

# **DAS WINDENERGIEPOTENTIAL VORARLBERGS**



## **ENDBERICHT**

H. Dobesch\*, G. Kury\*\*, H.V. Tran\*, S. Zach\*

\*Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik, Wien

\*\* ENAIRGY, Wien

Erstellt im Auftrag der  
Vorarlberger Landesregierung

Wien, im November 2003

# Das Windpotential Vorarlbergs

## Inhalt

<a href="#">DANKSAGUNG</a> .....	4
<a href="#">1. Einleitung</a> .....	5
<a href="#">2. Analyse des bestehenden Datenmaterials</a> .....	6
<a href="#">2.1. Vorhandene meteorologische und geographische Daten</a> .....	6
<a href="#">Tabelle 1: Windmessstationen; für die Studie geprüfte Kandidaten mit Stundenwerten</a> .....	6
<a href="#">Tabelle 2: Für die Berechnung des Windpotentials tatsächlich verwendete Messstationen</a> .....	7
<a href="#">2.2. Meteorologische Anforderungen an Windmessungen</a> .....	7
<a href="#">3. STANDORTAUSWAHL FÜR WINDKRAFTANLAGEN</a> .....	8
<a href="#">3.1. Einführende Bemerkungen</a> .....	8
<a href="#">3.2. Allgemeine technische Daten über Windkraftanlagen</a> .....	9
<a href="#">3.3. Klimatologische Anforderungen</a> .....	10
<a href="#">3.3.1. Orographische Bedingungen</a> .....	10
<a href="#">3.3.2. Das Vereisungspotential</a> .....	11
<a href="#">3.3.2.1. Vereisungsformen</a> .....	11
<a href="#">3.3.2.2. Vereisungswahrscheinlichkeit und Andauer des Eisansatzes</a> .....	12
<a href="#">Abbildung 1: Mittlere Anzahl der Tage mit Vereisungserscheinungen in Vorarlberg (Vereisungspotential)</a> .....	14
<a href="#">3.3.3. Die Blitzdichte</a> .....	14
<a href="#">Abbildung 2: Mittlere Blitzdichte Vorarlberg Anzahl der Entladungen pro km<sup>2</sup> (entnommen aus <i>Klima von Vorarlberg, 2001</i>)</a> .....	15
<a href="#">3.4. Windkraftanlagen aus naturschutz- und luftfahrtrechtlicher Sicht</a> .....	15
<a href="#">3.4.1. Naturschutzrecht</a> .....	15
<a href="#">3.4.2. Luftfahrtrecht</a> .....	16
<a href="#">3.5. Technische Kriterien für die Standortauswahl für Windkraftanlagen</a> .....	17
<a href="#">3.5.1. Anforderungen an die Zufahrtstraße</a> .....	17
<a href="#">3.5.2. Anforderungen an das bestehende elektrische Netz</a> .....	18
<a href="#">Tabelle 3: Nennleistung, Nennscheinleistung und Netzkapazität für einige typische Windturbinen</a> .....	18
<a href="#">Tabelle 4: Maximaler Abstand zu stromführenden Leitungen verschiedener Spannungen</a> .....	19
<a href="#">3.5.3. Notwendige Mindestabstände zu Wohnanrainern</a> .....	19
<a href="#">3.5.3.1. Schallimmissionen</a> .....	19
<a href="#">3.5.3.2. Schattenwurf</a> .....	20

<a href="#">3.5.4. Anforderungen der Luftfahrt und des Naturschutzes</a> .....	20
<a href="#">3.6. Standortauswahl für zusätzliche Messpunkte</a> .....	21
<a href="#">4. METHODIK</a> .....	22
<a href="#">4.1. Problemstellung / Stand der Forschung</a> .....	22
<a href="#">4.2. Methodische Ansätze</a> .....	22
<a href="#">5. ERGEBNISSE</a> .....	24
<a href="#">5.1. Stationsbeschreibung</a> .....	24
<a href="#">5.2. Statistische Tabellen</a> .....	24
<a href="#">5.3. Windklimatologische Fingerprints</a> .....	26
<a href="#">5.4. Karten der mittleren Windgeschwindigkeit</a> .....	28
<a href="#">5.5. Karten des mittleren Windpotentials</a> .....	28
<a href="#">Tabelle 5: Flächenanteil bestimmter Windpotentialklassen in Perzentilen der Landesfläche Vorarlbergs</a> .....	29
<a href="#">Abbildung 3: Anzahl der zusammenhängenden Flächen in Abhängigkeit von ihrer Größe (in ha) für einen Schwellwert von 240 W/m<sup>2</sup> und einer Seehöhe unter 2300 m</a> .....	30
<a href="#">6. ZUSAMMENFASSUNG</a> .....	31
<a href="#">6.1. Projektablauf</a> .....	31
<a href="#">6.2. Die geographische Verteilung des Windenergiepotentials in Vorarlberg</a> .....	31
<a href="#">6.3. Weiterführende Betrachtungen und Ausblick</a> .....	32
<a href="#">7. LITERATUR</a> .....	33

## **DANKSAGUNG**

*Diese Studie ist auf Grund eines Auftrags der Vorarlberger Landesregierung (Zahl VIa-517) durchgeführt worden. Die Auftragnehmer fühlen sich in diesem Zusammenhang zu großem Dank verpflichtet, da die Auftraggeberin vielfältige Unterstützung gewährte. Insbesondere soll die Projektbegleitung in Form tatkräftiger Hilfestellung von Herrn Dr. Richard Werner bei der Entwicklung des Projektes, bei der Aufstellung der Messgeräte und deren Betreuung über 2 Jahre und bei mobilen Sondermessungen hervorgehoben werden, denn ohne seine Hilfe wäre diese Studie so nicht möglich gewesen.*

*Weiters soll auch die verständnisvolle Unterstützung von Herrn DI Dr. Adolf Groß nicht unerwähnt bleiben. Ebenso muss hier MeteoSwiss (früher SMA) gedankt werden, insbesondere Herrn Thomas Schlegel, welcher sowohl Messdaten als auch ausführliche Metadaten zu den verwendeten schweizerischen Messstellen zur Verfügung stellte.*

# DAS WINDENERGIEPOTENTIAL VORARLBERGS

## 1. EINLEITUNG

Das Land Vorarlberg hat sich gemäß ELWOG verpflichtet, 3 % des Stromverbrauchs aus neuen erneuerbaren Energien (Sonne, Wind und Biomasse) bis 2005 zu liefern. Während die photovoltaische Stromerzeugung derzeit noch sehr hohe Kosten verursacht und die Verstromung von Biomasse bzw. -gas und Deponiegas bisher nur in Prototypen oder vereinzelt technologisch durchgeführt wurde und daher technisch noch nicht ausgereift scheint, wird der erneuerbare Energieträger Wind technologisch seit vielen Jahren erfolgreich und zu vergleichsweise geringen Kosten genutzt.

In einer ersten groben Schätzung der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (Pokorny, 1981) in Wien wurde unter den gegebenen Rahmenbedingungen ein wirtschaftlich und technisch vertretbares Windenergiepotential in Vorarlberg von 20 MW Leistung bzw. 30 GWh/a Energieertrag ermittelt. Diese Strommenge entspricht etwa 1,1 % des Vorarlberger Stromverbrauchs von 1996. Die hier vorgelegten Befunde sollen nun eine genaue Schätzung dieses Potentials ermöglichen.

Dieser Bericht beinhaltet eine Darstellung und Ausarbeitung der in den Jahren 2000 bis 2002 durchgeführten Messungen, Arbeiten, Untersuchungen und Befunde. Die damit verbundenen Zielsetzungen haben zum Inhalt, die für eine Nutzung des Windenergiepotentials in Vorarlberg notwendigen Informationen aus den Bereichen Meteorologie/Klima, elektrische und bauliche Infrastruktur sowie der Rechtsmaterie zu erfassen und aufzubereiten. In weiterer Folge ist auf dieser Basis die konkrete Umsetzung und den Aufbau von Windkraftanlagen bzw. Windparks möglichst sehr genau und detailgerecht möglich.

Die Arbeiten umfassten unter anderem Vorerhebungen zu den rechtlichen, wirtschaftlichen und meteorologischen Grundlagen, ferner die Auswahl der möglichen Flächen zur Errichtung von Windkraftanlagen (WKAs) und Sichtung des gesamten erfassbaren meteorologischen Datenmaterials. Des Weiteren wurde die Auswahl geeigneter Standorte für zusätzliche meteorologische Messungen (siehe Bericht der Fa. ENAIRGY vom Mai 2000), sowie die Einrichtung und den Betrieb dieser Messungen seit Herbst 2000 an zwei dieser Standorte, nämlich Flexenpaß und Geigers/Möggers (technische Details in ANHANG III.1 und III.2) durchgeführt. Der Abbau der beiden Projektstationen erfolgte im Oktober 2002. Ein sehr arbeitsaufwendigster Teil der Arbeit war die Zusammenstellung des vorhandenen Datenmaterials, dessen Qualitätsprüfung, sowie die Auswertung dieser 2 Zusatzmessstationen. Im ANHANG III sind weiters die Ertragsprognosen für die beiden Standorte Flexenpaß und Geigers dargelegt, wie sie nach gängigen Begutachtungsverfahren durchgeführt werden.

Auf der Basis dieses und des anderen Datenmaterials aus den bestehenden Messnetzen ist dann das landesweite Potential für die Windenergienutzung für zwei Nabenhöhen in Vorarlberg abgeschätzt worden.

## 2. ANALYSE DES BESTEHENDEN DATENMATERIALS

### 2.1. Vorhandene meteorologische und geographische Daten

Das vorhandene meteorologische Datenmaterial wurde sehr ausführlich bei der Erstellung des Werkes „Klima von Vorarlberg“, (2001) gesichtet und geprüft (vergl. Band II, Kapitel 8, Wind, S. 277-322). Ergänzungen zu den dort bereits durchgeführten Arbeiten mussten jedoch hinsichtlich des Parameters Wind durchgeführt werden, da in der genannten Klimatographie lediglich vier „Bergstationen“ (Sulzberg, Pfänder, Galzig und Idalpe) angeführt werden, von denen nur eine in Vorarlberg liegt, die gleichzeitig Windgeschwindigkeit und Windrichtung registriert (Station Sulzberg).

Weitere vorhandene Windmessdaten von Bergstationen der Institutionen VKW, Illwerke, Bayerischer und Vorarlberger Lawinenwarndienst, Schweizerische Meteorologische Anstalt (SMA, neuerdings METEOSWISS) und des Deutschen Wetterdienstes (DWD) wurden von

**Tabelle 1: Windmessstationen; für die Studie geprüfte Kandidaten mit Stundenwerten**

Ort	Betreiber	Seehöhe	Messhöhe	Zeitraum	Aufstellung
m	m				
1 Säntis	SMA	2500	11	1983 - 97	frei
2 Weissfluhjoch	SMA	2690	10	1999 - 02	frei
3 Hochgrat*	Bayr. LWD	1830	6	1998 - 99	frei
4 Galzig	ZAMG	2080	10	1993 - 02	G
5 Hochälpele	VKW	1460	6	1999 - 00	tw. frei
6 Freschenhütte	VKW	1840	6	1999 - 00	tw. frei
7 Kanzelwand	LAWIWD	2060			frei
8 Obervermunt	Illwerke	2045	10	1995 - 97	frei
9 Kops	Illwerke	1829	10	1995 - 97	frei *
10 Lünensee	Illwerke	1970	10	1995 - 97	frei *
11 Pfänder	ZAMG	1132	83	1960 - 67	frei
12 Rohrspitz	UI	400	10	1989 - 90	frei
13 Rankweil	UI	435	6	1994 - 95	frei
14 Sulzberg	UI	1020	6	1992 - 96	tw. frei
15 Dornbirn	ZAMG	410	10	1992 - 97	T,H
16 Lustenau	UI	410	6	1992 - 96	T,H
17 Bregenz	ZAMG	424	33	1993 - 02	G,H,T
18 Feldkirch	ZAMG	440	10	1993 - 02	G,T,H
19 Frastanz	UI	475	6	1984 - 92	tw.frei,T
20 Thüringen	UI	550	10	1988 - 90	tw.frei,T
21 Bludenz	UI	550	27	1995 - 96	G,T
22 Schruns	UI	675	8	1993 - 95	H,T
23 Alberschwende	ZAMG	719	10	1995 - 02	tw.frei,T
24 Schoppernau	UI	850	6	1996 - 97	H,T
25 Wald	UI	940	6	1992 - 96	tw.frei,T
26 Latschau	ZAMG	995	10	1996 - 97	G,T
27 Warth	ZAMG	1475	6	1984 - 97	H,T
28 Idalpe	ZAMG	2323	16	1984 - 97	G,T
29 Dornbirn A.	UI	410	6	1984 - 87	H,T
30 Schlins	ZAMG	520	10	1968 - 74	H,T
31 Nüziders	UI	530	6	1984 - 87	G,T
32 Gisingen	ZAMG	439	8	1982 - 89	G,T
33 Golmer Joch	Illwerke	2100	13	1998 - 02	frei

(T= Tallage, G= Dach/Gibelmontage, H= Hindernis, \* Windsiter nach ALWIN)

Herrn Dr. Richard Werner (Umweltinstitut Vorarlberg) und den Autoren erhoben (Tabelle 1) und, soweit brauchbar, auch den Berechnungen zugeführt. Eine Liste der tatsächlich in dieser Studie verwendeten Windmessstationen ist in der Tabelle 2 gegeben, wobei die genaue Stationsbeschreibungen im ANHANG IV (Messstationsdokumentation) enthalten ist, ebenso wie eine messtechnische Dokumentation der beiden Sondermessstationen Geigers und Flexenpaß (ANHANG III – Standortbegutachtung). Hier sind auch alle sog. Metadaten zusammengefasst, die eine genaue Beschreibung der Umgebungsbedingungen ermöglichen. Insbesondere die Rauzigkeit und die Hindernisse im Nahbereich sind hier wichtige Informationen, die allesamt unter Verwendung der formalen Eingabevorschriften in die verwendeten Modelle (vergl. Kapitel 4) eingeflossen sind.

Des Weiteren wurden geographische Daten der Stationsumgebungen – im speziellen Höhenrasterdaten mit 50 m Auflösung im Ausmaß von 10 x 10 km um die Station und Katasterpläne im Maßstab 1:2.000, sowie die Erfassung der Umgebungsrauigkeit und etwaiger zusätzlicher Hindernisse in den Anströmrichtungen genau erhoben, zusammengestellt und digitalisiert.

**Tabelle 2: Für die Berechnung des Windpotentials tatsächlich verwendete Messstationen**

ID	Ort	Betreiber	x (M28)	y	Seehöhe
1	Flexenpaß	P	-12637	224146	1788
2	Freschenhütte	VKW	-41970	240005	1480
3	Galzig	ZAMG	-7765	221345	2080
4	Geigers	P	-40594	268894	958
5	Golmer Joch	Illwerke	-37575	214247	2100
6	Hochälpele	VKW	-39280	251765	1460
7	Hochgrat	Bayr. LWD	-19595	261530	1700
8	Obervermont/Bielerhöhe	Illwerke	-18367	203596	2045
9	Rankweil	UI	-54505	240235	435
10	Rohrspitz Süd	UI	-53275	261155	400
11	Säntis	SMA	-74929	234985	2490
	Säntis Synop	SMA	-74430	234976	2490
12	Sulzberg	UI	-30530	265675	1020

ZAMG = Zentralanstalt für Meteorologie

SMA = Schweizerische Meteorolog. Anstalt (MeteoSwiss)

UI = Umweltinstitut Vorarlberg

VKW = Vorarlberger Kraftwerke

P = Projektstationen

## 2.2. Meteorologische Anforderungen an Windmessungen

Um ein möglichst genaues Bild des langfristigen Windklimas erstellen zu können, sind gewisse Kriterien hinsichtlich Aufstellungsort des Messgeräts und Dauer der Messreihe zu berücksichtigen.

Der Aufstellungsort einer meteorologischen Messstation in unserer Kulturlandschaft ist zumeist von Hindernissen wie Bäumen, Gebäuden und dergleichen umgeben. Diese führen zu einer mehr oder weniger starken Abschwächung bzw. Verfälschung des Windvektors am Messort. Zwar kann die Abschwächung mittels eines mathematisch-physikalischen Modells

berechnet und somit die ungestörte Windgeschwindigkeit des Ortes eruiert werden, doch sinkt die Genauigkeit dieser Methode bei Unterschreiten einer gewissen Mindestdistanz zwischen Messgerät und Hindernis drastisch ab. Als Richtwert für diese Grenzdistanz kann ein Abstand von 5 Hindernishöhen zwischen Messung und Hindernis angesehen werden, wobei die Messhöhe größer als die Hindernishöhe ist.

Ein zweites Kriterium an den Aufstellungsort ist die Geländeform in unmittelbarer Umgebung des Messorts in einem Radius von einigen hundert Metern. In bergigen Gelände kommt es bei größeren Hangneigungen in der Luftströmung zu höheren Turbulenzen (höhere kurzfristige Schwankungen, höhere Vertikalkomponenten) und dadurch zu nur schwer kalkulierbaren Geschwindigkeitsmodifikationen in der atmosphärischen Grenzschicht.

Ein drittes Auswahlkriterium ist die Messdauer. Diese sollte zumindest 2 Jahre betragen und weniger als 10 Prozent pro Jahr bzw. 40 Prozent in einem einzelnen Monat fehlende Daten aufweisen. Derart ist der Datensatz als statistisch signifikant hinsichtlich der am Ort gegebenen langjährigen Schwankungsweiten des Windvektors.

Im Auswahlverfahren (siehe Kapitel 3) wurden einerseits die oben genannten Qualitätskriterien berücksichtigt und andererseits Regionen mit größerer Bedeutung für die Windenergienutzung und geringerer Stationsdichte Priorität eingeräumt. Im Besonderen bevorzugt wurden Stationen in Kuppen- oder Sattellage und 1000 bis 2200 m Seehöhe. Aufgrund der dort vorherrschenden geringen Stationsdichte werden auch Messdaten herangezogen, die die oben genannten Qualitätskriterien nur teilweise erfüllen. Um die Aufnahme der Umgebungsrauigkeit zu bewerkstelligen wurde im Mai 2000 eine mehrtägige Besichtigungsfahrt der vorhandenen Windmessstationen in Vorarlberg durchgeführt. Eine Bewertung anhand des gewonnenen Datenmaterials über Orographie, Rauigkeit und Umgebungshindernisse führte dann zusammen mit anderen Kriterium zur Stationsauswahl (vergl. Kapitel 3). Die ausführlichen Dokumentationen zu diesen Aufnahmen waren die Basis zur Bewertung der Stationsumgebungen. Ergänzend erfolgten weitere Geländeaufnahmen im Herbst 2002 gegen Ende der gesamten Messperiode um etwaig eingetretene Veränderungen zu erfassen.

### **3. STANDORTAUSWAHL FÜR WINDKRAFTANLAGEN**

#### **3.1. Einführende Bemerkungen**

In Vorarlberg wurden bis dato keine Windkraftanlagen errichtet oder geplant. Abgesehen von kurzen Studien (Pokorny 1981, Pokorny et al. 1994) über das Windpotential anhand von wenigen Windmessstationen liegen keine spezifischen Informationen für die Windenergienutzung vor. Das Ziel der hier durchgeführten Standortauswahl für WKAs und zusätzliche Messpunkte ist es daher in einem ersten Schritt die gegebenen technischen, rechtlichen und klimatologischen Voraussetzungen des Landes Vorarlberg im Hinblick auf die Windenergienutzung zu erfassen und zu prüfen. Dazu müssen folgende drei Hauptpunkte beachtet werden:

- Technische Bedingungen wie mögliche Netzanbindung an das bestehende elektrische Netz und vorhandene bzw. notwendige Infrastruktur für den Transport großer Bauteile
- Klimatologische Bedingungen wie Windpotential, Vereisung, Blitzschlag und Gefährdung durch Lawinen

- Rechtliche Bedingungen aufgrund des Luftfahrt-, Naturschutz- und Elektrizitätsrechtes (bei letzterem vor allem die Schonung der Anrainer)

### **3.2. Allgemeine technische Daten über Windkraftanlagen**

WKAs können aus der Sicht des Betreibers und der bestehenden Marktsituation in zwei Klassen eingeteilt werden:

- Anlagen ab 30 kW Nennleistung, die an das bestehende elektrische Netz gekoppelt sind;
- Anlagen bis 10 kW Nennleistung, die mittels Speichersystem entlegene Objekte netzunabhängig versorgen.

Das Ziel der Studie soll es sein, Wege zu einem nennenswerten Anteil der Windenergie am landesweiten Stromverbrauch aufzuzeigen. Da hierfür eine unrealistisch große Zahl von autarken Kleinanlagen installiert werden müsste, werden nur die netzgekoppelten WKAs näher beschrieben.

Die übliche netzgekoppelte WKA besteht aus einem dreiblättrigen Rotor, einer Gondel mit Getriebe, Generator, Kühlung, mechanischer Bremse und gesteuertes, aktiver Windnachführung mittels elektrischer Stellmotoren. Die einzelnen Rotorblätter sind in einem Teil aus Glasfaserkunststoff gefertigt und können teilweise oder vollständig zur aerodynamischen Regelung bzw. Abbremsung verstellt werden. Der Turm besteht zumeist aus zwei bis drei Stahlrohrsegmenten, vereinzelt werden auch Gittermaste oder Betonmaste verwendet.

Das Größenspektrum der netzgekoppelten Anlagen reicht von einer Leistung von 30 kW bei einem Rotordurchmesser von 12 m bis zu 2.500 kW Leistung und mehr bei einem Rotordurchmesser von 80 m. Mit steigendem Rotordurchmesser nimmt im unteren Leistungsbereich auch die Masthöhe zu, ab einer Leistung von 600 kW sind die Masthöhen jedoch annähernd konstant zwischen 60 bis 70 m. Die Konstanz ist durch die luftfahrtrechtlich problemlosere Hindernishöhe von 100 m (= gesamte Bauhöhe), die Anforderungen seitens des Transports an den unteren Turmdurchmesser und das durchschnittliche vertikale Windprofil bedingt. Erst ab einer Leistung von 2.000 kW steigt die Turmhöhe auf bis zu 120 m wieder an.

Bis zu einer Generatorleistung von 300 kW können WKAs an einer Spannungsebene von 400 V elektrisch angeschlossen werden, darüber hinaus wird der Strom der WKAs von 690 V mittels beigestelltem Transformator auf Mittelspannung transformiert. Während einzelne Anlagen und kleinere Windparks an die Mittelspannungsebene angeschlossen werden können, müssen größere Windparks ab einer Leistung von etwa 15 MW über ein eigenes Umspannwerk an die 110 kV Spannungsebene angeschlossen werden.

Die spezifischen Anlagenkosten pro m<sup>2</sup> Rotorkreisfläche nehmen bis etwa 600 kW Leistung exponentiell ab. Ab 600 kW bleiben die Kosten bis etwa 1000 kW Leistung annähernd konstant, anschließend ist wieder ein leichter Anstieg der spezifischen Kosten zu bemerken. Berücksichtigt man jedoch sämtliche Infrastruktur- und Nebenkosten so sind in Windparks und bei größeren Entfernungen zum bestehenden elektrischen Netz und Wegenetz Anlagen ab einer Leistung von 1.300 kW wesentlich wirtschaftlicher als kleinere Anlagen. Bei einer kleinen verfügbaren Fläche des windgünstigen Standorts werden ebenfalls oft einzelne große Anlagen zur möglichst ausgiebigen Nutzung des Standortpotentials betrieben.

### 3.3. Klimatologische Anforderungen

Die höchste Priorität unter den klimatologischen Parametern hat die Leistungsdichte des Windes. Diese errechnet sich aus der Luftdichte – im wesentlichen eine Funktion der Seehöhe – und dem Mittelwert der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit. Durch die kubische Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit resultieren große Unterschiede in der Leistungsdichte auch bei nur kleinen Geschwindigkeitsdifferenzen. Klimatologisch sind aber auch andere den Betrieb einer Windturbine beeinflussende Faktoren zu berücksichtigen, nämlich das Vereisungspotential (Kapitel 3.3.2) und die Blitzdichte (Kapitel 3.3.3).

#### 3.3.1. Orographische Bedingungen

Aufgrund der oben genannten Gesetzmäßigkeiten der eine bodennahe Luftströmung unterliegt, ist eine Standortauswahl für WKAs wesentlich detaillierter – auch anhand der kleinräumigen Geländestruktur – durchzuführen als für z.B. Photovoltaik-Anlagen.

Anhand der Klimatographie Vorarlbergs und weiterer Quellen für Windmessdaten kann generell festgestellt werden, dass in Tal- und mittleren Lagen bei weitem kein ausreichendes Windpotential vorhanden ist. So betragen die mittleren jährlichen Windgeschwindigkeiten für fast alle in der Klimatographie angeführten Stationen weniger als 2 m/s. Von den fünfzehn Stationen in Tallagen erreichen lediglich die Messpunkte Rohrspitz am Bodensee (2,7 m/s), Rankweil-Weitried (2,1 m/s) und Thüringen-Süd (2,2 m/s) mehr als 2 m/s mittlere jährliche Windgeschwindigkeit. Die Messhöhen betragen zwischen 6 und 10 m. Auch die schweizerischen Windmessstationen Chur-Ems, Davos und St. Gallen bzw. in Liechtenstein Vaduz weisen eine mittlere Windgeschwindigkeit zwischen 2 und 2,9 m/s auf. Die Gebiete um den Bodensee sind naturgemäß etwas windstärker. Ein Anhaltspunkt dazu liefern Betriebsergebnisse von bestehenden WKAs in Bayern und Baden-Württemberg, die zwischen 800 und 1500 Vollaststunden erreichen.

Die Kuppenlagen im nördlichen Vorarlberg können durch die beiden Vorarlberger Messpunkte Pfänder und Sulzberg sowie die deutsche Messstelle auf dem Hochgrat abgeschätzt werden. Während in Sulzberg in 6 m über Grund aufgrund der leichten Leelage der Station nur eine Windgeschwindigkeit von 2,3 m/s im Jahresmittel gemessen wurde, beträgt die mittlere jährliche Windgeschwindigkeit auf dem Pfänder (gemessen in 83 m über Grund) immerhin 5,1 m/s. Rechnet man diesen Wert auf niedrigere Höhen mit einer Geländerauhigkeit von 0,05 m um, so erhält man beispielsweise in 60 m über Grund eine mittlere Windgeschwindigkeit von 4,9 m/s und in 10 m eine solche von 3,6 m/s. Die Messdaten der Station Hochgrat sowie die Daten des Hochälpele, einer weiteren Station der VKW, liefern mit 3,6 bzw. 2,1 m/s ebenfalls nur relativ geringe Werte.

An alpinen Kuppen- und Sattellagen im mittleren und südlichen Vorarlberg kann dagegen ein brauchbares Windpotential erwartet werden. So wird auf dem Säntis in der Schweiz eine mittlere jährliche Windgeschwindigkeit von 6,2 m/s gemessen. Ein ähnlich hohes Windpotential (5,6 m/s) weist auch die Messreihe am Lünensee (wurde aber in dieser Studie aus standortspezifischen Gründen nicht verwendet) aus. Einiges niedriger sind die Mittelwerte der Stationen Galzig/Arlberg (2,9 m/s) und Obervermont/Bielerhöhe (2,9 m/s) aber auch die Sondermessstationen am Geigers (3,6 m/s) und Flexenpaß (2,3 m/s).

Die Hauptwindrichtungen sind je nach geographischer Lage des Standorts sehr unterschiedlich. So zeigen Windmessstationen in Tälern und Sätteln meist eine Windrichtungsverteilung, die der Achse des Tales bzw. des Einschnitts folgt. Die Windrichtungsverteilung der freien Strömung lässt sich am ehesten durch die seltenen Bergstationen eruieren. Bei diesen ist die Hauptwindrichtung Südwest bis West mit einem

Nebenmaximum bei Süd und Ost (siehe auch. „Klima von Vorarlberg“, Kap.10, S.102, Abb.10.1.1.2.1).

Die Leistungsdichte ist neben dem Wind auch von der Luftdichte abhängig. Die Luftdichte ist in hinreichender Näherung eine Funktion der Seehöhe, wobei geringfügige Änderungen bei konstantem Höhengniveau durch die saisonalen Schwankungen der Temperatur und Feuchte der Luft möglich sind.

In der „Normalatmosphäre“ bei 15°C in Meeresniveau werden in 1000 m Seehöhe 91 %, in 2000 m 82% und in 3000 m 74% der Luftdichte auf Meeresniveau erreicht. Es erscheint daher sinnvoll, die Seehöhe für Standorte von WKAs auf maximal 2300 m zu begrenzen. Dafür spricht zusätzlich die hohe Zahl an möglichen Tagen mit Vereisung und generell die für den Betrieb und die Wartung der Anlagen ungünstigen niedrigen Temperaturen und zumeist auch die Zuwegung.

In der Standortauswahl wurden aus klimatologischer Sicht folgende Kriterien herangezogen:

- Seehöhe zwischen 900 und 2000 m;
- In Richtung West und/oder Süd freie Kuppen- oder Sattellagen mit möglichst großer Geländeüberhöhung am Standort;
- Geringe Landoberflächenrauigkeit;
- Geringe Zahl und Größe von Hindernissen in der unmittelbaren Umgebung.

Des weiteren wurden von Herrn Dr. R. Werner (Umweltinstitut Vorarlberg) mittels GIS sogenannte „Haubenflächen“ ermittelt, welche in mindestens 85% der Fälle in allen Himmelsrichtungen die Teilflächen um mindestens 50 m überragen.

Aufgrund der genannten Kriterien ist eine Lawinengefährdung an diesen Standorten nur bei ausgeprägten Sattellagen möglich.

### **3.3.2. Das Vereisungspotential**

Durch den Eisansatz kommt es infolge der Veränderung der Aerodynamik der Rotorblätter zu Ertragsverlusten und in Extremfällen auch zu Schädigungen bzw. Zerstörungen der Anlage. Weiters ist der Eiswurf des sich von den Rotorblättern ablösenden Eisbelags ein hohes Gefahrenpotential, denn diese Eisteile mit bis zu mehreren Kilogramm Gewicht können mehrere 100 Meter durch die Luft geschleudert werden. Daher sei hier eine kurze Übersicht zum Vereisungspotential Vorarlbergs gegeben.

#### **3.3.2.1. Vereisungsformen**

Grundsätzlich müssen für das Auftreten einer Vereisung der Rotorblätter einer WKA folgende zwei Voraussetzungen erfüllt sein: Erstens muss die Oberflächentemperatur unter 0°C liegen und zweitens müssen unterkühlte Wassertröpfchen, d.h. Flüssigwasser bei Minustemperaturen, vorhanden sein. Dabei gilt, dass je geringer der Tropfendurchmesser ist, desto stärker kann die Unterkühlung sein, wobei jedoch bei -40°C die untere Grenze für die Unterkühlung erreicht ist.

Der Vereisungsvorgang ergibt sich aus dem Aufprall des unterkühlten Tropfens auf die Blattoberfläche, wobei die innere Struktur des Tröpfchens gestört und der Gefrierpunkt auf 0°C angehoben wird. In der Folge tritt schlagartig Gefrieren ein. Eisansatz ist daher besonders

an den Teilen der WKA festzustellen, die einem frontalen Aufschlag der Wassertröpfchen ausgesetzt sind.

Es existieren verschiedene Formen der Vereisung, die nach ihrer Entstehung und Erscheinung unterschieden werden. Im wesentlichen sind das die Nebelfrostablagerungen und das Glatteis.

Nebelfrostablagerungen sind stets an das Vorhandensein von Nebel bei Temperaturen unterhalb des Gefrierpunktes gebunden. Sie bilden sich beim Auftreffen von unterkühlten Wassertropfen der Wolkenluft auf Gegenständen bzw. durch Sublimation von Wasserdampf. Es werden 3 Arten der Nebelfrostablagerungen unterscheiden: Rau eis, Raufrost und Raureif.

Rau eis bildet sich bei Temperaturen nur knapp unterhalb des Gefrierpunktes. Die auf einem Körper auftreffenden Wassertropfen können sich vor dem Gefrieren in Strömungsrichtung ausbreiten, so dass oft der gesamte Körper von einer Eisschicht überzogen wird. Die milchig grauen Ablagerung haften sehr fest am Körper. Auf grund ihrer hohen Dichte und ihres Haftvermögen stellen die Rau eisablagerungen eine besondere Gefahr für WKA dar.

Raufrost – lagert sich bei tieferen Temperaturen, in der Regel zwischen  $-2^{\circ}\text{C}$  und  $-7^{\circ}\text{C}$  ab. Zum Unterschied zu Rauheit gefrieren die auftreffenden Tropfen sofort bei der Berührung mit der Oberfläche des Körpers. So wachsen die Ablagerungen meist fahnenartig dem Wind entgegen. Raufrost haftet ziemlich fest an der Oberfläche, fällt aber bei stärkeren Erschütterungen ab.

Raureif entsteht in der Regel durch die Sublimation des in der Umgebung enthaltenen Wasserdampfes an Oberflächen bei Nebel und schwach windigen Wetterlagen bei Temperatur unter  $-7^{\circ}\text{C}$ . Die lockeren weißen Ablagerungen besitzen im Gegensatz zu den anderen Nebelfrostablagerungen nur eine geringe Mächtigkeit und fallen bei Erschütterungen sofort ab. Aufgrund ihres geringen Haftvermögen stellen Raufrostablagerungen keine Gefahr für WKA dar.

Eisablagerungen in Form von Glatteis sind unabhängig vom Vorhandensein von Nebel. Glatteis bildet sich entweder durch Gefrieren unterkühlter Tropfen an Gegenständen oder das Auftreffen von Tropfen mit einer Temperatur über dem Gefrierpunkt auf unterkühlte Körper. Es ruft durch seine hohe Dichte und zum Teil große Intensität die größten Gefährdungen für WKA hervor. Jedoch sind hier die Vereisungsperioden im Vergleich zu Nebelfrostablagerungen kurz, denn Ablagerungen von Glatteis tauen in der Mehrzahl der Fälle nach maximal einigen Stunden ab.

Es ist jedoch zu bedenken, dass in der Natur Eisablagerungen häufig nicht in den reinen oben beschriebenen Formen auftreten. Bei Veränderung der Entstehungsbedingungen bilden sich Mischformen zwischen den einzelnen Vereisungserscheinungen aus.

### **3.3.2.2. Vereisungswahrscheinlichkeit und Andauer des Eisansatzes**

Die standortspezifische Abschätzung der Vereisungswahrscheinlichkeit in Abhängigkeit von der Temperatur und relativen Luftfeuchte kann anhand von Studien und Berechnungen in Anlehnung an Makkonen et al.(1998), List (1977) und McKay et al. (1969) modellmäßig vorgenommen werden. Dabei zeigt es sich, dass die Vereisungswahrscheinlichkeit einen maximalen Wert von etwa 57% im Temperaturbereich  $-5^{\circ}\text{C}$  bis  $-6^{\circ}\text{C}$  und bei über 98% Luftfeuchtigkeit erreicht. Wenn die entsprechenden meteorologische Daten vorliegen ergibt sich dann die Anzahl der Stundenwerte multipliziert mit der spezifischen Wahrscheinlichkeit so die auf den Monat bezogene Vereisungszeit. Dies ist die Dauer in Stunden, in denen Eisansatz eintreten kann. Da bestimmte Wetterphasen, länger anhalten können, ergibt sich die Zahl der Vereisungsvorgänge aus der Vereisungszeit dividiert durch die Andauer des Vereisungsvorganges. Im vorliegenden Fall, mit der Aufgabenstellung eine Aussage über ein

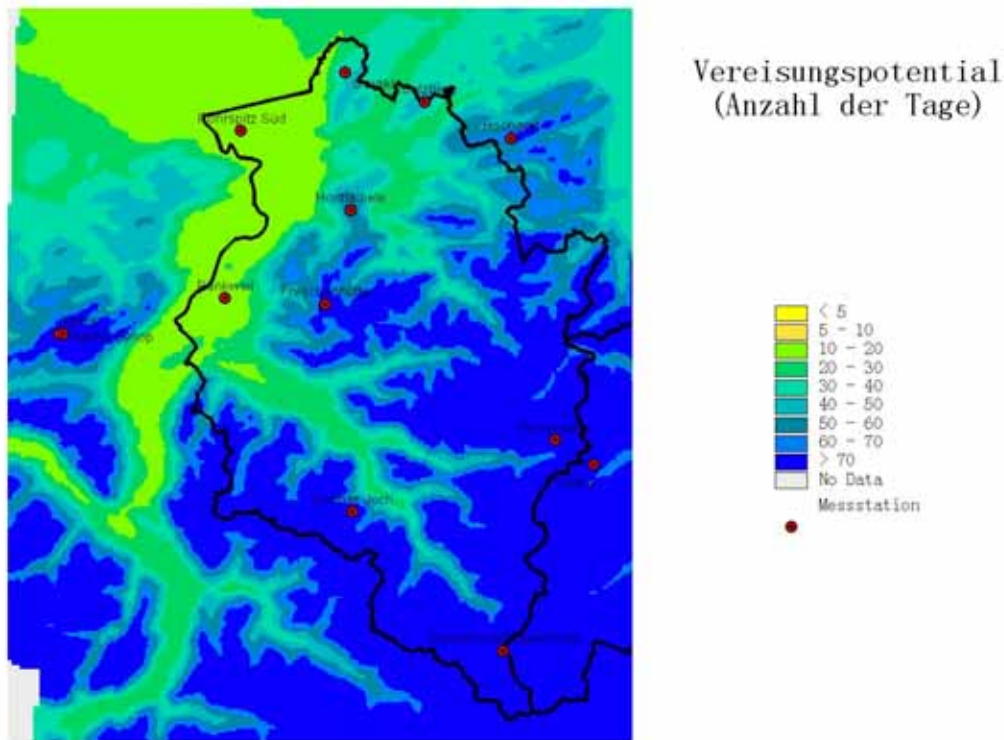
großes Gebiet zu machen, ist der oben angeführte Weg infolge der geringen gebietspezifischen Repräsentanz der eingehenden Messwerte ungünstig.

Es wurde daher ein Verfahren angewendet, das in Studien über die Vereisung von sowohl Windmessgeräten als auch Windturbinen (Tammelin et al., 1996, 1998, 2000; Dobesch et al. 2003) beschrieben wird. Hierbei werden Daten der Untergrenze der Wolkenhöhe (CH), der Lufttemperatur (T), der Windgeschwindigkeit (u) und der Sichtweite (VIS) verknüpft in der Form

$$T \text{ in } 200 \text{ m} < 0^{\circ}\text{C}; \quad u > 0 \text{ m/s}; \quad \text{CH} < 200 \text{ m (über Grund)} \quad \text{oder} \quad \text{VIS} < 300 \text{ m}$$

und daraus Karten der Anzahl der Vereisungstage pro Jahr entworfen. Eine solche Karte ist in Abbildung 1 gegeben. Hier ist die starke Höhenabhängigkeit der Vereisung leicht erkennbar. Während z.B. am Säntis an ca. 120 Tagen mit Vereisungserscheinungen zu rechnen ist, beträgt dieser Wert im Rheintal und in Bodenseenähe nur maximal 10 Tage. In mittleren Höhen von 1000 bis 1500 m ist ein Potential zwischen 25 und 45 Tagen zu erwarten, in 2000 m ein solches von ca. 60-90 Tagen.

Ist die Vereisung erfolgt, bleibt der Eisansatz bis zum Abschmelzvorgang durch Temperaturen über  $0^{\circ}\text{C}$  oder Sonneneinstrahlung am Rotorblatt haften. Die Dauer bis zum Abschmelzvorgang kann aus meteorologischen Daten abgeschätzt werden. Auch hier ist dieser Vorgang wieder sehr ortsspezifisch und eine flächenbezogene Aussage für ein großes Gebiet ohne entsprechend hoher Messdatendichte nur schwer objektiv durchzuführen. Daher soll hier aus Erfahrungswerten und den Gegebenheiten an den wenigen meteorologischen Stationen nur allgemein festgehalten werden, dass in den Monaten Oktober, März und April nur geringe Vereisung während sehr kurzer Zeit vorkommen wird (mit Ausnahme der Hochlagen, wo dies natürlich wesentlich länger anhält). Die Vereisung, in erster Linie Reif, entsteht zumeist während der frühen Morgenstunden und wird nach Sonnenaufgang schnell wieder abgetaut. In diesen Monaten ist nur in sehr seltenen Fällen von einer Gefährdung durch Eisabwurf auszugehen. In den Monaten November und Februar nimmt die Zahl der Vereisungsvorgänge zwar nicht wesentlich zu, der Eisansatz ist aber massiver und bleibt länger bestehen. Eine Gefährdung durch Eisabwurf ist in diesen Monaten bereits gegeben. Die stärkste, häufigste und am längsten andauernde Vereisung ist in den Monaten Dezember und Januar zu erwarten. Durch die Masse des Eisansatzes ist hier die Gefährdung durch Eisabwurf am größten. Es gibt eine Zunahme des Ertragsverlustes mit der Höhe entsprechend der Zunahme der Vereisungsdauer mit der Höhe. Dies genau zu quantifizieren fehlen aber bisher ausreichende Beobachtungsdaten. Aus der Erfahrung und aus den hier vorgelegten Befunden kann der Ertragsverlust in größerer Seehöhe beträchtlich sein. Diese Verluste entstehen entweder aus der Stilllegung der Turbine während einer Vereisungsperiode oder durch den hohen Energieaufwand bei der Rotorblattheizung.



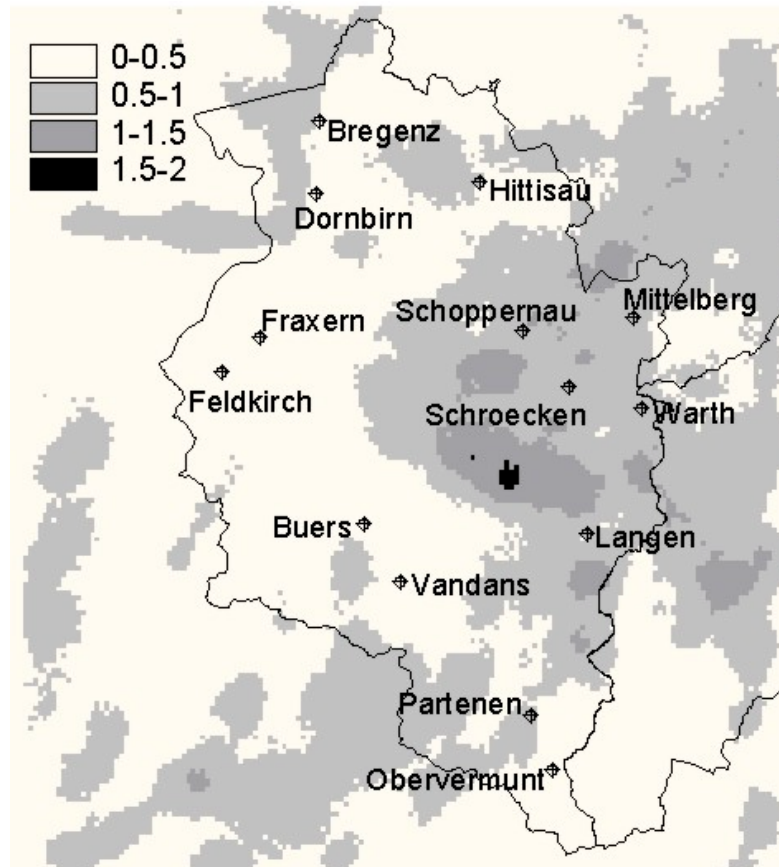
**Abbildung 1: Mittlere Anzahl der Tage mit Vereisungserscheinungen in Vorarlberg (Vereisungspotential)**

### 3.3.3. Die Blitzdichte

Die hier folgenden kurzen Ausführungen sind dem *Klima von Vorarlberg (2001)* entnommen, ebenso wie die Karte der Blitzdichte in Vorarlberg.

Die Registrierungen des Österreichischen Blitzortungssystems des Österreichischen Verbandes für Elektrotechnik (in der Folge kurz ALDIS genannt, Austrian Lightning Detection and Information System) ermöglicht eine objektive Darstellung der regionalen Blitzhäufigkeit in Form der Angabe der durchschnittlichen Blitzdichte (Anzahl der atmosphärischen Entladungen pro km<sup>2</sup>). Die Genauigkeit der Blitzortung wird von ALDIS mit „besser als ein Kilometer“ angegeben wobei die Erkennung aller Blitzschläge über dem gesamten Bundesgebiet bei über 90% liegt (Diendorfer et al., 1992).

Für den Zeitraum 1995 bis 1997 liegen rund 11.000 Aufzeichnungen von Blitzschlägen über Vorarlberg vor. Die darauf aufbauende Karte ist hier als Abbildung 2 wiedergegeben.



**Abbildung 2: Mittlere Blitzdichte Vorarlberg Anzahl der Entladungen pro km<sup>2</sup>**  
(entnommen aus *Klima von Vorarlberg, 2001*)

In Vergleich zu anderen Teilen Österreichs ist Vorarlberg nur mäßig von Blitzschlag heimgesucht (z.B. Gurktaler Alpen bis 7 Entladungen pro km<sup>2</sup>) mit Werten um maximal zwei Entladungen pro km<sup>2</sup> am Schroecken, jedoch muss auch hier entsprechender Blitzschutz für WKAs vorgesehen werden.

### 3.4. Windkraftanlagen aus naturschutz- und luftfahrtrechtlicher Sicht

#### 3.4.1. Naturschutzrecht

Elektrische Anlagen wie auch WKAs erfordern, zumindest in ausgewiesenen Schutzgebieten, ein naturschutzrechtliches Bewilligungsverfahren. Dieses wird zumeist als Voraussetzung für oder zeitgleich mit einem elektrizitätsrechtlichen Bewilligungsverfahren durchzuführen sein. Ganz allgemein schützenswert ist insbesondere die Natur als Lebensgrundlage des Menschen in ihrer Vielfalt, Eigenart und Schönheit, weiters der Artenreichtum der heimischen Tier- und Pflanzenwelt und deren natürliche Lebensräume sowie ein ungestörtes Wirkungsgefüge des Lebenshaushaltes der Natur.

Um nun den Schutzzweck zu erreichen, wurden unterschiedlich stark geschützte Gebiete bzw. Einzelobjekte geschaffen. Dazu gehören:

- wildlebenden Pflanzen und freilebenden Tiere
- geschützte Landschaftsteile

- Landschaftsschutzgebiete
- Naturparks
- Naturdenkmäler
- Naturschutzgebiete
- Nationalparks

Einen genauen Einblick in die Rechtslage liefert das Vorarlberger Landesgesetz über Naturschutz und Landschaftsentwicklung. Die Schutzgebiete sind durch Verordnungen der Vorarlberger Landesregierung definiert.

Aufgrund der bisherigen Genehmigungspraxis in anderen Bundesländern kann eine Genehmigung in Landschaftsschutzgebieten für möglich, in Naturschutzgebieten, Natur- und Nationalparks jedoch für nicht möglich erachtet werden.

Bezüglich der Einwirkungen von WKAs auf die Natur ist festzuhalten, dass freilebende Tiere sich sehr rasch an die Anlage gewöhnen und nicht beeinträchtigt werden. So werden der Bereich um den Turm und das Transformatorgebäude vom Weidevieh oft als Windschutz angenommen und Greifvögel nutzen die Maschinengondel als Beobachtungspunkt. Aus bisherigen Erfahrungen ist keine Beeinträchtigung des Wildes bekannt. Auch Kollisionen von Vögeln mit WKAs sind weitaus seltener als mit Hochspannungs- oder Sendemasten, sie sind jedoch möglich.

Die notwendige Bodenfläche von WKAs ist sehr gering, weshalb sich die baulichen Eingriffe in Grenzen halten. Die Änderung des Landschaftsbildes ist gegebenenfalls durch einen Sachverständigen zu beurteilen.

### 3.4.2. Luftfahrtrecht

Das Luftfahrtrecht ist eine bundeseinheitlich geregelte Materie. Die Kompetenzen sind allerdings auf Bund, Länder und die Austro Control GesmbH verteilt. Durch größere WKAs kann es unter Umständen zu einer Beeinträchtigung der Sicherheitsanforderungen der Luftfahrt kommen. Solche Anlagen sind dabei als Luftfahrthindernisse zu betrachten. Innerhalb einer Sicherheitszone um einen Flugplatz sind alle Bauten oberhalb der Erdoberfläche zunächst einmal Luftfahrthindernisse. Diese Sicherheitszone umfasst den Bereich eines Flugplatzes und seine Umgebung (der Radius variiert zwischen 3 und 9 km), im besonderen die Anflugschneisen. Außerhalb der Sicherheitszonen ist die Höhe der Anlage ausschlaggebend. Luftfahrthindernisse sind gegeben

- bei einer gesamten Bauhöhe über 100 m;
- bei einer gesamten Bauhöhe von über 30 m, wenn die Anlage auf einer Bodenerhebung steht, welche mehr als 100 m über die umgebende Landschaft herausragt.

Weiters sind Seil- oder Drahtverspannungen außerhalb von Sicherheitszonen Luftfahrthindernisse, wenn die Höhe dieser Anlagen die Umgebung um mindestens zehn Meter überragt, wobei es sich um Anlagen handelt, die sich in Schlechtwetterflugwegen befinden oder in jenen Gebieten, deren Geländebeschaffenheit für Such- und Rettungsflüge eine Gefährdung darstellen kann.

Zusätzlich kann unter Umständen von den Anlagen auch eine elektronische Störwirkung ausgehen. Diese muss von der Austro Control jedoch nur dort; wo sie Radarbereiche überschneiden (Radius 25 km); geprüft werden.

## **3.5. Technische Kriterien für die Standortauswahl für Windkraftanlagen**

### **3.5.1. Anforderungen an die Zufahrtstraße**

Eine in Vorarlberg sehr starke Beschränkung für mögliche Standorte von WKAs besteht durch die mangelnden Transportwege für die Anlagenteile zu den höhergelegenen Standorten. Die einzelnen zu transportierenden Teile sind der (Stahlrohr-) Mast in zwei bis vier Segmenten, die Maschinengondel, die Rotornabe und die Rotorblätter. Zusätzlich ist in fast allen Fällen ein Autokran erforderlich.

Grundsätzlich können an sehr schwer zugänglichen Standorten Kleinanlagen mit 30 bis 80 kW Leistung mittels Hubschrauber installiert werden, ein Fahrweg für eine einfachere Betreuung und Wartung solcher Anlagen ist jedoch von Vorteil. Für Kleinanlagen ist die Wirtschaftlichkeit und der Beitrag zur CO<sub>2</sub>-freien Stromerzeugung wesentlich geringer als für größere Anlagen. Es wurden daher vorrangig Standorte für größere Anlagen ausgewählt.

Die maximale Transporthöhe und das maximale Gewicht ohne und mit LKW für die Turmsegmente schwankt zwischen ca. 3,6 m und 12 bzw. 25 Tonnen für eine WKA mit 110 kW Leistung und ca. 4,45 m und 60 bzw. 153 Tonnen für eine WKA mit 1.800 kW Leistung. Ein Transport durch Hubschrauber ist aufgrund der Gewichte für Anlagen ab etwa 100 kW Leistung nicht möglich. Weiters betragen die Längen der einzelnen Turmteile mehr als 15 m, die notwendigen Kurvenradien werden mit 8 bis 30 m angegeben. Die gegebenen Achslasten bei einem Straßentransport schwanken zwischen 6 und 12 Tonnen.

Eine Alternative dazu ist ein Gittermast, der in einzelnen leichten Teilen zum Standort transportiert werden kann bzw. ein abgespannter Rohrmast mit geringeren Gewichten. Gittermasten werden von einigen Herstellern bereits serienmäßig angeboten, ein abgespannter Rohrmast wird derzeit in einem EU-Forschungsprojekt für eine Anlage mit 350 kW Leistung entwickelt.

Die Rotorblätter weisen einzeln ein Gewicht von 400 kg bei einer Anlage mit 110 kW Leistung, von etwa 1.200 kg bei 600 kW Leistung und etwa 2.000 kg bei einer Leistung von 1.500 kW auf. Aufgrund der geringen Gewichte können die Rotorblätter bei kleinen Kurvenradien der Zufahrtsstraße per Hubschrauber zum Standort transportiert werden. Bei einem Straßentransport sind jedenfalls Kurvenradien zwischen 11 und 30 m erforderlich.

Für den Aufbau einer 110 kW Anlage ist ein Kran mit etwa 60 Tonnen, für den Aufbau einer 1.800 kW Anlage ein Kran mit 96 Tonnen Gesamtgewicht erforderlich. Die Achslasten des Krans betragen 12 Tonnen. Die notwendige Fahrbahnbreite beträgt für die Kräne zwischen 3 und 5 Meter. Alternativ können einzelne Anlagentypen auch ohne Kran oder mit einem Kranhaken direkt am Mast errichtet werden.

Die Anforderungen an die Zufahrtsstraße lassen sich wie folgt für mittlere Anlagengrößen wie folgt zusammenfassen:

- Fahrbahnbreite mindestens 4 m
- Kurvenradius innen mindestens 8 m
- Durchfahrtshöhe größer 4 m
- Tragegewicht von Brücken und Straßen größer 35 Tonnen
- Zulässige Achslast 12 Tonnen

Die vorhandene Zuwegung einzelner Standorte wurde anhand der aktuellen ÖK 1:50.000 bzw. durch einen Lokalausweis geprüft.

### 3.5.2. Anforderungen an das bestehende elektrische Netz

WKAs können nur an das bestehende elektrische Netz angeschlossen werden, wenn die aus der Einspeisung resultierenden Netzzrückwirkungen innerhalb eines zulässigen Bereichs bleiben. Die Grenzwerte sind in der Broschüre zur Windenergie der VEÖ angegeben. Zu beachten ist, dass die erzeugte Anhebung der Spannung weniger als 2 % der Netzkurzschlussleistung beträgt, der Flicker und die Oberschwingungen durch die Einspeisung klein genug sind und das Rundsteuersignal des Netzbetreibers nicht beeinträchtigt wird. In Tabelle 3 sind für einige typische Windturbinen Nennleistung, Nennscheinleistung und Netzkapazität zusammengestellt.

In der Regel wird der Anschluss von WKAs vorrangig durch den Spannungshub begrenzt. In der Tabelle 3 ist die notwendige Netzkurzschlussleistung (= Netzkapazität) bei einem Netzphasenwinkel von 50° für verschiedene WKA-Typen angeführt. Aus der benötigten Netzkapazität der WKAs ergibt sich, dass Anlagen bis etwa 300 kW an Leitungen mit 400 V Spannung, Anlagen bis etwa 600 kW an Leitungen mit 10 kV Spannung angeschlossen werden können und Anlagen mit mehr als 600 kW Leistung an Leitungen mit mindestens 20 kV Spannung angeschlossen werden müssen. Windparks mit mehr als 8 MW Gesamtleistung müssen zumeist an einer Mittelspannungsschiene eines Umspannwerks angeschlossen werden, noch größere Windparks mit mehr als 12 MW Leistung müssen zumeist an die 110 kV Spannungsebene angebunden werden.

**Tabelle 3: Nennleistung, Nennscheinleistung und Netzkapazität für einige typische Windturbinen**

<b>Anlagentype</b>	<b>Nennleistung</b>	<b>Nennscheinleistung</b>	<b>Netzkapazität</b>
	kW	KVA	MVA
Lagerwey LW 18	80	82	4.9
Enercon E 30	200	204	8.2
Nordex N 29	250	259	13.0
Vestas V 47	660	673	20.2
Enercon E 40	600	600	21.0
Südwind S 46	750	758	30.3
Nordex N 43	600	606	33.3
NEG Micon NM48/600	600	612	33.7
Bonus 1 MW	1000	1042	36.5
Bonus 600	600	612	39.8
NEG Micon NM48/750	750	765	45.9
Südwind S 70	1500	1500	60.0
Tacke TW 1.5s	1500	1500	60.0
Enercon E 66	1500	1515	60.6
Bonus 1.3 MW	1300	1354	60.9
Vestas V 66	1650	1661	66.4
Nordex N 60	1300	1311	98.3
Vestas V 80	2000	2000	100.4
Nordex N 80	2500	2512	137.7

In der folgenden Tabelle 4 sind die maximalen Abstände zu stromführenden Leitungen verschiedener Spannungen angeführt.

**Tabelle 4: Maximaler Abstand zu stromführenden Leitungen verschiedener Spannungen**

Maximaler Abstand zu Leitung mit 400 V	100 m
Maximaler Abstand zu Leitung mit 10 kV	500 m
Maximaler Abstand zu Leitung mit 20/30 kV	2000 m
Maximaler Abstand zu Umspannwerk	5000 m
Maximaler Abstand zu Leitung mit 110 kV	10000 m

Die Entfernungen zu bestehenden Leitungen der Mittelspannungsebene wurde anhand verschiedener Leitungspläne in Maßstäben von 1:10.000 bis 1:200.000, die freundlicherweise von der VKW zur Verfügung gestellt wurden, ermittelt.

### 3.5.3. Notwendige Mindestabstände zu Wohnanrainern

#### 3.5.3.1. Schallimmissionen

Um Beeinträchtigungen der Wohnanrainer auszuschließen, müssen die Schallimmissionen durch die WKA und die maximal zu erwartende jährliche und tägliche Dauer des fluktuierenden Schattenwurfs durch den Rotor am Wohngebäude geprüft werden. Für diese Prüfung existieren hinreichend genaue mathematisch-physikalische Rechenmodelle, mittels derer auch allgemein gültige Aussagen über die notwendigen Mindestabstände von WKAs getroffen werden können.

Die Ursachen für die Schallemissionen der WKA sind einerseits Luftwirbel an den Rotorblattspitzen und andererseits Maschinengeräusche in der Gondel.

Bezüglich des Schallpegels existieren je nach Grenzwert unterschiedliche Ansätze: Bei Herstellerangaben wird meist von einem maximal zulässigen Schallpegel von 45 dB am Wohngebäude ausgegangen. Der zu erwartende Schallpegel wird bei einer Windgeschwindigkeit von 10 m/s in 10 m über Grund am Standort der Anlage berechnet. Die notwendigen Abstände ergeben in diesem Fall je nach Größe und Schalleistungspegel der Anlage 161 bis 329 m. Weiters existieren in Deutschland unterschiedliche Abstandsempfehlungen in den einzelnen Bundesländern. So wird in Schleswig-Holstein ein Mindestabstand von 300 m zu Einzelhäusern, 500 m zu ländlichen Siedlungen und 1000 m zu städtischen Siedlungen angesetzt. In Niedersachsen beträgt der allgemein gültige Mindestabstand 500 m zu dörflichen und fremdenverkehrsbedonten Siedlungen und 700 m zu reinen Wohngebieten.

In Österreich kann für eine erste Beurteilung der gemäß Ö-Norm S 5021 im Bauland zulässige äquivalente Dauerschallpegel herangezogen werden. In ländlichen Wohngebieten und Vororten darf dieser in der Nacht einen Wert von 40 dB nicht überschreiten. Daraus ergeben sich in Abhängigkeit des Schalleistungspegels der WKA folgende Abstände:

Anlagen mit 97 dB Schalleistungspegel	255 m
Anlagen mit 100 dB Schalleistungspegel	330 m
Anlagen mit 103 dB Schalleistungspegel	410 m

Ein zusätzlicher Aspekt in der Beurteilung der Beeinträchtigungen ist der Vergleich mit dem windbedingten Umgebungsgeräusch. Für ländliches Siedlungsgebiet sehen die Planungsrichtlinien laut ÖNORM einen Grundgeräuschpegel bei Windstille von 30 dB vor. Durch windbedingte Geräusche an Sträuchern, Bäumen, Häusern und dergleichen steigt der Umgebungsgeräuschpegel auf etwa 38 dB bei einer Windgeschwindigkeit von 8 m/s in 10 m über Grund. Für die Beurteilung der Schallimmissionen durch die WKA im Betrieb wird dieser Wert des Umgebungsgeräuschpegels herangezogen. Die dadurch notwendigen Mindestabstände unter Berücksichtigung von Unsicherheiten lauten für verschiedene WKAs folgendermaßen:

Anlagen mit 97 dB Schalleistungspegel	350 m
Anlagen mit 100 dB Schalleistungspegel	440 m
Anlagen mit 103 dB Schalleistungspegel	580 m

### 3.5.3.2. Schattenwurf

Die notwendigen Mindestabstände aufgrund von fluktuierendem Schattenwurf sind im Gegensatz zu den schallbedingten Abständen richtungsabhängig. So kann im Richtungssektor 124° bis 236° - von der WKA aus gesehen (Nord = 0°) – überhaupt kein Schattenwurf auftreten. Im Richtungssektor 336° bis 24° ist aufgrund des hohen Sonnenstandes ein Schattenwurf nur bis in kurze Distanzen möglich. In den restlichen Sektoren kann die Reichweite der Schattenwurfs sehr große, theoretisch sogar unendliche, Werte annehmen. Durch die Trübung der Atmosphäre und die Abmessungen der Rotorblätter kommt es jedoch hinsichtlich des relevanten Schattenwurfs zu kürzeren Distanzen. Geht man von dem in Deutschland angewandten Grenzwert der maximalen täglichen Schattenwurfdauer von 30 Minuten und der maximalen jährlichen Schattenwurfdauer von 30 Stunden, so genügt für eine durchschnittliche WKA ein Mindestabstand von etwa 600 m in Ost- bzw. Westrichtung.

Sind nur einzelne Häuser und nicht ein zusammenhängendes Siedlungsgebiet von unzulässigem Schattenwurf betroffen, besteht die Möglichkeit, den Betrieb der Anlage während einer geringen Stundenzahl pro Jahr einzustellen und so den zulässigen Grenzwert zu erreichen. In diesem Fall wird der Mindestabstand lediglich durch die Schallemissionen bestimmt.

Für die Standortauswahl wurde aus obigen Überlegungen folgender Mindestabstand zwischen WKA und Wohnhaus angenommen:

Mindestabstand WKA – Wohnanrainer	350 m
-----------------------------------	-------

### 3.5.4. Anforderungen der Luftfahrt und des Naturschutzes

Aus luftfahrtrechtlicher Sicht bedürfen übliche WKAs an exponierten Stellen mit Höhenunterschied von mehr als 100 m zur Umgebung und damit vermutlich an fast allen Standorten einer Ausnahmegewilligung. Im ebenen Rheintal ist zusätzlich die Sicherheitszone des Flughafens Altenrhein, die westlich des Rheins bis zur Landesgrenze reicht, zu berücksichtigen. Des Weiteren existieren im Walgau und im Bregenzerwald Gebiete, die sehr stark von Para- und Hängegleitern genutzt werden.

In der Standortauswahl wurde die Fläche der Sicherheitszone von Altenrhein für WKAs ausgeschlossen.

Aus naturschutzrechtlicher Sicht wären Naturschutzgebiete und geschützte Landschaftsteile für die Errichtung von WKAs ausgeschlossen. Besonders zu nennen sind im Hinblick auf die Windenergie die Naturschutzgebiete Hirschberg nordöstlich des Pfänders, Bodenseeufer

westlich des Rheins, Hoher Freschen und Umgebung, Gipslöcher bei Lech und Lünensee Umgebung. Landschafts- und Pflanzenschutzgebiete wurden in der Auswahl als genehmigungsfähig bewertet.

### **3.6. Standortauswahl für zusätzliche Messpunkte**

In einem Auswahlverfahren für zwei Standorte zur Durchführung zusätzlicher Windmessungen mittels 30 m Mast wurden folgende Schritte unternommen:

Im ersten Schritt sind anhand der ÖK 1:50.000, nach den klimatologischen Kriterien, den Zuwegungsmöglichkeiten und unter Berücksichtigung der Sicherheitszone des Flughafens Altenrhein insgesamt sieben Standorte Geigers, Flexenpaß, Hochtannberg, Geißkopf, Fürberg, Kojen und Hennenmoosalpe ins Auge gefasst worden. Weitere möglichen Standorte wie Furkajoch und Oberlech-Gipslöcher wurden aufgrund ihrer Lage in Naturschutzgebieten a priori ausgeschlossen.

Für diese Standorte wurden die Kataster- und Flächenwidmungspläne durch das Umweltinstitut erhoben und die Grundstückseigentümer ermittelt. Seitens der Vorarlberger Landesregierung und des Umweltinstituts wurden die Grundeigentümer kontaktiert und durch die Firma ENAIRGY mögliche Pachtverträge verhandelt.

Im zweiten Schritt wurden die Standorte mittels Lokalausweis (Zwischenbericht, Fa. ENAIRGY, Mai 2000) genauer hinsichtlich der vorhandenen Zuwegung anhand der unter 3.4.1 gegebenen Kriterien, sowie hinsichtlich der vorhandenen Mindestabstände zu Wohnanrainern geprüft. Als besonders entscheidendes Kriterium erwies sich die erforderliche Zuwegung. So können nur zu vier Standorten (Geigers, Geißkopf, Hochtannberg und Flexenpaß) Anlagen mit größer/gleich 600 kW Leistung antransportiert werden, wobei die Standorte Geigers und Hochtannberg die beste bestehende Zuwegung aufweisen. Drei weitere Standorte (Kojen, Hennenmoosalpe und Fürberg) sind möglicherweise für Anlagen mit 200 bis 350 kW Leistung geeignet. Die verbleibenden sieben Standorte sind anhand heutiger Technologie nur mit Kleinanlagen bis 30 kW Leistung nutzbar.

Der nächste Schritt war die Bestimmung der Entfernung zum Mittelspannungsnetz und zu den nächsten Umspannwerken für annähernd alle Standorte. Lediglich vom Standort Furkajoch wurden die angelegten Kriterien bezüglich der Netzentfernungen nicht erfüllt. Alle sieben Standorte weisen für Kleinanlagen ein sehr unwirtschaftliches Verhältnis von installierbarer Leistung zu Netzentfernung auf und sind daher mit heutiger Technologie auf keinem Fall realisierbar. Im einzelnen weisen die Standorte Geißkopf, Kojen und Hennenmoosalpe eine günstige Entfernung zum 10 kV Netz, die Standorte Geigers und Fürberg zum 20 kV Netz und die Standorte Hochtannberg und Flexenpaß zum 30 kV Netz auf.

Da die Windmessung mit 30 m Mast eine ebene und freie Aufstellfläche von 30 mal 30 Meter benötigt, musste an den Standorten Hochtannberg, Kojen und Hennenmoosalpe von der Möglichkeit der Errichtung eines solchen Masts abgesehen werden. Am Standort Hochtannberg wäre jedoch auch die Errichtung eines 10 m hohen Messmastes zu einem späteren Zeitpunkt möglich und sinnvoll gewesen.

Daraus ergab sich, dass die Standorte Geigers und Flexenpaß, sowie unter Vorbehalt die Standorte Hochtannberg und Geißkopf am ehesten für die Errichtung von WKAs mit größer/gleich 600 kW Leistung geeignet sind, woraus sich letztlich die Standorte Flexenpaß und Geigers ergaben. Eine genaue Dokumentation zu den messtechnischen Einrichtungen der beiden verbliebenen Zusatzstandorte ist im ANHANG III.1 und III.2 gegeben.

## 4. METHODIK

### 4.1. Problemstellung / Stand der Forschung

Die Festlegung des Windenergiepotentials einer Region beruht auf einer genauen Untersuchung des einer Luftströmung eingeprägten Energiegehaltes und des daraus abzuleitenden Energieertrags. Diese Energie ist proportional der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit, und somit sind an die zugrunde liegenden Messreihen des Windvektors hohe Anforderungen an die Genauigkeit statistischer Aussagen gestellt (De Renzo 1979, Le Gourieres 1982). Diese sind nur durch langjährig und präzise gemessene Zeitreihen der Windgeschwindigkeit und Windrichtung zu erfüllen. Des weiteren sind gültige Aussagen über das Windenergiepotential nur möglich, wenn die Geländebeschaffenheit der Umgebung der Messstationen sowie der zu untersuchenden Fläche durch ein objektives Modell berücksichtigt wird. Dies ist in früheren Untersuchungen (Pokorny, 1981; Pokorny et al. 1985, Pokorny et al.1994) für das Gebiet Vorarlbergs nur marginal geschehen. Die Zentralanstalt verfügt über mehrere Modelle (Dobesch et al. 1995, 1999), die flächendeckende Aussagen über das Windenergiepotential in orographisch nicht zu stark gegliedertem Gelände mit Berücksichtigung der Geländebeschaffenheit ermöglichen.

### 4.2. Methodische Ansätze

Um das Windfeld einer Region hinreichend genau beschreiben zu können, müssen Methoden zur Übertragung von an einer oder mehreren Messstellen innerhalb des Untersuchungsgebietes erhaltenen statistischen Befunden zur „Korrektur“ bzw. Reduktion der gemessenen Daten verwendet werden. Dabei wird von den vereinfachten Ansätzen der Bewegungsgleichungen in der atmosphärischen Grenzschicht ausgegangen und unter Berücksichtigung von bestimmten, festzulegenden Klassen von Parametern für die unterschiedlichen Oberflächenrauigkeiten und Landschaftsformen, sowie Stabilitätszuständen der bodennahen Atmosphäre, Reduktionskoeffizienten abgeleitet.

Durch die Anwendung dieser Koeffizienten auf die Rohdaten lassen sich „reduzierte“ Datensätze berechnen, die das Windfeld einer beliebigen Region so repräsentieren, als ob die topographischen, windbeeinflussenden Gegebenheiten nicht vorhanden wären. Umgekehrt kann man für beliebige andere topographische Gegebenheiten, die sich aus geeigneten Kombinationen der entsprechenden Parameter zusammensetzen lassen, die topographischen Eigenheiten anderer Zonen der betrachteten Region berücksichtigen und so ein „angepasstes Windfeld“. Durch diese Parametern (z.B. die Weibullkennzahlen) ist die statistische Beschreibung der Geschwindigkeitsverteilung in den einzelnen Windrichtungssektoren objektiv gegeben. Auf diese Weise lässt sich bei Kenntnis der geschwindigkeitsabhängigen Leistungsabgabekurve eines spezifischen Windenergiekonvertertyps der jährliche Energiegewinn für jeden Punkt des Raumes bis zu einer Höhe von 150 m berechnen (Dobesch, 1981).

Zur Erreichung dieser Vorgaben waren folgende Einzelansätze durchzuführen:

- Schaffung/Ergänzung einer Datenbank mit Winddaten entsprechender Qualität, zeitlichem Umfang und mit Klassifizierung der Messstellen und ihrer Umgebung hinsichtlich Abschirmung (z.B. durch Gebäude, Bewuchs) und Rauigkeit (zufolge der lokalen topographischen Gegebenheiten); Festlegung der Ausschnitte des digitalen Höhenrastermodells zur Darstellung der Orographie;

- Bestimmung gebietsbezogener Rauigkeitsparameter und der orographischen Gegebenheiten in den einzelnen Regionen;
- „Fingerprints“: Prüfung der Homogenität der Reihen; Bestimmung verschiedener statistischer Kenngrößen (Dobesch,1981) des gemessenen Windfeldes; Anpassung dieser Kenngrößen an die erforderlichen Eingangsformate der Rechenmodelle; graphische Darstellung zur Überprüfung der Ergebnisse;
- Anwendung von Modellen für die Klassifizierung und Quantifizierung der Umgebungsbedingungen:
  - \* Abschirmungsmodell (WMO 1964, Seginer 1972, Dobesch 1989, Perera 1981)
  - \* Modell für Rauigkeitsänderung (Oke 1987, Kustas et al. 1986)
  - \* Orographisches Modell (Petersen et al. 1989, Jackson&Hunt 1975)

Die mathematische Bewältigung dieser Arbeitsansätze wurde mittels bestimmter Rechenalgorithmen und Modelle bewältigt. Unter anderem kam *WAsP* (Petersen et al. 1989) und *WindFarm* (1999), sowie *ZAWIMOD2* (Dobesch et al.1999) zum Einsatz, sowie diverse Qualitätsprüfverfahren für die verwendeten meteorologischen Parameter.

## 5. ERGEBNISSE

Auf der Basis der Daten der in Tabelle 2 angeführten Messstation wurden mit der im Kapitel 4 beschriebenen Methode die hier präsentierten Ergebnisse erstellt. Die zu Kapitel 5 gehörigen Tabellen und Abbildungen sind, soweit nicht bereits hier angeführt, im ANHANG I und II zusammengestellt.

### 5.1. Stationsbeschreibung

Eine genaue Stationsbeschreibung der verwendeten 12 Stationen ist im ANHANG IV enthalten. Hier sind auch alle sog. Metadaten zusammengefasst, die eine genaue Erfassung der Umgebungsbedingungen ermöglichen sollen. Insbesondere die Rauigkeit und die Hindernisse im Nahbereich sind hier wichtige Informationen, die allesamt unter Verwendung der formalen Eingabevorschriften in die oben genannten Modelle eingeflossen sind.

### 5.2. Statistische Tabellen

Die nach dem WAsP Modell berechneten statistischen Ergebnisse sind in den Kombinationstabellen 5.1 – 5.12 im ANHANG I enthalten. Als Beispiel für eine solche Tabelle sind die Ergebnistabellen für den Geigers (identisch mit Tabelle I.4, ANHANG I) im folgenden angeführt und beschrieben. Der Tabellenblock beginnt mit Tabellen des mittleren Jahresganges

#### Jahresgang der Windgeschwindigkeit in m/s für die Messperiode

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Year
2000	---	---	---	---	---	---	---	---	---	5.1	4.0	4.6	4.4
2001	4.1	4.7	4.9	3.9	4.1	4.0	3.6	3.4	4.4	2.1	0.0	0.0	3.3
2002	3.3	6.3	4.6	4.1	3.5	3.7	3.7	3.4	3.8	4.2	---	---	4.0
	3.7	5.5	4.8	4.0	3.8	3.8	3.7	3.4	4.1	3.2	2.0	2.3	3.7

und wird fortgesetzt mit den mittleren monatlichen Tagesgängen der Windgeschwindigkeit:

#### Mittlerer monatlicher Tagesgang der Windgeschwindigkeit in m/s

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Year
0	3.7	5.6	5.2	4.0	4.5	3.9	4.4	3.6	4.3	3.6	2.5	2.5	4.0
1	3.7	5.7	5.2	4.2	4.2	4.0	3.8	3.7	4.1	3.7	2.4	2.5	3.9
2	3.8	5.8	5.1	4.3	3.8	4.3	3.7	3.6	4.0	3.4	2.1	2.6	3.9
3	3.8	5.8	4.9	4.3	3.7	4.1	3.6	4.0	4.2	3.8	2.0	2.6	3.9
4	3.7	5.8	5.2	4.3	3.6	4.2	3.7	3.8	4.2	3.9	2.1	2.5	3.9
5	4.1	5.9	5.2	3.9	3.6	4.3	3.7	3.7	4.2	4.0	2.2	2.5	3.9
.													
.													
15	3.3	5.2	4.4	3.8	4.1	3.9	3.6	3.2	4.0	2.6	1.8	1.9	3.5
16	3.4	4.9	4.3	4.1	4.1	4.0	3.8	3.3	4.0	3.0	1.7	1.9	3.5
17	3.6	4.7	4.6	4.0	4.2	3.9	3.8	3.4	4.1	2.9	1.7	2.0	3.6
18	3.4	4.8	4.7	4.1	4.4	3.7	3.7	3.2	4.0	2.8	1.7	2.0	3.5
19	3.7	5.0	5.0	4.5	4.4	3.5	3.7	3.4	4.0	3.0	1.9	2.0	3.7
20	3.5	5.5	4.9	4.6	4.5	3.5	3.8	3.7	4.2	3.1	2.1	2.4	3.8
21	3.6	5.7	5.1	4.6	4.2	3.7	3.8	4.2	4.0	3.2	2.3	2.5	3.9
22	3.8	5.5	4.5	4.8	4.4	4.0	4.1	4.0	4.3	3.4	2.3	2.5	4.0
23	3.8	5.9	4.8	4.3	4.5	3.8	4.3	3.8	4.4	3.4	2.6	2.5	4.0
	3.7	5.5	4.8	4.0	3.8	3.8	3.7	3.4	4.1	3.2	2.0	2.3	3.7

Die ersten vier Tabellen im folgenden Tabellenblock enthalten die berechneten Weibullparameter A (Skalierungsparameter in m/s, jeweils 1. Zeile) und k (Formparameter, jeweils 2. Zeile) für die zwölf Richtungssektoren (jeweils 30 Grad), fünf Höhen (z von 10 bis 200 m), vier Rauigkeitsklassen (0,0002 0,03, 0,1 und 0,4 m) und das Auftreten der richtungsabhängigen Häufigkeit der Rauigkeitsklasse (Freq). Die sektorenbezogene Verteilung der Geschwindigkeit ist in Prozenten für jede Rauigkeitsklasse angegeben:

**Weibullparameter A (m/s) und k für 12 Richtungssektoren, 5 Höhen (z) und 4 Rauigkeitsklassen; sektorenbezogene Verteilung der Geschwindigkeit in % für jede Rauigkeitsklasse**

Roughness Class 0 (0.0002 m)													
z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	2.26	2.85	3.98	5.00	4.58	3.30	3.35	6.29	5.44	5.42	4.60	2.61	4.82
	1.54	1.58	1.54	1.69	1.64	1.41	1.44	2.49	2.18	1.96	1.60	1.32	1.74
25	2.49	3.13	4.37	5.49	5.03	3.62	3.68	6.88	5.95	5.94	5.05	2.88	5.29
	1.58	1.63	1.59	1.74	1.69	1.46	1.49	2.57	2.24	2.02	1.65	1.37	1.79
50	2.68	3.37	4.71	5.90	5.41	3.90	3.97	7.38	6.39	6.38	5.44	3.10	5.68
	1.62	1.68	1.63	1.79	1.74	1.49	1.53	2.63	2.31	2.07	1.70	1.40	1.83
100	2.89	3.65	5.09	6.39	5.85	4.22	4.28	8.01	6.93	6.92	5.88	3.35	6.15
	1.57	1.63	1.58	1.73	1.68	1.45	1.48	2.55	2.23	2.01	1.64	1.36	1.78
200	3.18	4.01	5.59	7.03	6.44	4.62	4.70	8.86	7.66	7.64	6.47	3.66	6.78
	1.49	1.54	1.50	1.64	1.60	1.37	1.40	2.42	2.11	1.90	1.56	1.29	1.70
Freq	3.8	4.8	5.9	6.1	4.7	3.3	3.8	15.3	21.7	17.2	8.9	4.3	

Roughness Class 1 (0.0300 m)													
z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	1.60	2.09	2.98	3.60	2.91	2.01	2.40	4.49	3.57	3.93	2.55	1.57	3.34
	1.36	1.35	1.36	1.46	1.36	1.13	1.26	2.15	1.78	1.62	1.22	1.10	1.51
25	1.94	2.53	3.61	4.35	3.52	2.45	2.91	5.37	4.29	4.73	3.10	1.92	4.03
	1.46	1.46	1.46	1.57	1.46	1.22	1.35	2.32	1.93	1.75	1.31	1.19	1.61
50	2.27	2.97	4.23	5.07	4.12	2.90	3.43	6.19	4.97	5.50	3.65	2.28	4.69
	1.64	1.63	1.64	1.76	1.64	1.37	1.52	2.61	2.17	1.97	1.47	1.33	1.77
100	2.71	3.54	5.04	6.04	4.91	3.48	4.09	7.34	5.90	6.54	4.36	2.74	5.59
	1.74	1.74	1.75	1.87	1.74	1.45	1.61	2.78	2.31	2.10	1.56	1.41	1.87
200	3.36	4.39	6.25	7.50	6.09	4.30	5.07	9.14	7.34	8.12	5.40	3.38	6.94
	1.67	1.66	1.67	1.79	1.67	1.38	1.54	2.65	2.20	2.00	1.49	1.35	1.79
Freq	4.0	5.2	6.0	6.0	4.2	3.1	4.2	19.8	21.9	15.3	6.7	3.7	

Roughness Class 2 (0.1000 m)													
z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	1.41	1.85	2.69	3.19	2.46	1.66	2.12	3.94	3.04	3.50	1.92	1.30	2.92
	1.40	1.35	1.39	1.46	1.36	1.11	1.27	2.17	1.76	1.62	1.17	1.12	1.51
25	1.75	2.31	3.35	3.96	3.06	2.09	2.65	4.87	3.76	4.34	2.41	1.64	3.63
	1.50	1.44	1.49	1.56	1.45	1.19	1.35	2.33	1.88	1.74	1.25	1.19	1.59
50	2.08	2.74	3.98	4.69	3.63	2.51	3.16	5.70	4.42	5.11	2.88	1.96	4.28
	1.66	1.59	1.64	1.72	1.60	1.30	1.49	2.58	2.08	1.92	1.37	1.31	1.73
100	2.49	3.29	4.77	5.61	4.36	3.04	3.80	6.77	5.27	6.11	3.48	2.38	5.12
	1.82	1.74	1.80	1.90	1.76	1.43	1.63	2.83	2.29	2.11	1.51	1.43	1.87
200	3.07	4.04	5.87	6.91	5.36	3.73	4.67	8.36	6.51	7.53	4.27	2.91	6.31
	1.74	1.67	1.72	1.81	1.68	1.37	1.57	2.71	2.19	2.02	1.44	1.37	1.80
Freq	4.1	5.3	6.1	6.0	4.0	3.0	4.3	21.4	21.9	14.6	5.9	3.5	

Roughness Class 3 (0.4000 m)													
z	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
10	1.19	1.56	2.19	2.50	1.87	1.37	2.24	3.02	2.43	2.73	1.53	1.03	2.32
	1.39	1.33	1.42	1.47	1.33	1.14	1.53	2.10	1.77	1.61	1.23	1.13	1.53
25	1.57	2.07	2.91	3.32	2.49	1.83	2.97	3.98	3.21	3.61	2.04	1.38	3.07
	1.47	1.41	1.50	1.56	1.41	1.21	1.62	2.22	1.88	1.71	1.30	1.19	1.61
50	1.92	2.53	3.54	4.03	3.03	2.25	3.60	4.80	3.88	4.37	2.50	1.70	3.73
	1.60	1.53	1.62	1.69	1.53	1.30	1.76	2.41	2.04	1.85	1.41	1.29	1.72
100	2.34	3.09	4.31	4.90	3.70	2.77	4.37	5.77	4.68	5.29	3.06	2.09	4.52
	1.82	1.74	1.85	1.93	1.73	1.47	2.00	2.75	2.33	2.11	1.60	1.46	1.92
200	2.85	3.76	5.25	5.97	4.51	3.36	5.33	7.06	5.72	6.46	3.73	2.54	5.52
	1.75	1.67	1.78	1.86	1.67	1.42	1.93	2.65	2.24	2.03	1.54	1.41	1.86
Freq	4.3	5.4	6.1	5.8	3.8	3.1	6.2	22.3	20.6	13.6	5.4	3.5	

Die unterste Tabelle, welche die Hauptinformation in bezug auf das Windpotential darstellt, enthält die berechnete Windgeschwindigkeit und die mittlere Leistung wieder für fünf Höhen und vier Rauigkeitsklassen.

#### Windgeschwindigkeit und mittlere Leistung für fünf Höhen und vier Rauigkeitsklassen

z	Class 0		Class 1		Class 2		Class 3	
	m/s	W/m <sup>2</sup>	m/s	W/m <sup>2</sup>	m/s	W/m <sup>2</sup>	m/s	W/m <sup>2</sup>
10	4.3	107	3.0	45	2.6	30	2.1	14
25	4.7	137	3.6	71	3.3	52	2.8	31
50	5.0	165	4.2	97	3.8	76	3.3	50
100	5.5	217	5.0	153	4.5	118	4.0	79
200	6.1	310	6.2	308	5.6	231	4.9	148

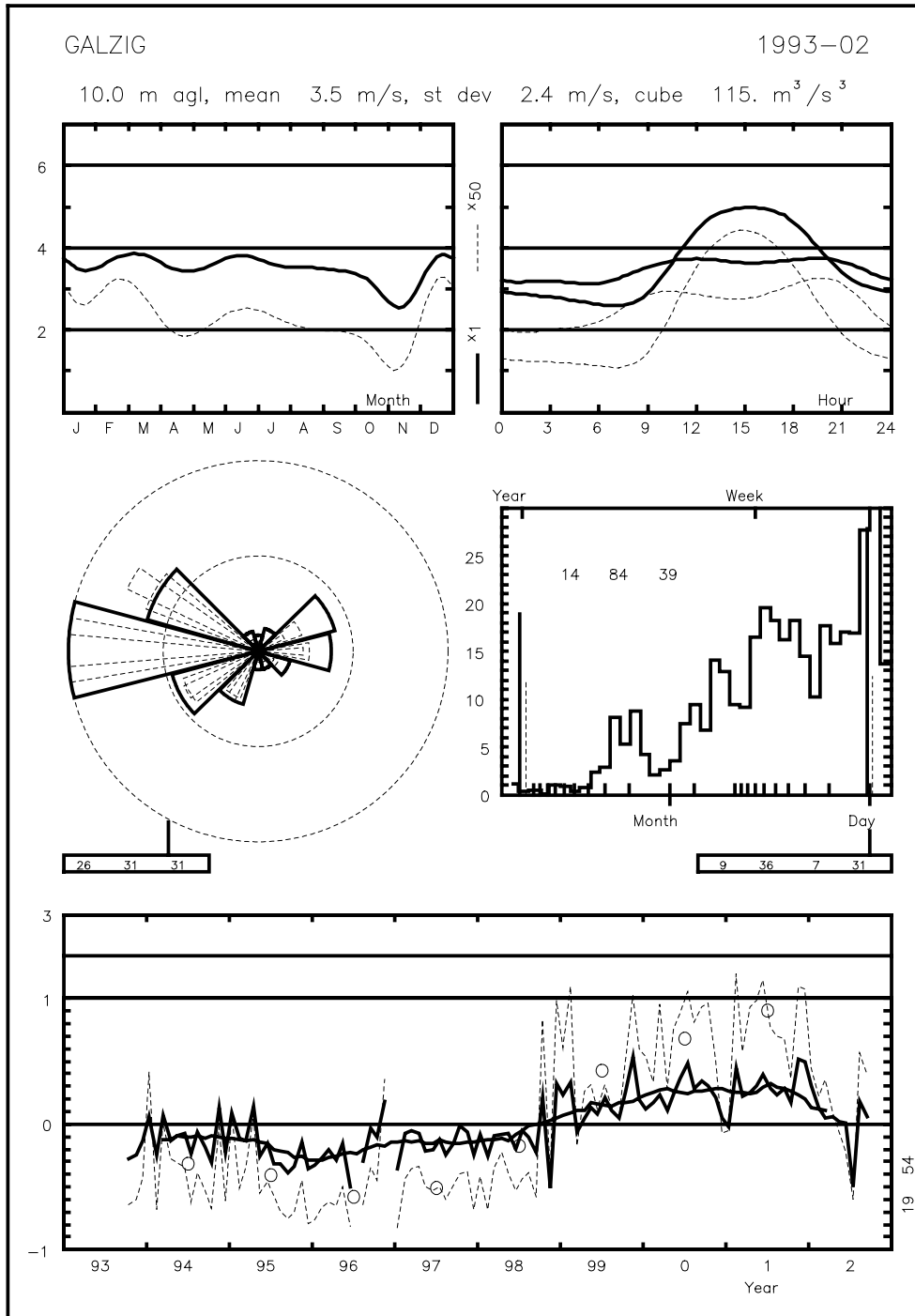
### 5.3. Windklimatologische Fingerprints

Wichtige Informationen über die Gesamtverhältnisse der Windbedingungen, insbesondere die Richtungsabhängige an einer Messstation enthalten die sog. klimatologischen Fingerprints. Diese sind den Abbildungen 5.1-5.12 im ANHANG II gegeben. Als Beispiel ist hier die Abbildung 3 (entspricht Abbildung II.3 im ANHANG II) für den Galzig angeführt und beschrieben.

Die oberste Graphik im Abbildungsblock zeigt links den mittleren Jahresgang der gemessenen Windgeschwindigkeit (m/s, voll ausgezogenen Linie) und die dritte Potenz der Windgeschwindigkeit ( $u^3$  strichlierte Linie). Den gleichen Inhalt zeigt die Darstellung in der rechten oberen Ecke jedoch für den Tagesgang (ausgezogene Linie) und  $u^3$  für die Monate Januar und Juli.

In den mittleren beiden Abbildungen des Abbildungsblocks ist die Windrose mit den relativen Häufigkeiten in 12 Richtungssektoren dargestellt (fette Linie), des weiteren der Beitrag jedes Richtungssektors zur gesamten Windgeschwindigkeit (strichliert) und  $u^3$  für jeden Sektor (strichliert, enge Segmente). Jede dargestellte Größe ist so normiert, dass sich ihr größtes Richtungssegment bis zum äußeren Kreis erstreckt. Die entsprechenden Skalierungswerte für die drei Größen sind in der kleinen Umrandung unter der Windrose angegeben. Daneben ist das Spektrum angegeben mit dem Anteil der Gesamtvarianz der Windgeschwindigkeit für ein bestimmtes Zeitintervall (ausgezogene Linie). Der Balken am linken Rand zeigt den Anteil der Streuung der Windgeschwindigkeit im gesamten Datensatz von der Jahresperiode des Spektrums. Der daneben eingezeichnete strichlierte Balken gibt den mittlern Jahresbeitrag zur Standardabweichung von  $u^3$  (beide in Prozent der gesamten Standardabweichung der Daten). Die Balken am rechten Rand zeigen den Anteil der Standardabweichung von Geschwindigkeit und  $u^3$  für Tagesperioden. Die in der Graphik angeführten Zahlen sind die Anteile (in Prozent) an der gesamten Standardabweichung der Zufallsschwankungen im Varianzspektrum, geteilt in Perioden länger als ein Jahr, ein Jahr bis einen Tag und kleiner als ein Tag. Die Zahlen unter dem Spektrum geben die relative Standardabweichung von Geschwindigkeit und  $u^3$  an für den mittleren Januar- und Julitag. Die unterste Graphik im Abbildungsblock enthält Zeitreihen in der Form der relativen Abweichung vom Monatsmittel. Für jeden Monat der Messreihe wird die mittlere Geschwindigkeit und ihre dritte Potenz berechnet und der Erwartungswert vom entsprechenden Monatswert des mittleren Jahres (linke obere Darstellung) subtrahiert. Die relative Abweichung ist die „ausgezackte“ durchgezogene Linie, die durchgezogene Linie die Geschwindigkeit und die strichlierte die dritte Potenz der Geschwindigkeit. Die glattere der durchgezogenen Linien ist die relative monatsweise Abweichung vom Gesamtmittel. Jeder Punkt auf dieser Kurve zeigt die relative Abweichung in einer halbjährlichen Periode vor und nach dem betrachteten Zeitpunkt. Die offenen Ringe zeigen das gleiche für  $u^3$  für jedes in den Daten enthaltenen Kalenderjahr. Die

Zahlen rechts bedeuten die mittlere quadratische Abweichung (in Prozent) für Geschwindigkeit (untere Zahl) und  $u^3$  (obere Zahl). Die vertikale Achse ist linear zwischen -1 und +1, aber ab +1 mit einer größeren Skala versehen, jeweils angepasst an die größte Abweichung.



**Abbildung 3: Windklimatologische Fingerprints der Messstation Galzig**

## 5.4. Karten der mittleren Windgeschwindigkeit

Ein wichtiges Ergebnis dieser Studie bilden die Karten der Windgeschwindigkeiten, dargestellt für 70 m über Grund in Abbildung II.13 und für 50 m über Grund in Abbildung II.14, beide enthalten im ANHANG II. Die Auflösung beträgt in allen Fällen 500 x 500 Meter.

Aus Abbildung II.13 ist sehr gut zu erkennen, dass in den inneren Alpentälern Vorarlbergs im Mittel auch in 70 Metern Höhe über Grund nur geringe Windgeschwindigkeiten auftreten. Dies ist besonders gut im Montafon erkennbar mit Geschwindigkeiten um nur 2 m/s. Im Rheintal sind etwas höhere Geschwindigkeiten um 3 m/s zu beobachten, in der Nähe des Bodensees liegen diese Werte im Bereich von 4 bis 5 m/s, wie auch die Höhenzüge des Bregenzer Waldes, wobei an einzelnen exponierten Lagen im Südtal bis zu 6 m/s erreicht werden können. Im Pfändergebiet werden vereinzelt noch etwas höheren Geschwindigkeiten beobachtet. In den Hochgebirgsregionen treten je nach orographischen Gegebenheiten mittlere Geschwindigkeiten zwischen 4 und 7 m/s, noch höhere Werte in exponierteren Lagen der Silvretta (hier sind auch die höchsten mittleren Geschwindigkeiten um die Valisera, 2716 m und um die Vallüla, 2813 m, mit über 8 m/s zu finden), der Verwallgruppe und des Rätikons zu beobachten, wobei die nach Norden ausgerichteten und abfallenden Ausläufer der Höhenkämme die größten Flächen mit hohen Geschwindigkeiten aufweisen. Solche sind auch in den westlichen Ausläufern der Allgäuer und der Lechtaler Alpen und im südlichen Bregenzer Wald zu erkennen.

Die Karte mit den mittleren Windgeschwindigkeiten für 50 m über Grund ist in Abbildung II.14 (ANHANG II) enthalten und zeigt naturgemäß etwas niedrigere Geschwindigkeitswerte. So etwa sind die Werte im Bodenseegebiet auf etwa 3 - 4 m/s gesunken und die Zonen geringere Geschwindigkeiten in den inneren Alpentälern ausgedehnter. Die höchsten Werte liegen in den Hochgebirgszonen bei knapp 7 m/s. Es muss hier festgehalten werden, dass vereinzelt ein durch die Orographie induzierter Verstärkungseffekt in Gipfellagen beim Überströmen von Kämmen auftreten kann, sodass dann in 50 m Höhe über Grund fallweise etwas höhere Windgeschwindigkeiten auftreten als in 70 m. Ein gutes Beispiel dafür ist der Standort Flexenpaß, wo die Windgeschwindigkeit in 50 m Höhe über Grund diejenige in 70 m um ca. 3% übertrifft (vergl. ANHANG III.1). Diese Verhältnisse sind aber zumeist nur kleinräumig zu beobachten, können nur durch sorgfältige kleinskalige Modellrechnung nachgewiesen werden und sind bei der gewählten Auflösung für Abbildung II.14 „hinausgemittelt“.

Eine weitere Karte, nämlich Abbildung II.17 im ANHANG II, zeigt die 50. (entspricht 3.72 m/s) und die 75. Perzentile (entspricht 4.5 m/s) der Windgeschwindigkeit in 70 m über Grund. D.h. die gelb und blau eingefärbten Rasterflächen (50. Perzentil) repräsentieren Flächen mit Geschwindigkeiten über 3.72 m/s, die blauen allein (75. Perzentil) die Flächenverteilung für Windgeschwindigkeiten über 4.5 m/s.

## 5.5. Karten des mittleren Windpotentials

Die in Abbildung II.15 (ANHANG II) dargestellte Karte enthält den mittleren Energieinhalt in  $W/m^2$  in 70 Metern Höhe über Grund, die Abbildung II.16 (ANHANG II) jenen für 50 m über Grund. Beide Karten besitzen eine Auflösung von 500 x 500 m und sind mit einer Höhenreduktion der Luftdichte versehen, d.h. die Angaben beziehen sich auf das vor Ort tatsächlich gegebene Potential.

Geht man von der Annahme aus, dass der Grenzwert für rentable Nutzung der Windkraft derzeit bei  $240 W/m^2$  liegt, zeigt sich folgendes Bild. In weiten Teilen Vorarlbergs,

insbesondere in den inneren Alpentälern, ist eine Nutzung von Windenergie generell auf Grund der geringen Leistungsdichte unrentabel, da hier die Werte im Schnitt nur 80 - 120 W/m<sup>2</sup> erreichen. Ebenso bleiben in den nördlichen Gebieten des Bregenzer Waldes die Potentiale bescheiden (Geigers etwa 200 W/m<sup>2</sup>; vergl. ANHANG III.2). In den grauen Zonen der Karte (120 - 240 W/m<sup>2</sup>) ist an günstigen Stellen mit Potentialen ab etwa 200 W/m<sup>2</sup> (z.B. Bodenseenähe) zu rechnen, wo mit guter Zuwegung und anderen günstigen Faktoren die Windkraftnutzung unter Umständen rentabel sein kann. Hohe Potentiale zeigen sich hingegen entlang der Gebirgsketten, hier wieder an den nach Nord bzw. West ausgerichteten Spornen und Ausläufern mit Werten bis zu 500 W/m<sup>2</sup>. Ebenso weisen die Potentiale in den südlichen Zonen des Bregenzer Waldes, insbesondere an den Bergzonen zwischen Hoher Freschen (2004 m) und Furka Joch (1760 m) bis zur Fontanella hohe Werte zwischen 500 und 700 W/m<sup>2</sup> auf, teilweise auch darüber. Dieses Gebiet ist infolge seiner nicht allzu großen Höhenlage sicherlich ein Hoffungsgebiet für Windenergie in Vorarlberg. Etwas geringere Wert (vereinzelt bis 600 W/m<sup>2</sup>), doch in etwa gleicher Höhenlage sind in den Allgäuer Alpen aufzufinden am Höhenzug, der die Grenze mit Deutschland bildet, südöstlich des Kleinen Walsertales. Dass aber auch höhere Lagen nur ein geringes Potential aufweisen können zeigt das Beispiel des Flexenpasses mit im Mittel unter 100 W/m<sup>2</sup> (vergl. die Berechnungen in ANHANG III.1).

Die Karte für das Windpotential bezogen auf eine Nabenhöhe von 50 m (Abbildung II.16, ANHANG II) zeigt ein ähnliches Bild, jedoch mit im Mittel etwas niederen Werten (im Schnitt 20%), doch muss auch hier bemerkt werden (vergl. das in Kapitel 5.4 bereits gesagte), dass bei besonderen orographischen Ausprägungen (Gipfellation, Kanalisation zwischen Bergzügen in höher gelegenen Tallagen, Sattelflächen) durchaus lokal etwas höhere Potentiale in der Nabenhöhe von 50 m existieren, die jedoch wieder nur durch kleinskalige Untersuchungen zu fixieren sind. Es kann daher eine Nabenhöhe von 50 m aus den genannten Gründen als durchaus vorteilhaft im Gebirge angesehen werden.

Eine flächenbezogene Auszählung des Windpotentials nach Perzentilen des ermittelten Windpotentials für 70 m Höhe über Grund ist in der folgenden Tabelle 5 zusammengestellt.

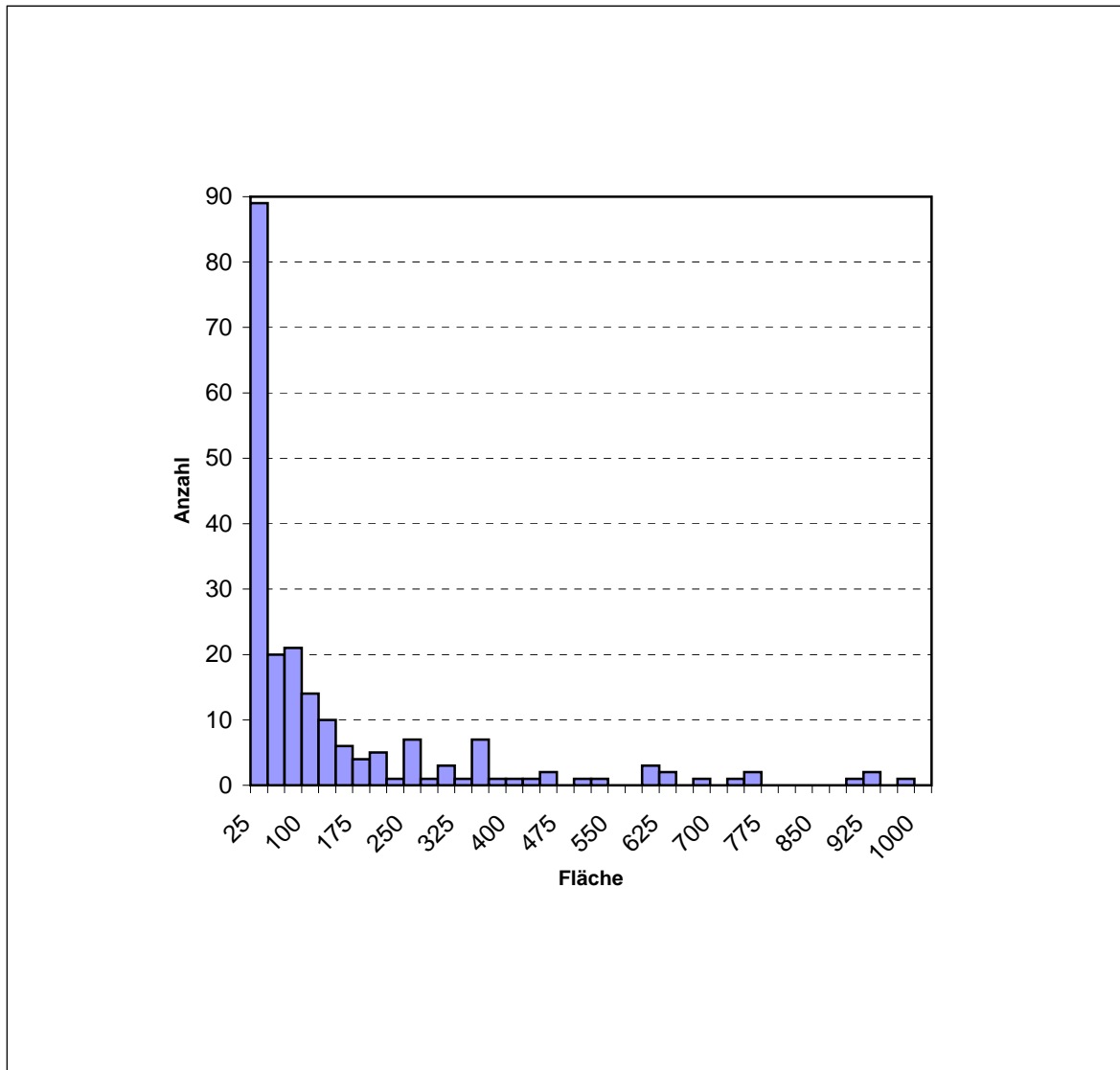
**Tabelle 5: Flächenanteil bestimmter Windpotentialklassen in Perzentilen der Landesfläche Vorarlbergs.**

<b>Perzentil</b>	<b>Fläche km<sup>2</sup></b>	<b>Potential W/m<sup>2</sup></b>
25	650.6875	56
75	1952.0625	180
90	2342.475	295
95	2472.6125	375
97.5	2537.6813	465
99	2576.7225	575

Hier wird sehr deutlich, dass der Flächenanteil an höheren Potentialen in Vorarlberg nur gering ist. So liegen mehr als 80% der Landesfläche unter dem derzeit wirtschaftlich tragbaren Grenzwert von 240W/m<sup>2</sup> und etwa über 10% der Landesfläche verfügt über ein brauchbares Potential, allerdings dann zumeist in den Hochlagen der Gebirge.

Der Anteil zusammenhängender Flächen in Abhängigkeit von ihrer Größe für ein Windpotential über 240 W/m<sup>2</sup> und für eine Seehöhe bis höchstens 2300 m zeigt Abbildung 3

auf der Basis der verwendeten Rasters von 500x500 m (= 25 ha). Dabei fällt, wie zu erwarten, deutlich der große Anteil kleiner Flächen, die über die Gebirgsketten verstreut sind gegenüber größeren, zusammenhängenden auf. So sind z.B. im Bereich der Flächenanteile von 900 ha nur 4 Flächen unter den genannten Bedingungen auffindbar. Die zusammenhängende Fläche von 3725 ha mit Potentialen über 240 W/m<sup>2</sup> ist das bereits mehrmals erwähnte Gebiet im südlichen Bregenzer Wald zwischen Hoher Freschen und Fontanella.



**Abbildung 3: Anzahl der zusammenhängenden Flächen in Abhängigkeit von ihrer Größe (in ha) für einen Schwellwert von 240 W/m<sup>2</sup> und einer Seehöhe unter 2300 m in Vorarlberg**

Eine Karte mit der Lage der Eignungsflächen, die den Bedingungen Windpotential größer gleich 240 W/m<sup>2</sup> und Seehöhe bis 2300 m entsprechen, ist in Abbildung II.18 (ANHANG II) gegeben. Wieder fallen hier die großen zusammenhängenden Eignungszonen im südlichen Bregenzer Wald auf. Auch die bereits mehrfach angesprochenen Gebiete an den Nordflanken der Hochgebirgskzüge werden hier gut sichtbar. Die kleine Eignungszone in der Nähe Dornbirns fällt hier deutlicher ins Auge als in den anderen Karten des Windpotentials. Diese Zone ist faktische die einzige Eignungsfläche, die nicht im gebirgigen Teil Vorarlbergs liegt.

## **6. ZUSAMMENFASSUNG**

### **6.1. Projektablauf**

In der vorliegenden Studie zum Windpotential Vorarlberg sind alle meteorologisch relevanten Aspekte zur energetischen Nutzung der Windenergie zusammengestellt, geprüft, untersucht und zu Karten der mittleren Energiedichte synthetisiert worden. Dies wurde mittels mehrerer Schritte erreicht, und zwar einmal durch Prüfung von vorhandenem Datenmaterial, durch Zugriff auf bereits vorhandenen Klimatographien und durch die Zusammenstellung eines Inventars der tatsächlich verwendeten Messdaten, sowohl aus bereits vorliegenden Archiven als auch Daten die an den im Rahmen des Projekt betriebenen Sondermessstationen gewonnen wurden. Eine eigene Kampagne ist zur genauen Erfassung und Dokumentation der messstationspezifischen Metadaten abgewickelt worden (vergl. ANHANG IV). Der verwendete Datensatz wurde einer ausführlichen Qualitätsprüfung unterworfen und dann auf seine Repräsentanz in bezug auf die Aufstellungsumgebung geprüft. Durch eine Prospektierung geeigneter Standorte nach bestimmten objektiven Auswahlkriterien (siehe Kapitel 3) wurden zwei zusätzliche Messstandorte ausgewählt. Diese Sondermessungen sind dann während zweier Jahre am Standort Geigers und Flexenpaß nach modernen messtechnischen Methoden durchgeführt worden. Die dabei gewonnen Daten sind nach den gleichen Kriterien wie die Archive geprüft und dann zusammen mit diesen den notwendigen Berechnungen unterworfen worden. Für diese beiden Standorte ist mit den in Kapitel 4 genannten Verfahren eine Ertragsprognose erstellt worden (vergl. ANHANG III).

Besonderes Augenmerk wurde dem Aspekt von Windkraftanlagen aus naturschutz- und luftfahrtrechtlicher Sicht (Kapitel 3.4) und die technischen Kriterien (Kapitel 3.5) für die Standortauswahl gewidmet. Ausführlich wurden auch die klimatologischen Anforderungen und die damit verbundenen Gegebenheiten in Vorarlberg behandelt. Dies umfasst insbesondere die orographischen Bedingungen, das Vereisungspotential und die Blitzdichte (vergl. Kapitel 3.3).

Alle damit verbundenen Teilergebnisse sind in ausführlicher Weise in 17 Tabellen und 21 Abbildungen und Karten dokumentiert und dem vorliegenden Bericht beigelegt (ANHANG I und II). Die Berechnungen für die flächenhafte Abschätzung des Windpotentials erfolgte mit adäquaten Methoden zur räumlichen Erfassung und Modellierung des Windfeldes. Die daraus resultierenden Ergebnisse sind als Karten des Windfeldes und des Windenergiegehalts, sowie daraus abgeleiteter Befunde für eine Höhe von 70 Metern über Grund mittels GIS Werkzeugen entworfen worden. Zusätzlich ist das Windfeld und das Windpotential auch für eine Höhe von 50 Metern über Grund beigelegt. Diese digitalen Karten, mittels ArcView erstellt, können auf einfache Weise einer zukünftigen weiteren Bearbeitung zugeführt werden.

### **6.2. Die geographische Verteilung des Windenergiepotentials in Vorarlberg**

Wie aus den meteorologischen/klimatologischen Messreihen und Befunden, den Fingerprints und den Modellrechnungen hervorgeht ist in weiten Teile Vorarlbergs mit einem geringen Windpotential zu rechnen, das mit den heutigen technologischen Gegebenheiten zur Nutzung der Windenergie wirtschaftlich nicht ausreichend ist. In entsprechend freien Hochlagen und in den Gipfelzonen herrscht ein genügend hohes Potential vor, das allerdings durch die witterungsbedingten Einschränkungen nur bedingt nutzbar wäre.

In den tieferen Lagen ist generell bis auf die eine Ausnahme bei Dornbirn die Nutzung der Windkraft auf Grund der geringen Leistungsdichte unrentabel, da hier die Werte im Schnitt nur 80 - 120 W/m<sup>2</sup> erreichen. Eine Ausnahme ist hier die Bodenseenähe wo an günstigen Stellen mit Potentialen ab etwa 200 W/m<sup>2</sup> zu rechnen ist, wo mit guter Zuwegung und anderen günstigen Faktoren die Windkraftnutzung unter Umständen rentabel sein kann. Aber auch in den nördlichen Gebieten des Bregenzer Waldes sind die Potentiale bescheiden. Hohe Potentiale zeigen sich hingegen entlang der Gebirgsketten, hier wieder an den nach Nord bzw. West ausgerichteten Spornen und Ausläufern mit Werten bis zu 500 W/m<sup>2</sup>. Ebenso weisen die Potentiale in den südlichen Zonen des Bregenzer Waldes, insbesondere in den Bergzonen zwischen den Gebiet um den Hoher Freschen bis zur Fontanella hohe Werte zwischen 500 und 700 W/m<sup>2</sup>, teilweise auch darüber auf. Dieses Gebiet ist infolge seiner nicht allzu großen Höhenlage sicherlich ein Hoffungsgebiet für Windenergie in Vorarlberg. Etwas geringere Wert (vereinzelt bis 600 W/m<sup>2</sup>), doch in etwa gleicher Höhenlage sind in den Allgäuer Alpen aufzufinden.

Es kann daher festgestellt werden, dass in Vorarlberg nur an exponierten Standorten im Gebirge eine rentable Nutzung der Windenergie auf der Basis der derzeit verfügbaren Technologien in größerem Umfang möglich sein wird.

### **6.3. Weiterführende Betrachtungen und Ausblick**

Auf der Basis der vorgelegten Studie sind Zonen mit geeignetem Windpotential (ab etwa 240 W/m<sup>2</sup>, derzeitige Stand der Technik) zur technischen Nutzung der Windenergie auf einem Raster von 500 x 500 Metern identifiziert. In diesen Zonen kann mittels GIS Werkzeuge aus der orographischen Situation unter Berücksichtigung von Zuwegung, Leitungseinbindung und anderer naturräumlicher Kriterien eine genauere Standorteinengung vorgenommen werden. Hierbei kommt den orographischen Gegebenheiten große Bedeutung zu. „Geeignete“ Flächen in diesem Sinn sind im Gebirge Bereiche, die nach allen Himmelsrichtungen keine nennenswerte Abschattung in bezug auf Windströmung in einer Entfernung von mindestens dem 30-fachen jener Höhe eines Hindernisses (Berg) besitzen, mit der dieses den Standort überragt. Die vertikale Beeinflussung des vertikalen Windprofils kann dabei mit ungefähr der 3-fachen Höhe angenommen werden. Diese Kriterien, abgeleitet aus der Theorie von Jackson&Hunt (1975) und vielfach verwendet und erprobt, sind auch in die hier verwendeten Modelle eingegangen. Diese Annahmen schränken natürlich Umfang und Anzahl geeigneter Flächen deutlich ein. Solche Flächen werden daher eher auf Hochflächen und weite, hochalpine Täler anzutreffen sein als an Einzelstandorten im bergigem Gelände mit kleinräumiger aber ausgeprägter orographischer Gliederung. Man muss sich dabei aber vor Augen halten, dass diese Kriterien den „ungestörten“ Verhältnissen nahe zu kommen versuchen, sodass man bei entsprechend hohem Windpotential durchaus Abstriche durch die orographisch induzierte Hinderniseinwirkung hinnehmen kann.

Ist einmal eine solche Fläche abgegrenzt, wird es möglich, innerhalb derselben durch bestimmte Verfahren eine Optimierung hinsichtlich des besten Standorts zur Windenergienutzung in Abhängigkeit vom gewählten Turbinentyp und Nabenhöhe zu errechnen. Damit kann der Energieertrag mit einer Genauigkeit von über 90% prognostiziert werden. Das gleiche gilt auch für Windparks, wobei noch zusätzlich der Abschattungseinfluss der Turbinen in Bezug auf Luftströmung untereinander zu berücksichtigen ist.

Zusammenfassend kann hier gesagt werden, dass auf Grund dieser Studie eine Identifizierung geeigneter Flächen zur Windenergienutzung in Vorarlberg in einfacher Weise möglich ist, dass aber der dann ausgewählte Standort noch Feinanalysen unterworfen werden muss, um eine objektive, nach den Regeln der Wissenschaft erstellte Ertragsprognose zu erhalten.

## 7. LITERATUR

- De Renzo, D.J. (edt.,1979): Wind Power ; Recent Developments. Noyes Data Corp., Park Ridge.
- Diendorfer G., F.Hofbauer, A.Stimmer (1992): ALDIS – das Österreichische Blitzortungssystem. e&i, 109. Jahrgang, Heft 5, S.261-266.
- Dobesch, H. (1981): Die Bestimmung des Windenergiepotentials einer Region mittels Wahrscheinlichkeitsverteilungsfunktion der Windgeschwindigkeit. Arch. Met. Geoph. Biokl., Ser. A, 30, 355-368.
- Dobesch, H. (1989): Untersuchungen des Windfeldes längs der Fische in Abhängigkeit von der Ufervegetation. Auftragsforschung im Rahmen der Grundlagenforschung Grundwasser Mitterndorfer Senke, Wien.
- Dobesch, H. (1991): Modellierung und Vorhersage von Zeitreihen der Windgeschwindigkeit. Wetter und Leben 41, 243-248.
- Dobesch, H., G.Kury, V.Weilguni, V.Tran:(1995): Zur Modellierung von Windfeldern in der bodennahen Atmosphäre. 3.Österr.Windenergiesymposium, April 1995, St.Pölten.
- Dobesch, H., H.V.Tran(1999): The Diagnostic Wind Field Model ZAWIMOD2. Österr.Beiträge zu Meteorologie und Geophysik, Heft 22.
- Dobesch,H., S. Zach, H. V. Tran (2003) A New Map of Icing Potentials in Europe – Problems and Results. Proc. BOREAS VI, Pyrhä, Veröffentl.FMI, Finland (in Druck)
- Fa.ENAIRGY (Mai 2000): Mögliche Standorte für WKAs in Vorarlberg, Bericht an die Vorarlberger Landesregierung
- Jackson, P.S., J.C.R.Hunt (1975): Turbulent Wind Flow Over a Low Hill. Quart.J.Roy.Met.Soc. 101, 929-955.
- KLIMA VON VORALBERG (2001): Eine anwenderorientierte Klimatographie. Umweltinstitut des Landes Vorarlberg in Zusammenarbeit mit der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik in Wien.
- Kustas, W.P., W.Brutsaert (1986): Windprofile Constants in a Neutral Atmospheric Boundary Layer Over Complex Terrain. Boundary Layer.Met.34.
- Le Gourieres, D. (1982): Wind Power Plants. Theory and Design. Pergamon Press, Oxford.
- List R. (1977): Ice Accretion on Structures. J.of Glaciology, 19, No.81, 451-465.
- Makkonen, I., E.Sundin (1998): Ice Loads on a Lattice Tower Estimation by Weather Station Data. J. of Appl. Meteorology, 37, 523-529.
- McKay, G.A., H.A.Thompson (1969): Estimation the Hazard of Ice Accretion in Canada from Climatological Data. J.of Appl.Meteor.,8, 927-935.
- Oke, T.R. (1987): Boundary Layer Climates, 2nd Ed., Halsted, New York.
- ÖKLIM: Digitaler Klimaatlas Österreichs, Zentralanstalt f.Meteorologie und Geodynamik, Wien, 2001
- Perera, M.D. (1981): Shelter Behind Two-Dimensional Solid and Porous Fences. J.Wind Engin. and Industrial Aerodyn. 8,93-104
- Petersen, E.L., Troen,I. (1989): European Windatlas; Commission of the European Communities; publ. by Riso Nat.Lab.Roskilde.
- Pokorny, W. (1981): Das österreichische Windenergiepotential. Bericht an das BM f. Wissenschaft und Forschung, Wien.
- Pokorny, W., F.Neuwirth (1985): Das Windenergiepotential des Landes Niederösterreich. Bericht an das BM f. Wissenschaft und Forschung, Wien.
- Pokorny, W. H.Dobesch (1994): Das Windenergiepotential des Landes Tirol. Bericht an das BM f. Wissenschaft und Forschung, Wien.

- Seginer, L. (1972): Windbreak drag calculated from the horizontal velocity field. B.Layer Met.3.
- Tammelin, B. and K.Säntti (1998): Icing in Europe; Proc. BOREAS IV, p.125-132, Finnish Meteorological Institute.
- Tammelin, B., M.Cavaliere, H.Holttinen, C.Morgan, H.Seifert and K.Säntti (2000): Wind Energy Production in Cold Climate; Meteorolog.Publ.No.41, Finnish Meteorological Institute.
- Tammelin, B., A.Peltomaa, R. Hyvönen and K.Säntti (1996): Icing Effects on Wind Measurements and Wind Energy Potentials Prediction. Proc. BOREAS III, p.210-245, Finnish Meteorological Institute
- WindFarm (1999). Release 3, ReSoft Ltd, Bedford, UK
- WMO, Techn.Note No.59 (1964): Windbreaks and Shelterbelts, Genf.