

Ermittlung des Windenergiepotentials am Standort Oberfeld

Ertragsberechnungen
für zwei Windenergieanlagen

Revision 1

JH Wind GmbH
Johannes Hagemann

Gruberhof 8
79110 Freiburg im Breisgau
Tel. 0049 (0)761/15612852

Amtsgericht Freiburg HRB 708246
Geschäftsführer: Johannes Hagemann

Auftraggeber: Appenzeller Wind AG
Wiesstrasse 13
9431 Oberegg
Schweiz

Inhalt

1. Vorbemerkung zum Gutachten.....	3
2. Literatur Richtlinien Daten	5
3. Lagebeschreibung und Karten	7
Weitere Umgebung des Standorts Oberfeld.....	7
Standortkoordinaten.....	9
Die nähere Umgebung der WEA	11
3. Beurteilung der Basisdaten	17
Messung am Standort Oberfeld	19
Fotos von Sensoren auf den Messhöhen	22
4. Vorgehensweise	25
4.1 Begehung	28
5. Die Windverhältnisse am begutachteten Standort.....	29
6. Langzeitkorrelation	38
6.1 Mögliche Methoden der Langzeitkorrelation	38
6.2 Die angewendete MCP-Methode.....	41
7. Verluste.....	44
8. Ergebnisse der Berechnungen	46
9. Unsicherheiten.....	51
9.1 Unsicherheitsfaktoren.....	51
9.2 Überschreitungswahrscheinlichkeiten P-Werte.....	53
10. Einschätzung zur Nutzung des Standorts.....	57
11. Schlussbemerkungen zum Gutachten.....	58
Tabellenverzeichnis.....	59
Abbildungsverzeichnis.....	60
Anhänge Dateien:.....	62

1. Vorbemerkung zum Gutachten

Zwei Grosswindkraftanlagen, im Folgenden WEA (Windenergieanlagen) genannt, sind für den Standort Oberfeld im Kanton Appenzell Innerrhoden für die Nutzung der Windenergie geplant.

Zur Ermittlung des Windpotentials wurde die Firma JH Wind GmbH mit der Berechnung der Windverhältnisse und der Erstellung eines Vorgutachtens beauftragt/8/. Eine dreimonatige Windmessung mit einem LIDAR erlaubten eine erste Abschätzung, aufgrund des Messzeitraums und der Verfügbarkeit war noch keine Erstellung eines Gutachtens möglich.

Dieses Vorgutachten ergab ein Ergebnis, das auf Windverhältnisse und Erträge schliessen liess, die eine wirtschaftliche Nutzung des Standorts Oberfeld ermöglichen.

Um ein vollständiges Gutachten nach den Richtlinien zu erstellen, nach denen die JH Wind GmbH arbeitet, ist eine einjährige Windmessung mit einer ausreichenden Datenverfügbarkeit erforderlich.

Eine Messung lief vom 16.07.2015 bis zum 15.08.2016 Es wurde auf den Höhen 99, 90, 80, 75, 60 und 100 Metern über Grund gemessen mit einem Mast gemessen

Bei der Erstellung des Gutachtens: «*Windgutachten für den Standort Oberfeld Ertragsberechnungen für zwei Windenergieanlagen*» vom 12.03.2017 wurden die Daten der Mast-Messung berücksichtigt.

In diesem Gutachten wird ebenfalls die Messung mit dem Mast berücksichtigt. Gegenüber dem Gutachten von 2017 ist ein anderer WEA-Typ geplant, die Positionen der WEA wurden um wenige m geändert. Der Abgleich mit den Langzeitdaten, Immissionsschutzrechtliche Abschaltungen und die Modellierungsmethode sind neu gegenüber dem Gutachten von 2017.

Das Windgutachten erfüllt die Anforderungen von/2/, eine Revision von /1/.

Gegenüber dem Windgutachten von 2023 /17/, für diesen Standort wurden in dieser Revision Erträge mit nächtlicher Schallreduktion berechnet. Dieses Gutachten dient dem Vergleich von Ertragsverlusten mit- und ohne Schallreduktion.

WEA 1 und WEA 2	
Hersteller	Enercon
Typ	E -138 EP3 E3 - 4.260
Nennleistung	4.260 [kW]
Nabenhöhe	131 [m]
Rotordurchmesser	138 [m]

Tabelle 1: WEA-Typ

Erste Datenauswertungen von Wind - und Geländedaten erfolgten mit der Software WindPRO, Version 4.0.424 Die Software gegenüber der Anwendung in /17/ aktualisiert worden. Die Ergebnisse mit der neuen Version sind gleich geblieben.

Der wirtschaftliche Betrieb einer WEA ist von zahlreichen Faktoren abhängig, wie etwa dem Preis der WEA, der Finanzierung und den Wartungskosten etc. In diesem Gutachten sollen jedoch nur die möglichen Erträge der WEA ermittelt werden. Weitere Faktoren der Wirtschaftlichkeit sind nicht Gegenstand dieses Gutachtens.

2. Literatur Richtlinien Daten

- /1/ Technische Richtlinie für Windenergieanlagen Teil 6 Bestimmung des Windpotentials und der Energieerträge der FGW E. V. Revision 9 Stand 22.09.2014 herausgegeben von: FGW e.V. - Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien
- /2/ Technische Richtlinie für Windenergieanlagen Teil 6 Bestimmung des Windpotentials und der Energieerträge der FGW E. V. Revision 11 Stand 21.09.2020 herausgegeben von: FGW e.V. - Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien
- /3/ Pflichtenheft Machbarkeitsstudie Windenergieprojekt Oberegg, AI, Interwind Ltd Buchzellweg 5 CH-8053
- /4/ The Switzerland Elevation Model (SwissALTI3D) produced by SwissTopo - the Bundesamt for Landestopografie. Distribution through EMD and windPRO.

Gutachten Berechnungen von uns JH-Wind GmbH:

- /5/ Nr.: 241_16_904 Schattenwurfgutachten für das Windprojekt Oberfeld AI 27.01.2023
- /6/ SHADOW_241_16_702_Schatten_Oberfeld.pdf Detaillierte Ergebnisse von /5/ 27.01.2023
- /7/ 241_11_801 Schallgutachten Oberfeld AI 20.01.2023
- /19/ 241_21_906_Schallgutachten Rev 1 Oberfeld 2024 11.04.2024
- /8/ Ermittlung des Windenergiepotentials am Standort Oberfeld Ertragsberechnungen für zwei Windenergieanlagen Dokument Nr.241_01_901, 29.05.2015
- /9/ Windgutachten Oberfeld Dokument Nr.241_02_30 29.11.2016
- /10/ SITE COMPLIANCE – Hauptergebnis, Berechnung: 241_12_806_Oberfeld WAsP CFD + WAsPEng, 29.12.2022 14:09/3.6.355
- /14/ Nr.: 241_11_830 Schallgutachten für den Standort Oberfeld AI 04.08.2023
- /17/ Windgutachten Oberfeld, Dokument Nr.241_18_1003 10.04.2023
- /18/ PARK_241_22_1005_WiGu Oberfeld mit Curtailments.pdf 16.04.2024

Vogelschutz:

- /11/ Vogelschutzmassnahmen des Umweltverträglichkeitsberichts, Büro für Natur und Landschaft AG Karsenenstrasse 37 | CH-9100 Herisau, erhalten von Herrn: Fabian Hofmann, MSc in Biology; Ecology & Evolution, per Mail 01.12.2022 um 14:32 Uhr

Fledermäuse:

- /12/ Windenergieprojekt Oberegg, AI Konzept Kompensationsmassnahmen Fledermäuse, SWILD Stadtökologie, Wildtierforschung, Kommunikation Wuhrstrasse 12 8003 Zürich, Jan 2023
- /13/ Abschaltplan Fledermäuse V2 Windpark Oberegg AI, SWILD Stadtökologie, Wildtierforschung, Kommunikation Wuhrstrasse 12 8003 Zürich, Jan 2023

Leistungskennlinien

- /15/ D1018685_3.0_de_Operating Mode E-138 EP3 E3-4260 kW mit TES.p/D1018696_3.0_de_One-third octave band level E-138 EP3 E3-4260 kW with TES Datenquelle: ENERCON GmbH (Betrieb ohne Schallreduktion (L0)
16.03.2022 bearbeitet von EMD 31.05.2022
- /16/ D02438336_0.0_de_Power-optimised sound modes E-138 EP3 E3-4260 kW with TES.p/D02438343_0.0_de_One-third octave band level power-optimised sound modes E-138 EP3 E3-4260 kW with TES.pdf. (Schallreduzierten Betrieb(L1))
- /20/ D02650476_1.0_de_Operating Mode 101,0 dB-E-138 EP3 E3-4260 kW. (Schallreduzierten Betrieb(L4))

3. Lagebeschreibung und Karten

Der Standort liegt ca. 3 *km* nordwestlich von Altstätten, 10 *km* östlich von St. Gallen und 12 *km* nordöstlich von Appenzell.

Weitere Umgebung des Standorts Oberfeld

Der Standort der Messung liegt auf einer Höhe von 1.110 m ü. M. Im Norden des Standorts befinden sich bis zu einer Entfernung von 5 *km* Berge, die Höhen um 1.000 bis 1.100 m ü. M. kaum überschreiten. In weiterer Entfernung fällt das Gelände bis auf 400 m ü. M., zum Bodensee ab. Bis zu einer Entfernung von 20 *km* und mehr erstreckt sich der Bodensee.

Im Nordosten und Osten des Standorts befindet sich in ca. 10 *km* Entfernung das Rheintal mit der Mündung des Rheins in den Bodensee. In ca. 20 *km* Entfernung in diesen Richtungen befinden sich Teile der Alpen, die höher als der Standort sind und ein Hindernis für den Wind darstellen können.

In südöstlicher Richtung fällt das Gelände bis eine Entfernung von 3 km in Richtung Altstätten bis auf ca. 420 m ü. M. ab. Bis zu Entfernungen von 12 bis 16 *km* erstreckt sich das flache Rheintal. In weiterer Entfernung befinden sich die Berge der Regionen Vorarlberg und Rätikon, die Hindernisse für den Wind darstellen können.

Im Süden des Standorts verläuft das Rheintal über Liechtenstein bis Chur. Auf beiden Seiten des Tals sind Gebirge mit Höhen, die deutlich über der des Standorts liegen. Dieses Tal kann dazu beitragen, dass der Wind in die südliche Richtung gelenkt wird.

Im Südwesten des Standorts befinden sich bis zu einer Entfernung von 8 *km* Berge, die den Standort mit Höhen bis zu 1.150 und 1.250 m ü. M. leicht überragen. Diese Berge können sich mindernd auf die Windgeschwindigkeiten auswirken. In Entfernungen bis zu 12 *km* befindet sich das Appenzeller Tal mit Höhen, die bei 750 bis 800 m ü. M. liegen. In weiterer Entfernung zum Standort befinden sich höhere Berge, die sich mindernd auf die Windgeschwindigkeiten auswirken können.

Im Westen des Standorts befinden sich vereinzelt Berge mit Höhen, die bis auf ca. 1.150 m und Tälern, die mit Höhen von 800 bis 900 m ü. M. reichen. Dieser Abschnitt ermöglicht eher eine gute Anströmung des Standorts. Auch weiter in westliche Richtung nehmen die Höhen eher ab. Während im Südwesten eher eine Abschattung

des Windes durch die Alpen besteht, kann der Wind aus dem Westen gut zum Standort gelangen. Möglicherweise besteht eine gewisse Kanalisierung des Winds aus dieser Richtung.

Im Süden wird das Mittelland durch die Alpen und weitere Berge begrenzt. Die südliche Grenze des Mittellandes verläuft vom Südwesten nach Nordosten in etwa einer Linie folgend, die sich vom Genfer See über Freiburg i.Ü., Napf, Zuger See über den Züricher See bis zum Bodensee erstreckt. Im Nordosten wird das Mittelland durch den Schwarzwald, die Schwäbische Alb und den Bodensee begrenzt.

Somit ist es möglich, dass es im Mittelland für den Wind eine Kanalisation gibt, die sich vom Genfer See im Südwesten über den Bodensee bis zum Appenzeller Land erstreckt. Es ist zu erwarten, dass eine freie Anströmung aus der westlichen Richtung besteht, da sich in dieser Richtung kaum Barrieren befinden.

Standortkoordinaten

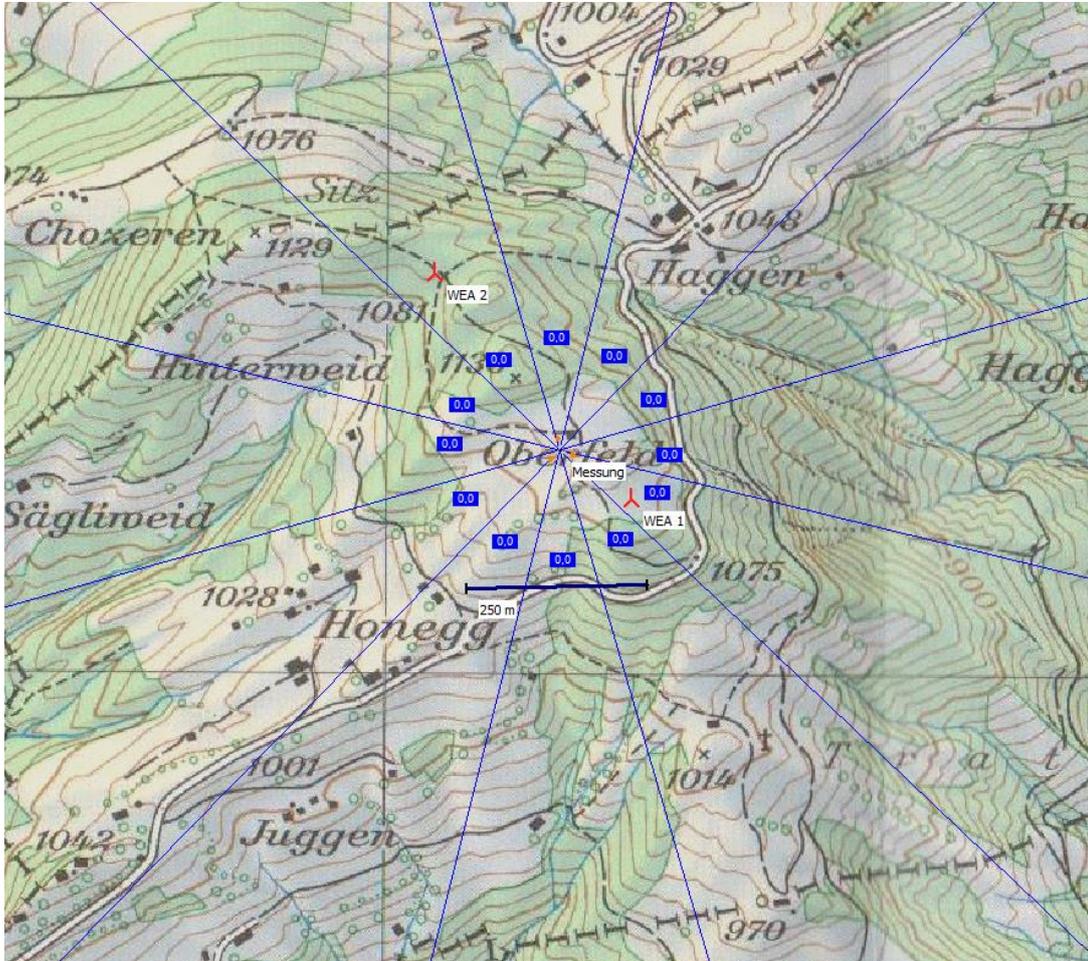
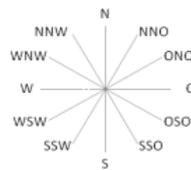


Abbildung 1: Karte Standort der WEA 1, WEA 2 und Punkt der Mast Messung



	Rechtswert	Hochwert	m ü. M.
WEA 1	2.757.344,0	1.252.243,0	1.106,2
WEA 2	2.757.070,0	1.252.554,0	1.110,0
Mess-Mast	2.757.245,0	1.252.310,0	1.110,5
<i>Koordinatensystem: Swiss (LV95)</i>			

Tabelle 2: WEA 1, WEA 2 und Punkt der Mast-Messung

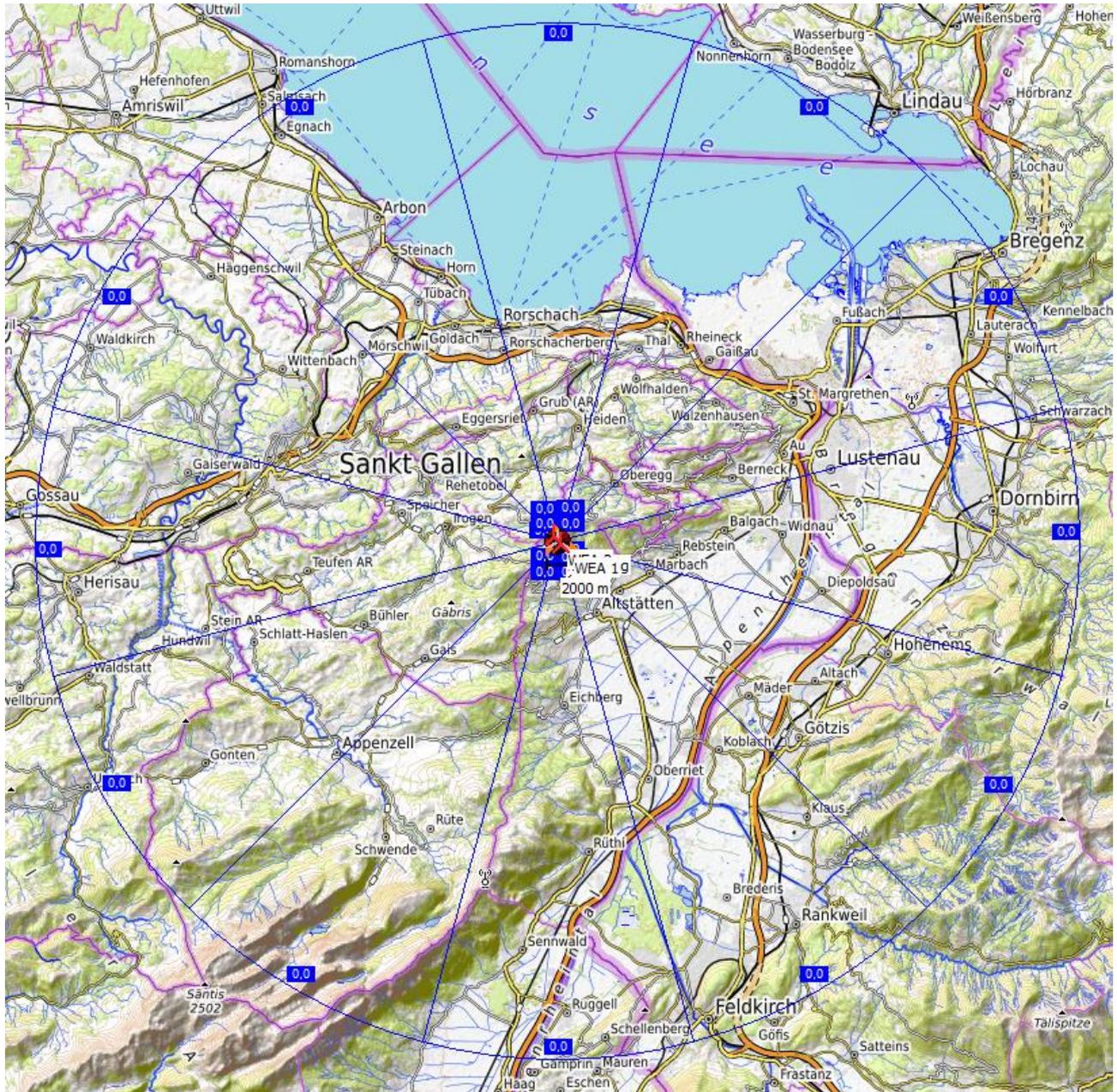
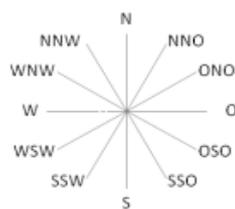


Abbildung 2: Karte Radius von 20km um den Standort



Die nähere Umgebung der WEA

Beschrieben werden die Geländebedingungen der zwölf Sektoren und mögliche Einflüsse, die das Gelände auf die Energieproduktion hat.

WEA 1		
Nr.	Sektor	Beschreibung
1	N	in der Nähe der WEA: Wiese, weiter weg: bewaldete Hügel, mindernder Einfluss auf die Windgeschwindigkeit
2	NNO	in der Nähe der WEA: Wiese, weiter weg: Wald steiler Hang, kaum Einfluss auf die Windgeschwindigkeit
3	ONO	ähnlich wie Sektor NNO
4	O	ähnlich wie Sektor NNO
5	OSO	steiler Hang bewaldet, möglicherweise Strömungsabriss
6	SSO	ähnlich wie Sektor OSO
7	S	Hang bewaldet, weiter weg: geringere Hangneigung, eher positiver Einfluss
8	SSW	in der Nähe der WEA: Wald sonst: Wiesen, eher positive Hangeffekte
9	WSW	leichte Steigung, eher positiver Einfluss
10	W	Steigung teilweise bewaldet, eher positiver Einfluss
11	WNW	leichte Steigung, kaum Einfluss auf die Windgeschwindigkeit
12	NNW	bewaldeter Hügel leicht mindernder Einfluss auf die Windgeschwindigkeit

Tabelle 3: Umgebung von WEA 1

WEA 2		
Nr.	Sektor	Beschreibung
1	N	in der Nähe der WEA: flach, Wald; weiter weg: bewaldeter Hang hoher Wald hat in allen Sektoren einen starken Einfluss. sonst eher positiver Einfluss des Geländes in diesem Sektor
2	NNO	Steigung eher positiver Einfluss
3	ONO	ähnlich wie Sektor NNO
4	O	ähnlich wie Sektor NNO
5	OSO	bewaldeter Hügel: leichte Minderung der Windgeschwindigkeit, weiter weg: bewaldeter steiler Hang
6	SSO	bewaldeter Hügel: leichte Minderung der Windgeschwindigkeit, Wiese mit Hügel der LIDAR-Messung eher Minderung der Windgeschwindigkeit, weiter weg: bewaldeter Hang, eher positive Auswirkung.
7	S	bewaldeter Hang eher positive Auswirkung
8	SSW	leichte Steigung positiver Einfluss
9	WSW	ähnlich wie Sektor SSW
10	W	In der Nähe: teilweise bewaldeter Hügel leichte Minderung der Windgeschwindigkeit, weiter weg: leichte Steigung eher positiver Einfluss
11	WNW	ähnlich wie Sektor N
12	NNW	ähnlich wie Sektor N

Tabelle 4: Umgebung von WEA 2



Abbildung 3: Foto Messmast beim Aufbau



Abbildung 4: Foto Blick auf den Mast



Abbildung 5: Foto Aufnahme 300m südlich vom Mast



Abbildung 6: Foto steile Hänge O bis NNO vom Standort



Abbildung 7: Foto N



Abbildung 8: Foto NNO



Abbildung 9: Foto ONO



Abbildung 10: Foto O



Abbildung 11: Foto OSO



Abbildung 12: Foto SSO



Abbildung 13: Foto S



Abbildung 14: Foto SSW



Abbildung 15: Foto WSW



Abbildung 16: Foto W



Abbildung 17: Foto WNW



Abbildung 18: Foto NNW



Abbildung 19 Blick von WEA 1 nach SSW



Abbildung 20: Nähe WEA 2 Blick nach WSW

Abbildungen 3 bis 20, Fotos vom Standort der Messung aufgenommen, jeweils in die Richtungen der zwölf Sektoren N für Nord, NNO für Nordnordost etc. und Fotos der Umgebung der WEA-Standorte.

3. Beurteilung der Basisdaten

Um einen langjährigen Mittleren Jahresertrag des Windparks zu berechnen sind Winddaten erforderlich die in einem Zeitraum erhoben wurde, der 15 bis 30 Jahre zurückreicht. Es erfolgt zumeist eine kurzzeitige Messung direkt am Standort, die im Langzeitabgleich mit Langzeit Winddaten entsprechend korrigiert wird.

Bei Langzeitdaten ist zeitlichen Auflösung der Messdaten und die Qualität der Winddaten von Bedeutung. Dabei ist zu beachten, dass langjährige Windmessdaten, die von regionalen Wetterdiensten erhoben wurden, häufig für die verschiedenen Verwendungen von Meteorologie und Klimatologie geeignet sind. Für die Nutzung der Windenergie waren solche Daten jedoch ursprünglich nicht erhoben worden. Wenn die Messzeiträume längere Zeit zurückreichen, nimmt die Genauigkeit der erhobenen Daten ab, da die Messtechnik oft noch nicht zur Prüfung einer Nutzung von Windenergie entwickelt worden war.

Windmessungen, welche die Anforderung der Windenergie erfüllen, sind selten für diese längeren Zeiträume, auch nicht für den Standort Oberfeld verfügbar. Somit erfolgten die kurzzeitigen Messungen am Standort mit einem Mast, später beschrieben.

Es gibt die Möglichkeit, die Winddaten von regionalen Wetterstationen zu überprüfen und diese auf Gebiete, deren Windpotential ermittelt werden soll, zu übertragen. Befinden sich bereits WEA in der Nähe des Standorts, lässt sich die Anwendbarkeit von Winddaten regionaler Wetterstationen überprüfen. Für derartige Vergleichsanlagen gibt es jedoch Anforderungen, die erfüllt werden müssen, hinsichtlich der vorhandenen Ertragsdaten, der Größe der WEA, der Entfernung zum begutachteten Standort und der Geländeverhältnisse, die sich nicht zu stark vom begutachteten Standort unterscheiden sollten.

Am Standort Oberfeld sind keine Vergleichsanlagen vorhanden, die nächsten Meteorologischen Stationen sind zu weit entfernt und deren Lage im Gelände weicht zu stark von den Geländebedingungen des Standorts ab.

Die Effekte des Geländes am Standort der Messung und am Standort der begutachteten WEA können durch Simulationsprogramme bis zu einem gewissen Grad berücksichtigt werden.

Auch in weiterer Entfernung sind die Auswirkungen umliegender Gebirge stark. Somit lassen sich erhobene Winddaten von umliegenden Meteorologischen Stationen nicht direkt auf den Standort übertragen.

Insbesondere im Gebirge ist es von Bedeutung, am Standort oder in der Nähe von Standorten Windmessungen durchzuführen, die den Anforderungen der Windenergienutzung Rechnung tragen. Es sollten dabei Anemometer auf mindestens zwei bis drei Höhen verwendet werden, die in gewissen Abständen kalibriert werden und im ausreichenden Abstand vom Mast angebracht werden. Eine Höhe, die mindestens 60 % der zu prüfenden Nabenhöhe beträgt, sollte für das oberste Anemometer eingehalten werden. Anemometer, Windrichtungsgeber und Datenlogger sollten für die Anwendung bei der Windenergienutzung konstruiert sein. Die dargestellten Anforderungen sind jedoch mit einem hohen zeitlichen und finanziellen Aufwand verbunden.

Für eine Windmessung ist zudem von Bedeutung, dass das Gelände die Windverhältnisse nicht zu stark beeinflusst. Dabei ist eine ausreichende Höhe über Grund wichtig, um Einflüssen von Wäldern und Hindernissen entgegenzuwirken. Zudem können starke Hangneigungen oder zerklüftetes Gelände einen starken Einfluss auf die Daten haben.

Für Gutachten gemäß der /2/ Revision 11 muss mindestens eine einjährige Messung am Standort vorliegen bzw. geeignete Vergleichsanlagen.

Messung am Standort Oberfeld

Die Messung mit Mast, Sensoren und Loggern ist von folgender Firma installiert und betrieben worden:

Interwind AG
 Buchzelgweg 5,
 8053 Zürich, Schweiz

Die Winddaten wurden an die Firma Ammonit übermittelt und waren dort sowohl für die Firma Interwind als auch die JH Wind GmbH zugänglich. Die Betreuung und Konfigurierung der Messgeräte erfolgte durch die Interwind AG

die Messung lief vom 16.07.2015 bis zum 15.08.2016

Es wurde auf den Höhen 99, 95, 90, 80, 75, 60 und 10 Metern über Grund gemessen

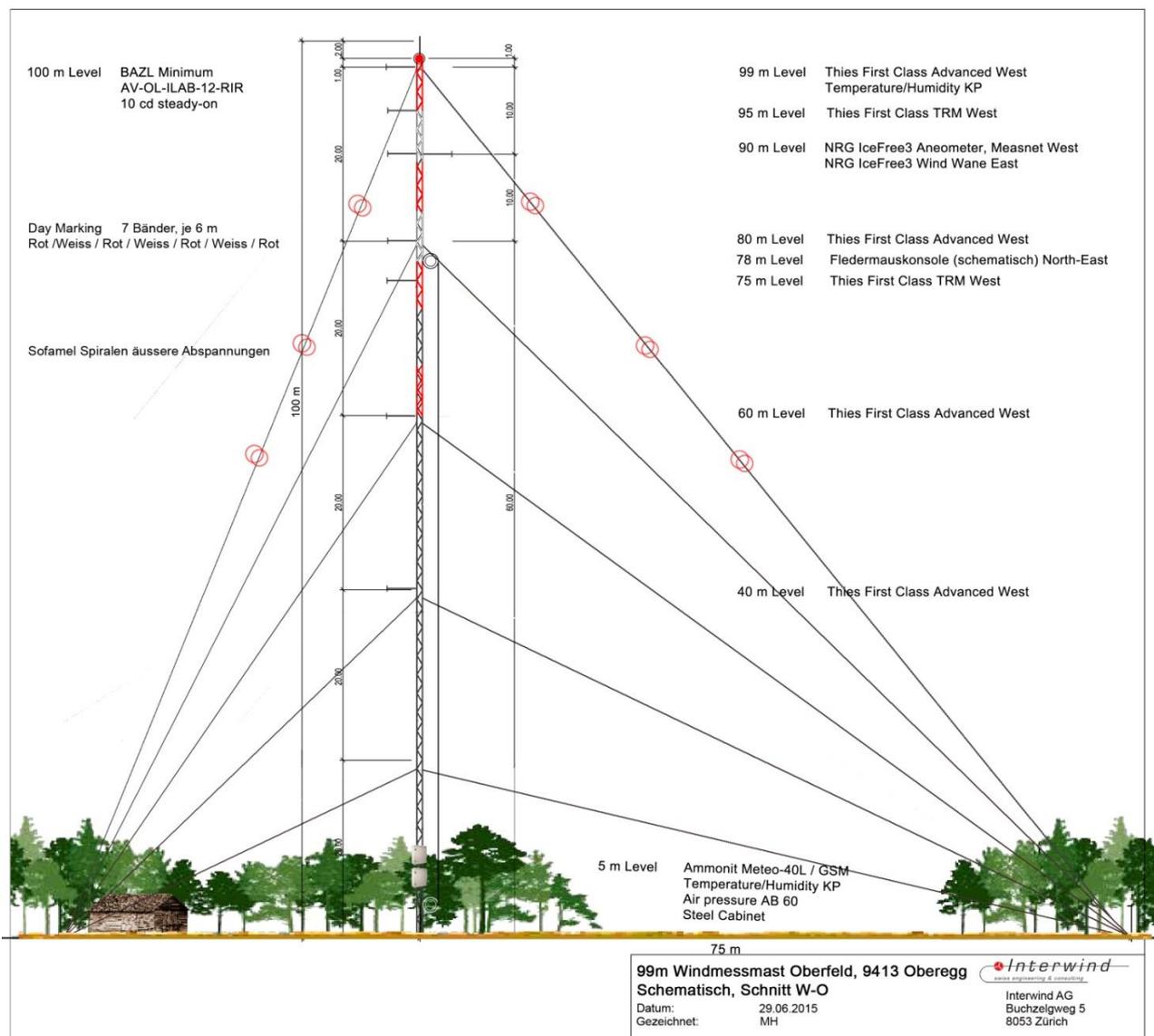


Abbildung 21. Skizze des Masts mit Sensoren, Schnitt W-O

Sensor Information for Wind Measurement Station Oberfeld

Commissioning Date:

09.07.2015

Site Name	Oberfeld	Region:	9413 Oberegg	Station ID:	16
Coordinates	System / Zone: CH-LV03		N 252'310	E 757'245	Z 1'110
Datalogger Type	Ammonit Meteo-40M	Serial No.	0152013		

Anemometer 1	S11100 Thies FC Advanced	Anemometer 2	NRG IceFree 3
Height:	99 m	Height:	90 m
Serial / Calibration No.:	03 15 5256 1511662	Serial / Calibration No.:	48578-3 15.02.04498
Slope / Offset	0.04611 (m/s)(1/s) + 0.2384 (m/s)	Slope / Offset	0.60665 (m/s)(1/s) + 0.69114 (m/s)
Orientation (* from N)	155°	Orientation (* from N)	155°

Anemometer 3	S11100 Thies FC Advanced	Anemometer 4	S11100 Thies FC Advanced
Height:	80 m	Height:	60 m
Serial / Calibration No.:	03 15 5257 1511661	Serial / Calibration No.:	03 15 5258 1511660
Slope / Offset	0.04613 (m/s)(1/s) + 0.2420 (m/s)	Slope / Offset	0.04604(m/s)(1/s) + 0.2709 (m/s)
Orientation (* from N)	155°	Orientation (* from N)	155°

Anemometer 5	S11100 Thies FC Advanced	Vane 1	S21110 Thies Windvane FC TMR
Height (Bottom):	40 m	Height:	95 m
Serial / Calibration No.:	03 15 5259 1511659	Serial / Calibration No.:	03 15 0192 N/A
Slope / Offset	0.04614 (m/s)(1/s) + 0.2535 (m/s)	Slope:	N/A
Orientation (* from N)	155°	Orientation (* from N)	155°

Vane 2	NRG IceFree3 Vane	Vane 3	S21110 Thies Windvane FC TMR
Height:	90 m	Height:	75 m
Serial / Calibration No.:	32507 N/A	Serial / Calibration No.:	03 15 0193 N/A
Slope:	N/A	Slope:	N/A
Orientation (* from N)	335°	Orientation (* from N)	155°

Site Name	Oberfeld	Region:	9413 Oberegg	Station ID:	16
Temp/Hum Sensor Up	S52100 Active Temp/RH KP	Temp/Hum Sensor Down	S52100 Active Temp/RH KP		
Height:	99 m	Height:	10 m		
Serial / Calibration No.:	148453 N/A	Serial / Calibration No.:	148477 N/A		
Slope:		Slope:	--		
Offset (* from N)	0°	Offset (* from N)	0°		

Precipitation	--	Air Pressure	Ammonit S31100M (AB 60)
Height:		Height:	4 m
Serial / Certificate No.:		Serial / Calibration No.:	B15-0042 --
Calibr. Nr.:		Slope:	
Orientation (* from N)		Offset (* from N)	0°

Solar Power Supply	--	Remarks:	
Mounting Height		- Start of Measurement :	
Surface orientation		- Direction (*) of Traverses (WVanes)	155 / 335°
Model		- Direction (*) of mast on ground	N/A
Serial No.		- Assumed main wind direction S - W	
		- Local contact person	(Name, Phone):
		Supervision:	Mehmet Hanagasioglu

For the Customer

Name: Peter Baldauf

Date / Signature:

Installation Team

Mehmet Hanagasioglu
Kurt Mägli
Phipp Schleiss

Supervisor, Interwind AG, 8053 Zürich
Bauleiter, Interwind AG, 8053 Zürich
Team Leader, Arnold

Abbildung 22: Informationen zu den Sensoren (Mast commissioning_certificate_20150706 (von Interwind))

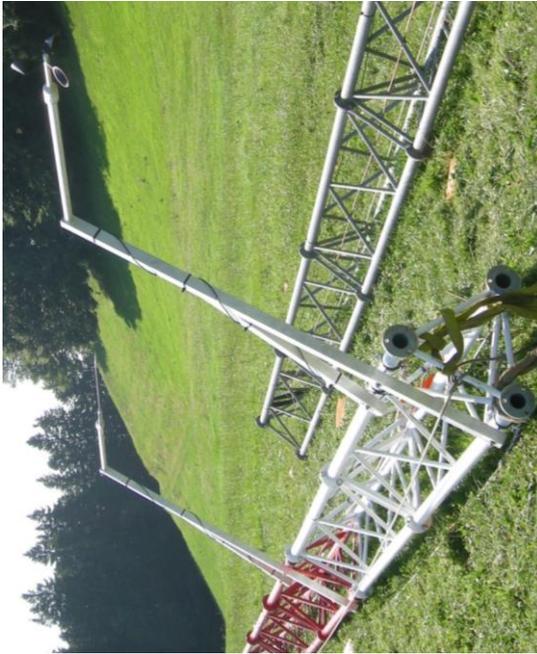


Abbildung 23: Sensoren am Mast



Abbildung 24: Oberster Teil vom Mast mit Feuchtigkeits- /
Temperatursensor und Blitzableiter

Es handelt sich um einen Gittermast mit 3 Seiten von 53cm Kantenlänge. Die Ausleger haben jeweils einen horizontalen Abstand von 140 cm und Kantenlängen von 3,5cm. Auf dem Ausleger haben die Sensoren durch eine Traverse, mit einem Durchmesser von 3,5 cm, einen vertikalen Abstand zum Ausleger von 100 cm.



Abbildung 25: _ Ammonit Datenlogger Typ Meteo-40M

Fotos von Sensoren auf den Messhöhen

Höhe 99 m:

Anemometer 1, Typ S11100 Thies FC Advanced



Höhe 95m:

Windfahne 1, Typ S21110 Thies Windvane FC TMR



Höhe 90m:

Anemometer 2 Typ NRG IceFree 3



Höhe 90 m:

Windfahne 2, Typ NRG IceFree3 Vane



Höhe 80 m:

Anemometer 3 Typ S11100 Thies FC Advanced



Höhe 60m:

Anemometer4, Typ S11100 Thies FC Advanced



Höhe 40 m:

Anemometer 5, Typ S11100 Thies FC Advanced



Total completeness: 98.05%

2016

Month\Day	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
2016-08	99	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100																
2016-07	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2016-06	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2016-05	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2016-04	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2016-03	100	100	100	100	100	31	53	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2016-02	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2016-01	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

2015

Month\Day	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
2015-12	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2015-11	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2015-10	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2015-09	100	100	100	70	76	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	97	100	100	100	100	100	100	100	100
2015-08	100	100	100	100	100	100	100	100	78	39	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
2015-07																33	100	100	100	100	100	100	99	100	81	0	0	0	0	70	100

Abbildung 26: Datenverfügbarkeit Messhöhe 99m, aus Datenlogger.

4. Vorgehensweise

Im Gelände werden die Daten der Topografie der Hindernisse für den Wind wie Gebäude Wälder und Bewuchs aufgenommen durch Begehungen und Karten. Am Standort ist eine Windmessung durchgeführt worden. Es wird begutachtet und abgeschätzt welche Auswirkungen das Gelände auf die Windverhältnisse haben kann. In einem Strömungsmodell gehen die erhobenen Geländedaten ein es wird ein digitales Geländemodell erzeugt.

In WindPro 4.0.424 gingen **Höhendaten** (m ü. M.) von /4/ ein, diese Daten der Schweizer Landesvermessung durch EMD und WindPro erhältlich führten zu leichten Veränderungen und Verbesserungen gegenüber Daten, die vorher für Region dieses Standorts erhältlich waren, die von uns im Gelände ermittelten Höhendaten zeigten eine gute Übereinstimmung. Höhendaten wurden bis zu einem Radius von 30km um den Standort Oberfeld verwendet wobei in einem Radius von 10 km eine Höhendistanz von 5m, und im weiteren Radius 10m Höhendistanz der Höhenkurven zur Anwendung kamen.

Die **Hindernis Höhen** (Höhen über Grund) wie etwa Wälder und Gebäude wurden auf Karten, Satellitenbildern und durch Kartierungen im Gelände aufgenommen und in WindPro durch ein AREA-Objekt in einem Radius von 2 km um die WEA im Digitalen Geländemodell berücksichtigt. Mit diesem Areal Objekt sind Verdrängungshöhen des Windes um die WEA berechnet worden. Die Verdrängungshöhe gibt an inwieweit ein Luftpaket durch Wälder und andere Hindernisse nach oben verlagert (verdrängt wird) wird.

Berechnung: 241_18_950_WiGu Oberfeld 2023_Brutto

Sektorweise von Rechner: Areal 1
Wald wird durch Areal-Objekt mit Waldhöhen beschrieben

Berechnung verwendet:
C:\WindPRO Data\Projects\241_01_Appenzell\REGIONS_241_11_700_Appenzell_2022_0.w2r

WEA-Verdrängungshöhe ist 1,00 der Waldhöhe.
WEA-Verdrängungshöhe nimmt im Lee des Waldes bis zu einer Entfernung von [50,0 x Waldhöhe] linear auf 0 ab
WEA-Verdrängungshöhe nimmt im Luv des Waldes bis zu einer Entfernung von [25,0 x Waldhöhe] linear auf 0 ab

Sektorweise Verdrängungshöhen für Masten

	DH (0)	DH (1)	DH (2)	DH (3)	DH (4)	DH (5)	DH (6)	DH (7)	DH (8)	DH (9)	DH (10)	DH (11)
	[m]	[m]										
MAST_2015_2016_Oberf_gefilt_LANG_Erg	20,47	20,41	23,11	22,78	17,52	22,53	20,41	18,08	23,08	25,77	17,19	23,77

Sektorweise Verdrängungshöhen für WEA

Ak- tu- ell	Hersteller	Typ	Nenn- leistung	Rotor- durch- messer	Naben- höhe	DH (0)	DH (1)	DH (2)	DH (3)	DH (4)	DH (5)	DH (6)	DH (7)	DH (8)	DH (9)	DH (10)	DH (11)
			[kW]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]
1 Ja	ENERCON	E-138 EP3 E3-4.260	4.260	138,3	131,0	23,68	23,64	21,05	18,96	20,82	24,23	24,34	24,32	21,45	22,22	20,46	23,45
2 Ja	ENERCON	E-138 EP3 E3-4.260	4.260	138,3	131,0	28,99	25,00	28,63	29,60	29,61	29,75	29,50	25,00	28,30	29,20	29,21	29,49

Abbildung 27: Verdrängungshöhen am Mast und an den WEA

Im Radius von 30km sind Bewuchs, Siedlungen und Gewässer als **Rauigkeiten** kartiert worden Rauigkeitslängen stellen den Einfluss dar, den die Geländeoberfläche auf die Windgeschwindigkeit ausübt. Der Beschaffenheit der Geländeoberfläche ist jeweils eine bestimmte Rauigkeitslänge z_0 [m] zugeordnet, z. B. Wasseroberfläche 0,0002, Ackerland 0,03, wenige Bäume und Häuser 0,05, Wald 0,4, Grossstädte und steile Hänge 1,6. Wichtig ist, dass nicht nur flächenhafte Anteile von Wald, Ackerland, etc. bewertet werden. Auch die Anordnung verschiedener Elemente der Landschaft, wie etwa die Abstände zwischen Baumreihen, Gebäuden oder Waldstücken, werden bei der Bestimmung der Rauigkeitslänge bewertet. Auf die Anwendung von Rauigkeitsdaten externer Anbieter, die in digitaler Form angeboten werden, wurde verzichtet, um eine höhere Genauigkeit zu erreichen.

Die Geländedaten in Form von Höhenkurven Hindernishöhen und Rauigkeiten sind mit WindPro digitalisiert worden und können von dort für ein Strömungsmodell genutzt werden. Bei den Berechnungen gehen ebenfalls die Hindernishöhen ein.

Aufgrund des komplexen Geländes wurde eine CFD-Software (Computational Fluid Dynamics) verwendet. Von der Firma DTU, die das lineare Strömungsmodell WASP entwickelt ist die nicht lineare CFD-Software WASP-CFD entwickelt worden diese wird von EMD zur Nutzung mit der WindPro Software vertrieben. In WindPro werden digitale Geländedaten erzeugt. Mit Hilfe dieser Gelände- Daten werden für 36 Sektoren der Windrichtung, mit der der WASP CFD Software Digitale Geländemodelle erzeugt.

Hierbei ist es möglich Computercluster zu verwenden es kann eine sehr hohe Auflösung erreicht werden. Das Digitale Geländemodell besteht aus einem Gebiet den CFD-areas (Tiles), auf dem sich Messmasten und geplante WEA befinden und einer Umgebung mit einem Radius von 30km in dem ebenfalls die Geländedaten eingehen.

Erzeugt wird ein digitales Netz, in dem die Strömung des Windes simuliert wird, dieses hat für den Standort Oberfeld eine Ausdehnung von 7 Millionen Gitterpunkten mit einer Höhe von 14 km und einem Radius von 34 km (Innere CFD-area + 30m Umgebung). Die horizontalen Abstände der Gitterpunkte betragen 20,7m und die vertikalen Abstände 5 m.

Auf dem Gebiet der CFD-areas können Meteo Objekte mit gemessenen Daten, geplante WEA und Hindernisse für den Wind platziert werden. Es werden Berechnungen zur Plausibilisierung durchgeführt. Innerhalb der CFD-areas lassen sich Positionen und Typen von den WEA verändern und Berechnung mit unterschiedlichen WEA durchführen.

WAsP CFD Calculation Report

JobID: BF9E7C59-A7BC-42FF-873D-F9F58D4FB737
 Calculation Start: Tue Dec 6 23:46:20 2022
 Calculation Stop: Wed Dec 7 00:54:38 2022
 Process time: 109 CPU hours (EllipSys3D)

Server Information: Cerebrum EMD International
 WAsP CFD version: 1.11.2.6
 Client: WindPRO 3.6.355
 User: jh-wind@email.de

Simulations Overview

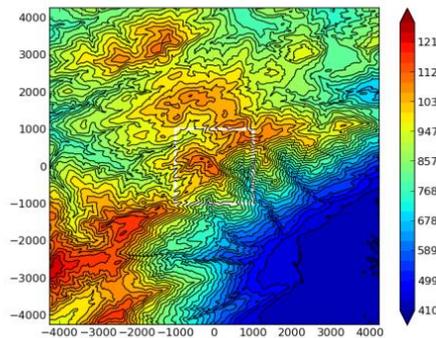
Dir	Ok?	log(r)	Iteration	Z _{0ref}	Z _{ref}	Dir	Ok?	log(r)	Iteration	Z _{0ref}	Z _{ref}
0.0	yes	-4.316	1788	0.0256	396.5	180.0	yes	-4.303	1728	0.2670	681.2
10.0	yes	-4.308	1730	0.0425	396.1	190.0	yes	-4.316	1810	0.2509	931.1
20.0	yes	-4.305	1689	0.0464	395.9	200.0	yes	-4.303	1807	0.3793	1078.4
30.0	yes	-4.310	1723	0.0507	395.9	210.0	yes	-4.308	1798	0.2913	1087.3
40.0	yes	-4.318	1770	0.0601	396.1	220.0	yes	-4.313	1723	0.2898	1051.3
50.0	yes	-4.316	1743	0.1854	397.3	230.0	yes	-4.316	1702	0.3044	1005.3
60.0	yes	-4.313	1635	0.3206	400.0	240.0	yes	-4.303	1663	0.3822	948.4
70.0	yes	-4.306	1607	0.3310	405.5	250.0	yes	-4.310	1718	0.3156	868.0
80.0	yes	-4.317	1569	0.4598	417.9	260.0	yes	-4.315	1764	0.2717	775.0
90.0	yes	-4.304	1615	0.3966	456.7	270.0	yes	-4.308	1810	0.2982	705.8
100.0	yes	-4.307	1737	0.3265	558.3	280.0	yes	-4.317	1811	0.3083	673.8
110.0	yes	-4.307	1822	0.2630	703.2	290.0	yes	-4.302	1766	0.3545	647.2
120.0	yes	-4.319	1760	0.3203	766.1	300.0	yes	-4.317	1663	0.3116	597.1
130.0	yes	-4.309	1680	0.3367	678.1	310.0	yes	-4.310	1686	0.2808	530.3
140.0	yes	-4.309	1758	0.2439	543.1	320.0	yes	-4.306	1730	0.2919	464.0
150.0	yes	-4.303	1806	0.2117	466.4	330.0	yes	-4.306	1808	0.0436	420.5
160.0	yes	-4.306	1784	0.2488	452.6	340.0	yes	-4.301	2114	0.0127	403.0
170.0	yes	-4.307	1706	0.3385	506.4	350.0	yes	-4.303	2012	0.0163	397.9

Dir the simulated direction in degrees
 Ok? is convergence achieved? ($\log(r) \leq -4.3$)
 log(r) the end-residual (max of all variables)

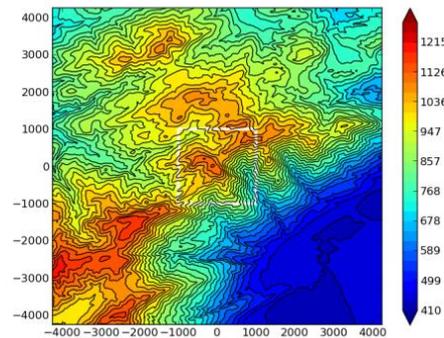
Iteration iteration steps used to reach convergence
 Z_{0ref} the mesoscale reference roughness in metres
 Z_{ref} the farfield terrain height in metres

Simulations Setup

1. The figure shows the user specified height contours of the inner part of the domain including the 2 by 2 km WAsP CFD tile.



2. The figure shows the terrain prepared for CFD. The terrain was filtered and gently flattened in the farfield (not seen) before the computational grid was made.



3. A polar CFD domain was used; domain dimensions and mean resolution of the inner 4 by 4 km area:

Number of Grid Points	7 mill
Domain Height/Diameter	14/34 km
Mean Resolution Horizontal/Vertical	20.7/5 m

4. Convective terms were discretized using the third order QUICK scheme and the $k - \epsilon$ eddy-viscosity model of Launder and Spalding (1974) was used:

C_μ	σ_k	σ_ϵ	$C_{\epsilon 1}$	$C_{\epsilon 2}$	κ
0.052	1.0	1.3	1.38	1.92	0.4

Abbildung 28: Zusammenfassung der Berechnung der CFD-area für den Standort Oberfeld.

4.1 Begehung

Am 20.11.2014 und 21.11.2014 fanden erste Begehungen der Standorte der geplanten Anlagen, sowie des Standorts der LIDAR-Messung statt. Die Landschaft wurde im Umkreis von 20 *km* um die beiden Standorte mit dem Kartenmaterial verglichen. Die Standorte der zwei WEA wurden mithilfe eines GPS-Geräts aufgesucht.

Begehung durch Johannes Hagemann

Es wurden die folgenden Karten verwendet:

Topographische Karten 1: 100.000

Topographische Karten 1: 25.000

Zudem kamen Satellitendaten für die Landschaft und Höhendaten, die von WindPRO zur Verfügung gestellt wurden, zur Anwendung.

Eine weitere Begehung fand bei Errichtung des Masts durch Johannes Hagemann statt (Fotos von Sensoren).

Im Jahr 2022 wurde das Gelände in Augenschein genommen, es waren keine wesentlichen Veränderungen zu erkennen ein Wuchs von bis zu 240 cm nach Errichtung der Messung wurde bei Bäumen berücksichtigt.

5. Die Windverhältnisse am begutachteten Standort

Messhöhe	Daten roh			Daten gefiltert			Weibull Daten			Leistungsdichte
	Daten	Verfüg.	Vm	Daten	Verfüg.	Vm	Vm	A	K	Daten gefiltert
			m/s			m/s	m/s	m/s		W/m ²
99,00m - A	56.056	98,2%	5,35	54.572	95,6%	5,47	5,44	6,03	1,512	264,2
90,00m - C	56.060	98,2%	5,31	54.992	96,4%	5,37	5,49	6,08	1,504	274,0
80,00m - D	56.059	98,2%	5,05	55.104	96,6%	5,13	5,09	5,64	1,494	221,1
60,00m - F	56.059	98,2%	4,71	55.080	96,5%	4,78	4,73	5,23	1,484	178,6
40,00m - G	56.059	98,2%	4,12	54.566	95,6%	4,22	4,16	4,61	1,497	120,5

Tabelle 5: Gemessene Datensätze von fünf Höhen

In der Tabelle 5 sind die Daten der Zeitreihen die gemessen und korrigiert wurden von den einzelnen Messhöhen. Die Datensätzen sind die zehn Minuten Mittelwerte aus dem Datenlogger. Die Verfügbarkeiten der Messungen lagen bei 98,2 %, nach dem Verwerfen von unplausiblen Daten lagen die Verfügbarkeiten bei 95,4 bis 95,6 %, die mittleren Windgeschwindigkeiten veränderten sich. Gemessene Daten wurden in Weibullverteilungen dargestellt.-Hierbei können die gemessenen mittleren Windgeschwindigkeiten [Vm] leicht von denen der Weibullverteilung abweichen. Im Folgenden werden Weibull-Daten zur Darstellung häufig verwendet. Im Digitalen Geländemodell und bei Langzeitkorrelationen ist jedoch immer mit gemessenen Zeitreihen bzw. mit erzeugten langzeitkorrigierten Zeitreihen gerechnet worden.

Höhe ü. Grund	Berechnungsmethode	Ber.	Weibull Daten			Leistungsdichte
am Mast		Vm	Vm	A	K	
		m/s	m/s	m/s		
131,00m - M Scale	Skalierung CFD-Modell	5,82	5,82	6,47	1,5603	309,9
131,00m - J Synth	Berechnet aus Messhöhen 60 D- 99 A	5,91	5,88	6,52	1,5056	337,5
131,00m - K Synth	Berechnet aus Messhöhen 80 D- 99 A	5,94	5,92	6,56	1,5023	344,5
99,00m - Langzeit	MCP Siehe Kap. Langzeit	5,71	5,68	6,3	1,5164	300,8
131,00m - L Scale	Skalierung CFD von Langzeit MCP	6,17	6,15	6,85	1,5675	364,0

Tabelle 6: Datensätze Langzeitkorrigiert und auf die Höhe von 131m an der Mastposition umgerechnet.

In der Tabelle 6 werden am Standort des Masts, nicht an den WEA-Standorten, neue Zeitreihen aus der gemessenen Höhe von 99m mit verschiedenen Verfahren generiert.

Bei dem ersten Datensatz ;**131,00m - M Scale**, wird aus dem gefilterten Datensatz in 99m Messhöhe zunächst eine Skalierung mit dem CFD-Geländemodell auf eine Höhe von 131 m durchgeführt, mit Vm 5,82 m/s. Bei den nächsten beiden Datensätzen erfolgt eine Berechnung aus zwei gemessenen Höhen, **131,00m - J Synth und 131,00m - K Synth**, jeweils mit den Messhöhen 60 und 99m und 80 und 99m, ohne ein Digitales Geländemodell zu verwenden. Mit einer Vm von 5,91 bzw. 5,94 fallen diese Werte höher aus.

Mit **99,00m - Langzeit** ist die generierte und ausgewählte Zeitreihe (siehe Kapitel Langzeitkorrelation) angewendet worden. Diese wird mit dem CFD-Geländemodell auf eine Höhe von 131 m skaliert und der Datensatz **131,00m - L Scale** generiert.

Die Erträge der WEA und die Windverhältnisse an den WEA-Standorten wurden mit dem langzeitkorrigierten Datensatz der Zeitreihe **99,00m – Langzeit**, berechnet. Die Anwendung dieses Datensatzes der Höhe 99m über Grund war eher plausibel.

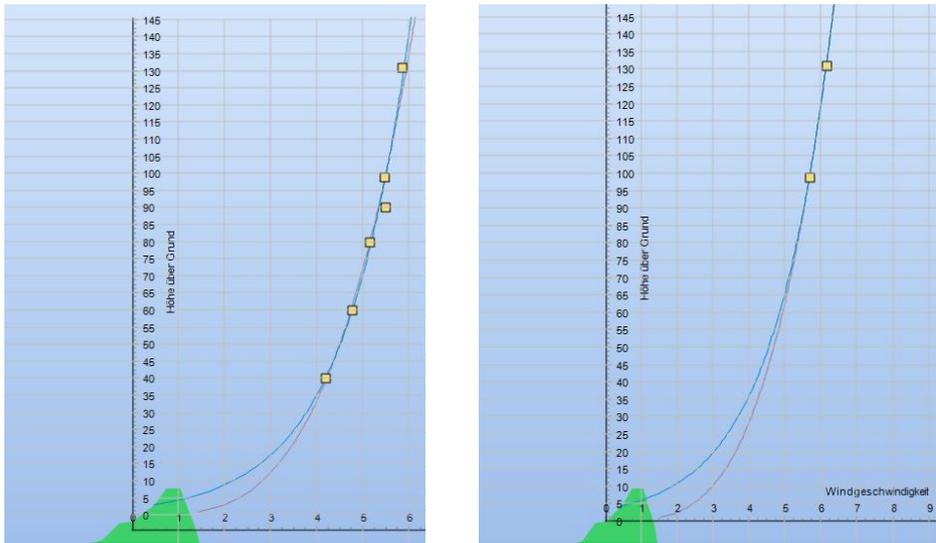


Abbildung 29: Windprofil am Mast, rechts gemessen, links von Langzeit korrigierten Daten erzeugt.

Auf der Abbildung 29 ist links ein Windprofil mit den Daten der Tabelle 5 und der generierten Zeitreihe aus der Tabelle 6, **131,00m - M Scale**, erzeugt worden.

Rechts ist das Windprofil aus den Zeitreihen der Tabelle 6, **99,00m – Langzeit** und **131,00m - L Scale**. Aus diesem Windprofil stammen die power law Exponenten der Abbildungen 30 und 31.

Tag	Jan-Feb	Mär-Apr	Mai-Jun	Jul-Aug	Sep-Okt	Nov-Dez	Jahr	Sektor	Power Law V
00-02	0,27	0,26	0,29	0,29	0,36	0,27	0,27	Mittel	0,28
02-04	0,24	0,28	0,30	0,26	0,29	0,25	0,27	N	0,33
04-06	0,27	0,27	0,31	0,31	0,26	0,27	0,26	NNO	0,38
06-08	0,25	0,30	0,37	0,28	0,24	0,27	0,29	ONO	0,39
08-10	0,28	0,26	0,28	0,27	0,26	0,24	0,27	O	0,39
10-12	0,23	0,33	0,32	0,37	0,29	0,30	0,29	OSO	0,30
12-14	0,25	0,27	0,35	0,27	0,30	0,27	0,29	SSO	0,25
14-16	0,23	0,31	0,39	0,30	0,31	0,23	0,30	S	0,23
16-18	0,28	0,30	0,23	0,34	0,27	0,29	0,27	SSW	0,29
18-20	0,25	0,28	0,32	0,35	0,30	0,28	0,29	WSW	0,25
20-22	0,24	0,29	0,29	0,32	0,22	0,25	0,25	W	0,28
22-24	0,26	0,29	0,26	0,33	0,28	0,30	0,27	WNW	0,32
Alle	0,26	0,28	0,28	0,30	0,27	0,27	0,28	NNW	0,29

<0	Negativ	0.2-0.3	Normal, hoch
0-0.1	Extrem niedrig	0.3-0.4	Sehr hoch
0.1-0.2	Normal, niedrig	>0.4	Extrem hoch

Abbildung 30: links power law Exponenten alle Sektoren, Tabelle rechts power law Exponenten pro Sektor

Tag	Jan-Feb	Mär-Apr	Mai-Jun	Jul-Aug	Sep-Okt	Nov-Dez	Jahr	Tag	Jan-Feb	Mär-Apr	Mai-Jun	Jul-Aug	Sep-Okt	Nov-Dez	Jahr
00-02	0,23	0,31	0,34	0,28	0,32	0,26	0,30	00-02	0,42	0,25	0,23	0,29	0,17	0,20	0,21
02-04	0,33	0,29	0,26	0,22	0,31	0,27	0,28	02-04	0,44	0,22	0,16	0,22	0,29	0,24	0,24
04-06	0,25	0,29	0,29	0,21	0,28	0,26	0,28	04-06	0,30	0,21	0,34	0,21	0,16	0,27	0,25
06-08	0,22	0,40	0,24	0,37	0,33	0,26	0,29	06-08	0,14	0,25	0,25	0,20	0,20	0,31	0,24
08-10	0,27	0,32	0,35	0,29	0,32	0,25	0,28	08-10	0,26	0,18	0,21	0,19	0,25	0,21	0,22
10-12	0,21	0,36	0,34	0,26	0,27	0,23	0,26	10-12	0,20	0,24	0,18	0,33	0,16	0,23	0,21
12-14	0,25	0,24	0,29	0,32	0,22	0,27	0,28	12-14	0,26	0,19	0,30	0,32	0,44	0,28	0,29
14-16	0,25	0,37	0,35	0,39	0,34	0,23	0,29	14-16	0,17	0,20	0,21	0,19	0,19	0,17	0,19
16-18	0,21	0,27	0,22	0,26	0,30	0,28	0,28	16-18	0,27	0,16	0,19	0,20	0,21	0,26	0,21
18-20	0,23	0,27	0,30	0,43	0,28	0,37	0,30	18-20	0,25	0,18	0,22	0,17	0,18	0,25	0,23
20-22	0,22	0,29	0,31	0,23	0,38	0,24	0,28	20-22	0,25	0,27	0,27	0,27	0,21	0,22	0,25
22-24	0,25	0,28	0,28	0,31	0,28	0,25	0,29	22-24	0,22	0,19	0,23	0,34	0,22	0,31	0,21
Alle	0,23	0,29	0,30	0,32	0,29	0,28	0,28	Alle	0,25	0,22	0,23	0,27	0,20	0,23	0,23

<0	Negativ	0.2-0.3	Normal, hoch
0-0.1	Extrem niedrig	0.3-0.4	Sehr hoch
0.1-0.2	Normal, niedrig	>0.4	Extrem hoch

Abbildung 31: Power-law Exponenten, links Sektor West, rechts Sektor Süd

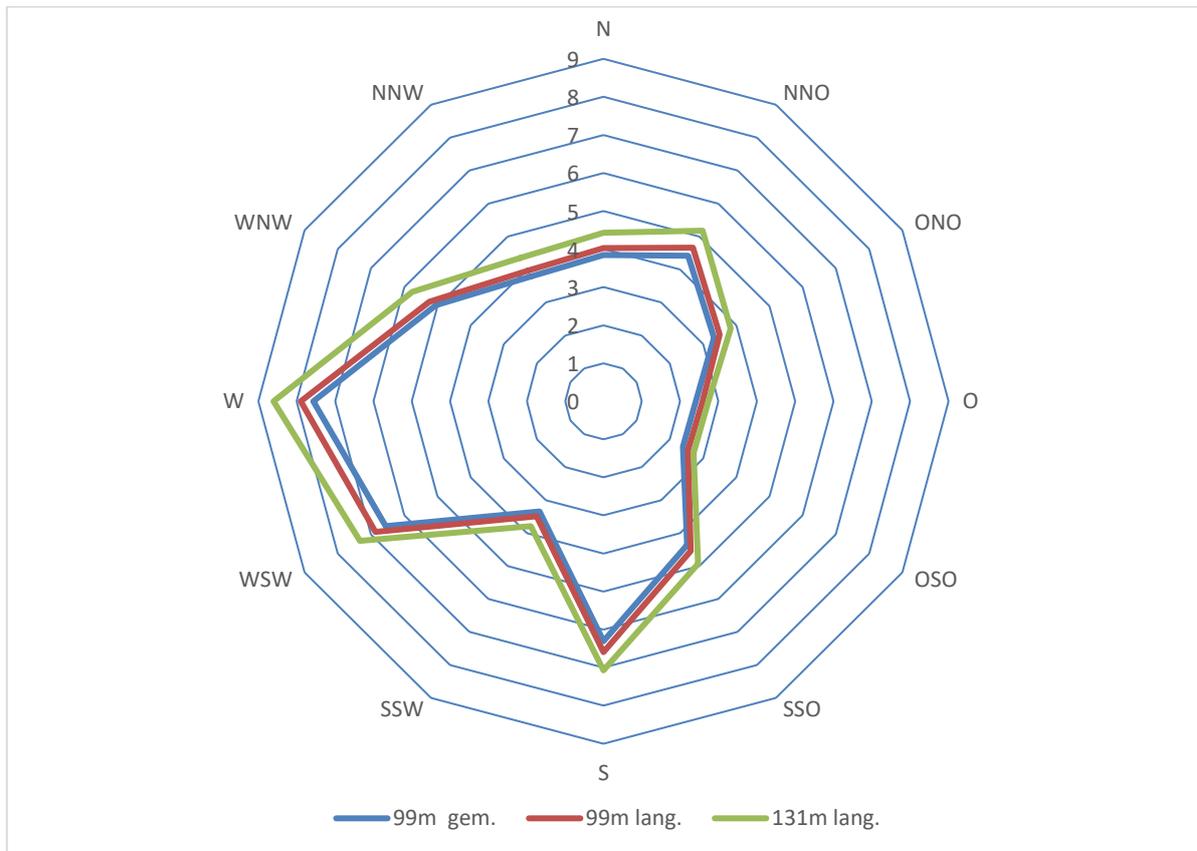


Abbildung 32: Diagramm gemessene- und Langzeitkorrigierte Windgeschwindigkeiten jeweils 99 bzw. 131m Höhe

Datensätze	99,00m – A Tab 5	99,00m – Langzeit Tab. 6	131,00m - L Scale Tab. 6
N	3,84	4,03	4,43
NNO	4,42	4,66	5,18
ONO	3,33	3,50	3,83
O	2,41	2,59	2,74
OSO	2,39	2,55	2,72
SSO	4,36	4,55	4,93
S	6,30	6,59	7,07
SSW	3,34	3,49	3,79
WSW	6,56	6,87	7,33
W	7,57	7,90	8,60
WNW	5,04	5,24	5,76
NNW	3,79	3,96	4,35
Alle	5,44	5,68	6,15

Tabelle 7: Windgeschwindigkeiten aus Diagramm von Abbildung 32

In Abbildung 32 und Tabelle 7 sind die mittleren Windgeschwindigkeiten aus Datensätzen der Tabellen 5 und 6.

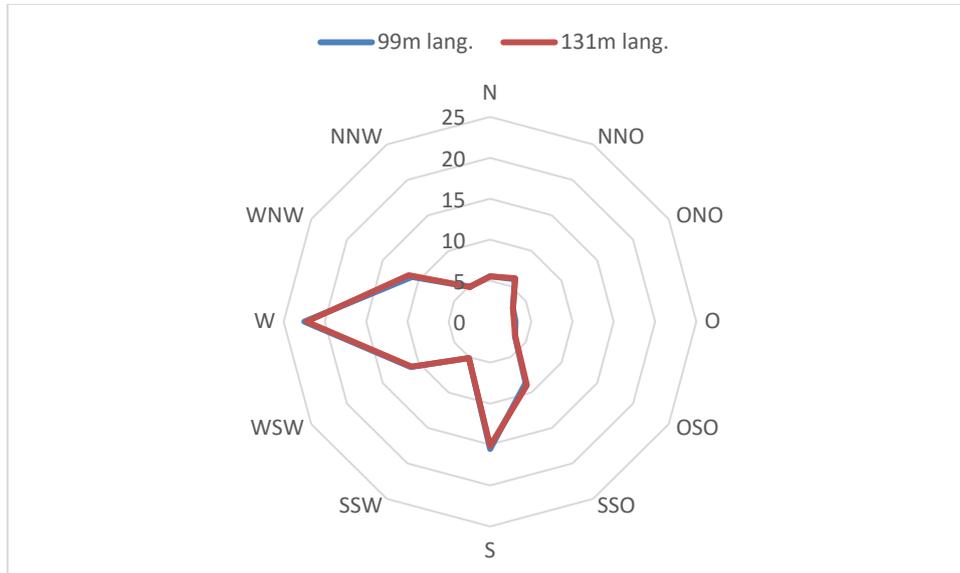


Abbildung 33: Häufigkeiten der Windrichtungen am Mast

Sektoren	99,00m – Langzeit	131,00m - L Scale
N	5,54	5,54
NNO	6,00	6,12
ONO	3,20	3,22
O	3,09	2,90
OSO	3,48	3,52
SSO	8,64	8,94
S	15,55	15,18
SSW	5,11	5,12
WSW	11,08	10,97
W	22,50	22,24
WNW	10,93	11,35
NNW	4,89	4,92

Tabelle 8: Häufigkeiten der Windrichtungen von Abbildung 32 und Tabelle 7 am Mast in %

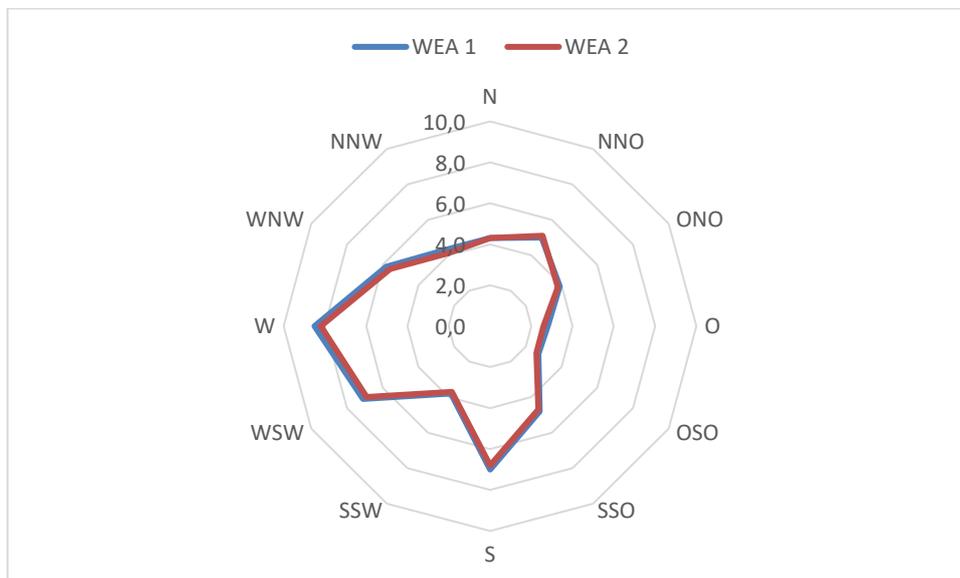


Abbildung 34: Mittlere Windgeschwindigkeiten an den Nabenhöhen der WEA

	WEA 1		WEA 2	
	frei	Wake red.	frei	Wake red.
	m/s	m/s	m/s	m/s
N	4,3	4,3	4,3	4,3
NNO	5,0	5,0	5,1	5,1
ONO	3,9	3,9	3,8	3,8
O	2,8	2,8	2,6	2,6
OSO	2,7	2,7	2,6	2,3
SSO	4,8	4,8	4,7	4,1
S	7,0	7,0	6,8	6,8
SSW	3,8	3,8	3,7	3,7
WSW	7,1	7,1	6,9	6,9
W	8,5	8,5	8,2	8,2
WNW	5,8	5,5	5,6	5,6
NNW	4,3	3,5	4,1	4,1
Gesamt	6,1	6,0	5,9	5,8

Tabelle 9: Windgeschwindigkeiten an den Nabenhöhen frei und mit Parkwirkung (Wake red.)

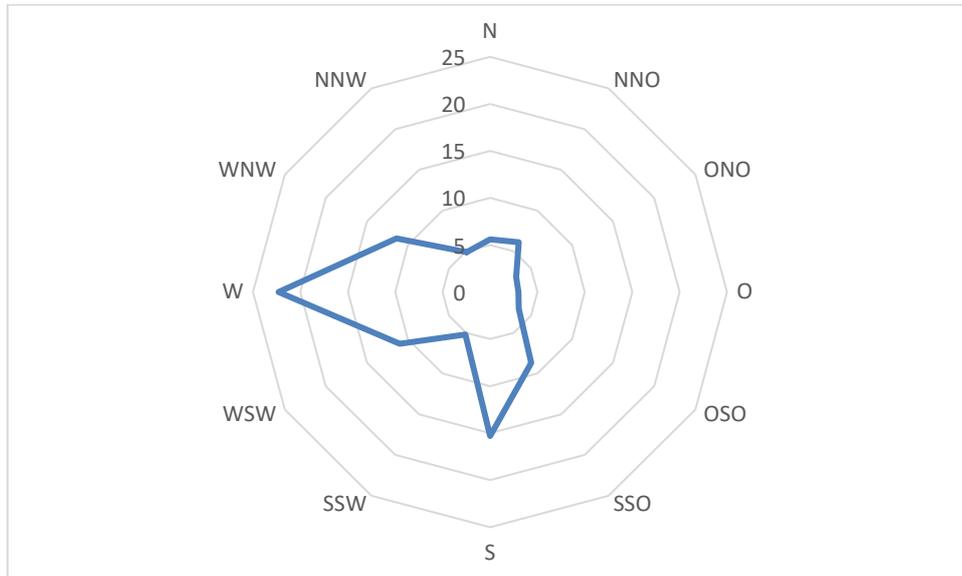


Abbildung 35: Prozentuale Häufigkeiten der Windrichtungen an den WEA

N	5,6
NNO	6,1
ONO	3,2
O	3,0
OSO	3,5
SSO	8,7
S	15,3
SSW	5,2
WSW	11,0
W	22,3
WNW	11,4
NNW	4,9
Gesamt	100,0

Tabelle 10: Prozentuale Häufigkeiten der Windrichtungen an den WEA

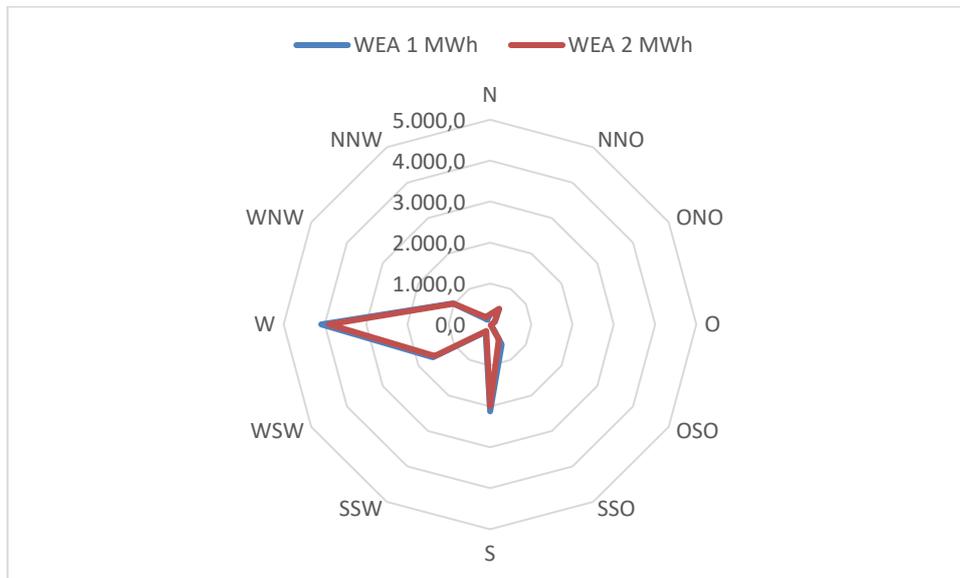


Abbildung 36: Erträge pro Sektor in MWh mit Parkwirkung

	WEA 1	WEA 2	Park
	[MWh]	[MWh]	[MWh]
N	243,6	244,9	488,5
NNO	421,7	446,4	868,1
ONO	140,2	131,1	271,3
O	44,1	33,7	77,8
OSO	40,6	23,1	63,7
SSO	565,9	423,1	989
S	2.120,50	1.994,20	4114,7
SSW	206	185,8	391,8
WSW	1.597,00	1.543,10	3140,1
W	4.088,40	3.902,30	7990,7
WNW	1.030,10	1.015,60	2045,7
NNW	140,3	207,7	348
Gesamt	10.638,60	10.151,10	20.789,70

Tabelle 11: Erträge pro Sektor in MWh mit Parkwirkung (ohne weitere Verluste)

	WEA 1	WEA 2	Park
N	2,3%	2,4%	2,3%
NNO	4,0%	4,4%	4,2%
ONO	1,3%	1,3%	1,3%
O	0,4%	0,3%	0,4%
OSO	0,4%	0,2%	0,3%
SSO	5,3%	4,2%	4,8%
S	19,9%	19,6%	19,8%
SSW	1,9%	1,8%	1,9%
WSW	15,0%	15,2%	15,1%
W	38,4%	38,4%	38,4%
WNW	9,7%	10,0%	9,8%
NNW	1,3%	2,0%	1,7%
Gesamt	100,0%	100,0%	100,0%

Tabelle 12: Anteile der Sektoren an der Energieerzeugung in Prozent

In den Darstellungen der Windrichtungsverteilungen wird in Tabelle 10 und 12 deutlich, dass Winde aus West und Süd vorherrschen und die Sektoren WSW und WNW noch eine gewisse Bedeutung haben. Weitere Sektoren haben einen eher geringen Anteil.

6. Langzeitkorrelation

6.1 Mögliche Methoden der Langzeitkorrelation

Bei der Verwendung der Daten der Windmessung des Standorts ist zu beachten, dass diese nur einen kurzen Zeitraum darstellen es ist ein Langzeitabgleich durchzuführen.

Hierzu gibt es verschiedene Möglichkeiten:

Langjährige Daten einer Messtation:

Es stellt sich hierbei die Frage, inwieweit der langjährige Zeitraum repräsentativ ist, das heißt, ob die Messperiode in einem windstarken oder windschwachen Zeitraum war und so das Windpotential über- bzw. unterschätzt werden würde.

Zudem ist nicht sicher, dass sich die jährlichen oder monatlichen Schwankungen am begutachteten Standort ähnlich verhalten, wie die Schwankungen am Messstandort. Langjährige Daten liegen zudem oft nicht in der Genauigkeit vor, die für die Windenergie notwendig sind.

Messtationen mit langjährigen Daten waren aufgrund von Entfernung, Gelände der Umgebung und Höhen m ü. M. mit dem begutachteten Standort nicht vergleichbar.

Die Messtationen Bregenz und Attenheim in der Nähe der Rheinmündung am Bodensee. Bei diesen Stationen dürfte eine starke Abschattung durch umliegende Gebirge und ein starker Einfluss des Rheintals bestehen.

Bei der Messtation St. Gallen üben die Tallage und die umliegenden Gebirge ebenfalls einen starken Einfluss aus. Die geringe Höhe der Anemometer von 10 m über Grund trägt zusätzlich zu einem starken Einfluss des Geländes auf die Windverhältnisse am Anemometer bei.

Die Messtation Säntis liegt 22 km südwestlich des begutachteten Standorts. Mit 2.502 m m ü. M. ist diese Wetterstation wesentlich höher als der Standort Oberfeld. Die Gebirgszüge, auf denen der Säntis liegt, liegen im Südwesten des begutachteten Standorts und können somit eine Minderung der Windgeschwindigkeiten für den Wind aus dieser Richtung darstellen. Der angegebene langjährige Mittelwert von 5,5 m/s bei 10 m über Grund lässt darauf schliessen, dass in exponierten Lagen eine Windenergienutzung möglich ist. Südlich vom Säntis gelegene Gebirge haben wiederum einen starken Einfluss auf die Windverhältnisse des Säntis. Diese Hochgebirge liegen in weiterer Entfernung vom begutachteten Standort. Deren Einfluss ist am Standort Oberfeld auch vorhanden aber möglicherweise geringer.

Windindex:

Bei einem Windindex sind die Schwankungen des Windpotentials für ein bestimmtes Gebiet berechnet worden. Mithilfe des Windindex können Erträge, die innerhalb eines Jahres oder Monats erzielt worden sind, auf einen langjährigen Zeitraum bezogen werden und somit kann das langjährige Mittel eines Ertrages prognostiziert werden. Auch Erträge, die für einen Standort mit Daten kürzerer Zeiträume berechnet worden sind, können auf einen langjährigen Zeitraum bezogen werden.

Es gibt die Möglichkeit, Windindizes von Firmen zu verwenden, die über eine umfangreiche Datengrundlage verfügen, die aufwändige Verfahren anwenden und die Ergebnisse für zahlreiche Planer und Gutachter nutzbar machen. Teilweise ist es aber auch sinnvoll, eigene Windindizes individuell für einen Standort zu erstellen, auch wenn dabei nicht auf die Datenmenge zurückgegriffen werden kann, die andere spezialisierte Institute bieten. Für das Gebiet der begutachteten Standorte liegen jedoch keine geeigneten Windindizes vor.

Reanalysedaten:

Neben gemessenen Winddaten gibt es Winddaten und weitere meteorologische Datensätze, die durch Modellierung in digitalen Wettermodellen generiert wurden. In diese Modellierungen gehen Daten zahlreicher Messpunkte mit Werten von Winddaten, Luftdruck, Temperatur und weiteren Parametern ein. Daten von Wetterbeobachtungen durch Fernerkundungseinrichtungen kommen hinzu. Aus all diesen Daten werden wiederum Zeitreihen für bestimmte Punkte im Gelände berechnet, die den Verlauf von Windgeschwindigkeit und Windrichtung, sowie weitere Parameter für eine bestimmte Höhe über Grund angeben. Die Reanalysedaten eines solchen Reanalysepunktes eignen sich oft dazu, die zeitlichen Schwankungen von Windgeschwindigkeit und Windrichtung aufzuzeigen und sind daher für die Langzeitkorrelation von Bedeutung. Reanalysedaten ersetzen jedoch nicht die Messung am Standort bzw. die Anwendung von Vergleichsanlagen.

Für dieses Gutachten wurden mehrere Reanalysedatensätze geprüft und einer ausgewählt. Es wurden unter anderen Datensätze folgender Anbieter in Betracht gezogen:

*MERRA (MODERN ERA RETROSPECTIVE-ANALYSIS) -Daten.
Diese stammen vom Global Modelling and Assimilation Zentrum der
NASA, Goddard Space Flight Center*

*EmdERA: Die Daten wurden von der Firma Emd aufbereitet und mithilfe der
Emd-Software zur Verfügung gestellt. Die Grundlage dieser Daten bildeten
Era-Interim Reanalysedaten vom
European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF).*

*EMD-ConWx Meso Data, EUROPE Die Daten werden von der Firma EMD generiert. Reanalyse Punkte sind in
im Abstand von 3 km erhältlich und müssen einzeln von EMD angefordert werden.*

*EMD-WRF Europe+ (ERA5) Die Daten der Firma EMD ergeben Reanalyse Punkte im Abstand von 3 km. Auch
diese wurden für das jeweilige Gebiet bei EMD angefordert.*

Sechs Datensätze von Emd *EMD-ConWx Meso Data* und *EMD-WRF Europe+ (ERA5)* wurden verglichen. Bei zwei Datensätzen konnte eine Windrichtungsverteilung gefunden werden, die den gemessenen Daten am Standort nahekommt. Es überwiegen bei den gemessenen Daten die Windrichtung aus Westen und Süden während Winde aus südwestlichen Richtungen kaum vorhanden sind. Es hat sich gezeigt, dass Datensätze, die für Reanalysepunkte im Abstand von 3 km berechnet wurde, eine Verbesserung darstellen gegenüber Datensätzen, die in Abständen von 30 bis 50 km errechnet wurden insbesondere in dem komplexen Gelände des Standorts Oberfeld.

Zahlreiche Reanalysedatensätze anderer Anbieter wurden ebenfalls verglichen, wobei Merra 2 Daten Ergebnisse lieferten, die nahe am Ergebnis von *EMD-WRF Europe+ (ERA5)* lagen und dies eher bestätigten.

New European Wind Atlas (NEWA)
Diese Daten lagen nur für eine Bezugszeitraum von 10 Jahren vor.

6.2 Die angewendete MCP-Methode

Mit dem WindPRO-Modul MCP von EMD, was "messen, korrelieren und voraussagen (measure, correlate, predict)" bedeutet, ist der Langzeitabgleich durchgeführt worden. Es wurden etwa 15 Datensätze verglichen mit Bezugszeiträumen von 10 bis 30 Jahren, wobei Bezugs Zeiträume von 15 Jahren eher plausibel waren.

Der Datensatz **EMD-WRF Europe+ (ERA5) _N47,401356_E009,49054** mit einem Bezugszeitraum von 15 Jahren wurde ausgewählt und von der Firma EMD bezogen, für einen berechneten Reanalysepunkt 2.400 m westlich des Messmasts vom Standort Oberfeld. Auf den nachfolgenden Abbildungen (37 und 38) ist eine gewisse Übereinstimmung von Windrichtungen und Windgeschwindigkeiten zu erkennen, dies ist von Vorteil bei der Anwendung.

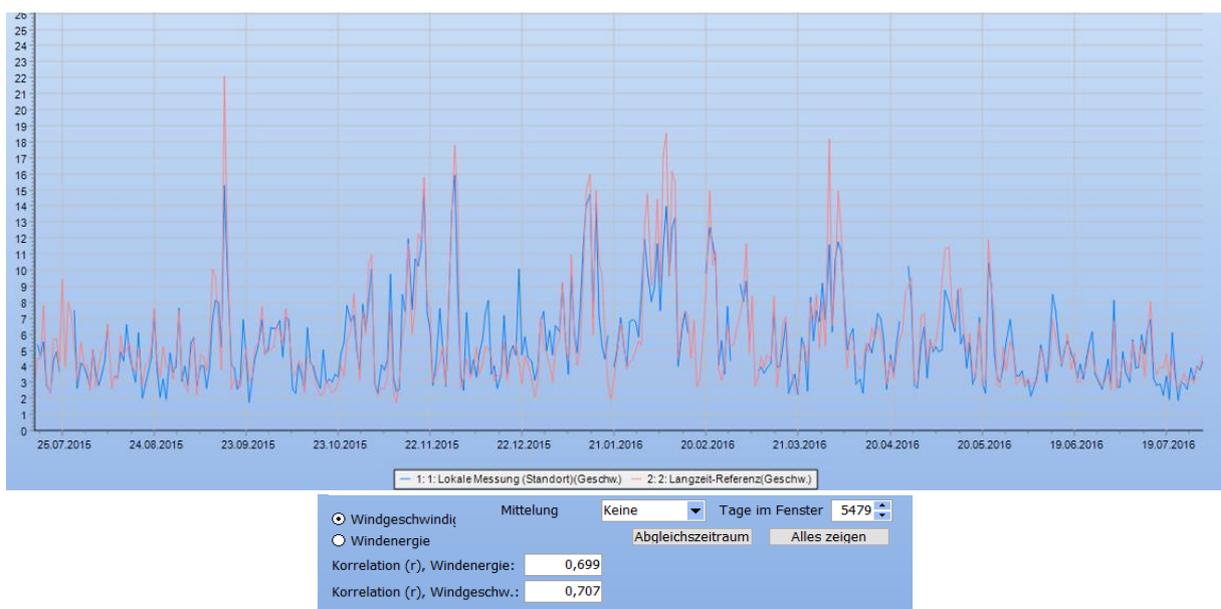


Abbildung 37: Zeitreihe lokale Messung Oberfeld und ausgewählter Langzeitdatensatz

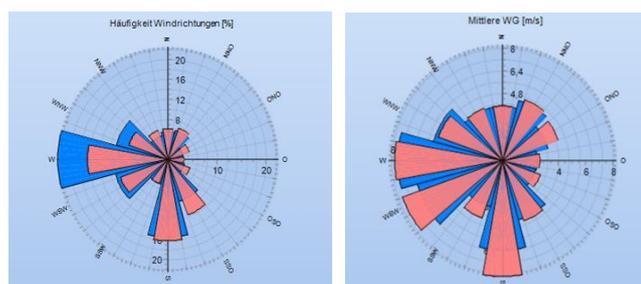


Abbildung 38: Blau lokale Messung Oberfeld, rot ausgewählter Langzeitdatensatz

Mit einer mittleren jährlichen Windgeschwindigkeit (V_m) von 5,45 m/s und einer Leistungsdichte von 264,2 W/m² wird durch die Langzeitkorrelation eine V_m von 5,71 und eine Leistungsdichte von 300,8 W/m² berechnet (Tabelle 6).

Messung bzw. Langzeitkorrigierte Zeitreihen	V_m	LD	V_m /Mess	Park	Park/Mess
	[m/s]	[W/m ²]		[MWh]	
Messung Oberfeld 12 Monate	5,47	264,2	100,0%	19.371,0	100,0%
EMD-WRF Europe+ (ERA5) N47,401356_E009,49054 15 Jahre	5,71	300,8	104,4%	20.789,7	107,3%
MERRA-2_N47,50_E009,375_15_Jahre	5,58	275,6	100,7%	19.979,4	103,1%

Tabelle 14: Zwei Beispiele Vergleich von Langzeitkorrigierten Daten mit Messung

In der Tabelle 14 sind jeweils für die Messhöhe von 99 die gemessenen bzw. berechneten Mittleren Windgeschwindigkeiten V_m , die Leistungsdichte LD und das Verhältnis von V_m der Messung zu der V_m der Langzeitkorrigierten Zeitreihen angegeben.

Die Berechneten Parkerträge und das Verhältnis der Parkerträge der Langzeitkorrigierten Zeitreihen zu einem Parkertrag berechnet mit der einjährig gemessenen Zeitreihe werden verglichen (**Park/Mess**).

Nach der Durchführung der Langzeitkorrektur erhöhen sich die Berechnung der Erträge gegenüber der Ertragsberechnung der einjährigen Messung mit der Angewendeten Zeitreihe um 7,3% und mit der Merra Zeitreihe um 3,1% beide Zeitreihen liegen um 4,2 % auseinander.

7. Verluste

Verluste beide WEA	[%]
Verfügbarkeit	3
Degradation Rotorblätter	0,5
Degradation bei Vereisung	0,5
Rotorblattheizung Hysterese	0,8
Energieverlust für Rotorblattheizung	1
Elektrische Verluste	2
Leistungskurve	2
Summe	9,8

Tabelle 15- Verluste beide WEA

Die Verfügbarkeit wurde vom Hersteller angegeben. Ein Betrieb zum Schutz vor Vereisung und Rotorblattheizung ist erforderlich. Die Leistungskurve wird sowohl bei den Verlusten als auch später bei den Unsicherheiten berücksichtigt aufgrund des komplexen Geländes, siehe auch Site Compliance Berechnung /10/.

Verluste Umweltauflagen (Curtailment) und Parkwirkung	Park	Park
	%	[MWh]
Fledermäuse	1,1	227,5
Vögel	6,3	1.331,4
Schattenwurf	0,9	186,1
Parkwirkung	1,1	220,3
Schall	10,4	2.187,7
Summe Gleichzeitigkeit berücksichtigt	18,7	4.153,0

Tabelle 16- Verluste Umweltauflagen Park pro WEA

Bei den Abschaltungen aufgrund von Umweltauflagen auch (Curtailments genannt) Tabelle 16 wurden für die Fledermausabschaltungen /12/ und /13/ berücksichtigt. Basierend auf Ertragsberechnungen mit Zeitreihen, wurden zu entsprechenden Zeiten und bei entsprechenden Abschaltgeschwindigkeiten jeweils der Produktionsausfall berechnet.

Für den Vogelschutz ist /11/ berücksichtigt worden. Es fanden Gespräche mit zwei Mitarbeiterinnen vom Büro für Natur und Landschaft, das /11/ angefertigt hat statt um Zeiträume möglicher Abschaltungen festzulegen. Hierbei wurde für landwirtschaftliche Massnahmen die Vögel anlocken, wie mähen oder ausbringen von Festmist drei Perioden von bis zu drei Tagen angesetzt. Für den Vogelzug sind verteilt auf den Zeitraum September Oktober jeweils drei Perioden von fünf Tagen angesetzt worden.

Während des Betriebs der WEA soll ein Monitoring bezüglich der Schlagopfer durchgeführt werden, um bei Überschreiten von Schwellenwerten weitere Vogelschutzmassnahmen zu ergreifen.

Automatische Abschaltssysteme dienen der Vermeidung von Kollisionen. Akustische Signale können Vögel warnen bzw. abschrecken, so dass sie die WEA meiden und Kollisionen verhindert werden können.

Die Verluste für den Vogelschutz sind somit abhängig von den landwirtschaftlichen Tätigkeiten am Standort und den Massnahmen, die zur Vermeidung von Kollisionen führen.

Für den Schattenwurf ist ebenfalls auf Zeitreihen basierend ein Produktionsausfall für Zeiten an denen Schattenwurf möglich ist berücksichtigt worden. Für den Schattenwurf wurde das Gutachten /5/ verwendet.

Aufgrund des Schallgutachtens /19/ werden beide WEA 2 zwischen 19:00 und 7:00 Uhr Schallreduziert betrieben mit dem Modus (Mode 04 - OM 101.0 dB (3.000 kW)). Dieser Modus für beide WEA ist eine stärkere Reduktion des Schalls und kann die Anforderungen in /19/ beschrieben einhalten. Im Schallgutachten /14/ wurde eine leichte Überschreitung von Planwerten für den Schall festgestellt und im Windgutachten/17/ ein Betrieb ohne Schallreduktion berechnet.

Am Tag werden beide WEA mit der Leistungskennlinie /15/ ohne Schallreduktion betrieben.

Abschaltungen von bei Umweltauflagen haben einen wechselseitigen Einfluss, wird etwa eine WEA aufgrund von Schattenwurf oder Schall abgeschaltet beeinflusst dies die Parkwirkung.

8. Ergebnisse der Berechnungen

Mithilfe der errechneten Windverhältnisse wurden die Erträge berechnet. Bei diesen mittleren jährlichen Erträgen sind jedoch die Unsicherheiten noch nicht berücksichtigt, ein pauschaler Sicherheitsabschlag wird nicht angewendet. Die Unsicherheitsfaktoren werden in einem weiteren Kapitel beschrieben.

Verluste	mit Parkwirkung	Parkwirkung und Tabelle 16	Parkwirkung Tabellen 15 und 16	Windgeschwindigkeiten V_m	
				frei [m/s]	Park [m/s]
	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]		
WEA 1	10.638,6	8.650,8	7.803,0	6,0	6,0
WEA 2	10.151,1	8.260,3	7.450,8	5,9	5,9
Park	20.789,7	16.911,1	15.253,8	6,0	5,9

Tabelle 17: Ergebnisse der Ertragsberechnungen

Es erfolgte zunächst eine Berechnung der Erträge bei der nur die Parkwirkung berücksichtigt wurde, Spalte **Parkwirkung**, siehe auch Abbildungen 40 und 41. Aus dieser Berechnung sind die sektoriellen Erträge und Windberechnung an den WEA-Standorten im Kapitel Windverhältnisse ermittelt worden.

In der Spalte **Parkwirkung und Tabelle 16**, sind die Umweltauflagen berücksichtigt worden beschrieben im Kapitel Verluste und Ausdrücke in/18/.

In der weiteren Spalte **Parkwirkung Tabellen 15 und 16**, sind die Ergebnisse unter Berücksichtigung der Parkwirkung, mit den Verlusten der beiden Tabellen 15 und 16 angegeben. Siehe auch Abbildungen 42 und 43 sowie /18/.

Die Ergebnisse enthalten noch keine Unsicherheiten. Im Kapitel 9 werden die Unsicherheiten dargestellt (Tabelle 18). Mit den Ergebnissen der Mittlere jährliche Stromproduktion des Parks von **15.253,8 MWh**, und den Unsicherheiten werden die ermittelten P-Werte gezeigt (Tabellen 19 und 20).

Projekt:
241_11_700_Appenzell_2022

Lizenzierter Anwender:
JH Wind GmbH
Gruberhof 8
DE-79110 Freiburg
+49 0761 15612852
Johannes Hagemann / jh-wind@email.de
Berechnet:
19.04.2024 10:54/4.0.424

PARK - Hauptergebnis

Berechnung: Copy of 241_22_1005_WiGu Oberfeld 2024_ohne Curtailment

Berechnungstyp

AEP skaliert auf 1 Jahr anhand der Sample-Zahl
Skalierungsfaktor von 1,1 Jahren auf 1 Jahr: 0,964

Berechnung ausgeführt in UTM (north)-WGS84 Zone: 32
Unterschied Gitternord / geographisch Nord (Standortzentrum) ist: 0,4°

Wake

Parkmodell: N.O. Jensen (RIS0/EMD) Park 2 2018

Wake-Decay-Konstante: 0,090 DTU-Standard Onshore unabhängig von Nabenhöhe
Referenz-WEA: WEA 1

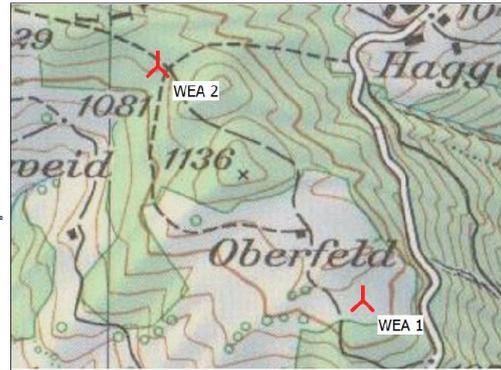
Scaler / Winddaten

Name: EMD Default Measurement Mast Scaler
Gelände-Scaling: Messtoren-Scaling (WASP-Stabilität / A-Parameter)
Störungsmodell: Mikroskal-Gelände: Wasp-CRT3-Geländeskalen - Ellipse - 1,1,1,1,6
Zeitraum: 16.07.2015 16:07:00 - 15.08.2016 23:59:00
WETEC-Objekt-ID: Mast_2015_2016_Ober_feld_LHWG_Eng_99,00m - EMD-WRF Europe+ (ERA5) 15a_N47_401356_E009_49054 15 Jahre
Verdrängungshöhe: Sektorweise von Nachbarkäse I
WASP-Version: WASP 12 Version 12.06.0032

Leistungs-Korrektur

Modifizierte IEC-Korrektur mit besserer Anpassung an WEA-Steuerung

	Min	Max	Mittel	Korr.	Neg. Korr.	Pos. Korr.
				[%]	[%]	[%]
Luftdichte						
Aus Luftdichte-Einstellungen	[°C]	4,3	4,3	4,3		
Aus Luftdichte-Einstellungen	[hPa]	871,6	872,0	871,8		
Resultierende Luftdichte	[kg/m³]	1,094	1,095	1,095		
Relativ zu 15°C ü.N.N.	[%]	89,3	89,4	89,4	-6,7	-6,7



Neue WEA

Hauptergebnis für Windpark-Berechnung

WEA-Kombination	PARK Ergebnis	Ergebnis -0,0%	BRUTTO (keine Verluste) / Freie WEA [MWh/a]	Wake-Verluste [%]	Spezifische Ergebnisse)		Windgeschwindigkeit		
					Kapazitätsfaktor [%]	Mittleres WEA-Ergebnis [MWh/a]	Volllaststunden [h/a]	frei [m/s]	wakereduziert [m/s]
Windpark	20.789,7	20.789,7	21.063,8	1,3	27,8	10.394,8	2.440	6,0	5,9

a) Basiert auf Ergebnis -0,0%

Berechnete jährliche Energieproduktion für jede von 2 neuen WEA mit insgesamt 8,5 MW Nennleistung

WEA-Typ	Ak-Hersteller	Typ	Nennleistung	Rotor-durchmesser	Naben-höhe	Verdrängungshöhe	Leistungskennlinie Quelle	Name	AEP		Windgeschwindigkeit			
									Ergebnis	Ergebnis	Wake-Verluste -0,0%	frei	reduziert	
1 Ja	ENERCON	E-138 EP3	E3-4.260	4.260	138,3	131,0	Sektorweise	EMD	Mode 00 - OM 0 s (4260 kW)	10.638,6	10.639	1,5	6,09	6,02
2 Ja	ENERCON	E-138 EP3	E3-4.260	4.260	138,3	131,0	Sektorweise	EMD	Mode 00 - OM 0 s (4260 kW)	10.151,1	10.151	1,1	5,90	5,84

WEA-Platzierung

	Swiss (LV95)-CH1903+ (CH/LI 1993)			Beschreibung	Berechnungszeitraum	
	O	N	Z [m]		Start	Ende
1 Neu	2.757.344	1.252.243	1.106,2	WEA 1	16.07.2015	15.08.2016
2 Neu	2.757.070	1.252.554	1.110,0	WEA 2	16.07.2015	15.08.2016

Abbildung 40: Hauptergebnis nur Parkwirkung

Projekt:
241_11_700_Appenzell_2022

Lizenzierter Anwender:
JH Wind GmbH
Gruberhof 8
DE-79110 Freiburg
+49 0761 15612852
Johannes Hagemann / jh-wind@email.de
Berechnet:
19.04.2024 10:54/4.0.424

PARK - Produktionsanalyse

Berechnung: Copy of 241_22_1005_WiGu Oberfeld 2024_ohne Curtailment **WEA:** Alle neuen WEA, Luftdichte 1,094 kg/m³

Sektorweise Analyse

Sektor	0 N	1 NNO	2 ONO	3 O	4 OSO	5 SSO	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Gesamt
Modellbasierte Energie [MWh]	488,5	868,1	271,2	77,8	74,3	1.089,5	4.115,0	391,9	3.140,1	7.990,7	2.120,4	436,3	21.063,8
-Reduktion durch Wakeverluste [MWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	10,6	100,4	0,0	0,0	0,0	0,0	74,7	88,3	274,1
Resultierende Energie [MWh]	488,5	868,1	271,2	77,8	63,7	989,0	4.115,0	391,9	3.140,1	7.990,7	2.045,7	348,0	20.789,7
Spezifische Energie [kWh/m ²]													692
Spezifische Energie [kWh/kW]													2.440
Reduktion durch Wakeverluste [%]	0,0	0,0	0,0	0,0	14,2	9,2	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5	20,2	1,30
Äquivalente Volllaststunden [h/a]	57	102	32	9	7	116	483	46	369	938	240	41	2.440

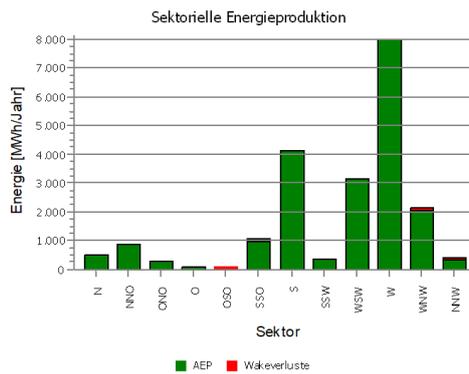


Abbildung 41: Produktionsanalyse nur mit Parkwirkung

Projekt:
241_11_700_Appenzell_2022

Lizenzierter Anwender:
JH Wind GmbH
Gruberhof 8
DE-79110 Freiburg
+49 0761 15612852
Johannes Hagemann / jh-wind@email.de
Berechnet:
16.04.2024 20:45/4.0.424

PARK - Hauptergebnis

Berechnung: 241_22_1005_WiGu Oberfeld 2024_mit Curtailment und Schall nachts WEA_1 L4 und WEA_2 L4

Berechnungstyp

AEP skaliert auf 1 Jahr anhand der Sample-Zahl
Skalierungsfaktor von 1,1 Jahren auf 1 Jahr: 0,964

Berechnung ausgeführt in UTM (north)-WGS84 Zone: 32
Unterschied Gitternord / geographisch Nord (Standortzentrum) ist: 0,4°

Wake

Parkmodell: N.O. Jensen (RISØ/EMD) Park 2 2018
Wake-Decay-Konstante
Wake-Decay-Konstante: 0,090 DTU-Standard Onshore unabhängig von Nabenhöhe
Referenz-WEA: WEA 1

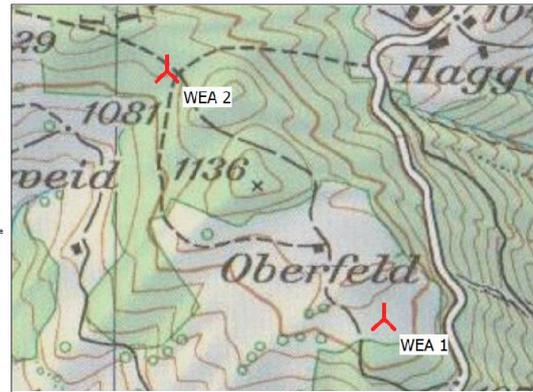
Scaler / Winddaten

Name: EMD Default Measurement Mast Scaler
Gelände-Scaling: Madsen-Scaling (WASP-Standard) / A-Parameter)
Strömungsmodell: Mikroskal-Gelände
WASP-CPD-Ergebnisdaten - Ellips - 1.11.2.6
Zeitraum: 16.07.2015 16:07:37 - 15.08.2016 23:59:00
MTEO-Objektid: MAST_2015_2016_Oberf_gdpl_LAND_Eip_99.00m - EMD-WRF Europe+ (ERAS) 15a_N47.401356_E009.49054 15 Jahre
Verdrängungshöhe: Sektorweise von Rechnerast |
WASP-Version: WASP 12 Version 12.08.0032

Leistungs-Korrektur

Modifizierte IEC-Korrektur mit besserer Anpassung an WEA-Steuerung

	Min	Max	Mittel	Korr. [%]	Neg. Korr. [%]	Pos. korr. [%]
Luftdichte						
Aus Luftdichte-Einstellungen	[°C]	4,3	4,3	4,3		
Aus Luftdichte-Einstellungen	[hPa]	871,6	872,0	871,8		
Resubierende Luftdichte	[kg/m³]	1,094	1,095	1,095		
Relativ zu 15°C ü.NN.	[%]	89,3	89,4	89,4	-6,7	-6,7 0,0



Neue WEA

Hauptergebnis für Windpark-Berechnung

WEA-Kombination	PARK Ergebnis	Ergebnis -9,8%	BRUTTO (keine Verluste) /Freie WEA	Curtailment-Verlust	Wake-Verluste	Spezifische Ergebnisse ^{x)}			Windgeschwindigkeit	
						Kapazitätsfaktor	Mittleres WEA-Ergebnis	Volllaststunden	frei	wake-reduziert
	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[%]	[%]	[%]	[MWh/a]	[h/a]	[m/s]	[m/s]
Windpark	16.911,1	15.253,8	21.064,1	18,7	1,0	20,4	7.626,9	1.790	6,0	5,9

^{x)} Basiert auf Ergebnis -9,8%

Berechnete jährliche Energieproduktion für jede von 2 neuen WEA mit insgesamt 8,5 MW Nennleistung

WEA-Typ	Ak-titel	Hersteller	Typ	Nennleistung	Rotor-durchmesser	Nabenhöhe	Verdrängungshöhe	Leistungskennlinie		AEP Ergebnis	Ergebnis -9,8%	Curtailment-Verlust	Wake-Verluste	Windgeschwindigkeit	
								Quelle	Name					frei	reduziert
				[kW]	[m]	[m]	[m]			[MWh/a]	[MWh/a]	[%]	[%]	[m/s]	[m/s]
1 Ja	ENERCON	E-138 EP3	E3-4.260	4.260	138,3	131,0	Sektorweise	EMD	Mode 00 - OM 0 s (4260 kW)	8.650,8	7.803	18,7	1,2	6,09	6,03
2 Ja	ENERCON	E-138 EP3	E3-4.260	4.260	138,3	131,0	Sektorweise	EMD	Mode 00 - OM 0 s (4260 kW)	8.260,3	7.451	18,7	0,8	5,90	5,86

Aufgrund von Curtailments können mehrere Leistungskennlinien verwendet worden sein, siehe Bericht Curtailment-Annahmen.

WEA-Platzierung

	Swiss (LV95)-CH1903+ (CH/LI 1993)			Beschreibung	Berechnungszeitraum	
	O	N	Z [m]		Start	Ende
1 Neu	2.757.344	1.252.243	1.106,2	WEA 1	16.07.2015	15.08.2016
2 Neu	2.757.070	1.252.554	1.110,0	WEA 2	16.07.2015	15.08.2016

Abbildung 42: Hauptergebnis mit Parkwirkung und allen anderen Verlusten

Projekt:
241_11_700_Appenzell_2022

Lizenzierter Anwender:
JH Wind GmbH
Gruberhof 8
DE-79110 Freiburg
+49 0761 15612852
Johannes Hagemann / jh-wind@email.de
Berechnet:
16.04.2024 20:45/4.0.424

PARK - Produktionsanalyse

Berechnung: 241_22_1005_WiGu Oberfeld 2024_mit Curtailment und Schall nachts WEA_1 L4 und WEA_2 L4 **WEA:** Alle neuen WEA, Luftdichte 1,094 kg/m³

Sektorweise Analyse

Sektor	0 N	1 NNO	2 ONO	3 O	4 OSO	5 SSO	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Gesamt
Brutto [MWh]	488,5	868,1	271,3	77,8	74,3	1.089,5	4.115,0	391,9	3.140,2	7.990,8	2.120,5	436,4	21.064,1
-Reduktion durch Curtailment [MWh]	61,5	116,6	49,0	12,3	11,9	191,4	1.075,0	73,4	522,1	1.370,2	391,9	57,5	3.932,8
Schall [MWh]	11,8	48,7	27,6	2,3	0,2	77,7	452,6	18,2	414,0	965,7	151,9	17,0	2.187,7
Vögel [MWh]	29,3	35,1	2,0	0,9	3,3	58,7	563,4	38,2	71,3	309,2	195,1	25,0	1.331,4
Fledermäuse [MWh]	11,7	26,5	18,0	8,6	7,7	45,5	36,2	13,3	10,7	17,2	19,4	12,7	227,5
Anderes Curtailment [MWh]	8,8	6,3	1,5	0,5	0,7	9,6	22,9	3,7	26,0	78,1	25,5	2,8	186,1
-Reduktion durch Wakeverluste [MWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	8,5	77,2	0,0	0,0	0,0	0,0	62,3	72,3	220,3
Resultierende Energie [MWh]	426,9	751,5	222,2	65,6	53,9	821,0	3.040,0	318,5	2.618,1	6.620,6	1.666,3	306,6	16.911,1
Spezifische Energie [kWh/m ²]													563
Spezifische Energie [kWh/kW]													1.985
-Reduktion durch Curtailment [%]	12,6	13,4	18,1	15,8	16,1	17,6	26,1	18,7	16,6	17,1	18,5	13,2	18,7
Schall [%]	2,4	5,6	10,2	3,0	0,3	7,1	11,0	4,6	13,2	12,1	7,2	3,9	10,4
Vögel [%]	6,0	4,0	0,7	1,1	4,5	5,4	13,7	9,8	2,3	3,9	9,2	5,7	6,3
Fledermäuse [%]	2,4	3,1	6,6	11,1	10,4	4,2	0,9	3,4	0,3	0,2	0,9	2,9	1,1
Anderes Curtailment [%]	1,8	0,7	0,5	0,6	0,9	0,9	0,6	0,9	0,8	1,0	1,2	0,6	0,9
Reduktion durch Wakeverluste [%]	0,0	0,0	0,0	0,0	11,4	7,1	0,0	0,0	0,0	0,0	2,9	16,6	1,05
Äquivalente Volllaststunden [h/a]	50	88	26	8	6	96	357	37	307	777	196	36	1.985

Anmerkung:
- Die Curtailment-Verluste einer WEA werden auf der Wake-reduzierten Windgeschwindigkeit basierend berechnet.
- Wake-reduzierte Windgeschwindigkeit berücksichtigt Curtailment davor stehender WEAs.

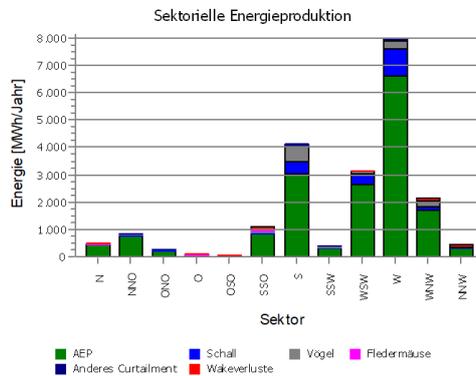


Abbildung 43: Produktionsanalyse mit Parkwirkung und allen anderen Verlusten

9. Unsicherheiten

9.1 Unsicherheitsfaktoren

Windmessung	
Kalibrierung	1
Klassifikation	1
Datenerfassung und Verarbeitung	1,5
Datenintegrität	1,5
Datenkorrekturen	1
	2,7
Langzeitanalysen	
Konsistenz der langzeitdaten	1,8
Schluss von Langzeit- auf Kurzzeitdaten	1,5
Datenzeitraum	1
Vertretung in der Vergangenheit	1
Schluss auf die Zeit des WEA-Betriebs	2,5
Aussagemöglichkeit für den Standort	1,2
	3,9
Modellierung	
Topographie	3
Rauigkeiten Hindernisse	2
Übertragung horizontal	2
Übertragung vertikal	2,6
	4,9
Parkwirkung	
der alten auf die geplanten Anlagen	0
der geplanten Anlagen untereinander	1
	1,0
Technische Daten der WEA	
Leistungskennlinie	8,1
Abweichungen vom Serienschnitt	2
Leistungskennlinie am Standort	5
unterschiedliche Steuerungsparameter	1,5
	9,8
Gesamtunsicherheit	12,01

Tabelle 18: Unsicherheiten

Windmessung:

Mit der Windmessung sind die Anforderungen an ein Windgutachten nach /2/ erfüllt, Verfügbarkeiten der und Plausibilität der Daten lassen auf eine gute Anwendbarkeit schliessen. Die Entfernung des Masts zu den WEA-Standorten war nicht zu gross.

Langzeitanalysen:

Die verwendeten Reanalysedaten zeigten eine gute Übereinstimmung mit hinsichtlich der Windrichtungen der Messung es bestehen jedoch Unsicherheiten bezüglich des Langzeitabgleichs.

Modellierung

Die Rauigkeiten und Hindernisse konnten mit der angewendeten CFD-Methode differenziert abgebildet werden. Modellerte und gemessene Windverhältnisse zeigten geringe Abweichungen.

Technische Daten der WEA:

Angaben zu den verwendeten Leistungskennlinien befinden sich im Anhang. Mit der Bewertung wurde der Tatsache Rechnung getragen, dass die Leistungskennlinien vom Hersteller berechnet wurden. Das Gelände ist komplex was auch nach /10/ erkennbar ist.

9.2 Überschreitungswahrscheinlichkeiten P-Werte

Sind Energieerträge berechnet und zusätzlich die Unsicherheitsfaktoren bestimmt worden, ist es von Interesse, mit welcher Wahrscheinlichkeit die prognostizierten Erträge im langjährigen Mittel erreicht werden. Es werden die P-Werte ermittelt. Die P-Werte bezeichnen die Überschreitungswahrscheinlichkeiten. Bei den in Tabelle 17 angegebenen, langjährig zu erwartenden mittleren Erträgen kann mit Wahrscheinlichkeiten von jeweils 50 % damit gerechnet werden, dass die Erträge unter- bzw. überschritten werden. Dies entspräche einem P-Wert P 50.

Wird ein P-Wert, beispielsweise P 90, berechnet, bedeutet dies, dass dieser Wert mit 90-prozentiger Wahrscheinlichkeit nicht unterschritten wird und mit 10-prozentiger Wahrscheinlichkeit geringere Erträge erzielt werden.

Für jede Überschreitungswahrscheinlichkeit gibt es somit einen Prozentsatz, um den die tatsächlichen Erträge von den errechneten Erträgen abweichen.

Farblich hervorgehoben sind die Werte P 50, mit Erträgen der Windparks (entspricht der Tabelle 17), der Tabelle aus dem Kapitel Ergebnisse, die mit der angewendeten Methode berechnet wurden und die häufig bei Wirtschaftlichkeitsberechnungen angewendeten P 75- und P 90-Werte.

Wahrscheinlichkeit der Überschreitung P -Werte	Abwei- chung vom errechneten Wert	WEA 1	WEA 2	Park
95%	-19,8%	7.074,4	6.650,3	13.724,7
90%	-15,4%	7.459,1	7.012,0	14.471,1
85%	-12,5%	7.718,7	7.256,0	14.974,7
80%	-10,1%	7.925,1	7.450,0	15.375,0
75%	-8,1%	8.102,1	7.616,4	15.718,4
70%	-6,3%	8.261,0	7.765,8	16.026,8
65%	-4,6%	8.408,3	7.904,2	16.312,5
60%	-3,0%	8.548,1	8.035,6	16.583,7
55%	-1,5%	8.683,3	8.162,8	16.846,1
50%	0,0%	8.816,4	8.287,9	17.104,2
45%	1,5%	8.949,5	8.413,0	17.362,4
40%	3,0%	9.084,7	8.540,1	17.624,8
35%	4,6%	9.224,5	8.671,5	17.895,9
30%	6,3%	9.371,8	8.809,9	18.181,7
25%	8,1%	9.530,7	8.959,4	18.490,1
20%	10,1%	9.707,7	9.125,8	18.833,5
15%	12,5%	9.914,0	9.319,7	19.233,7
10%	15,4%	10.173,6	9.563,7	19.737,4
5%	19,8%	10.558,4	9.925,4	20.483,8
Gesamtunsicherheit	12,01			
	Erträge P 50	8.816,4	8.287,9	17.104,2

Tabelle 19: Muster für die Überschreitungswahrscheinlichkeiten, ohne Schallreduktion aus Gutachten (14)

In der Tabelle 19 sind die Erträge, die bei dem Betrieb am Tag und in der Nacht ohne Schallreduktion berechnet wurden(in/14/)

Wahrscheinlichkeit der Überschreitung P -Werte	Abweichung vom errechneten Wert	WEA 1	WEA 2	Park
95%	-19,8%	6.261,2	5.978,6	12.239,8
90%	-15,4%	6.601,8	6.303,8	12.905,5
85%	-12,5%	6.831,5	6.523,2	13.354,7
80%	-10,1%	7.014,1	6.697,5	13.711,6
75%	-8,1%	7.170,8	6.847,1	14.017,9
70%	-6,3%	7.311,5	6.981,4	14.292,9
65%	-4,6%	7.441,8	7.105,9	14.547,7
60%	-3,0%	7.565,5	7.224,0	14.789,6
55%	-1,5%	7.685,2	7.338,3	15.023,5
50%	0,0%	7.803,0	7.450,8	15.253,8
45%	1,5%	7.920,8	7.563,3	15.484,0
40%	3,0%	8.040,5	7.677,5	15.718,0
35%	4,6%	8.164,2	7.795,7	15.959,8
30%	6,3%	8.294,5	7.920,1	16.214,7
25%	8,1%	8.435,2	8.054,5	16.489,7
20%	10,1%	8.591,9	8.204,1	16.795,9
15%	12,5%	8.774,5	8.378,4	17.152,9
10%	15,4%	9.004,2	8.597,8	17.602,1
5%	19,8%	9.344,8	8.923,0	18.267,8
Gesamtunsicherheit	12,01			
	Erträge P 50	7.803,0	7.450,8	15.253,8

Tabelle 20 -Überschreitungswahrscheinlichkeiten mit dem Schallreduzierten Betrieb L4 [in MWh]

In Tabelle 20 sind die Erträge die mit einer stärkeren Schallreduktion, nachts Modus L4 bei beiden WEA berechnet wurden zugrunde gelegt worden.

Wahrscheinlichkeit der Überschreitung P -Werte	WEA 1	WEA 2	Park
95%	-813,2	-671,7	-1.484,8
90%	-857,4	-708,2	-1.565,6
85%	-887,2	-732,8	-1.620,1
80%	-910,9	-752,4	-1.663,4
75%	-931,3	-769,2	-1.700,5
70%	-949,6	-784,3	-1.733,9
65%	-966,5	-798,3	-1.764,8
60%	-982,5	-811,6	-1.794,1
55%	-998,1	-824,4	-1.822,5
50%	-1.013,4	-837,1	-1.850,5
45%	-1.028,7	-849,7	-1.878,4
40%	-1.044,2	-862,5	-1.906,8
35%	-1.060,3	-875,8	-1.936,1
30%	-1.077,2	-889,8	-1.967,0
25%	-1.095,5	-904,9	-2.000,4
20%	-1.115,8	-921,7	-2.037,5
15%	-1.139,6	-941,3	-2.080,8
10%	-1.169,4	-965,9	-2.135,3
5%	-1.213,6	-1.002,5	-2.216,1

Tabelle 21 Verluste durch Schallreduktion Vergleich Tabelle 19 – Tabelle 20 [in MWh]

In der Tabelle 21 werden die Verluste in MWh angegeben, die im Modus L4 im Vergleich mit dem Betrieb ohne Schallreduktion entstehen. Für den Betrieb im Modus L4 entstehen jeweils zusätzliche Verluste für WEA 1 = -11,5%, für WEA 2 =10,1% und für beide WEA = 10,4 %

10. Einschätzung zur Nutzung des Standorts

Mit Hilfe der Windmessung und der Modellierung konnte eine Prognose von Erträgen durchgeführt werden. Bezüglich der Eignung des WEA-Typs hinsichtlich der Belastung durch die Windverhältnisse des Standorts mit komplexem Gelände sind Berechnung möglicher Lasten durch den Hersteller erforderlich.

Um Unsicherheiten und Verluste zu berücksichtigen, sollten P-Werte zwischen P 75 und P 90 bei Berechnungen der Wirtschaftlichkeit verwendet werden.

11. Schlussbemerkungen zum Gutachten

In diesem Gutachten kamen allgemein anerkannte Methoden zur Berechnung der Windverhältnisse zur Anwendung. Es bestehen jedoch Unsicherheiten hinsichtlich der angewendeten Methoden und aufgrund verschiedener klimatologischer Phänomene, die sich nicht ausreichend quantifizieren lassen und die nicht immer im digitalen Geländemodell berücksichtigt werden können.

Haftungsausschluss:

Die Erstellung dieses Gutachtens erfolgte nach bestem Wissen und Gewissen und unparteiisch. Aufgrund der dargestellten Sachverhalte und Unsicherheiten kann für das Eintreffen der Ergebnisse dieses Gutachtens am Standort Oberfeld keine Haftung übernommen werden.

Freiburg, 19.04.2024



Johannes Hagemann

JH Wind GmbH

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: WEA-Typ	4
Tabelle 2: WEA 1, WEA 2 und Punkt der Mast-Messung	9
Tabelle 3: Umgebung von WEA 1.....	11
Tabelle 4: Umgebung von WEA 2.....	12
Tabelle 5: Gemessene Datensätze von fünf Höhen	29
Tabelle 6: Datensätze Langzeitkorrigiert und auf die Höhe von 131m an der Mastposition umgerechnet.....	30
Tabelle 7: Windgeschwindigkeiten aus Diagramm von Abbildung 32	32
Tabelle 8: Häufigkeiten der Windrichtungen von Abbildung 32 und Tabelle 7 am Mast in %.....	33
Tabelle 9: Windgeschwindigkeiten an den Nabelhöhen frei und mit Parkwirkung (Wake red.)	34
Tabelle 10: Prozentuale Häufigkeiten der Windrichtungen an den WEA	35
Tabelle 11: Erträge pro Sektor in MWh mit Parkwirkung (ohne weitere Verluste)	36
Tabelle 12: Anteile der Sektoren an der Energieerzeugung in Prozent	37
Tabelle 13: Weibull-Daten von Langzeitkorrigierten Datensatz von Abbildung 39.....	42
Tabelle 14: Zwei Beispiele Vergleich von Langzeitkorrigierten Daten mit Messung.....	43
Tabelle 15 - Verluste beide WEA.....	44
Tabelle 16 - Verluste Umweltauflagen Park pro WEA.....	44
Tabelle 17: Ergebnisse der Ertragsberechnungen	46
Tabelle 18: Unsicherheiten	51
Tabelle 19: Muster für die Überschreitungswahrscheinlichkeiten, ohne Schallreduktion aus Gutachten (14).....	54
Tabelle 20 -Überschreitungswahrscheinlichkeiten mit dem Schallreduzierten Betrieb L4 [in MWh]	55
Tabelle 21 Verluste durch Schallreduktion Vergleich Tabelle 19 – Tabelle 20 [in MWh]	56

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Karte Standort der WEA 1, WEA 2 und Punkt der Mast Messung	9
Abbildung 2: Karte Radius von 20km um den Standort	10
Abbildung 3: Foto Messmast beim Aufbau	13
Abbildung 4: Foto Blick auf den Mast	13
Abbildung 5: Foto Aufnahme 300m südlich vom Mast	13
Abbildung 6: Foto steile Hänge O bis NNO vom Standort	13
Abbildung 7: Foto N	14
Abbildung 8: Foto NNO	14
Abbildung 9: Foto ONO	14
Abbildung 10: Foto O	14
Abbildung 11: Foto OSO	14
Abbildung 12: Foto SSO	14
Abbildung 13: Foto S	15
Abbildung 14: Foto SSW	15
Abbildung 15: Foto WSW	15
Abbildung 16: Foto W	15
Abbildung 17: Foto WNW	15
Abbildung 18: Foto NNW	15
Abbildung 19 Blick von WEA 1 nach SSW Abbildung 20: Nähe WEA 2 Blick nach WSW	16
Abbildung 21. Skizze des Masts mit Sensoren, Schnitt W-O	19
Abbildung 22: Informationen zu den Sensoren (Mast commissioning_certificate_20150706 (von Interwind))	20
Abbildung 23: Sensoren am Mast Abbildung 24: Oberster Teil vom Mast mit Feuchtigkeits- / Temperatursensor und Blitzableiter	21
Abbildung 25: _ Ammonit Datenlogger Typ Meteo-40M.....	21
Abbildung 26: Datenverfügbarkeit Messhöhe 99m, aus Datenlogger.	24
Abbildung 27: Verdrängungshöhen am Mast und an den WEA.....	25
Abbildung 28: Zusammenfassung der Berechnung von der CFD-area für den Standort Oberfeld.	27
Abbildung 29: Windprofil am Mast, rechts gemessen, links von Langzeit korrigierten Daten erzeugt.	31
Abbildung 30: links power law Exponenten alle Sektoren, Tabelle rechts power law Exponenten pro Sektor	31
Abbildung 31: Power-law Exponenten, links Sektor West, rechts Sektor Süd	31
Abbildung 32: Diagramm gemessene- und Langzeitkorrigierte Windgeschwindigkeiten jeweils 99 bzw. 131m Höhe	32
Abbildung 33: Häufigkeiten der Windrichtungen am Mast	33
Abbildung 34: Mittlere Windgeschwindigkeiten an den Nabenhöhen der WEA	34
Abbildung 35: Prozentuale Häufigkeiten der Windrichtungen an den WEA.....	35
Abbildung 36: Erträge pro Sektor in MWh mit Parkwirkung.....	36
Abbildung 37: Zeitreihe lokale Messung Oberfeld und ausgewählter Langzeitdatensatz	41
Abbildung 38: Blau lokale Messung Oberfeld, rot ausgewählter Langzeitdatensatz	41
Abbildung 39: Oben Windrose aus Langzeitkorrigiertem Datensatz unten Vm und Weibull_Daten.	42
Abbildung 40: Hauptergebnis nur Parkwirkung	47
Abbildung 41: Produktionsanalyse nur mit Parkwirkung	48

Abbildung 42: Hauptergebnis mit Parkwirkung und allen anderen Verlusten	50
Abbildung 43: Produktionsanalyse mit Parkwirkung und allen anderen Verlusten	51

Anhänge Dateien:

Anhang_1_PARK_241_18_950_WiGu Oberfeld.pdf	07.04.2023
Anhang_2_PARK_241_18_1003_WiGu Oberfeld.pdf	07.09.2023