

Schlussbericht 2002, 15. Dezember 2002

Projekt Windmessung Detligen

Autor und Koautoren	Rolf Fuchser
beauftragte Institution	
Adresse	Igelrain 134, 3036 Detligen
Telefon, E-mail, Internetadresse	031 / 825 62 26, rolf.fuchser@dplanet.ch
BFE Projekt-/Vertrag-Nummer	40634 / 80485
Dauer des Projekts (von – bis)	01.06.2001 – 15.12.2002

ZUSAMMENFASSUNG

Am Messstandort Detligen wurde ein Jahresmittelwert auf 27m von 4.4m/s gemessen. Auf 70m Höhe ergibt das nach Berechnung ein Mittel von 5.1m/s.

Auf 27m liegt eine Messreihe von 99% vor, mit einer Genauigkeit von ca. 3%.

Das langjährige Mittel ist ca. 1% tiefer als im Messjahr.

Die Hauptwindrichtung ist Süd- Südwest sowie Nordost. In diesen Richtungen wurden die grössten Windvorkommen gemessen.

Am Messstandort könnte nur eine kleinere Anlage (max. 600kW) wegen der Schallemissionen erstellt werden.

Das einspeisen der Energie ins 16kV oder 0.4kV Netz stellt keine Problem dar.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	1
Projektziele	3
Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse	3
Standortinformationen	3
Messdaten	4
Kalibration der Messgeräte	5
Resultate der Windmessung	5
Extrapolation Nabenhöhe	6
Abschätzung des langjährigen Windpotenzials	13
Fehlerabschätzung der Messung	13
Vergleich Windenergieanlagen	14
Schallemissionen	14
Schattenwurf	17
Luftfahrthindernis	18
Mobil- und Richtstrahlverbindungen	18
Transport	18
Rücknahmebedingungen	19
Energieeinspeisung	19
Energie Ertrag	20
Realisierungsmöglichkeiten	20
Vogelzug	21
Landschaftsschutz	21
Heimatschutz	21
Denkmalpflege	21
Raumplanung	21
Finanzierung	22
Information der Gemeinde und Nachbarn	22
Offene Pendenzen	22
Nationale Zusammenarbeit	23
Internationale Zusammenarbeit	23
Bewertung 2002	23
Referenzen	23
Anhang	24
Anhang 1: Stellungnahme vom Bundesrat zur Windenergie	24
Anhang 2: Auswertung Meteotest	25
Anhang 3: Eichung Anemometer	46

Fig. 1: Messstandort und Netzeinspeisung	4
Fig. 2: Häufigkeitsverteilung in Stunden pro Sektor April 2001 + März 2002	7
Fig. 3: Mittlerer Tagesgang in 27m	7
Fig. 4: Windklassen in %	8
Fig. 5: Mittlere und maximale Windgeschwindigkeit in m/s pro Sektor	8
Fig. 6: Turbulenzen in %	9
Fig. 7: Leistungsdichte in 27m	9
Fig. 8: Rauigkeitsklasse pro Sektor	11
Fig. 9: Rauigkeitslänge pro Sektor	11
Fig. 10: Energie-Index pro Sektor	12
Fig. 11: Vergleich der Messung in Detligen mit Messstationen der Meteo Schweiz	12
Fig. 12: Vergleich langjähriger Mittelwerte	13
Fig. 13: Schallemissionen	16
Fig. 14: Schattenwurf	17
Formel 1: Eichfunktion vor der Messung	5
Formel 2: Eichfunktion nach der Messung	5
Formel 3: Formel Hochrechnung	6
Tabelle 1: Vereisungsperioden	5
Tabelle 2: Monats und Jahresmittelwerte	6
Tabelle 3: Rauigkeitsklassen und -längen nach Definitionen gemäß Europäischer Windatlas	10
Tabelle 4: Empfindlichkeitsstufen Art.43	15
Tabelle 5: Belastungsgrenzwerte [(db)A]	15
Tabelle 6: Schallbeurteilung bei 10m/s	16
Tabelle 7: Schattenwurf "worst case"	18
Tabelle 8: Rücknahmetarife >10kW – 1MW	19
Tabelle 9: Rücknahmetarife <10kW	19
Tabelle 10: Jahres Energieertrag mit Eichdaten im Messjahr	20
Tabelle 11 Ergebnisse	49
Tabelle 12 Messdaten	54
Tabelle 13 Abweichungen und Ergebnisse	55

Projektziele

Bestimmen des genauen Windvorkommens am Standort, zur eventuellen Nutzung der Windenergie durch eine geeignete WEA am Messstandort.

- **Beenden der Aufzeichnung der Winddaten für ein Jahr**
- **Auswerten der Winddaten mit entsprechender Eichfunktion**
- **Vergleich der Jahresmessung mit den langjährigen Windvorkommen**
- **Fehlerabschätzung der Messung**
- **Bestimmen einer geeigneten Windenergieanlage für den Messstandort**
- **Realisierungsmöglichkeit**
- **Information der Nachbarn und Gemeinde**

Bei gutem Windvorkommen soll am Standort, wenn möglich, eine geeignete WEA erstellt werden. Die Anlage soll ein Beitrag zur CO₂ Reduzierung und zur dezentralen Energieversorgung sein.

Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse

Standortinformationen

Nachfolgend sind die Informationen des Standortes aufgelistet. Die Informationen sind mit einem GPS Gerät sowie mit einer Karte 1:25'000 der Landestopografie abgeglichen worden.

Koordinaten nach GPS:	N 47° 00' 16,5'' / 007° 16' 46,9''
Schweizer Koordinaten	X/Y 588140/205812
Höhe:	705müM
Distanz zu Nachbarn:	ca. 200m
Durchschnittliche Jahrestemperatur	8.1C°
Durchschnittlicher Luftdruck	930hPa

(siehe Fig. 1)

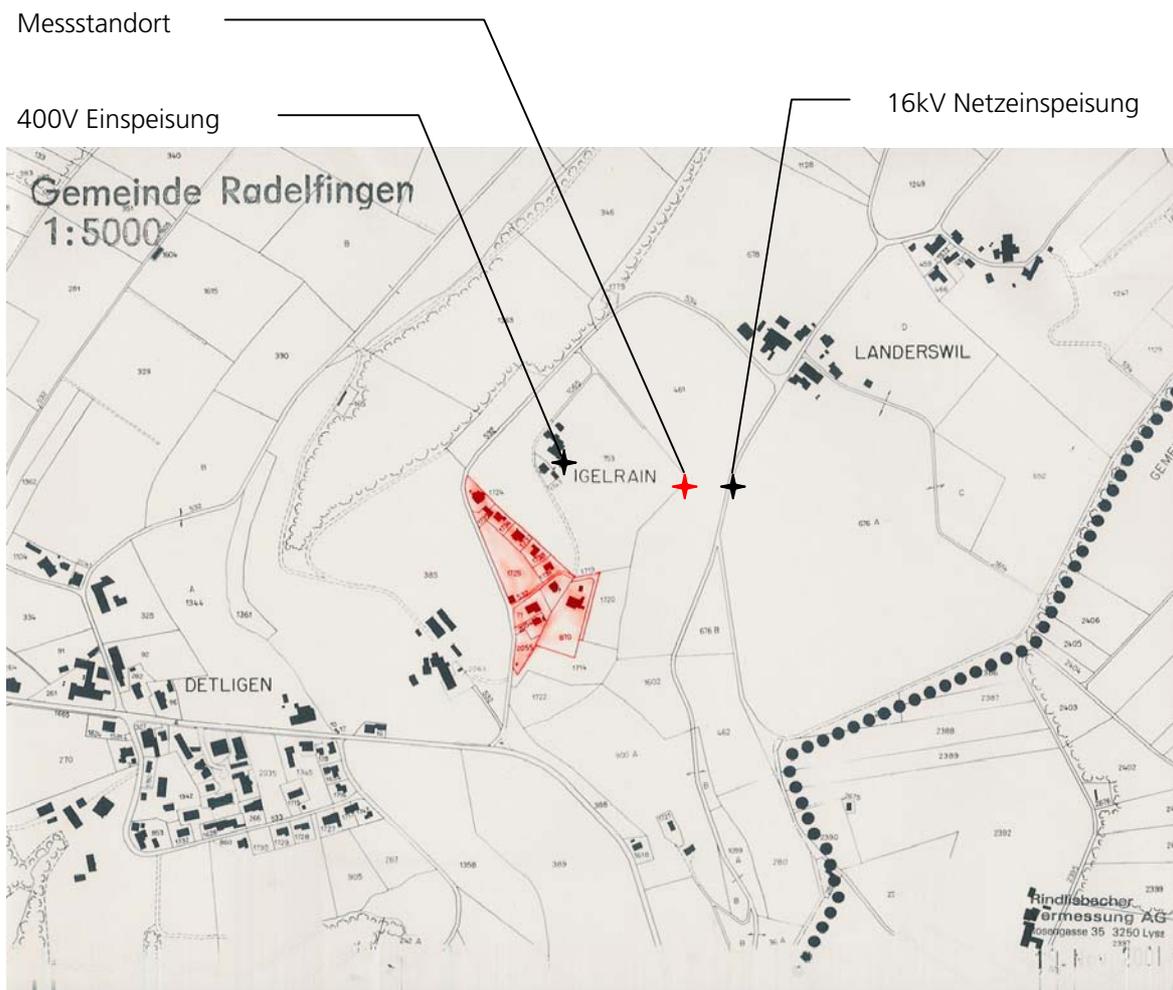


Fig. 1: Messstandort und Netzeinspeisung

Messdaten

Zur Messung wurde ein Messmasten von 27m eingesetzt. Eine genaue Beschreibung des Messverfahrens kann im Zwischenbericht nachgelesen werden. In diesem Bericht sind nur noch die wichtigsten Ergebnisse der Messung festgehalten. Für die Messung der Windgeschwindigkeit wurden zwei Anemometer auf 13m und 27m Höhe eingesetzt. Die Aufzeichnung der Windrichtung wurde durch die Windfahne erfasst. Die Richtung der 360° ist in 12 Sektoren (30°) eingeteilt. Die Daten der Messgeräte wurden auf einem Datenlogger aufgezeichnet. Die erfassten Daten der Messgeräte wurden alle 10 Minuten gemittelt und in einem Speicher abgelegt. Der Datenlogger speichert eine Zeitreihe und eine Statistik. In der Zeitreihe wurden die 10 Minuten Mittelwerte der Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Standartabweichung und Fehler aufgezeichnet. In der Statistik wurden die Werte Häufigkeitsverteilung, Richtungsverteilung, mittlere Windgeschwindigkeit, maximale Windgeschwindigkeit, Tagesgang und Standartabweichung aufgezeichnet. Die Messung deckt genau 1 Jahr ab, 1. April 2001 bis 31. März 2002. In der Messperiode traten an einigen Tagen Vereisungen auf. Tabelle 1 listet die Vereisungsperioden auf. Auf 27 m liegt eine Messreihe von 99% und auf 13 m eine Messreihe von 91% vor. Durch eine Fehlfunktion der Windfahne wurden nur die Daten der Windrichtung vom Monat April 2001 (auf 27 m) und dem Monat März (auf 10m) ausgewertet. Die Messwerte dieser beiden Monate repräsentieren die Windrichtungen am Messstandort aber gut.

Anemometer	Beginn	Ende	Dauer
13 m	14.12.2001	21.12.2001	8 Tage
	23.12.2001	24.12.2001	2 Tage
	27.12.2001	27.12.2001	1 Tag
	30.12.2001	19.01.2002	21 Tage
	21.02.2002	22.02.2002	2 Tage
27 m	15.01.2002	18.01.2002	4 Tage

Tabelle 1: Vereisungsperioden

Kalibration der Messgeräte

Die Anemometer wurden vor der Messung im Windkanal ausgemessen. Für die Messperiode wurde die folgende Eichfunktion verwendet und im Datenlogger für beide Anemometer verwendet (gemäss Hersteller-Angaben).

$$v = 0.715 \text{ m} \cdot x + 0.571 \text{ m/s}$$

Formel 1: Eichfunktion vor der Messung

Nach Ende der Messung wurden die Anemometer ebenfalls im Windkanal ausgemessen. Diese Messung ergab folgende Eichfunktion (siehe auch Anhang 3).

$$v = 0.7268 \text{ m} \cdot x + 0.5431 \text{ m/s, A1 (27 m)}$$

$$v = 0.7438 \text{ m} \cdot x + 0.5531 \text{ m/s, A2 (13 m)}$$

Formel 2: Eichfunktion nach der Messung

Die Rohdaten wurden für die Auswertung mit der Eichfunktion der Nachkalibration korrigiert. Im Anhang 3 sind die Messprotokolle der Anemometer beigelegt.

Resultate der Windmessung

In Tabelle 2 sind die Mittelwerte aller Messdaten pro Monat aufgezeichnet. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die blauen Zahlen berechnete Werte, die rosa Zahlen die gemessenen und mit der Eichfunktion korrigierten Daten sind. Die Extrapolation auf Nabenhöhe wurde mit der Formel 3 durchgeführt. Da das Gelände Richtung Süden stark abfällt, sind Extrapolationen auf Nabenhöhe mit grösseren Fehler behaftet als bei flachem Gelände. Um ein genaueres Höhenprofil zu erhalten müsste eine Messung mit einem SODAR durchgeführt werden. Mit diesem Messverfahren ist es möglich bis auf eine Höhe von ca. 200m die Windgeschwindigkeit aufzuzeichnen. Bei Fig.2 und 5 ist darauf hinzuweisen, dass nur der Monat April 2001 und März 2002 berücksichtigt wurden, da durch eine Fehlfunktion der Windfahne in der meisten Zeit der

Messperiode die Messwerte falsch aufgezeichnet wurden. Die Rauigkeitsklassen (siehe Fig.8), Rauigkeitslängen (siehe Fig.9) sowie Energie-Index (siehe Fig.10) wurde gemäss Tabelle 3 für jeden der 12 Sektoren bestimmt. Die Auswertung der langjährigen Mittelwerte sowie eine Nachberechnung der Messwerte wurde durch die Firma Meteotest vorgenommen (siehe Anhang 2). Bei Meteotest wurden die Messgeräte im eigenen Windkanal nachgeeicht. Es ist zu berücksichtigen, dass sich mit dieser Kalibration eine um ca. 6% höhere Windgeschwindigkeit ergeben würde, als in diesem Bericht berechnet.

Monats Mittelwerte mit Eichdaten April 2001- März 2002														
Standort:	Temperatur:			Druck:			Kloten		Neuenburg	Schaffha.	Ch-d-Fonds			
Windmessung Detligen 705 müM	8.1C°			930hPa			436 müM		485 müM	437 müM	1018 müM			
Messhöhe:	10 m	13 m	18 m	27 m	35 m	40 m	50 m	60 m	70 m	10 m	10 m	10 m	10 m	
Monat	Sunden													
April 01	720.0 h	4.0 m/s	4.1 m/s	4.2 m/s	4.3 m/s	4.4 m/s	4.5 m/s	4.6 m/s	4.7 m/s	4.8 m/s	2.4 m/s	2.7 m/s	3.1 m/s	2.5 m/s
Mai 01	743.2 h	4.0 m/s	4.2 m/s	4.3 m/s	4.6 m/s	4.8 m/s	4.9 m/s	5.1 m/s	5.2 m/s	5.4 m/s	2.5 m/s	2.8 m/s	3.3 m/s	2.3 m/s
Juni 01	719.8 h	3.3 m/s	3.5 m/s	3.6 m/s	3.8 m/s	3.9 m/s	4.0 m/s	4.1 m/s	4.2 m/s	4.3 m/s	2.1 m/s	2.3 m/s	2.9 m/s	1.8 m/s
Juli 01	744.0 h	3.6 m/s	3.8 m/s	3.9 m/s	4.1 m/s	4.3 m/s	4.4 m/s	4.5 m/s	4.6 m/s	4.7 m/s	2.1 m/s	2.6 m/s	2.8 m/s	2.0 m/s
August 01	744.0 h	3.3 m/s	3.5 m/s	3.6 m/s	3.8 m/s	3.9 m/s	4.0 m/s	4.1 m/s	4.2 m/s	4.3 m/s	1.7 m/s	2.2 m/s	2.6 m/s	1.6 m/s
September 01	720.0 h	3.6 m/s	3.8 m/s	3.8 m/s	4.0 m/s	4.1 m/s	4.2 m/s	4.3 m/s	4.4 m/s	4.5 m/s	2.0 m/s	2.5 m/s	3.3 m/s	2.0 m/s
Zwischenresultat:	4391.0 h	3.6 m/s	3.8 m/s	3.9 m/s	4.1 m/s	4.2 m/s	4.3 m/s	4.4 m/s	4.5 m/s	4.6 m/s	2.1 m/s	2.5 m/s	3.0 m/s	2.0 m/s
Oktober 01	744.0 h	2.9 m/s	3.0 m/s	3.1 m/s	3.2 m/s	3.3 m/s	3.4 m/s	3.5 m/s	3.6 m/s	3.6 m/s	1.5 m/s	1.5 m/s	2.2 m/s	1.6 m/s
November 01	720.8 h	4.0 m/s	4.3 m/s	4.4 m/s	4.7 m/s	4.9 m/s	5.0 m/s	5.1 m/s	5.3 m/s	5.4 m/s	2.5 m/s	3.0 m/s	3.6 m/s	2.7 m/s
Dezember 01	720.8 h	5.3 m/s	5.0 m/s	5.8 m/s	6.3 m/s	6.6 m/s	6.7 m/s	7.0 m/s	7.2 m/s	7.5 m/s	3.3 m/s	4.3 m/s	4.3 m/s	3.6 m/s
Januar 02	744.0 h	3.0 m/s	2.7 m/s	3.3 m/s	3.5 m/s	3.5 m/s	3.7 m/s	3.8 m/s	3.9 m/s	4.0 m/s	2.1 m/s	2.1 m/s	2.9 m/s	1.9 m/s
Februar 02	672.0 h	5.7 m/s	5.7 m/s	6.0 m/s	6.3 m/s	6.3 m/s	6.5 m/s	6.7 m/s	6.8 m/s	6.9 m/s	3.8 m/s	3.7 m/s	4.9 m/s	3.7 m/s
März 02	744.0 h	4.3 m/s	4.3 m/s	4.6 m/s	4.8 m/s	4.8 m/s	5.1 m/s	5.3 m/s	5.4 m/s	5.5 m/s	2.7 m/s	2.6 m/s	3.6 m/s	2.5 m/s
Zwischenresultat:	4345.7 h	4.2 m/s	4.2 m/s	4.5 m/s	4.8 m/s	4.9 m/s	5.1 m/s	5.2 m/s	5.4 m/s	5.5 m/s	2.7 m/s	2.8 m/s	3.6 m/s	2.6 m/s
Jahresmittel	8736.7 h	3.9 m/s	4.0 m/s	4.2 m/s	4.4 m/s	4.6 m/s	4.7 m/s	4.8 m/s	5.0 m/s	5.1 m/s	2.4 m/s	2.7 m/s	3.3 m/s	2.3 m/s
Legende:	Eichdaten		Berechnete Daten:			Meteo Schweiz Daten:								

Tabelle 2: Monats und Jahresmittelwerte

Extrapolation Nabenhöhe

- v = Windgeschwindigkeit auf Höhe 1
- v₀ Windgeschwindigkeit auf Höhe 2
- h = Höhe 1
- h₀ = Höhe 2
- 5,8 = Radikant je nach Bodenrauigkeit zwischen 7.0- 5.8

$$\frac{v}{v_0} = 5,8 \sqrt{\frac{h}{h_0}}$$

Formel 3: Formel Hochrechnung

Häufigkeitsverteilung in Stunden der Windrichtung in 12 Sektoren

April 2001 + März 2002

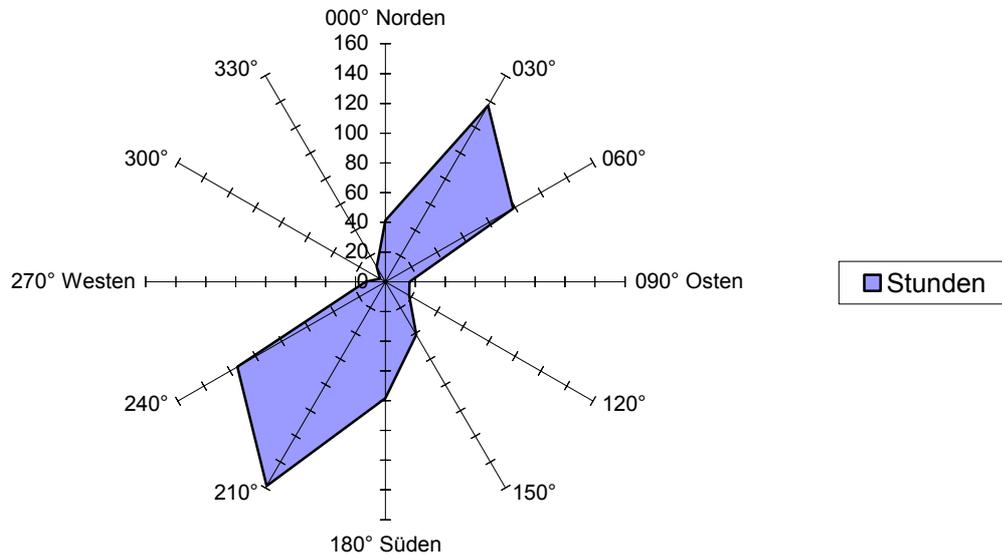


Fig. 2: Häufigkeitsverteilung in Stunden pro Sektor April 2001 + März 2002

Tagesgang 27m

April 2001 - März 2002

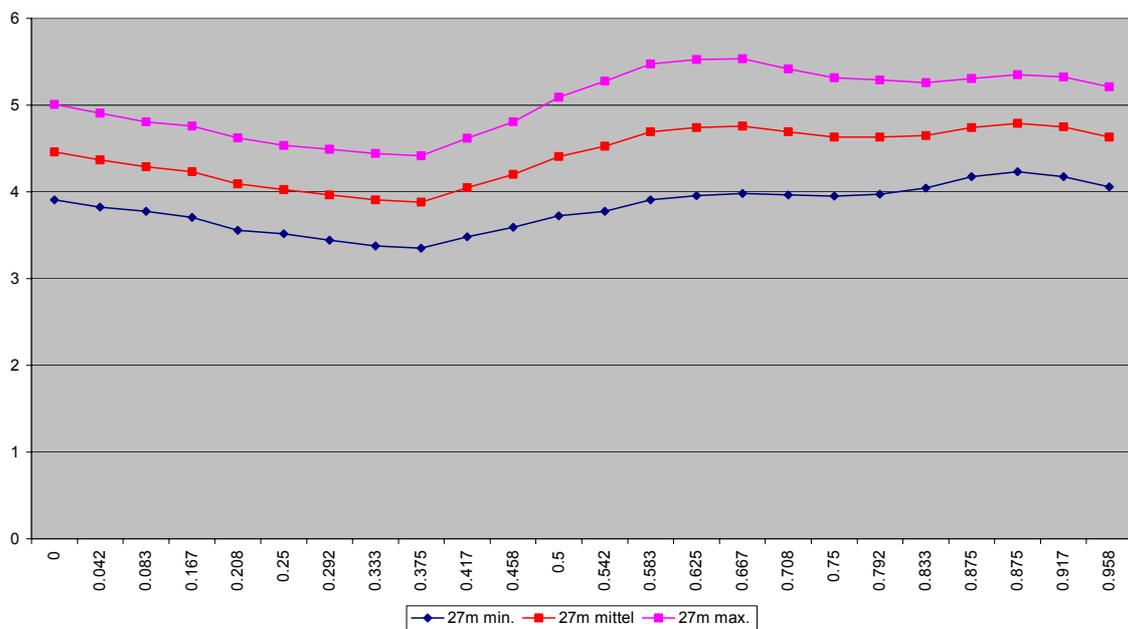


Fig. 3: Mittlerer Tagesgang in 27m

Häufigkeitsverteilung der Windklassen in %

April 2001 - März 2002

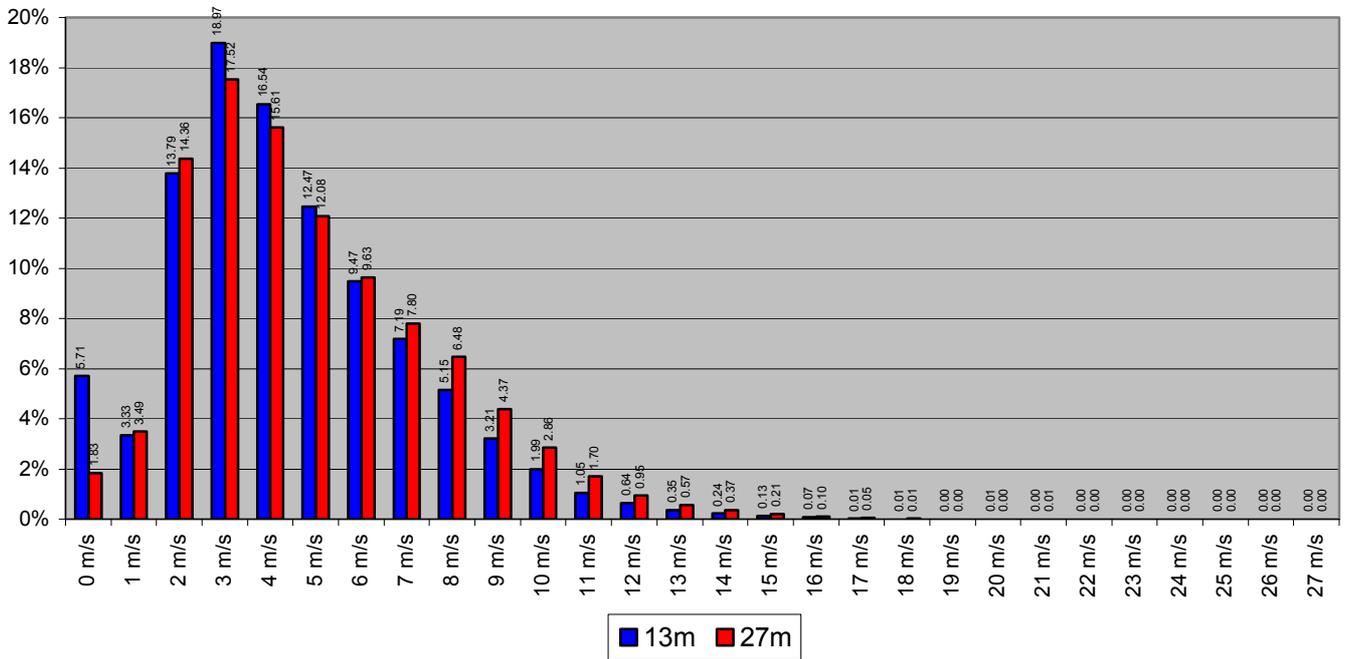


Fig. 4: Windklassen in %

Mittlere und maximale Windgeschwindigkeit in m/s pro Sektor

April 2001 + März 2002

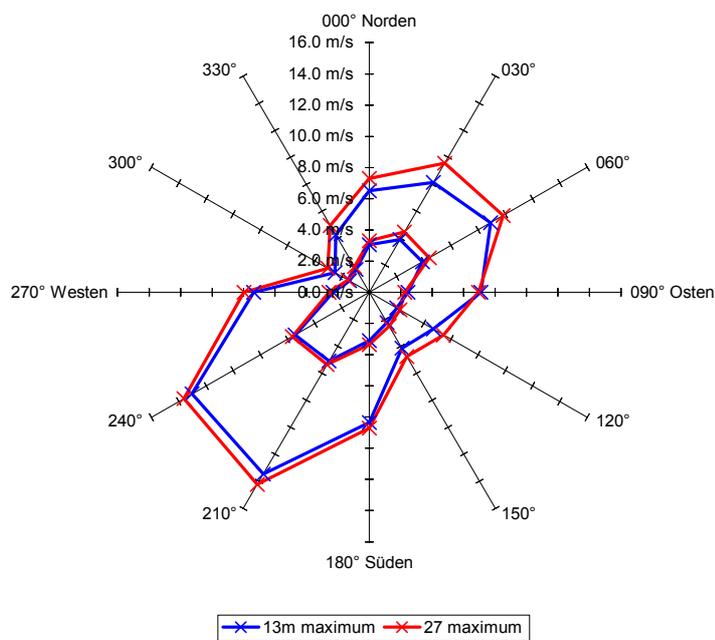


Fig. 5: Mittlere und maximale Windgeschwindigkeit in m/s pro Sektor

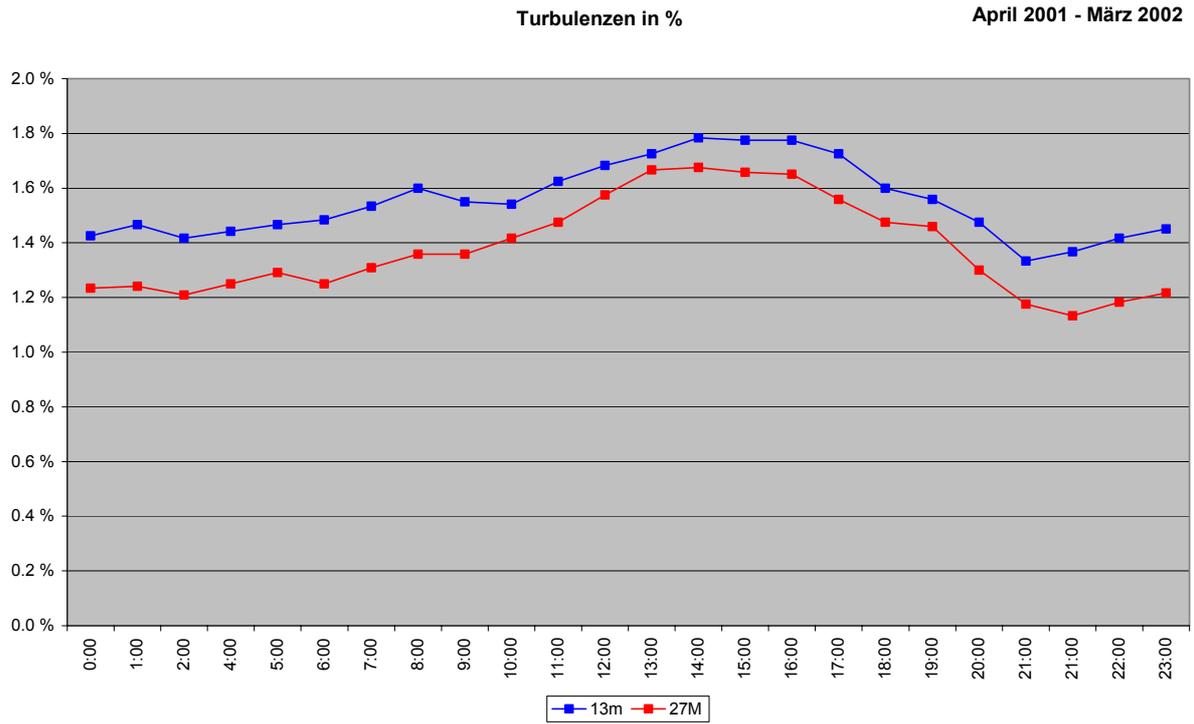


Fig. 6: Turbulenzen in %

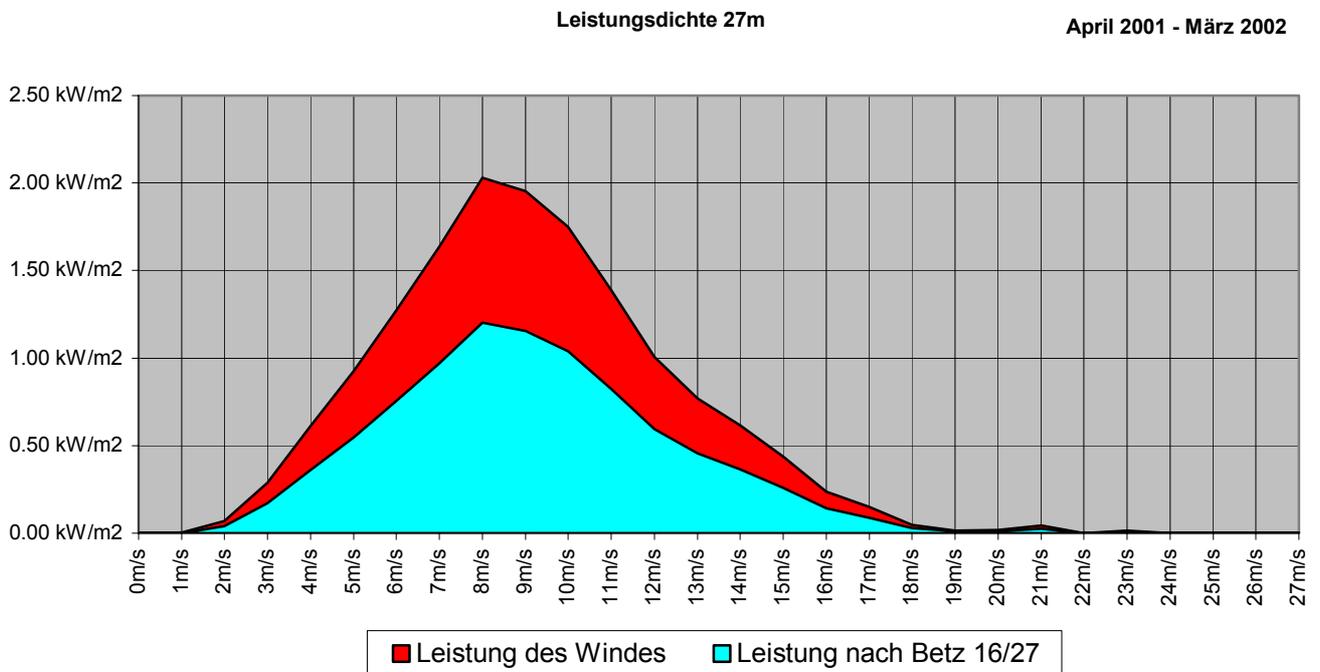


Fig. 7: Leistungsdichte in 27m

Rauhigkeitsklassen	Rauhigkeitslängen	Energieindex	Typen von Geländeoberflächen
0	0,0002	100	Wasserflächen
0.5	0,0024	73	Offenes Terrain mit glatter Oberfläche, z.B. Beton, Landebahnen auf Flughäfen, gemähtes Gras etc.2 Tage
1	0,03	52	Offenes landwirtschaftliches Gelände ohne Zäune und Hecken, evtl. mit weitläufig verstreuten Gebäuden. Sehr sanfte Hügel.1 Tag
1.5	0,055	45	Landwirtschaftliches Gelände mit einigen Häusern und 8 Meter hohen Hecken im Abstand von ca. 1250 Meter 21 Tage
2	0,1	39	Landwirtschaftliches Gelände mit einigen Häusern und 8 Meter hohen Hecken im Abstand von ca. 500 Meter 2 Tage
2.5	0,2	31	Landwirtschaftliches Gelände mit vielen Häusern, Büschen und Pflanzen, oder 8 Meter hohe Hecken im Abstand von ca. 250 Meter 4 Tage
3	0,4	24	Dörfer, Kleinstädte, landwirtschaftliches Gelände mit vielen oder hohen Hecken, Wäldern und sehr rauhes und unebenes Terrain.
3.5	0,8	18	Größere Städte mit hohen Gebäuden.
4	1,6	13	Großstädte mit hohen Gebäuden und Wolkenkratzern.

Tabelle 3: Rauhigkeitsklassen und -längen nach Definitionen gemäß Europäischer Windatlas

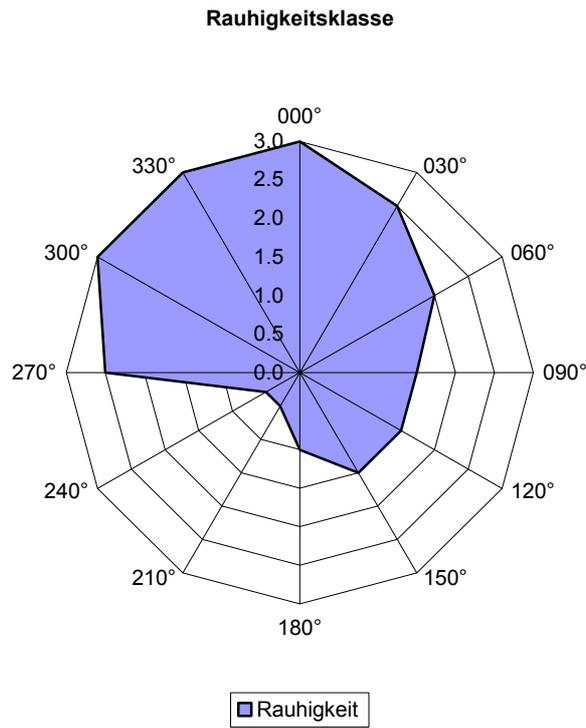


Fig. 8: Rauhigkeitsklasse pro Sektor

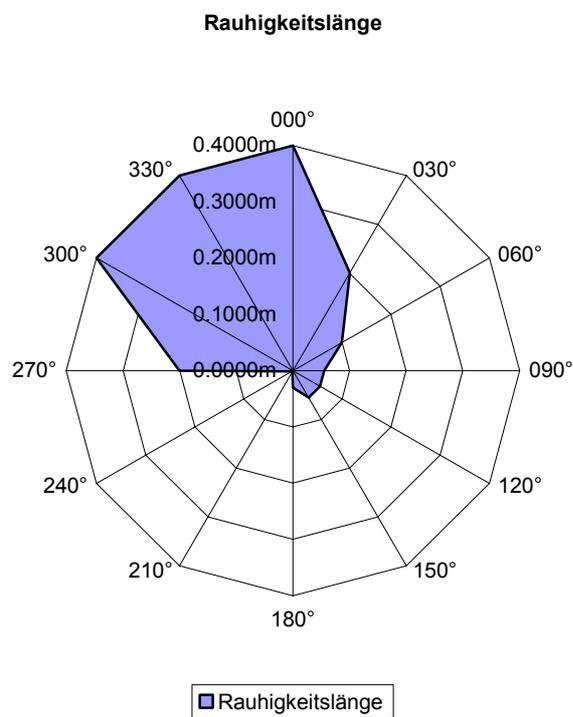


Fig. 9: Rauhigkeitslänge pro Sektor

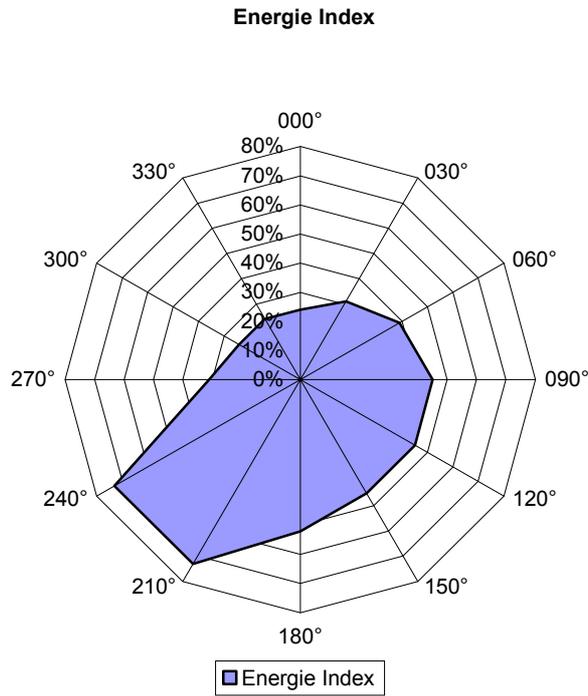


Fig. 10: Energie-Index pro Sektor

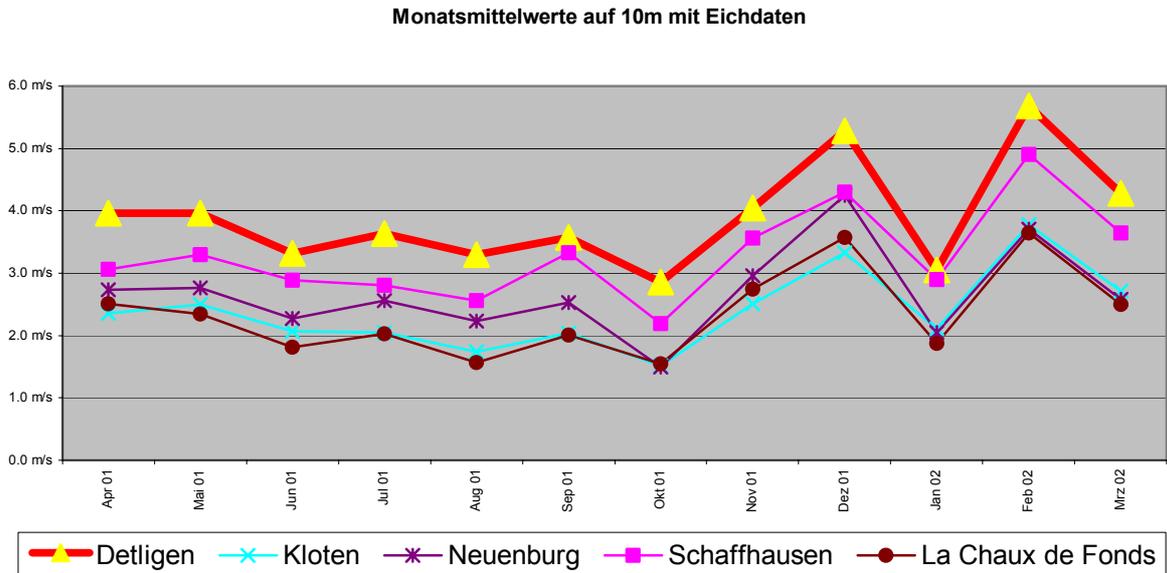


Fig. 11: Vergleich der Messung in Detligen mit Messstationen der Meteo Schweiz

Abschätzung des langjährigen Windpotenzials

Im Messjahr war die Windgeschwindigkeit ca. 1% höher als im langjährigen Mittel. Es ist also im langjährigen Mittel mit einer ungefähr gleich hohen mittleren Windgeschwindigkeit zu rechnen wie, der während der Messperiode gemessenen mittleren Windgeschwindigkeit (siehe auch Anhang 2).

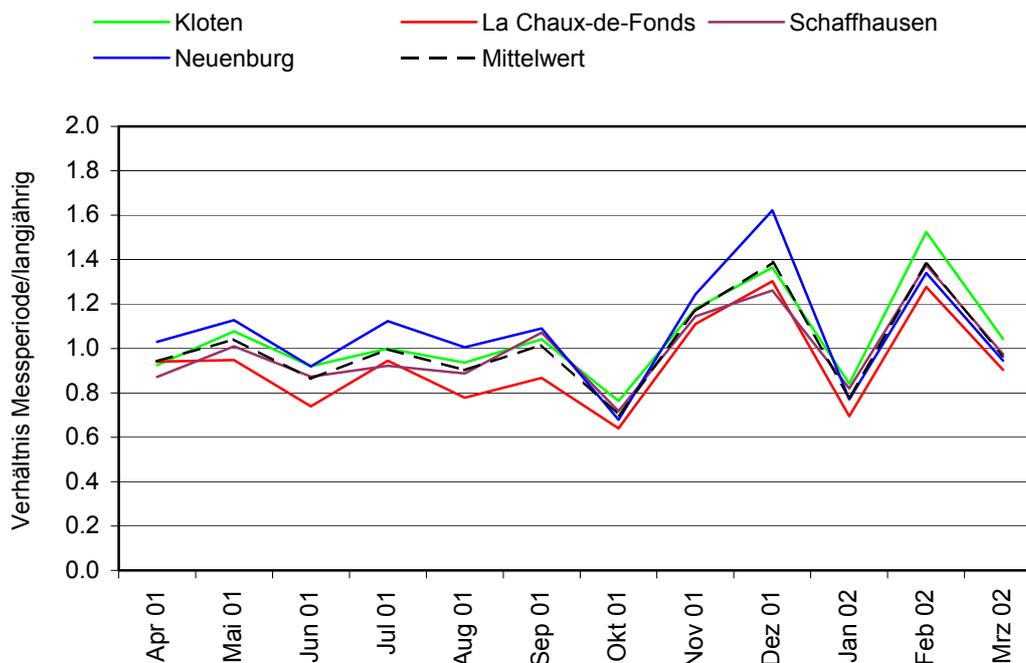


Fig. 12: Vergleich langjähriger Mittelwerte

Fehlerabschätzung der Messung

Messfehler: Messfehler werden durch Fehler in der Eichfunktion, durch falsche Installation der Messgeräte (Mastabschattung) sowie Rechenfehler verursacht. Für die Eichfunktion wird ein Fehler von 2% angenommen. Der Fehler der Installation liegt etwa bei 1%. Der Rechenfehler ist so klein, dass er vernachlässigt werden kann. Somit ergibt sich ein Messfehler von 3%. Dies ist eine eher konservative Schätzung, mit der der effektive Fehler gut abgedeckt sein sollte. Diese Fehlerabschätzung gilt für die Monats- und Jahresmessung.

Extrapolationsfehler: Da das Gelände Richtung Südwesten steil abfällt, entspricht das vertikale Windprofil oft nicht einer Potenzfunktion, wie sie für Windenergiestudien meist angenommen wird. Aus einer Messkampagne mit ähnlichem topologischem Gelände hat man ein Fehler von 20% festgestellt. Für eine genauere Messung müsste mit einem SODAR-Messgerät, das das vertikale Windprofil bis ca. 200 aufzeichnen kann, aufgezeichnet werden.

Fehler langjähriger Abschätzung: Für die Monatsmittelwerte werden Fehler von 3-10% angenommen für den Jahresmittelwert beträgt der Fehler 3%.

Vergleich Windenergieanlagen

Da zu Beginn der Messung keine bestimmte Grösse einer Anlage angenommen wurde, sind die Ertragsberechnungen für drei verschiedene Grössen von Anlagen berechnet worden. Der Leistungsbereich umfasst eine 6kW, eine 300kW und eine 600kW Anlage. Der Trend der Windenergieanlagen geht heute klar in den Bereich von 1MW Anlagen oder grösser. Somit ist klar festzustellen, dass in den kleineren Leistungsklassen (<600kW), nicht der gleiche Aufwand für die Entwicklung betrieben wird wie bei den grossen Leistungsbereichen (>600kW). Für die Berechnung von Schall und Schatten sowie der Energieeinspeisung wurde eine 600kW Anlage mit einem 48m Rotor und einem 70m Rohrturm als Referenz angenommen. Eine Anlage dieser Grösse wird heute als Standardgrösse angenommen. Bemerkungen zu den kleineren Leistungsklassen werden speziell in diesem Dokument erwähnt.

Schallemissionen

Die Belästigung durch Geräusche wird sehr subjektiv empfunden. Hier muss darauf hingewiesen werden, dass der Wind schon von Natur aus selbst lärmig ist. Bei Windturbinen werden Geräusche auf zwei Arten erzeugt, aerodynamische Geräusche durch die Rotorblätter sowie mechanische Geräusche durch Getriebe und Generator. Dabei wirkt der Stahlrohrturm als Resonanzkörper, der die mechanischen Geräusche noch verstärkt. Die Hersteller sind aber sehr bemüht, durch spezielle Isolation des Stahlrohrturms und der Gondel diese soweit wie möglich zu reduzieren. Heute kann diese Art der Geräusch praktisch vernachlässigt werden. Somit sind heute praktisch nur noch die aerodynamischen Geräusche für Schallemissionen von Bedeutung. Die Hersteller sind ständig bemüht, durch aerodynamische Optimierungen an den Rotorblättern die Geräuschentwicklung zu reduzieren. Bei der Schallberechnung wurden die Grenzwerte der Lärmschutzverordnung verwendet. Dabei sind die Empfindlichkeitsstufen II (siehe Tabelle 4 und 5) berücksichtigt worden. Die südwestliche Häusergruppe vom Igelrain (siehe Fig. 1, rot markiert, Punkt E) gehören der Wohnzone (Stufe II) an. Die restlichen Häuser am Igelrain und in Landerswil befinden sich in der Landwirtschaftszone (Stufe III). Für die Schallberechnung wurde das ganze Gebiet als Wohnzone eingestuft und so in die Berechnung einbezogen. Die Planungsgrenzwerte, die angewendet wurden, sind in Tabelle 5 ersichtlich. Gemäss Tabelle 5 sind die Planungswerte in Landerswil (Punkt A, B und F) und Igelrain (Punkt C) überschritten, sofern mit Stufe II gerechnet wird. Auch bei der Berechnung einer 300kW Anlage wurden die Grenzwerte an den gleichen Messpunkten mit Stufe II überschritten. Einzig mit einer 6kW Anlage, wären keine Schallemissionen bei den nächst angrenzenden Häusern zu rechnen. Für eine Anlage der Grösse 300kW oder 600kW, müsste also ein neuer Standort gesucht werden, wenn die Werte von Stufe II eingehalten werden sollen. Ein möglicher Standort wäre zum Beispiel die Parzelle 676A (siehe Fig. 1). Dies müsste aber mit dem Grundstückseigentümer besprochen werden.

Empfindlichkeits tufen	Zone
I	erhöhte Lärmschutzbedürfnis, Erholungszone
II	keine störende Betriebe, Wohnzone
III	mässig störende Betrieb, Landwirtschafts- und Gewerbezone
IV	Stark störende Betriebe, Industriezone

Tabelle 4: Empfindlichkeitsstufen Art.43

Empfindlichkeitsstufe Art. 43	Planungs- Wert		Grenz- Wert		Alarm- Wert-	
	Tag	Nacht	Tag	Nacht	Tag	Nacht
I	50	40	55	45	65	60
II	55	45	60	50	70	65
III	60	50	65	55	70	65
IV	65	55	70	60	75	70

Tabelle 5: Belastungsgrenzwerte [(db)A]

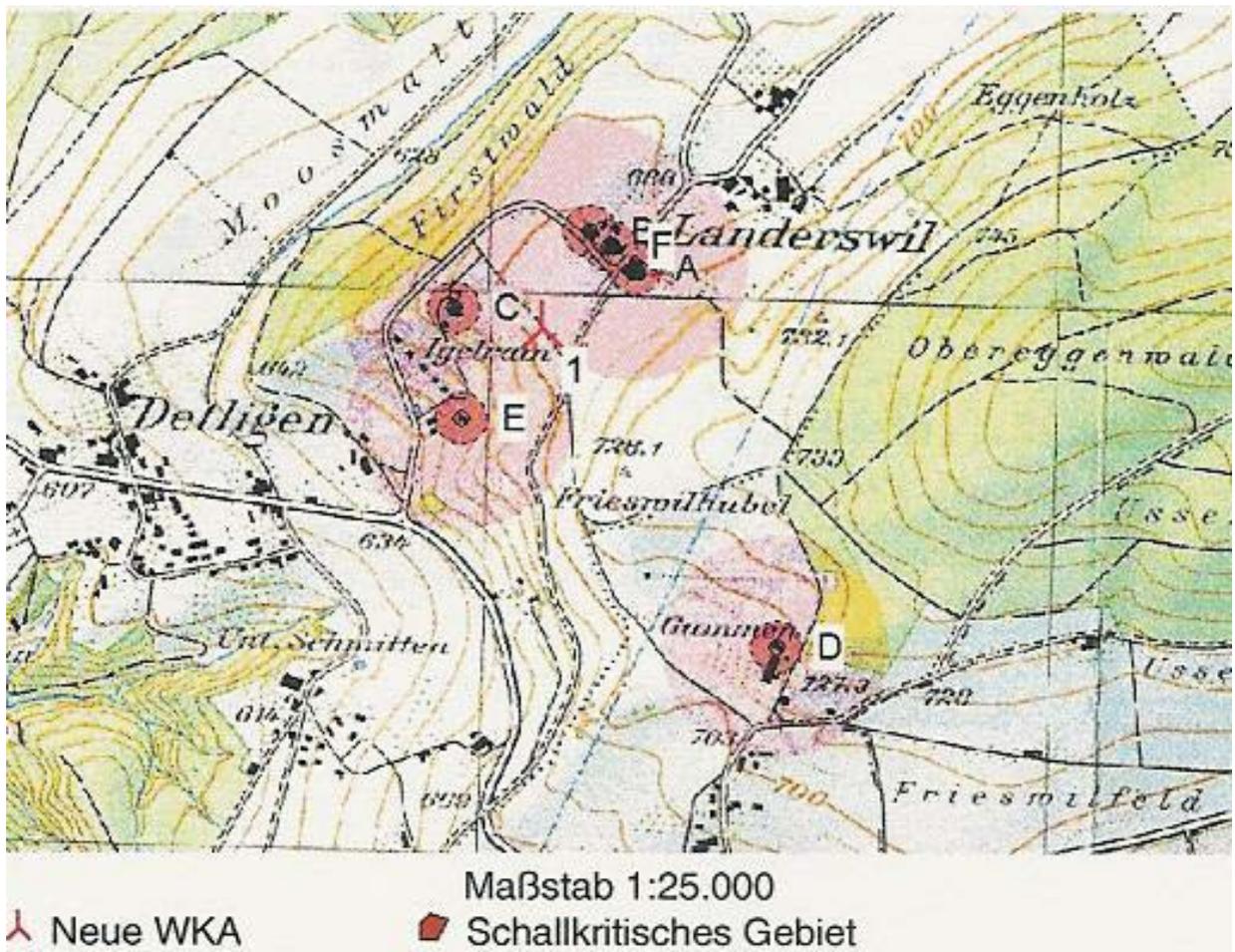


Fig. 13: Schallemissionen

Name	Anforderungen Schall [dB(A)]	Abstand min.200m	Beurteilungspegel [dB(A)]	Abstand
A Landerswil Ost	45.0	200	46.3	190
B Landerswil West	45.0	200	46.4	190
C Igelrain	45.0	200	47.3	162
D Gummen	45.0	200	31.8	698
E Igelrain Süd	45.0	200	44.6	222
F Landerswil Mitte	45.0	200	46.5	187

Tabelle 6: Schallbeurteilung bei 10m/s

Schattenwurf

Der Schattenwurf ist abhängig von Sonnenstand (Jahreszeit), Standort und Grösse des Masten bzw. des Rotors (siehe Angaben unter VERGLEICH WINDENERGIEANLAGEN). Dabei ist der Schatten als solches und die Reflektionen durch den drehenden Rotor berücksichtigt. Bei der Berechnung wurde der "worst case" angenommen. Das heisst, dass das ganze Jahr die Sonne scheinen würde. Tabelle 7 zeigt auf mit wie viel Schattendauer in einem solchen Fall zu rechnen wäre.

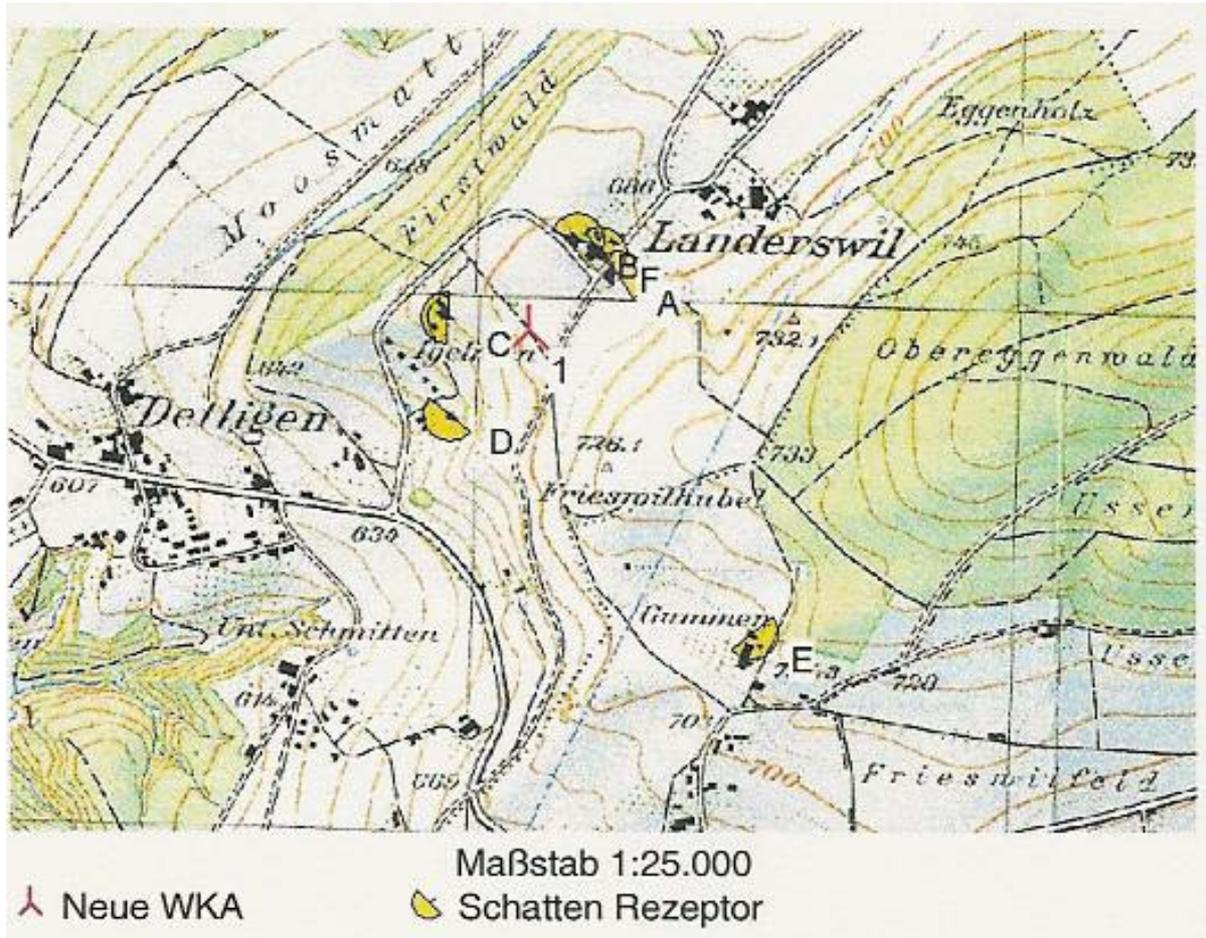


Fig. 14: Schattenwurf

Name	Stunden pro Jahr	Tage pro Jahr	Schattendauer Maximum
------	------------------	---------------	-----------------------

			Stunden Tag	pro Tag
A Landerswil Ost	44:30	66	0:52	
B Landerswil West	70:08	98	0:58	
C Igelrain	108:42	134	1:02	
D Igelrain Süd	0:00	0	0:00	
E Gummen	0:00	0	0:00	
F Landerswil Mitte	50:40	73	0:54	

Tabelle 7: Schattenwurf "worst case"

Luftfahrthindernis

Für Bauten in unbebautem Gebiet besteht eine Meldepflicht ab 25m Höhe Bodenabstand. Die Meldung muss an das kantonale Amt für öffentlichen Verkehr eingereicht werden. Die Angaben werden vom Bundesamt für Zivilluftfahrt (BAZL) geprüft und wenn möglich die Bewilligung für den Bau erteilt. Dabei wird das Hindernis durch das BAZL in Luftfahrtskarten eingetragen und veröffentlicht. Gemäss mündlicher Aussage der kantonalen Meldestelle ist das Erhalten einer Bewilligung meistens problemlos.

Mobil- und Richtstrahlverbindungen

Beim Bundesamt für Kommunikation wurde abgeklärt, ob eine Beeinträchtigung von Mobilefunk und oder Richtstrahlverbindungen vorhanden wäre, wenn am Messstandort eine WEA realisiert würde. Gemäss Abklärungen des Bundesamtes für Kommunikation, sind Windenergieanlagen **nicht ideal für Sendeanlagen**. Durch den Rotor wird eine diffuse Abstrahlung verursacht. Die Distanz zwischen dem projektierten Standort der angegebenen Wind-Energieanlage und zu den derzeit registrierten Richtfunkstrecken ist jeweils grösser als 500 m, sodass damit der min. erforderliche Schutzabstand im gegenständlichen Falle von mind. 100 m gegeben wäre (Basis: Tragwerkhöhe von 70 m, Rotor-Radius von 24 m).

Transport

Geprüft wurde die Zufahrtsmöglichkeit mit Tiefsattel und Pneukran 500t. Dies stellt grundsätzlich kein Problem dar. Das heisst es sind keine baulichen Massnahmen auf den bestehenden asphaltierten Strassen notwendig. Einzig ein Feldweg (ca. 50m) bis zum Standort selbst müsste gemäss Transportfirma, abhumusiert mit Fliesseinlage und Recycling Schotter präpariert werden.

Rücknahmebedingungen

Eine weitere Anfrage bei dem lokalen Energieversorger BKW Energie AG hat ergeben, dass die Tarife in Tabelle 8 und 9 immer noch Gültigkeit haben. Die Tarife in Tabelle 8, (siehe auch Zwischenbericht) wurden zur Ertragsberechnung verwendet. Die gelieferte Energie wird nach den Tarifen der BKW Energie AG für erneuerbare Energie von 10kW bis 1MW vom Januar 1993 vergütet. Für Anlagen unter 10kW gelten die normalen Liefertarife (siehe Tabelle 9, Tarif Domo). Ergibt sich pro Abrechnungsperiode ein Liefersaldo für die BKW, wird dieser nach dem jeweils geltenden Liefertarif abgerechnet. Ergibt sich ein Rückliefersaldo für den Selbstversorger, wird die ins Netz eingespeiste Energie nach dem Konsumpreis des gleichen Tarifs vergütet und dem Selbstversorger der minimale Grund- oder Leistungspreis dieses Tarifs in Rechnung gestellt (siehe Tabelle 9). Eine Ökostrombörse ist gemäss Aussage der BKW nicht vorhanden.

Tarife erneuerbare Energie für private Selbstversorger der BKW					
Tarife für Anlagen der Leistungsklasse 10-1000kW.					
Winter	Oktober - März				
Hochtarif	6:00 Uhr	22:00 Uhr	Niedertarif	22:00 Uhr	6:00 Uhr
		SFr. 0.200			SFr. 0.115
Sommer	April - September				
Hochtarif	6:00 Uhr	22:00 Uhr	Niedertarif	22:00 Uhr	6:00 Uhr
		SFr. 0.145			SFr. 0.080

Tabelle 8: Rücknahmetarife >10kW – 1MW

Tarife für Energiebezüge und Vergütung erneuerbare Energie unter 10kW					
Tarif Domo					
Winter	Oktober - März				
Hochtarif	6:00 Uhr	22:00 Uhr	Niedertarif	22:00 Uhr	6:00 Uhr
		SFr. 0.245			SFr. 0.110
Sommer	April - September				
Hochtarif	6:00 Uhr	22:00 Uhr	Niedertarif	22:00 Uhr	6:00 Uhr
		SFr. 0.190			SFr. 0.085

Tabelle 9: Rücknahmetarife <10kW

Energieeinspeisung

Die Einspeisung der Energie ist abhängig von der Grösse der Anlage. Kleine Anlagen können über ein Wechselrichter am Niederspannungs-Netz (0.4kV) angeschlossen werden. Mittlere und grosse Anlagen werden über ein Transformator am Mittelspannungs-Netz (16kV) angeschlossen. Im Herbst vor 2 Jahren wurde die nahegelegene (ca. 50m) 16kV Freileitung, sowie die Hausanschlussleitung in den Boden verlegt. In nächster Nähe (ca. 50m, siehe Fig.1) vom Messstandort wurde ein Kabelschacht

erstellt wo die Anlage ans 16kV Netz angeschlossen werden könnte. Für den Anschluss ans 0.4kV Netz wurde ebenfalls ein Kabelschacht vorgesehen. Auf dem 16kV Netz wurde neu ein Kabel von 50Ø eingezogen. Dies würde gemäss mündlicher Aussage des EVU für den Anschluss einer Anlage von bis 1000kW reichen. Für eine kleine Anlage (6kW) besteht die Möglichkeit diese am Hausanschlusskasten (ca. 160m, 0.4kV, siehe auch Fig. 1) anzuschliessen. Eine Voranfrage bei der BKW Energie, hat aufgezeigt, mit welchem Aufwand und Kosten man rechnen müsste wenn eine 600kW Anlage ans 16kV Netz angeschlossen würde. Weitere Details sind im Zwischenbericht erwähnt.

Energie Ertrag

Die 10min. Mittelwerte der Windmessung wurden mit den Eichdaten (Eichfunktion siehe Formel 2) korrigiert. Aus den korrigierten 10min. Mittelwerten wurde aus jedem Messwert der Energieertrag errechnet. Die Summe der 10min. Energieerträge ergibt die monatliche Produktion einer Anlage. Zum Vergleich wurden die Winddaten in das Programm Alwin eingelesen und mit den berechneten Daten verglichen.

Energie Ertrag Eichdaten											
			Aventa AV-7 (6,4kW)			AN Bonus (300kW)			DeWind D4 (600kW)		
Standort: Windmessung Dettligen 686müM											
			kWh	ALWIN	Ertrag	kWh	ALWIN	Ertrag	kWh	ALWIN	Ertrag
Nabenhöhe:			18 m			40 m			70 m		
Monat	Sunden	Tarif Stufe									
April 01	720.0 h	Sommer	2210 kWh	2000 kWh	SFr. 278.23	29508 kWh	28800 kWh	SFr. 3'786.89	62403 kWh	69700 kWh	SFr. 7'992.22
Mai 01	743.2 h	Sommer	2463 kWh	2200 kWh	SFr. 294.66	39968 kWh	34500 kWh	SFr. 4'818.55	98662 kWh	84100 kWh	SFr. 11'833.99
Juni 01	719.8 h	Sommer	1758 kWh	1600 kWh	SFr. 216.38	19015 kWh	17600 kWh	SFr. 2'302.65	41895 kWh	40900 kWh	SFr. 4'993.84
Juli 01	744.0 h	Sommer	2214 kWh	2000 kWh	SFr. 269.14	26383 kWh	24500 kWh	SFr. 3'212.97	59024 kWh	55900 kWh	SFr. 7'146.52
August 01	744.0 h	Sommer	1865 kWh	1700 kWh	SFr. 217.91	20078 kWh	19000 kWh	SFr. 2'299.92	45346 kWh	44000 kWh	SFr. 5'145.92
September 01	720.0 h	Sommer	1789 kWh	1700 kWh	SFr. 223.32	27071 kWh	25900 kWh	SFr. 3'359.30	60783 kWh	63200 kWh	SFr. 7'507.39
Zwischenresultat: 4391.0 h			12300 kWh	11200 kWh	SFr. 1499.64	162022 kWh	150300 kWh	SFr. 19'780.27	368114 kWh	357800 kWh	SFr. 44'619.89
Oktober 01	720.8 h	Winter	1356 kWh	1300 kWh	SFr. 156.12	14503 kWh	13800 kWh	SFr. 1'688.29	32084 kWh	31200 kWh	SFr. 3'757.07
November 01	720.8 h	Winter	2227 kWh	2100 kWh	SFr. 272.81	43650 kWh	39400 kWh	SFr. 5'342.61	105955 kWh	98100 kWh	SFr. 12'969.37
Dezember 01	720.8 h	Winter	3163 kWh	2800 kWh	SFr. 383.32	76093 kWh	74500 kWh	SFr. 9'314.25	182538 kWh	196700 kWh	SFr. 22'222.83
Januar 02	744.0 h	Winter	1573 kWh	1800 kWh	SFr. 270.19	29131 kWh	41600 kWh	SFr. 4'989.97	67545 kWh	114600 kWh	SFr. 11'534.02
Februar 02	672.0 h	Winter	2899 kWh	2700 kWh	SFr. 358.18	63967 kWh	60100 kWh	SFr. 7'924.99	141617 kWh	147900 kWh	SFr. 17'487.15
März 02	744.0 h	Winter	2315 kWh	2200 kWh	SFr. 400.16	47039 kWh	43100 kWh	SFr. 8'118.97	112546 kWh	105400 kWh	SFr. 19'222.44
Zwischenresultat: 4322.5 h			13532 kWh	12900 kWh	SFr. 1'840.77	274384 kWh	272500 kWh	SFr. 37'379.09	642286 kWh	693900 kWh	SFr. 87'202.66
Zwischentotal 8713.5 h			25833 kWh	24100 kWh	SFr. 3'340.42	436406 kWh	422800 kWh	SFr. 57'159.37	1010399 kWh	1051700 kWh	SFr. 131'822.55
Abzug Toleranz -10%			2583 kWh	2410 kWh	SFr. 334.04	43641 kWh	42280 kWh	SFr. 5715.94	101040 kWh	105170 kWh	SFr. 13182.25
Total:			23249 kWh	21690 kWh	SFr. 3'006.37	392765 kWh	380520 kWh	SFr. 51'443.43	909359 kWh	946530 kWh	SFr. 118'640.29
Tarif Bund (Rp. 0.15)					SFr. 3497.39			SFr. 58'914.78			SFr. 136'403.05
Tarif BKW (Rp. 0.14)					SFr. 3006.37	392765 kWh	380520 kWh	SFr. 51'443.43	909359 kWh	946530 kWh	SFr. 118'640.29
Legende: berechnete Daten:											

Tabelle 10: Jahres Energieertrag mit Eichdaten im Messjahr

Realisierungsmöglichkeiten

Da die Distanzen vom Messstandort zu den nächst bewohnten Häusern zum Teil unter 200m liegt wird es schwierig sein, eine grössere Anlage als 600kW zu errichten. Einer der wichtigsten Faktoren hier ist die Schallemission. Als sehr Ideal kann die Zufahrt und die Distanz bis zur Energieeinspeisung (ca.50m) ins 16kV Netz angenommen werden. Für eine grössere Anlage (> 600kW) müsste voraussichtlich ein neuer Standort gesucht werden.

Vogelzug

Durch eine Anfrage an der Vogelwarte Sempach sollte festgestellt werden ob am Standort spezielle Vogelzüge vorhanden sind, die bei einer Realisierung beeinträchtigt werden könnten. Von Herr Bruno Bruderer der Vogelwarte Sempach wurde folgende Aussage gemacht. Es gibt keine speziellen Angaben über Vogelzüge in diesem Gebiet. Vogelzug kommt jedoch im Prinzip überall vor, im Bereich des Alpennordlandes sogar relativ konzentriert. Ein gewisses Kollisionsrisiko besteht vor allem nachts für in geringen Höhen ziehende Vögel, ebenso für Tagzieher in Situationen mit reduzierter Sicht (Nebel, Nieselregen). Das Risiko ist bei Windturbinen aber wegen der besseren Sichtbarkeit durch die Rotoren, doch geringer als bei Hochspannungsleitungen. Wenn es sich um einen einzelnen Rotor handelt, ist das Risiko aber auf einen relativ kleinen Raum beschränkt. Ein Vogelschlag kann aber nicht ausgeschlossen werden.

Landschaftsschutz

Grundsätzlich ist der Landschaftsschutz gegen Windenergieanlagen über 600kW und Gesamthöhen von 40m. Vorwiegend in nicht vorbelasteten Gegenden wehrt er sich vehement. Gemäss telefonischer Aussage ist die Schweiz zu klein und zu dicht bevölkert um Windenergieanlagen zu errichten. Gemäss einem Positionspapier lassen sich Supertürme von 70m nicht in die Landschaft integrieren. Wegen den ungünstigen Windverhältnissen in der Schweiz, sei das Nutzen des Windkraftpotenzials so oder so zu klein. Hier ist auf eine Stellungnahme des Bundesrates hinzuweisen (siehe Anhang 1). Da in der Nähe des Standortes (ca.500m) eine Hochspannungs-Transportleitung besteht, könnte mit einer gewissen Akzeptanz von Seiten Landschaftsschutz gerechnet werden. Bei der Planung einer Windenergieanlage, müsste auf jedenfall mit einem grösseren Zeitaufwand gerechnet werden.

Heimatschutz

Da in der Nähe des Standortes eine alte Linde steht (ca. 250 Jahre) wurde der Kontakt zum Heimatschutz hergestellt. Der Heimatschutz hat sich bei der ersten Besprechung sehr positive zur Windenergie positioniert. Es wurde zugesichert, dass sich bei einer Realisierung, auf jeden Fall eine Lösung finden liese.

Denkmalpflege

Eine Anfrage bei der Denkmalpflege hat ergeben, dass beim Erstellen einer Windenergieanlage am Standort keine besondere Massnahmen notwendig wären. Diese Anfrage wurde auch aus Gründen, des in der Nähe stehenden Baumes unternommen.

Raumplanung

Für die Errichtung einer Windkraftanlage am Standort müsste gemäss Abklärung bei der Regional zuständigen Raumplanungsbehörde eine Ausnahmegewilligung nach Art.24 des eidgenössischen Raumplanungsgesetzes (RPG) als standortbedingt bewilligt werden. Das Ausarbeiten eines Richtplanes für den Standort muss mit dem Gemeinderat von Radelfingen und der Raumplanungsbehörde erfolgen. Dabei muss die Ortsplanung mit dem Vorhaben abgestimmt werden.

Finanzierung

Da die Grösse der Anlage noch nicht definitiv bestimmt ist, wurden noch keine konkreten Finanzierungsmöglichkeiten ausgearbeitet. Konkretere Finanzierungsmöglichkeiten könnten nach einer genaueren Anlagenprojektierung angegangen werden. Abklärungen bei der zuständigen kantonalen Energiefachstelle haben ergeben, dass keine Förderbeiträge im Kanton Bern für Windenergie zur Verfügung stehen. Einzig wenn eine Anlage als Pilot- oder Demonstrationsanlage eingestuft wird, wäre es möglich einen Beitrag zu erhalten. Es gibt jedoch einige Möglichkeiten, die die Finanzierung einer Anlage bzw. Realisierung ermöglichen würden. Durch eine Wirtschaftlichkeitsberechnung sollen die Entstehungskosten für verschieden grosse Anlagen (6kW, 300kW und 600kW) berechnet werden. Nach der Berechnung sollen Abnehmer für die produzierte Energie gefunden werden.

Eigenmittel, Hypothek mit Zinssatz für ökologisches Projekt, Eigenleistung

Sponsoring, Gönner

Investoren, Beteiligung

Information der Gemeinde und Nachbarn

Durch eine 1. Präsentation vor dem Gemeinderat und den angrenzenden Nachbarn wurde über die Resultate der Windmessung, sowie eine mögliche Nutzung der Windenergie am Standort informiert. Diese Information wurde in Zusammenarbeit mit Meteotest Bern durchgeführt. Die Nachbarschaft und der Gemeinderat hat die Idee der Windkraftnutzung mehrheitlich gut befunden. Gemäss einer schriftlichen Stellungnahme bekundet der Gemeinderat aber Bedenken, dass am Standort eine Windenergieanlage wirtschaftlich betrieben werden könnte. Ausserdem äussert er Bedenken zum Eingriff in die Landschaft. Nach Empfehlung des Gemeinderates, sollten vor der Weiterverfolgung des Projektes die Nachbarn und Landanstösser ihre Haltung dem Vorhaben gegenüber konkret kundtun. Nebenbei soll durch eine regelmässige Information (halbes Jahr) über den Stand des Projekt sowie über mehr Details informiert werden.

Offene Pendenzen

- Projektplanung
- Wirtschaftlichkeitsberechnung
- Bestimmen einer geeigneten WEA für Messstandort
- Abklären des Zufahrtsrecht
- Erarbeiten der Auswirkung durch Vereisung
- Finanzierung
- Ausarbeiten der Baubewilligung

Nationale Zusammenarbeit

Auf nationaler Ebene wurde eine Zusammenarbeit mit der Firma METEOTEST vereinbart.

Internationale Zusammenarbeit

Es besteht keine internationale Zusammenarbeit

Bewertung 2002

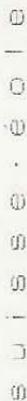
Die Messung hat aufgezeigt, dass am Messstandort im Messjahr ca. 1% höhere Werte aufgezeichnet wurden als im langjährigen Mittel. Die Nutzung der Windenergie am Standort oder in der Nähe könnte ein positiver Beitrag zur CO₂ Reduzierung beitragen. Beim erstellen einer grösseren Anlage, müsste jedoch mit Widerstand der Nachbarn und des Landschaftschutzes gerechnet werden, da das Landschaftsbild zu stark gestört würde. Es ist noch weitere Informationsarbeit nötig um die Nachbarn mit der Windenergie vertraut zu machen. Damit könnte eine höhere Akzeptanz der Landanstösser und Nachbarn gewonnen werden.

Referenzen

- [1] **ALWIN**, Ammonit, Gesellschaft für Messtechnik, Paul-Lincke-Ufer 41, D-10999 Berlin, <http://www.ammonit.de/>

Anhang

Anhang 1: Stellungnahme vom Bundesrat zur Windenergie



(Bundesrat M. Leuenberger an SL, Bern 2. 4. 2002)

«Ich danke Ihnen für Ihren Brief vom 15. Januar 2002. Ich teile Ihre Ansicht, dass der Landschaftsschutz ebenso stark zu gewichten ist wie die Suche nach neuen Energiequellen, ziehe aber etwas andere Schlüsse daraus:

Die Gewinnung und Bereitstellung von Energie und der Schutz von Natur und Landschaft sind auf lokaler wie auf globaler Ebene eng vernetzt. Abbau, Transport und Einsatz von fossilen und nuklearen Energieträgern können schwere und dauerhafte Schäden an ganzen Ökosystemen zur Folge haben. Auch die Nutzung der Wasserkraft bringt zum Teil massive Eingriffe in Landschaft und Gewässerökologie mit sich. Die schweizerische Energie- und Klimapolitik antwortet auf diese Risiken mit einer Doppelstrategie des Programms EnergieSchweiz:

1. Senkung des Energieverbrauches
2. Substitution von nicht erneuerbaren durch erneuerbare Energieträger

Die umweltfreundlichste Energie ist natürlich die gesparte Energie. Die Energieeffizienzpotenziale sind beträchtlich, aber vielfach nicht leicht zu realisieren. Auch die Gewinnung von elektrischer Energie aus Photovoltaik, Biomasse und Geothermie bietet vielversprechende Perspektiven, gerade aus der Sicht des Landschaftsschutzes. Diese Technologien befinden sich heute aber teilweise noch im Forschungsstadium und sind wirtschaftlich oft noch nicht konkurrenzfähig.

Die Windkraftanlagen wirken sich optisch und – in beschränktem Masse – auch akustisch auf die Umwelt aus. Es werden keine Schadstoffe freigesetzt und bei sorgfältiger Standortwahl keine dauerhaften Schäden an Landschaft und Ökosystemen hervorgerufen. Windkraftanlagen können nach Ablauf ihrer Lebensdauer rasch abgebaut werden, so dass der ursprüngliche Zustand der Landschaft vollumfänglich wieder hergestellt ist. In den letzten paar Jahren hat die Windenergie v.a. in Küstengebieten spektakuläre Fortschritte erzielt. Die Gesteungskosten liegen zum Teil unter 20 Rp./kWh.

In der BFE-Studie „Windkraft und Landschaftsschutz“ aus dem Jahr 1996 wurde das Windenergiepotenzial für die Schweiz ermittelt. Bei der Erarbeitung dieser Studie wurden die von der SL im November 1996 veröffentlichten Grundsätze zum Thema Windenergie und Landschaftsschutz berücksichtigt. Im Vergleich zu den Küstenregionen sind die Potenziale in unserem Land beschränkt und betragen gemäss dieser Studie rund 3,5% des schweizerischen Elektrizitätsverbrauches. Davon sollen bis 2010 – laut dem von ARE, BFE und BUWAL gemeinsam genannten Windenergieziel – 50 bis 100 GWh pro Jahr, d.h. nur 3 bis 6% ausgeschöpft werden. Wir sind der Meinung, dass dies aus energie- und umweltpolitischer Sicht erwünscht ist.

Die Bewilligung von Windanlagen ist Sache der Kantone und Gemeinden, welche unter Abwägung aller Interessen über die Nutzung der Windenergie in ihren Richt- und Nutzungsplänen zu entscheiden haben.

Gemäss Energiegesetz und CO₂-Gesetz ist der Bund ausdrücklich gehalten, bei der Umsetzung seiner Politik mit den Organisationen der Wirtschaft zusammenzuarbeiten. Aufgrund dieses Grundsatzes hat die Schweizerische Vereinigung zur Förderung der Windenergie, Suisse Eole, in einer öffentlichen Ausschreibung vom BFE einen Leistungsauftrag zur Nutzung des Windpotenzials in unserem Land erhalten.

Im Rahmen der bisher in der Schweiz realisierten und geplanten Windenergieanlagen wurde den Anliegen des Landschaftsschutzes stets hohe Priorität eingeräumt und es sind Kompromisse eingegangen worden. Dies wird auch in Zukunft der Fall sein. Ich zähle dabei weiterhin auf Ihre konstruktive Haltung.»

(Mit freundlichen Grüßen, M. Leuenberger)

Anhang 2: Auswertung Meteotest

Zur Auswertung der Daten von Meteotest wurden die Anemometer bei Meteotest im Windkanal geeicht. Bei der Auswertung wurden die Eichfunktion von Meteotest verwendet die eine um ca. 6% höheren Wert ergaben als bei der Auswertung mit der Eichung der Messgeräte von Herr Aregger.

Bern, 10. Juni 2002

Windmessung Detligen

Datenkontrolle, Extrapolation auf Nabenhöhe und langjährige Abschätzung

Auftraggeber:

Rolf Fuchser
Igelrain 134
3036 Detligen

Bearbeitung: Beat Schaffner

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	27
2. Messdaten	27
3. Nachkalibration	28
4. Resultate der Messungen	28
5. Turbulenz.....	33
6. Extrapolation auf Nabenhöhe	34
7. Abschätzung des langjährigen Windpotenzials.....	38
8. Fehlerabschätzung	42
Anhang: Eichzertifikate <i>METEOTEST</i>	44

Einleitung

Rolf Fuchser hat in Detligen mit einem Messmast während eines Jahres Windmessungen durchgeführt zur Abklärung der Verhältnisse für die Errichtung einer Windkraftanlage.

Dieser Bericht dient als Ergänzung zu den von Herrn Fuchser geleisteten Arbeiten. Wir verzichten hier deshalb auf die Wiederholung von Projektspezifikationen und konzentrieren uns auf die Kontrolle und Auswertung der Daten. Herr Fuchser hat bereits selbst umfangreiche Auswertungen der Daten durchgeführt. Einige dieser Auswertungen werden hier im Sinne einer unabhängigen Kontrolle wiederholt.

Messdaten

Die Messdaten liegen uns vom 1. April 2001 00:00 Uhr bis 31. März 2002 24:00 Uhr vor und decken damit genau ein Jahr ab. Die Daten liegen als 10-Minuten-Werte vor und enthalten folgende Informationen:

- mittlere Windgeschwindigkeit auf 13 und 27 m über Grund; Auflösung: 0.1 m/s
- Standardabweichung der Windgeschwindigkeit auf 13 und 27 m über Grund; Auflösung: 0.1 m/s
- Windrichtung; Auflösung: 30°

Es traten in der Messperiode keine Messlücken auf. Wegen Vereisung der Anemometer mussten jedoch einige Daten nachträglich als ungültig erklärt werden. Die Vereisungsperioden wurden anhand von Plots der Zeitreihen bestimmt: Zeigte ein Anemometer während eines Tages Vereisungsmerkmale, so wurden die Messungen des ganzen Tages des entsprechenden Anemometers als ungültig erklärt. Tabelle 1 listet die Vereisungsperioden auf.

Tab. 1: Ausfälle durch Vereisung.

Anemometer	Beginn	Ende	Dauer
13 m	14.12.2001	21.12.2001	8 Tage
	23.12.2001	24.12.2001	2 Tage
	27.12.2001	27.12.2001	1 Tag
	30.12.2001	19.01.2002	21 Tage
	21.02.2002	22.02.2002	2 Tage
27 m	15.01.2002	18.01.2002	4 Tage

Die als ungültig erklärten Perioden wurden in den weiteren Auswertungen nicht mehr berücksichtigt. Da das Anemometer auf 27 m während nur 4 Tagen vereist war, liegt für die Extrapolation der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe und die langjährige Abschätzung mit 99% Vollständigkeit eine nahezu vollständige Messreihe vor. Die Vollständigkeit der Daten auf 13 m beträgt 91%.

Die Daten der Windrichtung wurden ab Mai 2001 bis Februar 2002 – also während beinahe der ganzen Messperiode – fehlerhaft aufgezeichnet: Offenbar bestand eine Fehlfunktion des Loggers oder der Windfahne. In dieser Auswertung werden nur die Windrichtungsdaten vom April 2001 sowie März 2002 verwendet. Diese Werte sind gemäss Auftraggeber repräsentativ für den Standort.

Nachkalibration

Im Datenlogger wurde gemäss Herstellerangaben folgende Eichfunktion für die Umrechnung der gemessenen Anemometer-Impulse in Windgeschwindigkeiten verwendet:

$$v = 0.715 \text{ m} \cdot x + 0.571 \text{ m/s} \quad [\text{m/s}],$$

wobei v die Windgeschwindigkeit in m/s und x die gemessenen Impulse pro Sekunde sind. In der Nachkalibration im Windkanal durch *METEOTEST* ergaben sich Eichfunktionen, die von den benutzten Eichfunktion beträchtlich abweichen:

$$\text{Anemometer 13 m:} \quad v = 0.781 \text{ m} \cdot x + 0.372 \text{ m/s} \quad [\text{m/s}]$$

$$\text{Anemometer 27 m:} \quad v = 0.806 \text{ m} \cdot x + 0.241 \text{ m/s} \quad [\text{m/s}]$$

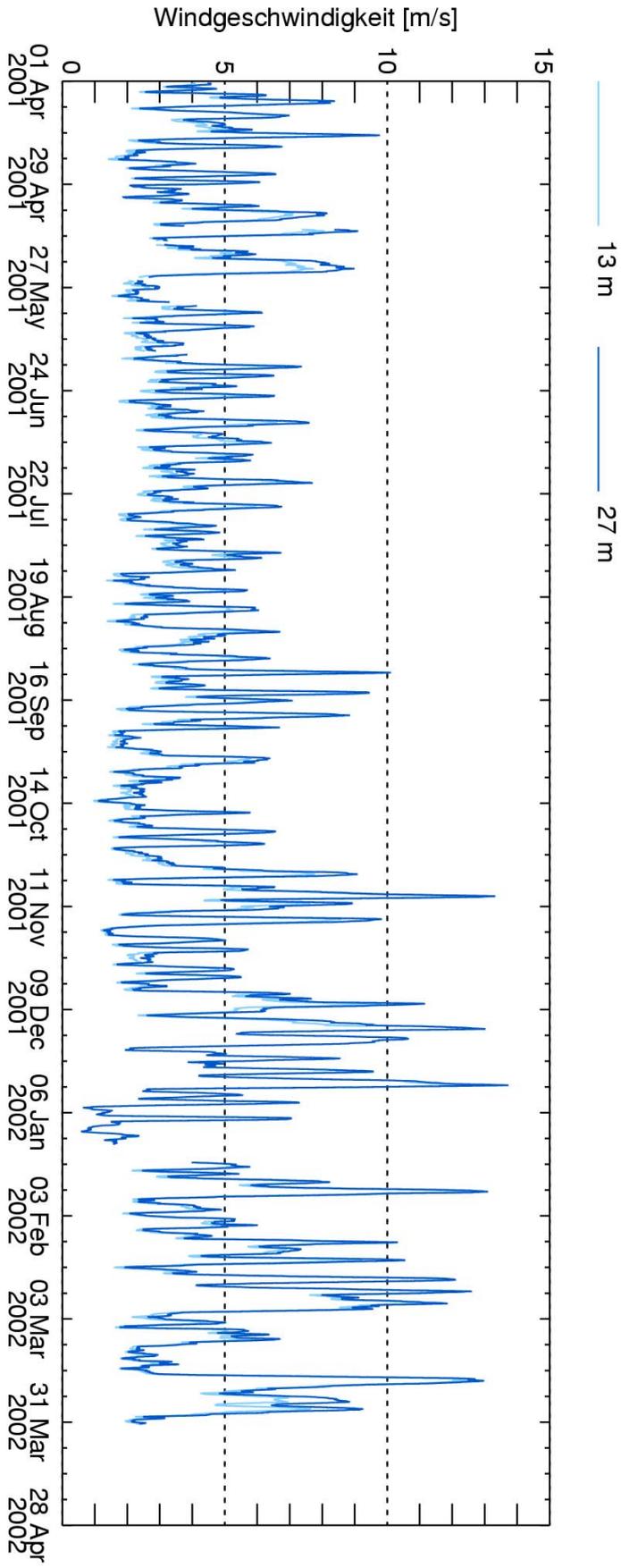
Das von *METEOTEST* angewandte Eichverfahren wurde in vielen Projekten bereits erfolgreich angewandt und bestätigt jeweils die von spezialisierten Institutionen durchgeführten Eichungen (z.B. des Deutschen Windenergie-Instituts DEWI). Deshalb wurde die Eichfunktion des Herstellers für die Auswertungen verworfen und die Rohdaten gemäss der individuell gemessenen Eichfunktion korrigiert.

Resultate der Messungen

Die folgenden Grafiken und Tabellen fassen die Resultate der Messungen zusammen.

Tab. 2: Monatliche Windgeschwindigkeits-Statistik. Rote Mittelwerte sind wegen Unvollständigkeit der Messungen mit Vorsicht zu betrachten. Dunkelrote Mittelwerte basieren auf nahezu vollständigen Datenreihen.

Monat	mittlere Windgeschw. in 13 m [m/s]	mittlere Windgeschw. in 27 m [m/s]	maximales 10- Min.-Mittel der Windgeschw. in 13 m [m/s]	maximales 10- Min.-Mittel der Windgeschw. in 27 m [m/s]
April 2001	4.14	4.44	14.0	14.4
Mai 2001	4.23	4.74	11.1	12.5
Juni 2001	3.41	3.82	10.3	10.9
Juli 2001	3.79	4.24	12.0	12.4
August 2001	3.40	3.82	12.7	13.1
September 2001	3.72	4.10	14.3	14.9
Oktober 2001	2.91	3.25	10.8	11.2
November 2001	4.30	4.81	17.9	18.8
Dezember 2001	6.35	6.53	17.4	18.6
Januar 2002	5.36	3.99	23.2	23.9
Februar 2002	6.18	6.51	19.1	19.6
März 2002	4.48	4.99	16.4	16.7
Total	4.20	4.60	23.2	23.9



Tab. 3: Gleitender Tagesmittelwert der Windgeschwindigkeit.

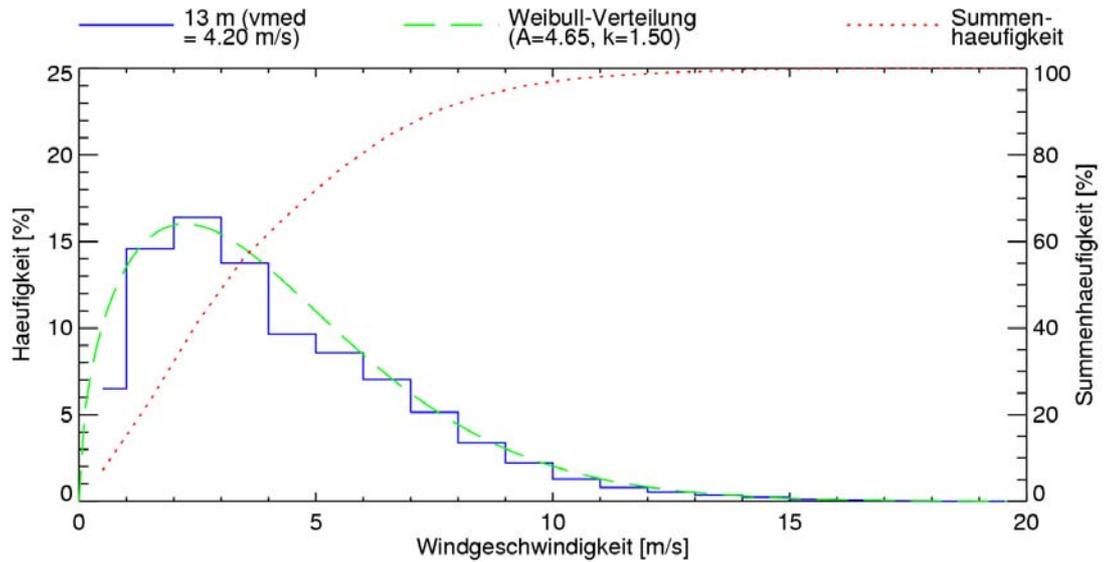


Abb. 1: Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit auf 13 m. Die approximierte Weibull-Verteilung ist ebenfalls dargestellt.

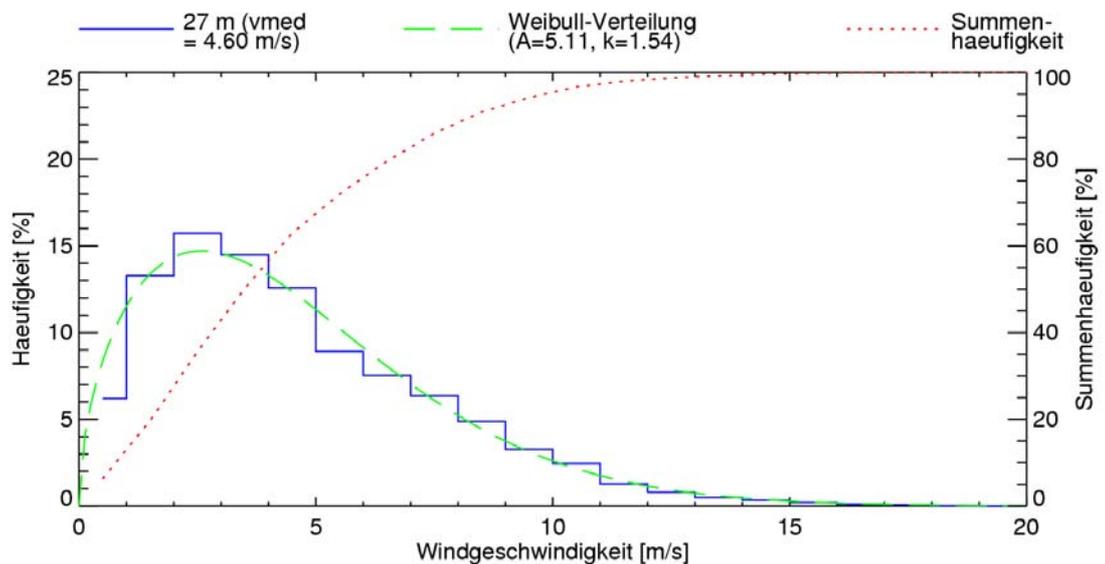


Abb. 2: Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit auf 27 m. Die approximierte Weibull-Verteilung ist ebenfalls dargestellt.

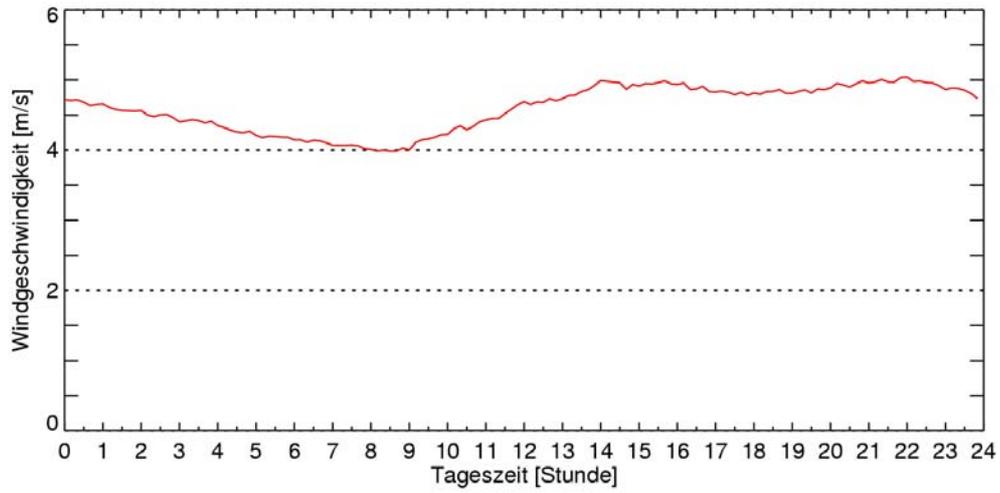


Abb. 3: Mittlerer Tagesgang der Windgeschwindigkeit in 27 m.

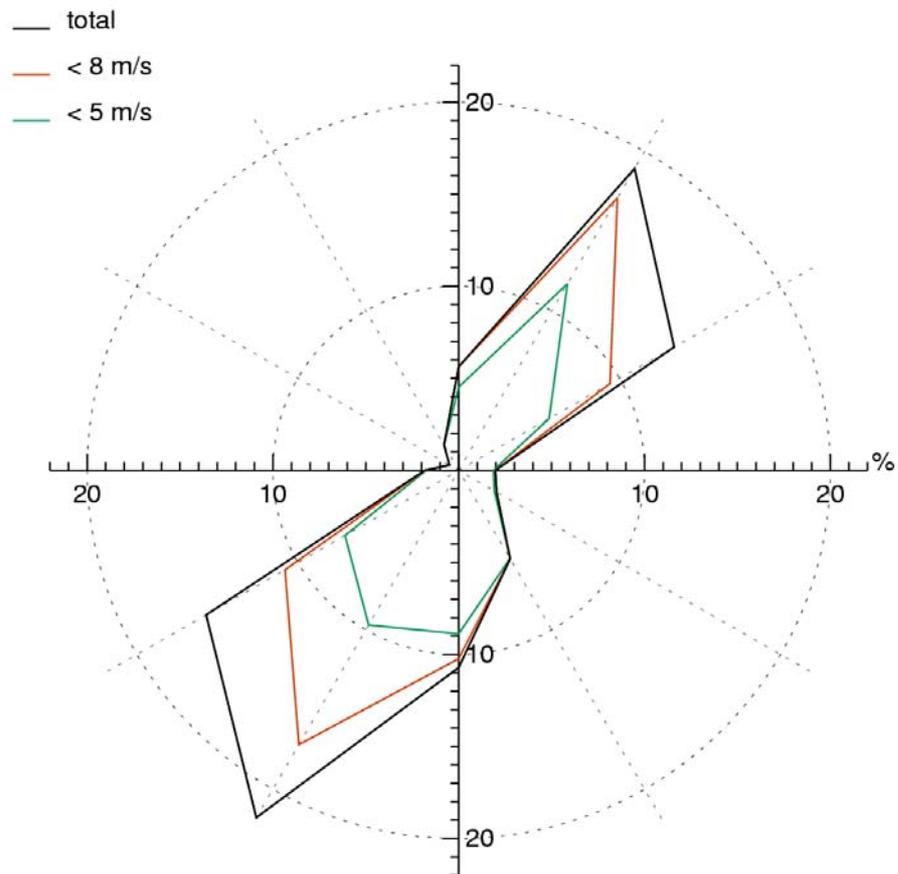


Abb. 4: Windrose in 27 m. Es wurden nur die Daten der Monate April 2001 und März 2002 berücksichtigt.

Turbulenz

Die Turbulenz ist ein wichtiger Faktor bei der Auswahl der Windkraftanlage. Abbildung 5 stellt die Turbulenzintensität in Funktion der Windgeschwindigkeit dar. Tabelle 5 setzt die Turbulenzintensität in Funktion der Windgeschwindigkeit und -richtung. Die Turbulenzintensität berechnet sich aus dem Verhältnis der Standardabweichung der Windgeschwindigkeit und der Windgeschwindigkeit.

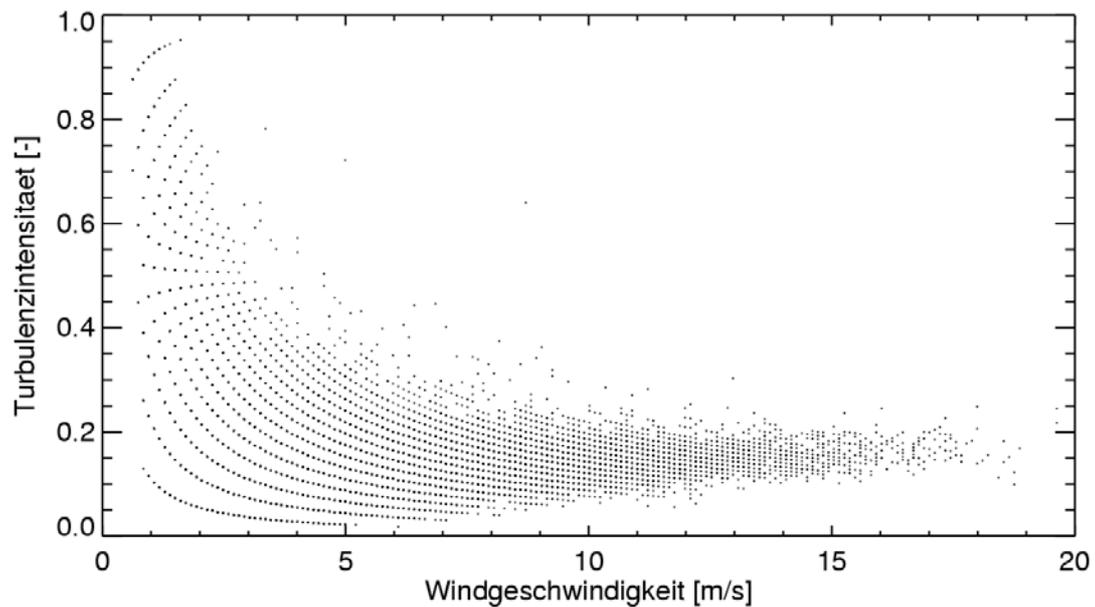


Abb. 5: Turbulenzintensität als Funktion der Windgeschwindigkeit in 27 m.

Tab. 4: Turbulenzintensität in 27 m in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit (WG in m/s) und Windrichtung. Es wurden nur die Daten der Monate April 2001 und März 2002 berücksichtigt.

WG	0°	30°	60°	90°	120°	150°	180°	210°	240°	270°	300°	330°	Mittel
0-1	0.92	0.91	0.94	1.00	0.97	0.79	0.92	0.87	0.91	0.94	0.91	1.06	0.92
1-2	0.27	0.27	0.27	0.25	0.30	0.21	0.19	0.22	0.31	0.33	0.30	0.30	0.26
2-3	0.21	0.15	0.15	0.14	0.14	0.10	0.12	0.15	0.21	0.23	0.28	0.25	0.15
3-4	0.17	0.13	0.12	0.10	0.11	0.09	0.09	0.14	0.17	0.22	0.30	0.26	0.13
4-5	0.15	0.13	0.10	0.14	0.14	0.09	0.10	0.13	0.15	0.19	-	0.24	0.13
5-6	0.14	0.13	0.11	0.15	0.13	0.09	0.10	0.13	0.15	0.25	-	-	0.13
6-7	0.15	0.13	0.12	-	0.09	-	0.11	0.14	0.15	0.17	-	0.18	0.13
7-8	0.18	0.12	0.12	0.40	-	-	0.12	0.13	0.15	0.19	-	-	0.13
8-9	-	0.15	0.13	0.34	-	-	0.12	0.14	0.14	-	-	-	0.14
9-10	-	0.13	0.13	-	-	-	0.12	0.15	0.15	-	-	-	0.14
10-11	-	0.14	0.14	-	-	-	0.13	0.15	0.15	0.12	-	-	0.15
11-12	-	0.11	0.13	-	-	-	0.18	0.14	0.15	-	-	-	0.14
12-13	-	-	0.15	-	-	-	0.17	0.15	0.16	-	-	-	0.15
13-14	-	-	0.15	-	-	-	-	0.15	0.16	-	-	-	0.16
14-15	-	-	-	-	-	-	-	0.16	0.16	-	-	-	0.16
15-16	-	-	-	-	-	-	-	0.17	0.16	-	-	-	0.16
16-	-	-	-	-	-	-	-	0.18	0.17	-	-	-	0.18
Mittel	0.22	0.15	0.16	0.28	0.29	0.15	0.15	0.16	0.19	0.33	0.49	0.41	0.18

Extrapolation auf Nabenhöhe

Zur Abschätzung des Windpotenzials in Nabenhöhe einer zukünftigen Windkraftanlage berechneten wir die Windgeschwindigkeiten in 40, 50, 60, 70 und 80 m über Grund.

Das vertikale Profil der Windgeschwindigkeit v in Abhängigkeit der Höhe über Grund z folgt in der Regel einer Potenzfunktion:

$$v(z) = k \cdot z^\alpha \quad [\text{m/s}]$$

Für die Abschätzung der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe wird diese Gleichung umgeformt zu:

$$v_{\text{Nabenhöhe}} = v_{27\text{ m}} \cdot \left(\frac{\text{Nabenhöhe}}{27\text{ m}} \right)^\alpha \quad [\text{m/s}]$$

α wird für jeden Messzeitpunkt (alle 10 Minuten) aus folgender Gleichung bestimmt:

$$\alpha = \frac{\log \frac{v_{27\text{ m}}}{v_{13\text{ m}}}}{\log \frac{27\text{ m}}{13\text{ m}}} \quad [-]$$

Für jeden Messzeitpunkt (alle 10 Minuten) wird so aus dem ermittelten α die Windgeschwindigkeiten in den Nabenhöhen berechnet. Im Gegensatz zur oft angewandten Methode der einmaligen

Abschätzung des Parameters α können so die herrschenden Windverhältnisse zu jedem Zeitpunkt berücksichtigt werden. α variiert je nach Windrichtung, Windgeschwindigkeit und atmosphärischer Schichtung stark.

Bei einigen Windregimes, vorwiegend bei Flauten, folgt das vertikale Windprofil nicht einer Potenzfunktion. Eine Berechnung der Windgeschwindigkeiten nach oben beschriebener Methode führt dabei zu unplausiblen Werten. Deshalb wird die Berechnung der Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe unter den folgenden Bedingungen angepasst:

- Die gemessene Windgeschwindigkeit auf 27 m ist 0 m/s. In diesem Fall wird auch für die Nabenhöhen Windstille angenommen.
- Die Windgeschwindigkeit auf 13 ist 0 m/s. In diesem Fall wird die Windgeschwindigkeit auf der Nabenhöhen gleich der gemessenen Geschwindigkeit auf 27 m gesetzt.
- Die Windgeschwindigkeit auf 13 m ist grösser als diejenige auf 27 m. In diesem Fall wird die Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhen gleich der gemessenen Geschwindigkeit auf 27 m gesetzt.

Der Mittelwert der berechneten α liegt bei 0.142. Dieser Wert ist typisch für offenes Gelände. Die Angabe der α -Werte in Funktion der Windrichtung wird hier auf Grund der problematischen Windrichtungsmessung unterlassen.

In Tabelle 5 sind die Monatsmittel der Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhen angegeben. Abbildungen 6–10 zeigen die Windgeschwindigkeitsverteilung in Nabenhöhen.

Tab. 5: Monatsmittel der Windgeschwindigkeit (WG) in Mess- und Nabenhöhen. Rote Mittelwerte sind wegen Unvollständigkeit der Messungen mit Vorsicht zu betrachten. Dunkelrote Mittelwerte basieren auf nahezu vollständigen Datenreihen.

Monat	mittlere WG in 13 m [m/s]	mittlere WG in 27 m [m/s]	mittlere WG in 40 m [m/s]	mittlere WG in 50 m [m/s]	mittlere WG in 60 m [m/s]	mittlere WG in 70 m [m/s]	mittlere WG in 80 m [m/s]
April 2001	4.14	4.44	4.65	4.78	4.88	4.98	5.07
Mai 2001	4.23	4.74	5.07	5.27	5.44	5.60	5.73
Juni 2001	3.41	3.82	4.07	4.22	4.36	4.47	4.58
Juli 2001	3.79	4.24	4.51	4.67	4.81	4.94	5.05
August 2001	3.40	3.82	4.08	4.23	4.37	4.49	4.60
September 2001	3.72	4.10	4.33	4.47	4.59	4.70	4.79
Oktober 2001	2.91	3.25	3.47	3.60	3.72	3.83	3.92
November 2001	4.30	4.81	5.14	5.33	5.50	5.65	5.79
Dezember 2001	6.35	6.53	6.89	7.11	7.29	7.45	7.59
Januar 2002	5.36	3.99	4.17	4.28	4.37	4.45	4.52
Februar 2002	6.18	6.51	6.76	6.91	7.03	7.14	7.24
März 2002	4.48	4.99	5.33	5.54	5.72	5.89	6.05
Total	4.20	4.60	4.87	5.03	5.17	5.30	5.41

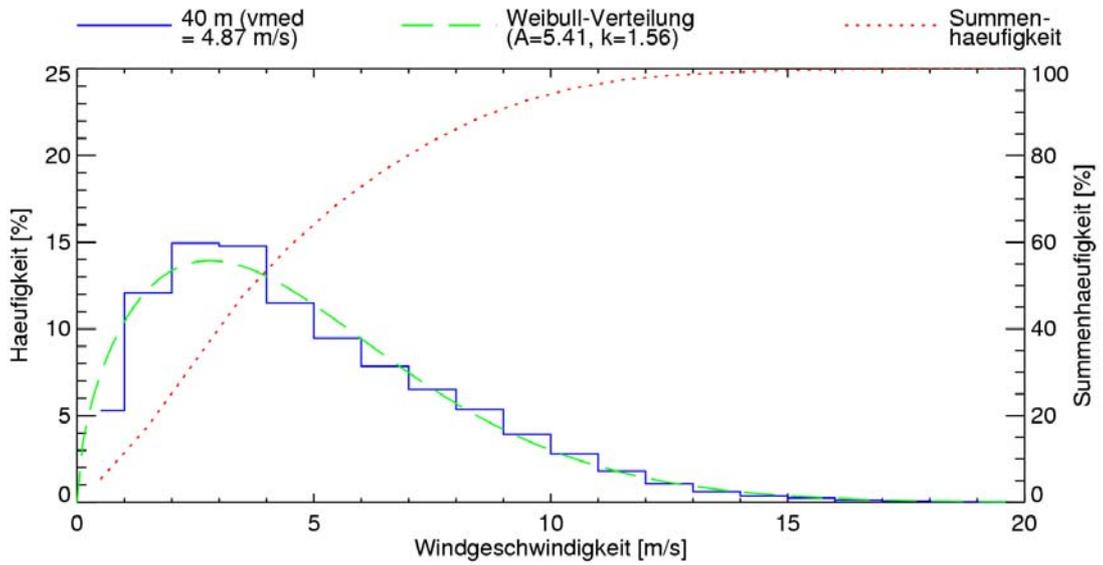


Abb. 6: Extrapolierte Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit auf 40 m. Die approximierte Weibull-Verteilung ist ebenfalls dargestellt.

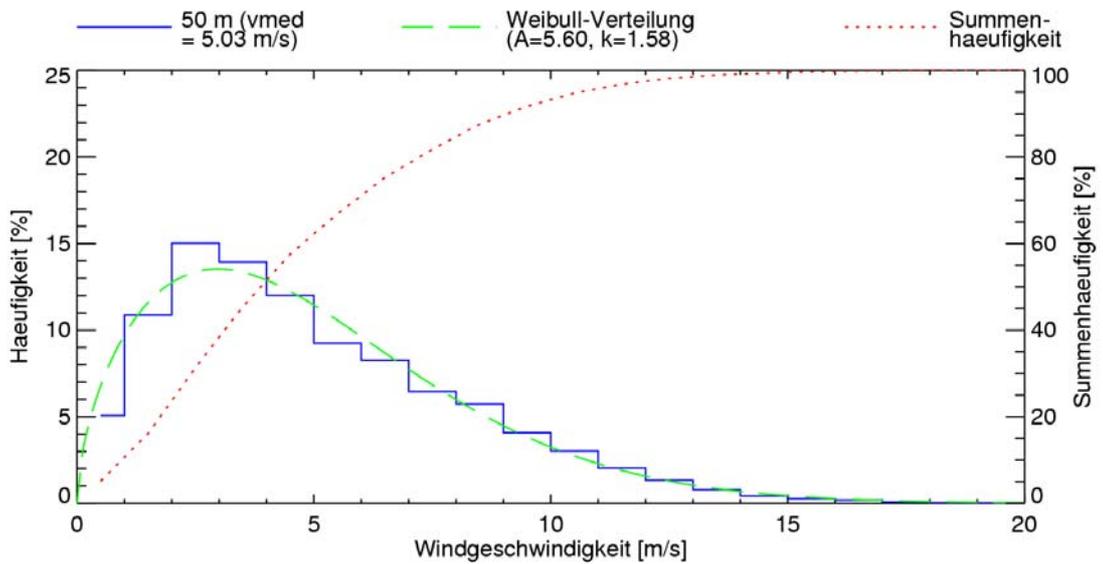


Abb. 7: Extrapolierte Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit auf 50 m. Die approximierte Weibull-Verteilung ist ebenfalls dargestellt.

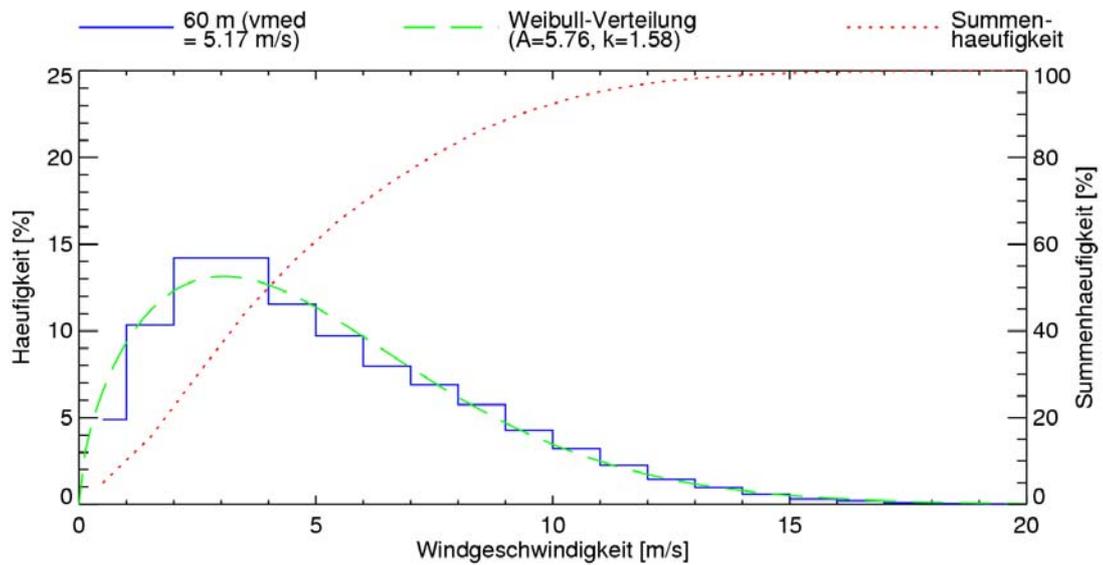


Abb. 8: Extrapolierte Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit auf 60 m. Die approximierte Weibull-Verteilung ist ebenfalls dargestellt.

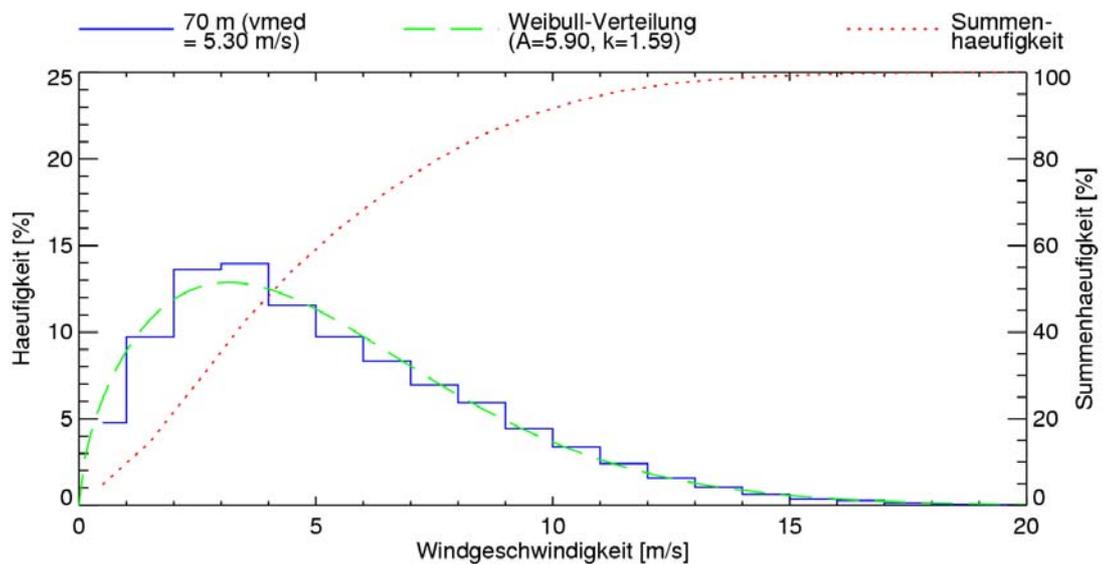


Abb. 9: Extrapolierte Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit auf 70 m. Die approximierte Weibull-Verteilung ist ebenfalls dargestellt.

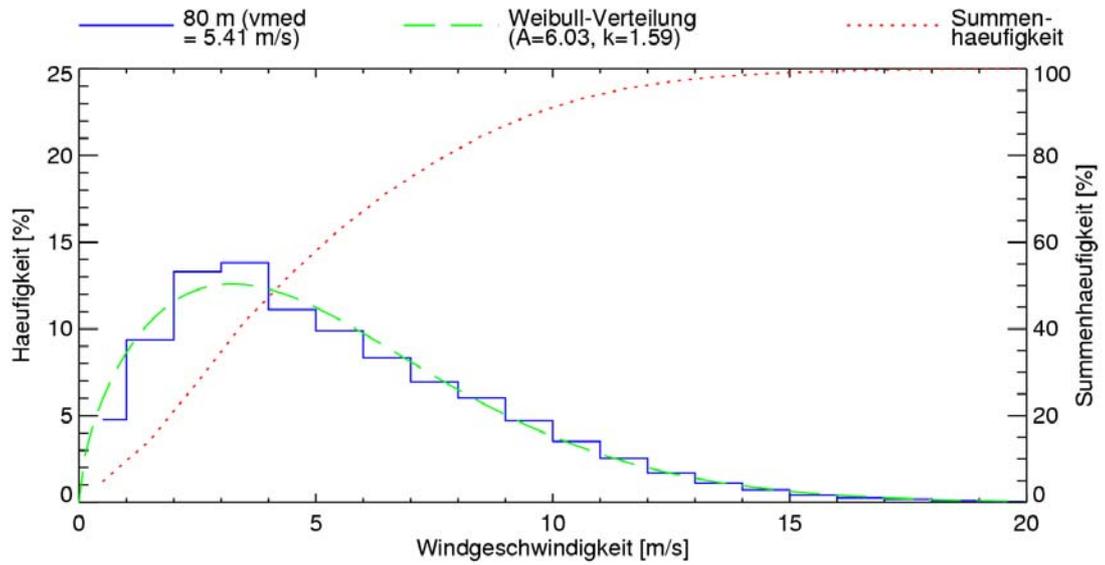


Abb. 10: Extrapolierte Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit auf 80 m. Die approximierte Weibull-Verteilung ist ebenfalls dargestellt.

Abschätzung des langjährigen Windpotenzials

Wir schätzten das langjährige Windpotenzial mit einer MCP-Methode ab (Measure Correlate Predict). Der Name beschreibt das Prinzip: Die Daten verschiedener permanenter Meteostationen werden mit den gemessenen Datenreihen korreliert. Mit den Daten der am besten korrelierenden Meteostationen wird geprüft, ob das Messjahr über- oder unterdurchschnittlich viel Wind aufwies. Anhand dieser Resultate werden die langjährig zu erwartenden Windverhältnissen am Messstandort abgeschätzt. Bei der Auswahl der Stationen zur Abschätzung des langjährigen Windpotenzials ist weniger die Nähe der Stationen zum Messstandort entscheidend, sondern die Korrelation der Messwerte.

Wir korrelierten die Monatsmittel der Windgeschwindigkeit der Messungen in 27 m Höhe mit den entsprechenden Monatsmitteln der Stationen der ANETZ- und ENET-Messnetze von MeteoSchweiz. Stationen mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von unter 2 m/s betrachteten wir als für Windabklärungen ungeeignet und wurden deshalb nicht berücksichtigt. Tabelle 6 listet die Korrelationskoeffizienten der Stationen auf.

Tab. 6: Korrelation der Messdaten mit den Daten der Messnetze von MeteoSchweiz.

Station	Korrelationskoeffizient	Station	Korrelationskoeffizient	Station	Korrelationskoeffizient
KLO	0.978	NAS	0.777	PIL	0.301
CDF	0.976	TIT	0.764	SBE	0.294
SHA	0.957	STG	0.763	DIA	0.241
NEU	0.956	CHA	0.757	GUE	0.114
SMA	0.945	EGH	0.754	WFJ	0.084
FRE	0.930	BAS	0.743	VIS	0.068
GUT	0.920	ATT	0.741	CHU	0.041
RUE	0.899	CMA	0.728	SAM	0.035
CGI	0.875	COV	0.701	HIR	0.031
FAH	0.869	JUN	0.700	PMA	0.000
GVE	0.858	MLS	0.689	GLA	-0.007
MAE	0.853	NAP	0.684	CIM	-0.019
LAE	0.850	SAE	0.676	GRH	-0.062
PLF	0.813	HOE	0.593	GSB	-0.151
UEB	0.812	VAD	0.565	PIO	-0.178
GOR	0.803	GEN	0.561	SIO	-0.211
DOL	0.798	MTR	0.560	FEY	-0.249
BAN	0.795	ALT	0.310	DAV	-0.312

Die Stationen Kloten (KLO), La Chaux-de-Fonds (CFD), Schaffhausen (SHA) und Neuenburg (NEU) zeigten mit Korrelationskoeffizienten von über 0.95 eine hervorragende Korrelation mit den Messungen in Detligen und wurden für die weiteren Berechnungen verwendet. Abbildung 11 zeigt die Monatsmittel an diesen Stationen im Vergleich zu den Messungen in Detligen.

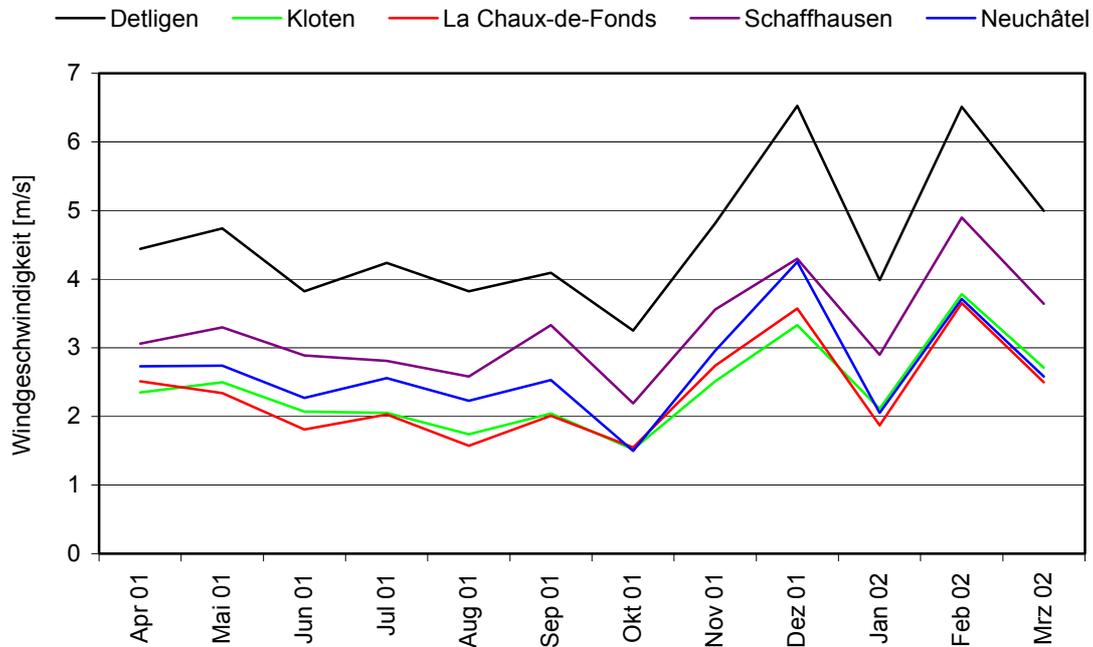


Abb. 11: Vergleich der Messungen in Detligen mit den Messungen an den am besten korrelierenden permanenten Meteostationen.

Mit den Datensätzen der Stationen Kloten, La Chaux-de-Fonds, Schaffhausen und Neuenburg wird einen Vergleich der langjährigen Daten (1983–1997) mit der Messperiode in Detligen (April 2001–März 2002) angestellt. Durch die Bildung der Verhältnisse zwischen den langjährigen Monatsmitteln und den Monatsmitteln der Messperiode ergibt sich ein Faktor pro Monat und Meteostation (Tab. 7, Abb. 12). Die monatlichen Faktoren der vier Meteostationen werden dann gemittelt. Die Faktoren sagen aus, ob im entsprechenden Monat des Messjahres über- oder unterdurchschnittlich viel Wind gemessen wurde und werden als Korrekturfaktoren zur Abschätzung der Monatsmittel am Messstandort in Detligen benutzt.

Aufgrund der hohen Korrelationen zwischen den ausgewählten Meteostationen und den Messungen in Detligen erfolgt am Messstandort eine sehr gute Abschätzung des langjährigen Windpotenzials.

Tab. 7: Faktoren zur Abschätzung des langjährigen Windpotenzials.

Monat	Verhältnis Messperiode/ langjährig Kloten	Verhältnis Messperiode/ langjährig La Chaux-de- Fonds	Verhältnis Messperiode/ langjährig Schaffhausen	Verhältnis Messperiode/ langjährig Neuenburg	Mittelwert
Januar	0.84	0.70	0.82	0.77	0.78
Februar	1.52	1.28	1.38	1.34	1.38
März	1.04	0.90	0.97	0.95	0.97
April	0.93	0.94	0.87	1.03	0.94
Mai	1.08	0.95	1.01	1.13	1.04
Juni	0.92	0.74	0.87	0.92	0.86
Juli 2001	1.00	0.94	0.92	1.12	1.00
August	0.94	0.78	0.89	1.00	0.90
September	1.04	0.87	1.07	1.09	1.02
Oktober	0.76	0.64	0.72	0.68	0.70
November	1.18	1.11	1.14	1.24	1.17
Dezember	1.36	1.30	1.26	1.62	1.39
Jahres- mittelwert	1.05	0.93	0.99	1.07	1.01

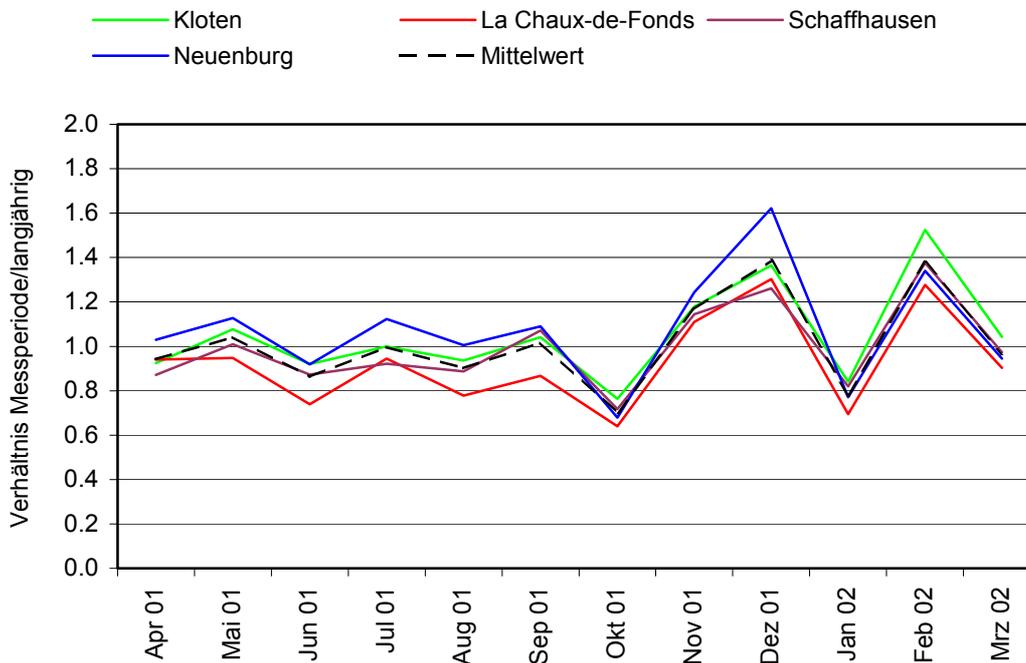


Abb. 12: Verhältnis der Monatsmittelwerte zu den langjährigen Mittelwerten an den am besten korrelierenden permanenten Meteostationen.

Im Jahresvergleich war die Windgeschwindigkeit gemäss Tabelle 7 ca. 1% höher als im langjährigen Mittel. Es ist also im langjährigen Mittel mit einer ungefähr gleich hohen mittleren Windgeschwindigkeit zu rechnen wie der während der Messperiode gemessenen mittleren Windgeschwindigkeit.

Die gemittelten Faktoren (Tab. 7) werden mit den in Detligen gemessenen (13 und 27 m) bzw. berechneten Monatsmittel multipliziert. Die daraus resultierenden langjährig zu erwartenden Monatsmittel sind in Tabelle 8 angegeben.

Tab. 8: Abschätzung der langjährigen Monatsmittel. Rote Mittelwerte sind wegen Unvollständigkeit der Messungen mit Vorsicht zu betrachten. Dunkelrote Mittelwerte basieren auf nahezu vollständigen Datenreihen.

Monat	mittlere WG in 13 m [m/s]	mittlere WG in 27 m [m/s]	mittlere WG in 40 m [m/s]	mittlere WG in 50 m [m/s]	mittlere WG in 60 m [m/s]	mittlere WG in 70 m [m/s]	mittlere WG in 80 m [m/s]
April 2001	4.39	4.72	4.94	5.07	5.19	5.30	5.39
Mai 2001	4.07	4.55	4.87	5.07	5.23	5.38	5.51
Juni 2001	3.95	4.43	4.72	4.90	5.06	5.21	5.34
Juli 2001	3.80	4.25	4.52	4.69	4.84	4.98	5.10
August 2001	3.77	4.24	4.53	4.71	4.86	5.00	5.13
September 2001	3.66	4.03	4.25	4.39	4.51	4.62	4.71
Oktober 2001	4.16	4.64	4.96	5.15	5.32	5.48	5.62
November 2001	3.68	4.12	4.40	4.57	4.71	4.84	4.96
Dezember 2001	4.57	4.70	4.97	5.12	5.26	5.38	5.49
Januar 2002	6.86	5.10	5.34	5.48	5.60	5.70	5.79
Februar 2002	4.48	4.72	4.90	5.01	5.10	5.19	5.26
März 2002	4.64	5.17	5.54	5.79	6.04	6.31	6.60
Total	4.34	4.56	4.83	5.00	5.15	5.29	5.41

Fehlerabschätzung

Wir unterscheiden 3 Fehlerquellen: den Messfehler, den Fehler der Extrapolation auf Nabenhöhe, sowie den Fehler der langjährigen Abschätzung.

Messfehler

Der totale Fehler der Einzelmessungen setzt sich aus dem durch den Fehler der Eichfunktion, dem durch die Installation verursachten Fehler (z.B. durch Mastabschattung oder schiefe Befestigung der Sensoren) und dem Rechnungsfehler zusammen.

Für den Fehler der Eichfunktion nehmen wir einen Erfahrungswert von 2% an. Der Fehler der Installation liegt bei einer guten Installation unter 1%. Der Rechenfehler ist vernachlässigbar, da bei der Auswertungen stets mit Zahlen vom Typ "float" mit sechs signifikanten Stellen gerechnet wurde.

Die Fehler addieren sich zu einem totalen relativen Fehler der Einzelmessung von 3%. Dies ist eine eher konservative Schätzung, mit der der effektive Fehler gut abgedeckt sein sollte. Da dieser Fehler bei jedem Messwert in der gleichen Größenordnung und Richtung auftreten kann, gilt er auch für die Monats- und Jahresmittelwerte.

Fehler der Extrapolation auf Nabenhöhe

Der Standort der Messungen ist kein typischer Flachland-Standort. Gegen Südwesten fällt das Gelände steil ab. Das vertikale Windprofil entspricht deshalb oft nicht einer Potenzfunktion, wie sie für Windenergiestudien meist angenommen wird. Es wurde versucht diesem Umstand Rechnung zu tragen, indem zu jedem Messzeitpunkt, d.h. alle 10 Minuten, eine Abschätzung des vertikalen Profils

vorgenommen wurde. Trotzdem ist die Extrapolation in Nabenhöhe an diesem Standort mit einer relativ hohen Unsicherheit behaftet. In topografisch ähnlichem Gelände konnte bei einer Messkampagne mit Messungen auf 10, 30 und 50 m der Fehler mit bis zu 20% für die einzelnen 10-Minuten-Werte und 6% für Mittelwerte bestimmt werden. Die Fortpflanzung des Messfehlers ist inbegriffen.

Mit einem SODAR-Messgerät könnte am Standort das vertikale Windprofil bis in ca. 200 m Höhe, d.h. über den ganzen Bereich eines WKA-Rotors, gemessen werden. Der Fehler der Extrapolation auf Nabenhöhe könnte so beträchtlich verringert werden. Der Auftraggeber und *METEOTEST* fassen ins Auge, diese Messung am Standort Detligen noch durchzuführen, um Ertragsprognosen auf eine noch sicherere Basis zu stellen.

Fehler der langjährigen Abschätzung

Abbildung 12 zeigt die Verhältnisse der Monatsmittelwerte zu den langjährigen Mittelwerten an den für die langjährige Abschätzung benutzten permanenten Meteostationen. Der Fehler wird über die Standardabweichung dieser Verhältnisse abgeschätzt: Für einzelne Monatsmittelwerte ergibt sich ein Fehler von 3–10%. Für den Jahresmittelwert beträgt der Fehler 3%. Hinzu kommt der Messfehler.

Weitere Fehler

Die Datenlücken im Winter wirken sich beträchtlich auf den Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf 13 m im Dezember 2001 und Januar 2002 aus. Auf 27 m sowie in Nabenhöhen haben diese Ausfälle vernachlässigbare Auswirkungen.

Das gewählte Messverfahren kann im Vergleich zu anderen Verfahren (z.B. Messung mit Sonic-Anemometern) systematische Abweichungen aufweisen, die bei einer Ertragsprognose zu berücksichtigen sind. Im besten Fall wurde die Leistungskennlinie der zukünftigen Windkraftanlage mit demselben Anemometer-Typ aufgenommen, der für die Windmessungen gebraucht wurde.

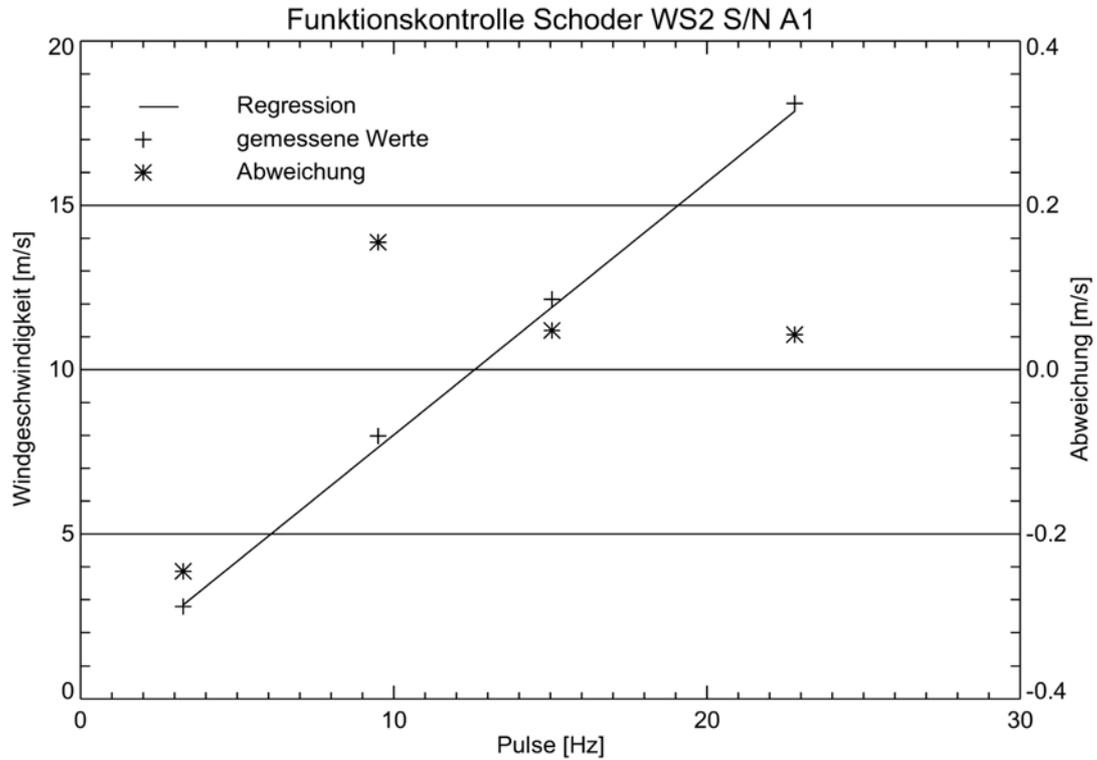
Zusammenfassung

Tabelle 9 fasst die Fehler für die verschiedenen in diesem Bericht angegebenen Größen zusammen. Zusätzlich ist der Fehler der aus der Windgeschwindigkeit bestimmbar Leistungsdichte (Energieinhalt des Windes) angegeben.

Fehlerart	10-Min.- Werte WG	Mittel- werte WG	Mittel- werte LD
Messfehler			
- Kalibrationsfehler	2%		
- Ungenauigkeiten durch die Installation	1%		
- Rechnungsfehler	0%		
Totaler Messfehler	3%	3%	9%
Extrapolation auf Nabenhöhen	20%	6%	18%
Langjähriges			
- in 13 und 27 m		6%	18%
Windpotenzial			
- in Nabenhöhen		9%	27%

Tab. 9: Zusammenfassung der Fehler und Abweichungen (WG = Windgeschwindigkeit, LD = Leistungsdichte des Windes).

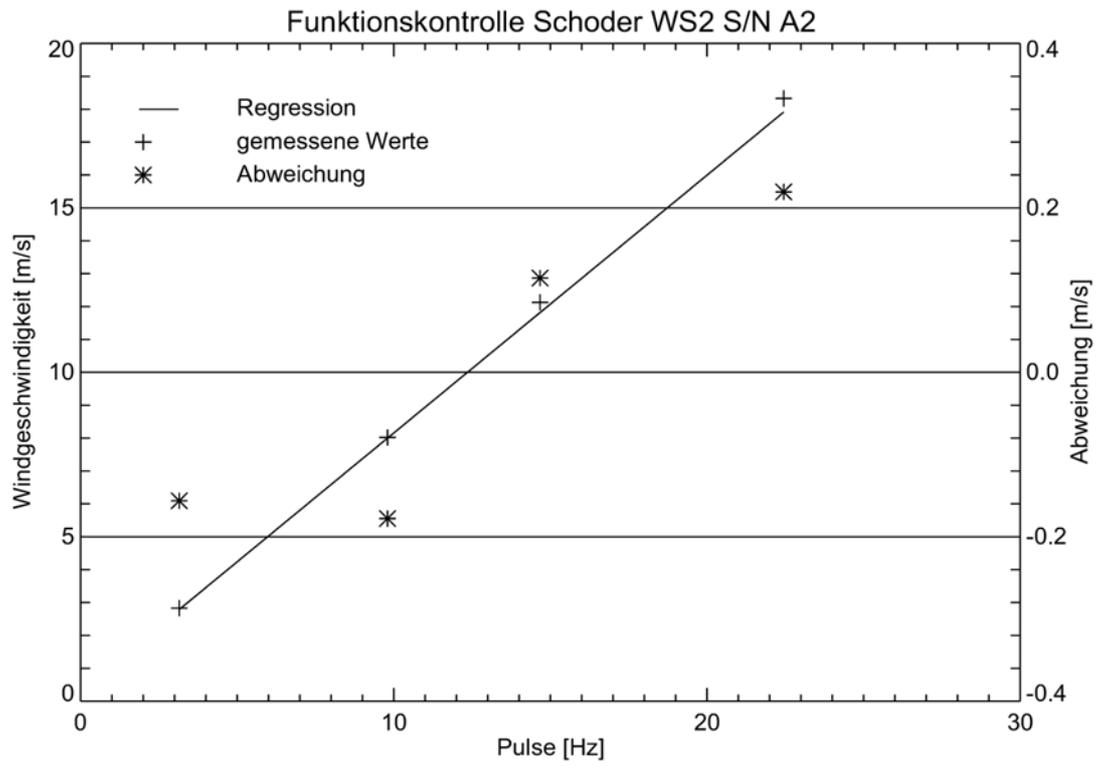
Anhang: Eichzertifikate *METEOTEST*



$$y = 0.780779x + 0.372416$$
$$r^2 = 0.999756$$

Referenz Anemometer: NRG #40 Max S/N 1010
Test Anemometer: Schoder WS2
Seriennummer: A1
Testintervall: 40s

Pulse	m/s Ref.	m/s Test
3.27500	2.79116	2.86964
9.50000	7.98098	7.65887
15.0500	12.1435	11.9288
22.8000	18.1009	17.8913



$$y = 0.805721x + 0.241089$$

$$r^2 = 0.999919$$

Referenz Anemometer: NRG #40 Max S/N 1010
 Test Anemometer: Schoder WS2
 Seriennummer: A2
 Testintervall: 40s

Pulse	m/s Ref.	m/s Test
3.15000	2.82935	2.81859
9.80000	8.01916	8.03006
14.6700	12.1282	11.8466
22.4500	18.3301	17.9436

Anhang 3: Eichung Anemometer

Windmessungen Beratungen

Roland Aregger
Meisterlandwirt
Feldmoos
6162 Rengg
e-Mail: aregger_feldmoos@freesurf.ch
Tel.: +41 (0)41 480 18 53

9. Oktober 2002

Aktennotiz

Eichung und Kontrolle der Schalenanemometer im Windkanal



Einleitung

Das Interesse an der Produktion von Alternativenergien steigt stetig. Für den möglichen wirtschaftlichen Betrieb von Windkraftanlagen spielen Standort und örtliche Windverhältnisse entscheidende Rollen. Zur Bestimmung der erforderlichen Parameter sind umfangreiche Untersuchungen, speziell jene der Windverhältnisse, erforderlich. Herr Fuchser in Detlingen plant eine solche Anlage und hat umfangreiche, speziell statistische Windmessungen durchgeführt. Zur Erhärtung der gewonnenen Resultate hat er die eingesetzten Windmessgeräte einer Kontrolle unterziehen lassen. Der vorliegende Bericht beschreibt die bei uns durchgeführten Kontrollmessungen im Windkanal und die gewonnenen Resultate.

Verzeichnisse

Einleitung.....	47
Verzeichnisse.....	48
Versuchseinrichtung und Auswertung.....	48
Versuchsdurchführung.....	49
Ergebnisse und Diskussion.....	49
Diagramme.....	51
Tabellen.....	54
Schemas.....	1
Bilder.....	2
Tabelle 1 Ergebnisse.....	49
Tabelle 2 Messdaten.....	54
Tabelle 3 Abweichungen und Ergebnisse.....	55
Diagramm 1 Kontrolle Windkanal.....	51
Diagramm 2 Kalibrierergebnisse A1.....	51
Diagramm 3 Absolute Abweichung A1.....	52
Diagramm 4 Relative Abweichung A1.....	52
Diagramm 5 Absolute Abweichungen A2.....	53
Diagramm 6 Relative Abweichungen A2.....	53
Abbildung 1 Schema Windkanal.....	1
Abbildung 2 Schema Messstrecke.....	1
Abbildung 3 Windkanal Ausströmöffnung.....	2
Abbildung 4 Windkanal Front.....	2

Versuchseinrichtung und Auswertung

Die Messungen erfolgten im Windkanal mit offener, rechteckiger Düse (920 x 450 mm). Siehe auch ABBILDUNG 1 SCHEMA WINDKANAL. Die beiden Schalenanemometer wurden nacheinander am

Montagegestell in Höhe der Kanalachse ca 230 mm links der vertikalen Achse montiert. In gleicher Höhe, ca. 230 mm rechts der vertikalen Kanalachse wurde eines unserer geeichten Referenz Anemometer zur Durchführung von Vergleichsmessungen montiert. Die schematische Darstellung der Versuchseinrichtung ist auf Seite 1 und die Fotos auf Seite 2 abgebildet.

Folgende Messwerte wurden an den entsprechenden Geräten abgelesen und in der Excel Tabelle protokolliert:

- Hz des Referenzanemometer
- Hz des zu kontrollierenden Anemometer
- Hz des Frequenzumformers

Die Bestimmung der Referenzgeschwindigkeit und die Auswertung der Resultate wurde wie folgt ermittelt:

- Anhand des geeichten Referenzanemometer wurde die Referenzgeschwindigkeit ermittelt.

Versuchsdurchführung

Für beide zu testenden Geräte wurde der folgende Versuchsablauf vorgesehen:

- Geschwindigkeitsbereich von ca. 2 ~22 m/s in Stufen von ca. 3 m/s (nur ungefähr einstellbar, da bei der Versuchsdurchführung die Referenzgeschwindigkeit nicht bekannt war)
- 2 Messungen pro Messpunkt à je 60 Sekunden (in auf steigender und sinkender Geschwindigkeit des Windkanals) Genauigkeit: Anzahlimpulse / 60s. Im schlechtesten Fall bei ± 0.016 Hz ergibt je nach Anemometer eine Abweichung von unter ± 0.01 m/s
- Protokollierung der Daten in TABELLE 12 MESSDATEN mit Laptop

Ergebnisse und Diskussion

Die Auswertung der Daten und die Vergleiche mit den gemessenen Windkanal Geschwindigkeiten sind aus den Diagrammen ab Seite 51 und den Tabellen ab Seite 54 zusammengefasst und zeigen folgende Ergebnisse:

Tabelle 11 Ergebnisse

	Standart	A1 Kalibriert		A2 Kalibriert	
Windrun:	0.715	0.7268	1.016526087	0.7438	1.04027972
Offset:	0.571	0.5431	-0.037302098	0.5531	-0.04089972
Ist-Werte:		Kalibrier-Werte:	Korrektur-Werte:	Kalibrier-Werte:	Korrektur-Werte:

Das Anemometer A2 hat auf grund des von der Welle gelösten Drehzahlgeber, unbrauchbare Werte geliefert, da dieser an der Magnetspule anlieft. Aus diesem Grund wurde die Kalibrierergebnisse von Meteotest zur Hilfe genommen und anhand dieser Abweichung die Werte für A2 berechnet.

Die vom Hersteller angegebene Messtoleranz beträgt ± 0.3 m/s im Geschwindigkeitsbereich von 3.0 m/s 12 m/s, [1]. Toleranzangaben im höheren Geschwindigkeitsbereich sind nicht gegeben. Ein Vergleich der Resultate ist also nur in diesem Geschwindigkeitsbereich möglich. Die Messgenauigkeit des Anemometer A1 liegt innerhalb dieses Bereiches und Anemometer A2 aus oben genannten Gründen ausserhalb dieses Bereiches.

Weiter ist ersichtlich, dass beide Geräte unterhalb von 2 m/s geringfügig zu hohe und oberhalb zu kleine Windgeschwindigkeiten aufgezeichnet hat. Bei Anemometer A1 sind dies bei 12 m/s eine Abweichungen von gerade mal -0.16 m/s und bei Anemometer A2 in diesem Bereich doch schon -0.43 m/s. Da vor allem der Abschnitt von 4 – 12 m/s bei der Ertragsberechnung wichtig ist, kann dies doch schon ins Gewicht fallen.

Für Einzelmessungen ohne Statistik, resp. vor der statistischen Auswertung, könnten die abgelesenen (registrierten) Geschwindigkeitswerte entsprechend den Werten in TABELLE 11 ERGEBNISSE korrigiert werden

- **Anemometer A1:** $v\text{-korrigiert [m/s]} = v\text{-aufgezeichnet [m/s]} * 1.016526087 + - 0.037302098$
- **Anemometer A2:** $v\text{-korrigiert [m/s]} = v\text{-aufgezeichnet [m/s]} * 1.04027972 + - 0.04089972$

Dies wird jedoch in der Praxis kaum machbar sein, da im Anzeigegerät (Messprozessor) eine grosse Datenmenge anfällt und alle statistischen Berechnungen nachträglich mit dem Computer erfolgen müssen.

Rengg, 10. Oktober 2002

Roland Aregger

Referenzen:

- [1] Betriebsanleitung Windcomputer WICO PC:
Ing. Büro Schoder GmRmbH
Graf Reisach Str. 6
D 88698 Graisbach

Diagramme

Linearität mit Windkanal

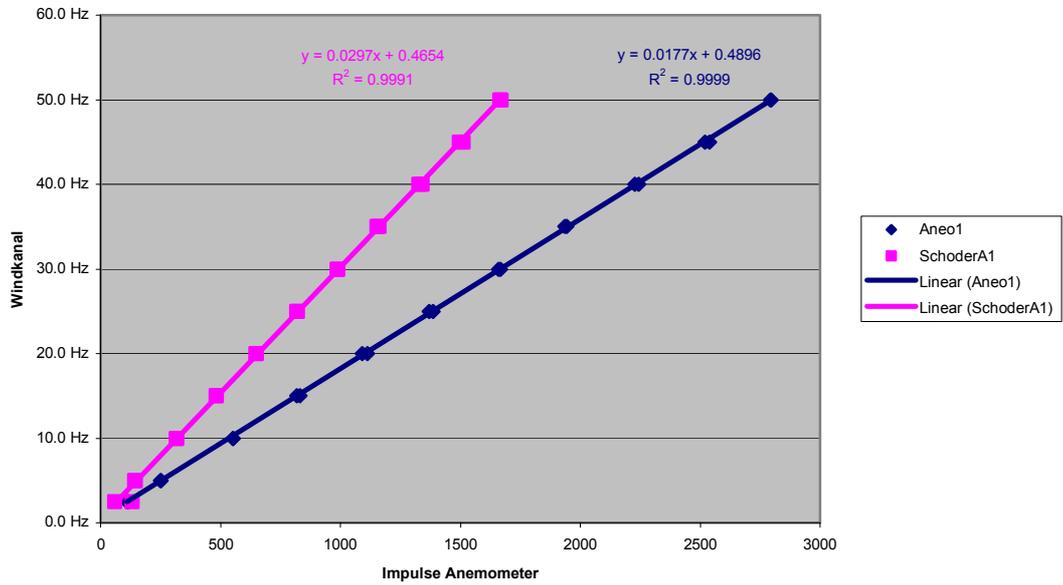


Diagramm 1 Kontrolle Windkanal

Kalibrierergebnisse A1

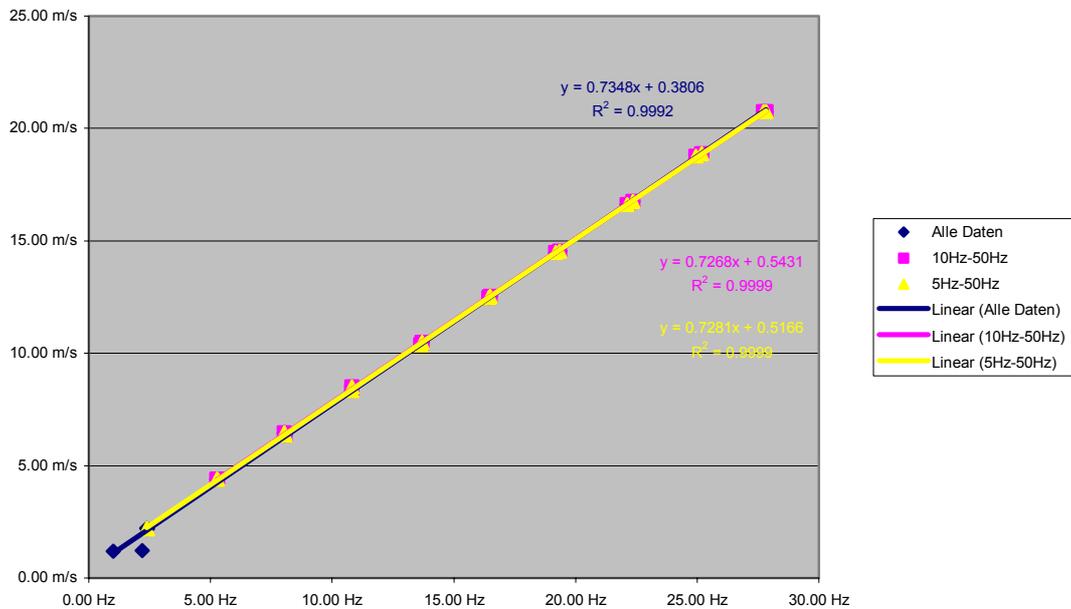


Diagramm 2 Kalibrierergebnisse A1

**Asolute Abweichungen A1
gegenüber den aufgezeichneten Wert**

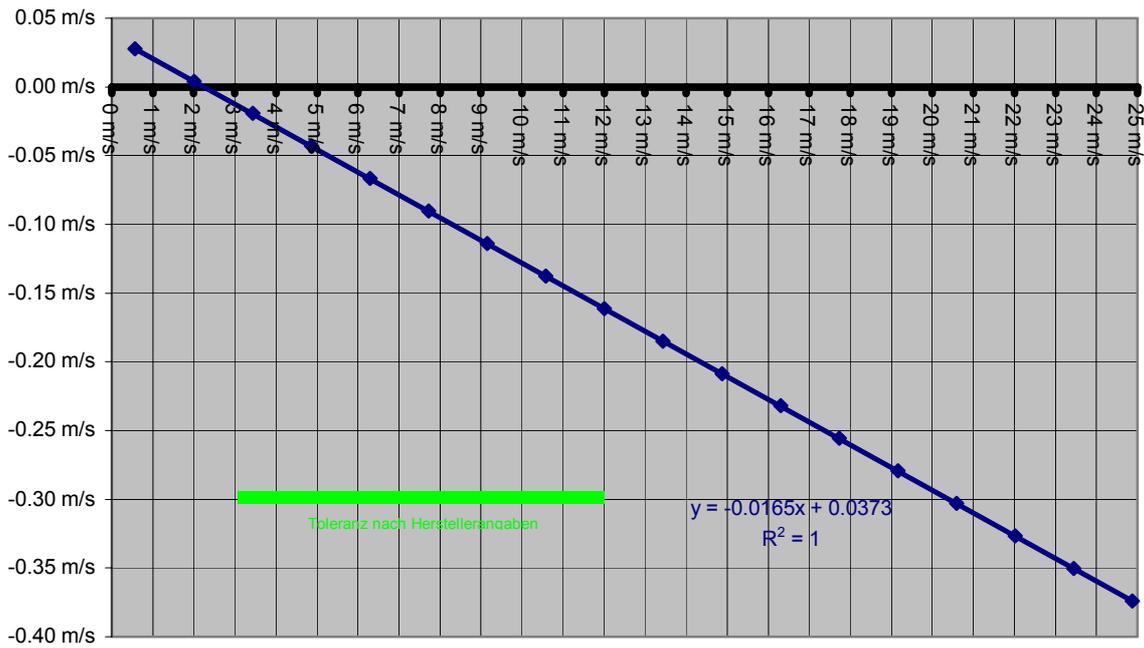


Diagramm 3 Absolute Abweichung A1

**Relative Abweichung A1
gegenüber den aufgezeichneten Werten**

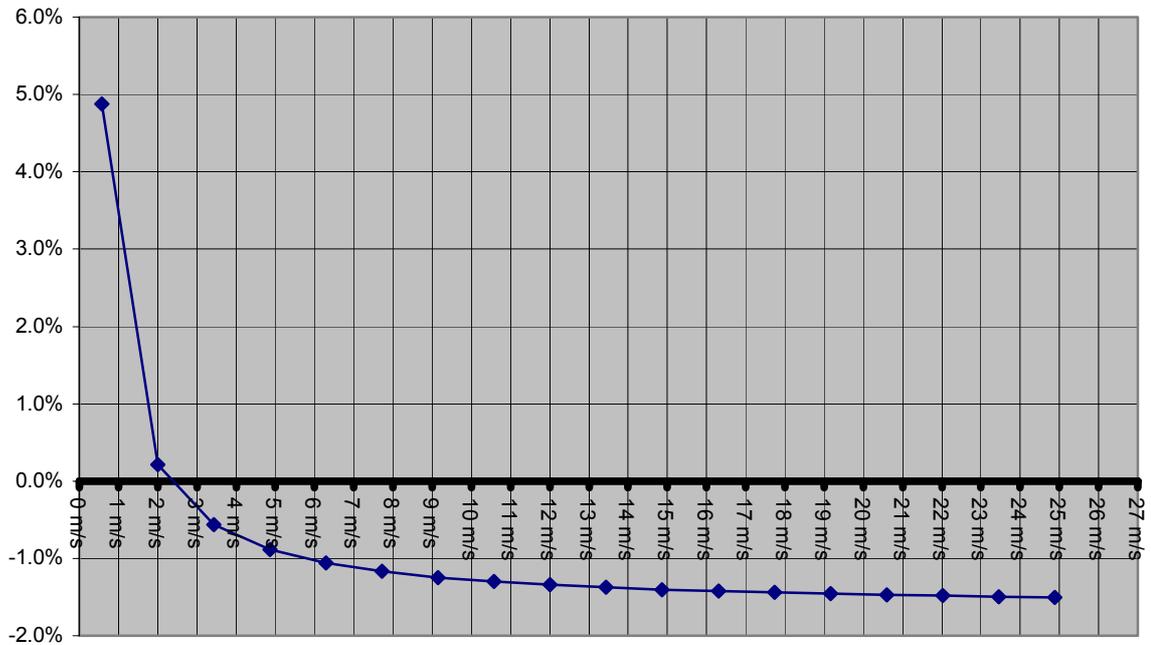


Diagramm 4 Relative Abweichung A1

Absolute Abweichungen A2
gegenüber den aufgezeichneten Werten

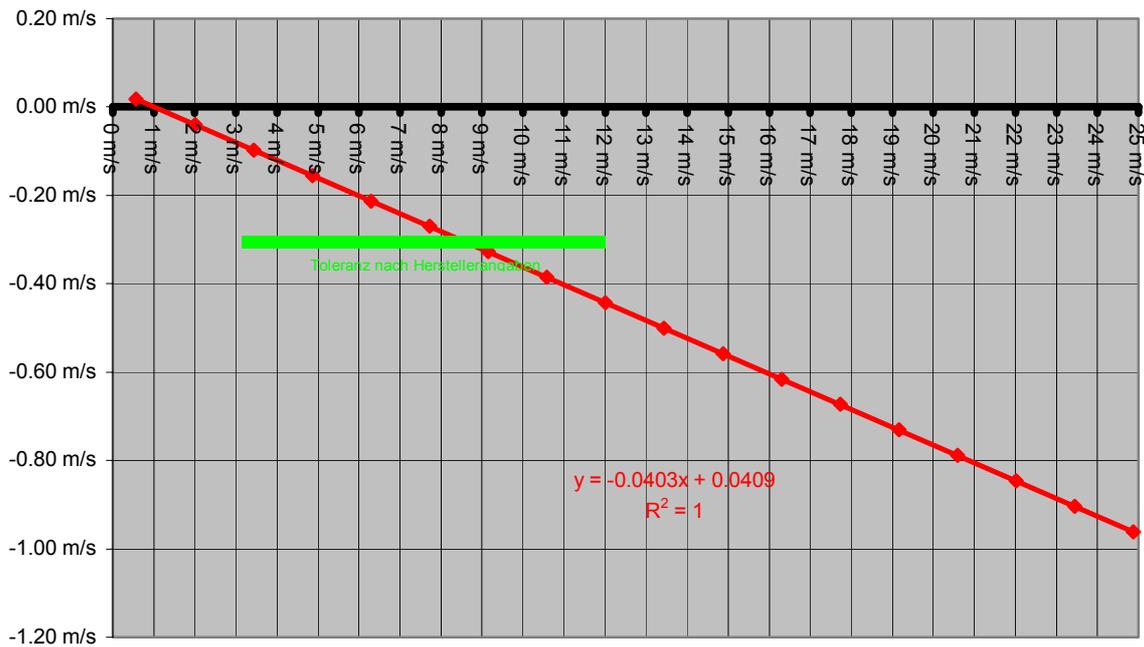


Diagramm 5 Absolute Abweichungen A2

Relative Abweichungen A2
gegenüber den aufgezeichneten Werten

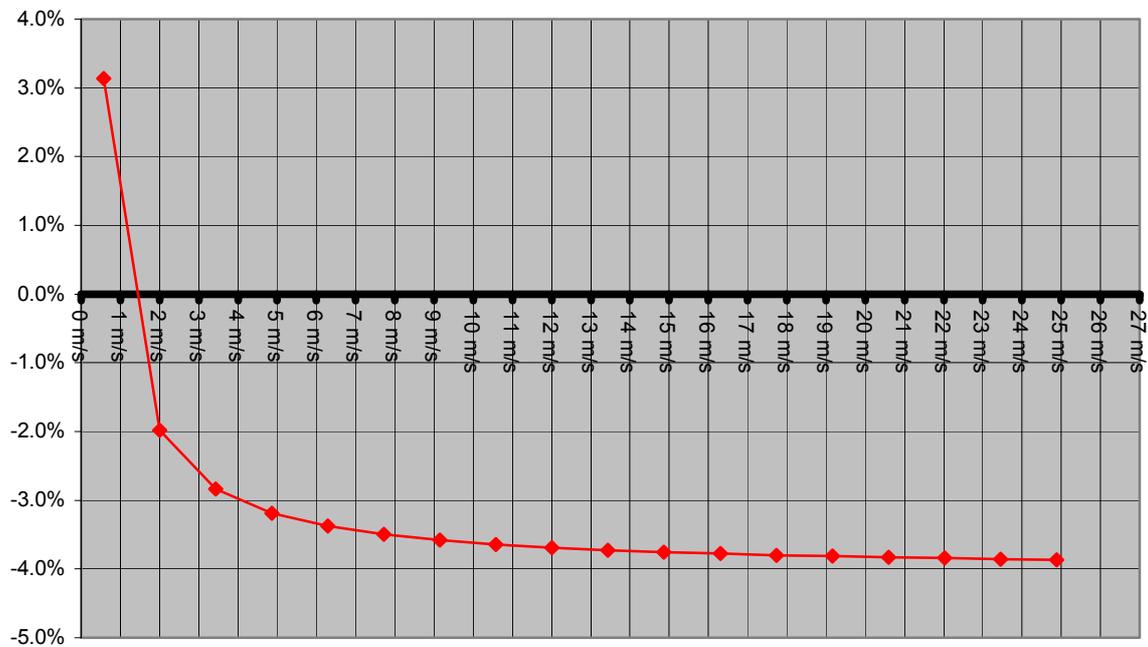


Diagramm 6 Relative Abweichungen A2

Tabellen

Tabelle 12 Messdaten

Windkanal:	Sekunden:	Messung:	Anzahl Impulse:		Frequenz:		Geschwindigkeit		Abweichungen nach der Kalibration:	
			Referenz-Anemometer: Aneo1 A1:	Test-Anemometer: Schoder A1 A2:	Referenz-Anemometer: Aneo1 A1:	Test-Anemometer: Schoder A1 A2:	Referenz-Anemometer: Aneo1 A1:	Test-Anemometer: Schoder A1 A2:		absolut
2.5 Hz	60	1	114	132	1.90 Hz	2.20 Hz	1.22 m/s	2.14 m/s	0.92 m/s	75.51%
5.0 Hz	60	2	251	142	4.18 Hz	2.37 Hz	2.22 m/s	2.26 m/s	0.04 m/s	2.01%
10.0 Hz	60	3	551	316	9.18 Hz	5.27 Hz	4.40 m/s	4.37 m/s	-0.03 m/s	-0.75%
15.0 Hz	60	4	832	482	13.87 Hz	8.03 Hz	6.45 m/s	6.38 m/s	-0.07 m/s	-1.08%
20.0 Hz	60	5	1112	649	18.53 Hz	10.82 Hz	8.49 m/s	8.40 m/s	-0.09 m/s	-1.02%
25.0 Hz	60	6	1386	821	23.10 Hz	13.68 Hz	10.49 m/s	10.49 m/s	0.00 m/s	0.01%
30.0 Hz	60	7	1667	989	27.78 Hz	16.48 Hz	12.53 m/s	12.52 m/s	-0.01 m/s	-0.09%
35.0 Hz	60	8	1943	1161	32.38 Hz	19.35 Hz	14.54 m/s	14.61 m/s	0.06 m/s	0.43%
40.0 Hz	60	9	2244	1341	37.40 Hz	22.35 Hz	16.74 m/s	16.79 m/s	0.05 m/s	0.30%
45.0 Hz	60	10	2538	1511	42.30 Hz	25.18 Hz	18.88 m/s	18.85 m/s	-0.03 m/s	-0.17%
50.0 Hz	60	11	2796	1670	46.60 Hz	27.83 Hz	20.76 m/s	20.77 m/s	0.01 m/s	0.07%
50.0 Hz	60	12	2793	1664	46.55 Hz	27.73 Hz	20.74 m/s	20.70 m/s	-0.04 m/s	-0.18%
45.0 Hz	60	13	2521	1497	42.02 Hz	24.95 Hz	18.76 m/s	18.68 m/s	-0.08 m/s	-0.42%
40.0 Hz	60	14	2227	1327	37.12 Hz	22.12 Hz	16.61 m/s	16.62 m/s	0.00 m/s	0.02%
35.0 Hz	60	15	1935	1152	32.25 Hz	19.20 Hz	14.49 m/s	14.50 m/s	0.01 m/s	0.08%
30.0 Hz	60	16	1659	987	27.65 Hz	16.45 Hz	12.48 m/s	12.50 m/s	0.02 m/s	0.19%

25.0 Hz	60	17	1370	819	22.83 Hz	13.65 Hz	10.37 m/s	10.46 m/s	0.09 m/s	0.90%
20.0 Hz	60	18	1090	648	18.17 Hz	10.80 Hz	8.33 m/s	8.39 m/s	0.06 m/s	0.74%
15.0 Hz	60	19	818	483	13.63 Hz	8.05 Hz	6.35 m/s	6.39 m/s	0.04 m/s	0.70%
10.0 Hz	60	20	551	317	9.18 Hz	5.28 Hz	4.40 m/s	4.38 m/s	-0.02 m/s	-0.48%
5.0 Hz	60	21	248	144	4.13 Hz	2.40 Hz	2.20 m/s	2.29 m/s	0.09 m/s	4.13%
2.5 Hz	60	22	111	60	1.85 Hz	1.00 Hz	1.20 m/s	1.27 m/s	0.07 m/s	5.95%

Windrun: 0.4371 0.7268

Offset: 0.39 0.5431

Tabelle 13 Abweichungen und Ergebnisse

Frequenz	Standard	A1 Kalibriert				A2 Kalibriert			
		v	absolut	relativ	v	absolut	relativ		
0 Hz	0.57 m/s	0.54 m/s	0.03 m/s	4.88%	0.55 m/s	0.02 m/s	3.13%		
2 Hz	2.00 m/s	2.00 m/s	0.00 m/s	0.21%	2.04 m/s	-0.04 m/s	-1.98%		
4 Hz	3.43 m/s	3.45 m/s	-0.02 m/s	-0.57%	3.53 m/s	-0.10 m/s	-2.84%		
6 Hz	4.86 m/s	4.90 m/s	-0.04 m/s	-0.89%	5.02 m/s	-0.15 m/s	-3.19%		
8 Hz	6.29 m/s	6.36 m/s	-0.07 m/s	-1.06%	6.50 m/s	-0.21 m/s	-3.38%		
10 Hz	7.72 m/s	7.81 m/s	-0.09 m/s	-1.17%	7.99 m/s	-0.27 m/s	-3.50%		
12 Hz	9.15 m/s	9.26 m/s	-0.11 m/s	-1.24%	9.48 m/s	-0.33 m/s	-3.58%		
14 Hz	10.58 m/s	10.72 m/s	-0.14 m/s	-1.30%	10.97 m/s	-0.39 m/s	-3.64%		
16 Hz	12.01 m/s	12.17 m/s	-0.16 m/s	-1.34%	12.45 m/s	-0.44 m/s	-3.69%		
18 Hz	13.44 m/s	13.63 m/s	-0.18 m/s	-1.38%	13.94 m/s	-0.50 m/s	-3.72%		

20 Hz	14.87 m/s	15.08 m/s	-0.21 m/s	-1.40%	15.43 m/s	-0.56 m/s	-3.75%
22 Hz	16.30 m/s	16.53 m/s	-0.23 m/s	-1.42%	16.92 m/s	-0.62 m/s	-3.78%
24 Hz	17.73 m/s	17.99 m/s	-0.26 m/s	-1.44%	18.40 m/s	-0.67 m/s	-3.80%
26 Hz	19.16 m/s	19.44 m/s	-0.28 m/s	-1.46%	19.89 m/s	-0.73 m/s	-3.81%
28 Hz	20.59 m/s	20.89 m/s	-0.30 m/s	-1.47%	21.38 m/s	-0.79 m/s	-3.83%
30 Hz	22.02 m/s	22.35 m/s	-0.33 m/s	-1.48%	22.87 m/s	-0.85 m/s	-3.84%
32 Hz	23.45 m/s	23.80 m/s	-0.35 m/s	-1.49%	24.35 m/s	-0.90 m/s	-3.85%
34 Hz	24.88 m/s	25.25 m/s	-0.37 m/s	-1.50%	25.84 m/s	-0.96 m/s	-3.86%
	Standard	A1 Kalibriert			A2 Kalibriert		
Windrun	0.715	0.7268	1.016526087		0.7438	1.04027972	
Offset	0.571	0.5431	-0.037302098		0.5531	-0.04089972	
	Ist-Werte:	Kalibrier-Werte:	Korrektur-Werte:		Kalibrier-Werte:	Korrektur-Werte:	

Schemas

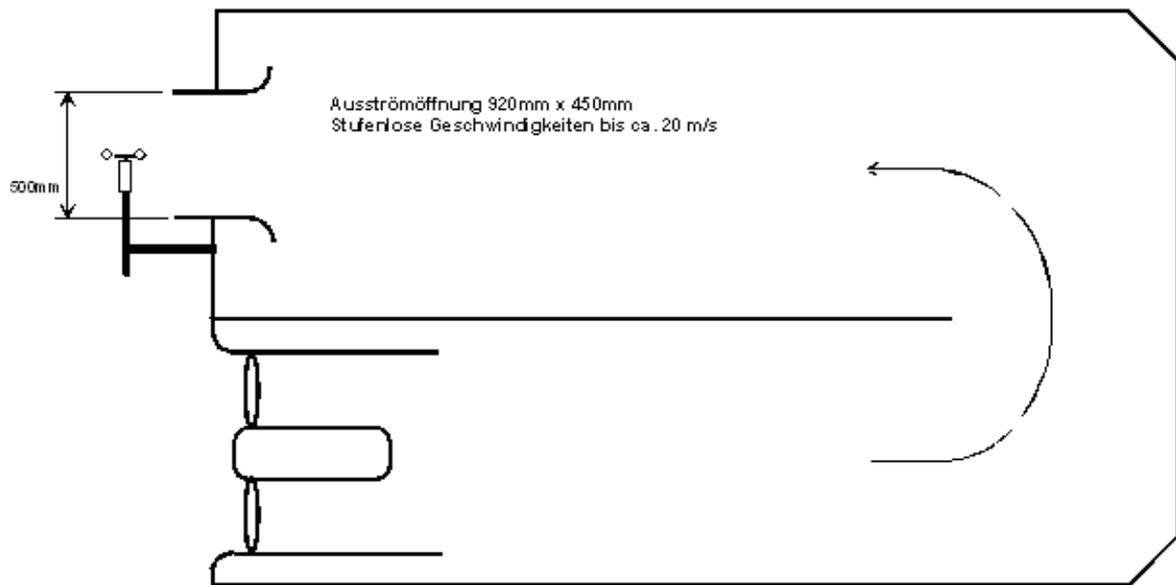


Abbildung 1 Schema Windkanal

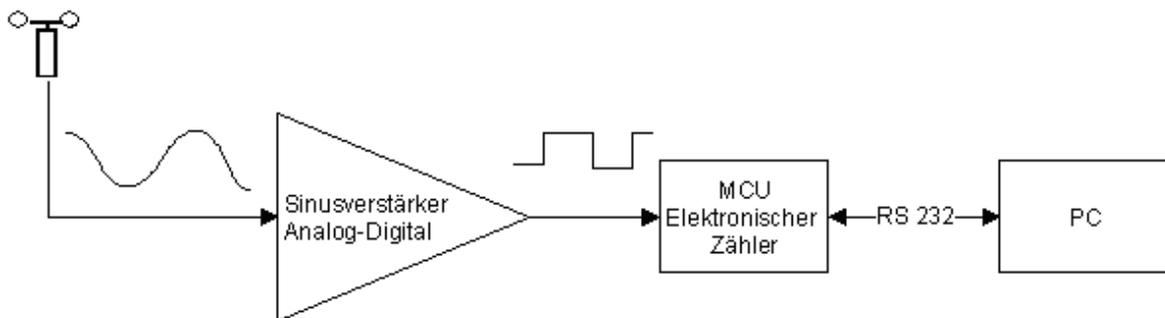


Abbildung 2 Schema Messstrecke

Bilder



Abbildung 3 Windkanal Ausströmöffnung



Abbildung 4 Windkanal Front