



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie BFE

STANDORTABKLÄRUNG WINDANLAGE LES BREULEUX

Schlussbericht

Ausgearbeitet durch

Andreas Appenzeller, ADEV

Postfach 550, 4410 Liestal, andreas.appenzeller@adev.ch

in Zusammenarbeit mit Meteotest, Bern

Impressum

Datum: 31. Januar 2007

Im Auftrag des Bundesamt für Energie, Forschungsprogramm

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen

Postadresse: CH-3003 Bern

Tel. +41 31 322 56 11, Fax +41 31 323 25 00

www.bfe.admin.ch

BFE-Projektleiter: Bereichsleiter, markus.geissmann@bfe.admin.ch

Projektnummer: 48'078

Bezugsort der Publikation: www.energieforschung.ch

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen ist ausschliesslich der Autor dieses Berichts verantwortlich.

Zusammenfassung

Am Standort Peu Girard, Les Breuleux wurde die Realisierung einer Windkraftanlage geprüft. Der Standort wurde in den neuen kantonalen Richtplan (Plan directeur) aufgenommen, der am 23. Mai 2006 vom jurassischen Parlament genehmigt worden war.

Das Windgutachten wurde auf der Grundlage einer einjährigen Windmessung auf einem 50m Mast und einer Sodarmessung erstellt. Die mittlere Windgeschwindigkeit beträgt 5.8 m/s auf 78m Höhe über Grund am möglichen Windstandort. Die Ertragsberechnung für eine Windanlage der Firma Enercon Typ E82 geht von 3'456 MWh pro Jahr aus.

Im Laufe der Standortabklärungen wurden die Möglichkeiten einer 2ten Windanlage am gleichen Standort geprüft. Die mittlere Windgeschwindigkeit beträgt hier 5.6 m/s auf 78m Höhe über Grund am möglichen Windstandort. Die Ertragsberechnung für eine zweite Windanlage der Firma Enercon Typ E82 geht von gut 3'061 MWh pro Jahr aus. Damit kann jährlich 6'500 MWh Windstrom produziert werden, oder 2'100 Haushalte mit Strom versorgt werden.

Die weiteren Schritte für die Projektrealisierung musste auf der Grundlage des neuen kantonalen Richtplanes erfolgen. Dazu wurde eine Nutzungsplanung durchgeführt, welche am 19. September 2006 erfolgreich abgeschlossen werden konnte. Auf dieser Grundlage kann nun ein Baugesuch eingereicht werden.

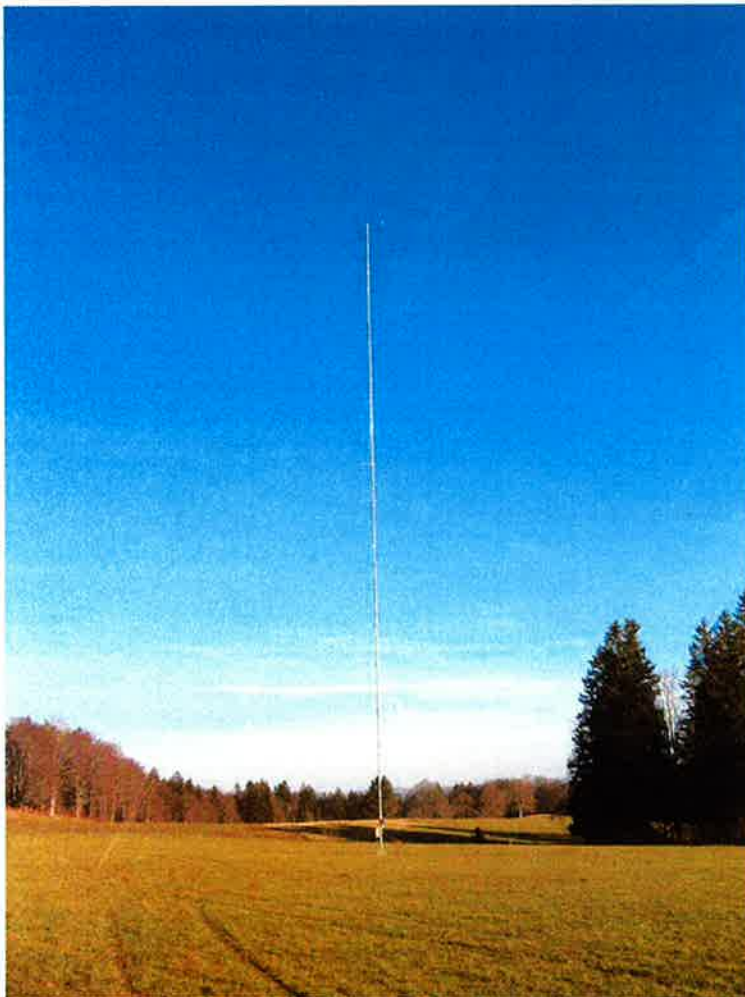


Bild: 50m Messmast am Standort Peu Girard



Bern, 17. November 2006

Windenergie-Projekt Les Breuleux, Kanton Jura

Windgutachten

Auftraggeber:
ADEV Energiegenossenschaft
Kasernenstrasse 63
Postfach 550
4410 Liestal

Bearbeitung:
René Cattin
Saskia Bourgeois

Zusammenfassung

Die ADEV Energiegenossenschaft plant am Standort Les Breuleux im Kanton Jura eine Windturbine zu installieren.

Dieses Windgutachten enthält eine Analyse der Windmessung mit einem 50 m Masten am Standort Peu Girard, eine Analyse der SODAR-Messungen an den Standorten Peu Girard und Le Peuchapatte, die Resultate der Windmodellierung mit WindSim sowie die Ertragsprognose für eine Enercon E-82 Windturbine mit einer Nabenhöhe von 78 m.

Folgende Tabelle fasst die Ertragsprognose zusammen:

Parameter	WEA 1
mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe [m/s]	5.8
Energieertrag brutto [MWh/a] Kapazitätsfaktor	3'973 22%
Verlust durch Parkeffekt	0.0%
Abschlag Verfügbarkeit	5.0%
Transformator-Verlust	3.0%
Energieertrag E_{P50} [MWh/a] Kapazitätsfaktor	3'655 20%
Energieertrag E_{P90} [MWh/a] Kapazitätsfaktor	2'919 16%

Inhaltsverzeichnis

1.	Beschreibung der Windmessungen	5
1.1.	Standortbeschreibung	5
1.2.	Messanordnung	9
1.3.	Messperioden	10
1.4.	Datenverfügbarkeit.....	11
1.4.1.	50-m-Mast.....	11
1.4.2.	SODAR	11
2.	Resultate Messmast.....	14
2.1.	Windgeschwindigkeit	14
2.2.	Windrose	16
2.3.	Extrapolation auf Nabenhöhe.....	17
3.	Langjährige Windverhältnisse	19
3.1.	Datengrundlage	19
3.2.	Korrelation von Meteo-Station und Mastmessung.....	20
3.3.	Langjähriger Abgleich der Mastmessung	20
4.	Windmodellierung	22
4.1.	Einleitung zur Modellierung.....	22
4.2.	Eingangsdaten.....	22
4.3.	Modellgrenzen und Randbedingungen.....	22
4.4.	Resultat der Windmodellierung	24
5.	Analyse der Unsicherheit	25
6.	Energieertrag	27
6.1.	Windturbinentypen.....	27
6.2.	Standorte der Windturbinen	27
6.3.	Luftdichte	27

6.4. Energieertrag	28
7. Risikoanalyse	29
Anhang A: Leistungskurve.....	30
Anhang B: Risikoanalyse pro Windturbine.....	31

1. Beschreibung der Windmessungen

1.1. Standortbeschreibung

Die Windmessungen bei Les Breuleux wurden von **METEOTEST** durchgeführt. Vom 6. Dezember 2004 bis am 25. April 2006 wurde mit einem 50-m-Mast nordöstlich des Hofes Peu Girard gemessen. Zudem wurden von **METEOTEST** an zwei Standorten SODAR Messungen durchgeführt: ein Standort direkt beim Messmast (Peu Girard), der andere etwa 2 km südöstlich davon (Le Peuchapatte). Abb. 1 zeigt die Standorte des Messmasts und der beiden SODAR, Tab. 1 die entsprechenden Koordinaten. Abb. 2 zeigt ein Foto des installierten Messmasts und des SODAR bei Peu Girard, Abb. 3 des SODAR bei Le Peuchapatte. Abb. 4 und Abb. 5 zeigen Panoramafotos von den SODAR-Standorten Peu Girard und Le Peuchapatte Richtung Westen und Osten.

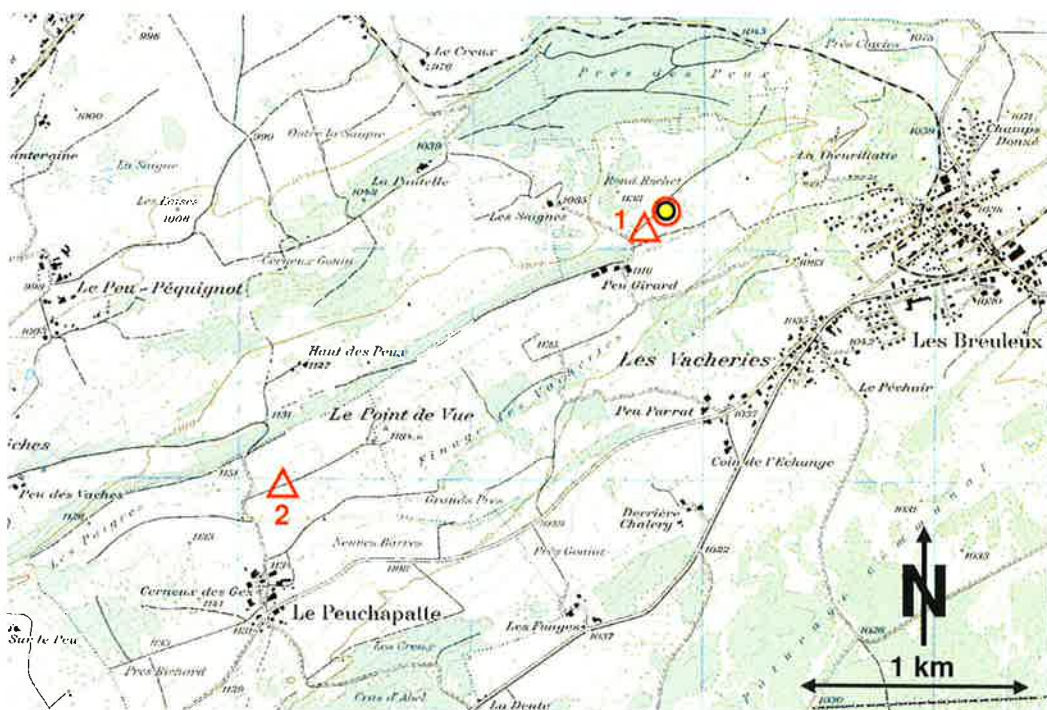


Abb. 1: Standort des Messmasts (roter Kreis) und der SODAR-Messungen (rote Dreiecke) sowie Position der Windturbine (gelber Punkt). (1:25'000, PK25 © swisstopo, DV 606.1).

Tab. 1: Koordinaten der Standorte der Windmessungen.

Standort	CH-Koordinaten	Höhe
50-m-Messmast	565'848 / 229'164	1'124 m.ü.M.
SODAR 1: Peu Girard	565'757 / 229'097	1'126 m.ü.M.
SODAR 2: Le Peuchapatte	564'212 / 227'988	1'140 m.ü.M.



Abb. 2: Der 50-m-Mast und das SODAR am Standort Peu Girard (Blickrichtung: Ost).



Abb. 3: Das SODAR am Standort Le Peuchapatte (Blickrichtung: West).

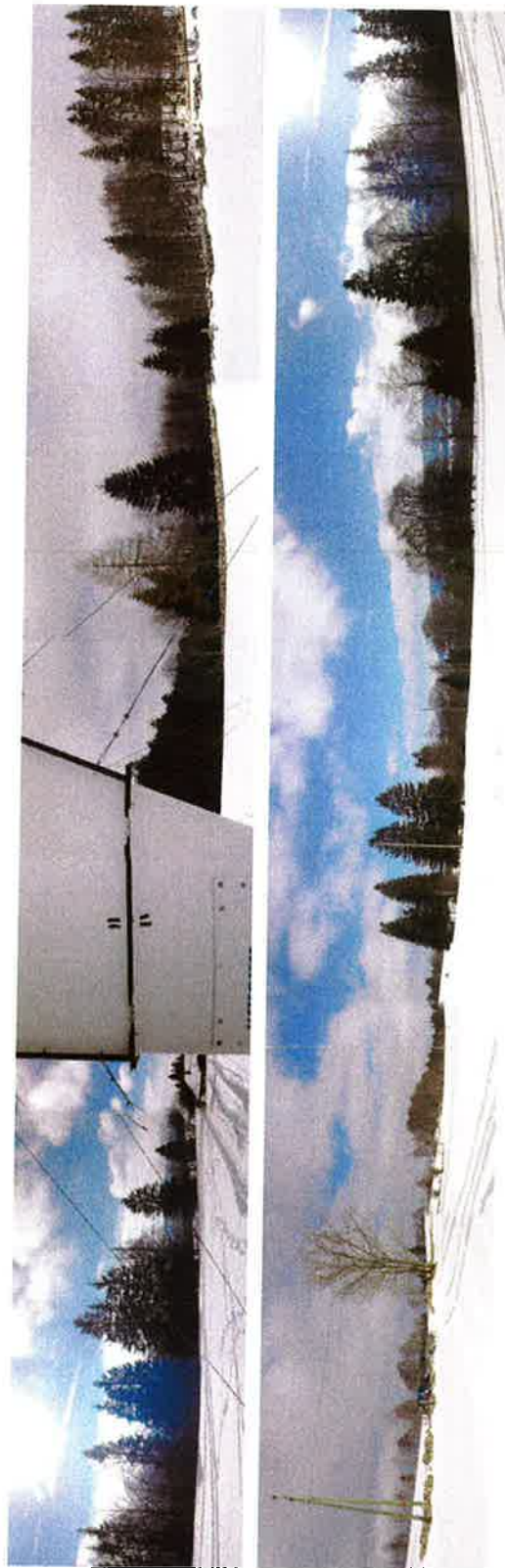


Abb. 4: Panoramafoto vom SODAR Standort Peu Girard Richtung Westen (links) und Osten (rechts).



Abb. 5: Panoramafoto vom SODAR Standort Le Peuchapatte Richtung Westen (links) und Osten (rechts).

1.2. Messanordnung

Tab. 2 zeigt die Konfiguration des 50-m-Messmasts, Tab. 3 die Konfiguration der beiden SODAR-Messungen.

Tab. 2: Konfiguration des 50-m-Messmasts.

Sensor	Parameter	Seriennummer	Messhöhe
Young Windmonitor	Windgeschwindigkeit und -richtung	19'363	49.4 m
NRG #40 Max	Windgeschwindigkeit	C062	49.0 m
NRG 200P	Windrichtung	G33	48.3 m
NRG #40 Max	Windgeschwindigkeit	C069	28.8 m
NRG #40 Max	Windgeschwindigkeit	C040	28.8 m
NRG #40 Max	Windgeschwindigkeit	C089	10.3 m
NRG #40 Max	Windgeschwindigkeit	C084	10.3 m
Rotronic 101MPA	Temperatur und Luftfeuchte	18355/001	ca. 2 m

Tab. 3: Konfiguration des Aerovironment mini SODAR 4000F an den Standorten Peu Girard und Le Peuchapatte.

Parameter	Wert
Minimale Messhöhe	20 m
Maximale Messhöhe	150 m
Vertikale Auflösung	10 m
Mittelungsintervall	10 min
Ausrichtung der Antenne Peu Girard	240°
Ausrichtung der Antenne Le Peuchapatte	147°

1.3. Messperioden

Tab. 4 zeigt das Messprotokoll der 50-m-Mastmessung, Tab. 5 und Tab. 6 zeigen die Protokolle der SODAR-Messungen.

Tab. 4: Messprotokoll der 50-m-Mastmessung.

Ereignis	Datum / Zeit (MEZ)
Beginn der 50-m-Mastmessung	6. Dezember 2004, 18:00
Beginn Datenausfall (Datenspeicher voll)	12. Januar 2005, 13:10
Ende Datenausfall (Datenspeicher voll)	4. Februar 2005, 15:10
Unregelmässige Ausfälle des Young Windmonitors	ab August 2005
Totalausfall der Windgeschwindigkeit Young Windmonitor	16. September 2005, 13:20
Beginn Datenausfall (Solarladeregler defekt)	25. Dezember 2005, 13:20
Ende Datenausfall (Solarladeregler defekt)	5. Januar 2006, 12:40
Ende der 50-m-Mastmessung	25. April 2006, 09:30

Tab. 5: Messprotokoll der SODAR-Messung am Standort Peu Girard.

Ereignis	Datum / Zeit (MEZ)
Start der SODAR-Messung	5. Januar 2005, 12:00
Stromausfall, SODAR startet danach nicht selbst	10. Januar 2005, 19:00
Manueller Neustart des SODAR	11. Januar 2005, 16:30
Stromausfall, SODAR startet danach nicht selbst	15. März 2005, 17:20
Manueller Neustart des SODAR	16. März 2005, 09:10
Ende der SODAR-Messung	13. April 2005, 24:00

Tab. 6: Messprotokoll der SODAR-Messung am Standort Le Peuchapatte.

Ereignis	Datum / Zeit (MEZ)
Start der SODAR-Messung	13. Januar 2005, 11:00
Stromausfall, SODAR startet danach nicht selbst	18. Februar 2005, 08:50
Manueller Neustart des SODAR	20. Februar 2005, 14:20
Ende der SODAR-Messung	6. April 2005, 14:10

1.4. Datenverfügbarkeit

1.4.1. 50-m-Mast

Für die Auswertung standen 10-Minuten-Mittelwerte vom 6. Dezember 2004 bis 25. April 2006 zu Verfügung. Als Referenzdatenreihe wurde die Zeitreihe des NRG #40 Max Anemometers auf 50 m ausgewählt da der Young Windmonitor auf 50 m ab August 2005 keine zuverlässigen Messwerte mehr lieferte.

Die Daten von Perioden mit Windgeschwindigkeiten unter 0.5 m/s bei einer Temperatur unter 0°C und einer Differenz zwischen Temperatur und Taupunkt kleiner als 2°C wurden wegen potentieller Verfälschung durch Vereisung für die weitere Auswertung verworfen. Dadurch wurden 9.5% der Daten des NRG #40 Max Anemometers auf 50 m verworfen.

Datenlücken in der Zeitreihe des NRG #40 Max Anemometers auf 50 m wurden, falls vorhanden, mit Werte des Young Windmonitor auf 50 m oder mit den auf 50 m hochgerechneten Werten des NRG #40 Max Anemometers auf 30 m gefüllt.

Nach der Datenbereinigung resultierte eine Datenverfügbarkeit von 84.7% über den gesamten Zeitraum.

1.4.2. SODAR

Eine SODAR-Messung ergibt keine lückenlosen Zeitreihen, da Faktoren wie Umgebungsgeräusche, Wolken, atmosphärische Stabilität oder Niederschlag zu Datenausfällen führen können. Diese Einflüsse wurden aus den gemessenen Daten anhand von Parametern wie Umgebungsrauschen oder Signal-Rausch-Verhältnis herausgefiltert.

Abb. 6 zeigt die Zeitreihe der Datenverfügbarkeit, Abb. 7 die verfügbare Datenmenge pro Messniveau nach Bereinigung der Messdaten für die beiden SODAR-Messpunkte. Um die Anzahl der verfügbaren Profile für die Auswertung zu erhöhen, wurden die weiteren Analysen nur bis zu einer Höhe von 120 m über Grund durchgeführt.

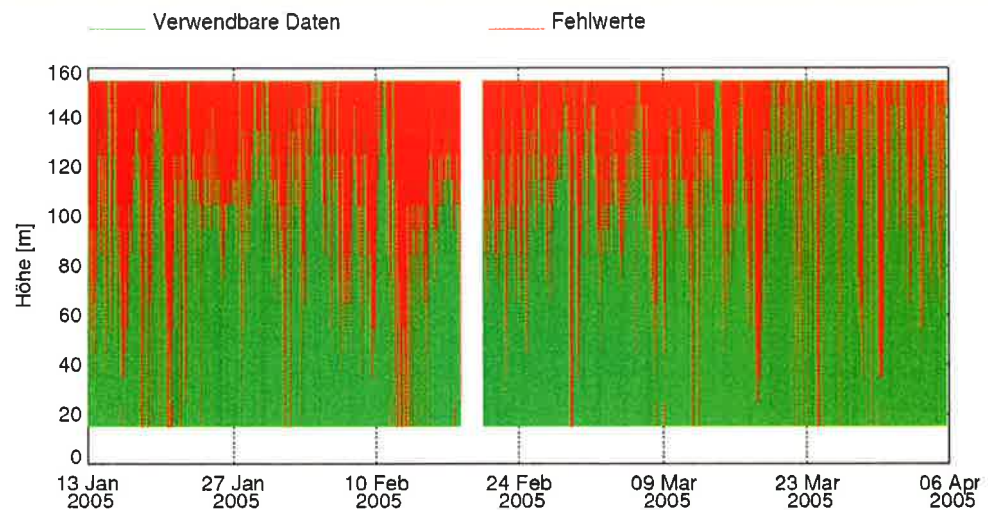
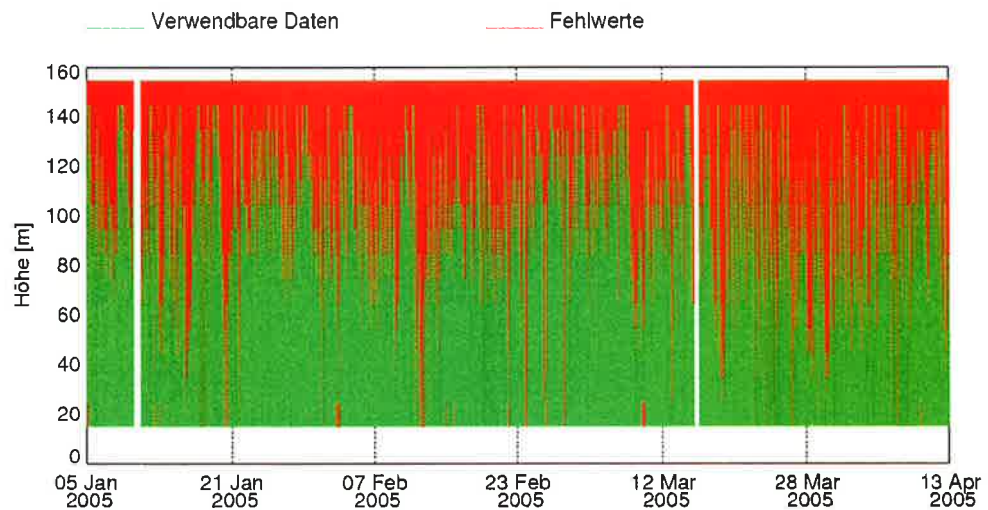


Abb. 6: Zeitreihe der Datenverfügbarkeit der SODAR-Messungen an den Standorten Peugirard (oben) und Le Peuchapatte (unten). Während der weiss markierten Perioden war die Messung unterbrochen.

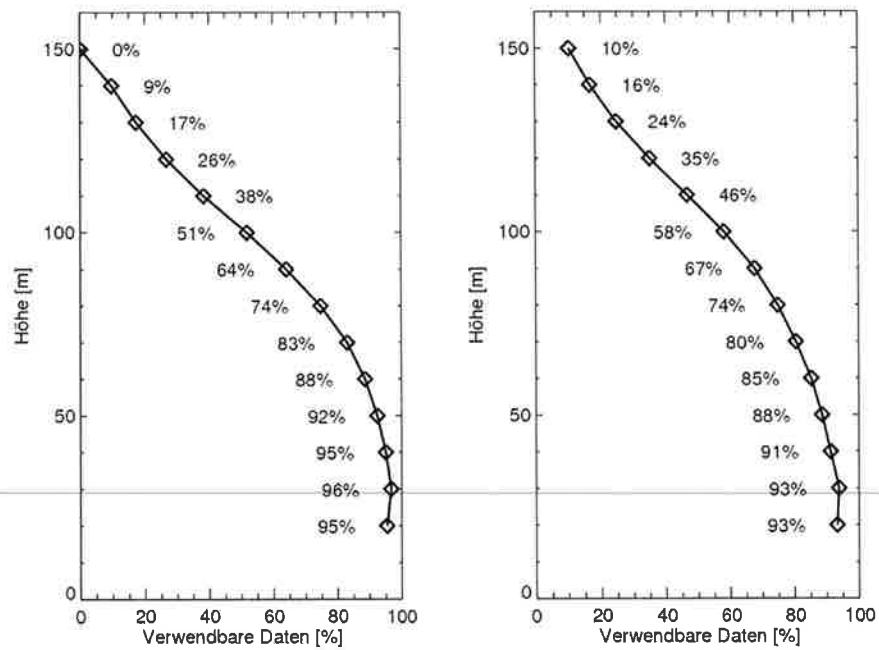


Abb. 7: Die verfügbare Datenmenge der SODAR-Messungen an den Standorten Peu Girard (links) und Le Peuchatte (rechts) pro Messniveau.

2. Resultate Messmast

2.1. Windgeschwindigkeit

Abb. 8 zeigt den Verlauf der Windgeschwindigkeit als gleitendes Tagesmittel auf 50, 30 und 10 m über Grund, gemessen am 50-m-Mast.

Abb. 9 zeigt die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit auf 50 m, gemessen am Messmast. Zusätzlich sind die Summenhäufigkeit und die approximierte Weibull-Verteilung eingezeichnet. Abb. 10 zeigt die Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeit und die monatliche 2-Sekunden-Böenspitze auf 50 m am Messmast. Der Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf 50 m über die gesamte Messkampagne liegt bei 4.6 m/s.

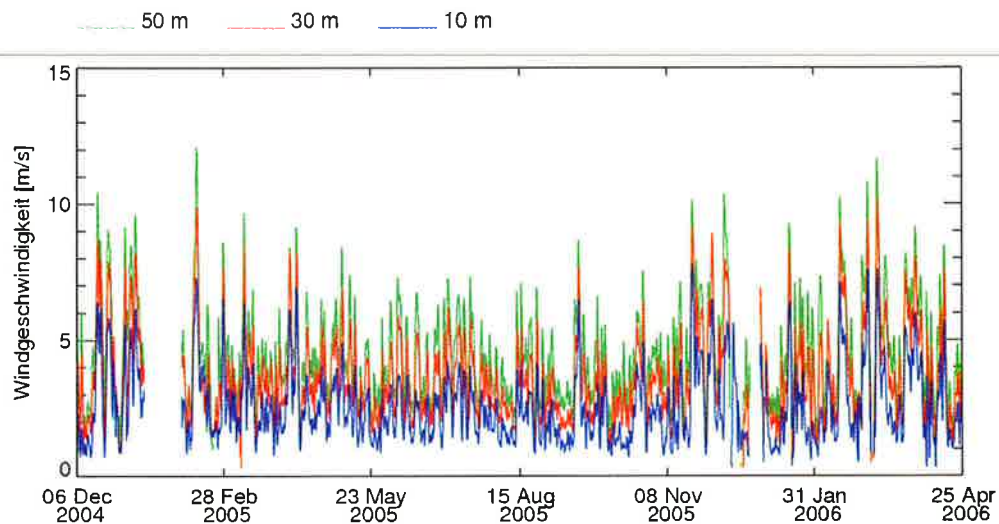


Abb. 8: Verlauf der Windgeschwindigkeit auf 50 m (Mastmessung) als gleitende Tagesmittelwerte.

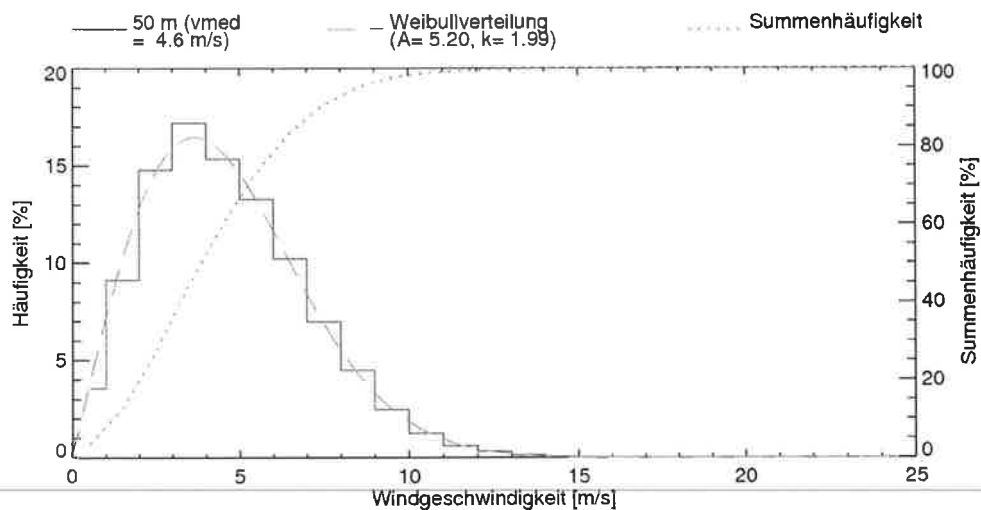


Abb. 9: Verteilung der Windgeschwindigkeit auf 50 m (Mastmessung) mit der entsprechenden Summenhäufigkeit und der approximierten Weibull-Verteilung.

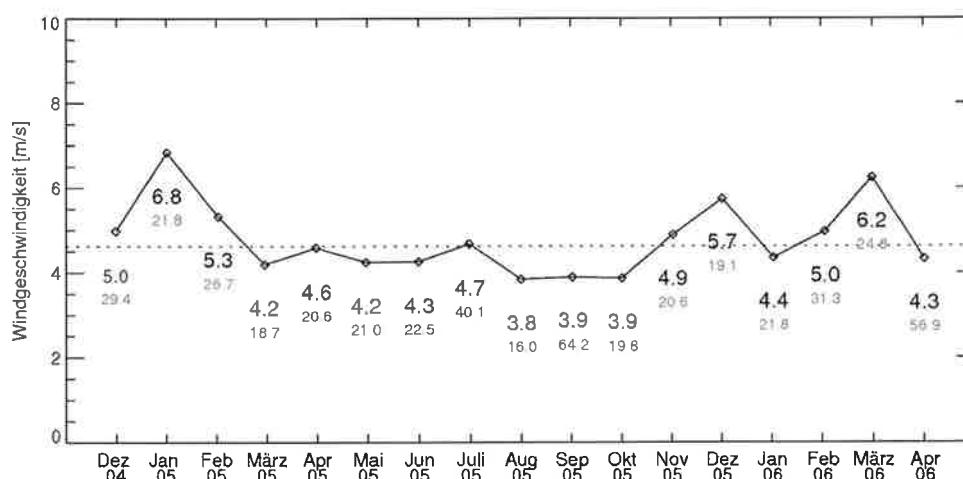


Abb. 10: Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeit auf 50 m (Mastmessung) in schwarz. In rot die monatliche 2-Sekunden-Böenspitze auf 50 m. Die gestrichelte Linie bezeichnet den Mittelwert der Windgeschwindigkeit der gesamten Messkampagne von 4.6 m/s.

2.2. Windrose

Abb. 11 zeigt die Windrose der 50-m-Mastmessung. Während der Messkampagne herrschte vorwiegend West- und Ostwind.

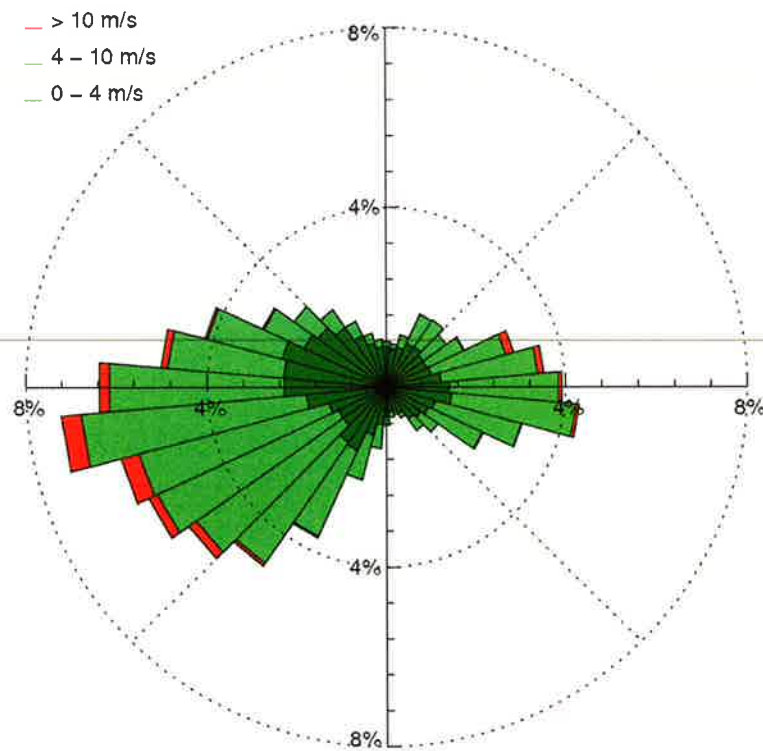


Abb. 11 Windrose auf 50 m (Mastmessung).

2.3. Extrapolation auf Nabenhöhe

Die Zeitreihe der Windgeschwindigkeit des Messmasts auf 50 m wurde mit Hilfe der normierten Vertikalprofile der SODAR-Messung Peu Girard (Abb. 12) bis auf 120 m über Grund extrapoliert. Dabei wurde für jeden Datenpunkt der Mastmessung das der Windrichtung entsprechende Profil verwendet.

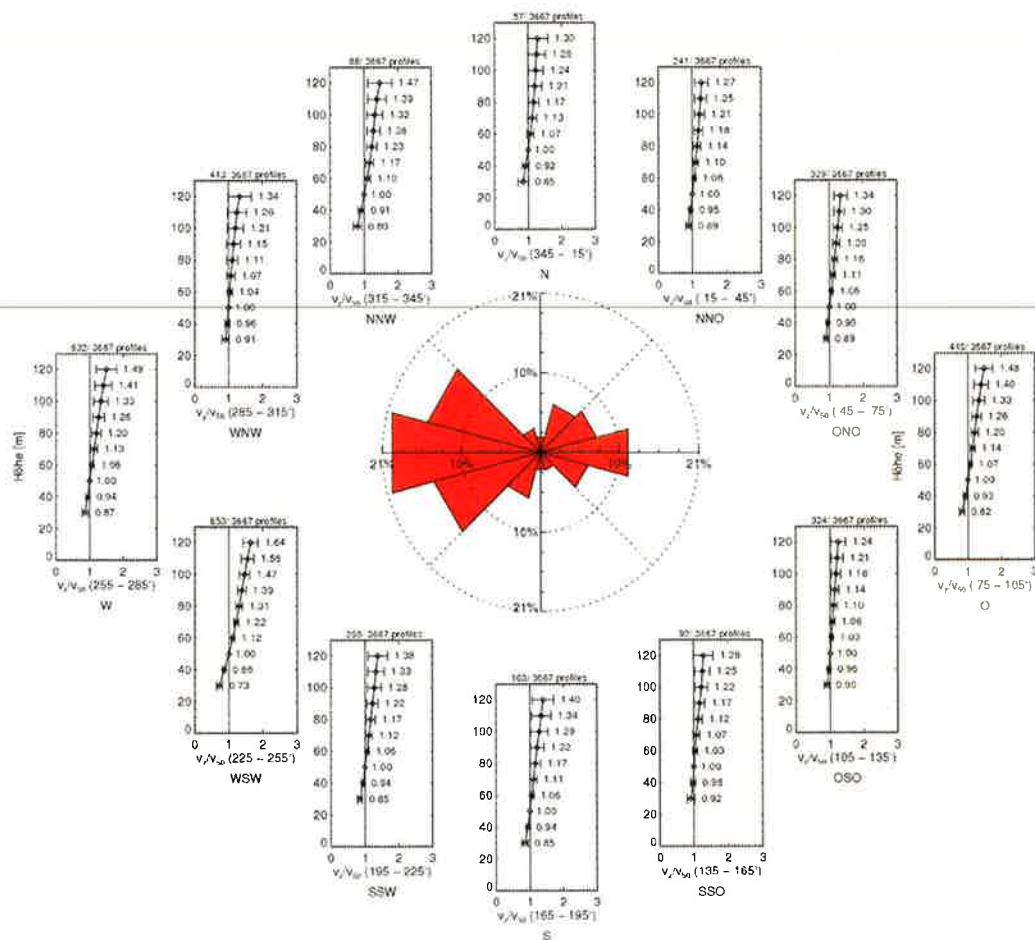


Abb. 12: Mittlere vertikale Profile der Windgeschwindigkeit am SODAR-Messpunkt Peu Girard in 30°-Windrichtungssektoren, normiert auf 50 m. Die Balken bezeichnen die Standardabweichung. Windrose: SODAR auf 50 m.

Abb. 13 zeigt die extrapolierten Mittelwerte der Windgeschwindigkeit und die entsprechenden Weibull-Parameter auf verschiedenen Höhen sowie den entsprechenden mittleren Fehler der Extrapolation am Standort des Messmasts.

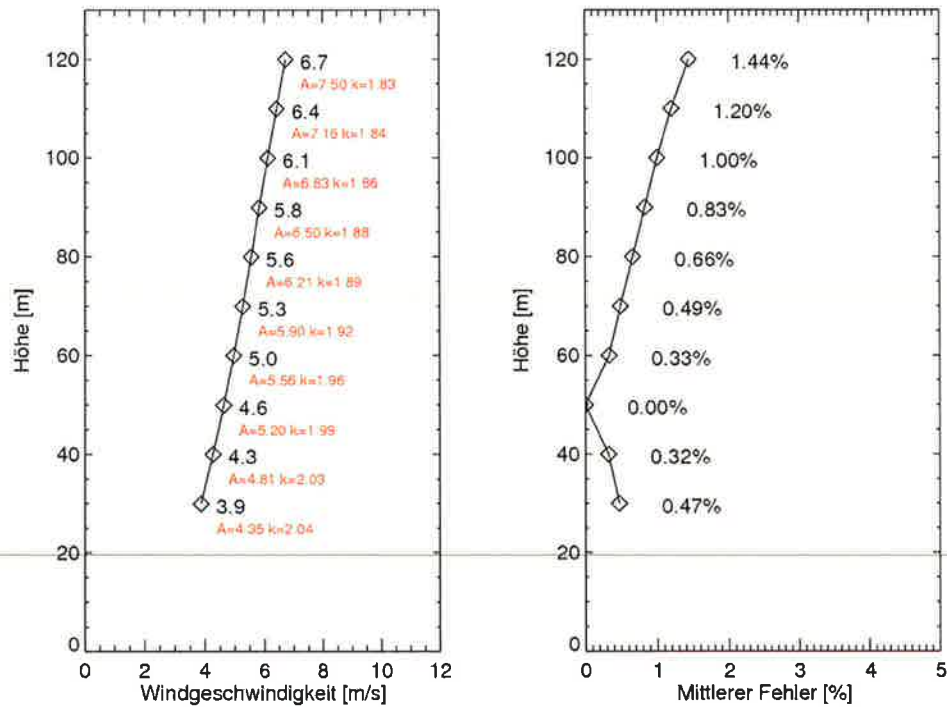


Abb. 13: Links: Vertikales Profil der mittleren Windgeschwindigkeit am Standort des Messmasts. Die entsprechenden Parameter der Weibull-Verteilung sind in rot angegeben. Rechts: Mittlerer Fehler der Extrapolation auf Nabhöhe.

3. Langjährige Windverhältnisse

3.1. Datengrundlage

Im Zwischenbericht vom 23. August 2005 wurden für die Abschätzung der langjährigen Windverhältnisse dieser Messdaten der A-Netz Station Chasseral verwendet. Eine eingehende Kontrolle der Daten zeigte, dass diese grosse Inkonsistenzen aufweisen. Abb. 14 zeigt den Verlauf der Windgeschwindigkeit am Chasseral von Januar 1999 bis Mai 2006. Es sind drei Perioden zu erkennen während welcher die Windgeschwindigkeiten selten unter ca. 2.5 m/s sinken (Bereiche A, B und C in Abb. 14). Dieser Fehler wurde durch eine ungenaue Kalibration des SIAP-Windmessers der MeteoSchweiz während dieser Perioden verursacht.

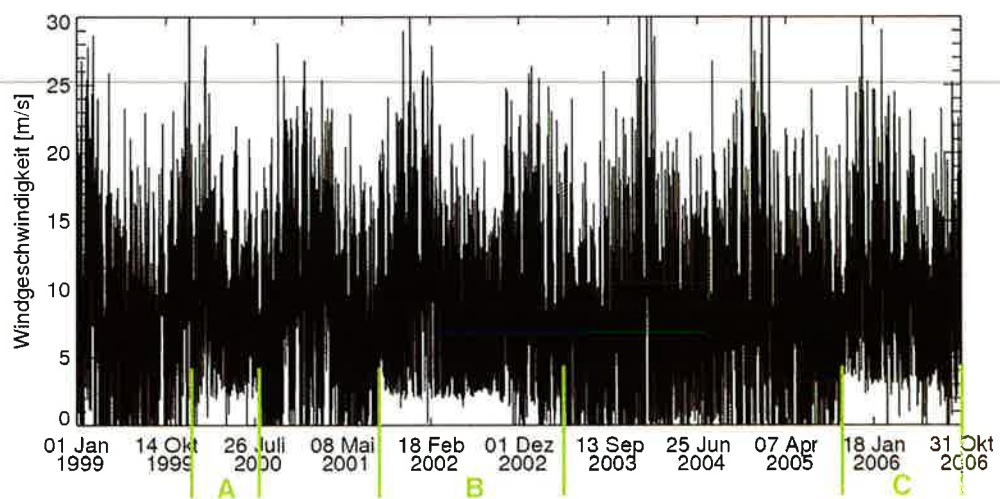


Abb. 14: Verlauf der Windgeschwindigkeit am Chasseral von Januar 1999 bis Oktober 2006.

Da ein grosser Teil der Messkampagne innerhalb eines fehlerbehafteten Bereichs liegt (Bereich C), wurden die Daten des Chasserals für die weitere Analyse verworfen. Stattdessen wurden die Daten der A-Netz Station Napf verwendet, welche keine derartigen Inkonsistenzen aufweisen (Daten von Januar 1999 bis Oktober 2006).

3.2. Korrelation von Meteo-Station und Mastmessung

Tab. 7 enthält die Koordinaten der A-Netz-Station Napf sowie den Korrelationskoeffizienten der Tagesmittelwerte mit der 50-m-Mastmessung Les Breuleux. Ein Korrelationskoeffizient von 0.7 auf die Tagesmittelwerte ist als gut einzustufen.

Tab. 7: Koordinaten der A-Netz-Station Napf.

Station	WMO-Nummer	CH-Koordinaten	Höhe	Korrelationskoeffizient
Napf	66390	638'138 / 206'075	1'406 m.ü.M.	0.7

3.3. Langjähriger Abgleich der Mastmessung

Abb. 15 zeigt die langjährigen Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeit sowie die Monatsmittelwerte der Messperiode der A-Netz Meteo-Station Napf. Zusätzlich sind die Monatsmittelwerte der 50-m-Mastmessung eingetragen. Vor allem während der Wintermonate der Messkampagne waren die Windgeschwindigkeiten auf dem Napf leicht tiefer als im langjährigen Durchschnitt. Der parallele Verlauf der Kurven von Meteo-Station Napf und 50-m-Messmast Les Breuleux bestätigt die gute Korrelation.

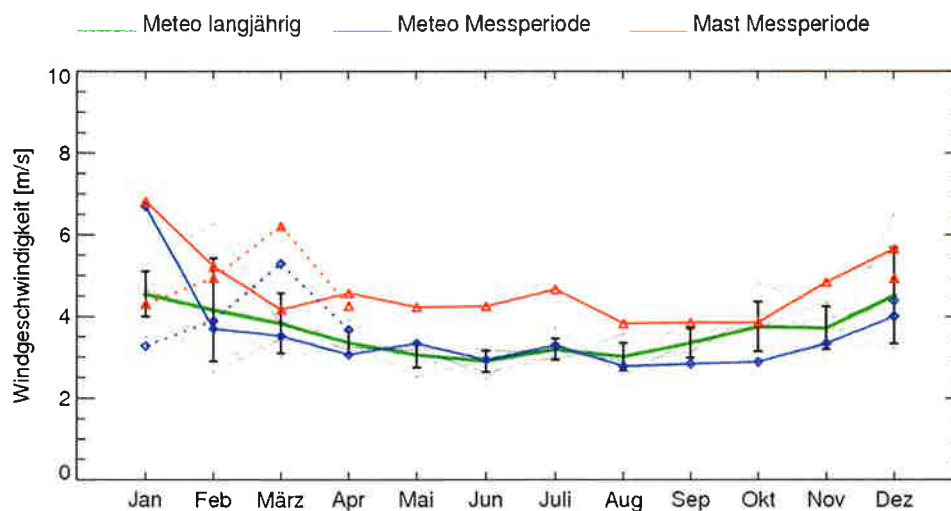


Abb. 15: Langjährige Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeit (1999 bis 2005, grün) und deren Standardabweichung (Balken) sowie die Monatsmittelwerte der Messperiode (blau) der A-Netz Station Napf. Die grauen Linien im Hintergrund bezeichnen die Monatsmittelwerte der einzelnen Messjahre. In rot sind die Monatsmittelwerte der 50-m-Mastmessung in Les Breuleux eingetragen.

Die Berechnung der Windstatistik wurde mit der Weibull-MCP Methode durchgeführt. Mit dieser Methode ist es möglich, die Unterschiede in der Windstatistik zwischen den langjährigen Verhältnissen und der Messperiode zu berücksichtigen und die langjährige Häufigkeitsverteilung für verschiedene Windrichtungen zu berechnen. Die resultierende langjährige Windstatistik ist in Abb. 16 dargestellt.

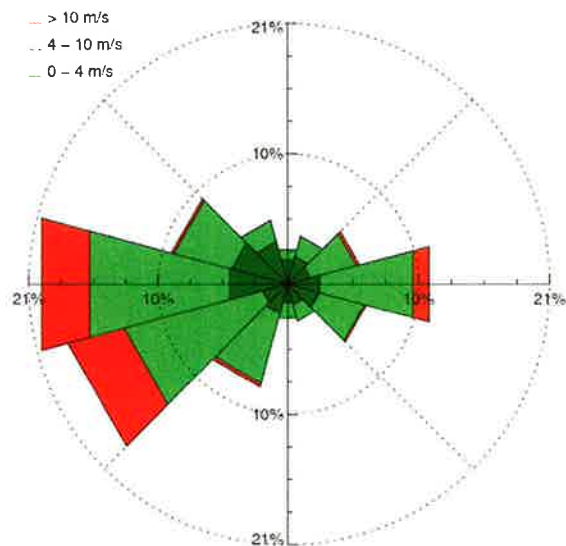
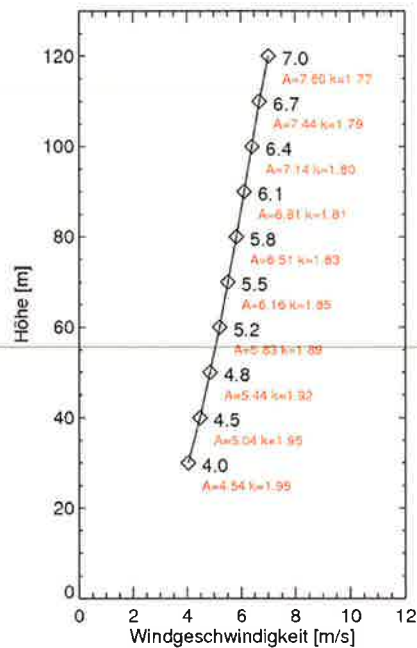


Abb. 16: Vertikales Profil und die entsprechenden Weibull-Parameter auf verschiedenen Höhen (oben) und Windrose (unten) der langjährigen Windstatistik in 80 m Höhe am Standort des Messmastes.

4. Windmodellierung

4.1. Einleitung zur Modellierung

Die Windbedingungen wurden für die Standorte der geplanten WEA mit dem Computational Fluid Dynamics (CFD) Modell WindSim¹ modelliert.

Die Modellierung erfolgte einem so genannten Nesting-Schritt, bei welchem die räumliche Ausdehnung verringert und die Auflösung des Modell-Gitternetzes erhöht wurde.

In jedem Schritt wurden für 12 verschiedene Windrichtungen (30°-Schritte) die dreidimensionalen Windfelder über das Modellgebiet berechnet, wobei die Resultate des vorgängigen Schritts als Anfangsbedingungen verwendet wurden.

Im Anschluss an den letzten Nesting-Schritt erfolgte die Gewichtung der Windfelder aus den 12 Sektoren mit der in Kapitel 3 ermittelten langjährigen Windstatistik. Damit wird für jeden Gitternetzpunkt der Modellierung eine langjährige Windstatistik berechnet, auf deren Grundlage die Ertragsprognose erfolgt.

4.2. Eingangsdaten

Ein digitales Geländemodell mit 25 m horizontaler Auflösung wurde verwendet (Quelle: DHM25 © swisstopo).

Ein Rauigkeitsmodell mit einer horizontalen Auflösung von 100 m wurde aus dem BN24 Bodennutzungs-Datensatz der Schweiz generiert (Quelle: BFS/GEOSTAT). Dabei wurden die Bodennutzungsklassen auf Basis der Angaben in der TA Luft² in Rauigkeitslängen umgerechnet.

Der Wald wurde nur über die Rauigkeitslänge einbezogen, da Modellrechnung mit dem Waldmodell von WindSim unplausible Resultate lieferten. Für eine zuverlässige Wiedergabe des Waldes fehlen zurzeit die nötigen Erfahrungswerte.

Die verwendete Windstatistik ist in Kapitel 3 beschrieben.

4.3. Modellgrenzen und Randbedingungen

Im Hauptmodell wurde am Modellrand ein logarithmisches vertikales Profil der Windgeschwindigkeit bis in 500 m über Grund und darüber eine konstante Windgeschwindigkeit von 10 m/s angenommen. Für das Nesting wurden die Randbedingungen vom Ausgangsmodell übernommen.

¹ Weitere Angaben finden sich unter <http://www.windsim.com>

² Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft, 2002, www.taluft.info, p. 200

Abb. 17 und Tab. 8 zeigen die Ausdehnung und die Auflösung des Ausgangsmodells und des darin eingebetteten Nestings mit dem gegen die Mitte feiner werden- den Modellraster.

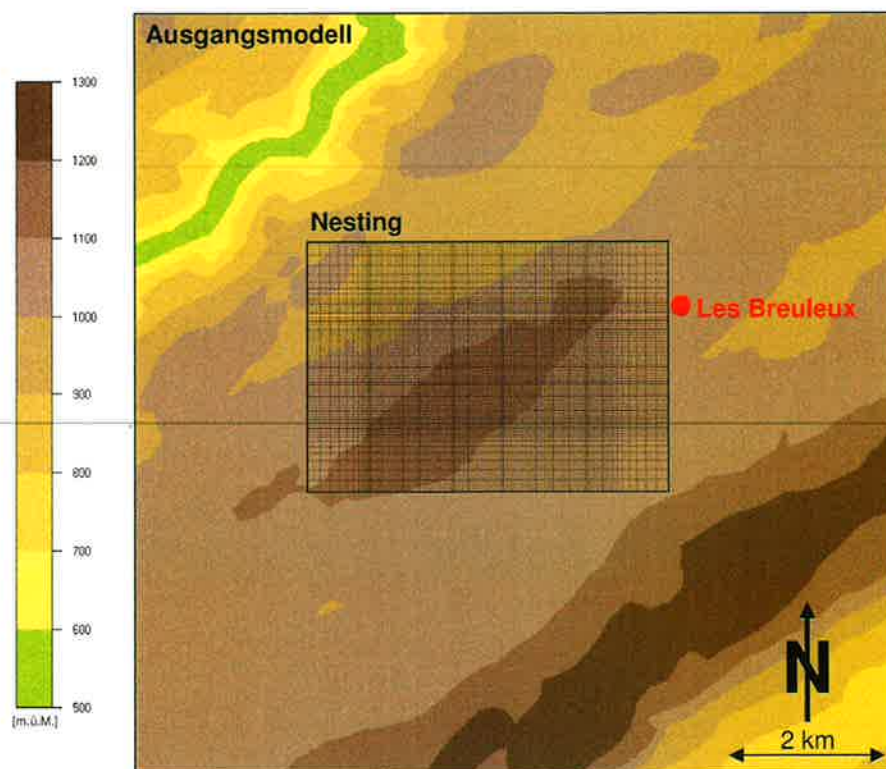


Abb. 17: Modellgrenzen des Ausgangsmodells und des Nestings. Im Hintergrund ist das digitale Geländemodell dargestellt.

Tab. 8: Ausdehnung und Auflösung der Modelle.

Modell	Ausdehnung	horizontale Zellengrösse	CH-Koordinaten
Ausgangsmodell	20 x 20 km	250 m	x: 560'000–570'000 y: 223'000–233'000
Nesting	4.75 x 3.25 km	variabel: 150–36 m	x: 562'250–567'000 y: 226'750–230'000

4.4. Resultat der Windmodellierung

Abb. 18 zeigt die Ressourcenkarte der mittleren Windgeschwindigkeit in einer Höhe von 80 m über Grund. Tab. 9 enthält die Parameter der berechneten Weibullverteilung am Anlagenstandort auf 80 m über Grund.

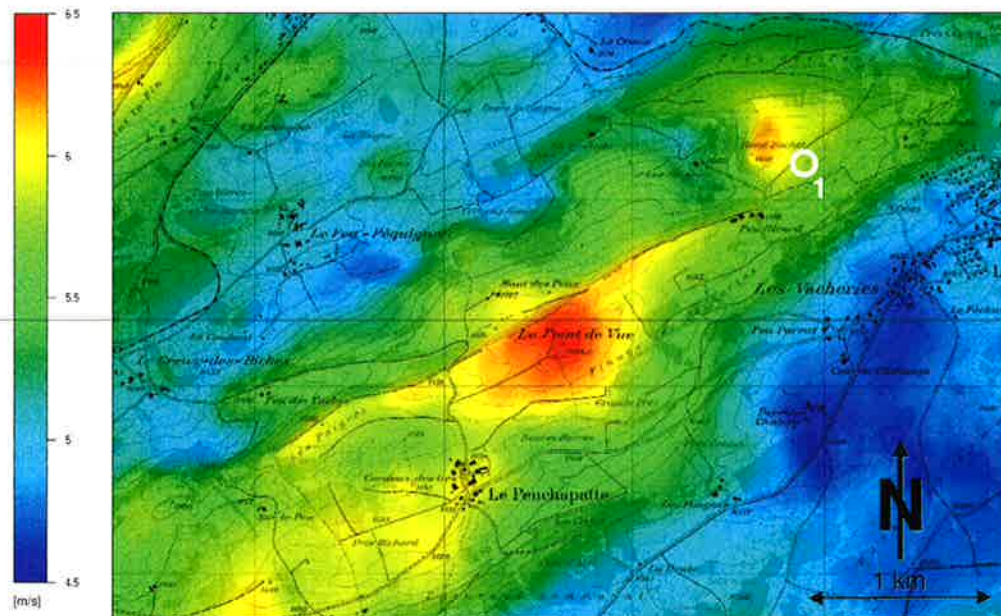


Abb. 18: Mittlere langjährige Windgeschwindigkeit 80 m über Grund. Hintergrundkarte 1:25'000 PK25 © 2003 swisstopo (DV606.1).

Tab. 9: Mittlere Windgeschwindigkeit und Weibull-Verteilung am Anlagestandort.

Parameter	WEA 1
Mittlere Windgeschw. [m/s]	5.8
Weibull-Parameter A [m/s]	6.51
Formparameter k [-]	1.83

5. Analyse der Unsicherheit

Die Unsicherheit der Ertragsprognose kann in folgende Komponenten aufgeteilt werden:

- A. **Messfehler Messmast:** Es wurde eine sorgfältige Prüfung der Messdaten durchgeführt. Die Unsicherheit der Windmessung wurde auf 5% bezüglich des Energieertrags festgelegt^{3,4}.
- B. **Messfehler SODAR:** Die Bestimmung der Vertikalprofile der Windgeschwindigkeit wurde mit normierten Profilen durchgeführt. Somit kann davon ausgegangen, dass sich systematische Messfehler der SODAR-Messung gegenseitig aufheben und nicht zur Unsicherheit der Ertragsprognose beitragen.
- C. **Extrapolation auf Nabenhöhe:** Für die Bildung der mittleren Vertikalprofile aus der SODAR-Messung lag eine ausreichend grosse Anzahl von gemessenen Profilen einer sorgfältig durchgeführten Messkampagne und ein dementsprechend niedriger mittlerer Fehler der Extrapolation vor (Abb. 13 rechts). Die Unsicherheit wurde auf den konservativen Wert von 3% bezüglich des Energieertrags festgelegt.
- D. **Langjährige Windverhältnisse:** Die Unsicherheit wurde mit einer statistischen Methode ermittelt⁵. Es resultierte eine Unsicherheit von 8% bezüglich des Energieertrags.
- E. **Topografischen Input-Daten:** Das verwendete Geländemodell war präzise. Die Rauigkeitsdaten wurden hingegen aus Bodennutzungsdaten abgeschätzt, was mit einer gewissen Unsicherheit verbunden ist. Für Windmodellierungen im komplexen Gelände wurde in früheren Studien eine Unsicherheit von 5% bezüglich des Energieertrags festgestellt⁶.
- F. **Windmodellierung mit WindSim:** Für die Modellierung wurde eine konservative Unsicherheit von 10% bezüglich des Energieertrags angenommen.
- G. **Leistungskurve:** Die Unsicherheit wird unter anderem dadurch verursacht, dass die Leistungskurve bei einer standortfremden Luftdichte und anderen Turbulenzwerten vermessen wurde. Es wird eine Unsicherheit von 5% bezüglich des Energieertrags angenommen^{3,4}.

Da diese Unsicherheitskomponenten voneinander unabhängig sind, kann die Gesamt-Unsicherheit gemäss folgender Formel berechnet werden:

³ Albers A., 2002, Uncertainty Analysis of Energy Yield Predictions as Basis for Risk Evaluation of Wind Farm Projects, DEWEK 2002 Tagungsband.

⁴ Strack M., 2002, Analysis of Uncertainties of Wind Farm Projects, DEWEK 2002 Tagungsband

⁵ Dr. Eicher+Pauli AG, 2005: Sicherheit von Windkraftanlagen in der Schweiz – Richtlinien und Standards

⁶ Mortensen et al., 1997: Influence of topographical input data on the accuracy of wind modeling in complex terrain.

$$\text{Gesamt-Unsicherheit} = \sqrt{A^2 + B^2 + C^2 + D^2 + E^2 + F^2 + G^2}$$

Die Resultate sind in Tab. 10 enthalten.

Tab. 10: Unsicherheit bezüglich des Energieertrags.

Komponente	Unsicherheit
A: Messfehler Messmast	5.0%
B: Messfehler SODAR	-
C: Extrapolation	3.0%
D: Langjährige Windverhältnisse	8.0%
E: Topografie	5.0%
F: WindSim-Modellierung	10.0%
E: Leistungskurve	5.0%
Gesamt-Unsicherheit s_{tot}	15.7%

6. Energieertrag

6.1. Windturbinentypen

Die Ertragsberechnung wurde für eine Enercon E-82 Windturbine mit einer installierten Leistung von 2'050 kW und einer Nabenhöhe von 78 m durchgeführt. Die Leistungskurve der WEA ist in Anhang A enthalten.

6.2. Standorte der Windturbinen

Tab. 11 enthält den Standort der geplanten Windturbine.

Tab. 11: Standorte der Enercon E-82 Windturbine.

WEA	CH-Koordinaten	Höhe Fusspunkt	Nabenhöhe
1	565'848 / 229'164	1'124 m.ü.M.	78 m

6.3. Luftdichte

Für die in Les Breuleux geplante WEA wurde eine Luftdichte von 1.097 kg/m³ gemäss folgender Formel berechnet⁷:

$$\rho = 1.247015 \cdot e^{-1.040754 \cdot 10^{-4} \cdot h}$$

wobei h : Nabenhöhe der WEA (1'202 m.ü.M.)

⁷ METEOTEST, 1999: Planung von Windenergieanlagen – Leitfaden für die Schweiz

6.4. Energieertrag

Tab. 12 enthält eine Zusammenfassung der Ertragsprognose.

Der **Energieertrag brutto** wurde durch die Verknüpfung der WindSim-Resultate mit der Leistungskurve der WEA (Anhang A) berechnet und entspricht dem Erwartungswert gemäss den verfügbaren Daten.

Zur Berechnung des **Energieertrags netto** E_{P50} wurden folgende Abschläge eingeführt:

- Es wird von einer Verfügbarkeit der WEA von 95% ausgegangen.
- Es wird ein Transformator-Verlust von 3% angenommen.

Ertragsausfälle durch Vereisung sind nicht berücksichtigt.

Der Energieertrag E_{P90} wurde mit einer Risikoanalyse gemäss Kapitel 7 (basierend auf der Analyse der Unsicherheit in Kapitel 5) berechnet und bezeichnet den Ertrag mit einer Überschreitungswahrscheinlichkeit von 90%, bzw. einem Risiko von 10% dass er im Mittel nicht erreicht wird.

Tab. 12: Zusammenfassung der Ertragsprognose.

Parameter	WEA 1
mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe [m/s]	5.8
Energieertrag brutto [MWh/a] Kapazitätsfaktor	3'973 22%
Verlust durch Parkeffekt	0.0%
Abschlag Verfügbarkeit	5.0%
Transformator-Verlust	3.0%
Energieertrag E_{P50} [MWh/a] Kapazitätsfaktor	3'655 20%
Energieertrag E_{P90} [MWh/a] Kapazitätsfaktor	2'919 16%

7. Risikoanalyse

Basierend auf der in Kapitel 5 berechneten Unsicherheit wurde eine Risikoanalyse des Energieertrags durchgeführt.

Näherungsweise darf davon ausgegangen werden, dass die Wahrscheinlichkeit, einen bestimmten Energieertrag zu erzielen, normalverteilt ist. Die ermittelte Ertragsprognose E_{P50} entspricht dem wahrscheinlichsten Ergebnis und die Gesamt-Unsicherheit s_{tot} der Schwankungsbreite des zu erwartenden Ergebnisses um das wahrscheinlichste Ergebnis im Sinne einer Standardabweichung. Der Ertrag lässt sich dann als Funktion seiner Überschreitungswahrscheinlichkeit angeben (Abb. 19). Ein für eine gewisse Planungssicherheit benötigter Abschlag im Energieertrag lässt sich so bestimmen⁸.

Die Abbildung in Anhang B zeigt für die Windturbine den Energieertrag in Funktion der Überschreitungswahrscheinlichkeit.

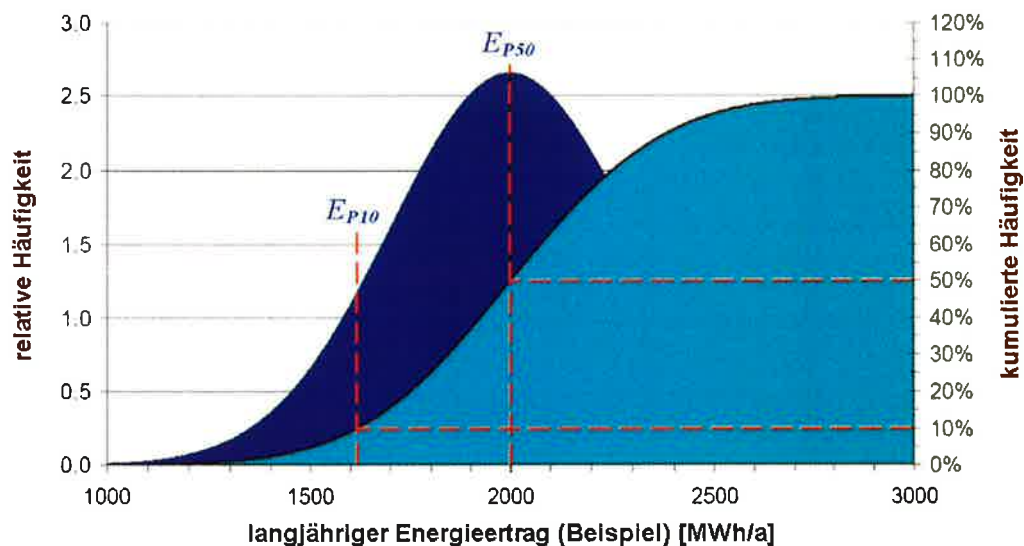


Abb. 19: Die Eintretens-Wahrscheinlichkeit als Funktion des Stromertrags: Die dunkelblaue Fläche zeigt die normalverteilte Wahrscheinlichkeit, einen gewissen Stromertrag zu erzielen; die hellblaue Fläche die kumulative Wahrscheinlichkeit, einen gewissen Stromertrag zu unterschreiten. In diesem Beispiel liegt der berechnete Stromertrag E_{P50} bei 2'000 MWh/a während der Ertrag E_{P90} mit einer Überschreitungswahrscheinlichkeit von 90% 1'620 MWh/a beträgt.

⁸ Dr. Eicher+Pauli AG, 2005: Sicherheit von Windkraftanlagen in der Schweiz – Richtlinien und Standards

Anhang A: Leistungskurve

Leistungskurve der Enercon E-82, 2'050 kW für Standardbedingungen (Temperatur: 15°C, Luftdruck: 1'013 mbar; Luftdichte: 1.225 kg/m³).

Windgeschwindigkeit [m/s]	Leistung [kW]
1	0
2	3
3	25
4	82
5	174
6	321
7	532
8	815
9	1'180
10	1'612
11	1'890
12	2'000
13	2'050
14	2'050
15	2'050
16	2'050
17	2'050
18	2'050
19	2'050
20	2'050
21	2'050
22	2'050
23	2'050
24	2'050
25	2'050

Anhang B: Risikoanalyse

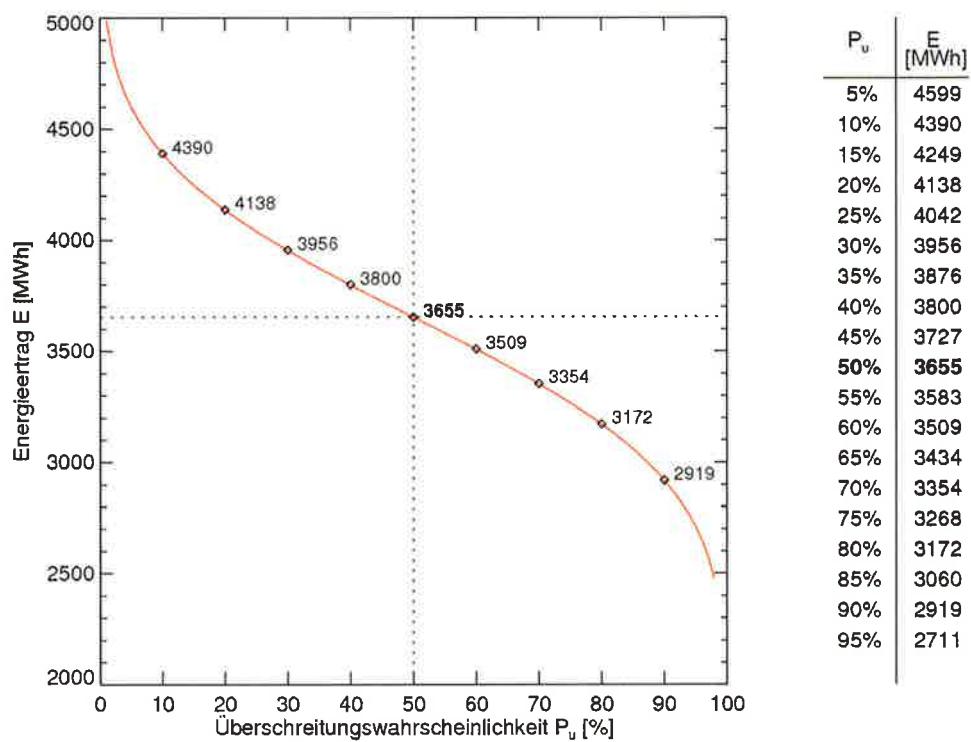


Abb. 20: WEA 1: Energieertrag in Funktion der Überschreitungswahrscheinlichkeit.

Bern, 19. Dezember 2006

Windenergie-Projekt Les Breuleux, Kanton Jura

Ertragsberechnung für zusätzliche Windturbine bei Peu Girard Nachtrag zu Windgutachten vom 17. November 2006

Auftraggeber:
ADEV Energiegenossenschaft
Kasernenstrasse 63
Postfach 550
4410 Liestal

Bearbeitung: René Cattin

Zusammenfassung

Die ADEV Energiegenossenschaft plant am Standort Les Breuleux im Kanton Jura eine Windturbine zu installieren.

Am 17. November 2006 erstellte **METEOTEST** ein Windgutachten für den Standort. Verhandlungen mit dem Landbesitzer auf Peu Girard haben mittlerweile ergeben, dass auf diesem Grundstück Platz für zwei Windturbinen statt nur einer, wie im Windgutachten vom 17. November (WEA 1) vorgesehen, vorhanden wäre.

Dieser Nachtrag enthält die Ertragsprognose für die bisherige WEA 1 und die zusätzlichen WEA 2 bei Peu Girard. Der Standort der WEA 2 wurde aus der 1:25000 Karte und einem von ADEV zu Verfügung gestellten 'plan cadastral provisoire' ermittelt. Er ist provisorisch und dient dazu, den Ertrag einer zusätzlichen WEA an diesem Standort abschätzen zu können. Für die genaue Positionierung der WEA ist ein Besuch vor Ort unumgänglich.

Der Parkeffekt wurde unter Einbezug der zusätzlichen WEA neu berechnet. Da sich WEA 1 und 2 für die Hauptwindrichtungen West und Ost gegenseitig abschatten und den für solche Situationen empfohlenen Mindestabstand von 5 bis 7 Rotor-durchmessern nicht einhalten¹, weist die WEA 1 einen verminderten Ertrag im Vergleich zum ursprünglichen Windgutachten vom 17. November 2006 auf.

Folgende Tabelle fasst die Ertragsprognosen für die WEA 1 und die zusätzliche WEA 2 zusammen:

Parameter	WEA 1	WEA 2
mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe [m/s]	5.8	5.6
Energieertrag brutto [MWh/a] Kapazitätsfaktor	3'973 22%	3'662 20%
Verlust durch Parkeffekt	5.0%	8.4%
Abschlag Verfügbarkeit	5.0%	5.0%
Transformator-Verlust	3.0%	3.0%
Energieertrag E_{P50} [MWh/a] Kapazitätsfaktor	3'457 19%	3'061 17%
Energieertrag E_{P90} [MWh/a] Kapazitätsfaktor	2'761 15%	2'445 14%

¹ <http://www.windpower.org/en/tour/wres/park.htm>

1. Standortbeschreibung

Abb. 1 zeigt die Standorte der WEA 1 und 2, Tab. 1 die Koordinaten und die Distanz zwischen den beiden Anlagen. Der Standort der WEA 2 wurde aus der 1:25'000 Karte und einem von ADEV zu Verfügung gestellten 'plan cadastral provisoire' ermittelt. Sie ist provisorisch und dient nur dazu, den Ertrag einer zusätzlichen WEA abschätzen zu können. Für die genaue Positionierung der WEA 2 ist ein Besuch vor Ort unumgänglich.

Bei der Positionierung der WEA 2 wurde davon ausgegangen, dass das Gebäude 468 im 'plan cadastral provisoire' (ca. 50 m nördlich der WEA 2) unbewohnt ist.

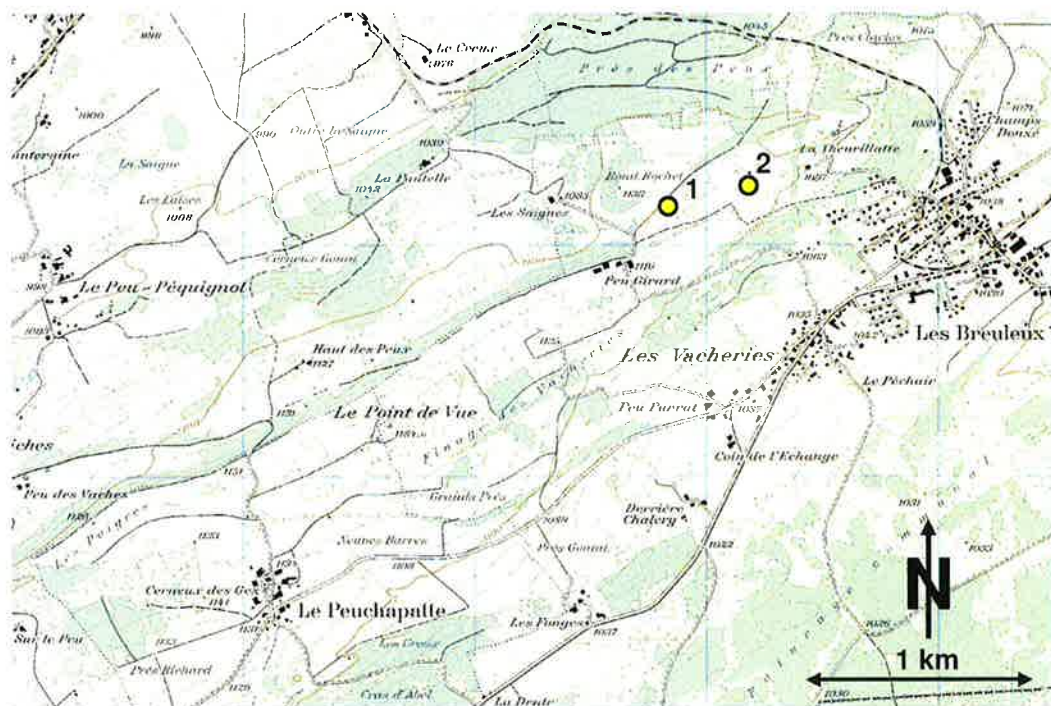


Abb. 1: Provisorische Windpark-Konfiguration (1:25'000, PK25 © swisstopo, DV 606.1).

Tab. 1: Standort der bisherigen WEA 1 und der zusätzlichen WEA 2.

WEA	CH-Koordinaten	Höhe Fusspunkt	Distanz zur nächsten WEA	Nabenhöhe
1	565'848 / 229'164	1'124 m.ü.M.	361 m	78 m
2	566'200 / 229'245	1'111 m.ü.M.	361 m	78 m

2. Energieertrag

Die Ertragsberechnungen wurden für Enercon E-82 Windturbinen mit einer installierten Leistung von 2'050 kW und einer Nabenhöhe von 78 m durchgeführt.

Tabelle 2 enthält die neu berechneten Energieerträge für die WEA 1 und die zusätzliche WEA 2 auf Basis der im Windgutachten vom 17. November 2006 erarbeiteten Grundlagen.

Der Parkeffekt wurde unter Einbezug der zusätzlichen WEA neu berechnet. Da sich WEA 1 und 2 für die Hauptwindrichtungen West und Ost gegenseitig abschatten und den für solche Situationen empfohlenen Mindestabstand von 5 bis 7 Rotordurchmessern nicht einhalten², weist die WEA 1 einen verminderten Ertrag im Vergleich zum ursprünglichen Windgutachten vom 17. November 2006 auf.

Tab. 2: Zusammenfassung der Ertragsprognose für die WEA 1 und die zusätzliche WEA 2.

Parameter	WEA 1	WEA 2
mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe [m/s]	5.8	5.6
Energieertrag brutto [MWh/a] Kapazitätsfaktor	3'973 22%	3'662 20%
Verlust durch Parkeffekt	5.0%	8.4%
Abschlag Verfügbarkeit	5.0%	5.0%
Transformator-Verlust	3.0%	3.0%
Energieertrag E_{P50} [MWh/a] Kapazitätsfaktor	3'456 19%	3'061 17%
Energieertrag E_{P90} [MWh/a] Kapazitätsfaktor	2'761 15%	2'445 14%

² <http://www.windpower.org/en/tour/wres/park.htm>

3. Risikoanalyse

Die Abbildungen 2 und 3 zeigen für die Windturbinen WEA 1 und 2 den neu berechneten Energieertrag in Funktion der Überschreitungswahrscheinlichkeit.

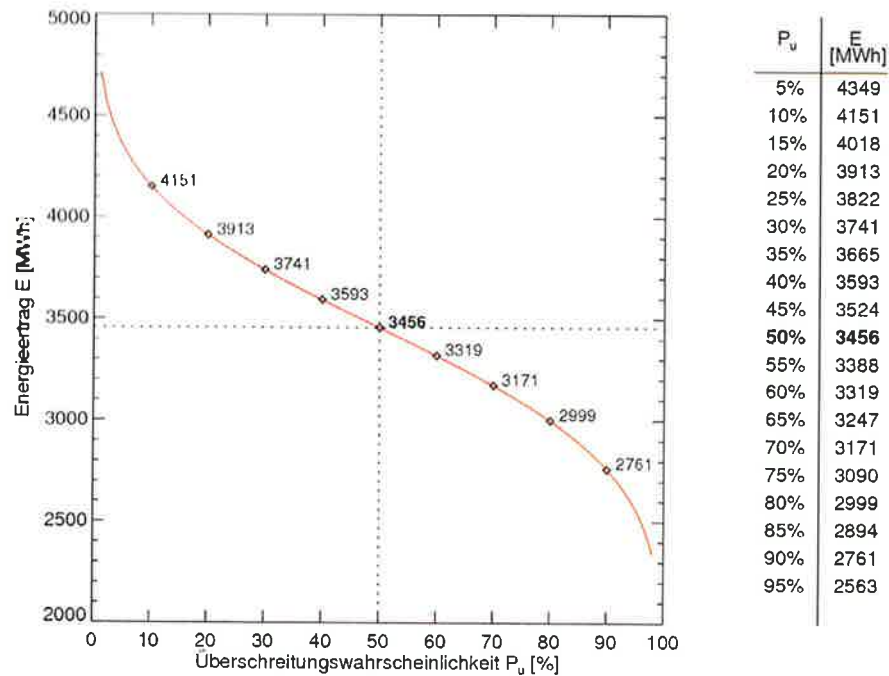


Abb. 2: WEA 1: Energieertrag in Funktion der Überschreitungswahrscheinlichkeit.

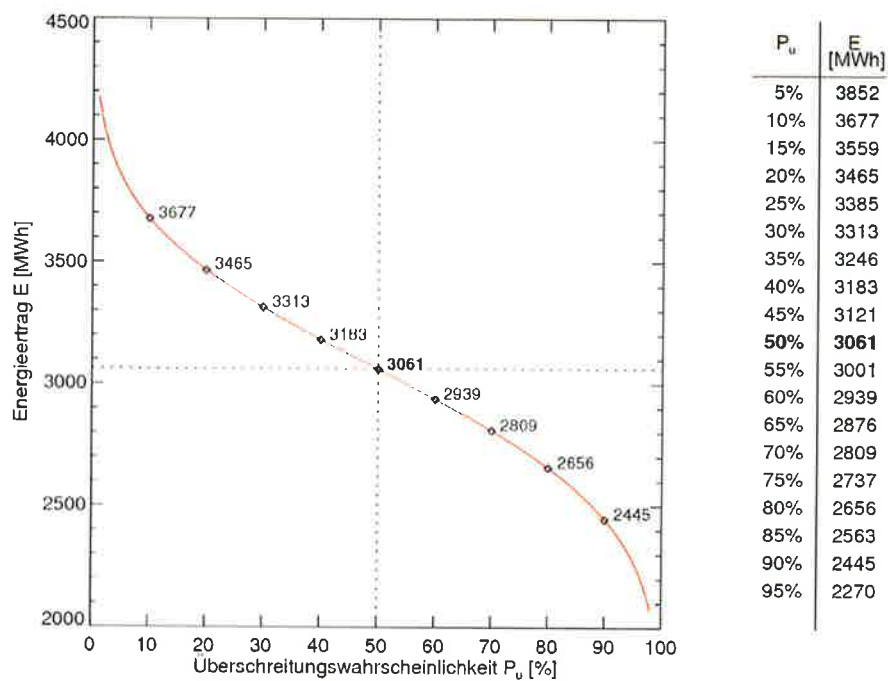


Abb. 3: WEA 2: Energieertrag in Funktion der Überschreitungswahrscheinlichkeit.