



# Windenergieprojekt Muttenz Hardwald

Windgutachten mit Ertragsprognose

## Impressum

Auftraggeber Kontaktperson Adresse	aventron AG Antoine Millioud Weidenstrasse 27 4142 Münchenstein
Datum Aktuelle Version Ältere Versionen Projektnummer Datei	28.04.2020 Schlussbericht - 19_0044 windgutachten_muttENZ_hardwald.docx
Erstellt durch Kontrolliert durch Genehmigt durch	Dominik Eggli 28.04.2020   Paul Froidevaux 29.04.2020   Sara Koller
Gewährleistung	Meteotest gewährleistet ihren Kunden eine sorgfältige und fachgerechte Auftragsbearbeitung. Jegliche Haftung, insbesondere auch für Folgeschäden, wird im Rahmen des gesetzlich Zulässigen wegbedungen.

## Zusammenfassung

Die aventron AG plant beim Hardwald in Muttenz eine Windenergieanlage zu errichten. Dafür wurde eine einjährige LIDAR-Messkampagne durchgeführt.

Am LIDAR-Standort wurde während der ausgewerteten Messperiode vom 14. März 2019 bis 30. März 2020 eine mittlere Windgeschwindigkeit von 4.6 m/s auf 140 m über Grund gemessen

Für den langjährigen Abgleich mit den permanenten Meteostationen Basel/Binningen und Möhlin wurde eine Korrektur von - 8% eingeführt. Das heisst, dass im langjährigen Mittel am Standort mit einer Windgeschwindigkeit von 4.3 m/s auf 140 m über Grund zu rechnen ist.

Die Ertragsprognosen wurden für vier unterschiedliche WEA-Typen am Standort der LIDAR-Messung gerechnet.

Eine für planerische Zwecke bestimmte Unsicherheitsrechnung und eine Risikoanalyse sind weitere Bestandteile des vorliegenden Windgutachtens.

Die langjährige Unsicherheit bezogen auf den Energieertrag beträgt 10.8%.

Die untenstehende Tabelle enthält eine Zusammenfassung der Ertragsprognosen für die vier betrachteten Anlagentypen.

<b>Turbinentyp:</b>	<b>Vestas V110</b>	<b>Vestas V112</b>	<b>Nordex N117</b>	<b>Vestas V126</b>
<b>Nennleistung:</b>	<b>2.0 MW</b>	<b>3.3 MW</b>	<b>2.4 MW</b>	<b>3.45 MW</b>
<b>Nabenhöhe:</b>	<b>125 m</b>	<b>140 m</b>	<b>140 m</b>	<b>137m</b>
Energieertrag brutto [MWh/a]	2'969	3'361	3'504	4'815
mittlerer Kapazitätsfaktor [%]	16.9	11.6	16.7	15.9
mittlere Volllaststunden [h]	1'484	1'018	1'460	1'396
Verlust Verfügbarkeit [%]	3%	3%	3%	3%
Elektrische Verluste [%]	1%	1%	1%	1%
<b>Energieertrag netto EP50 [MWh/a]</b>	<b>2'850</b>	<b>3'226</b>	<b>3'365</b>	<b>4'620</b>
mittlerer Kapazitätsfaktor [%]	16.3	11.2	16.0	15.3
mittlere Volllaststunden [h]	1'425	978	1'402	1'339
Energieertrag netto EP75 [MWh/a]	2'681	3'028	3'166	4'346
mittlerer Kapazitätsfaktor [%]	15.3	10.5	15.1	14.4
mittlere Volllaststunden [h]	1'340	918	1'319	1'260
Energieertrag netto EP90 [MWh/a]	2'529	2'851	2'986	4'100
mittlerer Kapazitätsfaktor [%]	14.4	9.9	14.2	13.6
mittlere Volllaststunden [h]	1'264	864	1'244	1'188

# 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	Messkampagne .....	7
2.2.1	LIDAR-Konfiguration.....	7
2.2.2	Messprotokoll .....	8
2.2.3	Datenverfügbarkeit .....	8
<b>3</b>	<b>Resultate der LIDAR Messung</b> .....	<b>10</b>
<b>4</b>	<b>Langjährige Windverhältnisse</b> .....	<b>18</b>
4.1	Korrelation von langjährigen Messdaten mit den LIDAR-Messungen.	18
4.2	Langjähriger Abgleich der Referenzmessung.....	23
<b>5</b>	<b>Analyse der Unsicherheit</b> .....	<b>24</b>
<b>6</b>	<b>Energieertrag</b> .....	<b>26</b>
6.1	Windturbinenstandorte.....	26
6.2	Windturbinentyp .....	26
6.3	Berechnung der Energieerträge .....	26
<b>7</b>	<b>Risikoanalyse</b> .....	<b>29</b>
<b>8</b>	<b>Bestimmung der Standortparameter</b> .....	<b>32</b>
8.1	Internationaler Standard IEC 61400-1 .....	32
8.2	Standortparameter für Windturbinen .....	32
<b>A</b>	<b>Leistungskurven</b> .....	<b>36</b>

# 1 Einleitung

Die aventron AG plant beim Hardwald in MuttENZ eine Windenergieanlage zu errichten. Um das Windpotenzial zu vermessen, wurde eine einjährige LIDAR-Messkampagne durchgeführt.

Im vorliegenden Bericht wird die Windmessung dokumentiert und ausgewertet (Kapitel 2 und 3).

Für die Abschätzung der langjährigen Windverhältnisse im Projektgebiet wurde die LIDAR-Messung mit den Daten von permanenten Meteostationen der MeteoSCHWEIZ sowie mit MERRA- und NCEP Reanalysedaten korreliert (Kapitel 4). Die LIDAR-Messung wurde mit dem am besten korrelierenden Datensatz langjährig abgeglichen.

Eine detaillierte Analyse aller Unsicherheiten der ins Gutachten einflussenden Parameter wird in Kapitel 5 vorgestellt.

Für die Ertragsprognosen in Kapitel 6 wurden die Erträge für die vier Anlagentypen Vestas V110, Vestas V112, Nordex N117 und Vestas V126 gerechnet.

Mit der Risikoanalyse in Kapitel 7 wird die Wahrscheinlichkeit aufgezeigt, mit welcher ein bestimmter Energieertrag erwartet werden kann.

In Kapitel 8 werden die Standortparameter Turbulenzintensität und der Extremwind für den LIDAR-Standort gezeigt.

## 2 Windmessung

### 2.1 Standortbeschreibung

Der Standort der LIDAR-Messung befindet sich nördlich von Muttenz direkt am südlichen Rand des Hardwaldes. Das Gelände rund um den Messstandort ist flach. Aufgrund der unmittelbaren Nähe des Hardwaldes muss davon ausgegangen werden, dass bei nördlicher bis östlicher Anströmung der untere Bereich der Messung durch die umliegenden Bäume beeinflusst wird. Mit zunehmender Höhe über Grund nimmt die Beeinflussung ab und die Messung kann als frei angeströmt bezeichnet werden.

Abbildung 1 zeigt die Position der LIDAR-Messung. In Tabelle 1 sind die Koordinaten angegeben. Abbildung 2 zeigt den LIDAR-Standort beim Hardwald, der im Hintergrund noch zu erkennen ist.

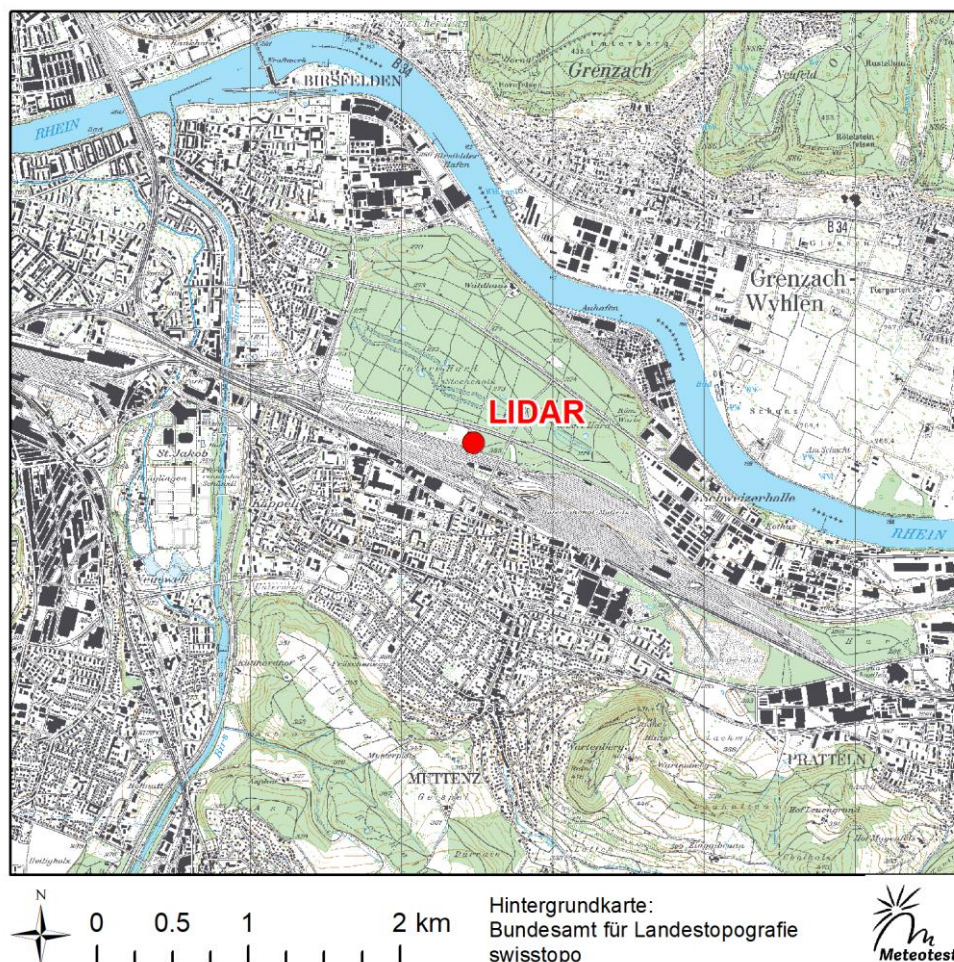


Abbildung 1: Position der LIDAR-Messung.



Tabelle 1: Koordinaten des Messstandortes.

Standort	CH-Landeskoordinaten LV95 [m]	Höhe [m.ü.M.]
LIDAR	2'615'477 / 1'265'282	274



Abbildung 2: LIDAR-Standort Muttenz Hardwald.

## 2.2 Messkampagne

### 2.2.1 LIDAR-Konfiguration

Für die Messung wurde ein LIDAR des Typs Windcube V2 der Firma Leosphere eingesetzt.

In Tabelle 2 ist die Konfiguration des Gerätes ersichtlich. Die Ausrichtung des LIDAR wurde als Offset in der Messung berücksichtigt, so dass die abgespeicherten Rohdaten bereits die korrekte Windrichtung aufweisen.

Tabelle 2: Konfiguration und Spezifikationen des Windcube V2.

Spezifikation	Wert
Seriennummer	WLS7-176
Standort	MuttENZ Hardwald
Messhöhen [m]	40, 60, 80, 100, 120, 140, 160, 180, 200
Zeitliches Mittelungsintervall	10 min
Ausrichtung des Gerätes	-172.7°
Nivellierung	Pitch: 0.2°, Roll: 0.0°

### 2.2.2 Messprotokoll

Die Messkampagne dauerte vom 14. März 2019 bis am 30. März 2020. Tabelle 3 zeigt das Protokoll der Messung. Die Messung konnte, abgesehen von zwei längeren Ausfällen, ohne technische Probleme durchgeführt werden.

Tabelle 3: Messprotokoll der LIDAR-Messung.

Ereignis	Datum / Zeit (UTC)
Beginn der LIDAR-Messung	14.03.2019, 14:10
Ausfall LIDAR aufgrund eines Defekts an der Printplatte	13.07.2019, 06:20 bis 25.07.2019, 07:00
Ausfall LIDAR aufgrund defekter Speicherbatterien der Stromversorgung	03.10.2019, 20:00 bis 07.10.2019, 17:00
Ende der LIDAR-Messung	30.03.2020, 23:50

### 2.2.3 Datenverfügbarkeit

Abbildung 3 zeigt die Zeitreihe der Datenverfügbarkeit während der Messkampagne mit prozentualer Angabe pro Messhöhe. Mit 92% verfügbaren Daten auf einer Höhe von 140 m über Grund, unter Berücksichtigung der Ausfälle des LIDAR wegen defekten Komponenten, ist die Datenverfügbarkeit recht gut.



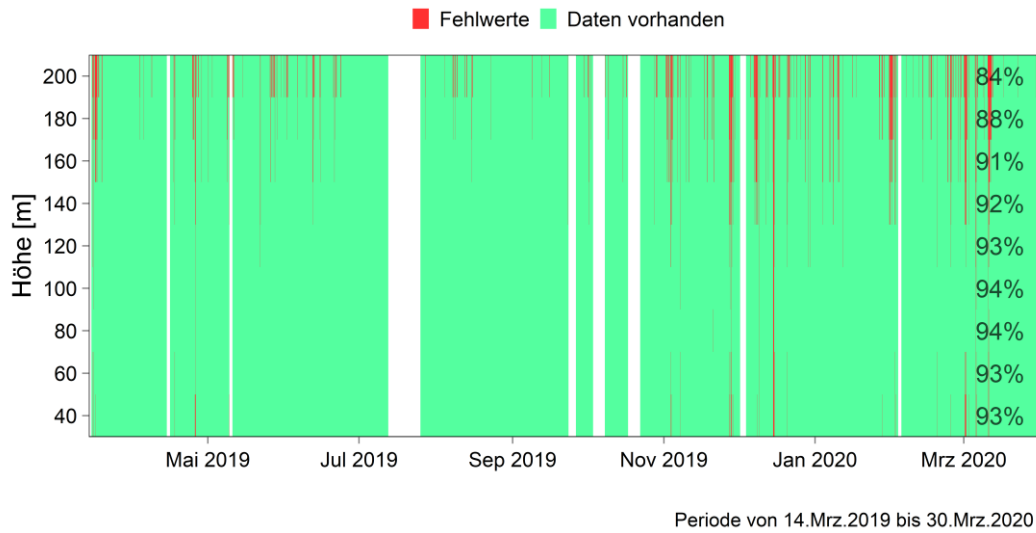


Abbildung 3: Zeitreihe der Datenverfügbarkeit der LIDAR-Messung. Vorhandene Daten sind grün, Fehlwerte rot dargestellt. Perioden während denen die LIDAR-Messung ausgefallen ist, sind weiss dargestellt. Zudem ist die prozentuale Datenverfügbarkeit über die gesamte Messperiode für jede Messhöhe eingetragen.

### 3 Resultate der LIDAR Messung

Abbildung 4 zeigt den Verlauf der Windgeschwindigkeiten als gleitende 10-Minutenmittelwerte für die Messhöhen 40 m bis 200 m über Grund. In Abbildung 6 ist der Verlauf als gleitende Wochenmittelwerte dargestellt.

Abbildung 6 dokumentiert die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit auf 140 m. Zusätzlich ist die approximierte Weibull-Verteilung eingezeichnet. Der Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf 140 m Höhe während der Messperiode liegt bei 4.6 m/s.

Abbildung 7 zeigt die Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeiten und die monatlichen Sekunden-Böenspitzen auf 140 m über Grund. In Abbildung 8 ist der saisonale Tagesgang dargestellt. Es ist deutlich zu erkennen, dass im Winter mit höheren Windgeschwindigkeiten gerechnet werden kann. Ein deutlicher Tagesgang ist vor allem im Frühling und im Sommer zu erkennen mit höheren Windgeschwindigkeiten in den Nachmittagsstunden.

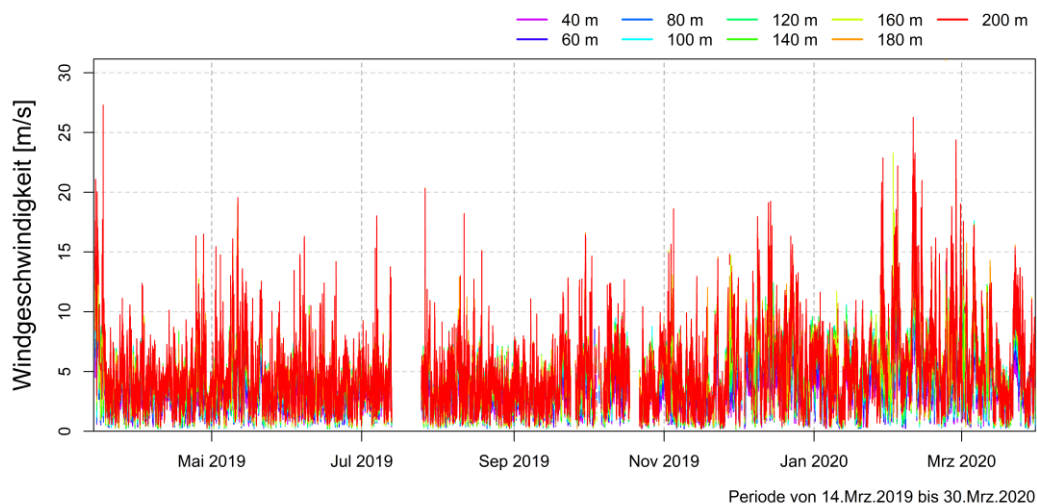


Abbildung 4: Verlauf der Windgeschwindigkeit auf den verschiedenen Messhöhen als gleitende 10-Minutenmittel.

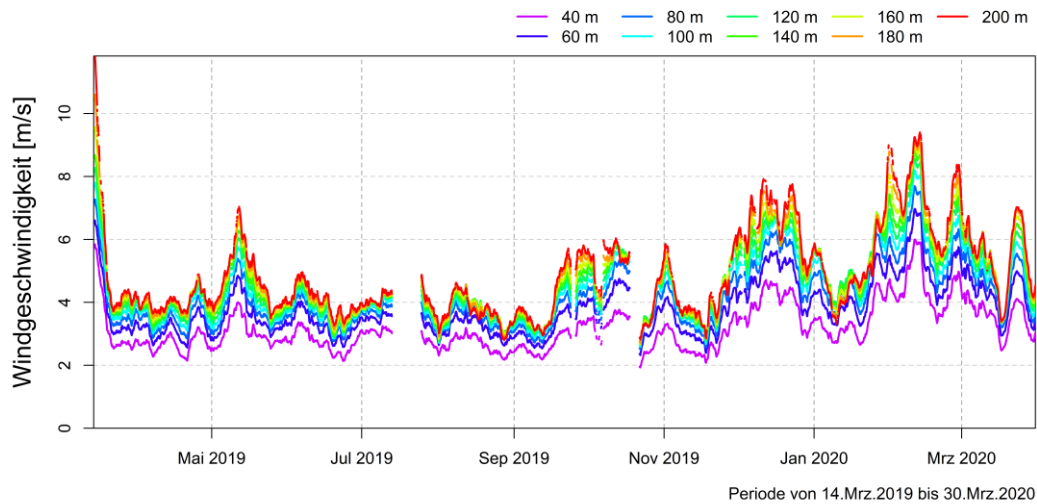


Abbildung 5: Verlauf der Windgeschwindigkeit auf den verschiedenen Messhöhen als gleitende Wochenmittelwerte. Wochenmittelwerte werden auch dargestellt wenn zugehörige 10-Minutenmittelwerte fehlen.

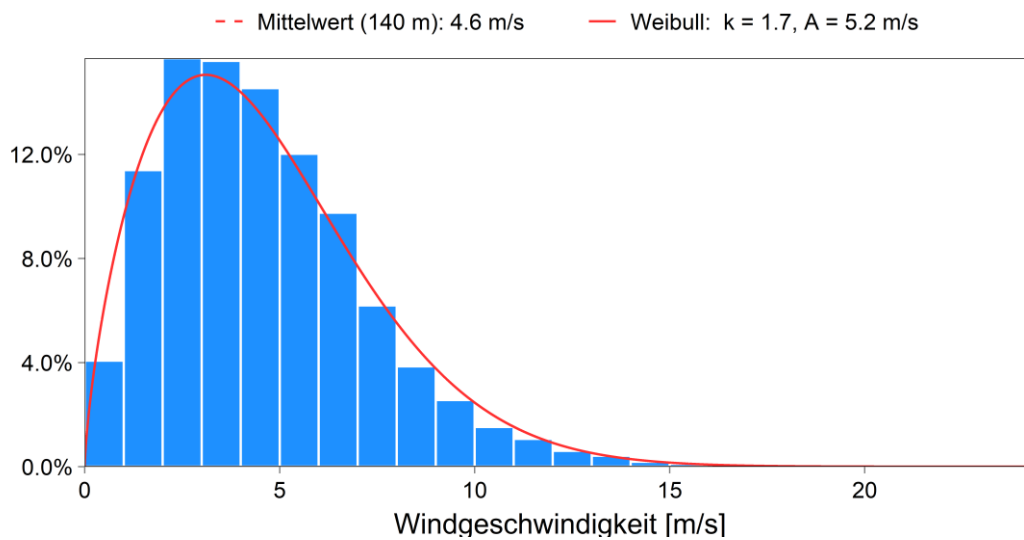
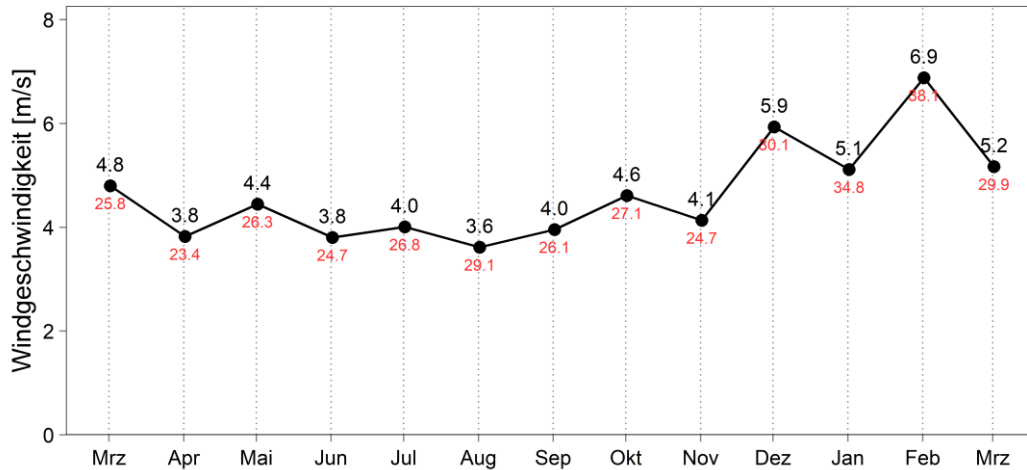
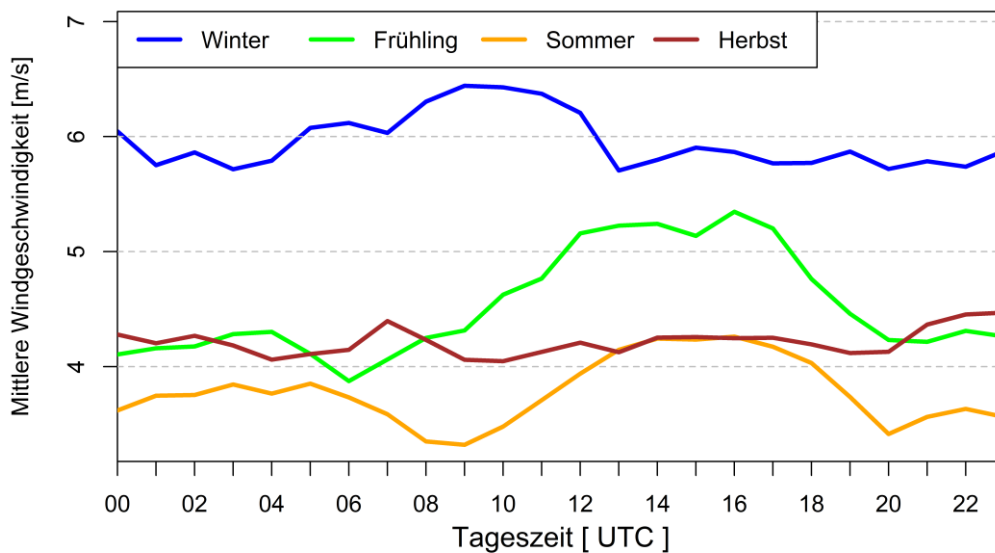


Abbildung 6: Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit auf 140 m Höhe mit der entsprechenden approximierten Weibull-Verteilung.



Periode von 14.Mrz.2019 bis 30.Mrz.2020

Abbildung 7: Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeit (in schwarz) und monatliche maximale Sekunden-Böenspitzen (in rot) auf 140 m Höhe.



Periode von 14.Mrz.2019 bis 30.Mrz.2020

Abbildung 8: Saisonale Mittelwerte der Windgeschwindigkeit in Abhängigkeit der Tageszeit auf 140 m Höhe (Winter: Dezember bis Februar, Fröhling: März bis Mai, Sommer: Juni bis August, Herbst: September bis November).

Abbildung 9 zeigt die gemessene Windrose auf 140 m über Grund. Die Hauptwindrichtungen sind Ost und West. Windgeschwindigkeiten von mehr als 8 m/s treten vorwiegend bei Anströmung aus den Hauptwindrichtungen auf.

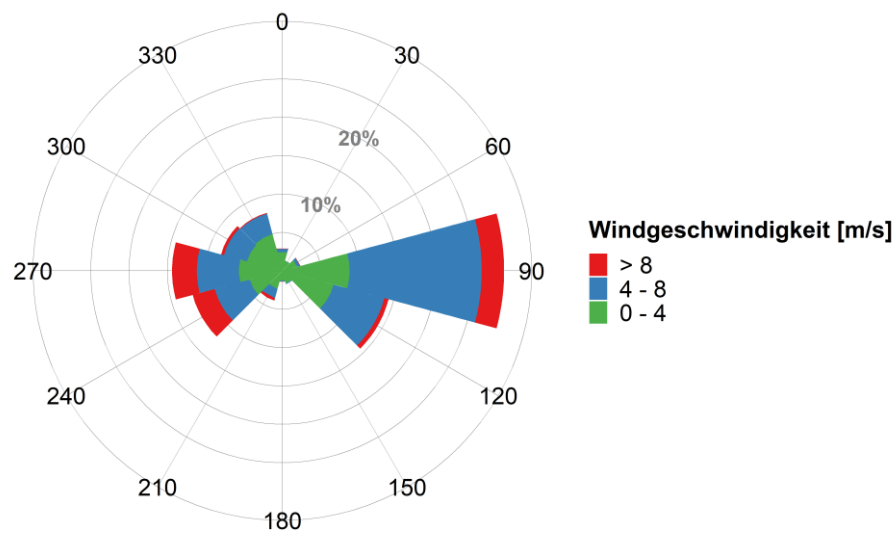


Abbildung 9: Windrose während der Messperiode auf 140 m.

Abbildung 10 zeigt die Vertikalprofile der Windgeschwindigkeit für 30°-Windrichtungssektoren. Es werden nur vollständige Profile von 40 m bis 200 m dargestellt. In den beiden Hauptwindrichtungssektoren ist eine deutliche Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe, vor allem im unteren Teil des Profils zu erkennen. Abbildung 11 zeigt die auf 40 m normierten Vertikalprofile der Windgeschwindigkeit. Die Zunahme der Windgeschwindigkeit von 40 m auf 140 m Höhe über Grund beträgt für die Hauptwindrichtungen 45% resp. 49%.



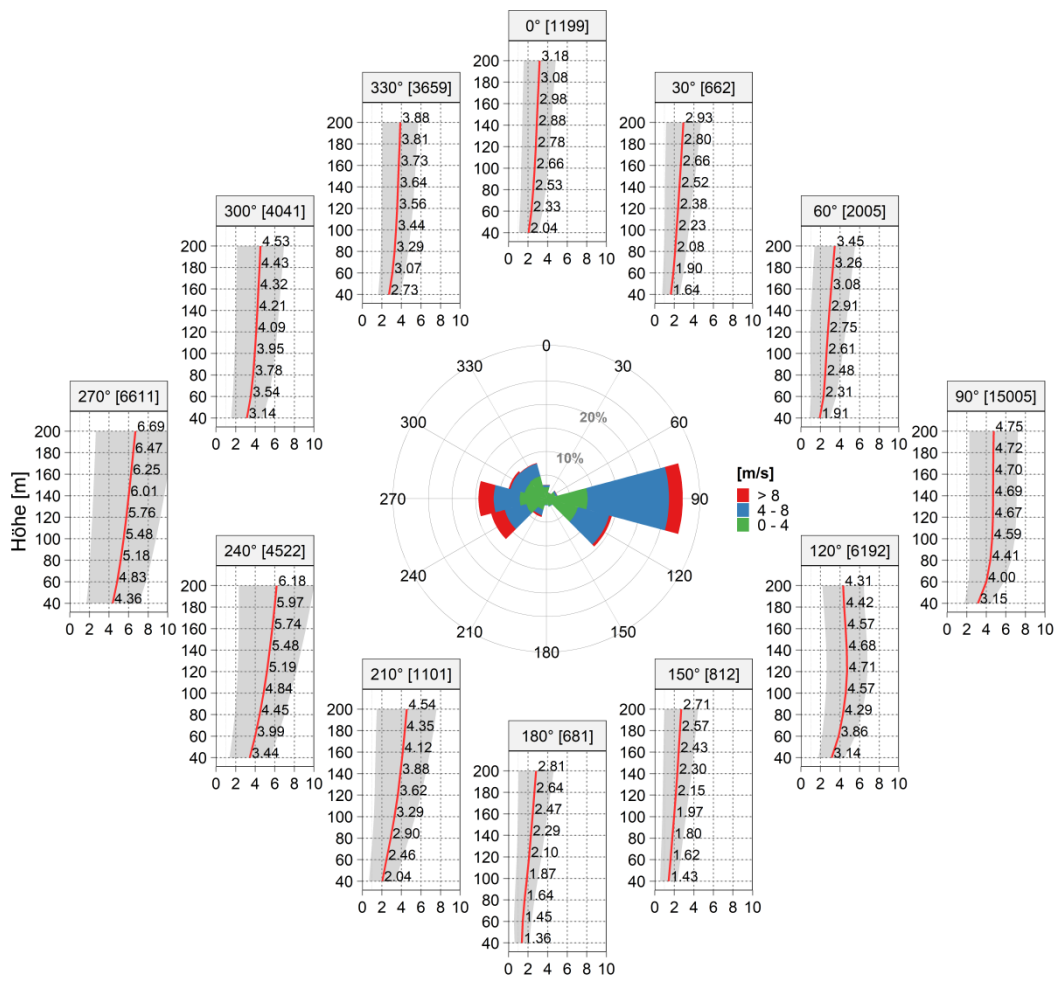


Abbildung 10: Mittlere vertikale Profile der Windgeschwindigkeiten der LIDAR-Messung in 30°-Windrichtungssektoren. Im Zentrum ist die Windrose der LIDAR-Messung auf 140 m Höhe über Grund abgebildet. In eckigen Klammern sind die Anzahl Profile pro Sektor angegeben.

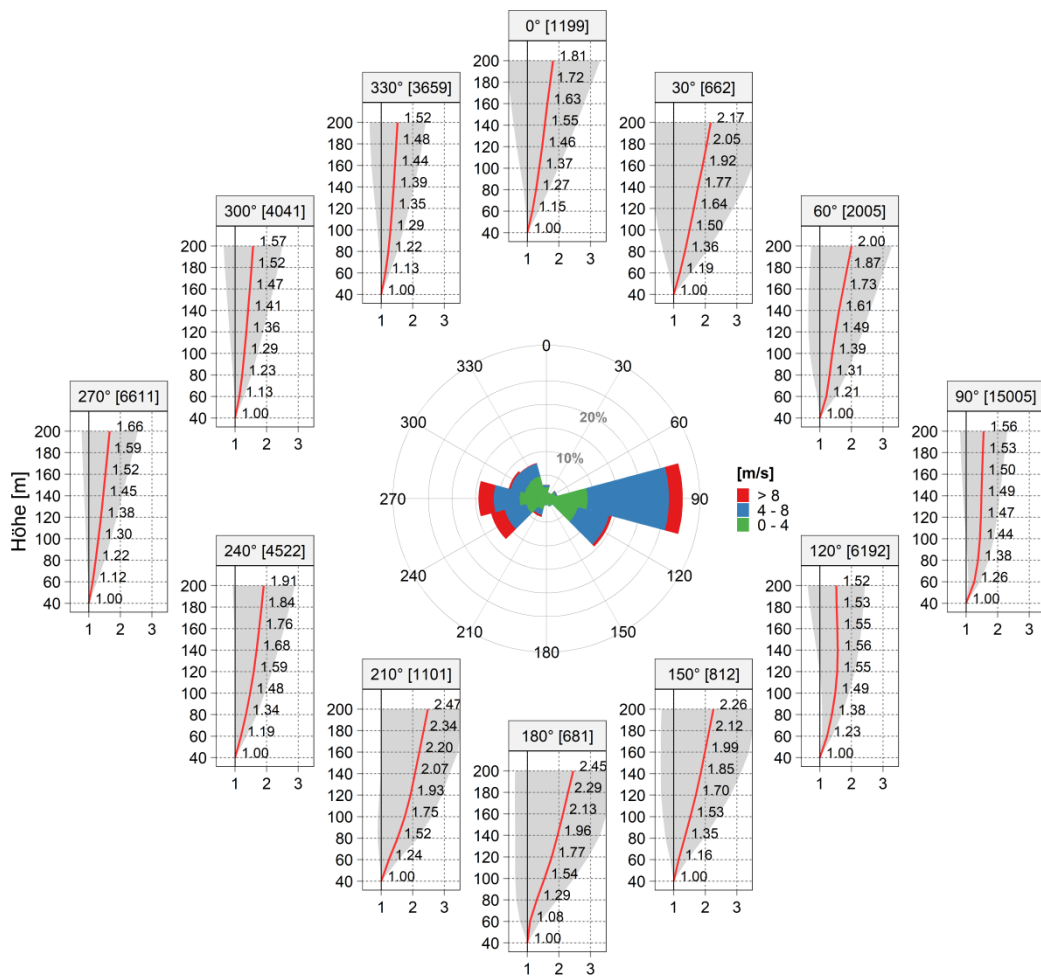


Abbildung 11: Mittlere vertikale Profile der Windgeschwindigkeiten der LIDAR-Messung in 30°-Windrichtungssektoren, normiert auf 40 m Höhe über Grund. Im Zentrum ist die Windrose der LIDAR-Messung auf 140 m Höhe über Grund abgebildet. In eckigen Klammern sind die Anzahl Profile pro Sektor angegeben.

Abbildung 12 zeigt die vertikalen Profile der Windgeschwindigkeiten normiert auf 40 m für die Hauptwindrichtung Ost für verschiedene Windgeschwindigkeitsklassen und Tagesabschnitte (Tag / Nacht).

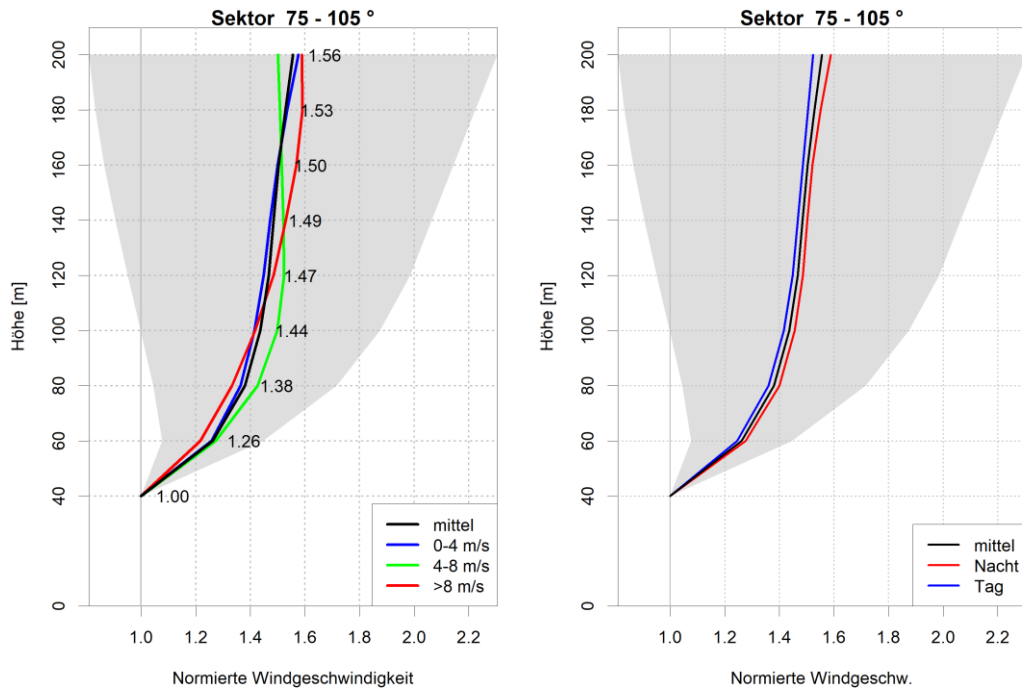


Abbildung 12: Vertikales Profil der Windgeschwindigkeit für die Hauptwindrichtung Ost für verschiedene Windgeschwindigkeitsklassen (links) und Tagesabschnitte (rechts).

Bei den Tageswerten wurde die Periode zwischen 7 h und 21 h (UTC) berücksichtigt. Für die Nachtwerte wurde entsprechend die Periode von 21 h bis 7 h einbezogen.

In den Nachtstunden nimmt die Windgeschwindigkeit mit der Höhe etwas stärker zu als durch den Tag. Bei den Windgeschwindigkeitsklassen zeigt sich kein eindeutiges Bild.

Abbildung 13 zeigt die vertikalen Profile der Turbulenzintensität. Die Berechnung der Turbulenzintensität wurde nur für Windgeschwindigkeiten über 4 m/s durchgeführt. Das führt dazu, dass für die Abbildung 13 deutlich weniger Profile zur Verfügung standen als in Abbildung 10.

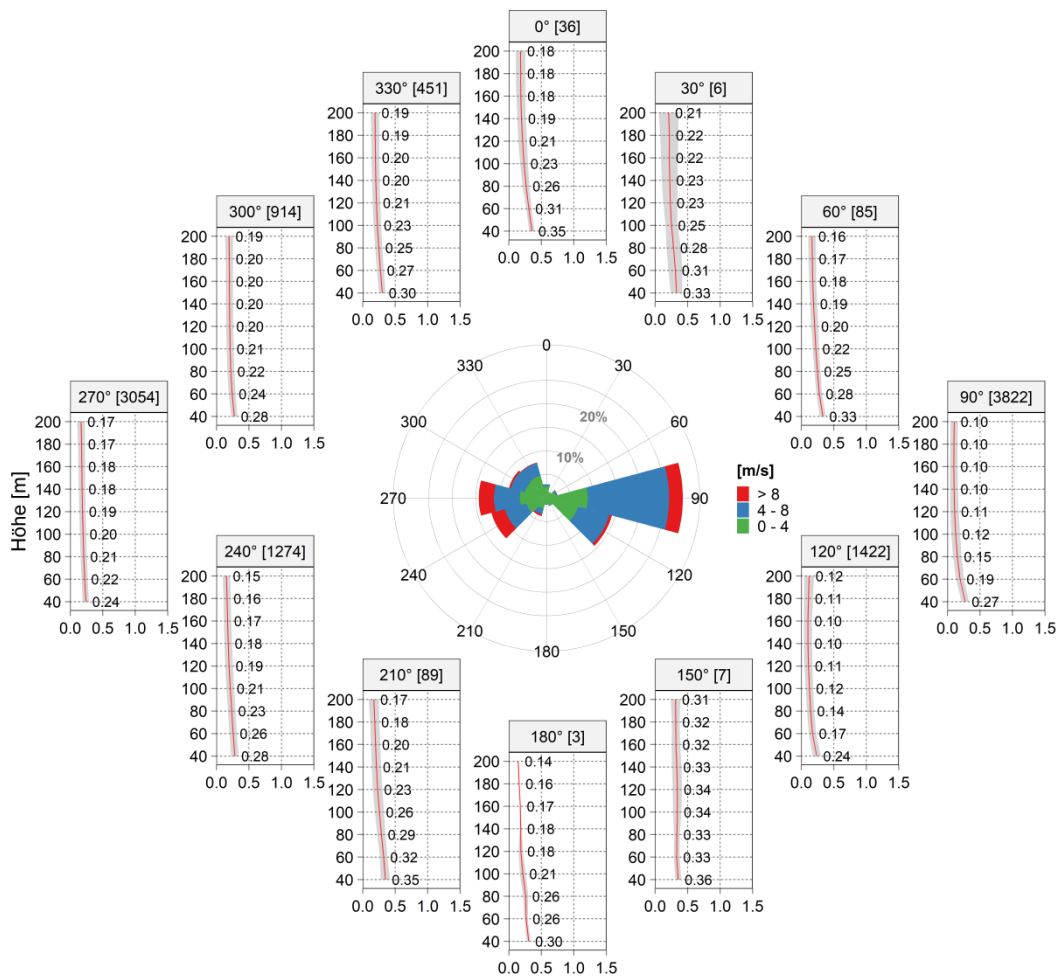


Abbildung 13: Vertikale Profile der Turbulenzintensität der LIDAR-Messung in 30°-Windrichtungssektoren. Im Zentrum ist die Windrose der LIDAR-Messung auf 140 m Höhe über Grund abgebildet. In eckigen Klammern sind die Anzahl Profile pro Sektor angegeben.

## 4 Langjährige Windverhältnisse

### 4.1 Korrelation von langjährigen Messdaten mit den LIDAR-Messungen

#### Korrelation mit Meteostationen

Idealerweise wird für eine langjährige Abschätzung eine mindestens zehnjährige vollständige Datenreihe einer permanenten Meteostation verwendet. Es wurde der lineare Pearson-Korrelationskoeffizient für die Daten des LIDAR mit den Daten aller permanenten **Meteostationen der MeteoSchweiz** berechnet. Tabelle 4 zeigt die fünf Stationen, die am besten mit der LIDAR-Messung korrelieren. Die am besten korrelierenden Stationen sind nicht zwingend diejenigen, welche in unmittelbarer Nähe des LIDAR liegen. Eine wichtige Rolle für eine gute Korrelation spielt ebenfalls ein ähnlicher Expositionsgrad der Stationen. Die fünf Stationen wurden auf die Länge der Messreihe, Konsistenz sowie Lückenlosigkeit des Datensatzes hin geprüft (Tabelle 5).

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

Tabelle 4: Position der Meteostationen und Korrelationskoeffizienten der Meteostationen mit der LIDAR-Messung.

Station	WMO-Nummer	Koordinaten (CH-Landeskoordinaten LV1903)	Höhe [m.ü.M.]	Korrelationskoeffizient Tageswerte / Stundenwerte
Basel/Binningen	66010	610'850 / 265'620	316	0.79 / 0.82
Möhlin	66410	633'050 / 269'150	340	0.86 / 0.73
Rünenberg	66450	633'246 / 253'846	611	0.65 / 0.59
Beznau	66460	659'808 / 267'694	325	0.61 / 0.54
Delémont	66020	591'840 / 245'950	467	0.56 / 0.58



Tabelle 5: Kriterien für die Eignung der Meteostationen als Referenz für den langjährigen Abgleich der Daten der LIDAR-Messung.

Station	Länge der betrachteten homogenen Messperiode	Konsistenz	Lücken	Faktor langjährig / Messperiode
Basel/Binningen	10.0 Jahre	gut	keine	0.90
Möhlin	9.6 Jahre	gut	keine	0.94
Rünenberg	10.0 Jahre	gut	keine	0.85
Beznau	10.0 Jahre	gut	keine	0.89
Delémont	7.6 Jahre	gut	keine	0.89

### Korrelation mit Reanalysedaten

Eine Ergänzung oder Alternative zum langjährigen Abgleich mit Messungen an permanenten Meteostationen ist der langjährige Abgleich anhand von Reanalysedaten. Reanalysedaten sind kontinuierlich aktualisierte Datensätze basierend auf einer Verknüpfung von Messungen und Simulationen mit Atmosphären-Modellen. Ein grosser Vorteil ist, dass es sich um sehr langjährige, homogene und weltweit verfügbare Datenreihen handelt. Zwei Datensätze, die sich für den langjährigen Abgleich bewährt haben, sind die NCEP/NCAR Reanalysedaten<sup>1</sup>, und die MERRA-2-Daten<sup>2</sup>.

Die **NCEP/NCAR-Reanalysedaten** liegen in sechsständiger Auflösung vor und reichen bis ins Jahr 1948 zurück. Von den NCEP/NCAR Reanalysedaten werden für die Korrelation mit der Referenzklimatologie die Daten der letzten 10 Jahren beim nächstgelegenen Gitterpunkt auf dem 950 hPa Niveau verwendet. Aus den sechsständigen Reanalysedaten werden Tagesmittelwerte berechnet, die mit den Tagesmittelwerten der Referenzklimatologie für den Messzeitraum korreliert werden. Es ergeben sich ein Korrelationskoeffizient auf Tageswerten von **0.54** und ein langjähriger Faktor von **0.94**.

Die **MERRA-2-Daten** liegen in sechsständiger Auflösung vor und reichen zurück bis ins Jahr 1979. Von den MERRA-2-Daten werden für die Korrelation mit der Referenzklimatologie die Daten der letzten 10 Jahren am nächstgelegenen Gitterpunkt auf dem untersten Modelllevel (ungefähr 10 hPa über Grund) verwendet. Aus den sechsständigen Reanalysedaten werden Tagesmittelwerte berechnet, die mit den Tagesmittelwerten der Referenzklimatologie für den Messzeitraum korreliert werden. Es ergeben sich ein Korrelationskoeffizient auf Tageswerten von **0.83** und ein langjähriger Faktor von **0.91**.

<sup>1</sup> <http://www.esrl.noaa.gov/psd/data/reanalysis/reanalysis.shtml>

<sup>2</sup> <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2/>

## **Wahl der Datengrundlagen für den langjährigen Abgleich**

Die Daten der Meteostationen Basel/Binningen und Möhlin korrelieren am besten mit den Mastmessungen und haben konsistente langjährige Messreihe ohne Lücken und Drift. Für den langjährigen Abgleich wird der Mittelwert der beiden Meteostationen verwendet. Auf die Verwendung der Reanalysedaten wird verzichtet, weil deren Zeitreihen eine leichte Drift aufweisen.

In der Abbildung 14 sind die langjährigen Messreihen der fünf Meteostationen mit den besten Korrelationen zusammen mit der LIDAR-Messung auf 140 m dargestellt. Abbildung 15 enthält die langjährigen Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeit sowie die Monatsmittelwerte während der Messperiode an den Meteostationen. Zusätzlich sind die Monatsmittelwerte der LIDAR-Messung auf 140 m eingetragen.

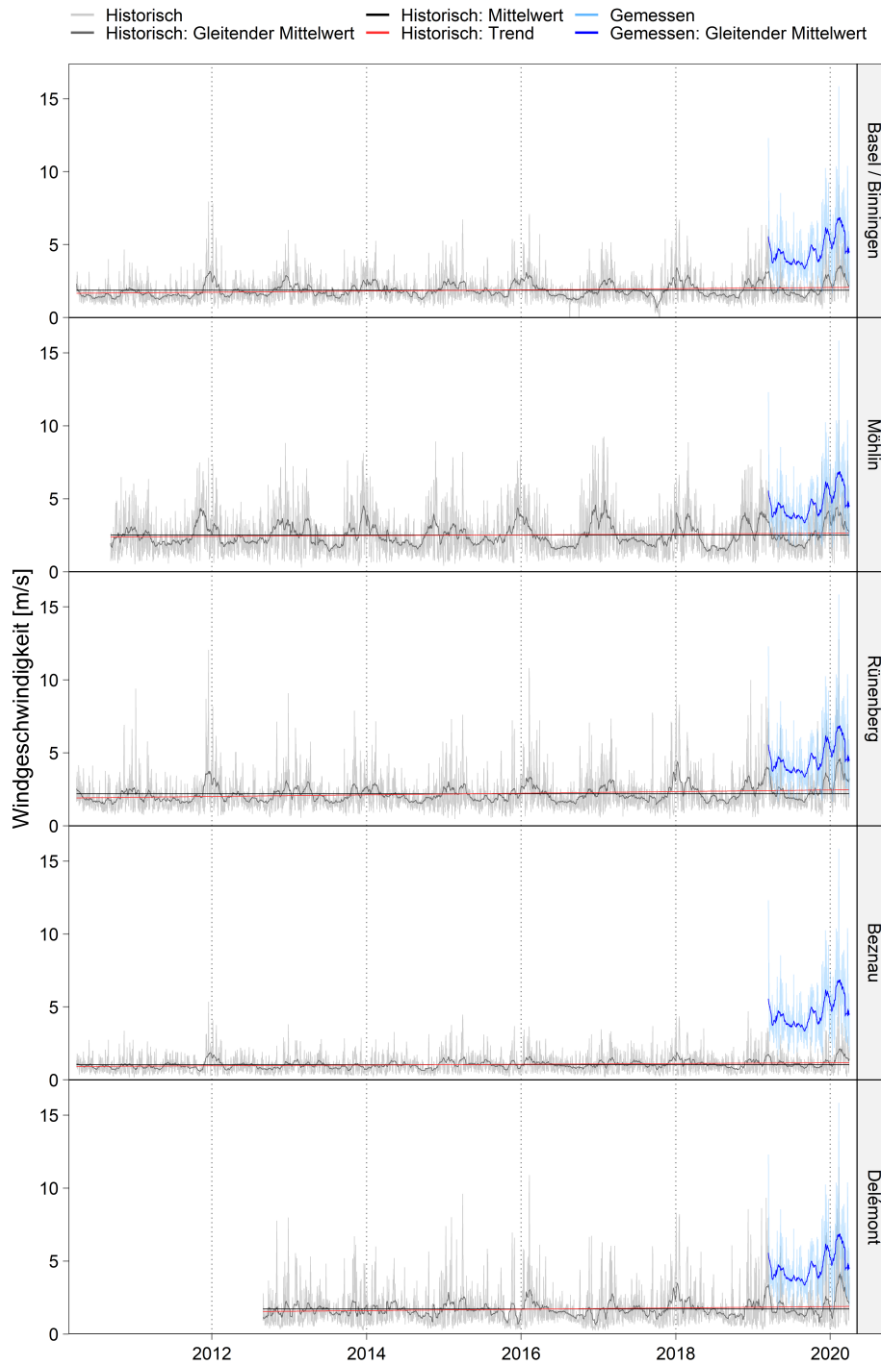


Abbildung 14: Verlauf der Windgeschwindigkeit an allen untersuchten Meteostationen von April 2010 bis April 2020. Stündliche Werte sind in hellgrau, gleitendes Monatsmittel in dunkelgrau angegeben. Die horizontale schwarze Linie stellt den Mittelwert der Windgeschwindigkeit des ganzen verwendeten Messdatensatzes dar. In rot ist der Trend über die langjährige Zeitreihe gezeigt. Die LIDAR-Messung ist in blau eingezeichnet (Stündliche Werte in hellblau und gleitendes Monatsmittel in dunkelblau).

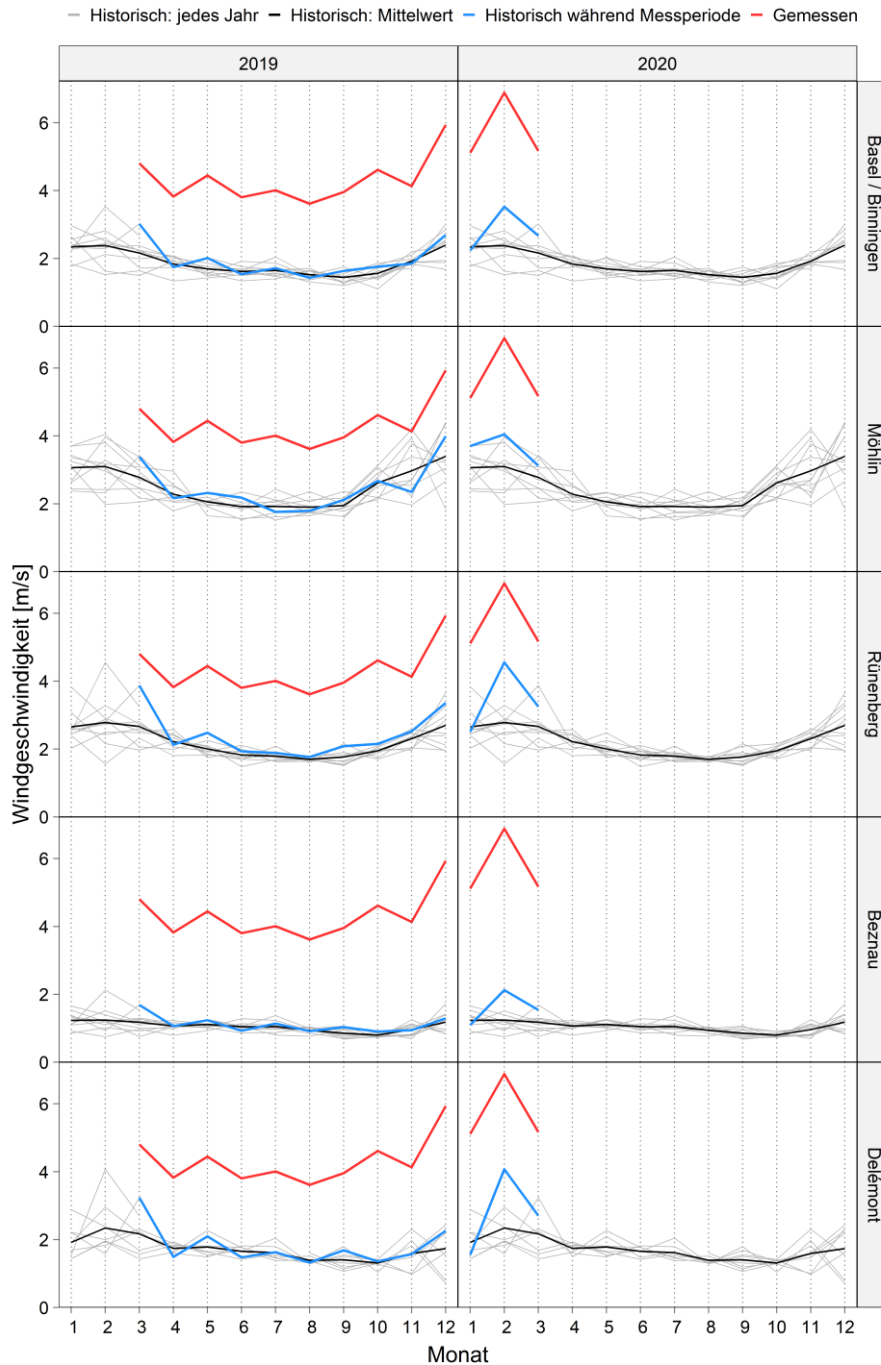


Abbildung 15: Langjährige Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeit an den Meteostationen für die Periode April 2010 bis April 2020: einzelne Jahre sind in grau, der Mittelwert der ganze Zeitreihe ist in schwarz und die Monatsmittelwerte während der Periode der LIDAR-Messung sind in blau gezeigt. In rot sind die Monatsmittelwerte der LIDAR-Messung auf 140 m eingetragen.

## 4.2 Langjähriger Abgleich der Referenzmessung

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

$$v_{LIDAR,langjährig} = v_{LIDAR,Messperiode} \cdot \frac{v_{Meteo,langjährig}}{v_{Meteo,Messperiode}}$$

Das Verhältnis der langjährigen Windgeschwindigkeit zur Windgeschwindigkeit während der Messperiode wurde mit dem Mittelwert der langjährigen Faktoren der Meteostationen Basel/Binningen (0.90) und Möhlin (0.94) berechnet (Tabelle 5). Das Verhältnis von 0.92 wird mit den LIDAR-Daten multipliziert. Dies bedeutet, dass am Messstandort im langjährigen Mittel verglichen mit der Messperiode mit rund **8% tieferen Windgeschwindigkeiten** gerechnet werden muss.

Nach der langjährigen Korrektur der Windgeschwindigkeit liegt der **Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf 140 m bei 4.3 m/s** (Abbildung 16).

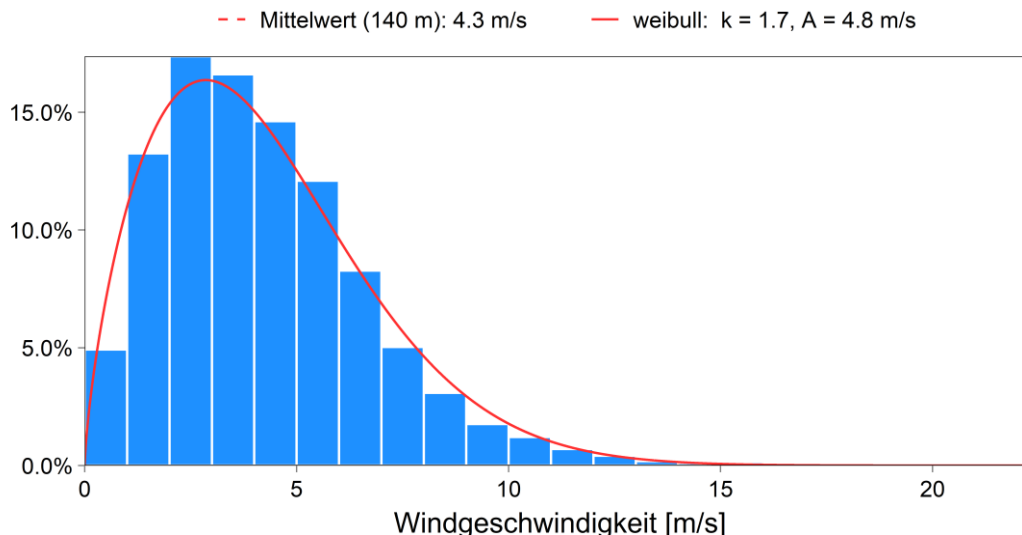


Abbildung 16: Häufigkeitsverteilung der langjährig abgeglichenen Windgeschwindigkeit auf 140 m mit der entsprechenden approximierten Weibull-Verteilung.



## 5 Analyse der Unsicherheit

Die Unsicherheit der Ertragsprognose kann in folgende Komponenten aufgeteilt werden:

- A. **Messfehler LIDAR-Daten:** Eine exakte Messung der Windgeschwindigkeit mit einem LIDAR ist nur bei einem horizontal laminaren Windstrom möglich<sup>3</sup>. Untersuchungen haben gezeigt, dass in Gelände mit hoher Rauigkeit mit grösseren Unsicherheiten gerechnet werden muss. Es wird beim Messfehler der LIDAR-Daten von einer Unsicherheit von **8.0%** bezüglich des Energieertrages ausgegangen<sup>4,5</sup>.
- B. **Langjährige Windverhältnisse:** Die Unsicherheit wurde mit einer statistischen Methode ermittelt<sup>6</sup>. Anhand der Variabilität der betrachteten langjährigen Korrekturfaktoren wird von einer Unsicherheit von **2.1%** bezüglich der Windgeschwindigkeit ausgegangen. Es wird mit einer mittleren Unsicherheit von **5.2%** bezüglich des Energieertrags gerechnet.
- C. **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 **5.0%** für die Unsicherheit bezüglich des Energieertrags angenommen.

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

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

Die Resultate der Unsicherheitsrechnung sind in Tabelle 6 enthalten.

---

<sup>3</sup> Courtney M, R Wagner und P Lindelöw, 2008: Testing and comparison of lidars for profile and turbulence measurements in wind energy. 14th International Symposium for the Advancement of Boundary Layer Remote Sensing. IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 1 (2008).

<sup>4</sup> Albers A., 2002, Uncertainty Analysis of Energy Yield Predictions as Basis for Risk Evaluation of Wind Farm Projects, DEWEK 2002 Tagungsband.

<sup>5</sup> Strack M., 2002, Analysis of Uncertainties of Wind Farm Projects, DEWEK 2002 Tagungsband.

<sup>6</sup> Brower M., 2012, Wind resource assessment: a practical guide to developing a wind project, John Wiley & Sons, 220 pp.

Tabelle 6: Unsicherheit in Komponenten aufgeteilt und als Gesamtunsicherheit  $s_{tot}$

<b>Komponente</b>	<b>Unsicherheit</b>
A: Messfehler Messmast	8.0%
B: Langjährige Windverhältnisse	5.2%
D: Leistungskurve	5.0%
<b>Gesamtunsicherheit <math>s_{tot}</math></b>	<b>10.8%</b>

## 6 Energieertrag

### 6.1 Windturbinenstandorte

Die Energieerträge werden für den LIDAR-Standort berechnet

### 6.2 Windturbinentyp

Tabelle 7 gibt einen Überblick über die vier WEA-Typen, für welche Ertragsberechnungen durchgeführt wurden. Die Leistungskurven der Windturbinen sind in Anhang A enthalten.

Tabelle 7: WEA-Typen, für die die Ertragsberechnungen durchgeführt wurden.

WEA	Nennleistung [MW]	Rotordurchmesser [m]	Nabenhöhe [m]	Betriebsmodus
Vestas V110	2	110	125	0
Vestas V112	3.3	112	140	0
Nordex N117	2.4	117	140	0
Vestas V126	3.45	126	137	0

### 6.3 Berechnung der Energieerträge

Die **Brutto-Energieerträge** ( $E_{\text{brutto}}$  in Tabelle 9) 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 wurde für die Luftdichte auf Nabenhöhe korrigiert. Die Luftdichte wurde für den Standort unter Annahme einer Standardatmosphäre berechnet.

Tabelle 8: Luftdichte (Jahresmittel) für die Nabenhöhen 125 m / 137 m und 140 m am Standort der LIDAR-Messung.

Standort	Luftdichte für die Nabenhöhe 125 m / 137 m / 140 m [ $\text{kg/m}^3$ ]
LIDAR	1.196 / 1.195 / 1.194

Zur Berechnung des **Netto-Energieertrags**  $E_{P50}$  ( $E_{\text{netto } E_{P50}}$  in Tabelle 9) wurden folgende Abschläge eingeführt:

- Verfügbarkeit der WEA: 3% Abschlag (allgemein gültiger Richtwert)
- Elektrische Verluste: 1% Abschlag (allgemein gültiger Richtwert)

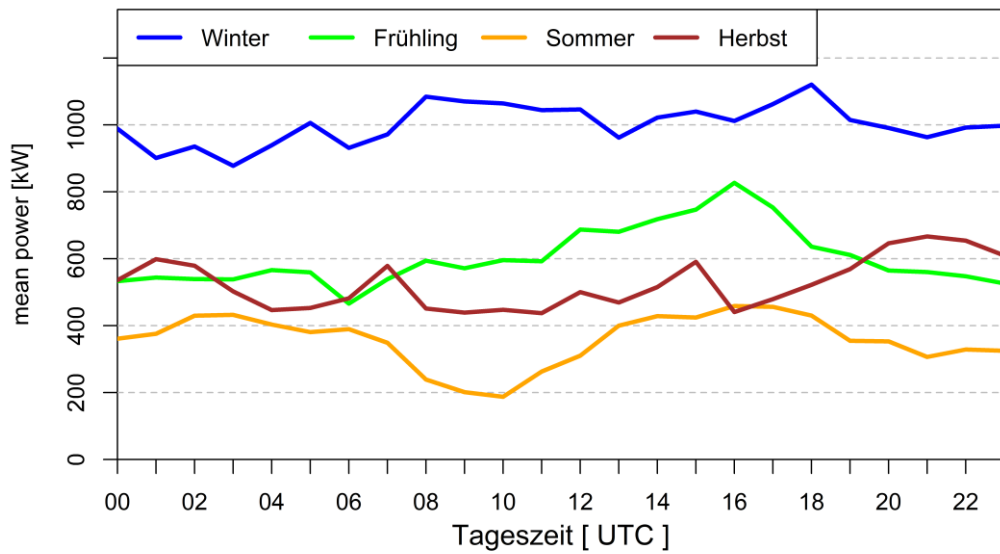
Andere potentielle Ertragsausfälle wurden nicht berücksichtigt.

Tabelle 9 zeigt die Ertragsprognosen für die vier Anlagentypen. Der Energieertrag *AEP P50* bezeichnet den Ertrag mit einer Überschreitungswahrscheinlichkeit von 50% und einem Risiko der Unterschreitung von 50%. Der Energieertrag *AEP P75* bezeichnet den Ertrag mit einer Überschreitungswahrscheinlichkeit von 75%, bzw. einem Risiko von 25%, dass er im Mittel nicht erreicht wird (Kapitel 7).

Tabelle 9: Zusammenfassung der Ertragsprognose.

<b>Turbinentyp: Nennleistung: Nabenhöhe:</b>	<b>Vestas V110 2.0 MW 125 m</b>	<b>Vestas V112 3.3 MW 140 m</b>	<b>Nordex N117 2.4 MW 140 m</b>	<b>Vestas V126 3.45 MW 137 m</b>
Energieertrag brutto [MWh/a]	2'969	3'361	3'504	4'815
mittlerer Kapazitätsfaktor [%]	16.9	11.6	16.7	15.9
mittlere Volllaststunden [h]	1'484	1'018	1'460	1'396
Verlust Verfügbarkeit [%]	3%	3%	3%	3%
Elektrische Verluste [%]	1%	1%	1%	1%
<b>Energieertrag netto EP50 [MWh/a]</b>	<b>2'850</b>	<b>3'226</b>	<b>3'365</b>	<b>4'620</b>
mittlerer Kapazitätsfaktor [%]	16.3	11.2	16.0	15.3
mittlere Volllaststunden [h]	1'425	978	1'402	1'339
Energieertrag netto EP75 [MWh/a]	2'681	3'028	3'166	4'346
mittlerer Kapazitätsfaktor [%]	15.3	10.5	15.1	14.4
mittlere Volllaststunden [h]	1'340	918	1'319	1'260
Energieertrag netto EP90 [MWh/a]	2'529	2'851	2'986	4'100
mittlerer Kapazitätsfaktor [%]	14.4	9.9	14.2	13.6
mittlere Volllaststunden [h]	1'264	864	1'244	1'188

Abbildung 17 zeigt anhand des Anlagentyps Vestas V126 den saisonalen Mittelwert des Energieertrags in Abhängigkeit von der Tageszeit auf der Höhe 140m über Grund. Es zeigt sich, dass vor allem im Winter und während den Nachmittagsstunden im Frühling mit höheren Energieerträgen gerechnet werden kann. Für die drei anderen betrachteten Anlagentypen zeigt sich dasselbe Bild.



Periode von 14.Mrz.2019 bis 30.Mrz.2020

Abbildung 17: Saisonale Mittelwerte des Energieertrags in Abhängigkeit der Tageszeit auf 140 m Höhe (Winter: Dezember bis Februar, Frühling: März bis Mai, Sommer: Juni bis August, Herbst: September bis November). Hier dargestellt ist der Anlagentyp Vestas V126.

## 7 Risikoanalyse

Basierend auf der in Kapitel 5 berechneten Unsicherheit wurden Risikoanalysen der Energieerträge für die vier WEA-Typen 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 Energieertrag  $E_{P75}$  bezeichnet den Ertrag mit einer Überschreitungswahrscheinlichkeit von 75%, bzw. einem Risiko von 25%, dass er im Mittel nicht erreicht wird. Der Ertrag lässt sich dann als Funktion seiner Überschreitungswahrscheinlichkeit angeben. Ein für eine gewisse Planungssicherheit benötigter Abschlag im Energieertrag lässt sich damit bestimmen<sup>7</sup>.

Die Erträge  $E$  der Energieprognose für den jeweiligen Turbinentyp sind in Funktion der Überschreitungswahrscheinlichkeit  $P_U$  in Abbildung 18 bis Abbildung 21 ersichtlich. Die wichtigsten Kennzahlen sind in Tabelle 9 zusammengefasst.



Abbildung 18: Totaler Energieertrag als Funktion der Überschreitungswahrscheinlichkeit für eine WEA des Typs **Vestas V110, 2.0 MW mit 125 m** Nabenhöhe.

<sup>7</sup> Dr. Eicher+Pauli AG, 2005: Sicherheit von Windkraftanlagen in der Schweiz – Richtlinien und Standards.



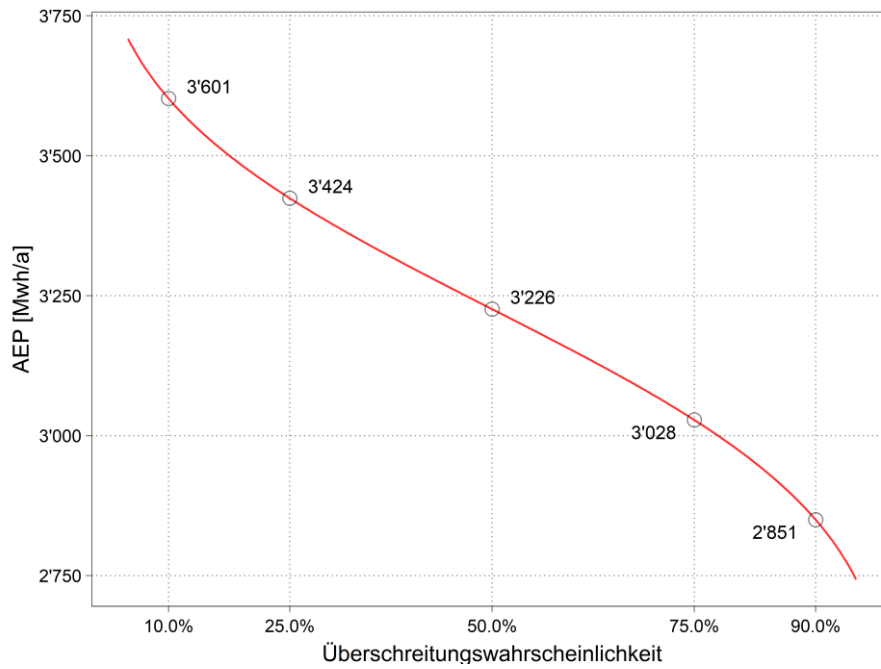


Abbildung 19: Totaler Energieertrag als Funktion der Überschreitungswahrscheinlichkeit für eine WEA des Typs **Vestas V112, 3.3 MW** mit **140 m** Nabenhöhe.

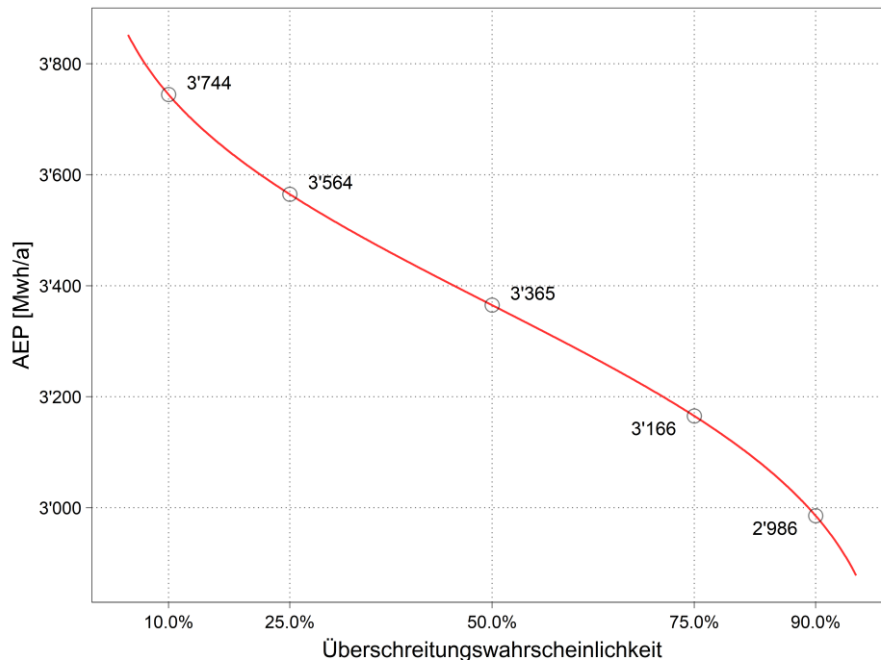


Abbildung 20: Totaler Energieertrag als Funktion der Überschreitungswahrscheinlichkeit für eine WEA des Typs **Nordex N117, 2.4 MW** mit **140 m** Nabenhöhe.

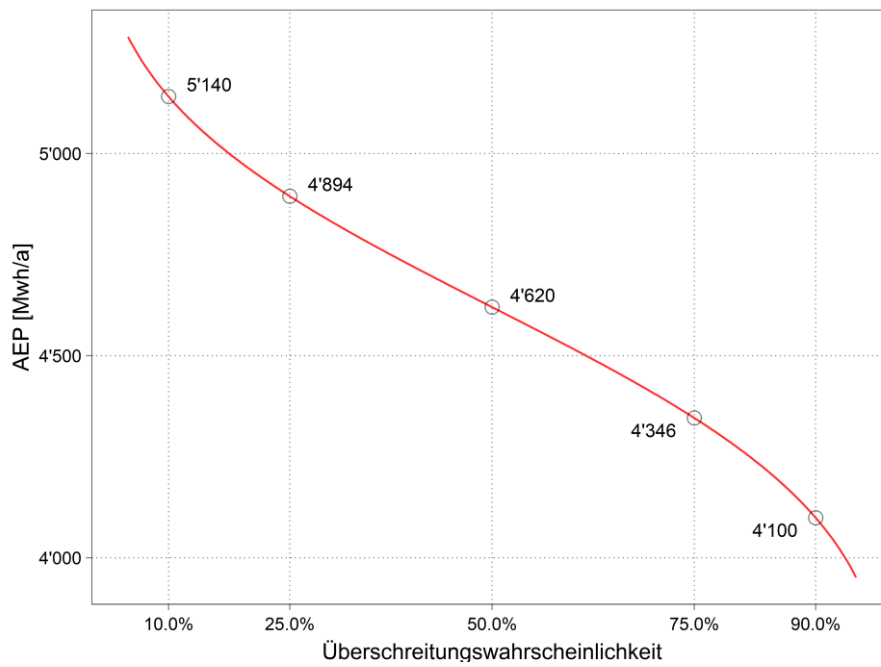


Abbildung 21: Totaler Energieertrag als Funktion der Überschreitungswahrscheinlichkeit für eine WEA des Typs **Vestas V126, 3.45 MW mit 137 m** Nabhöhe.

## 8 Bestimmung der Standortparameter

### 8.1 Internationaler Standard IEC 61400-1

Tabelle 10 zeigt die Parameter, welche bestimmt werden müssen, um einen Standort im Hinblick auf die Turbinenklasse, gemäss IEC 61400-1 (3. Ed. 2005–08, p. 22), einzuordnen. Die Werte gelten für die Nabenhöhe:

- **$v_{ref}$ : Referenzgeschwindigkeit:** maximaler 10-Minuten-Mittelwert in einer 50-jährigen Periode (Extremwind)
- **$I_{ref}$ : Charakteristische Turbulenzintensität,** welche bei 15 m/s erwartet wird
  - A: bezeichnet die Kategorie für hohe Turbulenz
  - B: bezeichnet die Kategorie für mittlere Turbulenz
  - C: bezeichnet die Kategorie für niedrige Turbulenz

Tabelle 10: Parameter zur Bestimmung der Windturbinenklasse gemäss IEC 61400-1 (Quelle IEC 61400-1, 3. Edition, 2005–08).

Windturbinenklasse	I	II	III	S
$v_{ref}$ (m/s)	50	42.5	37.5	Werte durch den Hersteller spezifiziert
<b>A</b> $I_{ref}$ (-)	0.16			
<b>B</b> $I_{ref}$ (-)	0.14			
<b>C</b> $I_{ref}$ (-)	0.12			

### 8.2 Standortparameter für Windturbinen

#### Bestimmung von $I_{ref}$

Abbildung 22 zeigt die berechnete Turbulenzintensität  $I_{ref}$  und ihre Standardabweichung am LIDAR-Standort auf 140 m für die einzelnen Windgeschwindigkeitsklassen. Zudem sind die Grenzen für die einzelnen Turbinenklassierungen A, B und C eingetragen. Die Grenze für Windturbinenklasse C wird beim LIDAR-Standort bereits ab einer Windgeschwindigkeit von 10 m/s überschritten.

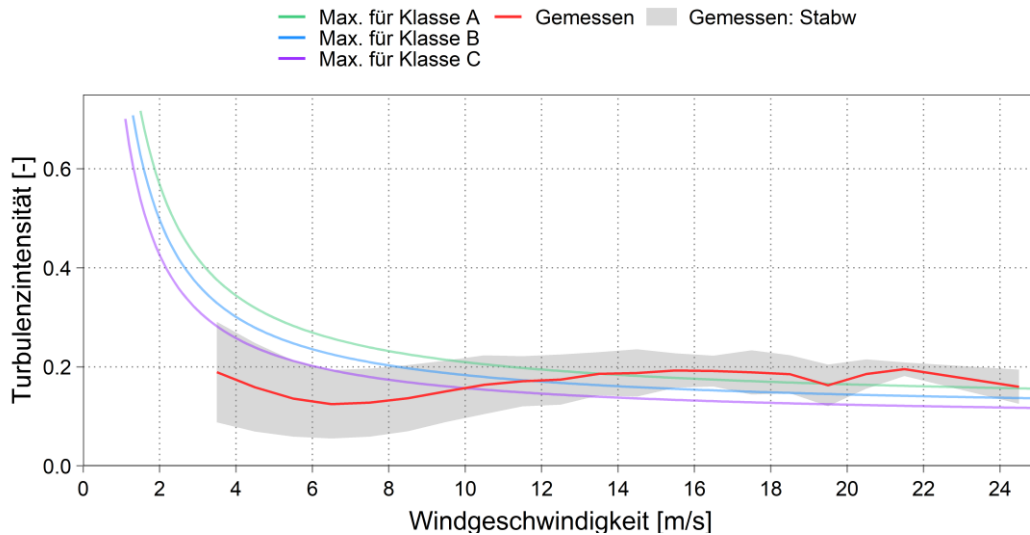


Abbildung 22: Turbulenzintensität (rot) und Standardabweichung (grau hinterlegt) am LIDAR-Standort auf 140 m während der Messperiode. Die Grenzwerte für die Windturbinenklassen A, B und C sind in grün, blau und lila gezeigt.

Abbildung 23 zeigt die Turbulenzintensität  $I_{ref}$  und ihre Standardabweichung in Abhängigkeit der Anströmrichtung für Windgeschwindigkeiten grösser als 4 m/s auf 140 m über Grund.

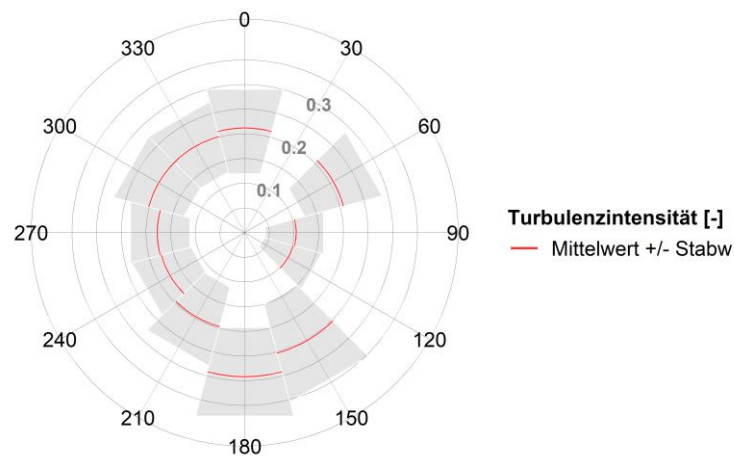


Abbildung 23: Turbulenzintensität (rot) und Standardabweichung (hellgrau) für Windgeschwindigkeiten grösser als 4 m/s in Abhängigkeit der Anströmrichtung am LIDAR-Standort auf 140 m Höhe über Grund während der Messperiode.

Während der Messperiode betrug die charakteristische Turbulenzintensität  $I_{ref}$  0.196 auf 140 m über Grund. Der LIDAR-Standort kommt demnach in Klasse A. Alle Standortparameter sind in Tabelle 11 zusammengefasst.

## Die Bestimmung von $v_{ref}$

Die Referenzgeschwindigkeit  $v_{ref}$  (Extremwind) wurde anhand der Extremwertstatistik mit der "Peak over Threshold" Methode berechnet. Dafür wurden die auf 140 m gemessenen und langjährig abgeglichenen 10-Minuten-Mittelwerte der Windgeschwindigkeit verwendet.

Die Extremwertanalyse ist in Abbildung 24 gezeigt. Der berechnete Extremwind  $v_{ref}$  beträgt 23.5 m/s. Die zwei roten Linien umfassen den Bereich in welchem  $v_{ref}$  sich mit einer Wahrscheinlichkeit von 90% bewegt. Die Unsicherheit ist sehr hoch, da der 50-jährige Wind mit einer Messreihe von einem Jahr nur sehr grob abgeschätzt werden kann. Eine verlässliche Abschätzung des 50-jährigen Windes würde eine Messung von mindestens 10 Jahren benötigen.

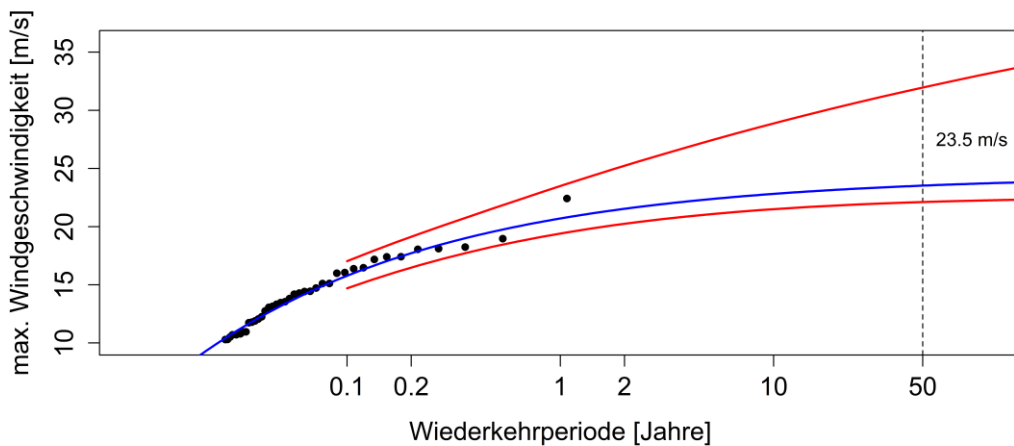


Abbildung 24: Bestimmung des 50-jährigen Windes anhand der Extremwertstatistik GEV mit der "Peak over Threshold"-Methode. Die Analyse basiert auf den langjährig abgeglichenen 10-Minuten-Mittelwerten der Windgeschwindigkeit am LIDAR-Standort auf 140 m Höhe.

Gemäss IEC 61400-1, 3. Edition, 2005–08, kann  $v_{ref}$  auch durch die folgende Gleichung abgeschätzt werden:

$$v_{ref} = 5 * v_{mean}$$

Der mit dieser Methode berechnete 50-jährige Wind beträgt 21.5 m/s und liegt somit etwas tiefer als die Abschätzung aus der Extremwert-Statistik. Beide Werte liegen unterhalb der Grenze für Turbinenklasse III. In Tabelle 11 sind die Standortparameter am LIDAR-Standort aufgelistet.

Tabelle 11: Standortparameter der Messmasten und Windturbinen und geeignete Turbinenklassen.

<b>Standort</b>	<b><math>v_{\text{mean}}</math> [m/s]</b>	<b><math>v_{\text{ref}}</math> [m/s]</b>	<b><math>I_{\text{ref}}</math> [-]</b>	<b>Windturbinenklasse</b>
LIDAR-Standort	4.3	23.5	0.196	III A

## A Leistungskurven

Leistungskurven und Thrust coefficient  $c_T$  der vier Anlagentypen für Standardbedingungen (Temperatur: 15°C, Luftdruck: 1'013 mbar; Luftdichte: 1.225 kg/m<sup>3</sup>) bis Windgeschwindigkeiten von 20 resp. 25 m/s (Download WEA-Explorer: 23.04.2020).

Windgeschwindigkeit [m/s]	Vestas V110 2.0 MW		Vestas V112 3.3 MW		Nordex N117 2.4 MW		Vestas V126 3.45 MW	
	Leistung [kW]	$c_T$ [-]	Leistung [kW]	$c_T$ [-]	Leistung [kW]	$c_T$ [-]	Leistung [kW]	$c_T$ [-]
0.0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.0	33	1.004	22	0.904	23	0.991	36	0.883
3.5	84	0.980	73	0.857	81	0.938	102	0.845
4.0	149	0.951	134	0.828	154	0.897	183	0.814
4.5	228	0.918	209	0.819	245	0.875	281	0.831
5.0	321	0.901	302	0.814	356	0.869	401	0.831
5.5	433	0.890	415	0.812	488	0.867	546	0.825
6.0	554	0.897	552	0.807	644	0.864	721	0.817
6.5	719	0.880	714	0.802	826	0.861	928	0.809
7.0	909	0.868	906	0.795	1'037	0.859	1'169	0.806
7.5	1'122	0.850	1'123	0.788	1'273	0.821	1'441	0.793
8.0	1'354	0.813	1'370	0.781	1'528	0.77	1'755	0.779
8.5	1'591	0.757	1'648	0.773	1'797	0.724	2'102	0.777
9.0	1'788	0.677	1'950	0.763	2'039	0.681	2'472	0.758
9.5	1'916	0.582	2'268	0.745	2'212	0.64	2'826	0.71
10.0	1'973	0.490	2'586	0.711	2'325	0.517	3'136	0.645
10.5	1'991	0.412	2'868	0.657	2'385	0.428	3'339	0.566
11.0	1'998	0.350	3'071	0.587	2'400	0.364	3'424	0.484
11.5	2'000	0.301	3'201	0.514	2'400	0.313	3'446	0.41
12.0	2'000	0.262	3'266	0.445	2'400	0.273	3'449	0.351
12.5	2'000	0.229	3'291	0.385	2'400	0.24	3'450	0.305
13.0	2'000	0.203	3'298	0.335	2'400	0.212	3'450	0.268
13.5	2'000	0.181	3'299	0.296	2'400	0.189	3'450	0.238
14.0	2'000	0.162	3'300	0.263	2'400	0.17	3'450	0.212
14.5	2'000	0.145	3'300	0.234	2'400	0.153	3'450	0.19
15.0	2'000	0.131	3'300	0.209	2'400	0.138	3'450	0.17

Windgeschwindigkeit [m/s]	Vestas V110 2.0 MW		Vestas V112 3.3 MW		Nordex N117 2.4 MW		Vestas V126 3.45 MW	
	Leistung [kW]	$c_T$ [-]	Leistung [kW]	$c_T$ [-]	Leistung [kW]	$c_T$ [-]	Leistung [kW]	$c_T$ [-]
15.5	2'000	0.119	3'300	0.189	2'400	0.126	3'450	0.154
16.0	2'000	0.108	3'300	0.171	2'400	0.115	3'450	0.14
16.5	2'000	0.099	3'300	0.156	2'400	0.105	3'450	0.128
17.0	2'000	0.091	3'300	0.142	2'400	0.097	3'450	0.117
17.5	2'000	0.084	3'300	0.131	2'400	0.089	3'450	0.108
18.0	2'000	0.077	3'300	0.12	2'400	0.082	3'450	0.099
18.5	2'000	0.072	3'300	0.111	2'400	0.076	3'450	0.092
19.0	2'000	0.067	3'300	0.102	2'400	0.071	3'450	0.085
19.5	2'000	0.062	3'300	0.095	2'400	0.066	3'450	0.079
20.0	2'000	0.058	3'300	0.088	2'400	0.062	3'450	0.074
20.5			3'300	0.082			3'450	0.069
21.0			3'300	0.077			3'450	0.064
21.5			3'300	0.072			3'450	0.061
22.0			3'300	0.068			3'450	0.057
22.5			3'300	0.064			3'450	0.054
23.0			3'300	0.06			3'450	0.051
23.5			3'300	0.056			3'450	0.048
24.0			3'300	0.053			3'450	0.045
24.5			3'300	0.05			3'450	0.043
25.0			3'300	0.048			3'450	0.041