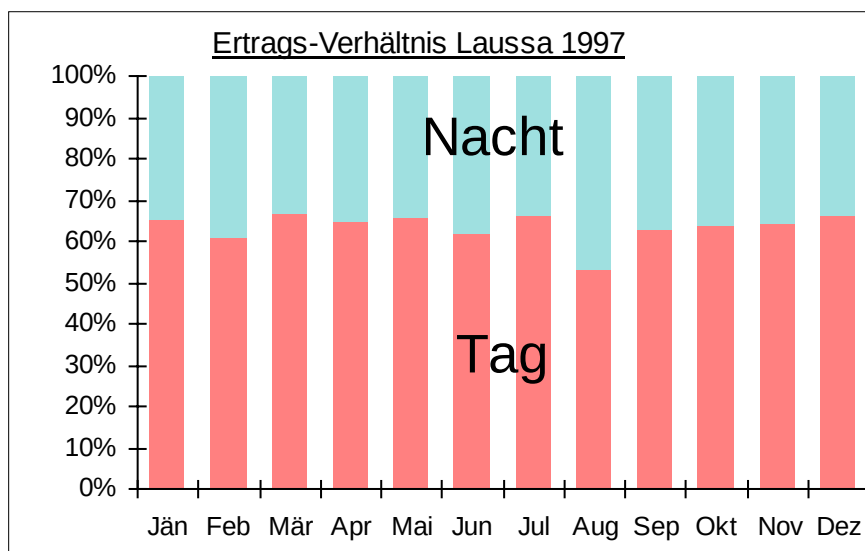


Abb. 130: Tageszeitliche Ertragsverteilung Laussa 1997

Die zeitliche Verteilung des Hoch- und Niedertarifes beträgt 1/3 zu 2/3. Mit 35% Nachtertrag in Eberschwang und 36% in Laussa ist somit ersichtlich, daß der Ertrag in Nachtstunden leicht überwiegt. Diese Erkenntnis könnte durch Studium der durchschnittlichen Tagesgänge zumindest zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht gewonnen werden.

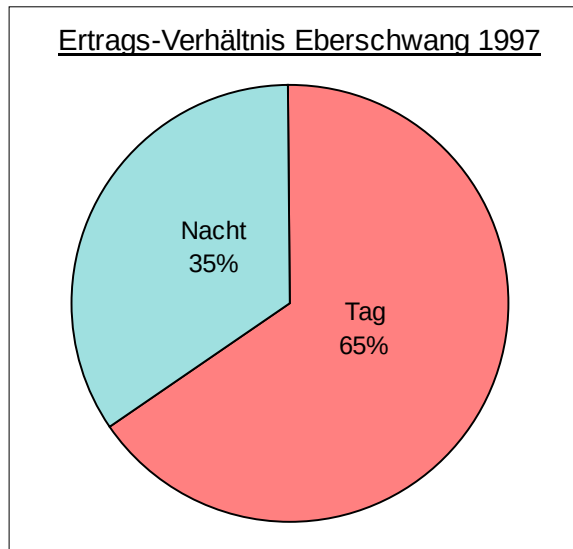


Abb. 133 Ertragsaufteilung Eberschwang 1997

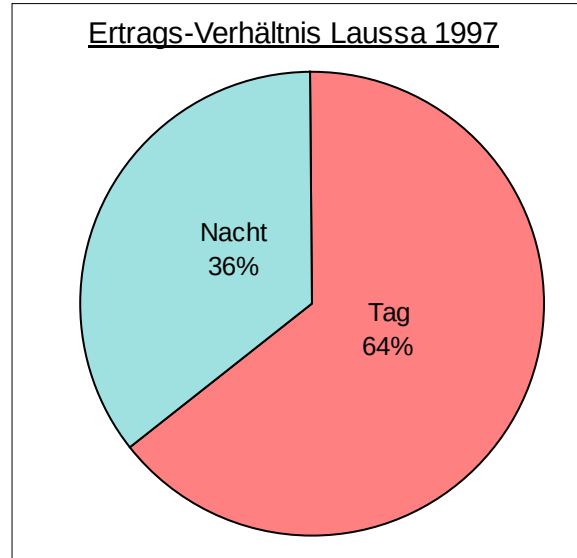


Abb. 132 Ertragsaufteilung Laussa 1997

Bei weiterer Berücksichtigung des an Wochenenden geltenden Niedertarifes wird der besser vergütete Tagesertrag weitergeschmälert.

5.3.4.4 Jahreszeitliche Ertragsunterschiede

Tarifmäßige wird von Seiten des EVU auch zwischen Winter und Sommer unterschieden. Die Winterjahreshälfte dauert definitionsgemäß von 1. Oktober bis 31. März, die Sommerhälfte von 1. April bis 30. September. Diese Verteilung wirkt sich auf die Anlagenbetreiber wesentlich ungünstiger aus als die Tag Nachtverteilung.

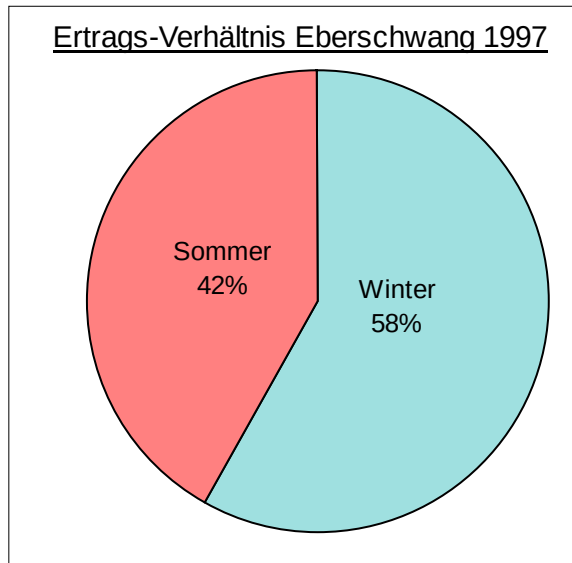


Abb. 134: Ertragsaufteilung Eberschwang 1997

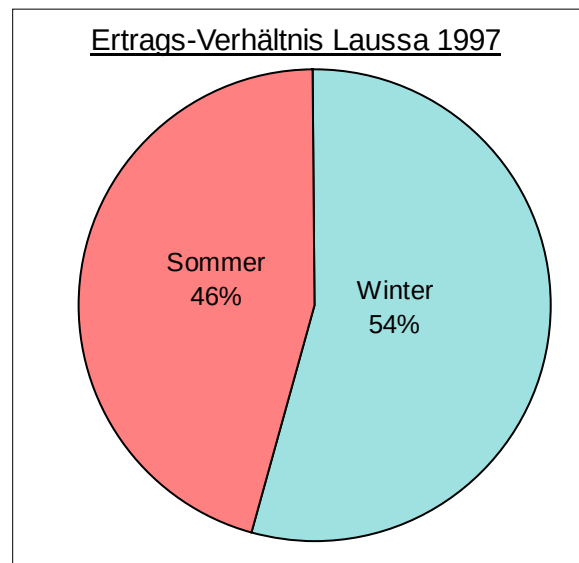


Abb. 135: Ertragsaufteilung Laussa 1997

5.3.4.5 P-v Diagramm

Das Leistungs-Windgeschwindigkeitsdiagramm ist eine Kurve dritter Ordnung, die ab einer gewissen Geschwindigkeit abgeregelt werden muß, um den Generator nicht zu überlasten. Dies wird aus den physikalischen Abhängigkeiten in Kapitel 1 und der Technik in Kapitel 2 ersichtlich. Beim Auftragen der Minutenmeßwerte eines durchschnittlichen Windtages, wird jedoch ersichtlich, daß die Kurve in Wirklichkeit einer starken Streuung unterliegt.

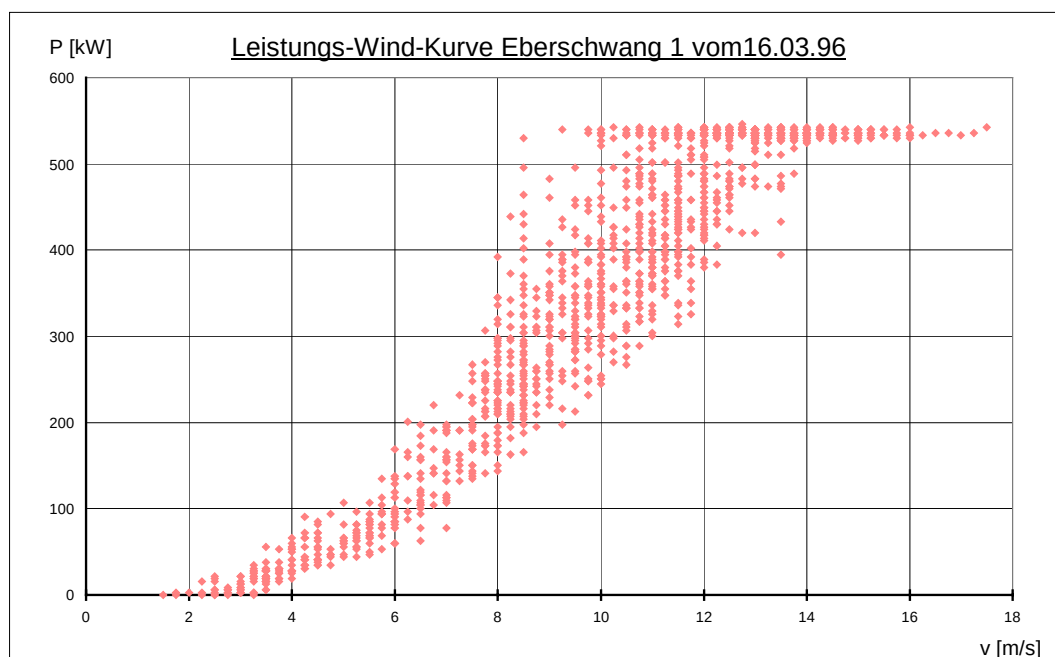


Abb. 136: Leistungs-Windgeschwindigkeits-Diagramm

Beim Drehzahl-Leistungsdiagramm ist dies jedoch nicht der Fall.

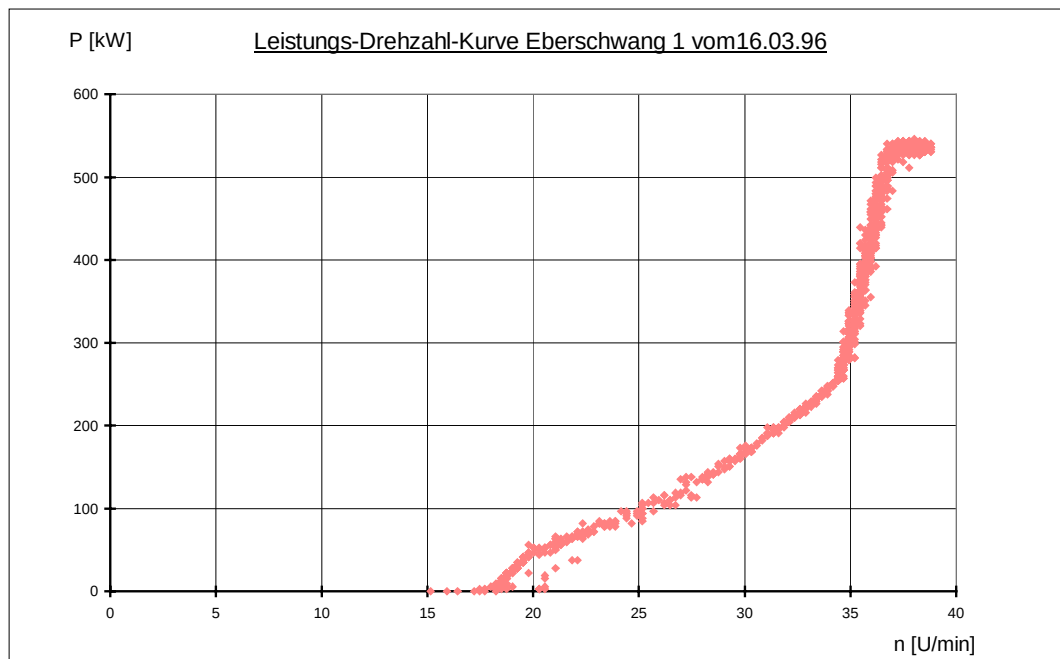


Abb. 137: Leistungs-Drehzahl-Diagramm

Eine Möglichkeit für diese Streuung könnte in Temperaturschwankungen während des Tages zu finden sein (vgl. Gleichung 2.4). Die Luftdichte ρ ist vom Luftdruck und der Temperatur abhängig und kann sich somit innerhalb eines Tages verändern.

Der Europäische Windatlas bietet eine Tabelle mit der Abhängigkeit der Luftdichte von Temperatur und Höhe. Es handelt sich dabei um eine Tabelle der Luftdichte ρ [kg/m^3] als Funktion der Höhe z [m] und der mittleren Temperatur (-25 bis 40°C) auf der selben Höhe z . Es wird ein Fehler von 6,5 K/km und ein Druck von 1013,25 mbar auf Seehöhe vorausgesetzt.

Wird nun davon ausgegangen, daß an einem durchschnittlichen Tag die Temperatur um nicht mehr als 20°C schwankt, so kann man sich für zwei frei gewählte Temperaturwerte die Leistung ausrechnen.

Eberschwang liegt auf einer Seehöhe von 600m. Ausgehend von einer Temperaturschwankung von 0°C auf 20°C können bei der gleichen Windgeschwindigkeit 10m/s und der Rotorfläche 1275m² zwei Leistungswerte berechnet werden.

$$P(20^\circ\text{C}, 10\text{m/s}) = 757,988 \text{ kW}$$

$$P(0^\circ\text{C}, 10\text{m/s}) = 813,450 \text{ kW}$$

Die maximale Streuung würde also nur 7% bezogen auf den höheren Wert betragen. Aus Abb. 131 ist jedoch ersichtlich, daß die Werte bei 10m/s um 50% abweichen. Der Einfluß der Luftdichte ist also für diese großen Schwankungen zu gering und, wenn überhaupt, nur minimal ausschlaggebend.

Weiters ist auffallend, daß bei 10 Minutenmittelwerten diese Streuungen nicht mehr auftreten. Da die Temperatur sicher nicht innerhalb von zehn Minuten schwankt, würde dieser Fehler sicher nicht durch eine Mittelwertbildung eliminiert werden. Er scheidet somit als mögliche Ursache aus.

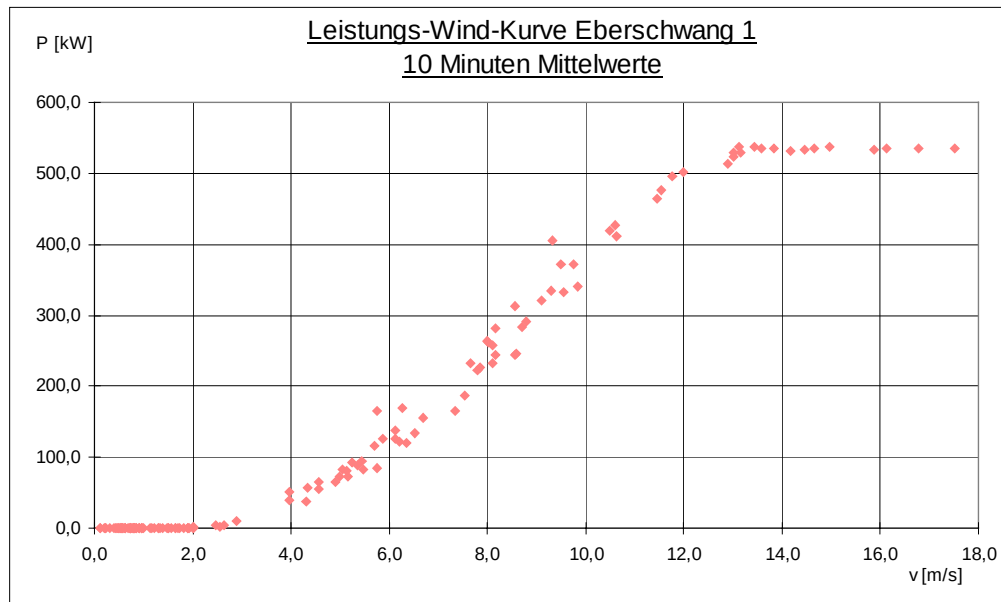


Abb. 138: Leistungs-Windgeschwindigkeits-Diagramm

z	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40
0	1,316	1,292	1,269	1,247	1,225	1,204	1,184	1,164	1,145	1,127
100	1,300	1,276	1,254	1,232	1,211	1,190	1,170	1,151	1,133	1,115
200	1,283	1,260	1,238	1,217	1,196	1,176	1,157	1,138	1,120	1,103
300	1,267	1,245	1,223	1,202	1,182	1,163	1,144	1,126	1,108	1,091
400	1,251	1,230	1,208	1,188	1,169	1,150	1,131	1,113	1,096	1,079
z	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30	35
500	1,258	1,236	1,214	1,194	1,174	1,155	1,136	1,118	1,101	1,084
600	1,242	1,220	1,199	1,179	1,160	1,141	1,123	1,106	1,089	1,072
700	1,226	1,205	1,185	1,165	1,146	1,128	1,110	1,093	1,077	1,061
800	1,210	1,190	1,170	1,151	1,133	1,115	1,098	1,081	1,065	1,049
900	1,195	1,175	1,156	1,138	1,120	1,102	1,085	1,069	1,053	1,038
z	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30
1000	1,200	1,180	1,161	1,142	1,124	1,106	1,089	1,073	1,057	1,042
1100	1,184	1,165	1,146	1,128	1,111	1,094	1,077	1,061	1,045	1,030
1200	1,169	1,151	1,132	1,115	1,097	1,081	1,065	1,049	1,034	1,019
1300	1,154	1,136	1,118	1,101	1,084	1,068	1,052	1,037	1,022	1,008
1400	1,140	1,122	1,105	1,088	1,072	1,056	1,040	1,025	1,011	0,997
z	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25
1500	1,143	1,125	1,108	1,091	1,075	1,059	1,043	1,028	1,014	1,000
1600	1,128	1,111	1,094	1,078	1,062	1,046	1,031	1,017	1,003	0,989
1700	1,114	1,097	1,081	1,065	1,049	1,034	1,019	1,005	0,991	0,978
1800	1,100	1,083	1,067	1,052	1,037	1,022	1,008	0,994	0,980	0,967
1900	1,086	1,070	1,054	1,039	1,024	1,010	0,996	0,983	0,969	0,957
z	-25	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20
2000	1,088	1,072	1,056	1,041	1,026	1,012	0,998	0,985	0,971	0,959
2100	1,074	1,058	1,043	1,028	1,014	1,000	0,987	0,973	0,961	0,948
2200	1,060	1,045	1,030	1,016	1,002	0,988	0,975	0,962	0,950	0,938
2300	1,046	1,031	1,017	1,003	0,990	0,977	0,964	0,951	0,939	0,927
2400	1,033	1,018	1,005	0,991	0,978	0,965	0,953	0,941	0,929	0,917

Abb. 139: Luftdichte als Funktion von Temperatur und Höhe [48, S.637]

Eine andere Möglichkeit ist jedoch, daß der Meßcomputer die Werte der Abszisse, also die Windgeschwindigkeit vom Anemometer erhält, die Ordinatengröße, Leistung, wird aber vom Generator abgenommen.

Das Anemometer ist sehr klein und weist somit ein sehr geringes Trägheitsmoment gegenüber der Einheit Rotor, Generator auf. Die Meßwerte werden einmal pro Minute aufgenommen. Ein Anemometer bremst innerhalb weniger Sekunden von einigen Metern pro Sekunde bis zum Stillstand ab. Der große Rotor kann einer Windänderung innerhalb einer Minute aber nicht folgen. Somit entsteht zu jedem Meßpunkt eine Punkteschar, die aber keinen Meßfehler darstellt, sondern die Streuung aufgrund von Trägheit repräsentiert. Dies ist auch dadurch ersichtlich, daß die Leistungs-Drehzahl Kennlinie und die Leistungs-Wind-Kurve mit 10 Minutenmittelwerten keine Streuungen aufweisen.

Abb. 140: Windkraftanlage Eberschwang [53]

6 Wirtschaftlichkeit von Windkraftanlagen

Die Wirtschaftlichkeit einer Windkraftanlage hängt wesentlich von den betreiberspezifischen Rahmenbedingungen ab. Vor allem die Kalkulationsbasis zwischen EVU mit eigener Stromerzeugung und EVU ohne eigene Stromerzeugung sowie Privatpersonen und Betreibergemeinschaften ist ein wesentliches Unterscheidungsmerkmal.

Im Rahmen des deutschen 250 MW-Programmes wurden vom ISET-Institut unter der Leitung von Prof. Dr.-Ing Jürgen Schmid die wirtschaftlichen Aspekte von Windkraftanlagen analysiert. Das Ergebnis repräsentiert die deutschen Verhältnisse, aus Mangel an einer österreichischen Untersuchung, muß jedoch darauf zurückgegriffen werden. Mit einem vereinfachten Ansatz werden nachfolgend die Stromgestehungskosten in DM pro erzeugter Kilowattstunde für die Investorengruppe der Privatpersonen und Betreibergesellschaften ermittelt.

Hierbei kommen die folgenden Kostenarten zum Ansatz:

- Investitionskosten: Windenergieanlagen-Kosten, Nebenkosten für Grundstück, Fundament, Netzanbindung, Planung, Genehmigung usw.
- Betriebskosten: Wartung, Instandsetzung, Versicherungen, Überwachung, Leitung
- Kapitalkosten: Zins und Tilgung der Kreditaufnahme

In Deutschland stehen zur Errichtung von Windenergieanlagen größtenteils zinsgünstige Darlehen für Umweltschutzmaßnahmen zur Verfügung, die zur Finanzierung herangezogen werden. Das Bundesministerium für Wirtschaft gewährt zur Finanzierung umweltrelevanter Maßnahmen z. B. Windenergieanlagen über die Deutsche Ausgleichsbank langfristige, zinsvergünstigte Darlehen, die etwa 1 Prozent-Punkt unter dem üblichen Marktzins liegen. Die Auszahlungshöhe der Darlehen ist abhängig vom prozentualen Darlehensanteil an der Gesamtinvestition und kann bis zu 100 Prozent betragen. Die ersten beiden Jahre sind tilgungsfrei, der Zins ist für die gesamte Dauer des Darlehens fest. Die Laufzeit des Kredites beträgt im allgemeinen zehn Jahre.

Die definierte Laufzeit der Anlagenfinanzierung über Bankdarlehen (hier zehn Jahre) hat dabei wesentlichen Einfluß auf die Höhe der Stromgestehungskosten. Die Erfassung der Investitionsnebenkosten und der laufenden Betriebskosten von Windenergieprojekten bedarf, um verlässliche Zahlen zu erhalten, eines erheblichen Aufwandes. Die im Rahmen einer Umfrage unter mehreren hundert WEA-Betreibern im Windmeßprogramm erfaßten Investitionsnebenkosten (sowohl Einzelanlagen als auch Windparks) sind in Abb. 141 dargestellt. Sie betragen im Mittel 34,5 Prozent des WEA-Kaufpreises, der auch Transport, Montage und Inbetriebnahme umfaßt. In der Berechnung der Stromgestehungskosten wurden jedoch mittlere Nebenkosten von 30 Prozent angenommen, da nicht bei allen WEA-Projekten auch

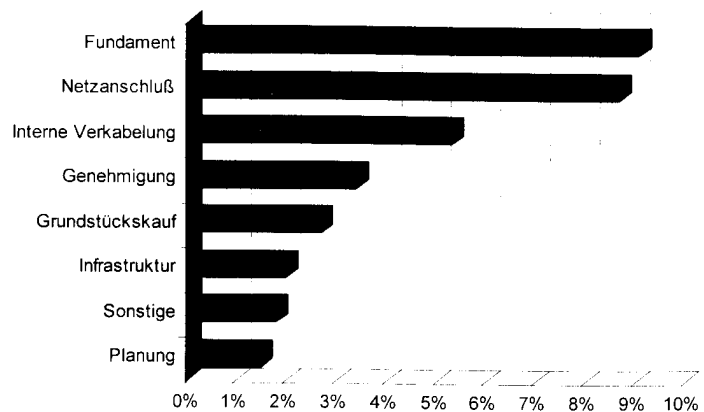


Abb. 141: Investitionsnebenkosten [40, S.16]

immer sämtliche Kostenarten anfallen.

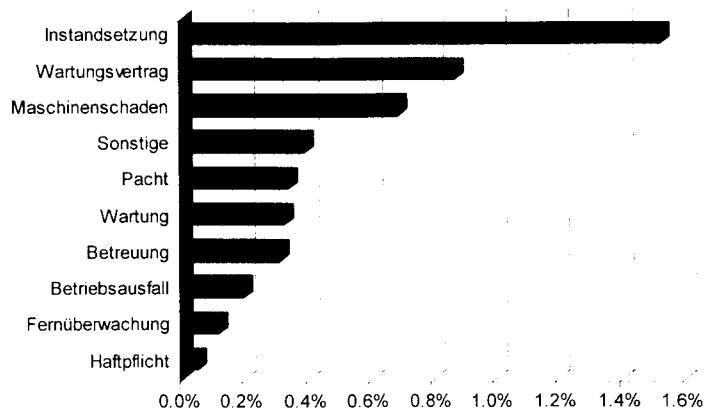


Abb. 142: Betriebskosten bezogen auf den WEA-Kaufpreis [40, S.17]

Die im Windmeßprogramm ermittelten, durchschnittlichen Windenergieanlagen-Betriebskosten für Wartungen, Instandsetzungen und Versicherungen etc. liegen im Durchschnitt für Anlagen mit einer Betriebszeit von mehr als zwei Jahren bei ca. 2,5 Prozent der Anlagenkosten ab Werk. Für eine zehnjährige Finanzierungszeit der Windenergieanlagen läßt sich hieraus bei einer jährlichen

Steigerungsrate der Betriebskosten um 5 Prozent p. a. ein mittlerer Wert von ca. 3,0 Prozent als Betriebskosten für das dritte bis zehnte Betriebsjahr abschätzen. In den ersten beiden WEA-Betriebsjahren fallen auf Grund der Gewährleistung auch nur geringe Betriebskosten an. Die Durchschnittswerte einer ISET-Betreiberumfrage zu Betriebskosten zeigt die Abb. 142.

Unter Berücksichtigung der genannten Kostenarten ergeben sich mit Verwendung dynamischer Berechnungsverfahren Stromgestehungskosten (in DM pro Kilowattstunde) für die Stromerzeugung aus Windenergie, die maßgeblich von den spezifischen Kosten (DM/kW) der eingesetzten Anlagentypen (bzw. der Windenergieanlagen-Größenklasse) abhängen. Bei der Berechnung der Stromgestehungskosten in Abb. 143 nach der Annuitätenmethode sind die folgenden Randbedingungen vorgegeben:

- Finanzierungszeitraum: 10 Jahre
- Finanzierungsanteil: 100 Prozent
- Förderungsanteil: 0 Prozent
- Zinssatz (Mischkalkulation): 6,5 Prozent
- Investitionsnebenkosten: 30 Prozent
- durchschnittliche Betriebskosten: 3 Prozent

Die nominelle Jahresarbeit der betrachteten WEA ist aus vermessenen Kennlinien berechnet und bezieht sich jeweils auf einen Referenzstandort mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 6,0 m/s in 30 m Höhe (Rauigkeitslänge $Z_0 = 0,05$ m) unter Annahme einer Rayleighverteilung. Die nominelle Jahresarbeit der betrachteten Anlagen ist mit etwa 0,29 GWh (150 kW), 0,58 GWh (300 kW) und 1,25 GWh für die 600 kW Anlage angegeben.

Trägt man für Anlagen der 150 kW-Klasse sowie für 300 kW- und 600 kW-Anlagen jeweils die berechneten Stromgestehungskosten über der Bezugsgröße Jahresarbeit auf, so zeigen sich für die größeren Anlagentypen deutlich günstigere Stromgestehungskosten. Darüber hinaus zeigen größere Windenergieanlagen auch eine höhere Stabilität bezüglich Schwankungen der resultierenden, jährlichen Stromgestehungskosten bei negativen Abweichungen von der nominellen Jahresarbeit. So steigen die Stromgestehungskosten von Windenergieanlagen der

Leistungsklasse 600 kW bei einer zehnpromzentigen negativen Abweichung von der nominellen Jahresarbeit (1,25 GWh) um ca. DPf 1,9. Bei WEA der Leistungsklasse 150 kW liegt die Änderung der Stromgestehungskosten bei der gleichen Schwankungsbreite bei ca. DPf 2,9. Die Stromgestehungskosten bei nomineller Jahresarbeit liegen hiernach bei 0,2617 DM/kWh (150 kW), 0,1963 DM/kWh (300 kW) und bei 0,1720 DM/kWh für die 600 kW-Anlage.

Aus den im Kasten der Abb. 143 angegebenen Randbedingungen ergeben sich für eine Windenergieanlage der Leistungsklasse 600 kW jährliche Kosten von ca. DM 215.000, die sich aus den Finanzierungskosten für das eingesetzte Fremdkapital in Höhe von rund 185.000 DM/a sowie den Kosten für Betrieb und Wartung von 30.000 DM/a zusammensetzen. Bei der derzeitigen Einspeisevergütung (1997: 0,1715 DM/kWh) ist zur Finanzierung der Windenergieanlage über einen Zeitraum von 10 Jahren eine Jahresarbeit von ca. 1,3 GWh/a erforderlich. Diese Jahresproduktion wird jedoch nur von einem kleinem Teil an den besten Standorten zur Zeit erreicht. Gerade in diesem Punkt liegt das Problem der Vergleichbarkeit mit den österreichischen Verhältnissen. Ein Blick auf den Europäischen Windatlas genügt, um beim Vergleich der guten Windbedingungen an der deutschen Küste mit den österreichischen Binnenlandbedingungen zu erkennen, daß diese Erträge in Österreich nicht erreicht werden können.

Wird die Jahresarbeit auf die Windenergieanlagen-Nennleistung bezogen, so erhält man die Kenngröße Vollaststunden. Im oben berechneten Beispiel der 600 kW-Anlage erfordert eine angenommene Amortisationszeit von zehn Jahren eine jährliche Vollaststundenzahl von rund 2.100 Stunden (300 kW-Anlage: 2200 h). Diese Vollaststundenzahl wird in der Regel nur von Anlagen erreicht, die an

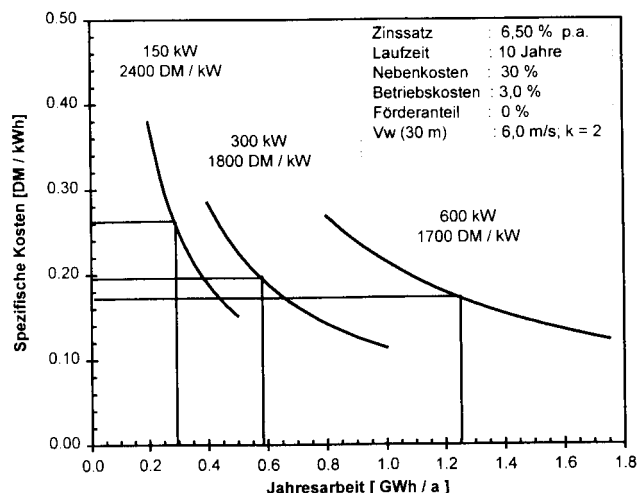


Abb. 143: Stromgestehungskosten unterschiedlicher Leistungsklassen [40, S.19]

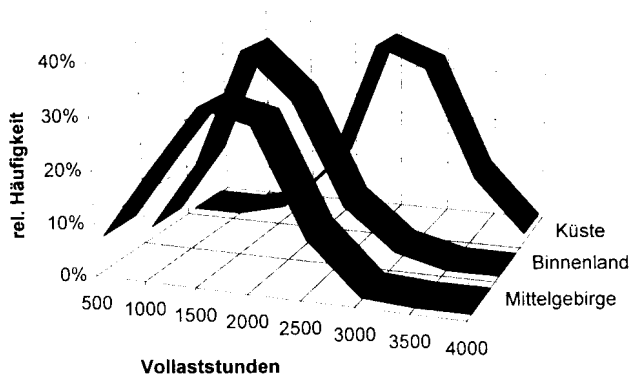


Abb. 144: Vollaststunden Häufigkeitsstundenverteilung 1994 [40, S.21]

windstarken d. h. für Deutschland an küstennahen Standorten errichtet sind. Hier liegt das Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in zehn Meter Höhe je nach Standort etwa zwischen 5,5 und 6,5 m/s. Im windschwächeren Küstenhinterland (Kategorie Binnenland) sowie in den Mittelgebirgsregionen liegen die bislang ermittelten Vollaststunden deutlich unter diesen Werten. Die Kurven für Mittelgebirge und Binnenland sind durchaus auf österreichische Verhältnisse übertragbar.

Die Ergebnisse einer Datenanalyse zu Vollaststunden in verschiedenen Standortkategorien für die Jahre 1994 und 1996 ist in Abbildungen 144 und 145 zusammengefaßt. Diese Grafiken zeigen deutlich die Einflüsse der Jahreswindverhältnisse auf die Betriebsergebnisse der Windenergieanlagen. Hiernach erreichten an Küstenstandorten in dem windstarken Jahr 1994 rund 85 Prozent der Windenergieanlagen mehr als 2000 Vollaststunden, im windschwachen Jahr 1996 hingegen nur ca. 50 Prozent. An Binnenland- bzw. Mittelgebirgsstandorten wurden in 1994 über 2.000 Vollaststunden bei ca. 13 bzw. 11 Prozent der dort installierten Anlagen registriert. Im Jahr 1996 fiel dieser Wert auf ca. 3 bzw. 1 Prozent ab. Dies zeigt deutlich, daß insbesondere an den vergleichsweise windschwächeren Standorten im Binnenland sowie im Mittelgebirge unter den derzeitigen technischen und ökonomischen Randbedingungen der Betrieb von Windenergieanlagen weiterhin auf investive und/oder ertragsabhängige Förderung angewiesen ist. [vgl 50, S.15: Beitrag von Prof. Dr.-Ing Jürgen Schmid]

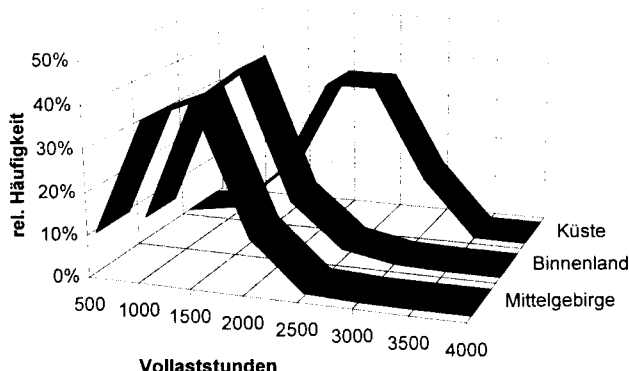


Abb. 145: Vollaststunden Häufigkeitsstundenverteilung 1996
[40, S..21]

6.1 Fördermodelle

Die soeben besprochenen Probleme von Windkraftanlagen im Binnenland zeigen auf, daß bei der derzeitigen Kostensituation Förderungen in diesen Gebieten unumgänglich sind. Als Ansatzpunkte zur Förderung kann diese Thema von verschiedenen Seiten betrachtet werden. Aus der Sicht der Klimaproblematik ist eine CO₂ Reduzierung anstrebenswert, auch die schwindenden Energiereserven und der steigende Energieverbrauch sind ein Ansatzpunkt. Durch die Entwicklung neuer Techniken und Technologien können auch Arbeitsplätze und der Export eines Landes gefördert werden. Eine andere Möglichkeit stellen Investitionsförderungen und Einspeiseförderungen dar. Die Notwendigkeit, die Nutzung Erneuerbarer Energien stärker als bisher voranzutreiben, wird auch in verschiedenen Empfehlungen des Rates, der EU-Kommission und des Europäischen Parlaments gefordert.

- ALTENER-Zielsetzung vom 13. September 1993 (93/500/EEC)
- Weißbuch der EU-Kommission "Eine Energiepolitik für die Europäische Union", KOM (95) 682 endg.

- Bericht des Europäischen Parlaments über einen "Aktionsplan der Gemeinschaft für erneuerbare Energiequellen" (A4-0188/96 vom 4. Juni 1996)
- Mitteilung der Kommission "Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energiequellen. Grünbuch für eine Gemeinschaftsstrategie"(KOM (96) 576 endg. vom 20.11.96)
- Richtlinie 96/92/EG vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsamer Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (L 27/17 vom 30.01.97)

6.1.1 Gründe für eine Europäische Stromeinspeisungs-Richtlinie

Mag. Wagner der Eurosolar Bonn stellt die Herstellung eines Marktgleichgewichtes als ein Hauptproblem dar, wozu eine Verminderung der Diskriminierungen erneuerbarer Energien anzustreben ist. Es ist zunächst notwendig, gleichwertige Bedingungen, ein sogenanntes level-playing field, für alle Marktteilnehmer zu schaffen. Dazu ist die Beachtung folgender Punkte notwendig.

- Bewertung der externen (sozialen) Kosten bzw. des Nutzen der einzelnen Energieträger
- Berücksichtigung offener und versteckter Subventionen
- Eliminierung von Marktzugangsbeschränkungen

Die EU-Binnenmarktrichtlinie für Elektrizität bietet einige sinnvolle Ansätze zur Schaffung eines level playing field. Sie beinhaltet unter anderem die Verpflichtung aller Energieversorgungsunternehmen, Stromerzeugung, -verteilung und -transport zumindest buchhalterisch zu trennen (sogenanntes unbundling).

Die Binnenmarktrichtlinie sieht außerdem die Möglichkeit einer Vorrangregelung für Strom aus erneuerbaren Energien vor, d.h. garantierte Abnahmepflicht sowie ausreichende Vergütungssätze. [Amtsblatt der EU vom 30.1.97: Binnenmarktrichtlinie, Kap. IV Art. 8 (3)]

Die Einführung einer europäischen CO₂/Energiesteuer ist ein möglicher Ansatz zur Schaffung eines solchen level-playing field auf EU-Ebene. Bereits seit einigen Jahren liegt ein Vorschlag der Europäischen Kommission zu diesem Thema vor, er wurde bislang jedoch erfolgreich vom Rat blockiert. Eine zweite Möglichkeit ist die Einführung europaweiter Mindeststandards für die Abnahme und Vergütung Erneuerbarer Energien, also eine Europäische Stromeinspeisungs-Richtlinie für Erneuerbare Energien.

6.1.2 Kriterien für eine Europäische Stromeinspeisungs-Richtlinie

6.1.2.1 Mindestanforderungen

- Langfristig vermiedene Kosten des Energieversorgungsunternehmens bei Stromerzeugung, -verteilung und -transport; inklusive der vermiedenen externen Kosten durch Ersatz herkömmlicher Stromerzeugungskapazitäten (Vermeidung von Umweltschäden bzw. -risiken sowie von Gesundheitskosten, Verringerung von Energieimporten, etc.)

- Externer Nutzen erneuerbarer Energien (z.B. Entlastung der Zahlungsbilanz, Stärkung regionaler Wirtschaftskreisläufe, Verringerung der Arbeitslosigkeit, etc.)
- Gewährung der durchschnittlichen Profite, wie sie auch herkömmlichen Energieversorgungsunternehmen von der Preisaufsicht zugestanden werden

Die Mindestvergütung sollte in jedem Fall in Höhe der durchschnittlichen Endverbrauchertarife für Elektrizität liegen.

6.1.2.2 Ergänzende Kriterien

- Kostengerechte Vergütung mit zeitlicher Befristung für bestimmte Technologien (z.B. Photovoltaik, Windkraft im Binnenland, Biomasse);
- Klare Regelung von Netzzugangsbedingungen und Netzanschlußkosten, Kosten für Netzverstärkung müssen vom Netzbetreiber übernommen werden (Bsp. Dänemark);
- Verkürzung von Genehmigungsverfahren (Baurecht, Naturschutzrecht) und Einrichtung nationaler bzw. regionaler Koordinierungs- und Beratungsstellen für erneuerbare Energien. Generell ist darauf zu achten, daß die Antragsverfahren möglichst einfach und unbürokratisch gehalten sind, die Vorteile erneuerbarer Energien angemessen berücksichtigt werden und Genehmigungen mit ausreichender Gültigkeitsdauer erteilt werden;
- Schaffung von standardisierten Stromeinspeisungsverträgen (Musterverträge);
- Keine Quotenregelungen für erneuerbare Energien.

6.1.2.3 Höhe der Vergütung in liberalisierten Märkten

In Ländern, die bereits über eine Strompreisbildung nach Angebot und Nachfrage verfügen (Poolmodell wie z.B. in England), muß die Einspeisevergütung für Strom aus erneuerbaren Energien mindestens die folgenden Elemente enthalten:

- Durchschnittlicher Poolpreis,
- Relativer Zuschlag für erneuerbare Energien (technisch/ökonomischer Kapazitätseffekt),
- Absoluter Zuschlag für vermiedene externe Kosten herkömmlicher Stromerzeugung,
- Externer Nutzen Erneuerbarer Energien.

6.1.3 Stromeinspeisungsregelungen in den Mitgliedstaaten der EU

Mit Ausnahme von Österreich, Frankreich, Finnland und die Niederlande haben die meisten Mitgliedstaaten der EU bereits gesetzliche Regelungen über die Bedingungen für die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien geschaffen..

Folgende Modelle lassen sich dabei grundsätzlich unterscheiden:

- Länder mit einheitlicher Mindestvergütung für Strom aus erneuerbaren Energien. Dazu zählen etwa Deutschland (Stromeinspeisungsgesetz) und Griechenland. In Dänemark und

den Niederlanden werden diese Mindestvergütungen nur für Windkraft bezahlt. Großbritannien und Irland, seit 1997 auch Frankreich (nur für Windenergie), haben Ausschreibungsmodelle für erneuerbare Energien entwickelt.

- Länder mit zeit- bzw. lastvariablen Vergütungen und zusätzlichen Bonusregelungen für erneuerbare Energien (Italien, Spanien, Portugal, Belgien, Luxemburg, Niederlande).
- Länder mit Energie- und/oder CO₂-Steuern. Dabei sind in allen Fällen Rückvergütungs- bzw. Bonusregelungen für erneuerbare Energien vorgesehen (Dänemark, Schweden, Niederlande). Einzige Ausnahme bildet Österreich. Dort wird die Energiesteuer den Betreibern erneuerbarer Energien nicht rückvergütet.

Nicht nur die starke Divergenz der Vergütungshöhe und deren Kalkulationsgrundlage zwischen den einzelnen Mitgliedstaaten, sondern auch der unterschiedliche Anwendungsbereich und die Laufzeit der Einspeisungsvergütung fallen beim Vergleich der verschiedenen Vergütungsregelungen für Strom aus erneuerbaren Energien auf. Schließlich besteht noch nicht einmal in allen Mitgliedstaaten eine gesetzlich geregelte Abnahmepflicht für Strom aus erneuerbaren Energien. Um diese Unterschiede auszugleichen und eine Harmonisierung auch im Bereich der erneuerbaren Energien herzustellen, ist es erforderlich, die Binnenmarktrichtlinie für Elektrizität zu ergänzen, um eine europäische Stromeinspeisungsrichtlinie zu erhalten. Finanziert soll dieses System mit Kapitalfonds werden. Das Kapital soll von privaten Anlegern kommen, die dafür Renditen erhalten. [vgl. Elektrizitätswirtschaft, Jg. 96, Heft 16, S. 811]

In Österreich bahnt sich nun eine Lösung durch den Abschluß eines Generalübereinkommens zwischen der Republik Österreich und dem Verband der Elektrizitätswerke Österreichs an. Neben Biomasse-, Biogas- und Photovoltaikanlagen sollen Windenergieanlagen bis maximal 2000 kW elektrische Engpaßleistung gefördert werden. Bei der Vergabe soll auf eine Reihung der Projekte nach dem Grad des höchsten Fördereffizienz im Wettbewerbsverfahren erfolgen. Die Kompetenz für die Festsetzung von Preisen soll beim Bundesministerium für wirtschaftliche Angelegenheiten liegen, mit der Abwicklung wird die Österreichische Kommunalkredit AG betraut.

Die Dotation der Fördereinrichtung erfolgt von Seiten des Bundesministeriums für wirtschaftliche Angelegenheiten mit jährlich öS 20 Mio. Die Höhe des VEÖ-Beitrages hängt von der Anzahl der beigetretenen Mitgliedsunternehmen und einem internen Beitragsschlüssel ab. Wenn alle VEÖ-Mitgliedsunternehmen dem Generalübereinkommen beitreten, wird der VEÖ öS 60 Mio. zur Verfügung stellen. Die Förderung soll zum Teil als Investitionszuschuß und zum Teil als laufender Zuschuß gewährt werden.

Bei der Vergabe sind für jede Technologie zumindest 5%, maximal jedoch 50% des Gesamtbudgets zu reservieren. Sämtliche Fördermittel sind auf Basis des Ergebnisses einer öffentlichen Ausschreibung zu vergeben. Die Bewertungskriterien sind derart festzulegen, daß jenen Projekten der Vorzug gegeben wird, bei denen mit minimalem Förderaufwand ein Maximum an Stromerzeugung erzielt wird. Für die Beurteilung ist die Kennzahl "Förderaufwand in S/kWh" heranzuziehen. Das Generalübereinkommen ist vorläufig bis 31.12.1999 begrenzt und kann verlängert werden.

Abb. 146 gibt einen Überblick über die Einspeiseregulungen für erneuerbare Energien in der EU

	Höhere Vergütung	Gesetzliche Basis	Berechnungsgrundlage	Zeitliche Befristung	Anwendungsbereich	Abnahmeverpflichtung
Österreich	ja, aber große regionale Unterschiede	nein, frw.V.	verm. Ko. + Zuschlag (100%)	3 Jahre (frw.V.)	Neuanlagen	ja
Belgien	ja	nein, Empf.	verm. Ko. + Zuschlag (1 BEF)	10 Jahre/neu 4 Jahre/alt	alle EE	ja
Deutschland	ja	ja	einheitliche Vergütung, (90%/80%/65% der Durchschnittserlöse)	unbefristet	alle RET	ja
Dänemark	ja	ja	Wind: einheitliche Vergütung, (85% des Haushaltstarifes) + CO ₂ /Energiesteuer; andere EE: verm. Ko. + CO ₂ /Energiesteuer	unbefristet	alle EE	ja
Spanien	ja	ja	verm. Ko.+Multiplikator	5 Jahre	alle EE	ja
Frankreich	Ausschreibung (nach 1996)	nein	vor 1996: verm. Ko. von EdF; nach 1996: Bestpreisangebote	3 Jahre	alle EE (<6,5 MW)	ja
Griechenland	ja	ja	Prozentsatz Haushalts-tarif (70%, 90%)	10 Jahre	alle EE	ja (nur nach Genehmigung)
Irland	Ausschreibung	ja	Bestpreisangebote	15 Jahre	Neuanlagen	ja (nur AER)
Italien	ja	ja	verm. Ko.(1996 Revision)+Zuschlag (Umweltbonus)	8 Jahre	Neuanlagen	ja (nur nach Genehmigung)
Luxemburg	ja	ja	verm. Ko.+Zuschlag (1 Flux)	2 Jahre	Neuanlagen (<500 kW)	ja
Niederlande	ja (Windkraft)	nein, frw.V.	Wind: einheitliche Vergütung (verm. Ko. + Zuschlag +CO ₂ /Energiesteuer); kein Zuschlag für andere EE	10 Jahre (Wind)	Neuanlagen	nein, frw. V.
Portugal	ja	ja	verm. Ko.	8 Jahre	alle EE	ja
Schweden	ja	ja	verm. Ko.+Zuschlag	9 Jahre	alle EE (<1,5 MW)	ja
Finnland	nein	nein	verm. Ko.	unbefristet	alle EE (>0,5 MW)	ja (engeschränkt)
Großbritannien	Ausschreibung	ja	Bestpreisangebote	15 Jahre (NFFO-3) 6-8 Jahre (NFFO 1+2)	Neuanlagen (seit NFFO-3)	ja (nur NFFO)

Abb. 146: Förderungsmaßnahmen in der EU [37, S.101]

6.2 Einspeisetarife

Die Einspeisetarife, die zwischen Windkraftanlagenbetreibern und dem zuständigen EVU vereinbart werden oder durch Verordnung vorgeschrieben sind, sind ein wesentliches Kriterium dafür, ob die Anlage wirtschaftlich erfolgreich sein kann

6.2.1 Europa

Abb. 147 gibt einen Überblick über die zur Zeit in Europa geltenden Einspeisetarife für erneuerbare Energien.

Staat	Jahr	PV	WIND	BIOMASSE	WASSER-KRAFT	Durchschnittlicher Haushaltstarif	Anmerkung
Österreich	1996	1,56 (g.F.)	1,28 (g.F.)	0,40 - ,060	0,40 - 0,60	ca. 1,15	frw. V., in der Praxis meist niedriger
Belgien	1995	0,57 (0,41 + 0,34 UB)				ca. 1,92	zu niedrig
Deutschland	1996	1,20	1,20	0,84 - 1,06	0,84 - 1,06	1,34 / vor St. 1,90 / nach St.	Wasserkraft < 5 MW
Dänemark	1994	0,75	1,06	0,75	0,75	0,97 / vor St. 1,82 / nach St.	
Spanien	1996	0,92-1,00	1,00	0,92 - 1,00	0,92 - 1,00	1,88	< 25 MW
Frankreich	1995	0,54	0,6	0,83	0,62 (Durchschnitt)	1,65	< 4,5 MW
Griechenland	1996	0,62 - 0,99				1,03	Einschränkungen für KIWaKr
Irland	1996 AER1	0,41 - 1,08 (Durchschnitt: 0,68)				1,4	Nur gültig für NFFO Verträge
Italien	1996	1,87-2,62	1,28 - 1,62	1,88 - 2,62	1,00 / <3 MW 1,90 / >3 MW	1,6	Nur für neue Anlagen EE
Luxemburg	1994	1,35 (1,01 - 0,34 UB) 0,41 (Tag) 0,79 (Nacht)	1,35 (1,01 - 0,34 UB) 0,41 / 0,79	1,01 0,41 / 0,79	1,01 0,41 / 0,79	1,36	Nur für Kleinanlagen (1 - 500 kW) >500 kW
Niederlande	1995	1,76	1,03	0,75	0,75	1,76	frw. V. St.erleichterung
Portugal	1996	0,76 - 0,83				ca. 0,83 - 0,90	
Schweden	1996	unbekannt	0,70 (0,56 + 0,14 UB)	unbekannt	unbekannt	0,95	St. erleichterung
Finnland	1996	unbekannt	0,23	unbekannt	unbekannt	0,90 / nach St.	St. erleichterung
Großbritannien	1996 (NF-FO3)	-	0,68 - 0,86	1,41	0,73	4,40	Nur gültig für NFFO Verträge

Abb. 147: Einspeisetarife in Europa [37, S.102]

Abkürzungen:

g.F.	günstigster Fall	verm. Ko.	Vermiedene Kosten
EE	erneuerbare Energien	Empf.	Empfehlung
frw.V.	freiwillige Vereinbarung	KIWaKr	Kleinwasserkraft
St.	Steuer	UB	Umweltbonus

Im europäischen Vergleich stellt sich die derzeitige Tarifsituation für Windkraft in Österreich nicht sehr günstig dar.

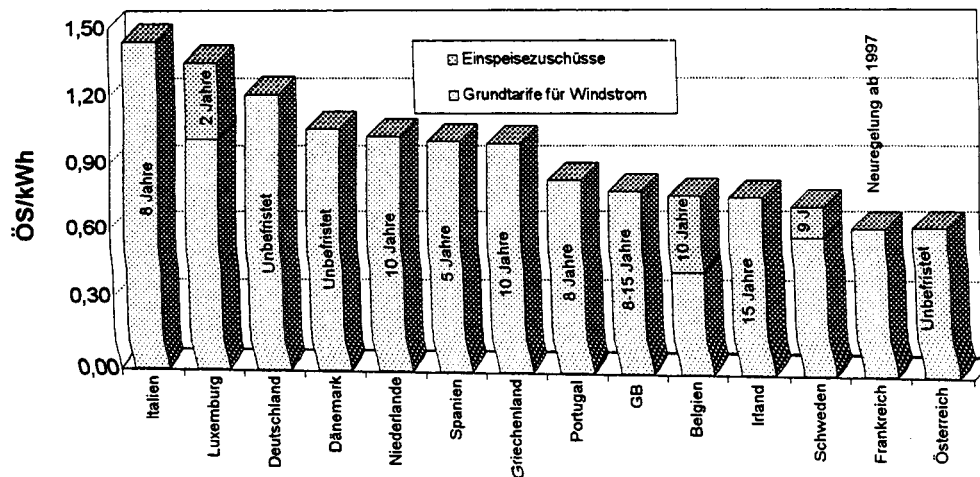


Abb. 148: Einspeisetarife in Europa [37, S.26]
In Oberösterreich wird von der OKA der dreifache Einspeisetarif bezahlt

6.2.2 Österreich

In Österreich existiert keine bundesweit einheitlich geregelte Tarifsituation da sich die Organisationsstruktur der österreichischen Elektrizitätswirtschaft als sehr komplex darstellt. Nachdem die Zuständigkeit für die Tarifgestaltung im Aufgabenbereich der Landeshauptleute liegt, haben die vom Bundesminister für wirtschaftliche Angelegenheiten verordneten Tarife lediglich empfehlenden Charakter, da sie nur für grenzüberschreitende Lieferungen angewendet werden. In den Bundesländern wird die Einspeisung teils über Verordnungen, teils über Vereinbarungen zwischen den Landeshauptleuten und den jeweiligen Energieversorgern geregelt.

	Sommer NT 22.00-6.00 h*	Sommer NT 6.00-22.00 h	Winter NT 22.00-6.00 h	Winter NT 6.00-22.00 h	Jahresmittelwert Winter/Sommer 1:1
Leistung bis 2 MW	0,421	0,473	0,668	0,9	0,634
Leistung > 2 MW	0,421	0,473	0,607	0,72	0,564
Überschußlieferung	0,379	0,426	0,607	0,72	0,542

*) Sommer NT am Wochenende z.T. ganztags

Abb. 149: Einspeisetarife in Österreich in ÖS/kWh [37, S.24]

Zwischen dem Bundesministerium für wirtschaftliche Angelegenheiten und 36 Energieversorgungsunternehmen existierte bis zum 31.12.1996 eine freiwillige Vereinbarung. Sie beinhaltet eine höhere Vergütung eingespeister Elektrizität aus Windkraft für den Zeitraum der ersten drei Jahre nach Inbetriebnahme der Anlagen. Die Vereinbarung war auf eine maximale Windparkleistung von 1 MW beschränkt, sodaß größere Windparkprojekte diesen Tarif nicht in Anspruch nehmen konnten. In Oberösterreich wurde diese Drei-Jahresregelung im Rahmen einer Zusatzvereinbarung zwischen OKA, ESG Linz und dem Amt der OÖ. Landesregierung für eine installierte Kapazität von insgesamt 3,8 MW auf eine Zeitdauer von 15 Jahren ausgedehnt. In Kärnten wurde ein auf eine Gesamtleistung von 1 MW und ebenfalls auf eine Zeit-

dauer von 15 Jahren beschränkter Einspeisetarif für Windkraftanlagen auf dem Verordnungsweg beschlossen.

	Sommer NT 22.00-6.00 h	Sommer NT 6.00-22.00 h	Winter NT 22.00-6.00 h	Winter NT 6.00-22.00 h	Jahresmittelwert Winter/Sommer 1:1
Oberösterreich OKA (gültig für 15 Jahre und eine Gesamtkapazität von 3 MW)	0,842	0,946	1,336	1,8	1,268
Oberösterreich ESG (gültig für 15 Jahre und eine Gesamtkapazität von 0,84 MW)	0,842	0,946	1,336	1,8	1,268
Kärnten (gültig für 15 Jahre und eine Gesamtkapazität von 1 MW)	0,740	0,830	1,060	1,260	0,997

Abb. 150: Sondertarife für die Netzeinspeisung von Windstrom [37, S.24]

	Sommer NT 22.00-6.00 h	Sommer NT 6.00-22.00 h	Winter NT 22.00-6.00 h	Winter NT 6.00-22.00 h	Jahresmittelwert Winter/Sommer 1:1
Burgenland (Verordnung des Landeshauptmannes vom 28. Februar 1997)					
Leistung bis 2 MW	0,421	0,473	0,668	0,900	0,634
Leistung > 2 MW	0,421	0,473	0,607	0,720	0,564
Wien (Verordnung des Landeshauptmannes vom 5. Oktober 1995)					
Leistung bis 2 MW	0,492	0,552	0,706	0,900	0,680
Leistung > 2 MW	0,421	0,473	0,607	0,720	0,564
Niederösterreich (Tarifsätze der EVN AG)					
Leistung unbegrenzt	0,5202	0,5202	0,7916	0,792	0,656
Niederösterreich (Tarifsätze der WIENSTROM auf Landesgebiet Niederösterreich)					
Leistung bis 2 MW	0,421	0,473	0,668	0,900	0,634
Leistung > 2 MW	0,421	0,473	0,607	0,720	0,564
Oberösterreich (Tarifsätze der OKA)					
Leistung bis 2 MW	0,632	0,71	0,911	1,080	0,846
Oberösterreich (Tarifsätze der ESG Linz)					
Leistung bis 2 MW	0,421	0,473	0,668	0,900	0,634
Leistung > 2 MW	0,421	0,473	0,607	0,720	0,564
Salzburg (Tarifsätze der SAFE)					
Leistung bis 2 MW	0,421	0,473	0,668	0,900	0,634
Leistung > 2 MW	0,421	0,473	0,607	0,720	0,564
Steiermark (Verordnung des Landeshauptmannes vom 26. September 1995)					
Leistung unbegrenzt	0,400	0,449	0,668	0,900	0,623
Kärnten (Verordnung des Landeshauptmannes vom 8. März 1996)					
Nicht gesicherte Leistung	0,470	0,530	0,680	0,800	0,630
Gesicherte Leistung	0,421	0,473	0,607	0,720	0,564
Tirol (Tarifsätze der TIWAG)					
Leistung bis 2 MW	0,410	0,460	0,590	0,700	0,549
Leistung > 2 MW	Wird individuell vereinbart				
Vorarlberg (Tarifsätze der VKW)					
Leistung unbegrenzt	0,410	0,46	0,673	0,819	0,602

Abb. 151: Einspeisetarife in den Bundesländern [37, S.25]

Mit Ausnahme der mengenmäßig begrenzten Sondervereinbarungen in Oberösterreich und Kärnten beträgt die Vergütung von eingespeister Elektrizität aus Windkraft im günstigsten Fall öS 0,846/kWh (OKA) und im ungünstigsten Fall öS 0,549. Im Regelfall werden die vom Wirtschaftsminister für grenzüberschreitende Lieferungen verordneten Tarife auch in den Bundesländern angewendet, sodaß im bundesweiten Schnitt von einem Tarif zwischen öS 0,634/kWh (>2 MW) bzw. öS 0,564/kWh (>2MW) ausgegangen werden kann.

Bei Inkrafttreten des Generalübereinkommens wird der Arbeitspreis folgendermaßen festgesetzt:

Winter HT 64,80 g / kWh

Winter NT 54,60 g / kWh

Sommer HT 42,60 g / kWh

Sommer NT 37,90 g / kWh

6.2.3 Erschwerende Faktoren für den Betrieb von Windkraftanlagen in Österreich

Im Gegensatz zur positiven Handhabung der Windenergie im Land Oberösterreich wurden in einigen Bundesländern die Errichtung von Windkraftanlagen sehr erschwert.

6.2.3.1 Entgelt für den Netzparallelbetrieb durch die EVN AG

Von der EVN AG wird für die Inanspruchnahme von Kraftwerks- und Verbundbetriebsdienstleistungen (Spannungshaltung, Frequenzhaltung, Bereitstellung der Kurzschlußleistung) und Netzdienstleistungen (Regel-, Rundsteuer- und Fernwirkeinrichtungen, Aufbringung von Eigenbedarf und Verlusten, Störungsdienst und Wartung) ab einer Summen-Nennleistung von 150 kW ein sogenanntes Jahresentgelt für den Netzparallelbetrieb verrechnet. Dieses Netzparallelfahrentgelt wird in Abhängigkeit von der Einspeiseebene und dem jeweiligen Einspeisepunkt berechnet und beträgt im Schnitt ca. öS 350 je Kilowatt Generatormennleistung.

Die Verrechnung des Netzparallelfahrentgeltes durch die EVN AG hat die Entwicklung der Windkraftnutzung in Niederösterreich entscheidend beeinflusst:

- Das Netzparallelfahrentgelt hat maßgeblich dazu beigetragen, daß von den derzeit auf dem Versorgungsgebiet der EVN AG geplanten Windkraftanlagen mit etwa 40 MW Leistung bisher lediglich 5,5 MW realisiert werden konnten.
- Die Schaffung einer Freigrenze bis 150 kW Generatorleistung hat bewirkt, daß lediglich kleinere Anlagen errichtet wurden. So beträgt z.B. die durchschnittliche Anlagengröße auf dem Versorgungsgebiet der EVN AG 237 kW während auf dem Versorgungsgebiet der OKA eine Durchschnittsleistung von 560 kW installiert wurde.
- Obwohl Niederösterreich das windhäufigste Bundesland Österreichs darstellt, konnte bis heute kein einziges größeres Projekt realisiert werden. Für einen Windpark mit 5x500 Kilowatt Nennleistung muß z.B. ein jährliches Netzparallelfahrentgelt in der Höhe von öS

885.000 entrichtet werden, wodurch jede eingespeiste Kilowattstunde Elektrizität mit 23 Groschen belastet wird.

Für die betroffenen Betreiber stellt die Verrechnung des Netzparallelfahrentgeltes eine entscheidende Behinderung dar. Auch die rechtliche Haltbarkeit des Netzparallelfahrentgeltes ist nicht eindeutig geklärt:

- Weder in den übrigen Bundesländern Österreichs, noch europaweit existiert eine derartige Belastung für die Einspeisung von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen.
- Mit der Verrechnung des Netzparallelfahrentgeltes an die Betreiber von Windkraftanlagen wird eine Leistung, die ohnehin von Kunden der EVN AG über den Stromtarif beglichen wird, doppelt in Rechnung gestellt.
- Die Weiterverrechnung der an die Verbund AG zu entrichtenden Kosten für die Leistungsbereitstellung in der Höhe von jährlich öS 254,74/kW ist nicht gerechtfertigt, da sich die Leistungsbereitstellung durch die Einspeisung von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen (Sonne, Wind, Biomasse, Kleinwasserkraft...) auf keinen Fall erhöht, sondern im Gegenteil sogar verringert. Dieser eingesparte Leistungsbereitstellungsanteil müßte daher den Einspeisern gutgeschrieben werden.

Im Jahr 1997 wurde diese Handhabe des Entgeltes für Netzparallelbetrieb jedoch eingestellt.

6.2.3.2 Restriktive Handhabung des Elektrizitätsgesetzes im Bundesland Burgenland

Für den Betrieb einer Windkraftanlage oder eines Windparks muß beim Amt der jeweiligen Landesregierung um Erteilung einer elektrizitätswirtschaftlichen Bewilligung angesucht werden. In den meisten Landeselektrizitätsgesetzen finden sich Hinweise darauf, daß der zukünftige Betreiber nachweisen muß, daß er in der Lage ist, die betreffende Anlage wirtschaftlich zu betreiben.

Im Bundesland Burgenland wurde mit dem Argument, daß die Betreiber die Wirtschaftlichkeit des Betriebs einer Windkraftanlage nicht nachweisen können, bis vor kurzer Zeit kein einziges Projekt elektrizitätsrechtlich genehmigt. Ende 1997 ist jedoch in Zurndorf ein 3 MW Windkraftwerk in Betrieb gegangen.

6.2.4 Entwicklung der Windkraftnutzung in Österreich

Trotz der im Vergleich zu anderen europäischen Staaten unsicheren Einspeisetarifsituation waren Ende 1996 in Österreich 36 netzgekoppelte Windkraftanlagen mit 11,8 MW Leistung und einem prognostizierten Jahresenergieertrag von 18.097 MWh am Netz.

Für das Jahr 1997 ist die Errichtung von weiteren 120 Windkraftanlagen mit einer Leistung von 75 MW und einem prognostizierten Jahresertrag von 105.000 MWh geplant. Falls sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen zum Besseren wenden und innerhalb der nächsten Monate eine Tarifregelung geschaffen wird, könnten Ende 1997 bereits 0,25% des Elektrizitätsbedarfes Österreichs aus umweltfreundlicher Windkraft stammen.

Österreich gelang es im Jahr 1996, mit einem Leistungszuwachs von 11 Megawatt erstmals in der europäischen Statistik aufzuscheinen. Insgesamt waren in Europa Ende 1996 3.460 Megawatt Windkraft mit einem Jahresarbeitsvermögen von mehr als 6.000 Gigawattstunden installiert.

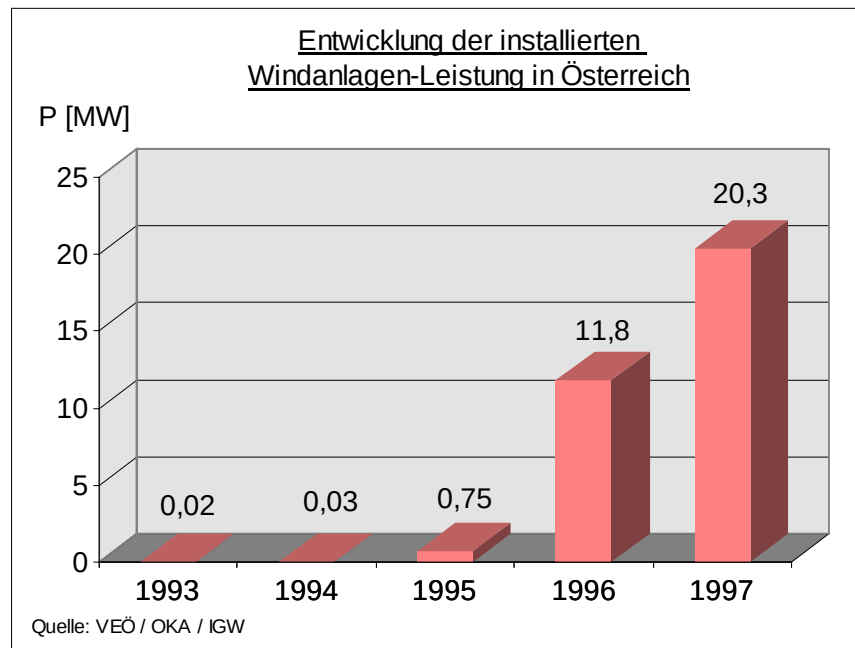


Abb. 153: Entwicklung der installierten Windkraftleistung in Österreich

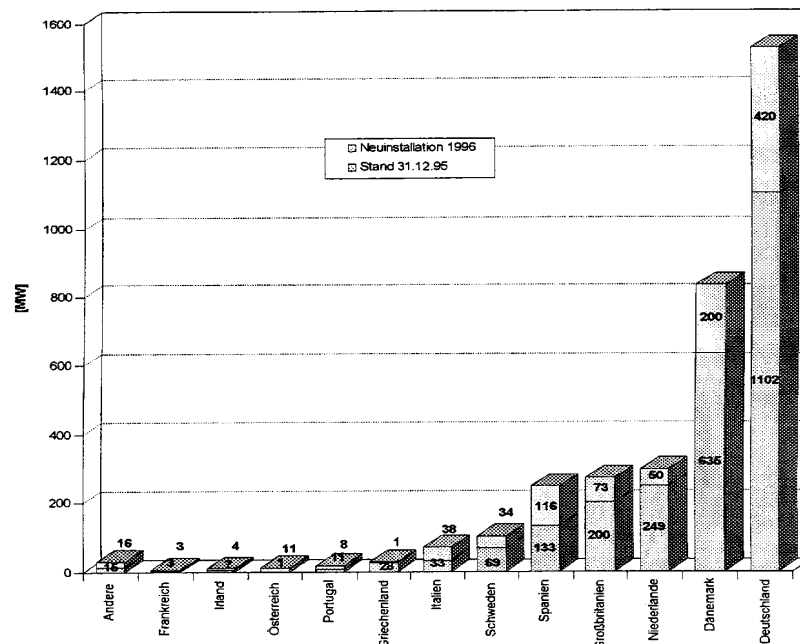


Abb. 152: Installierte Windkraftleistung in Europa [37, S.30]

7 Zusammenfassung

In den vergangenen Jahren haben günstige Rahmenbedingungen wie z. B. Förderungen von Bund und Ländern einen Boom in der Nutzung der Windenergie bewirkt. Die Weiterentwicklung der Anlagentechnik bei gleichbleibenden und zum Teil sogar rückläufigen spezifischen Investitionskosten ermöglichen an windgünstigen Standorten bereits einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb, auch ohne staatliche Fördermittel. An Binnenland- sowie Mittelgebirgsstandorten sind die Anlagenbetreiber jedoch derzeit auf investive bzw. ertragssabhängige Förderungen angewiesen.

Ob zum jetzigen Zeitpunkt eine Ersetzung von kalorischen Kraftwerken durch erneuerbare Energieträger möglich wäre, ist jedoch mehr als fraglich. Univ.-Prof. em. Dr. Techn. Kurt Edwin vom Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der Rheinisch Westfälischen Technischen Hochschule Aachen führte eine Studie durch, in deren Modell ganz Deutschland inkludiert wurde. Es wurde davon ausgegangen, daß in ganz Deutschland die Einspeiseleistung durch Installation von riesigen Wind- und Solarkraftwerken verdreifacht wird. Unter Beachtung des stark wechselnden Energiedangebotes kam man jedoch zu der ernüchternden Erkenntnis, daß kein einziges Kohlekraftwerk abgeschaltet werden könne, ohne die Stabilität der Netzspannung und Frequenz zu gefährden. Es muß jedoch erwähnt werden, daß in diesem Modell keinerlei Speichermedien inkludiert waren. Bei einer Weiterentwicklung der Brennstoffzellen oder anderer Medien würde die Situation wesentlich günstiger Aussehen.

Die Nutzung der Windenergie zeigt neben ihren positiven Umwelteffekten auch entsprechende arbeitsmarktpolitische Aspekte. Wird weiterhin berücksichtigt, daß diese Technik - Anlagenbau und -betrieb - ein höheres Beschäftigungspotential gegenüber konventioneller elektrischer Energiewandlungstechnik erfordert, so lassen sich durch Ausbau der Windenergie - insbesondere über Steigerungen des Exports - auch auf dem Arbeitsmarkt nennenswerte Entlastungen erreichen.

Wie auch immer sich die Situation am Sektor der erneuerbaren Energiequellen weiterentwickelt; spätestens dann, wenn alle Brennstoffreserven der Erde aufgebraucht sind, werden sie ihren uneingeschränkten Durchbruch erleben.

8 Literaturverzeichnis

- [1] Amt der Niederösterreichischen Landesregierung
Leitfaden zur Errichtung einer Windkraftanlage

- [2] BINE:
Windenergienutzung in Deutschland
Projekt-Info Nr. 10/95
Förderung: Bundesministeriums für Bildung , Wissenschaft, Forschung und Technologie
Projektabwicklung: Projektträger Biologie, Energie, Ökologie (BEO)

- [3] Caratti G., Shock R.A.W.:
WIND ENERGY
European research and development
Commission of European Communities
1989

- [4] Carstensen Thomas
Windkraftanlagen
Typen, Technik, Preise
Sonderdruck von Windenergie Aktuell
1: Ausgabe 94/95

- [5] Ceipek K:
ökoenergie
Magazin zur Förderung erneuerbarer Energie
Herausgeber: Universität für Bodenkultur Wien, Ökosoziales Forum Österreich
Nummer 20, September 1995

- [6] Crome H.:
Windenergie Praxis
Windkraftanlagen in handwerklicher Fertigung
ökobuch Verlag
Freiburg 1987

- [7] Dobesch H., Kury G., ZAMG:
Österreichische Beiträge zu Meteorologie und Geophysik, Heft 16
Wind atlas for the Central European Countries
Vienna 1997

- [8] Eilers E.:
Windkraftanlagen
Marktübersicht 1993
Interessenverband Windkraft Binnenland e.V.
März 1993

- [9] Elektrohaushalt
Additive Energien - Beispiele zur Nutzung im Haushalt
Energie-Verlag GmbH, Heidelberg

- [10] Energie-Versorgung Schwaben AG
Stromerzeugung aus Sonnen- und Windenergie
Nutzung der Umweltwärme
Technische Beschreibung der Anlagen
1 Heroldstatt: Windenergie
02/1991

- [11] Energie-Versorgung Schwaben AG
Windpotentiale auf der Schwäbischen Alb
Digitales Höhenmodell des Landesvermessungsamts Baden-Württemberg
Verwertung genehmigt am 26.2.1994 unter AZ 4.3/150

- [12] Euro Solar
Europäische Sonnenenergie-Vereinigung
<http://stud1.tuwien.ac.at/~e8825906/eurosola.html>

- [13] Fraunhofer Institut
Kostenaspekte erneuerbarer Energien
1991

- [14] Fraunhofer Institut
Erneuerbare Energiequellen
1987

- [15] Gasch R.:
Windkraftanlagen
Grundlagen und Entwurf
3., überarbeitete Auflage
Verlag B.G. Teubner
Stuttgart 1996

- [16] Goodman F.:
Wind Power Stations: 1985
Performance and Reliability
Research Project 1996-2
Final Report, June 1986
Prepared for Electric Power Reserche Institute Palo Alto, California

- [17] Hau E.:
Windkraftanlagen
Grundlegen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit
Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York 1988

- [18] Husumer Windkraftanlage
HSW-250-Die Husumer Windkraftanlage
Demonstrationsvorhaben der Europäischen Gemeinschaft für Energieeinsparungen und
alternative Energiequellen
Projekt Nr WE/162/86-DE

- [19] IEA Wind Energy
ANNUAL REPORT 1992
International Energy Agency

- [20] IEA Wind Energy
ANNUAL REPORT 1994
International Energy Agency

- [21] IEA Wind Energy
ANNUAL REPORT 1995
International Energy Agency

- [22] ISET - Institut für Solare Energieversorgungstechnik:
Verein an der Universität Gesamthochschule Kassel e.V
Wissenschaftliches Meß- und Evaluierungsprogramm (WMEP) zum
Breitentest "250 MW Wind"
Jahresauswertung 1994
Im Auftrag des Bundesministeriums für Bildung , Wissenschaft, Forschung und Techno-
logie
1995

- [23] ISET - Institut für Solare Energieversorgungstechnik:
Verein an der Universität Gesamthochschule Kassel e.V
Wissenschaftliches Meß- und Evaluierungsprogramm (WMEP) zum
Breitentest "250 MW Wind"
Jahresauswertung 1995
Im Auftrag des Bundesministeriums für Bildung , Wissenschaft, Forschung und Techno-
logie
1996

- [24] Kaltschmitt M., Fishedick M.:
Wind- und Solarstrom im Kraftwerksverbund
Möglichkeiten und Grenzen
Herausgegeben vom Institut für Energiewirtschaft und Rationale Energieanwendung
(IER) an der Universität Stuttgart
C.F.Müller Verlag GmbH, Heidelberg
1. Auflage 1995
- [25] Kaltschmitt M., Wiese A.:
Erneuerbare Energien
Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte
Springer Verlag, Berlin, Heidelberg, New York
1995
- [26] Klein H., Schmid J.:
EUROWIN - The European Wind Turbine Data Base
EUROWIN - Annual Reports 1992 + 1993
A statistival Summary of European WEC Performance Data
Fraunhofer-Institut for Solar Energy Systems (ISE)
Freiburg, 1994
- [27] Netherlands Agency for Energy and the Environment
HOLLAND WIND ENERGY
Export Catalogue of Netherlands Companies and Organizations in the Field of Wind
Energy
In co-operation with Energy unlimited Foundation
June 1988
- [28] Nimz G., Papke U.:
Windenergiepark Westküste GMBH
Kaiser-Wilhelm-KOOG
Betriebsbericht 1991
- [29] Nimz G., Papke U.:
Windenergiepark Westküste GMBH
Kaiser-Wilhelm-KOOG
Betriebsbericht 1988-1992
5 Jahre Betriebserfahrung
- [30] Nimz G., Papke U.:
Windenergiepark Westküste GMBH
Kaiser-Wilhelm-KOOG
Betriebsbericht 1993

- [31] Nimz G., Papke U.:
Windenergiepark Westküste GMBH
Kaiser-Wilhelm-KOOG
Experiences with Wind 1993
- [32] Nimz G.:
Entwicklung der Windenergietechnik am Beispiel Windenergiepark Westküste
Elektrizitätswirtschaft. Jg.94 (1995), Heft 24
- [33] OKA
OKA - Windenergieprojekt
Ertragsberechnung
1994
- [34] Salletmaier C., Winkelmeier H.:
Windenergie in Österreich, Voraussetzungen, Situationen, Bewertungen, Perspektiven
Bericht zum Forschungsauftrag GZ. 72.026/4-25/92 des Bundesministeriums für Wissen-
schaft und Forschung und GZ. 01 2635/1-I/7/92 des Bundesministeriums Umwelt Jugend
und Familie (1994)
- [35] Salletmaier C., Winkelmeier H.:
Windenergie
Tagungsband zum 2. Österreichischen Symposium über die Möglichkeiten der Wind-
energienutzung
Herausgegeben von der Energiewerkstatt
Friedburg 1992
Selbstverlag der Energiewerkstatt
- [36] Salletmaier C.:
Windenergie
Tagungsband zum 1. Österreichischen Symposium über die Möglichkeiten der Wind-
energienutzung
Herausgegeben von der Energiewerkstatt
Friedburg 1992
Selbstverlag der Energiewerkstatt
- [37] Salletmaier E., Winkelmeier H.:
Windenergie
Tagungsband zum 4. Österreichischen Symposium über die Möglichkeiten der Wind-
energienutzung
Herausgegeben von der Energiewerkstatt
Friedburg 1997
Selbstverlag der Energiewerkstatt

- [38] Salletmaier E.:
Wirtschaftsfaktor Windenergie in Österreich
Umsätze - Arbeitsplätze
Herausgegeben von der Energiewerkstatt
Friedburg 1996
Selbstverlag der Energiewerkstatt
- [39] Schauer G., Wilk H.:
Windenergie
Chancen - Potential - Technik - Anlagenbeispiele
VEÖ Journal - Österreichische Zeitschrift für Elektrizitätswirtschaft
Heft 3, März 1997
- [40] Schmid J., ISET:
Zweite Anwenderforum Windenergienutzung im Binnenland
Ostbayrisches Technologie Transfer Institut e.V. (OTTI)
OTTI Technologie-Kolleg
8. und 9. Oktober 1997
- [41] Schnell P., Meyer A.:
Windenergienutzung auf der Schwäbischen Alb
VDI Berichte Nr. 851, 1991
- [42] Seebode E.:
Windkraftanlagen
Marktübersicht 91/92
Interessenverband Windkraft Binnenland e.V.
September 1991
- [43] SONNENENERGIE & WÄRMETECHNIK
Erste deutsche Zeitschrift für alle regenerativen Energiequellen und dezentrale Energieerzeugung - Vereinigt mit Solar + Wärme Technik, Bau & Energie
November / Dezember 6/1995
Bielefelder Verlagsanstalt GmbH & Co.KG
- [44] Steitz P.:
Proceedings: Workshop on Prospects and Requirements for Geographic Expansion of Wind Power Usage
Research Project 1996-20
Proceedings, November 1986
Prepared for Electric Power Research Institute Palo Alto, California

- [45] StromBasiswissen
Dokumente und Kommentare zur energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Diskussion
Strom aus Wind
Herausgeber: Informationszentrale der Elektrizitätswirtschaft e.V.
Ausgabe Nr.109
- [46] STROMTHEMEN
Information zu Energie und Umwelt
Einseitige Belastung durch Einspeisegesetz
Herausgeber: Informationszentrale der Elektrizitätswirtschaft e.V., Frankfurt
Heft 5/96
- [47] Ting L., Mann P., Stump N., Windheim R., Jülich:
„250 MW Wind“-Programm
Wissenschaftliche Mitarbeiter des Projektträgers Biologie, Energie, Ökologie (BEO) des Bundesministeriums für Wissenschaft, Forschung und Technologie (BMBF) im Forschungszentrum Jülich GmbH (KFA)
Jg. 1994 (1995), Heft 24
- [48] Troen I, Peterson E.:
European Wind Atlas
Veröffentlicht für die Kommission der Europäischen Gemeinschaft
Generaldirektion für Wissenschaft, Forschung und Entwicklung
Brüssel, Belgien
Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark (1989)
- [49] VDI Berichte 1024
REGENERATIVE ENERGIEN
VDI-Gesellschaft Energietechnik
Betriebserfahrungen und Wirtschaftlichkeitsanalysen der Anlagen in Europa
Tagung München, 16. Und 17. März 1993
- [50] WIND ENERGIE AKTUELL:
Fachzeitschrift für Windenergie
Herausgeber: Carstensen U.
Verlag: Husum Messe, Messe-, Veranstaltungs- und Verlagsgesellschaft mbH
Mai 1993, 3. Jahrgang, Heft 5
- [51] WIND ENERGIE AKTUELL:
Fachzeitschrift für Windenergie
Herausgeber: Carstensen U.
Verlag: Husum Messe, Messe-, Veranstaltungs- und Verlagsgesellschaft mbH
Juni 1993, 3. Jahrgang, Heft 6

- [52] Windenergiepark Vogelsberg
Strom aus Windkraft
Herausgeber: Windenergiepark Vogelsberg GmbH
Anlagenbeschreibung

- [53] Windkraft Innviertel GesmbH:
Broschüre der Anlagenbetreiber

- [54] WINKRA GmbH
Experten der Windenergie
Anlagenbeschreibung
1996

9 Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Vertikalachsen-Windmühle [17, S.2]	1
Abb. 2: Strömungsverhältnisse beim Entzug mechanischer Leistung aus einem Luftstrom [17, S.62]	4
Abb. 3: Verlauf des Leistungsbeiwertes über dem Geschwindigkeitsverhältnis vor und hinter dem Energiewandler	6
Abb. 4: Verlauf des Leistungsbeiwertes $c_{P, Schmitz}$ über der Schnellaufzahl λ	8
Abb. 5: Widerstandsnutzendes System [15, S.23]	9
Abb. 6: Luftkräfte an einem umströmten Tragflügelprofil [17, S.69]	11
Abb. 7: Anströmungsgeschwindigkeiten und Luftkräfte an einem propellerartigen, auftriebsnutzenden Rotor [17, S.70]	11
Abb. 8: Konstruktion der Geometrie eines Flügels und seiner Verwindung [49, S.61]	12
Abb. 9: Savonius-Rotor [17, S.47]	13
Abb. 10: Darrieus-Rotor [17, S.47]	14
Abb. 11: H-Darrieus-Rotor [17, S.47]	14
Abb. 12: Horizontalachsen-Windkraftanlage [17, S.52]	15
Abb. 13: Mantelturbine [17, S.55]	16
Abb. 14: Diffusorturbine [17, S.55]	16
Abb. 15: Wirbelturm [17, S.55]	17
Abb. 16: Delta-Konzentrator [17, S.55]	17
Abb. 17: Konzentratorturbine [17, S.56]	18
Abb. 18: Aufwindkraftwerk [17, S.57]	18
Abb. 19: Windräder an der spanischen Küste bei Gibraltar	19
Abb. 20: Klassifizierung von Windkraftanlagen [25, S.236]	19
Abb. 21: Unterschiede im Aufbau [15, S. 58]	21
Abb. 22: Einfluß der Rotorblattzahl auf die Rotorleistungskennlinie [17, S.96]	23
Abb. 23: Wickeltechnik [17, S.213]	27
Abb. 24: Nabenbauformen [15, S.63]	28
Abb. 25: Pendelnabe [15, S.65]	29
Abb. 26: Generatorkennlinien [25, S.243]	31
Abb. 27: Mechanisch elektrische Wandlerysteme [40, S.223]	32
Abb. 28: Abgespannter Mast, freistehender Turm [15, S.82]	36
Abb. 29: Netzkopplung in Abhängigkeit der Generatorbauart [25, S. 247]	37
Abb. 30: Störungsursachen [23, S.57]	39
Abb. 31: Störungsauswirkungen [23, S.57]	40

Abb. 32: Störungsbehebung [23, S.58]	40
Abb. 33: Energiewandlungskette [25, S. 249].....	41
Abb. 34: Energiefluß einer Windkraftanlage [25, S.249]	41
Abb. 35: $c_p(\lambda)$ -Kennlinien von Windkraftanlagen [25, S.250]	42
Abb. 36: Leistungskennlinie [25, S.251]	43
Abb. 37: Strömungsverhältnisse: stall-geregelte Windkraftanlage [25, S.253]	45
Abb. 38: Stall-Regelung [25, S.255]	45
Abb. 39: Pitch-Regelung [25, S.255]	46
Abb. 40: Strömungsverhältnisse: pitch-geregelte Windkraftanlage [25, S.255]	46
Abb. 41: Windanlagenaufstellung in Windparks [25, S.257]	47
Abb. 42: Maschinenhaus der Windkraftanlage Eberschwang [53]	49
Abb. 43: Globale Verteilung der Windgeschwindigkeiten [15,S.93]	50
Abb. 44: Die Windverhältnisse in Europa [15, S.94].....	50
Abb. 45: Mittlere Strahlungsbilanz der Nordhalbkugel [15, S.95]	51
Abb. 46: Die globale Zirkulation [15, S.96]	52
Abb. 47: Windvektor im Tiefdruckgebiet [15, S.97]	53
Abb. 48: Entstehung der See-Land-Brise [15, S.98]	53
Abb. 49: Der Katabische Wind am Beispiel Grönland [15, S.99]	54
Abb. 50: Bodengrenzschicht [15, S.100]	55
Abb. 51: Höhenabhängigkeit der Windgeschwindigkeit [25, S.60]	55
Abb. 52: Hellmann-Exponent für unterschiedliche Geländeformen [17, S.484]	56
Abb. 53 Vertikale Windgeschwindigkeitsverteilung. Bezugshöhe: 40m. [15, S.101]	57
Abb. 54: Störung der Windströmung durch eine Baumgruppe [15, S.102]	58
Abb. 55 Störung durch ein Bauwerk [15, S.102]	58
Abb. 56: Auswirkungen einer steilen Böschung auf die Windströmung [15, S.103]	59
Abb. 57: Auswirkungen eines flachen Hügels auf die Windströmung [15, S.103]	59
Abb. 58: Windkraftwerk Laussa	59
Abb. 59: Schalenkreuzanemometer [15, S.104]	60
Abb. 60: Flügelradanemometer [15, S.105]	60
Abb. 61 Ultraschallanemometer [15, S.107]	61
Abb. 62: Zuordnung der Windgeschwindigkeit zur Windstärke [17, S.490]	62
Abb. 63: Windatlasmodell [48, S.17]	63
Abb. 64: Windatlas-Anwendungsmodell [34, S.49]	64
Abb. 65: Rauigkeitsklasse 0 [48, S.18]	66
Abb. 66: Rauigkeitsklasse 1 [48, S.18]	66

<i>Abb. 67: Rauigkeitsklasse 2 [48, S.19]</i>	<i>67</i>
<i>Abb. 68: Rauigkeitsklasse 3 [48, S.19]</i>	<i>67</i>
<i>Abb. 69: Einfluß eines Hindernisses auf eine Windkraftanlage [17, S.478]</i>	<i>68</i>
<i>Abb. 70: Perspektivische Darstellung des Askerveinhügel [48, S.61]</i>	<i>68</i>
<i>Abb. 71: Windströmung über Bergrücken [34, S.15]</i>	<i>69</i>
<i>Abb. 72: Europäische Windkarte [48, S.37]</i>	<i>70</i>
<i>Abb. 73: Windatlas der Vereinigten Staaten von Amerika [31, S.3-4]</i>	<i>72</i>
<i>Abb. 74: Windkraftwerk in Kalifornien [Internet]</i>	<i>72</i>
<i>Abb. 75: Häufigkeitsverteilung [34, S.4]</i>	<i>74</i>
<i>Abb. 76: Tagesgang und Histogramm [15, S.110]</i>	<i>75</i>
<i>Abb. 77: Windklassierer [15, S.112]</i>	<i>76</i>
<i>Abb. 78: Ertragsermittlung aus dem Histogramm [15, S.111]</i>	<i>76</i>
<i>Abb. 79: Weibull-Verteilung</i>	<i>77</i>
<i>Abb. 80: Leistungskurven</i>	<i>77</i>
<i>Abb.81: Flautenanalyse</i>	<i>77</i>
<i>Abb. 82: Energieprognose</i>	<i>77</i>
<i>Abb. 83: Tagesgang der Windgeschwindigkeit in verschiedenen Höhen [34, S.17]</i>	<i>78</i>
<i>Abb. 84: Jahresgang der Windenergie in OÖ [34, S.21]</i>	<i>79</i>
<i>Abb. 85: Windkraftanlage Eberschwang [53]</i>	<i>79</i>
<i>Abb. 86: Windenergiekarte von Österreich [34, S.36]</i>	<i>80</i>
<i>Abb. 87: Liste der Meßstationen [37, S.37]</i>	<i>82</i>
<i>Abb. 88: Villacher Alpe [37, S.42]</i>	<i>84</i>
<i>Abb. 89: Stixneusiedel [37, S.42]</i>	<i>84</i>
<i>Abb. 90: Lastovo [37, S.42]</i>	<i>85</i>
<i>Abb. 91: Praha-Ruznye [37, S.42]</i>	<i>85</i>
<i>Abb. 92: Szeged [37, S.43]</i>	<i>86</i>
<i>Abb. 93: Chopok [37, S.43]</i>	<i>86</i>
<i>Abb. 94: Portoroz [37, S.43]</i>	<i>87</i>
<i>Abb. 95: Windkarte von Osteuropa [7]</i>	<i>88</i>
<i>Abb. 96: Windkarte von Niederösterreich [1]</i>	<i>89</i>
<i>Abb. 97: Windpark Eberschwang [53]</i>	<i>89</i>
<i>Abb. 98: Windkraftanlagen Österreich [12, S.2]</i>	<i>90</i>
<i>Abb. 99: Standortdaten Eberschwang [34, S.140]</i>	<i>93</i>
<i>Abb. 100: Standortdaten Eberschwang [34, S.141]</i>	<i>93</i>
<i>Abb. 101: Anlagentechnik [4, S.18, S.36]</i>	<i>94</i>

<i>Abb. 102: Winddaten der Windkraftanlage Eberschwang</i>	<i>95</i>
<i>Abb. 103: Energiedaten</i>	<i>95</i>
<i>Abb. 104: Wirkenergieerträge</i>	<i>96</i>
<i>Abb. 105: Energieertrag</i>	<i>96</i>
<i>Abb. 106: Spezifischer Energieertrag bezogen auf die installierte Leistung</i>	<i>97</i>
<i>Abb. 107: Spezifischer Energieertrag bezogen auf die Rotorfläche.....</i>	<i>98</i>
<i>Abb. 108: Trendlinie bei schwachem Ertragunterschied</i>	<i>98</i>
<i>Abb. 109: Trendlinie bei starkem Ertragunterschied</i>	<i>98</i>
<i>Abb. 110: Energieaustausch</i>	<i>99</i>
<i>Abb. 111: Blindarbeitslieferung</i>	<i>100</i>
<i>Abb. 112: Blindarbeitsbezug</i>	<i>100</i>
<i>Abb. 113: Bezogene Wirkarbeit.....</i>	<i>101</i>
<i>Abb. 114: Windkraftanlage Laussa</i>	<i>101</i>
<i>Abb. 115: Minutenmeßwerte Eberschwang.....</i>	<i>102</i>
<i>Abb. 116: Eberschwang Februar</i>	<i>105</i>
<i>Abb. 117: Eberschwang Jänner.....</i>	<i>105</i>
<i>Abb. 118: Eberschwang April</i>	<i>105</i>
<i>Abb. 119: Eberschwang März</i>	<i>105</i>
<i>Abb. 120: Eberschwang Juni.....</i>	<i>106</i>
<i>Abb. 121: Eberschwang Mai</i>	<i>106</i>
<i>Abb. 122: Eberschwang August.....</i>	<i>106</i>
<i>Abb. 123: Eberschwang Juli.....</i>	<i>106</i>
<i>Abb. 124: Eberschwang Oktober.....</i>	<i>106</i>
<i>Abb. 125: Eberschwang September</i>	<i>106</i>
<i>Abb. 126: Eberschwang November</i>	<i>106</i>
<i>Abb. 127: Eberschwang Dezember.....</i>	<i>106</i>
<i>Abb. 128: Jahresgang Eberschwang 1997</i>	<i>107</i>
<i>Abb. 129: Jahresgang Laussa 1997</i>	<i>107</i>
<i>Abb. 130: Tageszeitliche Ertragsverteilung Laussa 1997.....</i>	<i>108</i>
<i>Abb. 131: Tageszeitliche Ertragsverteilung Eberschwang 1997</i>	<i>108</i>
<i>Abb. 132 Ertragsaufteilung Laussa 1997</i>	<i>109</i>
<i>Abb. 133 Ertragsaufteilung Eberschwang 1997.....</i>	<i>109</i>
<i>Abb. 134: Ertragsaufteilung Eberschwang 1997</i>	<i>110</i>
<i>Abb. 135: Ertragsaufteilung Laussa 1997.....</i>	<i>110</i>
<i>Abb. 136: Leistungs-Windgeschwindigkeits-Diagramm</i>	<i>110</i>

<i>Abb. 137: Leistungs-Drehzahl-Diagramm</i>	<i>111</i>
<i>Abb. 138: Leistungs-Windgeschwindigkeits-Diagramm</i>	<i>112</i>
<i>Abb. 139: Luftdichte als Funktion von Temperatur und Höhe [48, S.637]</i>	<i>112</i>
<i>Abb. 140: Windkraftanlage Eberschwang [53]</i>	<i>113</i>
<i>Abb. 141: Investitionsnebenkosten [40, S.16]</i>	<i>114</i>
<i>Abb. 142: Betriebskosten bezogen auf den WEA-Kaufpreis [40, S.17]</i>	<i>115</i>
<i>Abb. 143: Stromgestehungskosten unterschiedlicher Leistungsklassen [40, S..19]</i>	<i>116</i>
<i>Abb. 144: Vollaststunden Häufigkeitsstundenverteilung 1994 [40, S..21]</i>	<i>116</i>
<i>Abb. 145: Vollaststunden Häufigkeitsstundenverteilung 1996 [40, S..21]</i>	<i>117</i>
<i>Abb. 146: Förderungsmaßnahmen in der EU [37, S.101]</i>	<i>121</i>
<i>Abb. 147: Einspeisetarife in Europa [37, S.102]</i>	<i>122</i>
<i>Abb. 148: Einspeisetarife in Europa [37, S.26]</i>	<i>123</i>
<i>Abb. 149: Einspeisetarife in Österreich in ÖS/kWh [37, S.24]</i>	<i>123</i>
<i>Abb. 150: Sondertarife für die Netzeinspeisung von Windstrom [37, S.24]</i>	<i>124</i>
<i>Abb. 151: Einspeisetarife in den Bundesländern [37, S.25]</i>	<i>124</i>
<i>Abb. 152: Installierte Windkraftleistung in Europa [37, S.30]</i>	<i>127</i>
<i>Abb. 153: Entwicklung der installierten Windkraftleistung in Österreich</i>	<i>127</i>

10 Anhang A (Windkarten)

10.1 Windkarte Europa

10.2 Windkarte Osteuropa

10.3 Windkarte Niederösterreich