



# Windenergieprojekt Vechigen

Windgutachten mit den Mastdaten vom 2.12.2016  
bis 15.02.2018 und der LIDAR-Messung

## Impressum

Auftraggeber  
Kontaktperson  
Adresse

Considerate AG  
Reto Messerli  
Dählenweg 17  
3095 Spiegel b. Bern

Datum  
Aktuelle Version  
Ältere Versionen  
Projektnummer  
Datei

05.03.2018  
Windgutachten, Stand Februar 2018  
-  
17\_057  
windgutachten\_vechigen\_2018\_02-final\_V1

Erstellt durch  
Kontrolliert durch  
Genehmigt durch

Saskia Bourgeois  
05.03.2018 | Sara Koller  
05.03.2018 | Saskia Bourgeois

Gewährleistung

Meteotest gewährleistet ihren Kunden eine sorgfältige und fachgerechte Auftragsbearbeitung. Jegliche Haftung, insbesondere auch für Folgeschäden, wird im Rahmen des gesetzlich Zulässigen wegbedungen.

## Zusammenfassung

Meteotest wurde beauftragt mit einem **90-m-Messmasten** und einer **LIDAR-Windmessung** die Windbedingungen am Standort Mänziwilegg bei Vechigen zu untersuchen.

Dieses Gutachten zeigt die Resultate der Mastmessung sowie die Extrapolation der Mastmessung mit der LIDAR-Messung bis 120 m über Grund. Am Messstandort wurde während der Messperiode ein mittlerer Windgeschwindigkeits-Grössenparameter von 4.9 m/s auf 91 m über Grund gemessen.

Die Windmessung wurde mit Daten der MeteoSchweiz langjährig abgeglichen. Durch den langjährigen Abgleich wurde der Mittelwert am Maststandort auf **4.8 m/s auf 91 m** über Grund reduziert.

Die langjährige Datenreihe der Windmessung wurde mit den Resultaten der LIDAR-Messung auf 120 m über Grund extrapoliert. Am Messstandort beträgt der **langjährig abgeglichene Windgeschwindigkeits-Grössenparameter 4.9 m/s auf 120 m** über Grund.

Gemäss der langjährig abgeglichenen Windmessung bei Vechigen **produziert eine Windenergieanlage** im Jahresmittel während **64% der Zeit Energie**.

Mit einer CFD-Windmodellierung wurde eine **Windkarte auf 120 m über Grund** berechnet, welche die Regionen mit guten Windbedingungen aufzeigt.

Die **Unsicherheitsanalyse** listet alle Parameter auf, die zur Gesamtunsicherheit hinsichtlich der möglichen Energieproduktion beitragen.

Für den Maststandort wurde exemplarisch eine **Ertragsprognose für eine Vestas V126** mit 3.3 MW Nennleistung, 126 m Rotordurchmesser und 117 m Nabenhöhe berechnet. Der mittlere langfristige Ertrag liegt bei 4'459 MWh pro Jahr.

Im langjährigen Mittel wird am Standort Mänziwilegg/Vechigen **42% der Energie im Sommer** und **58% der Energie im Winter** produziert.

# Inhalt

<b>1</b>	<b>Einleitung .....</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Windmessung .....</b>	<b>6</b>
2.1	Standortbeschreibung .....	6
2.2	Messanordnung .....	8
2.3	Messperiode .....	9
2.4	Datenverfügbarkeit.....	9
<b>3</b>	<b>Resultate Windmessung .....</b>	<b>10</b>
3.1	Windgeschwindigkeit .....	10
3.2	Häufigkeitsverteilung, Weibullverteilung .....	11
3.3	Windrose .....	12
3.4	Vereisung .....	13
<b>4</b>	<b>Langjährige Windverhältnisse .....</b>	<b>14</b>
4.1	Korrelation von langjährigen Messdaten mit der Mastmessung.....	14
4.2	Langjähriger Abgleich der Mastmessung .....	17
<b>5</b>	<b>Extrapolation der Windgeschwindigkeit auf Naben-höhe.....</b>	<b>18</b>
<b>6</b>	<b>Produktionszeiten am Maststandort.....</b>	<b>20</b>
<b>7</b>	<b>Windmodellierung.....</b>	<b>21</b>
7.1	Einleitung zur Modellierung.....	21
7.2	Eingangsdaten für die Modellierung .....	21
7.3	Modellgrenzen und Randbedingungen.....	22
7.4	Windressourcenkarten auf 120 m über Grund.....	23
<b>8</b>	<b>Unsicherheitsanalyse .....</b>	<b>24</b>
<b>9</b>	<b>Energieprognose .....</b>	<b>26</b>
9.1	Energieertrag .....	26
9.2	Produktionsanteile Sommerhalbjahr – Winterhalbjahr .....	26

# 1 Einleitung

Die Considerate AG entwickelt ein Windenergieprojekt in der Region von Vechigen. Dafür wurde im Dezember 2016 eine **90-m-Mastmessung** installiert. Um die Grundlage für die Beschreibung der Windressourcen am Standort auszuweiten und die Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe zu extrapolieren, wurde neben dem Maststandort eine **LIDAR-Messung** durchgeführt. Die LIDAR-Messung dauerte von Ende Oktober 2017 bis Anfang Februar 2018.

Im vorliegenden Bericht wird die Auswertung der Windmessung am 90-m-Mast und der LIDAR-Messung gezeigt (Kapitel 2 und 3). Der Mast-Datensatz umfasst 14 Monate, der LIDAR-Datensatz gut drei Monate.

Für die Abschätzung der **langjährigen Windverhältnisse** wurden die Messdaten mit den Daten von permanenten Meteostationen der MeteoSchweiz und mit Reanalysedaten korreliert (Kapitel 4). Die Mastmessung wurde mit dem am besten korrelierenden Datensatz langjährig abgeglichen.

Die **Extrapolation** der gemessenen Windgeschwindigkeit mit der LIDAR-Messung **auf Nabenhöhe** wird in Kapitel 5 dokumentiert.

Kapitel 6 zeigt die mittleren berechneten **Jahresproduktionszeiten** tagsüber, nachts und für jeden Monat.

Mit einer dreidimensionalen CFD-Modellierung werden die **Windbedingungen** für das **Gebiet des geplanten Windparks berechnet**. Kapitel 7 zeigt die Windressourcen auf 120 m über Grund.

Eine detaillierte **Analyse der Unsicherheiten** der einzelnen Parameter wird Kapitel 8 vorgestellt.

Kapitel 9 zeigt den **mittleren langjährigen Energieertrag** einer WEA des Typs Vestas V126, 3.3 MW mit einer Nabenhöhe von 117 Metern am Standort der Windmessung sowie die Produktionsanteile im Sommerhalbjahr und im Winterhalbjahr.

## 2 Windmessung

### 2.1 Standortbeschreibung

Der 90-m-Messmast wurde auf der Mänziwilegg, einem Bergrücken auf einer Höhe von 910 m über Meer oberhalb von Vechigen, installiert. Das Gelände ist sanft hügelig geprägt. Der Messmast steht in unmittelbarer Nähe zu einem Waldrand, dessen Baumwipfel rund 15 m in die Höhe ragen. Der Referenzanemometer auf 91 m wird durch Verwirbelungseffekte der erhöhten Rauigkeit nur geringfügig beeinflusst, so dass dieser als aus allen Richtungen frei angeströmt bezeichnet werden kann. Abbildung 1 zeigt den Standort des Messmasts. In Tabelle 1 sind die Koordinaten des Masts und des LIDAR ersichtlich.

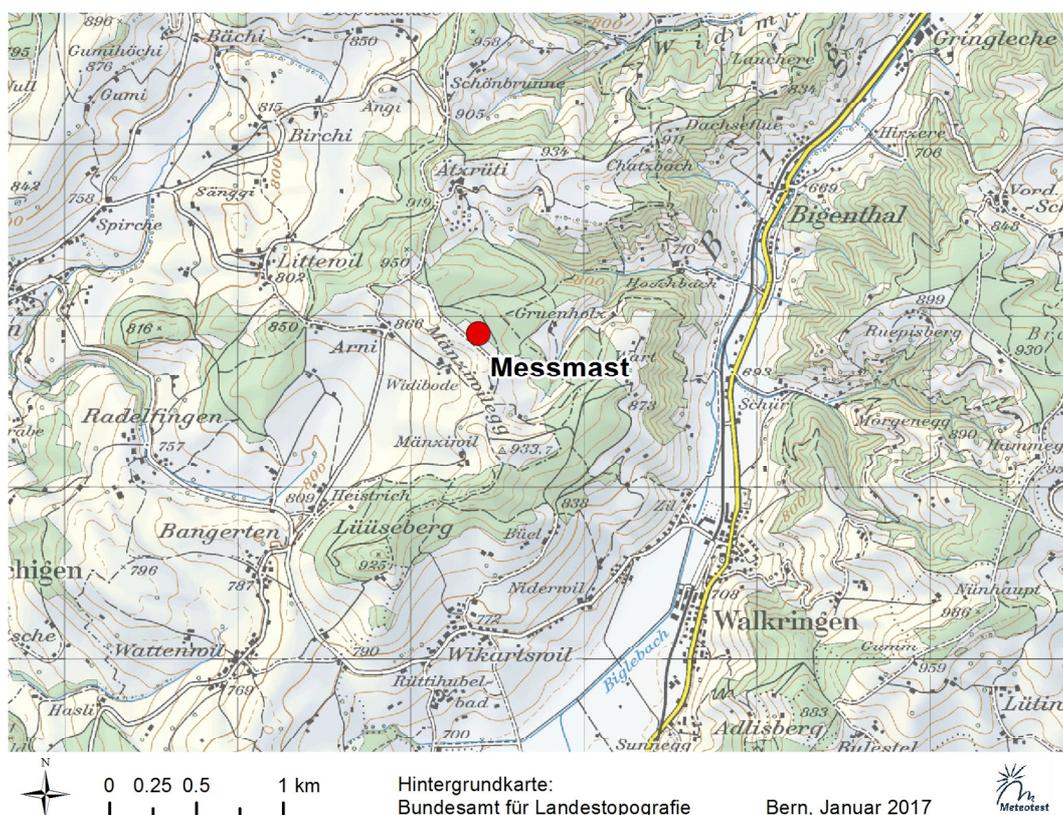


Abbildung 1: Standort des Messmasts bei der Mänziwilegg für das Windenergieprojekt Vechigen.

Tabelle 1: Koordinaten der Position des 90-m-Messmasts und der LIDAR-Messung am Standort Mänziwilegg.

Standort	CH-Landeskoordinaten LV95 [m]	Höhe [m.ü.M.]
90-m-Mast Mänziwilegg/Vechigen	2'612'389 / 1'200'900	910
LIDAR-Messung	2'612'404 / 1'200'880	910

Abbildung 2 und Abbildung 3 zeigen den installierten 90-m-Mast und das LIDAR.



Abbildung 2: Installierter 90-m-Mast am Standort Mänziwilegg/Vechigen, Blickrichtung Nordost.



Abbildung 3: Installiertes LIDAR am Standort Mänziwilegg/Vechigen, Blickrichtung Ost.

## 2.2 Messanordnung

Die Messungen wurden an einem 90 m hohen Dreiecks-Gittermast durchgeführt. Die Mastelemente hatten eine Seitenlänge von 50 cm. Die Länge der horizontalen Ausleger betrug 2.25 m.

Tabelle 2 zeigt die Konfiguration des 90 m-Messmasts. Die Referenzsensoren für die Auswertung sind fett hervorgehoben. Es wurden kalibrierte Thies "First Class Advanced" Anemometer verwendet. Die Anemometer wurden nicht beheizt. Der Referenzanemometer war auf der Mastspitze montiert.

Die Messwerte sämtlicher Sensoren wurden jede Sekunde mit einem Campbell CR1000 Datenlogger abgerufen und als 10-Minuten-Mittelwerte abgespeichert. Von den Windgeschwindigkeiten wurden zusätzlich die Standardabweichungen, die Minima und die Maxima aufgezeichnet. Der Datenlogger war ganzjährig auf Winterzeit eingestellt.

Sensor	Parameter	Seriennummer (Body no.)	Ausrichtung des Auslegers [Grad]	Messhöhe [m]
<b>Thies Anemometer "First Class"</b>	<b>ff</b>	<b>09164076</b>	<b>vertikal</b>	<b>91</b>
Thies Anemometer "First Class"	ff	09164080	107	89
NRG icefree	ff	47907-3	107	80
Thies Anemometer "First Class"	ff	09164079	107	70
Thies Anemometer "First Class"	ff	04100838	107	50
<b>Thies Windfahne "First Compact"</b>	<b>dd</b>	<b>02163299</b>	<b>287</b>	<b>89</b>
NRG icefree	dd	32269-3	287	80
Thies Windfahne "First Class"	dd	02163298	287	50
Temperatur / Feuchtesensor Rotronic HygroClip2	T/rh	HC2A-S3	-	80 / 10
Barometer Vaisala	p	PTB110	-	10

Tabelle 2: Konfiguration des 90-m-Messmasts. Die Referenzsensoren sind fett hervorgehoben. Parametererklärung: ff: Windgeschwindigkeit, dd: Windrichtung, p: Luftdruck, T: Temperatur, rh: relative Feuchte.

## 2.3 Messperiode

Der Messbetrieb des 90-m-Mast startete am 2. Dezember 2016 und ist zur Zeit der Berichterlegung (Februar 2018) noch im Gang. Die LIDAR-Messung dauerte rund drei Monate vom 25. Oktober 2017 bis zum 6. Februar 2018.

## 2.4 Datenverfügbarkeit

Für die Auswertung wurden die 10-Minuten-Mittelwerte vom 2. Dezember 2016 bis zum 15. Februar 2018 verwendet. Der "Thies First Class" Sensor auf 91 m wurde als Referenzsensor für die Windgeschwindigkeit verwendet. Als Referenz für die Windrichtung wurden die Daten des "Thies compact" auf 89 m verwendet.

Die Daten der Referenzsensoren wurden auf Konsistenz hin geprüft und bereinigt. Messausfälle während Vereisungsperioden konnten mit Daten des beheizten Anemometers ersetzt werden. Die Daten, die mit grosser Wahrscheinlichkeit von Vereisung betroffen waren, wurden für die Auswertung herausgefiltert. Insgesamt betrifft dies rund 1.7 Tage.

Nach der Bereinigung resultiert eine **Datenverfügbarkeit von 99.6%** über den Zeitraum vom 2. Dezember 2016 bis 15. Februar 2018.

### 3 Resultate Windmessung

#### 3.1 Windgeschwindigkeit

Abbildung 4 zeigt den Verlauf der Windgeschwindigkeiten als gleitende Tagesmittel für die Messhöhen 50 m, 70 m, 80 m, 89 m und 91 m über Grund. Die 91-m-Datenreihe stellt die bereinigte Referenzmessung dar. Die übrigen Messhöhen wurden nicht im Detail bereinigt, da sie auch nicht für die Windmodellierung verwendet werden. Abbildung 5 zeigt die Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeiten und die monatlichen Sekunden-Böenspitzen auf 91 m über Grund.

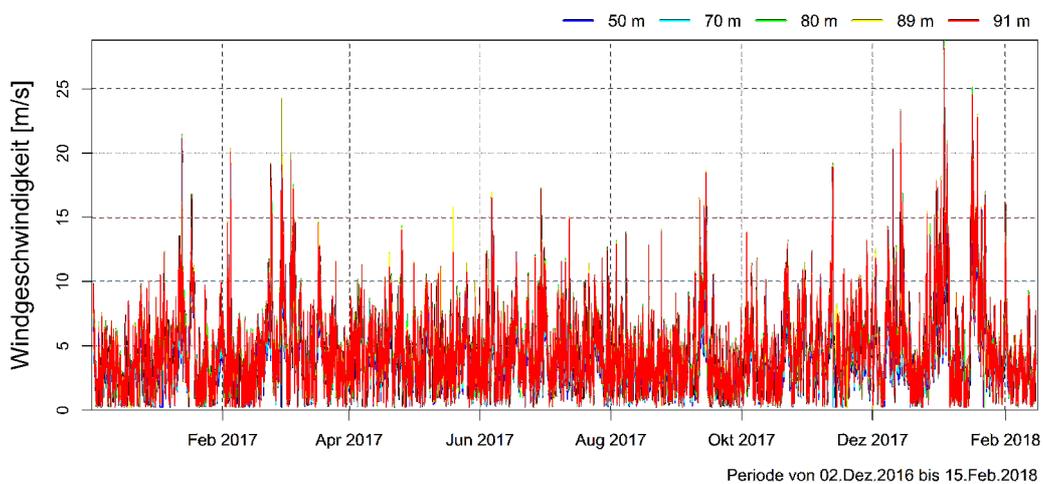


Abbildung 4: Verlauf der Windgeschwindigkeit auf den verschiedenen Messhöhen als gleitende Tagesmittelwerte.

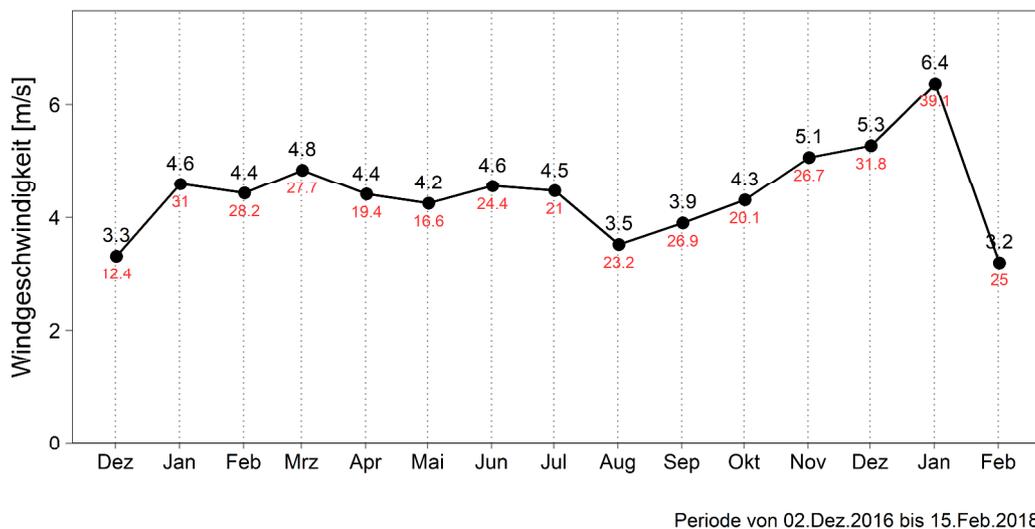


Abbildung 5: Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeit (in schwarz) und monatliche maximale Sekunden-Böenspitzen (in rot) auf 91 m Höhe am Mast. Die Monatsmittelwerte für Dezember 2016 und Februar 2018 basieren auf unvollständigen Monaten zu Beginn bzw. Ende der ausgewerteten Periode.

## 3.2 Häufigkeitsverteilung, Weibullverteilung

Abbildung 6 zeigt die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit auf 91 m am Messstandort. Zusätzlich ist die approximierte Weibull-Verteilung eingezeichnet (rote Linie).

Die Häufigkeitsverteilung der gemessenen Windgeschwindigkeitsklassen wird in der Regel mit der sogenannten **Weibull-Verteilung approximiert**. Die Weibullverteilung wird durch den **Größenparameter A** und den **Formparameter k** beschrieben. Die Weibull-Parameter liefern eine bessere Grundlage für Ertragsrechnungen als die mittlere Windgeschwindigkeit, da sie die Verteilung des Windaufkommens in den verschiedenen Klassen genauer beschreiben.

Der Formparameter der bisherigen Mastmessung beträgt  $k = 1.5$  und der Größenparameter  $A = 4.9$  m/s auf 91 m Höhe. Der Mittelwert der Windgeschwindigkeit liegt bei 4.5 m/s.

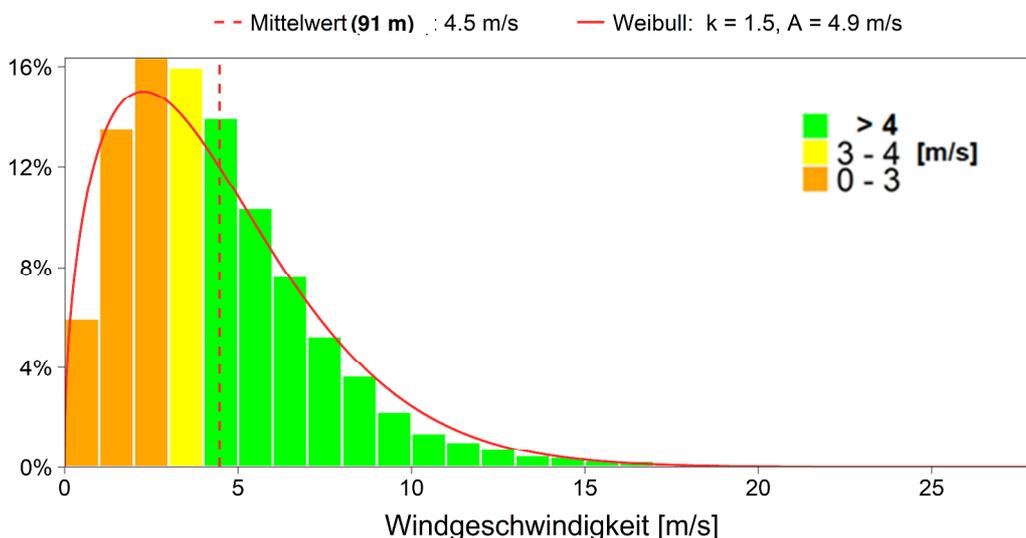


Abbildung 6: Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit auf 91 m Höhe am Mast mit der entsprechenden approximierten Weibull-Verteilung (rote Linie).

### 3.3 Windrose

Abbildung 7 zeigt die gemessene Windrose auf 89 m über Grund am Mast. Die Hauptwindrichtung ist West-Südwest bis West. Windrichtungen aus Ost-Nordost (Bisenlage) treten auch relativ häufig auf. Windgeschwindigkeiten von mehr als 8 m/s treten vorwiegend bei Anströmung aus West-Südwest auf.

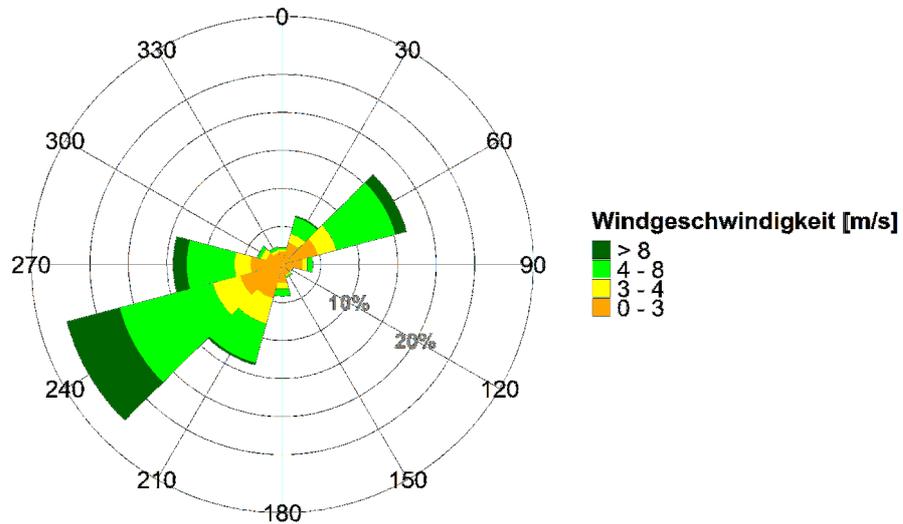


Abbildung 7: Windrose während der Messperiode auf 89 m Höhe am Mast.

### 3.4 Vereisung

Für die Windmessungen wurden **beheizte und unbeheizte Sensoren** eingesetzt. Dadurch können die Messungen der beheizten und unbeheizten Windmessern verglichen und Situationen erkannt werden, während denen der unbeheizte Sensor nicht stillstand, die **Messwerte aber durch Vereisung verfälscht** sind. So ist eine Erfassung der Vereisungsperioden mit hoher Genauigkeit möglich.

Die Häufigkeit instrumenteller Vereisung beträgt im ersten Messwinter 1.5 Tage und im zweiten Messwinter (bis Mitte Februar) 0.2 Tage (Abbildung 8).

Bei den Angaben zur Vereisungshäufigkeit am Messstandort handelt es sich nicht zwingend um kontinuierliche Vereisungstage. Die dargestellte Vereisungsdauer kann sich aus der Summe mehrerer kürzerer Vereisungsperioden ergeben. In höheren Luftschichten ist die Wahrscheinlichkeit höher, dass Vereisungsbedingungen vorherrschen. Da die voraussichtliche Nabenhöhe rund 30 m höher liegt als die Messhöhe, muss man davon ausgehen, dass an der WEA etwas häufiger Vereisungsereignisse auftreten als auf Masthöhe.

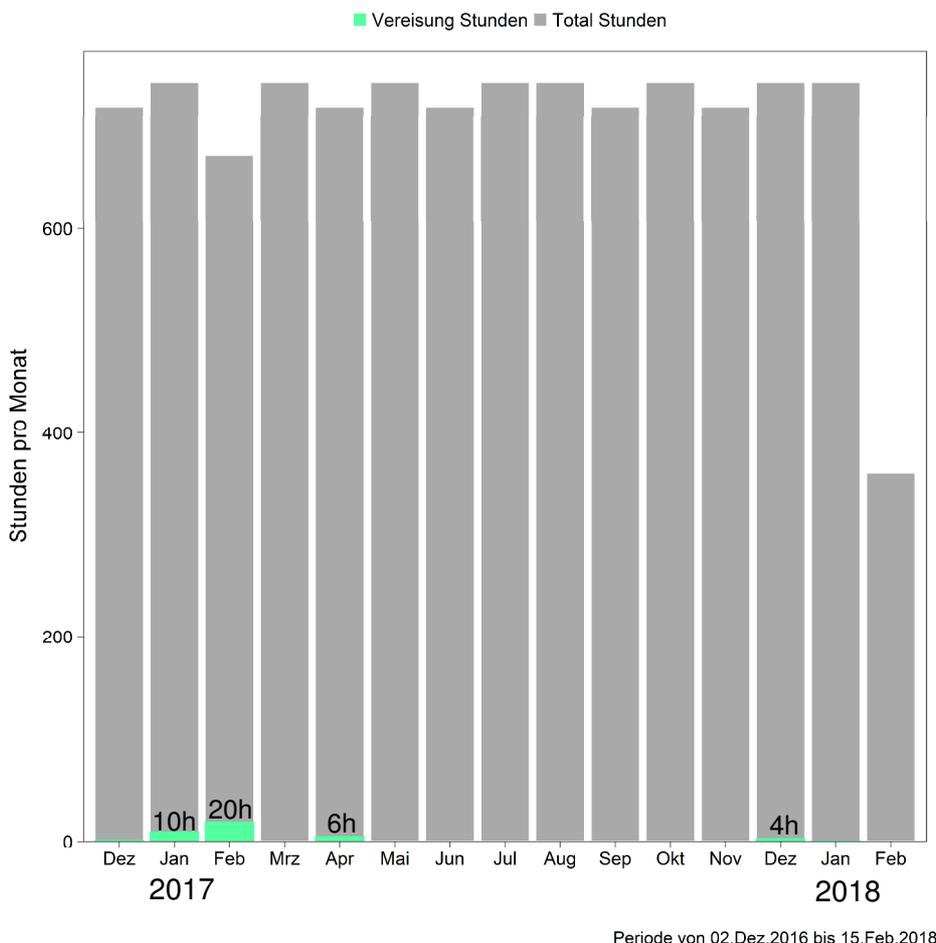


Abbildung 8: Gesamte Vereisungsdauer in Stunden pro Monat (grün) für die bisherige Messperiode. Die grauen Balken stellen die totale Anzahl Stunden der gemessenen Periode pro Monat dar.

## 4 Langjährige Windverhältnisse

### 4.1 Korrelation von langjährigen Messdaten mit der Mastmessung

#### Korrelation mit Meteostationen

Idealerweise wird für eine langjährige Abschätzung eine mindestens 10-jährige vollständige Datenreihe einer permanenten Meteostation verwendet. Es wurde der lineare Pearson-Korrelationskoeffizient für die Daten des Messmasts mit den Daten von 132 permanenten **Meteostationen der MeteoSchweiz** berechnet. Tabelle 3 zeigt die fünf Stationen, die am besten mit der Mastmessung korrelieren. Diese Stationen wurden auf die Länge der Messreihe, Konsistenz sowie Lückenlosigkeit des Datensatzes hin geprüft (Tabelle 4).

Das Messnetz der MeteoSchweiz wurde im Verlauf der letzten Jahre erneuert, wodurch Inhomogenitäten in den gemessenen Zeitreihen auftreten können (z.B. aufgrund von Stationsverschiebungen oder Sensorwechsel). Hier werden nur die homogenen Perioden betrachtet (Periode seit der letzten Umstellung) sofern Informationen über die Umstellung zu Verfügung stehen.

Tabelle 3: Position der Meteostationen und Korrelationskoeffizienten mit der Messung auf 91 m Höhe am Mast.

Station	WMO-Nummer	Koordinaten (CH-Landeskoordinaten LV1903)	Höhe [m.ü.M.]	Korrelationskoeffizient Tageswerte / Stundenwerte
Fribourg/Posieux	66'250	575'182 / 180'076	646	0.94 / 0.79
Plaffeien	66'280	586'808 / 177'400	1'042	0.92 / 0.79
Payerne	66'100	562'127 / 184'612	490	0.92 / 0.74
La Chaux-de-Fonds	66'120	550'923 / 214'893	1'018	0.89 / 0.67
Koppigen	66'350	612'662 / 218'664	484	0.86 / 0.69

Tabelle 4: Kriterien für die Eignung der Meteostationen als Referenz für den langjährigen Abgleich.

Station	Länge der homogenen Messperiode	Konsistenz	Lücken	Faktor langjährig / Messperiode
Fribourg/Posieux	seit 20.06.2011	schwacher Trend	keine	0.96
Plaffeien	mind. 10 Jahre	Trend	keine	0.90
Payerne	mind. 10 Jahre	schwacher Trend	keine	0.96
La Chaux-de-Fonds	mind. 10 Jahre	schwacher Trend	keine	0.99
Koppigen	seit 01.01.2012	schwacher Trend	keine	0.94

### Wahl der Datengrundlagen für den langjährigen Abgleich

Die Reanalyse-Datensätze NCEP und MERRA korrelieren schlechter mit der Mastmessung als die fünf Meteostationen der MeteoSchweiz mit den besten Korrelationen. Zudem zeigen die beiden Zeitreihen eine Drift. Aus diesen Gründen werden sie nicht für den langjährigen Abgleich verwendet.

Die Station Fribourg/Posieux hat eine homogene Messreihe, welche aber mit 6.5 Jahren etwas kurz ist für einen langjährigen Abgleich.

Die Meteostation Payerne zeigt eine langjährig konsistente Datenreihe und eine gute Korrelation. Die Korrekturfaktoren von Fribourg/Posieux und Payerne stimmen überein. Daher wurde entschieden den Faktor dieser beiden Stationen für die langjährige Korrektur zu verwenden.

In Abbildung 9 sind die langjährigen Messreihen der fünf Meteostationen mit den besten Korrelationen zusammen mit der 90-m-Messung dargestellt.

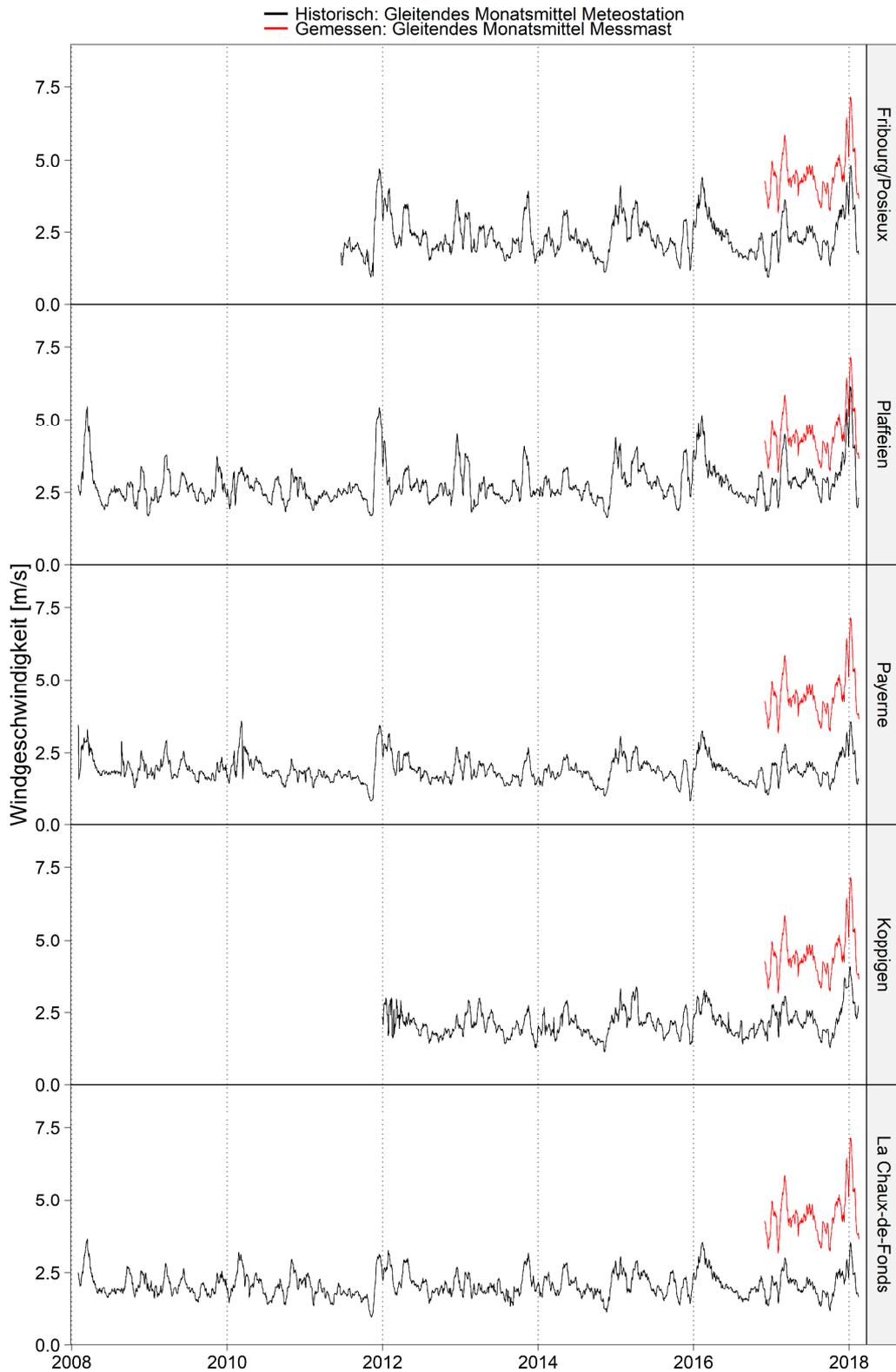


Abbildung 9: Verlauf der Windgeschwindigkeit an den untersuchten Meteostationen von Februar 2008 bis Februar 2018. Das gleitende Monatsmittel der **Meteostation** ist in **schwarz** eingezeichnet, dasjenige der **Mastmessung am Standort Mänziwilegg/Vechigen** in **rot**.

## 4.2 Langjähriger Abgleich der Mastmessung

Die Bestimmung des langjährigen Windpotenzials wurde mit folgender Formel vorgenommen (ff: Windgeschwindigkeit):

$$ff_{Mast,langjährig} = ff_{Mast,Messperiode} \cdot \frac{ff_{Meteo,langjährig}}{ff_{Meteo,Messperiode}}$$

Das Verhältnis der langjährigen Windgeschwindigkeit zur Windgeschwindigkeit während der Messperiode wurde mit den Stationen Fribourg/Posieux (0.96) und Payerne (0.96) berechnet (Tabelle 3) Das Verhältnis von 0.96 wird mit den Mastdaten multipliziert. Dies bedeutet, dass am Messstandort im langjährigen Mittel verglichen mit der Messperiode mit etwas tieferen Windgeschwindigkeiten gerechnet werden muss.

Nach der langjährigen Korrektur der Windgeschwindigkeit liegt der Grössenparameter der Windgeschwindigkeitsverteilung bei **A = 4.8 m/s auf 91 m** über Grund.

## 5 Extrapolation der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe

Vom 25. Oktober 2017 bis 6. Februar 2018 wurden neben dem Messmast LIDAR-Messungen durchgeführt, um die **Windgeschwindigkeiten oberhalb des Messmasts** zu messen.

Mit Hilfe der normierten Vertikalprofile des LIDAR wurde die Zeitreihe der auf 91 m am Mast gemessenen **Windgeschwindigkeit auf 120 m Höhe über Grund extrapoliert**. Dabei wurde für jeden 10-Minuten-Wert der Mastmessung das der Windrichtung entsprechende Profil (Werte von 91 m und 120 m des LIDAR) verwendet. In Tabelle 5 werden die Normierungsfaktoren pro Sektor von 91 m auf 120 m am Mast aufgelistet. Die Spalte "Anzahl 10-Minuten-Werte" gibt an auf wie viele Werte der Faktor abgestützt ist.

In Abbildung 10 ist die Häufigkeitsverteilung der extrapolierten Windgeschwindigkeit auf 120 m am Messstandort dargestellt.

Tabelle 5: Normierungsfaktoren der Extrapolation von 91 m auf 120 m pro 30°-Sektor. Die am Mast gemessenen Hauptwindrichtungen sind fett gedruckt hervorgehoben.

Sektor [°]	Anzahl 10-Minuten-Werte	Normierungsfaktor
345 - 15	69 (0.5 Tage)	1.05
15 - 45	607 (4.2 Tage)	1.06
<b>45 - 75</b>	<b>952 (6.6 Tage)</b>	1.05
75 - 105	173 (1.2 Tage)	1.04
105 - 135	81 (0.6 Tage)	1.00
135 - 165	74 (0.5 Tage)	1.02
165 - 195	169 (1.2 Tage)	1.02
<b>195 - 225</b>	<b>937 (6.5 Tage)</b>	<b>1.05</b>
<b>225 - 255</b>	<b>3187 (22.1 Tage)</b>	1.04
<b>255 - 285</b>	<b>793 (5.5 Tage)</b>	1.06
285 - 315	114 (0.8 Tage)	1.09
315 - 345	80 (0.6 Tage)	1.14

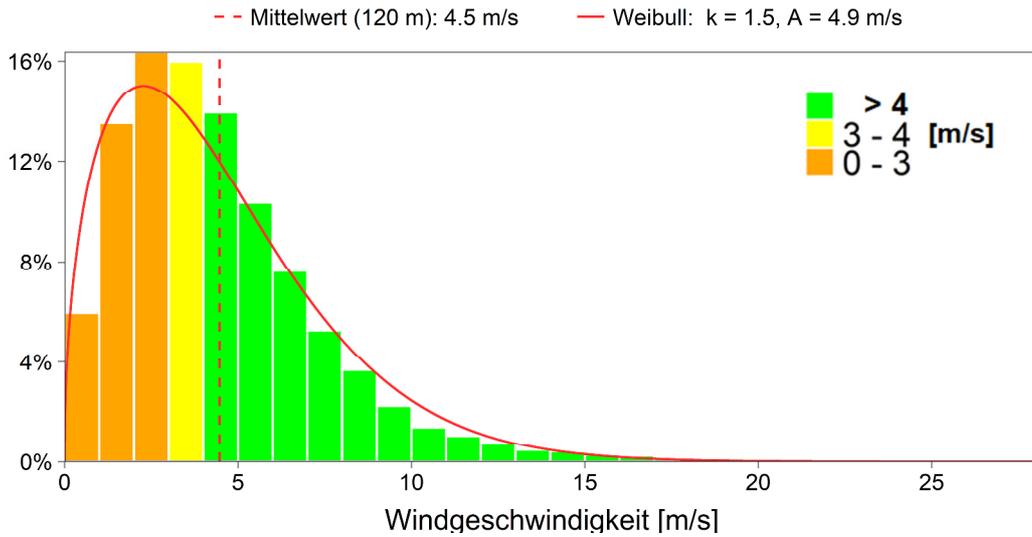


Abbildung 10: Häufigkeitsverteilung der extrapolierten langjährigen Windgeschwindigkeit auf **120 m Höhe am Standort des Messmasts** mit der entsprechenden approximierten Weibull-Verteilung.

## 6 Produktionszeiten am Maststandort

Gemäss den Windmessungen auf der Mänziwilegg bei Vechigen und unter der Annahme, dass die WEAs ab einer Windgeschwindigkeit von 3 m/s Energie produzieren, erreichen die Anlagen im Jahresmittel eine **Jahresproduktionszeit von 64%**. Nachts (19 bis 7 Uhr) wird eine Produktionszeit von 71% erwartet. Tagsüber (7 bis 19 Uhr) umfasst die Produktionszeit rund 60% der Stunden (Tabelle 6).

Tabelle 6: Mittlere erwartete Produktionsdauer tagsüber, nachts und über 24 h.

	Tagsüber	Nachts	Mittel (Tag und Nacht)
WEA in Betrieb	60%	71%	64%

Tabelle 7 zeigt die durchschnittliche **Anzahl Stunden pro Monat mit Energieproduktion** tagsüber, nachts und während 24 Stunden.

Tabelle 7: Produktionsdauer in Stunden (Tag/Nacht) für jeden Monat (Beispiel für die Messperiode).

	WEA tagsüber in Betrieb [h]	WEA nachts in Betrieb [h]	WEA in Betrieb Tag und Nacht [h]
Januar	8	8	16
Februar	6	8	14
März	8	9	16
April	9	8	17
Mai	7	9	16
Juni	7	9	16
Juli	8	9	17
August	6	8	14
September	5	7	12
Oktober	6	9	15
November	9	10	18
Dezember	7	8	14

## 7 Windmodellierung

### 7.1 Einleitung zur Modellierung

Die **Modellierung von Strömungsverhältnissen in komplexem Gelände** ist sehr anspruchsvoll. Realistische Resultate können nur erreicht werden, wenn nichtlineare, dreidimensionale Strömungsphänomene berücksichtigt werden, zum Beispiel Rückströmungen oder Wirbelbildung.

Die mathematische Beschreibung der Strömung in komplexem Gelände beruht auf **komplexen, nichtlinearen Differentialgleichungen**. Die Gleichungen müssen vereinfacht werden, um sie lösen zu können. Einige Modelle (z.B. das häufig eingesetzte Modell WasP<sup>1</sup>) reduzieren die Gleichungen auf ein lineares Gleichungssystem. Dieses ist zwar einfach zu lösen, erfasst aber wichtige Strömungseffekte nicht, so dass die Modelle für komplexes Gelände wenig geeignet sind<sup>2,3</sup>. Eine Alternative stellen so genannte **CFD (Computational Fluid Dynamics) Modelle** dar, die nichtlineare Ansätze zur Beschreibung der Strömungsverhältnisse nutzen. Die Lösung der Gleichungen erfolgt in diesen Modellen iterativ, das heisst durch wiederholte, immer genauere Berechnung. CFD-Modelle sind daher rechenzeitintensiv, ermöglichen aber eine relativ **genaue Beschreibung der Strömungsverhältnisse in komplexem Gelände**.

Meteotest benutzt seit 2003 die auf einem CFD-Modell beruhende Software **WindSim**<sup>4</sup>, die für die **Bestimmung der Energieerträge von Windparks** entwickelt wurde. Meteotest hat WindSim in zahlreichen Projekten in einfacher und in komplexer Orographie (z.B. in den Alpen) erfolgreich angewendet. Zudem nimmt Meteotest seit 2007 regelmässig an den WindSim-User-Meetings teil, um die Modellierung immer entsprechend dem neuesten Stand der Technik durchzuführen.

Bei der Modellierung mit WindSim werden die **dreidimensionalen Windfelder** über das Modellgebiet für zwölf verschiedene Anströmrichtungen (30°-Sektoren) berechnet. Die berechneten Windfelder werden mit der in Kapitel 4 ermittelten **langjährigen Windstatistik gewichtet**. Somit erhält man für jeden Gitternetzpunkt der Modellierung eine langjährige Windstatistik, auf deren Grundlage die Ertragsprognose erfolgt.

### 7.2 Eingangsdaten für die Modellierung

Die Modellierung wurde mit der WindSim Version 7.0.0 durchgeführt.

---

<sup>1</sup> [www.wasp.dk/](http://www.wasp.dk/)

<sup>2</sup> z.B. Moreno, P.; Gravidahl, A. and Romero, M., 2003: Wind flow over complex terrain: application of linear and CFD models. ([http://www.windsim.com/documentation/papers\\_presentations/0306\\_ewec/ecotecnia.doc](http://www.windsim.com/documentation/papers_presentations/0306_ewec/ecotecnia.doc)).

<sup>3</sup> G. Gerdes, B. Schwenk und T. Pahlke, 1997: Ergebnisse von WASP in mässig strukturiertem Gelände. DEWI Magazin, 11, S. 39-43, 1997.

<sup>4</sup> [www.windsim.com](http://www.windsim.com)

Es wurde ein digitales **Geländemodell** mit 25 m horizontaler Auflösung verwendet (Quelle: Bundesamt für Landestopografie).

Aus der Arealstatistik der Schweiz wurde ein **Rauigkeitsmodell** mit einer horizontalen Auflösung von 100 m generiert (Quelle: BFS/ GEOSTAT). Dabei wurden die Bodennutzungsklassen auf Basis der Angaben in der TA Luft<sup>5</sup> in Rauigkeitslängen umgerechnet.

Als **Klimatologie** wurde die in Kapitel 4 beschriebene langjährig abgeglichenen Windstatistik auf 91 m über Grund verwendet.

### 7.3 Modellgrenzen und Randbedingungen

Die horizontale Auflösung im hochaufgelösten Gebiet beträgt 25 m. Tabelle 8 listet die Dimensionen und die horizontalen Gitterweiten der Modellgebiete auf. Tabelle 9 zeigt die Höhen der untersten fünf Modellebenen des hochaufgelösten Modellgebiets.

Tabelle 8: Grenzen und horizontale Gitterauflösung des modellierten Gebiets.

	<b>Modellgebiet</b>	<b>Hochaufgelöstes Gebiet</b>
CH-Landeskoordinaten LV1903	x: 2'606'012 – 2'615'987 y: 1'197'012 – 1'206'987	x: 2'607'000 – 2'615'000 y: 2'198'000 – 2'205'000
Modellgrösse [km]	9.975 x 9.975	8.0 x 7.0
Horizontale Zellengrösse [m]	variabel	25

Am Modellrand wird ein logarithmisches vertikales Profil der Windgeschwindigkeit bis in 500 m über Grund und darüber eine konstante Windgeschwindigkeit von 10 m/s angenommen.

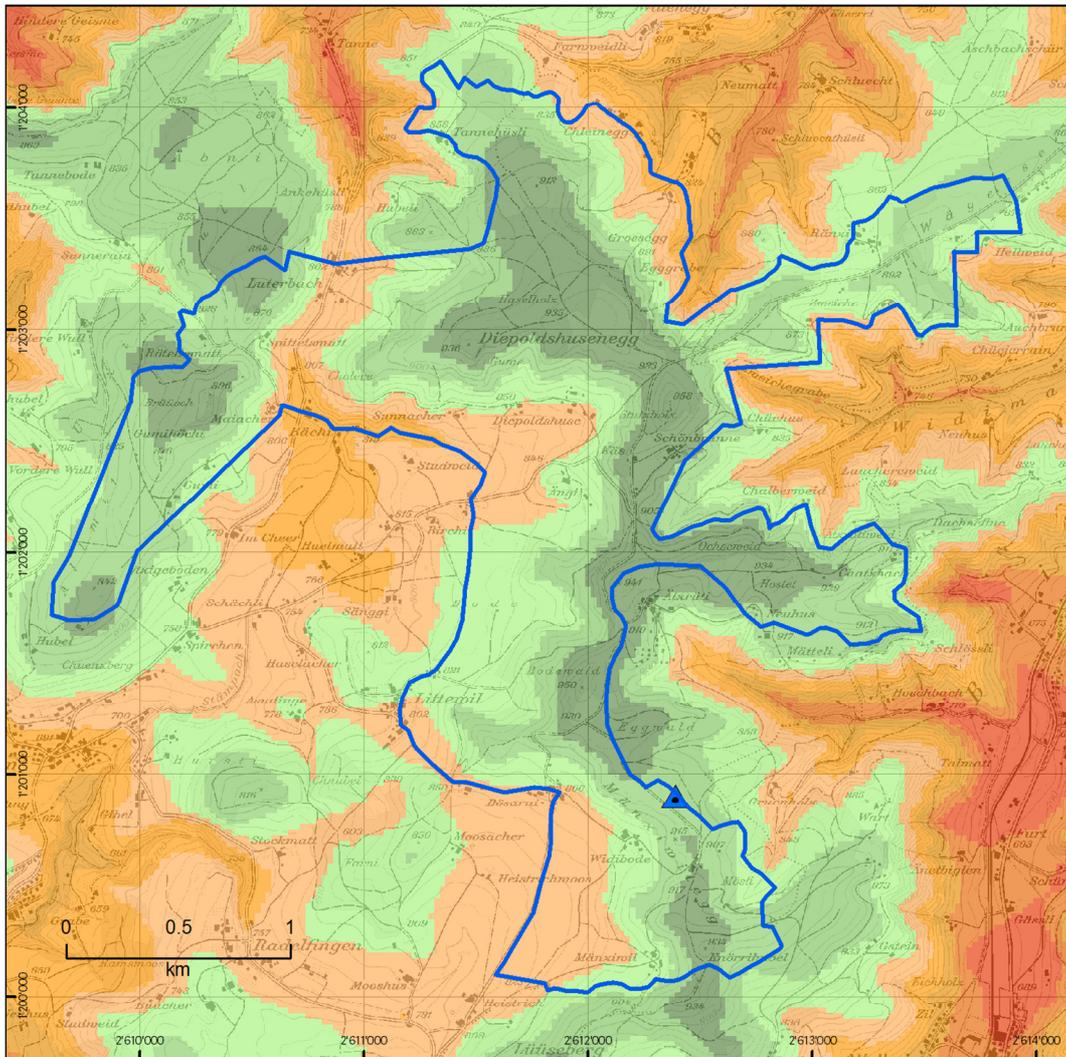
Tabelle 9: Höhe der untersten fünf Modellebenen im Modellgebiet.

<b>Vertikale Modellebenen</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
Höhe über Grund [m]	5	15	27	42	57

<sup>5</sup> Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft, 2002, www.taluft.info, S. 200

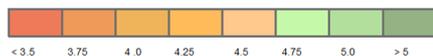
## 7.4 Windressourcenkarten auf 120 m über Grund

Abbildung 11 zeigt die mit WindSim berechneten **mittleren Windgeschwindigkeiten auf 120 m über Grund**, basierend auf der extrapolierten und langjährig korrigierten Klimatologie der Mastmessung. Die Karte ist ebenfalls in Anhang B im A3-Format ersichtlic.



Hintergrund: Bundesamt für Landestopografie

Größenparameter A [m/s]



Windenergiegebiet Messmast

Abbildung 11: Windkarte mit mittlerem langjährigem Größenparameter A der Windgeschwindigkeit auf **120 m über Grund**. Der Standort der 90-m-Mastmessung ist mit einem blauen Dreieck markiert. Die grünen Gebiete erfüllen die Voraussetzung der Windanforderungen einer Windenergieanlage.

## 8 Unsicherheitsanalyse

Die Unsicherheit der Ertragsprognose kann in folgende Komponenten aufgeteilt werden:

- A. **Messfehler Mastdaten:** Die Messung wurde mit hochwertigen, kalibrierten Sensoren durchgeführt. Über die gesamte Messperiode gesehen, gab es an rund 11.5 Tagen Vereisungsereignisse. Dies entspricht 2% der Daten. Insgesamt wird beim Messfehler der Mastdaten von einer Unsicherheit von **5.0%** bezüglich des Energieertrages ausgegangen<sup>6,7</sup>.
- B. **Langjährige Windverhältnisse:** Die Unsicherheit wurde mit einer statistischen Methode ermittelt<sup>8</sup>. Die Daten der Stationen Fribourg/Posieux und Payerne wurden für den langjährigen Abgleich herangezogen. Bezüglich der Windgeschwindigkeit betragen die Unsicherheiten der Daten von Fribourg/Posieux und Payerne 1.5% respektive 1.0%. Umgerechnet auf den Energieertrag beträgt die Unsicherheit **3.8%**.
- C. **Unsicherheit der horizontalen und vertikalen Extrapolation:** Die Unsicherheit der horizontalen (mit WindSim) und vertikalen (mit LIDAR-Profilen) Extrapolation der Messung wurde gemäss Erfahrung mit vergleichbaren Projekten auf **10%** bezüglich des Energieertrags gesetzt. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Unsicherheit am Standort der Windmessung kleiner als 10% ist und mit der Entfernung zur Windmessung zunimmt.
- D. **Leistungskurve:** Die Unsicherheit wird unter anderem dadurch verursacht, dass die Leistungskurve bei einer standortfremden Luftdichte und anderen Turbulenzwerten vermessen wurde. Es wurde ein Wert von **5%** für die Unsicherheit bezüglich des Energieertrags angenommen.

Da diese Unsicherheitskomponenten voneinander unabhängig sind, kann die Gesamtunsicherheit gemäss folgender Formel berechnet werden:

$$\text{Gesamtunsicherheit} = \sqrt{A^2 + B^2 + C^2 + D^2}$$

Die Resultate der Unsicherheitsrechnung sind in Tabelle 10 enthalten.

---

<sup>6</sup> Albers A., 2002, Uncertainty Analysis of Energy Yield Predictions as Basis for Risk Evaluation of Wind Farm Projects, DEWEK 2002 Tagungsband.

<sup>7</sup> Strack M., 2002, Analysis of Uncertainties of Wind Farm Projects, DEWEK 2002 Tagungsband.

<sup>8</sup> Brower M., 2012, Wind resource assessment: a practical guide to developing a wind project, John Wiley & Sons, 296 pp.

Tabelle 10: Unsicherheit in Komponenten aufgeteilt und als Gesamtunsicherheit  $s_{tot}$  bezogen auf den Energieertrag.

<b>Komponente</b>	<b>Unsicherheit</b>
A: Messfehler Messmast	5.0%
B: Langjährige Windverhältnisse	3.8%
C: Extrapolation (WindSim, LIDAR-Profile)	10.0%
D: Leistungskurve	5.0%
<b>Gesamtunsicherheit <math>s_{tot}</math></b>	<b>12.8%</b>

## 9 Energieprognose

### 9.1 Energieertrag

Da noch kein Windparklayout ausgearbeitet worden ist, wird der Energieertrag vorerst nur für den Standort der Mastmessung (CH-Landeskoordinaten LV95: 2'612'389 / 1'200'900) berechnet. Als Beispielturbine für die Ertragsrechnung wurde eine Vestas V126 mit einer Nennleistung von 3.3 MW, einem Rotordurchmesser von 126 m und einer Nabenhöhe von 117 m gewählt.

Die **Brutto-Energieerträge** ( $E_{\text{brutto}}$  in Tabelle 11) wurden durch die Verknüpfung der modellierten Windstatistik mit der Leistungskurve der WEA (Anhang A) berechnet und entsprechen dem Erwartungswert gemäss den verfügbaren Daten. Die Leistungskurve der Anlage wurde für die Luftdichte auf Nabenhöhe korrigiert. Die Luftdichte wurde unter Annahme einer Standardatmosphäre berechnet. Für den Maststandort beträgt die Luftdichte  $1.120 \text{ kg/m}^3$  auf 117 m über Grund.

Zur Berechnung des **Netto-Energieertrags**  $E_{P50}$  ( $E_{\text{netto } E_{P50}}$  in Tabelle 11) wurden folgende Abschläge eingeführt:

- Verfügbarkeit der WEA: 3% Abschlag
- Elektrische Verluste: 1% Abschlag

Ertragsausfälle durch Vereisung wurden nicht berücksichtigt.

Tabelle 11 zeigt die Ertragsprognose für eine Vestas V126 am Standort der Mastmessung. Der Energieertrag  $E_{P50}$  bezeichnet den Ertrag mit einer Überschreitungswahrscheinlichkeit von 50% und einem Risiko der Unterschreitung von 50%.

Tabelle 11: Ertragsprognose für WEAs des Typs **Vestas V126 3.3 MW mit 117 m Nabenhöhe**.

Standort	E brutto [MWh/a]	E netto $E_{P50}$ [MWh/a]
Maststandort	4'597	4'459

### 9.2 Produktionsanteile Sommerhalbjahr – Winterhalbjahr

Im langjährigen Mittel teilen sich die Energieerträge folgendermassen auf das Sommer- und Winterhalbjahr auf:

- **42% im Sommer (April bis September)**
- **58% im Winter (Oktober bis März)**

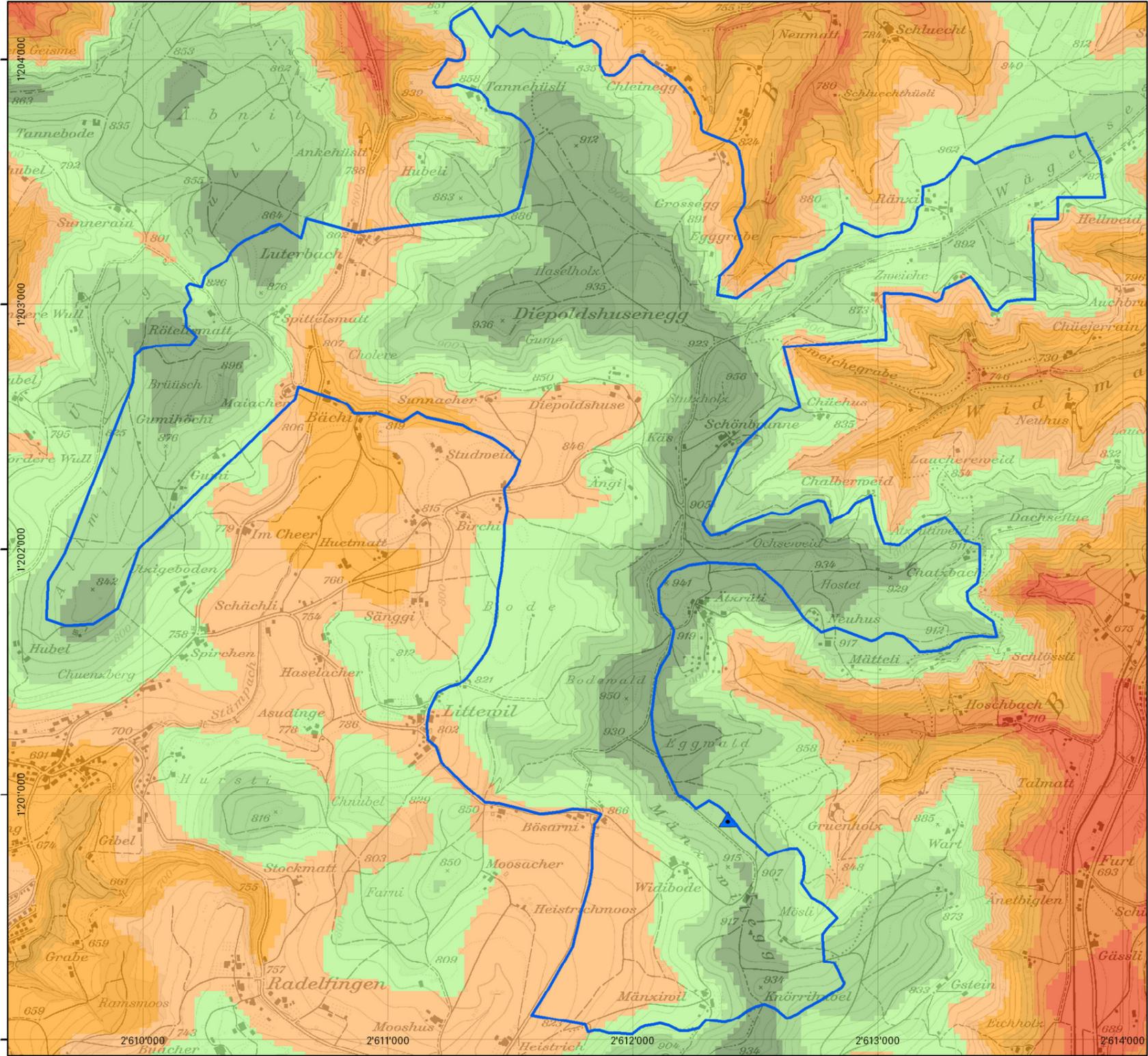
## A. Leistungskurve

Leistungskurve und Thrust coefficient  $c_t$  der Vestas V126, 3.3 MW für den Operation Modus Noise 0 und  $1.125 \text{ kg/m}^3$  (Dokumentation des Herstellers).

Windgeschwindigkeit [m/s]	Vestas V126, 3.3 MW	
	Leistung [kW]	$c_t$ [-]
0.0	0	0
0.5	0	0
1.0	0	0
1.5	0	0
2.0	0	0
2.5	0	0
3.0	30	0.918
3.5	97	0.886
4.0	179	0.844
4.5	278	0.814
5.0	397	0.801
5.5	539	0.797
6.0	711	0.790
6.5	913	0.782
7.0	1'150	0.772
7.5	1'420	0.763
8.0	1'723	0.753
8.5	2'060	0.742
9.0	2'434	0.733
9.5	2'804	0.706
10.0	3'090	0.646
10.5	3'238	0.556
11.0	3'290	0.469
11.5	3'299	0.396
12.0	3'300	0.340
12.5	3'300	0.296
13.0	3'300	0.260
13.5	3'300	0.232
14.0	3'300	0.207
14.5	3'300	0.185
15.0	3'300	0.166
15.5	3'300	0.151
16.0	3'300	0.137

Windgeschwindigkeit [m/s]	Vestas V126, 3.3 MW	
16.5	3'300	0.125
17.0	3'300	0.115
17.5	3'300	0.106
18.0	3'300	0.098
18.5	3'300	0.090
19.0	3'300	0.083
19.5	3'300	0.078
20.0	3'300	0.072
20.5	3'300	0.068
21.0	3'300	0.063
21.5	3'300	0.060
22.0	3'300	0.056
22.5	3'300	0.053
23.0	0	0
23.5	0	0
24.0	0	0
24.5	0	0
25.0	0	0
25.5	0	0

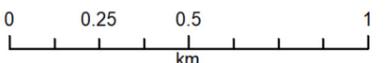
## B. Windkarte im A3-Format



Windenergiegebiet Vechigen  
Windkarte 120 m über Grund

Größenparameter A [m/s]

- < 3.5 m/s
- 3.51 - 3.75 m/s
- 3.76 - 4 m/s
- 4.01 - 4.25 m/s
- 4.26 - 4.5 m/s
- 4.51 - 4.75 m/s
- 4.76 - 5 m/s
- > 5 m/s
- Windenergiegebiet
- Messmast



1:15'000

Date: 02.03.2018

Hintergrund: Bundesamt für Landestopografie