



**Mehr Wert.  
Mehr Vertrauen.**

# PRÜFBERICHT

## Windpotential- und Ertragsermittlung OTTERSWEIER, OMERSKOPF UND LAUF

**Bericht Nr.: MS-2408-256-BW-WG-de**

**Revision 0**

**Datum: 24.10.2024**

Unsere Zeichen:  
IS-ESW-RGB

Das Dokument besteht aus  
84 Seiten.  
Seite 1 von 84

**Bericht verfasst von:**

---

**Dipl.-Ing. (TUM) Juan Llobell Buigues**  
(Abteilung Wind Service Center)

Die auszugsweise Wiedergabe des Dokumentes und die Verwendung zu Werbezwecken bedürfen der schriftlichen Genehmigung der TÜV SÜD Industrie Service GmbH.

Die Prüfergebnisse beziehen sich ausschließlich auf die untersuchten Prüfgegenstände.

**Bericht geprüft von:**

---

**Dipl.-Geogr. Florian Weber**  
(Abteilung Wind Service Center - Gruppenleiter)

**Sitz: München**  
Amtsgericht München HRB 96 869  
USt-IdNr. DE129484218  
Informationen gemäß § 2 Abs. 1 DL-InfoV  
unter [tuvsud.com/impressum](https://www.tuvsud.com/impressum)

**Aufsichtsrat:**  
Reiner Block (Vors.)  
**Geschäftsführer:**  
Thomas Kainz  
Simon Kellerer  
Paula Pias Peleteiro

**TÜV SÜD Industrie Service GmbH**  
Energie und Systeme  
Ludwig-Eckert-Str. 8  
93049 Regensburg  
Deutschland

[tuvsud.com/de-is](https://www.tuvsud.com/de-is)  
Telefon: 089 5190-4001

**TUV®**





## Inhalt

<b>0</b>	<b>Zusammenfassung der Ergebnisse</b> .....	<b>6</b>
0.1	Zusammenfassung .....	6
0.2	Ergebnisse der Energieertragsberechnung und Überschreitungswahrscheinlichkeit...	7
0.3	Ergebnisse der Unsicherheitsbetrachtung.....	7
0.4	Verlustfaktoren.....	8
0.5	Verlustannahmen.....	9
<b>1</b>	<b>Eingangsdaten für das Berechnungsmodell</b> .....	<b>10</b>
1.1	Landnutzung .....	10
1.2	Orographie.....	11
1.3	Tabellarische Darstellung der Koordinaten .....	12
1.3.1	Geplante Anlagen .....	12
1.3.2	Bestandsanlagen .....	12
1.3.3	Messstandorte .....	13
1.4	Graphische Darstellung des geplanten Windparks.....	13
1.5	Waldeinfluss auf den geplanten Standort.....	14
1.6	Standortbesichtigung .....	14
1.7	Zusammenfassung und Bewertung der Eingangsdaten .....	15
<b>2</b>	<b>Langzeitdaten</b> .....	<b>16</b>
2.1	Vorhandene Eingangsdaten.....	16
2.2	Eingangsdaten zur Berechnung der Luftdichte .....	16
<b>3</b>	<b>Projektspezifische Eingangsdaten</b> .....	<b>17</b>
3.1	Lidarmessung Omerskopf.....	17
3.2	Lidarmessung Ottersweier .....	19
3.3	Prüfung der Windmessdaten.....	21
3.3.1	Remote Sensing Korrektur in komplexem Gelände.....	21
3.3.2	Prüfung bzw. Anwendung der Kalibriereinstellungen .....	21
3.3.3	Prüfung der Windmessdaten.....	21
3.3.4	Vergleich der Messhöhen untereinander.....	25
<b>4</b>	<b>Korrelationsuntersuchungen und Langzeitkorrektur</b> .....	<b>27</b>
4.1	Korrelationsuntersuchungen der Windmessungen untereinander .....	27
4.2	Korrelationsuntersuchungen Windmessdaten mit weiteren meteorologischen Daten	27
4.3	Langzeitextrapolation.....	34
4.3.1	Prüfung der Langzeitdaten.....	34
4.3.2	Langzeitextrapolation der Windmessdaten.....	35
<b>5</b>	<b>Validierung des Modells</b> .....	<b>36</b>



5.1	Verwendetes Modell und Parametrierung .....	36
5.2	Meteorologischer Eingangsdatensatz .....	36
5.3	Ergebnisse der Plausibilitätsprüfung .....	37
<b>6</b>	<b>Weitere Ergebnisse der Windgeschwindigkeits- und Ertragsermittlung .....</b>	<b>38</b>
6.1	Windgeschwindigkeitsstatistiken .....	38
6.1	Analyse der Ertragsverluste .....	45
6.1.1	Quellen für Ertragsverluste .....	45
<b>7</b>	<b>Unsicherheitsanalyse .....</b>	<b>46</b>
7.1	Meteorologische Eingangsdaten $U_{MET}$ .....	46
7.2	Modellierung Windfeld $U_{MOD}$ .....	47
7.3	Modellierung Parkwirkungsgrad $U_{FAR}$ .....	48
7.4	Eingangsdaten WEA $U_{WEA}$ .....	48
7.5	Energieverlustfaktoren $U_{LOSS}$ .....	48
7.6	Kombinierte Unsicherheit des Ertrags $U_{COM}$ .....	48
<b>8</b>	<b>Hinweise zur Erstellung des Prüfberichts .....</b>	<b>50</b>
<b>9</b>	<b>Abweichungen von der FGW TR6 [16] .....</b>	<b>51</b>
<b>10</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>53</b>
<b>11</b>	<b>Anhang .....</b>	<b>55</b>
11.1	Das Berechnungsmodell .....	55
11.1.1	Das verwendete Windpark-Modell .....	55
11.2	Das Modell WindSim .....	56
11.2.1	Das Berechnungsmodell .....	56
11.2.2	Das verwendete Windpark-Modell .....	59
11.2.3	Modellparameter .....	60
11.3	Anpassungen des Modells .....	61
11.3.1	Modellierung in Waldgebieten .....	61
11.3.2	Höhenmodelle .....	62
11.3.3	Orographisch komplexe Gebiete .....	62
11.4	Langzeitindizes für Ertragsdaten .....	62
11.4.1	BDB-Index der Betreiber Datenbasis .....	62
11.4.2	Meteo-Index .....	62
11.4.3	Ertragsindex .....	63
11.4.4	Korrelationsuntersuchung .....	63
11.5	Plausibilitätsprüfung mit vorhandenen Ertragsdaten .....	63
11.6	Plausibilitätsprüfung mit vorhandenen Windmessdaten .....	64
11.6.1	Standortbezogene Windmessung .....	64
11.6.2	Standortfremde Windmessung .....	64



11.7	Standortbesichtigungen und notwendige Begutachtungen.....	65
11.7.1	Begutachtung des Windparkgeländes.....	65
11.7.2	Begutachtungen von Windmessungen.....	65
11.7.3	Begutachtungen von vorhandenen nahe liegenden Windkraftanlagen .....	66
11.8	Panorama-Fotos am Standort des Windparks (WEA3_OME) .....	67
11.9	Anlagenspezifische Eingangsdaten .....	68
11.9.1	Informationen zu verwendeten Leistungskennlinien .....	69
<b>12</b>	<b>Auswertung von Windmessdaten mittels Messmast und/oder Fernmessgerät ...</b>	<b>70</b>
12.1.1	Prüfung der Windmessdaten.....	70
12.2	Prüfung von Kalibriereinstellungen.....	70
12.3	Erweiterte Korrelationsuntersuchungen - MCP .....	70
12.4	Zusätzliche Informationen zu der Lidarmessung Omerskopf.....	71
12.5	Zusätzliche Informationen zu der Lidarmessung Ottersweier .....	75
12.6	Kalibrierprotokolle .....	79
<b>13</b>	<b>Abkürzungsverzeichnis.....</b>	<b>81</b>
<b>14</b>	<b>Auszug aus der Akkreditierungsurkunde .....</b>	<b>82</b>



## **0 Zusammenfassung der Ergebnisse**

### **0.1 Zusammenfassung**

Es wird eine unabhängige Windpotential- und Ertragsermittlung für den Standort Ottersweier (WEA1\_OTT, WEA2\_OTT und WEA3\_OTT), Omerskopf (WEA2\_OME, WEA3\_OME und WEA4\_OME) und Lauf (WEA\_LAU) berechnet.

Der geplante Windpark besteht aus 7 Anlagen vom Typ Enercon E-175 EP5 mit 6 MW Nennleistung und 162 m Nabenhöhe. Die Bestandsanlagen werden entsprechend den Vorgaben der FGW TR6 [16] berücksichtigt.

Der Standort wird als komplex eingestuft. Daher wird eine Modellierung des Standorts mit der CFD Software WindSim [22] durchgeführt. Die Berechnung der Erträge des Windparks erfolgt auf dieser Basis mit der Software WindPro [7].

Waldflächen werden durch eine Waldmodellierung auf Basis des Rauigkeitsmodells innerhalb des Programms WindSim berücksichtigt.

Als meteorologische Eingangsdaten werden sowohl die Daten der am Standort Omerskopf durchgeführten LiDAR-Messung über einen Zeitraum von 12 Monaten (09/2022 – 08/2023) als auch die LiDAR-Messdaten aus Ottersweier im Zeitraum (29.11.2022 – 13.04.2023) herangezogen. Nach der Nachbearbeitung beider Datensätze werden beide als ausreichend repräsentativ für den Standort eingestuft.

Die Messhöhen von 160 m bzw. 158 m werden für die Erzeugung des Winddatensatzes herangezogen. Die Hauptwindmessung (Omerskopf) erfüllt hinsichtlich der Messdauer die Anforderungen der FGW-TR6. Die Datenlücken in den Wintermonaten führen zu einer geringen Datenverfügbarkeit der Hauptmessung. Die Kombination beider Messungen erhöht die Datenverfügbarkeit der Hauptmessung, wodurch die Datenverfügbarkeit den Anforderungen der TR6 entspricht. Zudem liegen nach diesem externen MCP, wodurch die Messung Omerskopf auf den gleichen Messzeitraum wie Ottersweier verlängert wird ( $R^2 = 92.2\%$  auf 160 m), zwischen Messstandorte mit vollen 12 Messmonaten vor. Zur Langzeitextrapolation der Messung werden Mesoskalendaten über einen Zeitraum von 20 Jahren (01/2004 – 12/2023) verwendet.

Für den Langzeitbezug werden MERRA2- und ERA5-Daten verwendet. Der Referenzzeitraum wird auf 01/2004 bis 12/2023 festgelegt.

Ertragsverluste und deren Unsicherheiten werden auf Basis der Vorgaben aus der FGW TR6 vergeben.

Eine Standortbesichtigung wurde durch eine/n Mitarbeiter/in des TÜV SÜD durchgeführt [1.6].

Insgesamt werden die Anforderung an die FGW TR6 [16] erfüllt.



## 0.2 Ergebnisse der Energieertragsberechnung und Überschreitungswahrscheinlichkeit

Zusammenfassung der Ertragsberechnung													
Park / WTG	E (Brutto)	v (frei)	Luftdichte	Gesamtverlust	E (Netto) - P50	Gesamtunsicherheit	P55	P60	P70	P75	P80	P90	P95
	[MWh/a]	m/s	[kg/m³]	[%]	[MWh/a]	[%]	[MWh/a]						
Park	154'942	7.1	1.125	14.1	133'138	15.6	130'530	127'879	122'252	119'137	115'668	106'535	98'994
WEA_LAU	19'603	6.5	1.124	17.5	16'166	16.4	15'833	15'494	14'775	14'377	13'933	12'766	11'802
WEA1_OTT	22'147	7.2	1.123	17.0	18'391	15.4	18'035	17'672	16'904	16'478	16'004	14'756	13'726
WEA2_OTT	22'642	7.2	1.127	16.4	18'929	15.4	18'561	18'188	17'396	16'958	16'469	15'184	14'123
WEA3_OTT	22'617	7.2	1.122	14.6	19'326	15.6	18'948	18'563	17'747	17'296	16'793	15'468	14'375
WEA2_OME	23'363	7.4	1.13	10.7	20'860	15.2	20'462	20'057	19'198	18'722	18'193	16'799	15'647
WEA3_OME	22'546	7.2	1.127	12.0	19'830	15.0	19'455	19'075	18'267	17'820	17'321	16'010	14'927
WEA4_OME	22'024	7.0	1.125	10.8	19'636	15.1	19'265	18'887	18'085	17'641	17'147	15'846	14'771

Tabelle 1: Ergebnisse der Energieertragsberechnung und der Überschreitungswahrscheinlichkeit.

## 0.3 Ergebnisse der Unsicherheitsbetrachtung

Analyse der Unsicherheiten																											
Park / WEA	Teilunsicherheiten und kombinierte Unsicherheiten in [%] bezogen auf den Ertrag																										
	Femerkundung											Langzeitkorrektur					Modell					Parkmodell	Leistungskennlinie			Verlust	Gesamtunsicherheit
	Verifikation	Klassifikation	Stromungseffekte	Korrekturen	Montageeffekte	Datenintegrität	U (RSD)	Repräsentativität	zeitl. Konsistenz	Abbildungsgenauigkeit	kurzer Zeitraum	Bezugszeitraum	Betriebszeitraum	U (Langzeit)	U (Winddaten)	Topographie	Modellsensitivität	Vertikaltransfer	Horizontaltransfer	U (Modell)	U (Parkmodell)	Basisunsicherheit	Standorteinflüsse	Betriebsverhalten	U (LK)	U (Verluste)	
Park	6.3	1.1	4.4	0.0	0.1	1.3	9.0	2.8	3.6	3.6	3.6	2.0	2.8	7.7	11.8	3.6	4.6	3.1	3.0	7.3	1.2	6.5	1.5	0.0	6.7	2.1	
WEA_LAU	6.3	1.1	4.4	0.0	0.1	1.3	9.0	2.8	3.6	3.6	3.6	2.0	2.8	7.7	11.8	3.6	5.4	3.6	3.6	8.2	0.2	7.4	1.5	0.0	7.5	2.3	16.4
WEA1_OTT	6.3	1.1	4.4	0.0	0.1	1.3	9.0	2.8	3.6	3.6	3.6	2.0	2.8	7.7	11.8	3.6	3.8	2.8	3.6	6.9	1.7	6.3	1.5	0.0	6.5	2.1	15.4
WEA2_OTT	6.3	1.1	4.4	0.0	0.1	1.3	9.0	2.8	3.6	3.6	3.6	2.0	2.8	7.7	11.8	3.6	3.8	2.8	3.6	6.9	1.7	6.4	1.5	0.0	6.6	2.1	15.4
WEA3_OTT	6.3	1.1	4.4	0.0	0.1	1.3	9.0	2.8	3.6	3.6	3.6	2.0	2.8	7.7	11.8	3.6	3.8	3.6	3.6	7.3	1.5	6.4	1.5	0.0	6.6	2.1	15.6
WEA2_OME	6.3	1.1	4.4	0.0	0.1	1.3	9.0	2.8	3.6	3.6	3.6	2.0	2.8	7.7	11.8	2.0	4.6	3.6	2.8	6.8	0.6	6.2	1.5	0.0	6.4	2.1	15.2
WEA3_OME	6.3	1.1	4.4	0.0	0.1	1.3	9.0	2.8	3.6	3.6	3.6	2.0	2.8	7.7	11.8	2.0	4.6	2.8	2.0	6.1	1.1	6.4	1.5	0.0	6.6	2.1	15.0
WEA4_OME	6.3	1.1	4.4	0.0	0.1	1.3	9.0	2.8	3.6	3.6	3.6	2.0	2.8	7.7	11.8	2.0	4.6	2.8	2.0	6.1	0.7	6.6	1.5	0.0	6.7	2.1	15.1

Tabelle 2: Darstellung der Teil- und kombinierten Unsicherheiten für Konfiguration I.



## 0.4 Verlustfaktoren

Verlustfaktoren in [%]																				
Park / WEA	Park	Verfügbarkeit			elektr. Effizienz		Leistungsverha		Umgebungsbedingungen				Leistungseinschränkungen						Gesamtverlust	
		Abschattungseffekt	Verfügbarkeit der WEA	Verfügbarkeit der elektrischen Infrastruktur	Netzverfügbarkeit	Elektr. Wirkungsgrad im Betrieb	Stromverbrauch im Windpark / Bezugsstrom	Starkwind-Hysterese	Sub-optimaler Betrieb	Leistungsdegradation ohne Vereisung	Vereisung	Temperaturbedingte Abschaltung oder Leistungsreduktion	Standortzugänglichkeit	Netzbedingte Leistungseinschränkungen	Schall	Schattenwurf	Fledermäuse	Vögel		Sektormanagement
Park	4.4	3.0	0.0	0.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.5	3.0	0.0	0.0	0.0	0.9	0.9	0.3	0.0	0.0	0.0	14.1
WEA_LAU	0.6	3.0	0.0	0.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.5	3.0	0.0	0.0	0.0	7.1	2.4	0.3	0.0	0.0	0.0	17.5
WEA1_OTT	7.8	3.0	0.0	0.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.5	3.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.6	0.3	0.0	0.0	0.0	17.0
WEA2_OTT	7.8	3.0	0.0	0.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.5	3.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	0.3	0.0	0.0	0.0	16.4
WEA3_OTT	6.0	3.0	0.0	0.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.5	3.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	0.3	0.0	0.0	0.0	14.6
WEA2_OME	2.0	3.0	0.0	0.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.5	3.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.3	0.0	0.0	0.0	10.7
WEA3_OME	3.8	3.0	0.0	0.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.5	3.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.0	0.0	0.0	12.0
WEA4_OME	2.3	3.0	0.0	0.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.5	3.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.3	0.0	0.0	0.0	10.8

**Tabelle 3: Zusammenfassung der Verluste gem. FGW TR6.**



## 0.5 Verlustannahmen

Zusammenfassung Verluste im Windpark			
Parameter	Verlust	Kommentar	Standard
Abschattungseffekt (Curtailments berücksichtigt)	4.4%	Die Park-Verluste werden mit dem Park-2-Modell im Modul PARK in WindPRO berechnet	-
Verfügbarkeit der WEA	3.0%	Die Verfügbarkeit enthält energetische Verluste aufgrund von Ausfallzeiten durch die Anlage selbst inkl. Wartung. Der Wert wird als Mittel über 20 Jahre gesehen.	3.0%
Verfügbarkeit der elektrischen Infrastruktur	0.0%	Die Verfügbarkeit der elektrischen Infrastruktur berücksichtigt Verluste aufgrund von Arbeiten/Wartungen/Inspektionen bis zum Netzanschlusspunkt.	0.0%
Netzverfügbarkeit	0.0%	Der Verlust bezieht sich auf die generelle Verfügbarkeit des Netzes.	0.0%
Elektr. Wirkungsgrad im Betrieb	2.0%	Reduktion der Energie bei Betrieb der Anlage bis zum Einspeisezähler.	2.0%
Stromverbrauch im Windpark / Bezugsstrom	0.0%	Stromverbrauch bei Nicht-Betrieb der Anlage.	0.0%
Starkwind-Hysterese	0.0%	Gem. TR6 vernachlässigbar, wenn - wie hier der Fall - die Häufigkeit von Windgeschwindigkeiten oberhalb der Abschaltwindgeschwindigkeit kleiner 0.05 % ist.	-
Sub-optimaler Betrieb	0.0%	Abweichungen der Standort-LK zur Hersteller-LK sind ggf. projektspezifisch zu bestimmen. Standardwert der TR6 (hier verwendet) ist 0.0 % . Ggf. anzupassen nach Vorlage des Anlagenliefervertrages.	0.0%
Leistungsdegradation ohne Vereisung	0.5%	Ggf. projektspezifisch zu bestimmen. Standardwert der TR6 (hier verwendet) ist 0.5 % für 20 Jahre von 0% am Anfang und 1 % am Ende der 20 Jahre.	0.5%
Vereisung	3.0%	Ggf. projektspezifisch zu bestimmen. Ansonsten (wie im vorliegenden Fall) gemäß FGW Vereisungskarte. Je nach Eiserkennungssystem können weitere Verluste wie z.B. durch Wiederanfahren erst nach Sichtkontrolle hinzukommen. (Blattheizung: nein)	-
Temperaturbedingte Abschaltung oder Leistungsreduktion	0.0%	Bei extremen Standorten ggf. projektspezifisch zu bestimmen.	0.0%
Standortzugänglichkeit	0.0%	Ggf. projektspezifisch zu bestimmen, insbesondere Offshore.	0.0%
Netzbedingte Leistungseinschränkungen	0.0%	Ggf. projektspezifisch zu bestimmen.	0.0%
Schall	0.9%	Betriebseinschränkungen gemäß Vorgaben der Schallprognose berechnet.	-
Schattenwurf	0.9%	Betriebseinschränkungen gemäß Vorgaben der Schattenwurfprognose berechnet.	-
Fledermäuse	0.3%	Betriebseinschränkungen gemäß Vorgaben des Auftraggebers berechnet.	-
Vögel	0.0%	Keine Informationen vorhanden.	-
Sektormanagement	0.0%	Keine Informationen vorhanden.	-
sonstige genehmigungsrechtliche Einschränkungen	0.0%	Keine Informationen vorhanden.	-
<b>Gesamtverlust</b>	<b>14.1%</b>		

**Tabelle 4: Übersicht der Verluste gem. FGW TR6 (Standard)/ Kundenvorgaben für den gesamten Windpark.**



## 1 Eingangswdaten für das Berechnungsmodell

Das topographische Modell wurde auf Basis des vorhandenen Materials angefertigt. In der nachfolgenden Tabelle finden sich die wesentlichen topographischen Informationen wieder.

Geographische Eingangsdaten		
Topographische Eingangsdaten	Auflösung	Digitales Geländemodell (DGM)
Corine Land Cover 2018	Rauigkeit: 100 m	DGM25 Baden-Württemberg (40 km x 40 km)
	Orographie: 5 m in 60 km x 60 km	

**Tabelle 5: Karteninformationen.**

### 1.1 Landnutzung

Für den geplanten Windpark wurde mit der in Abschnitt 1 angegebenen Ausdehnung ein Rauigkeitsmodell angefertigt. Die Rauigkeiten wurden während der Standortbesichtigung (vgl. Abschnitt 11.3) bewertet.

In der nachfolgenden Tabelle sind hierzu die wichtigsten Informationen zusammengestellt.

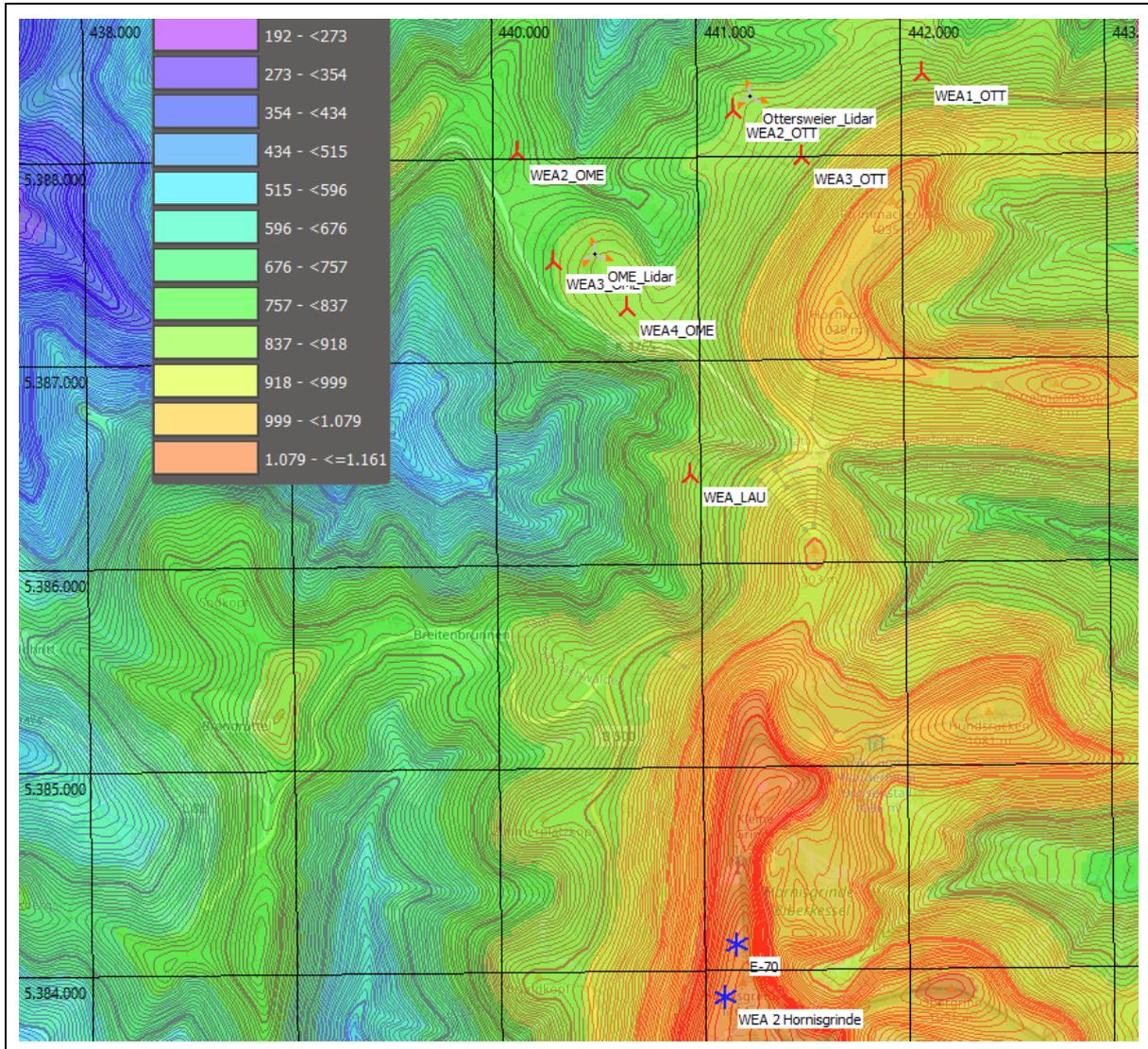
Topographische Informationen	
Rauigkeitsmodell	Rauigkeitslänge [m]
Meer und Binnengewässer	0.0000 m / 0.0002 m
Grundrauigkeit	0.08 m
Siedlungskörper	0.4 m
großer zusammenhängender Wald	0.8 m
Beschreibung des Rauigkeitsmodells	
Die Digitalisierung des Rauigkeitsmodells erfolgte auf Grundlage von satellitengestützten Informationen (Corine-Landcover-Daten). Diese Datengrundlage ist mit einem verhältnismäßig großen Generalisierungsmaßstab und Rasterung behaftet. Auf Grund der Generalisierung und Rasterung kann im Nahfeld geplanter oder bestehender Anlagen sowie Windmessungen keine genauere Auflösung erzielt werden.	

**Tabelle 6: Topographische Informationen sowie verwendete Rauigkeitslängen.**



## 1.2 Orographie

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Windparkplanung am Standort mit dem digitalen Geländemodell sowie dem erstellten Höhenlinienmodell im Hintergrund.



**Abbildung 1:** Digitales Geländemodell [3] sowie erstelltes Höhenlinienmodell mit den Standorten der geplanten WEA (▲) und bereits in Betrieb bzw. in Planung befindlicher WEA (\*). Die Standorte der Windmessungen sind als Kreuzsignatur ersichtlich (⊕).



### 1.3 Tabellarische Darstellung der Koordinaten

In den nachfolgenden Tabellen werden die relevanten, bekannten Anlagen- und ggf. Messstandortkoordinaten angegeben. Die Angabe der Fußpunkthöhen entstammt aus der Interpolation des Höhenmodells und kann damit von feldvermessenen Werten abweichen.

#### 1.3.1 Geplante Anlagen

Nachfolgende Tabelle zeigt als Übersicht die vom Kunden mitgeteilten Konfigurationen.

Windparkkoordinaten - geplanter Standort							
Windpark Ottersweier, Lauf, Omerskopf, Busterkopf	Anlagentyp	Nabenhöhe	Durchmesser	Leistung	Koordinatensystem		Höhe ü. NN (ca.)
					UTM (north)-ETRS89 Zone: 32		Fußpunkt
	[-]	[m]	[m]	[MW]	X	Y	[m]
WEA1_OTT	E-175 EP5	162.0	175	6.0	442'105	5'388'389	880
WEA2_OTT	E-175 EP5	162.0	175	6.0	441'181	5'388'217	840
WEA3_OTT	E-175 EP5	162.0	175	6.0	441'508	5'387'989	884
WEA2_OME	E-175 EP5	162.0	175	6.0	440'121	5'388'022	815
WEA3_OME	E-175 EP5	162.0	175	6.0	440'290	5'387'483	836
WEA4_OME	E-175 EP5	162.0	175	6.0	440'651	5'387'249	860
WEA_LAU	E-175 EP5	162.0	175	6.0	440'951	5'386'429	868

Tabelle 7: Koordinaten des geplanten Windparks und weitere Informationen - Konfiguration I.

Die Standortkoordinaten für den geplanten Windpark wurden vom Auftraggeber vorgegeben [18].

#### 1.3.2 Bestandsanlagen

In der nachfolgenden Tabelle werden alle bekannten Anlagen bis 20 Rotordurchmesser um die geplanten Anlagen sowie Validierungsanlagen dargestellt.

Windparkkoordinaten - zu berücksichtigende Anlagen am Standort							
Windpark Hornisgrinde	Anlagentyp	Nabenhöhe	Durchmesser	Leistung	Koordinatensystem		Höhe ü. NN (ca.)
					UTM (north)-ETRS89 Zone: 32		Fußpunkt
	[-]	[m]	[m]	[MW]	X	Y	[m]
E-70	E-70 E4 2.3 MW	84.4	71	2.3	441'157	5'384'116	1'156
WEA 2 Hornisgrinde	E-175 EP5	162.0	175	6.0	441'095	5'383'862	1'156

Tabelle 8: Anlagentyp, Leistung, Nabenhöhe, Rotordurchmesser sowie Koordinaten zu berücksichtigende Anlagen am geplanten Standort.

Die beiden dargestellten Anlagen befinden sich auf der Hornisgrinde, wobei die WEA vom Typ ENERCON E-70 E4 bereits existiert und sich die WEA vom Typ ENERCON E-175 EP5 in Planung befindet.

### 1.3.3 Messstandorte

In der nachfolgenden Tabelle werden Koordinaten und Informationen zu allen in diesem Bericht verwendeten Windmessungen dargestellt.

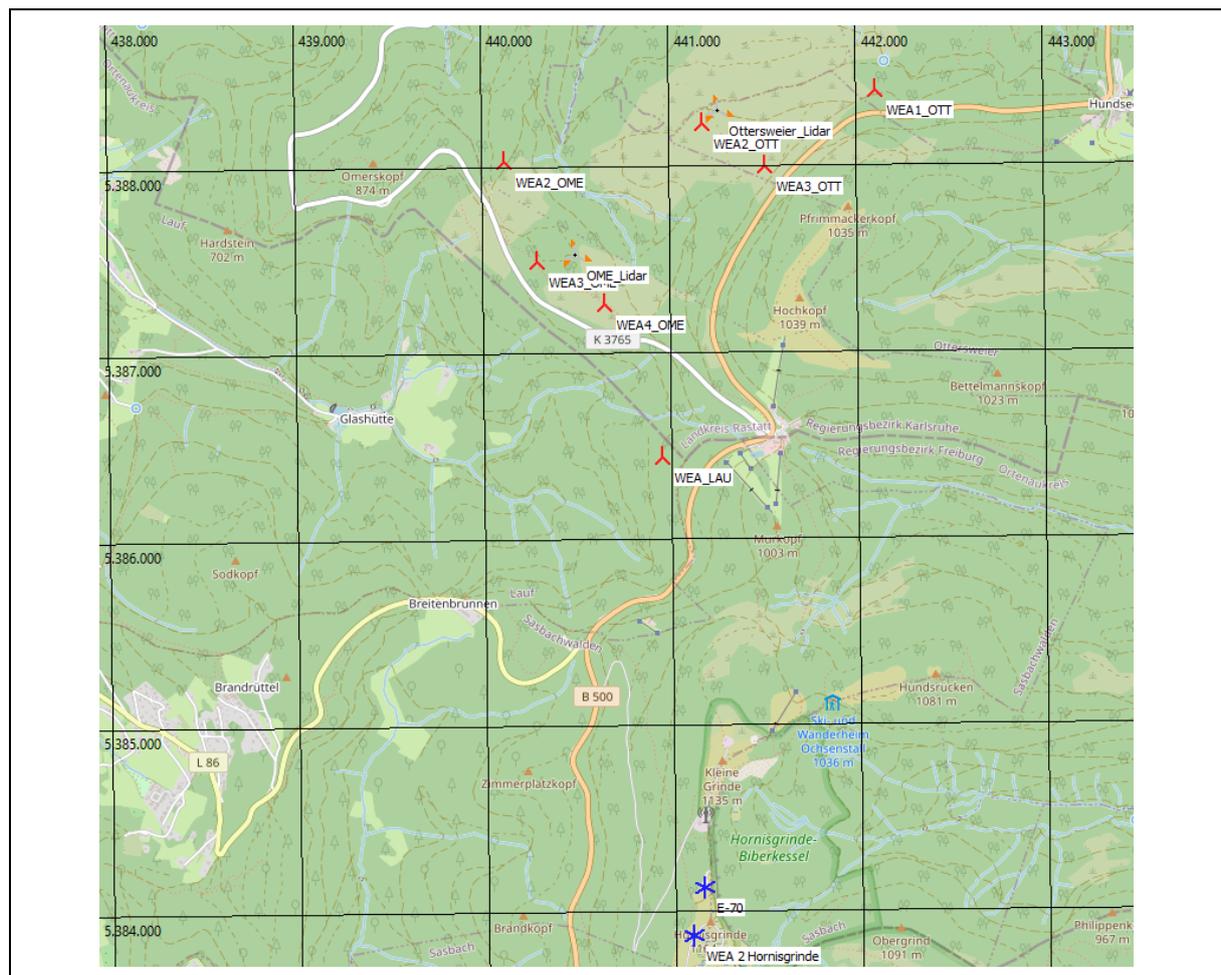
Messstandorte				
Windmessung	Art der Messung	Koordinatensystem		Höhe ü. NN (ca.)
		UTM (north)-ETRS89 Zone: 32		Fußpunkt
		X	Y	[m]
Omerskopf	Lidar	440'496	5'387'516	854
Ottersweier	Lidar	441'259	5'388'288	843

**Tabelle 9:** Koordinaten und allgemeine Informationen zu projektbezogenen Messstandorten.

Für den Fall, dass bei der Standortbesichtigung relevante Hindernisse aufgezeichnet wurden, werden diese im Modell entsprechend berücksichtigt.

### 1.4 Graphische Darstellung des geplanten Windparks

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Windparkplanung mit der topographischen Karte im Hintergrund.



**Abbildung 2:** Karte [32] mit den Standorten der geplanten WEA (🏠) und bereits in Betrieb bzw. in Planung befindlicher WEA (\*). Die Standorte der Windmessungen sind als Kreuzsignatur ersichtlich (✂).



## 1.5 Waldeinfluss auf den geplanten Standort

Dieser Abschnitt befasst sich mit den Standorten von geplanten Windkraftanlagen, die sich im Wald, am Waldrand oder sehr nahe am Waldrand befinden. Es werden hierbei zwei wesentliche Standorte unterschieden. Dies ist zum einen der reine Waldstandort, der von allen Seiten von Wald umschlossen ist. Zum anderen steht die geplante Windkraftanlage am Waldrand oder sehr nahe am Waldrand. Diese WEA befindet sich partiell unter den Strömungseinflüssen des Waldes. Es ist zudem zu beachten, dass unbekannte künftige Nutzungsänderungen sowie Rodungen oder Windbruch bei der Berechnung nicht berücksichtigt wurden.

Im verwendeten Modell WindSim wird der Wald am Standort durch eine Waldmodellierung berücksichtigt. Der Wald geht wie in der folgenden Abbildung dargestellt in das Modell ein.

Waldmodellierung		
	Rauigkeitslänge:	0.9
	Waldhöhe [m]:	20
	Schichten im Wald:	4
	Einbeziehen der Turbulenz:	WAHR
	Porosität:	0.3
	Widerstandskraft Wald C1:	0
	Widerstandskraft Wald C2:	0.005

Tabelle 10 Waldmodellierung und Eingangsparameter in WindSim

## 1.6 Standortbesichtigung

Die Standortbesichtigung wird nach den Vorgaben der FGW TR6 durchgeführt. Angaben zur Besichtigung werden im jeweiligen Abschnitt (Abschnitt 3, Abschnitt 1.7) gemacht.

Standortbesichtigung - geplanter Standort	
Besichtigtes Objekt: Geplanter Windpark	Ottersweier, Lauf, Omerskopf, Busterkopf
Bearbeiter	Ludwig Schneider
Besichtigungsstatus	Konnte besichtigt werden
Datum der vor-Ort-Begehung	07.10.2024
Orographische Prägung (<1'000m)	gebirgig
Verweise	[1]
Bewertung der Strömungskomplexität	komplex

Tabelle 11: Basisinformationen über die Standortbesichtigung des geplanten Standorts.



## 1.7 Zusammenfassung und Bewertung der Eingangsdaten

Allgemeine Informationen und Bewertung des Modells					
Eingangsdaten		Ausdehnung des kombinierten Modells	Minimaler Abstand zwischen den Höhenlinien	Komplexität gem. IEC-61400-1	Strömungskomplexität
Landnutzung / Topographie	Höhenmodell				
Corine Land Cover 2018	DGM25	60 km x 60 km	5 m	komplex (H)	komplex

**Tabelle 12:** Allgemeine Informationen und Bewertung des verwendeten Modells.



## 2 Langzeitdaten

### 2.1 Vorhandene Eingangsdaten

Nachfolgende Langzeitdaten sind prinzipiell für die Durchführung einer Langzeitkorrektur geeignet. Die Mesoskalen- bzw. Reanalysedaten werden über das Onlinedatenpool von WindPro bezogen [7]. Zudem stehen die Ertragsindizes der Betreiberdatenbasis (BDB) zur Verfügung [17].

Geeignete Langzeitdatensätze (Windgeschwindigkeiten und Erträge)						
Name	Datenart	Geographisch WGS84	Höhe	verfügbarer Zeitraum		verwendet
		[°]	[m]	Start	Ende	
EMD-WRF Europe+ (ERA5)	Mesoskalendaten	8.19E-48.64N	150	01.01.1999	01.08.2024	Messdaten-MCP
MERRA-2	Reanalysedaten	8.13E-48.50N	50	01.01.1994	01.08.2024	Vergleich
ERA5(T) Rectangular Grid	Reanalysedaten	8.25E-48.75N	100	01.01.1994	16.08.2024	Vergleich
ERA5(T) Rectangular Grid	Reanalysedaten	8.25E-48.50N	100	01.01.1994	16.08.2024	Vergleich
ERA5 (Gaussian Grid)	Reanalysedaten	8.00E-48.76N	100	01.01.1994	01.08.2024	Vergleich
ERA5 (Gaussian Grid)	Reanalysedaten	8.40E-48.76N	100	01.01.1994	01.08.2024	Vergleich
ERA5(T) Rectangular Grid	Reanalysedaten	8.00E-48.75N	100	01.01.1994	16.08.2024	Vergleich

**Tabelle 13:** Geeignete Langzeitdatensätze zur Langzeiteinordnung von Windgeschwindigkeiten und Erträgen.

Mit Ausnahme der MERRA2-Daten basieren die Langzeitdaten auf dem ECMWF-Modell (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts). Diese sind damit nicht als unabhängig voneinander einzuschätzen. Für die Auswahl des finalen Datensatzes bzw. einer Kombination mehrerer Indizes wird eine interne Bewertungsmatrix verwendet.

Zur Durchführung des MCP-Verfahrens der Messdaten, wurden die Daten mit der besten Regression verwendet. Es handelt sich um die Daten des EMD-WRF Europe+ (ERA5). Die anderen Daten können den gewählten Datensatz bestätigen.

### 2.2 Eingangsdaten zur Berechnung der Luftdichte

Die Berechnung der mittleren Luftdichte erfolgt auf Basis der Temperaturzeitreihe der EMD-WRF Europe+ (ERA5)-Daten innerhalb des Berechnungsprogramms WindPro [7] mittels der standortbezogen ermittelten Parameter gemäß IEC [12].

Da die Messung der Temperatur und Luftdichte am LiDAR in nur ca. 2 m Höhe erfolgte, ist sie gemäß FGW TR6 nicht zur Bestimmung der Luftdichte geeignet.



### 3 Projektspezifische Eingangsdaten

In diesem Abschnitt werden alle betrachteten meteorologischen Eingangsdaten aufgelistet.

#### 3.1 Lidarmessung Omerskopf

Für die Berechnung des Windpotentials standen Messdaten von einer Lidarmessung zur Verfügung. Im nachfolgenden werden die Informationen der Lidarmessung dargestellt.

Die während der Standortbesichtigung aufgenommenen Informationen zum Standort wurden in die hauseigene Checkliste Standortbesichtigung [1] eingetragen.

Angaben über die verwendete Windmessung	
<b>Allgemeine Informationen</b>	
Name der Windmessung	B500 (Bühlertal)
Status der Windmessung während der Standortbesichtigung	bereits abgebaut
Betreiber	E-Werk Mittelbaden
Art der Messung	LIDAR
<b>Lage der Windmessung und topographische Informationen</b>	
Land, in dem sich die Windmessung befindet	BW
Nächstliegende Ortschaft   Entfernung	Glashütte   1.5 km
Koordinaten (UTM Zone 32, WGS84)	RW: 440'497 / HW: 5'387'517
Koordinaten (WGS84)	48.6378 Ost / 8.1923 Nord
Lage der Windmessung gg. geplantem Windpark	Messung befindet sich im geplanten Windpark
Fußpunkthöhe des Windmessung über NN (ca.)	861 m
Orographie	gebirgig
Landnutzung	Lage innerhalb eines Waldgebiets
Hindernisse vorhanden	Ja, Hindernis vorhanden
Bewertung der Repräsentativität der Messung gemäß FGW	Anströmbedingungen sind vergleichbar
Bewertung der Standortkomplexität nach FGW	komplex
Standortbesichtigung (Mitarbeiter, Datum der Vor-Ort-Begehung)	Sebastian Lau, 17.10.2023
Besichtigungsstatus (SGU-Unterweisung)	konnte besichtigt werden
<b>Messdateninformationen</b>	
Aufgezeichneter Messzeitraum	04.08.2022 - 09.10.2023
Ausgewerteter Messzeitraum	01.09.2022 - 31.08.2023
Aufzeichnungsrate	1 s
Verwendete Mittelungsdauer	10 min
Verfügbarkeit	70.8%
Sonstige Aufzeichnungen	Temperatur, Luftdruck, Luftfeuchte
<b>Messhöhen</b>	
Messhöhe der Windgeschwindigkeit	198 m, 178 m, 158 m, 138 m, 118 m, 98 m, 78 m, 58 m, 40 m
Messhöhe der Windrichtung	198 m, 178 m, 158 m, 138 m, 118 m, 98 m, 78 m, 58 m, 40 m

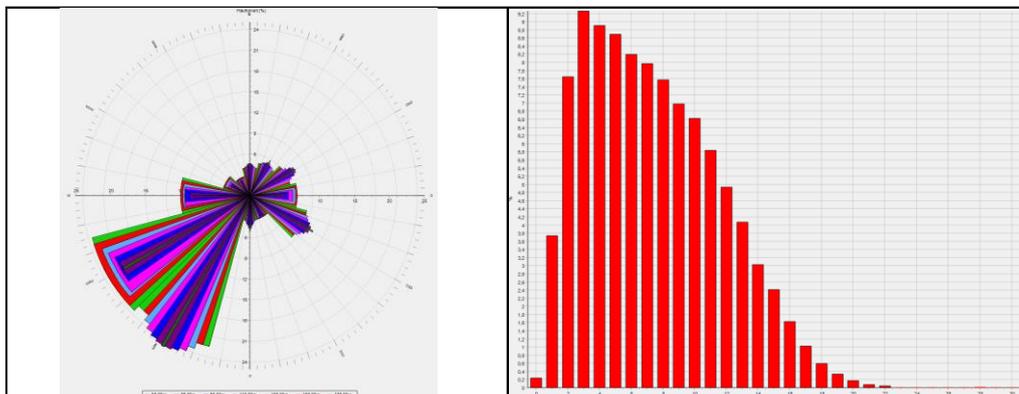
**Tabelle 14: Basisinformation über die Lidarmessung Omerskopf– Teil 1.**

Zusätzliche Angaben		
Gerätetyp	LiDAR Leosphere Windcube v2.0	
Seriennummer	WLS7-214	
Sensivitätstest gemäß FGWRichtlinie TR6 (Herstellerangabe)	Vorhanden	
Akkreditierter Dienstleister	Ja	
Messmasten / WEA zur Korrelation vorhanden	---	
Monatliche Logbücher vorhanden	Nein	
Betreuung der Messung durch akkreditiertes Prüflabor	Ja, siehe Verweise	
Messbericht vorhanden	Ja	
Zweck der Messung	Potenzialbestimmung	
Verifikationstest gemäß FGW-Richtlinie TR6	Kalibrierung an Windmessung durchgeführt	26/10/2023 - 27/12/2023
Potenzialbestimmung: 12 Monate Messdauer	Anforderung erfüllt	
80% Verfügbarkeit	Anforderung nicht erfüllt	
Valdierungsmessungen: Hauptwindrichtung und meteorologische Situation abgedeckt	Anforderung erfüllt	
Valdierungsmessungen: effektiver Messzeitraum > 3-6 Monate	Anforderung erfüllt	
Messung konform zu IEC 61400-50-2 / FGW-Richtlinie TR6	geringe Abweichungen zu den genannten Regelwerken	
Verweise	[20]	

**Tabelle 15: Basisinformation über die Lidarmessung Omerskopf – Teil 2. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.**



**Abbildung 3: Foto von der Lidarmessung und Kartenausschnitt mit eingetragenem Standort.**



**Abbildung 4: Windrose und Histogramm für den ausgewerteten Messzeitraum unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit.**



### 3.2 Lidarmessung Ottersweier

Für die Berechnung des Windpotentials standen Messdaten von einer Lidarmessung zur Verfügung. Im nachfolgenden werden die Informationen der Lidarmessung dargestellt.

Die während der Standortbesichtigung aufgenommenen Informationen zum Standort wurden in die hauseigene Checkliste Standortbesichtigung [1] eingetragen.

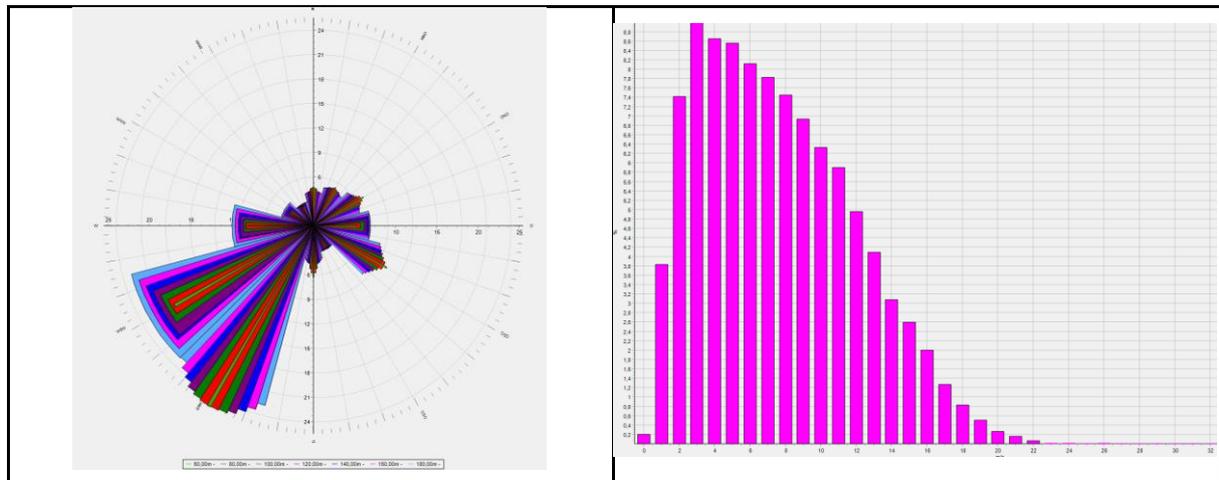
Angaben über die verwendete Windmessung	
<b>Allgemeine Informationen</b>	
Name der Windmessung	Ottersweier
Status der Windmessung während der Standortbesichtigung	bereits abgebaut
Betreiber	E-Werk Mittelbaden
Art der Messung	LIDAR
<b>Lage der Windmessung und topographische Informationen</b>	
Land, in dem sich die Windmessung befindet	BW
Nächstliegende Ortschaft   Entfernung	Glashütte   2,5 km
Koordinaten (UTM Zone 32, ETRS89)	RW: 441259 / HW: 5388288
Koordinaten (WGS84)	8.202543 Ost / 48.644885 Nord
Lage der Windmessung gg. geplantem Windpark	Messung befindet sich im geplanten Windpark
Fußpunkthöhe des Windmessung über NN (ca.)	847 m
Orographie	gebirgig
Landnutzung	Lage innerhalb eines Waldgebiets
Hindernisse vorhanden	Ja, Hindernis vorhanden
Bewertung der Repräsentativität der Messung gemäß FGW	Anströmbedingungen sind vergleichbar
Bewertung der Standortkomplexität nach FGW	komplex
Standortbesichtigung (Mitarbeiter, Datum der Vor-Ort-Begehung)	Ludwig Schneider, 07.10.2024
Besichtigungsstatus (SGU-Unterweisung)	konnte nicht besichtigt werden
<b>Messdateninformationen</b>	
Aufgezeichneter Messzeitraum	29.11.2022 - 13.04.2023
Ausgewerteter Messzeitraum	29.11.2022 - 13.04.2023
Aufzeichnungsrate	1s
Verwendete Mittelungsdauer	10 min
Verfügbarkeit	64.3%
Sonstige Aufzeichnungen	Temperatur, Luftdruck, Luftfeuchte
<b>Messhöhen</b>	
Messhöhe der Windgeschwindigkeit	180 m, 160 m, 140 m, 120 m, 100 m, 80 m, 60 m
Messhöhe der Windrichtung	180 m, 160 m, 140 m, 120 m, 100 m, 80 m, 60 m

**Tabelle 16: Basisinformation über die Lidarmessung Ottersweier – Teil 1.**



Zusätzliche Angaben	
Gerätetyp	Lidar Leosphere Windcube v 2.0
Seriennummer	WLS7-1417
Sensivitätstest gemäß FGWRichtlinie TR6 (Herstellerangabe)	Vorhanden
Akkreditierter Dienstleister	Ja
Messmasten / WEA zur Korrelation vorhanden	----
Monatliche Logbücher vorhanden	Nein
Betreuung der Messung durch akkreditiertes Prüflabor	Nein
Messbericht vorhanden	Ja
Zweck der Messung	Verbesserung der Datenv erfügbarkeit der Hauptmessung
Verifikationstest gemäß FGW-Richtlinie TR6	Kalibrierung nicht mehr gültig
Potenzialbestimmung: 12 Monate Messdauer	Anforderung nicht erfüllt
80% Verfügbarkeit	Anforderung nicht erfüllt
Validierungsmessungen: Hauptwindrichtung und meteorologische Situation abgedeckt	Bewertung der Repräsentativität erfolgt im Windgutachten
Validierungsmessungen: effektiver Messzeitraum > 3-6 Monate	Anforderung bedingt erfüllt
Messung konform zu IEC 61400-50-2 / FGW-Richtlinie TR6	deutliche Abweichungen zu den genannten Regelwerken
Verweise	[20]

**Tabelle 17:** Basisinformation über die Lidarmessung Ottersweier– Teil 2. Mit „----“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.



**Abbildung 5:** Windrose und Histogramm für den ausgewerteten Messzeitraum unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit.



### **3.3 Prüfung der Windmessdaten**

#### **3.3.1 Remote Sensing Korrektur in komplexem Gelände**

Bei der Lidarmessung handelt es sich um eine Volumenmessung mit der Annahme identischer Windbedingungen in den Messvolumina. In komplexem Gelände kann die Schräganströmung im Messvolumen zu Abweichungen im Vergleich zu Mastmessungen führen. Prinzipiell wird eine Überprüfung durchgeführt, ob eine Remote-Sensing-Korrektur der Messdaten für komplexes Gelände mittels CFD-Modells notwendig und sinnvoll ist. Eine Remote-Sensing-Korrektur wird anhand der Software WindSim [22] durchgeführt.

Der Geländefehler wird sofern relevant gemäß FGW TR6 in der Unsicherheit berücksichtigt.

#### **3.3.2 Prüfung bzw. Anwendung der Kalibriereinstellungen**

Bei dieser erweiterten Prüfung werden die Daten nicht gefiltert, sondern die im Gerät hinterlegten Werte (wie z.B. die Ausrichtung des LIDARs im Gelände und der daraus resultierende Offset zur Nordrichtung) und die Verifikationstests werden - soweit möglich bzw. vorhanden - geprüft.

Vom Kunden wurden zwei gültige Verifikationstests des verwendeten LIDAR-Gerätes zur Verfügung gestellt [20]. Diese können die Korrektheit der Messwerte mit geringer Abweichung bestätigen. Die sich aus der Verifikation ergebenden Unsicherheiten fließen in die Unsicherheitsbewertung der Windmessung mit ein.

#### **3.3.3 Prüfung der Windmessdaten**

Um zu gewährleisten, dass die für die weitere Untersuchung verwendeten Daten für die Berechnung der Windverhältnisse belastbar sind, werden diese verschiedenen Prüfkriterien unterzogen. Fehlerhafte bzw. unplausible Daten werden identifiziert und aussortiert, um diese für die weitere Verwendung auszuschließen. Die absolute Sicherheit einer Fehlerfreiheit der Daten kann jedoch auch nach Anwendung aller Prüfverfahren nicht gewährleistet werden (z. B. schleichender Lagerschaden, Verkabelungsfehler, etc.).

Das LiDAR besitzt einen internen Datenfilter, wenn der CNR-Wert („Carrier to Noise Ratio“) unter einen bestimmten Grenzwert, in diesem Fall -23, fällt. Diese Fehlwerte gehen nicht in die 10min-Mittelwertbildung ein und verringern die Verfügbarkeit des 10min-Mittelwertes.

Analog zur Verifikation werden im Rahmen der Datenanalyse durch TÜV SÜD die Zeitpunkte gefiltert, bei denen der in den Daten aufgezeichnete Verfügbarkeitsparameter unter 80% fällt. Nicht berücksichtigt werden Windrichtungsfiler oder z-Wind-Filter, da diese spezifisch für den Verifikationstest sind. Zudem werden Werte außerhalb plausibler Wertebereiche gefiltert. Zusätzlich ist gemäß Messbericht ein Offset von -120° (Omerskopf) und +20° (Ottersweier) auf die Windrichtung aufzuschlagen.

Die FCR-Korrektur war während der Messperiode nicht aktiviert.

Nach der Plausibilitätsprüfung wird der erhaltene Datensatz mit den Ursprungsdaten hinsichtlich der Datenanzahl und der Veränderung des Mittelwertes verglichen, um so zu gewährleisten, dass die eingegangenen Datenverluste plausibel und im Rahmen der Prüfung sind. Somit kann gewährleistet werden, dass ein unbeabsichtigtes Entfernen von echten Datensätzen während der Prüfung und Filterung vermieden wird.

Es soll darauf hingewiesen werden, dass für Daten, die nur in Form von Mittelwerten oder Statistiken vorliegen, keine Filterungen vorgenommen werden können.



### Lidarmessung Omerskopf:

In den nachfolgenden Tabellen werden die Verfügbarkeiten und die physikalischen Werte der gemittelten Windgeschwindigkeit nach den angewandten Prüfschritten dargestellt.

Um die Datenverfügbarkeit der Messhöhen ab 58 m zu erhöhen, werden die Messdaten mit Hilfe der jeweils darunterliegenden Messhöhe mittels MCP-Methode (intern) aufgefüllt (vergleiche Abschnitt 12.1.1). Die Voraussetzungen für die Anwendung der MCP-Methode werden mit sehr gut bewertet, da die Regression zwischen den Windgeschwindigkeiten und Windrichtungen der einzelnen Messhöhen sehr hoch ist ( $R^2=99.5\%$ , zwischen 158 und 138 m).

Nach der internen MCP-Anwendung wird zur weiteren Verbesserung der Datenverfügbarkeit in den Wintermonaten zusätzlich eine externe MCP-Methode angewendet. Hierbei werden die Messdaten der gleichzeitig über die Wintermonate durchgeführten Lidarmessung Ottersweier herangezogen. Zuvor wird auch eine interne MCP auf die Ottersweier-Daten (wie bei der Hauptmessung) angewendet, um deren Verfügbarkeit zu maximieren. Eine Überprüfung zeigt, dass beide Messungen im korrespondierenden Zeitraum eine vergleichbare Windrose aufweisen und zudem eine hohe Regression der Windgeschwindigkeiten ( $R^2=92,2\%$ ) zwischen 158 m und 160 m besteht. Auch die Regression der Windrichtungen ist mit  $R^2=92,8\%$  sehr hoch. Diese Daten werden dann genutzt, um die verbleibenden Lücken in den Windmessungen, insbesondere in den höheren Messhöhen ab 58 m (MCP extern) aufzufüllen.

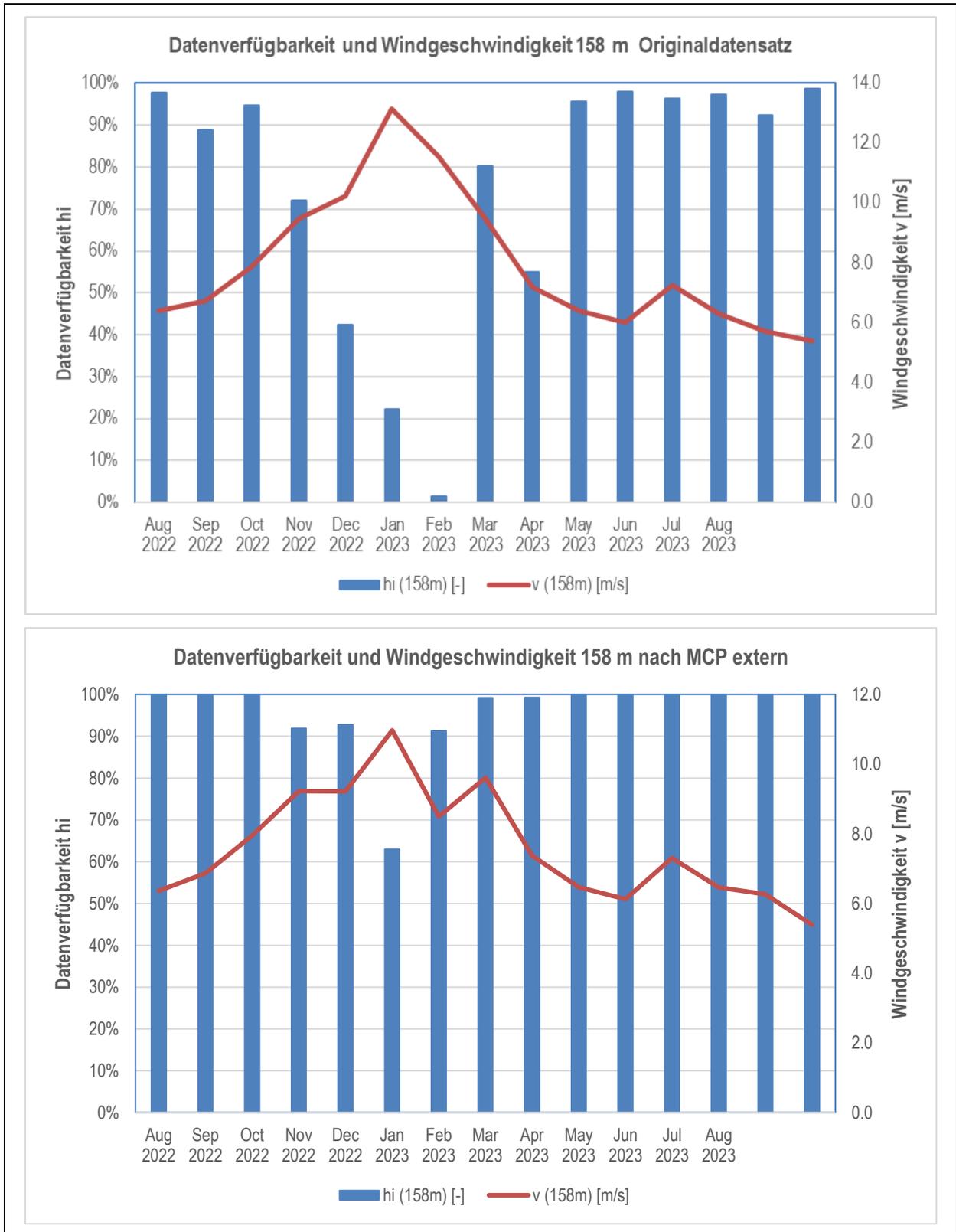
Verfügbarkeit der Daten nach Anwendung der Prüfkriterien (Gesamtzeitraum)									
Messhöhe [m]	198	178	158	138	118	98	78	58	40
<b>Verfügbarkeit relativ [%]</b>									
Originaldatensatz	67.4	71.7	74.6	76.7	78.3	79.5	80.4	80.4	79.3
gefilterter Datensatz	66.0	70.7	73.6	75.9	77.9	78.9	80.1	80.1	79.0
MCP intern	80.4	80.4	80.4	80.4	80.4	80.4	80.4	80.2	78.7
MCP extern	80.4	95.3	95.3	95.2	95.1	95.0	94.5	94.4	78.7

**Tabelle 18:** Verfügbarkeit der Daten nach Anwendung der Prüfkriterien für den gesamten Messzeitraum.

Windgeschwindigkeit nach Anwendung der Prüfkriterien (Gesamtzeitraum)									
Messhöhe [m]	198	178	158	138	118	98	78	58	40
<b>Windgeschwindigkeit [m/s]</b>									
Originaldatensatz	7.5	7.4	7.3	7.2	7.0	6.8	6.6	6.2	5.4
gefilterter Datensatz	7.5	7.5	7.3	7.2	7.0	6.8	6.6	6.2	5.4
MCP intern	7.6	7.4	7.2	7.1	6.9	6.7	6.4	6.0	5.3
MCP extern	7.6	7.6	7.4	7.2	7.0	6.8	6.6	6.2	5.3

**Tabelle 19:** Mittlere Windgeschwindigkeit nach Anwendung der Prüfkriterien für den gesamten Messzeitraum.

Die monatliche Verfügbarkeit der Daten wird in der folgenden Abbildung gezeigt für eine relevante Messhöhe (158 m).



**Abbildung 6:** Darstellung der monatlichen Datenverfügbarkeit und relativen Windgeschwindigkeit der Lidarmessung Omerskopf.



### Lidarmessung Ottersweier:

In den nachfolgenden Tabellen werden die Verfügbarkeiten und die physikalischen Werte der gemittelten Windgeschwindigkeit nach den angewandten Prüfschritten dargestellt.

Um die Datenverfügbarkeit der Messhöhen ab 100 m zu erhöhen, werden die Messdaten mit Hilfe der jeweils darunterliegenden Messhöhe mittels MCP-Methode aufgefüllt (vergleiche Abschnitt 12.1.1). Die Voraussetzungen für die Anwendung der MCP-Methode werden mit sehr gut bewertet, da die Regression zwischen den Windgeschwindigkeiten und Windrichtungen der einzelnen Messhöhen sehr hoch ist ( $R^2=99.7\%$ , zwischen 140 und 160 m). Die resultierende Datenverfügbarkeit kann ebenfalls mit sehr gut bewertet werden.

Nach der internen MCP-Anwendung in Ottersweier wird ebenfalls eine externe MCP-Methode angewendet, um die dreimonatige Messreihe auf ein ganzes Jahr zu erweitern, analog zum Vorgehen bei der externen MCP in Omerskopf. Dadurch werden zwei einjährige Zeitreihen für beide Windmessungen generiert, jeweils mit einer Verfügbarkeit von über 80%. Diese Zeitreihen sind somit geeignet, um mit Langzeitdaten auf 20 Jahre erweitert zu werden. Die Vorgehensweise bei der externen MCP sowie die hohe Korrelation der Windgeschwindigkeiten und -richtungen ermöglichen eine zuverlässige Grundlage für die weitere Analyse und die Langzeitextrapolation.

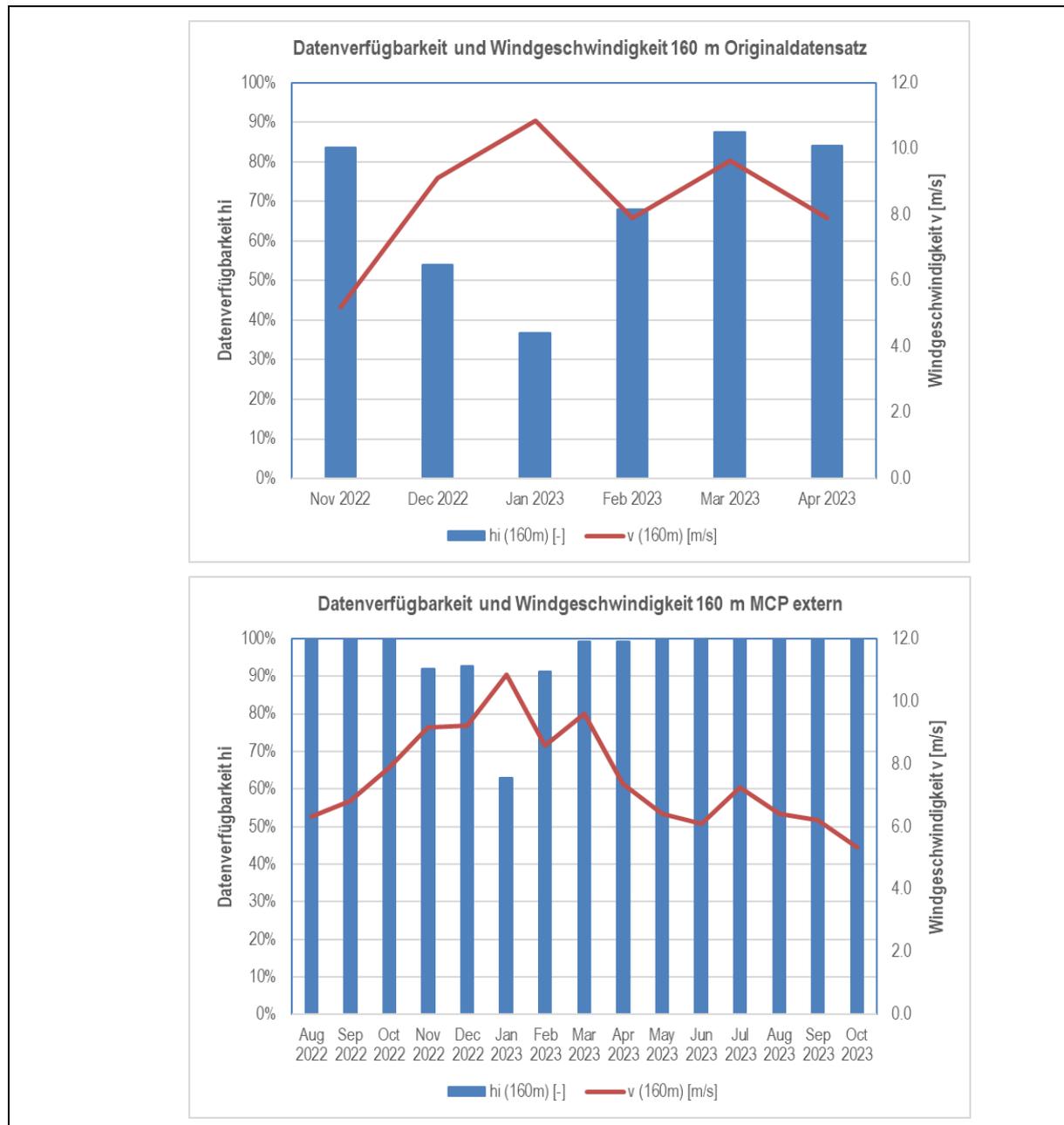
Verfügbarkeit der Daten nach Anwendung der Prüfkriterien (Gesamtzeitraum)							
Messhöhe [m]	180	160	140	120	100	80	60
<b>Verfügbarkeit relativ [%]</b>							
Originaldatensatz	60.9	64.3	67.9	71.6	75.2	77.0	78.0
gefilterter Datensatz	60.1	63.7	66.7	71.0	74.3	75.8	76.3
MCP intern	81.4	81.3	81.1	80.8	80.2	78.8	76.3
MCP extern	95.6	95.6	95.5	95.4	95.3	94.9	94.2

**Tabelle 20:** Verfügbarkeit der Daten nach Anwendung der Prüfkriterien für den gesamten Messzeitraum.

Windgeschwindigkeit nach Anwendung der Prüfkriterien (Gesamtzeitraum)							
Messhöhe [m]	180	160	140	120	100	80	60
<b>Windgeschwindigkeit [m/s]</b>							
Originaldatensatz	9.3	9.0	8.7	8.4	8.1	7.7	7.1
gefilterter Datensatz	9.3	9.1	8.8	8.5	8.1	7.7	7.1
MCP intern	9.4	9.1	8.8	8.5	8.1	7.7	7.1
MCP extern	7.8	7.6	7.4	7.1	6.6	6.5	6.1

**Tabelle 21:** Mittlere Windgeschwindigkeit nach Anwendung der Prüfkriterien für den gesamten Messzeitraum.

Die monatliche Verfügbarkeit der Daten wird in der folgenden Abbildung gezeigt für eine relevante Messhöhe (160 m).

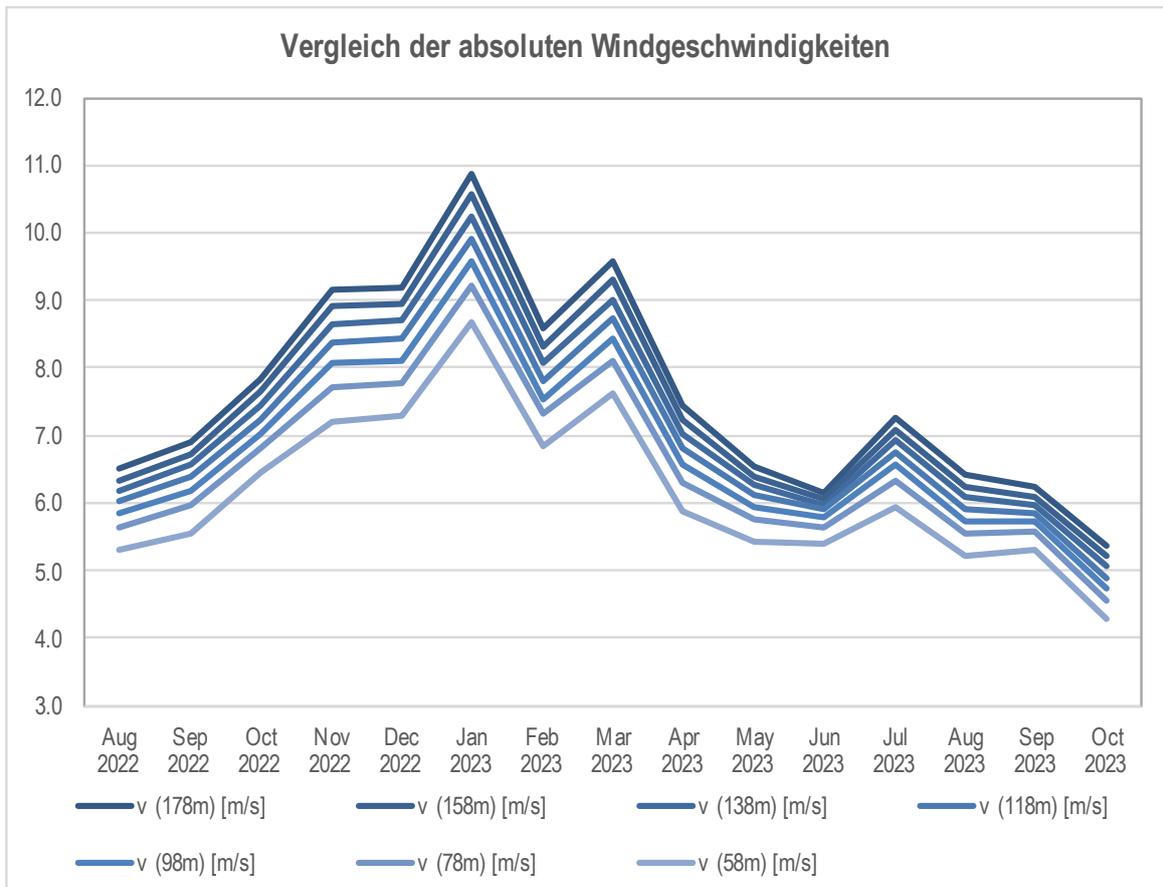


**Abbildung 7:** Darstellung der monatlichen Datenverfügbarkeit und relativen Windgeschwindigkeit der Lidarmessung Ottersweier.

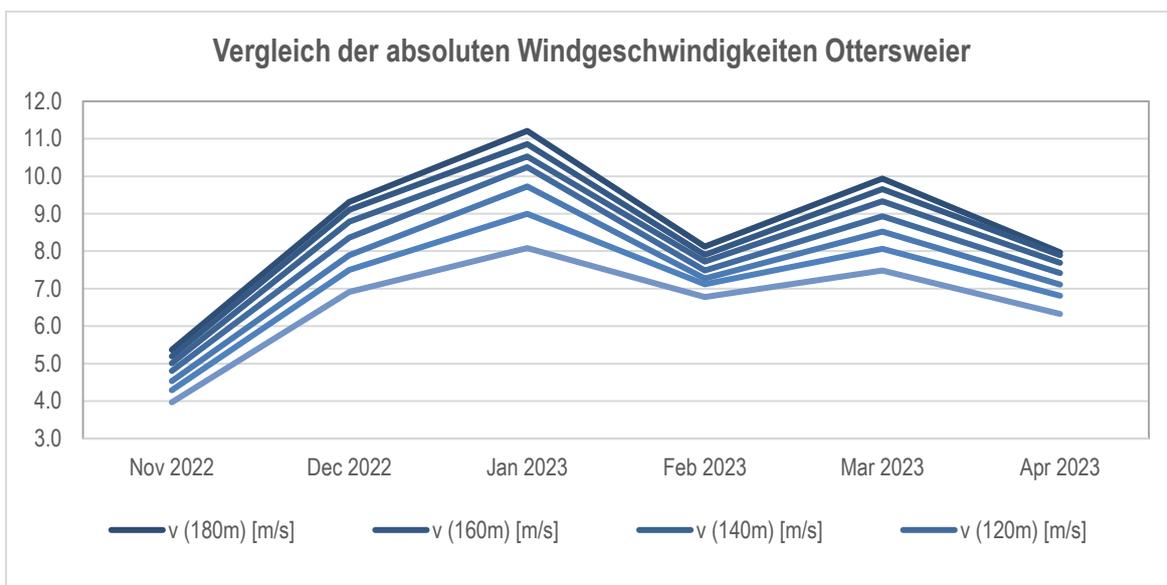
### 3.3.4 Vergleich der Messhöhen untereinander

Nach den in den vorangegangenen Abschnitten beschriebenen Prüfungen werden die aufgezeichneten Windgeschwindigkeiten der unterschiedlichen Messhöhen untereinander verglichen, um so sicherzustellen, dass die zu vergleichenden Windgeschwindigkeiten während des untersuchten Messzeitraums nun keine augenscheinlichen Auffälligkeiten, verursacht durch z. B. Vereisungen, Lagerschäden etc., aufzeigen.

In nachfolgender Abbildung sind die Monatsmittelwerte der Messung gegenübergestellt. Ein synchroner Verlauf der Windgeschwindigkeiten untereinander kann dabei als Indiz für eine fehlerfreie Messdatenerfassung gewertet werden.



**Abbildung 8: Absoluter Vergleich der Windgeschwindigkeiten der Windmessung Omerskopf.**



**Abbildung 9: Absoluter Vergleich der Windgeschwindigkeiten der Windmessung Ottersweier.**

Die Windgeschwindigkeiten zeigen einen relativ synchronen Verlauf. Dabei gibt es eine gewisse Streuung, die zum einen durch die deutliche Höhendifferenz zwischen der untersten und der obersten Messhöhe hervorgerufen werden kann, zum anderen durch die nach oben abnehmende Datenverfügbarkeit. Insgesamt aber werden die Verläufe als plausibel betrachtet.



## 4 Korrelationsuntersuchungen und Langzeitkorrektur

### 4.1 Korrelationsuntersuchungen der Windmessungen untereinander

Am geplanten Standort selbst, sowie in der Umgebung des Standortes liegen Daten von zwei Windmessungen vor. Dabei handelt es sich um eine 14-monatige Lidarmessung am geplanten Standort Omerskopf und eine 4-monatige Lidarmessung am geplanten Standort Ottersweier in 1 km Entfernung. Im Folgenden werden nun die Regressionseigenschaften der beiden Messungen untersucht, um deren Eignung für weitere Berechnungen zu erörtern.

**Korrelationsuntersuchung zwischen Lidarmessung Omerskopf und Ottersweier**

Korrelationszeitraum	Messhöhen	Mittelungsdauer	R <sup>2</sup> -v	R <sup>2</sup> -dir
12/2022 - 04/2023	158m – 160m	10 Minuten	0.922	0.928
12/2022 - 04/2023	158m – 160m	1 Stunde	0.960	0.950
12/2022 - 04/2023	98m – 100m	10 Minuten	0.913	0.908
12/2022 - 04/2023	98m – 100m	1 Stunde	0.950	0.935
12/2022 - 04/2023	138m – 140m	10 Minuten	0.920	0.926
12/2022 - 04/2023	138m – 140m	1 Stunde	0.957	0.950

**Tabelle 22: Korrelationsuntersuchung der Windmessdaten.**

Die Korrelationsuntersuchung zwischen den Lidarmessungen von Omerskopf und Ottersweier zeigt durchgehend hohe Korrelationskoeffizienten für Windgeschwindigkeit und Windrichtung in allen untersuchten Höhen und Zeitintervallen. Insbesondere bei einer Mittelungsdauer von einer Stunde sind die Korrelationen besonders stark (R<sup>2</sup> bis zu 0.960 für Windgeschwindigkeit und 0.950 für Windrichtung). Diese Ergebnisse deuten auf eine sehr gute Übereinstimmung der Messungen hin, was die Verwendung der Daten für weitere Analysen unterstützt.

### 4.2 Korrelationsuntersuchungen Windmessdaten mit weiteren meteorologischen Daten

Die in Kapitel 3 vorgestellten Windmessdaten werden einer Korrelationsuntersuchung mit Daten von verschiedenen Langzeitquellen (Abschnitt 2) unterzogen. Unplausible Datenreihen werden bereits zuvor von der Betrachtung ausgeschlossen. Dazu werden die Datenverfügbarkeit betrachtet, Inkonsistenzen ermittelt und die Datensätze auf mögliche Trends untersucht.

Es werden die Ergebnisse dieser Untersuchung für die Messhöhe 158 m bzw. 160 m der jeweiligen Windmessung dargestellt. Als Korrelationszeitraum wird der 1-Jahres-Zeitraum gewählt, der die höchsten Verfügbarkeiten aufzeigt.



Korrelations-Analyse Messdaten mit Langzeitdaten			
Referenzdaten	Korrelationszeitraum	Korrelationskoeffizient	Streudiagramm (v - stündlich) Messdaten vs.
[-]	[-]	[-]	[-]
EMD-WRF Europe+ (ERA5) @150m	01.09.2022 - 31-08.2023	88.0%	
ERA5 (Gaussian Grid) @100m	01.09.2022 - 31-08.2023	81.6%	
ERA5(T) Rectangular Grid @100m	01.09.2022 - 31-08.2023	81.9%	
MERRA-2 @50m	01.09.2022 - 31-08.2023	79.0%	

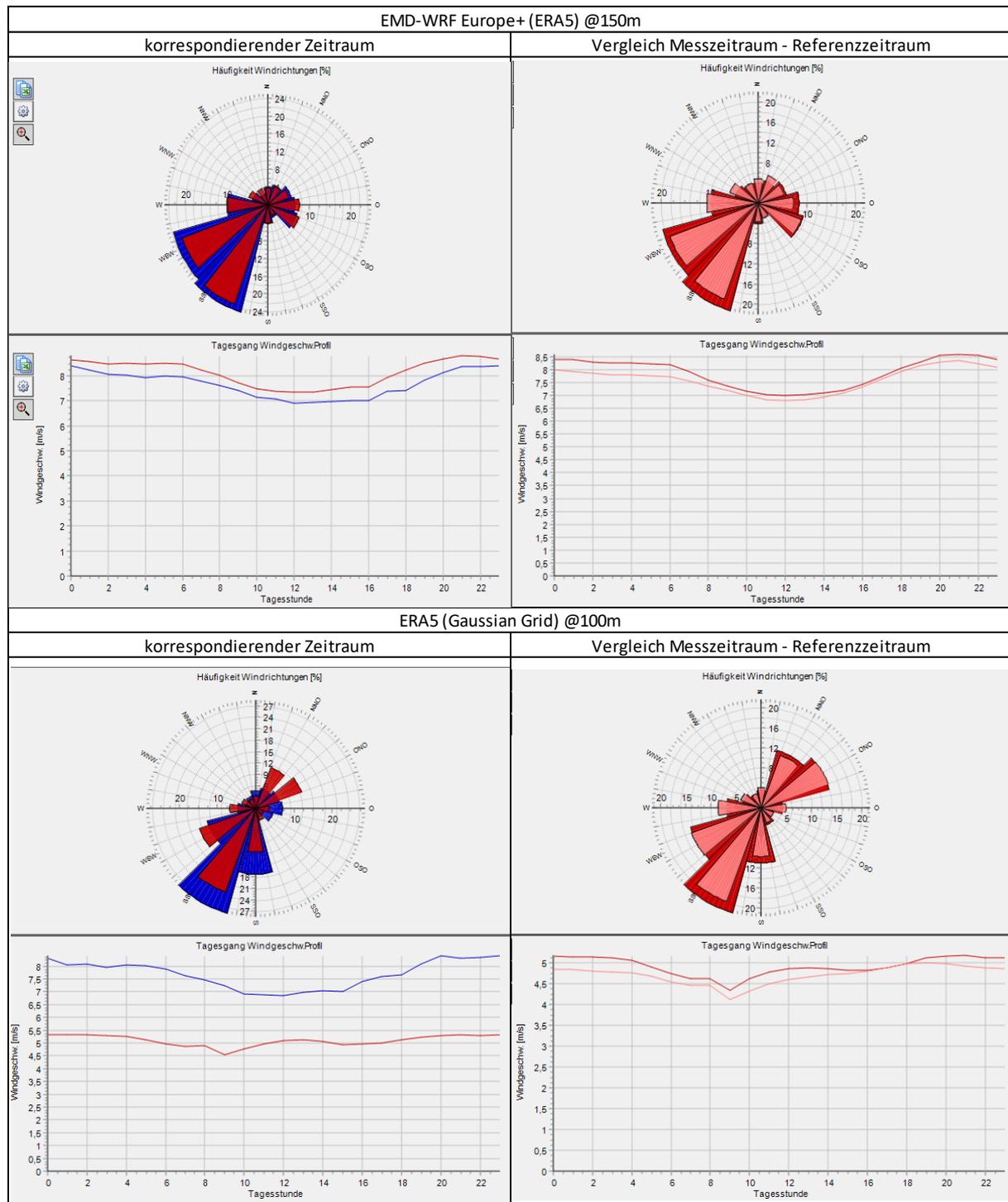
Abbildung 10: Korrelationsanalyse der Messdaten Omerskopf mit Langzeitdaten.

Korrelations-Analyse Messdaten mit Langzeitdaten			
Referenzdaten	Korrelationszeitraum	Korrelationskoeffizient	Streudiagramm (v - stündlich) Messdaten vs.
[-]	[-]	[-]	[-]
EMD-WRF Europe+ (ERA5) @150m	01.09.2022 - 31-08.2023	88.1%	
ERA5 (Gaussian Grid) @100m	01.09.2022 - 31-08.2023	81.3%	
ERA5(T) Rectangular Grid @100m	01.09.2022 - 31-08.2023	81.4%	
MERRA-2 @50m	01.09.2022 - 31-08.2023	79.2%	

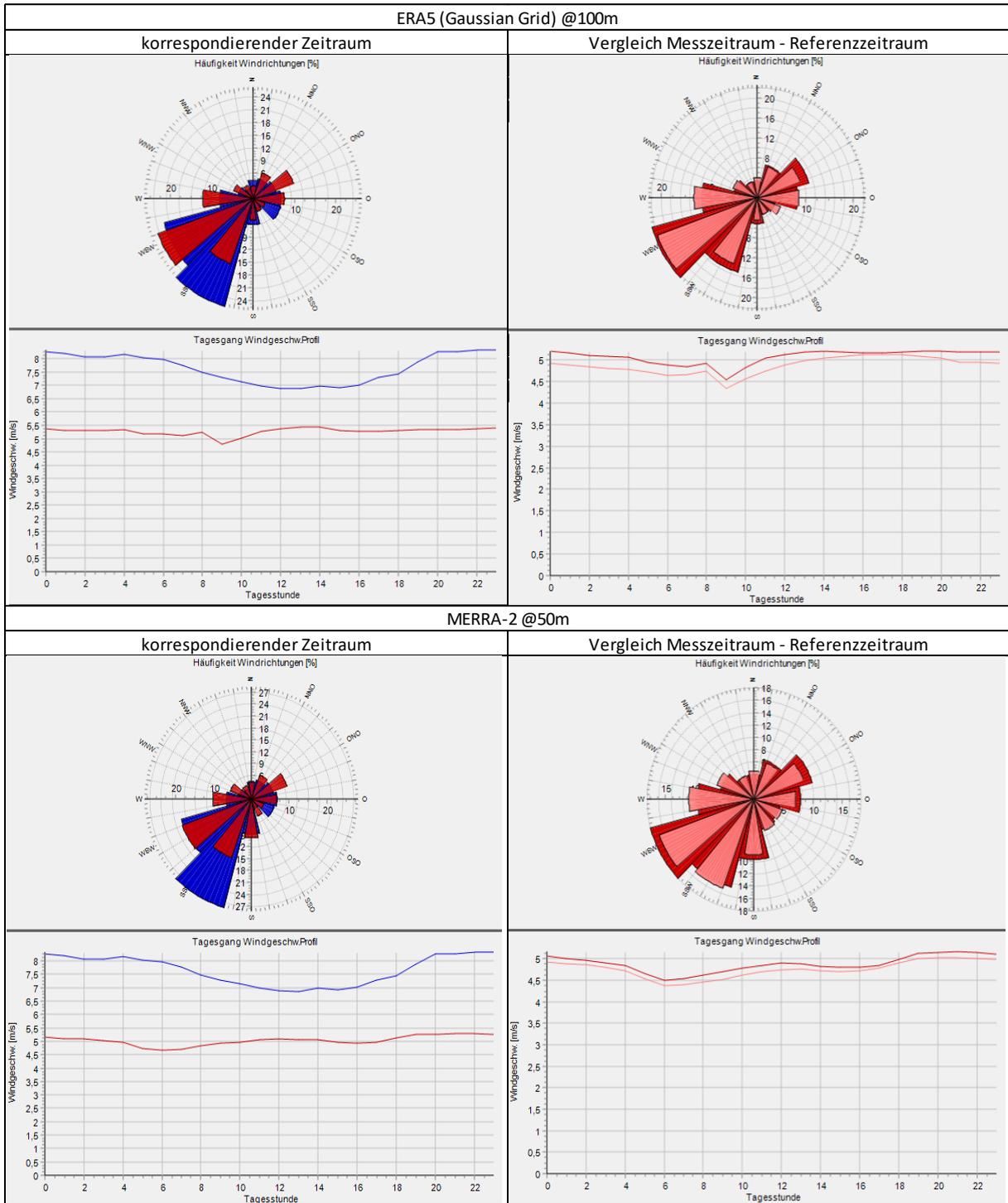
Abbildung 11: Korrelationsanalyse der Messdaten Ottersweier mit Langzeitdaten.



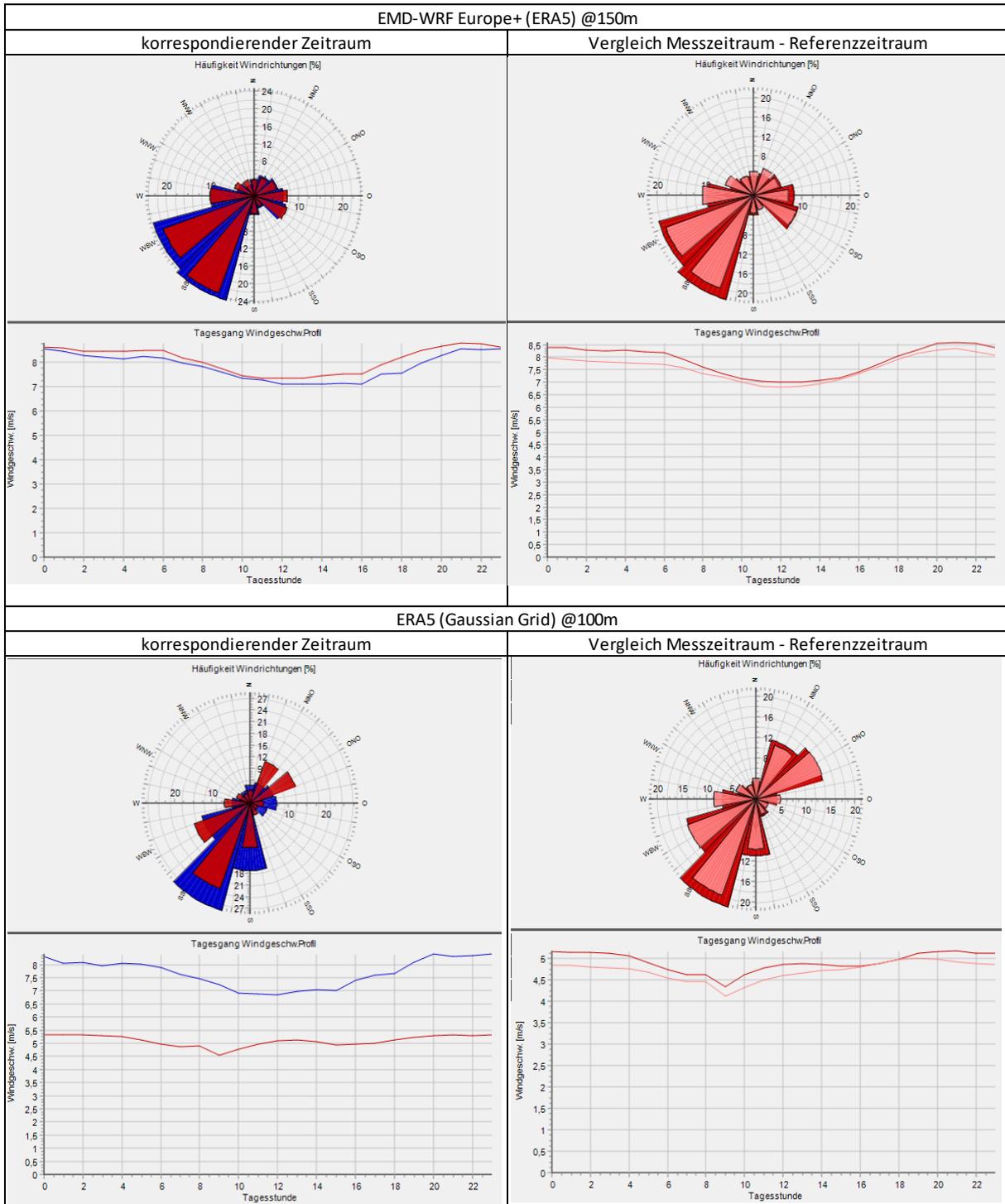
Nachfolgend wird die Windrose und der Tagesgang der Vor-Ort-Windmessung der Windrose des analogen Zeitraums der Langzeitdatensätze gegenübergestellt (linke Abbildungen). Zudem ist der Vergleich von Messzeitraum und Referenzzeitraum des jeweiligen Langzeitdatensatzes dargestellt (rechte Abbildungen).



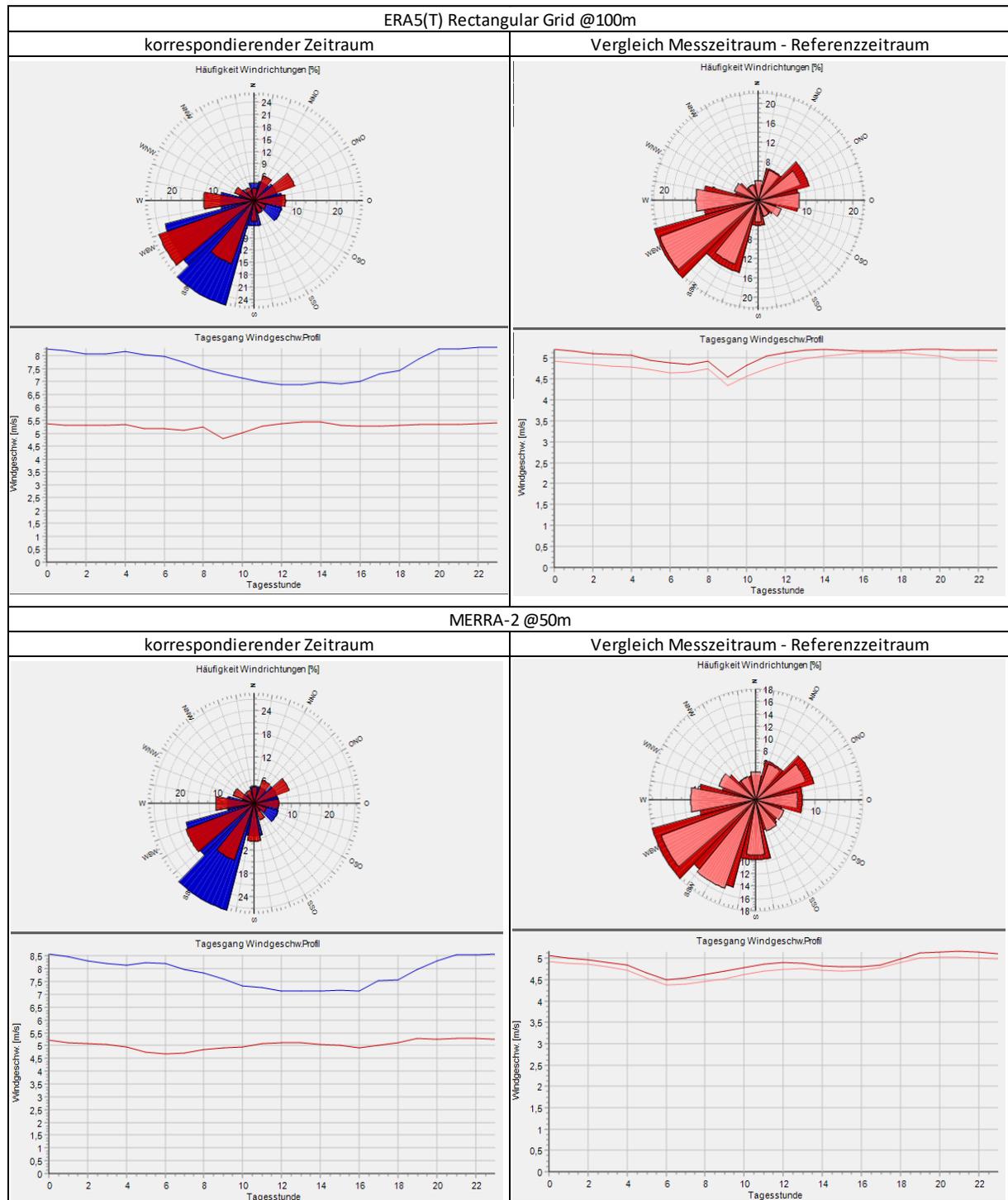
**Abbildung 12:** Vergleich Windrosen und Tagesgang Messung und Langzeitdaten. Links: Korrespondierender Zeitraum Messung Omerskopf (blau) und Langzeitdaten (rot), rechts: Messzeitraum Omerskopf (rot) und Referenzzeitraum (hellrot) anhand der Langzeitdaten.



**Abbildung 13: Vergleich Windrosen und Tagesgang Messung und Langzeitdaten. Links: Korrespondierender Zeitraum Messung Omerskopf (blau) und Langzeitdaten (rot), rechts: Messzeitraum Omerskopf (rot) und Referenzzeitraum (hellrot) anhand der Langzeitdaten.**

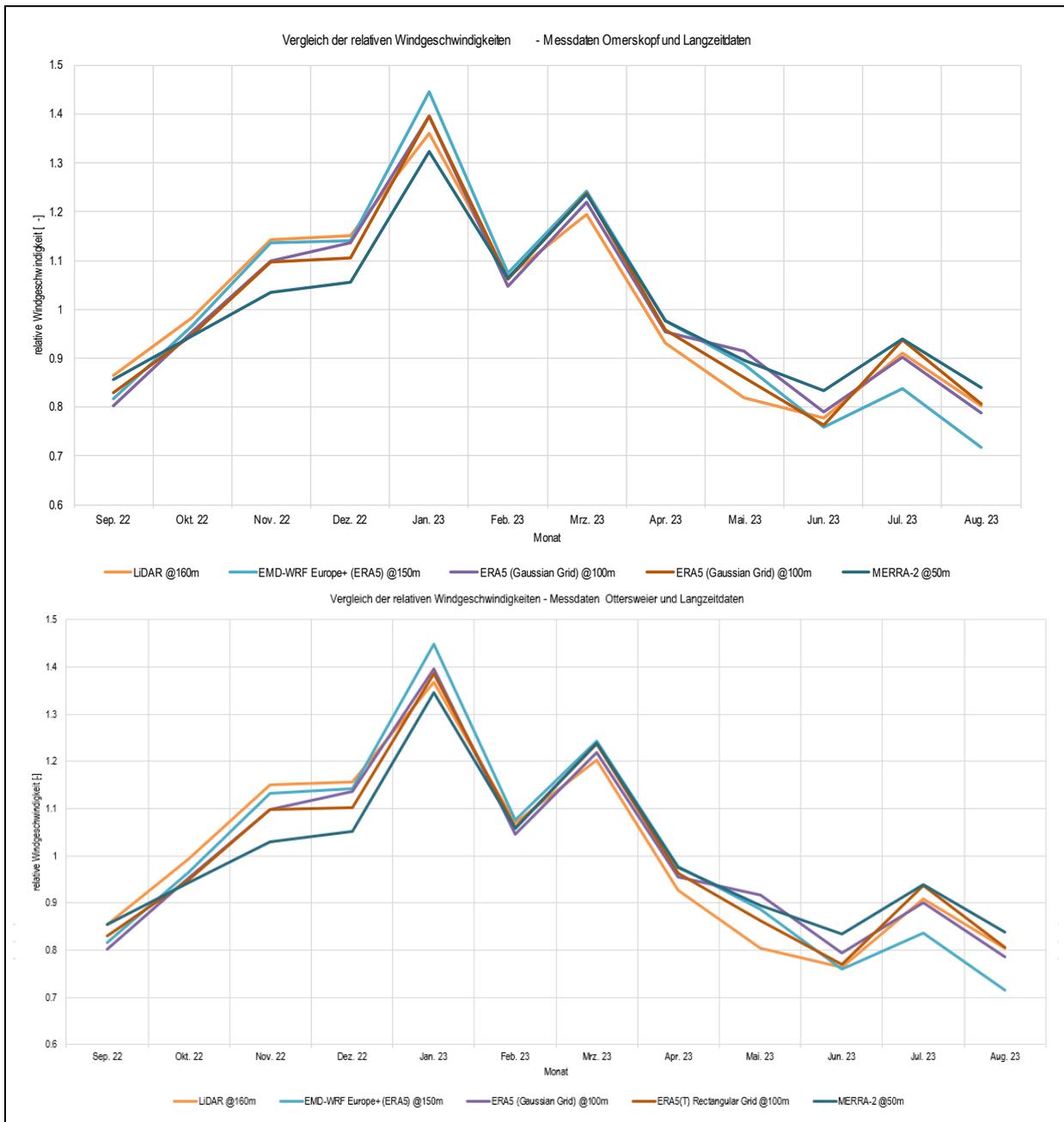


**Abbildung 14:** Vergleich Windrosen und Tagesgang Messung und Langzeitdaten. Links: Korrespondierender Zeitraum Messung Ottersweier (blau) und Langzeitdaten (rot), rechts: Messzeitraum Ottersweier (rot) und Referenzzeitraum (hellrot) anhand der Langzeitdaten.



**Abbildung 15:** Vergleich Windrosen und Tagesgang Messung und Langzeitdaten. Links: Korrespondierender Zeitraum Messung Ottersweier (blau) und Langzeitdaten (rot), rechts: Messzeitraum Ottersweier (rot) und Referenzzeitraum (hellrot) anhand der Langzeitdaten.

Die Windrichtungsverteilungen zeigen jeweils eine gute Übereinstimmung von Messdaten und Referenzdaten, sowie von kurzem zu langem Zeitraum. Der Tagesgang wird unterschiedlich gut abgebildet. Der Tagesgang-Vergleich Kurzzeit zu Langzeit zeigt, dass der Messzeitraum vom Niveau her in etwa auf dem Referenz-Niveau liegt.



**Abbildung 16: Vergleich der relativen Windgeschwindigkeit der Windmessung mit den relativen Windgeschwindigkeiten der Langzeitdaten.**

Die obige Abbildung zeigt den Vergleich der relativen Windgeschwindigkeiten der Messung und Langzeitdaten im Messzeitraum anhand monatlicher Mittelwerte. Dabei weisen die Langzeitdaten einen leicht stärker ausgeprägten Jahresgang mit höheren Windgeschwindigkeiten im Winter und niedrigeren in den Sommermonaten auf als die Messung.



## 4.3 Langzeitextrapolation

### 4.3.1 Prüfung der Langzeitdaten

Die Langzeitdatensätze aus Kapitel 2 werden hinsichtlich ihrer Anwendbarkeit untersucht. Dabei werden Datenverfügbarkeit, Inkonsistenzen und Trendverhalten bewertet.

Aus den Langzeitdatensätzen wird mit Hilfe einer Referenzleistungskennlinie ein Windenergie-Index berechnet. Nachfolgende Abbildungen zeigen den monatlichen Index und den akkumulierten monatlichen Index (mit Beginn in der Gegenwart).

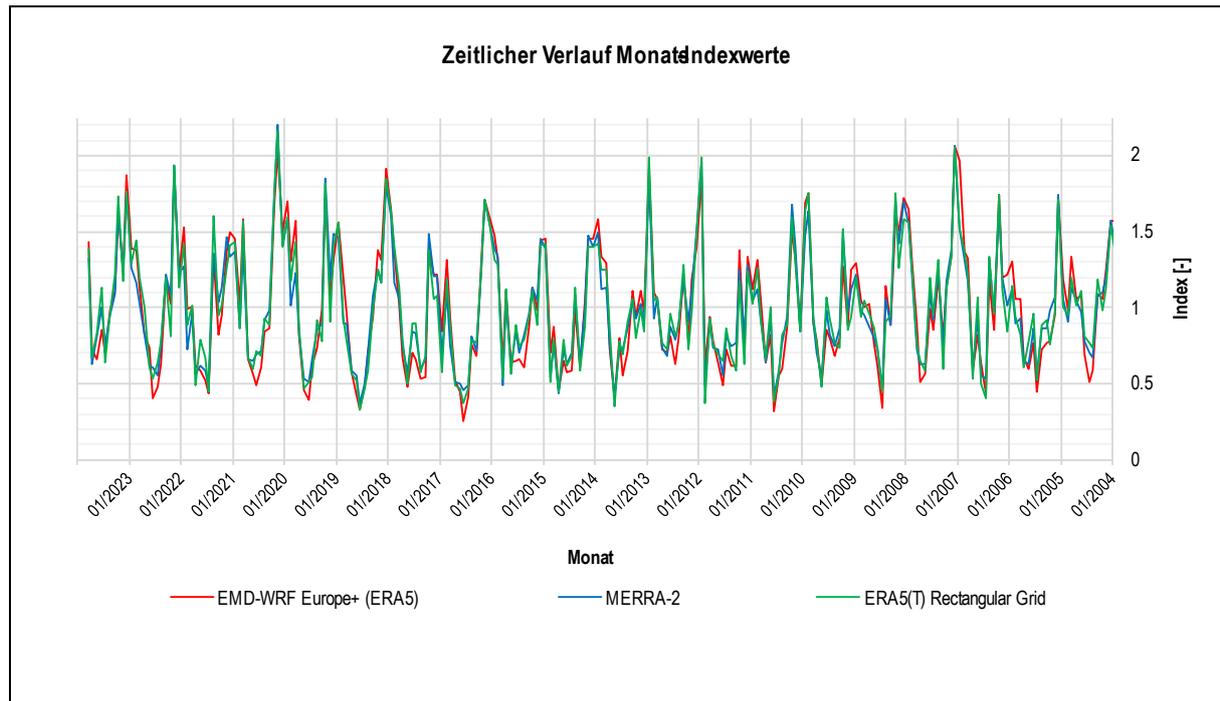


Abbildung 17: Windenergie-Index – Monatsmittel der Referenzdatensätze.

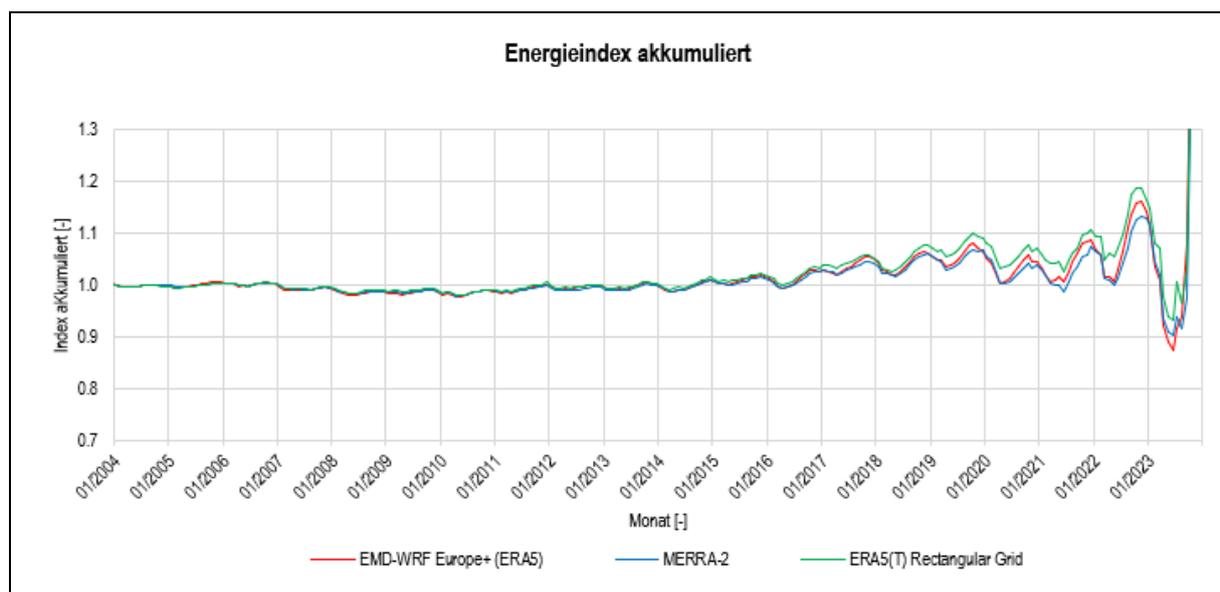


Abbildung 18: Akkumulierter Windenergie-Index basierend auf den Referenzdatensätzen.



Der Referenzzeitraum wird festgelegt auf 01/2004 bis 12/2023. Die Indizes werden auf diesen Zeitraum normiert. Der Referenzzeitraum besitzt damit eine Dauer von 20 Jahren, dabei ist die erwartete Lebensdauer von Windkraftanlagen zu Grunde gelegt.

Die Verläufe der Graphen bestätigen sich gegenseitig, damit können unplausible Trends oder Sprünge weitgehend ausgeschlossen werden.

### 4.3.2 Langzeitextrapolation der Windmessdaten

Für die weitere Berechnung werden die oben als geeignet bewerteten Langzeitdatensätze für die Extrapolation der Daten der Windmessung herangezogen. Die Langzeitkorrektur erfolgt via MCP-Verfahren.

Die getesteten Modelle basieren auf WG-Skalierung, Regression, Matrix und Neuronal Network. Mehrere Benchmarks werden verwendet, um die Anwendbarkeit des MCP-Verfahrens zu untersuchen, z.B. mittlerer Fehler (MBA/MAE), Korrelation und Kolmogorov-Smirnov-Statistik. Für jeden Referenzdatensatz wird die beste Methode gemäß einer Rangkorrelation für diese Parameter ausgewählt.

Analyse der Langzeitkorrektur der Messdaten				
Referenzdaten	v - Windmessung	v - Referenz	v - Langzeit	Verhältnis
	korrespondierend	korrespondierend	(01/2004 - 12/2023)	$V_{Langzeit} / V_{Messperiode}$
[-]	[m/s]	[m/s]	[m/s]	[%]
EMD-WRF Europe+ (ERA5) @150m	7.68	8.13	7.10	92.4%
ERA5 (Gaussian Grid) @100m	7.68	5.10	7.24	94.3%
ERA5(T) Rectangular Grid @100m	7.68	5.13	7.26	94.5%
MERRA-2 @50m	7.66	5.04	7.38	96.3%

**Tabelle 23: Analyse der Langzeitkorrektur Messdaten Omerskopf mit Referenzdaten.**

In der Gegenüberstellung der Datensätze mit der Messung, zeigte der EMD-WRF-Europe+(ERA5)-Datensatz die beste Rangkorrelation mit der Lidarmessung Omerskopf. Auch Tages- und Jahreszeitengang sowie Häufigkeiten der Windgeschwindigkeit und Windrichtung zeigten hier die beste Übereinstimmung mit der Messung. Daher wurde dieser Datensatz (Methodik: Matrix) für die Langzeitkorrektur der Messdaten gewählt. Die Windgeschwindigkeit der Messperiode in der gewählten Höhe wird damit um 7.6% nach unten skaliert.

Analyse der Langzeitkorrektur der Messdaten				
Referenzdaten	v - Windmessung	v - Referenz	v - Langzeit	Verhältnis
	korrespondierend	korrespondierend	(01/2004 - 12/2023)	$V_{Langzeit} / V_{Messperiode}$
[-]	[m/s]	[m/s]	[m/s]	[%]
EMD-WRF Europe+ (ERA5) @150m	7.87	8.13	7.28	92.5%
ERA5 (Gaussian Grid) @100m	7.87	5.10	7.42	94.3%
ERA5(T) Rectangular Grid @100m	7.84	5.13	7.44	94.9%
MERRA-2 @50m	7.87	5.04	7.58	96.3%

**Tabelle 24: Analyse der Langzeitkorrektur Messdaten Ottersweier mit Referenzdaten.**

In der Gegenüberstellung der Datensätze mit der Messung, zeigte der EMD-WRF-Europe+(ERA5)-Datensatz die beste Rangkorrelation mit der Lidarmessung Ottersweier. Auch Tages- und Jahreszeitengang sowie Häufigkeiten der Windgeschwindigkeit und Windrichtung zeigten hier die beste Übereinstimmung mit der Messung. Daher wurde dieser Datensatz (Methodik: Matrix) für die Langzeitkorrektur der Messdaten gewählt. Die Windgeschwindigkeit der Messperiode in der gewählten Höhe wird damit um 7.5% nach unten skaliert.



## 5 Validierung des Modells

### 5.1 Verwendetes Modell und Parametrierung

Zusammenfassung des Modells		
Parameter	Wert	Kommentar
Software	WindPRO/WindSIM	Die Strömungskomplexität wird als komplex bewertet.
Methode	Scaler	Zeitreihenberechnung im transienten Modus über Messdatenscaler (Langzeitkorrektur über MCP)
Länge der Zeitreihe	20 a	Der Wert von 20 Jahren wird im Hinblick auf die Laufzeit der Planungsanlagen als repräsentativ bewertet.
Postkalibrierung	1.000	anhand Messdaten
Waldmodellierung	WindSIM	Waldflächen werden durch eine Waldmodellierung auf Basis des Rauigkeitsmodells innerhalb des Programms WindSim berücksichtigt
Parkmodell	PARK2	Empfohlenes Modell N.O. Jensen Modells Park 2 (2018)
wake decay	RC: 3.0, ZO: 0.388	Bewaldet / Komplex

**Table 25: Zusammenfassung des Modells und Einstellungen.**

Für die Berechnung des Windfeldes wird das Modell WindSim [22] verwendet. Die weitere Bearbeitung erfolgt mit dem Modell WindPro [7].

Mit dem Modul PARK (WindPRO) wird Windverteilung und Wake-Verlust am Standort der meteorologischen Eingangsdaten berechnet. Deren Daten werden über die Ergebnisse des CFD-Modells anhand eines Scalers zeitstempelweise auf die WEA-Positionen umgerechnet und ermöglichen eine Produktionsberechnung für jeden Zeitstempel.

Für die Ermittlung der Wake-Verluste wird das obig genannte Parkmodell samt Wake-decay-Konstante verwendet.

### 5.2 Meteorologischer Eingangsdatensatz

Auf Basis der Validierungsergebnisse aus dem vorherigen Abschnitt wird nachfolgend die stündlich aufgelöste Zeitreihe für die Modellierung des Windpotentials und der Energieerträge am Standort dargestellt. Die Ertragsberechnung erfolgt im transienten Modus, d.h. auf Basis einer Zeitreihe.

Informationen zu meteorologischen Eingangsdaten				
Name	Koordinaten		Zeitliche Auflösung	Zeitraum verwendeter Daten
	UTM (north)-ETRS89 Zone: 32			
	X	Y	[-]	[-]
MCP_OME	440'496	5'387'516	1 h	01/2004 -12/2023 (20J)
MCP_OTT	441'259	5'388'288	1h	01/2004 -12/2023 (20J)

**Tabelle 26: Information über die verwendeten meteorologischen Eingangsdaten.**



### 5.3 Ergebnisse der Plausibilitätsprüfung

Wie in Abschnitt 1 dargestellt, stehen keine Daten zur Modellvalidierung zur Verfügung. Sollten zu einem späteren Zeitpunkt Daten von Validierungswindparks, wird eine Nachberechnung der hier gezeigten Erträge dringend angeraten.

Die Lidarmessung erfasst den Höhenbereich von 40 m bis 198 m über Grund und wird über einen Zeitraum von 14 Monaten betrieben. Aus der Messung wird nach Filterung der Daten das in der folgenden Tabelle dargestellte Windprofil ermittelt.

Zusätzlich wird das aus diesen Daten mittels des für den Standortraum generierten Modells berechnete Windprofil gezeigt, welches mit der Windstatistik der obersten Messhöhe berechnet wird. Auch das Verhältnis der Messhöhen zueinander nach Formel [11.1] ist angegeben.

Vergleich Modell und Messung					
Messhöhe	Messung		Modell		Differenz Modell - Messung
	v	Vval-profile	v	Vval-profile	
[m]	[m/s]	[-]	[m/s]	[-]	[-]
58	6.3	0.83	5.5	0.77	-0.06
78	6.7	0.88	5.9	0.83	-0.05
98	7.0	0.92	6.3	0.88	-0.03
118	7.2	0.95	6.6	0.93	-0.02
138	7.4	0.97	6.9	0.96	-0.01
158	7.6	1.00	7.1	1.00	0.00
178	7.8	1.02	7.4	1.03	0.01

**Tabelle 27: Vergleich zwischen gemessenen und modellierten Windgeschwindigkeiten am Standort Omerskopf.**

Im nachfolgenden werden die Ergebnisse der Vergleichsberechnungen mittels der vorhandenen Windmessdaten dargestellt.

Vergleich Modell und Messung					
Messhöhe	Messung		Modell		Differenz Modell - Messung
	v	Vval-profile	v	Vval-profile	
[m]	[m/s]	[-]	[m/s]	[-]	[-]
80	6.2	0.85	6.0	0.82	-0.03
100	6.4	0.87	6.3	0.87	-0.01
120	6.8	0.93	6.6	0.91	-0.02
140	7.1	0.97	7.0	0.96	-0.01
160	7.3	1.00	7.3	1.00	0.00
180	7.5	1.03	7.6	1.04	0.02

**Tabelle 28: Vergleichsberechnung für die nahe gelegene Windmessung Ottersweier.**

Die Abweichungen zwischen Messung und Modell sind relativ hoch. Das Modell ergibt ein deutlich flacheres Windprofil als die Messung. Folglich kann das Modell die lokale Situation am Standort der Windmessung nicht abbilden. Da jedoch ein Eingangsdatensatz auf der geplanten Nabenhöhe vorliegt und dieser für die Berechnungen herangezogen wird, liegt die Unsicherheit der vertikalen Extrapolation nicht im Modell begründet.



## 6 Weitere Ergebnisse der Windgeschwindigkeits- und Ertragsermittlung

Die nachfolgend dargestellten Berechnungsergebnisse für den Referenzpunkt basieren auf den in Abschnitt 2 dargestellten Eingangsdaten.

### 6.1 Windgeschwindigkeitsstatistiken

In den folgenden beiden Tabellen werden Windgeschwindigkeitsstatistiken für einen Referenzpunkt ausgegeben. Die dargestellte Windgeschwindigkeit ergibt sich aus der Weibullapproximation und kann daher von der Windgeschwindigkeit aus der Zeitreihenberechnung (Tabelle 1) abweichen.

Ergebnisse der Windgeschwindigkeitsstatistiken				
Referenzpunkt	WEA2_OME (NH: 162 m)			
Sektorielle Windstatistik in Nabenhöhe				
Sektor	hi (v)	v	A	k
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]
345 - 015	4.6	3.7	4.1	1.6
015 - 045	5.7	4.8	5.4	2.1
045 - 075	6.2	6.0	6.8	2.3
075 - 105	6.5	8.2	9.2	1.9
105 - 135	8.2	9.1	10.3	2.4
135 - 165	3.4	6.4	7.2	1.6
165 - 195	4.6	6.9	7.7	1.8
195 - 225	20.7	9.8	11.0	2.5
225 - 255	21.7	8.8	10.0	2.2
255 - 285	10.6	5.8	6.5	1.7
285 - 315	4.8	4.5	5.1	1.7
315 - 345	2.9	3.4	3.7	1.4
Summe / Mittelwert	100	7.5	8.4	1.8

Modelliertes Windprofil am Referenzstandort über die Rotorfläche	
Windprofil $\alpha$	0.284

Windrose	Häufigkeitsverteilung

Tabelle 29: Berechnete Windgeschwindigkeitsstatistiken für 12 Sektoren am Referenzpunkt WEA2\_OME.



### Ergebnisse der Windgeschwindigkeitsstatistiken

Referenzpunkt	WEA3_OME (NH: 162 m)
---------------	----------------------

Sektorielle Windstatistik in Nabenhöhe				
Sektor	hi (v)	v	A	k
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]
345 - 015	4.6	3.3	3.7	1.6
015 - 045	5.7	4.6	5.2	2.1
045 - 075	6.2	5.9	6.7	2.3
075 - 105	6.5	7.4	8.3	1.9
105 - 135	8.2	9.4	10.6	2.4
135 - 165	3.4	6.5	7.2	1.5
165 - 195	4.6	6.6	7.5	1.8
195 - 225	20.7	9.3	10.5	2.5
225 - 255	21.7	8.2	9.3	2.2
255 - 285	10.6	6.4	7.2	1.7
285 - 315	4.8	4.4	4.9	1.7
315 - 345	2.9	3.2	3.5	1.5
Summe / Mittelwert	100	7.3	8.2	1.8

Modelliertes Windprofil am Referenzstandort über die Rotorfläche	
Windprofil $\alpha$	0.257

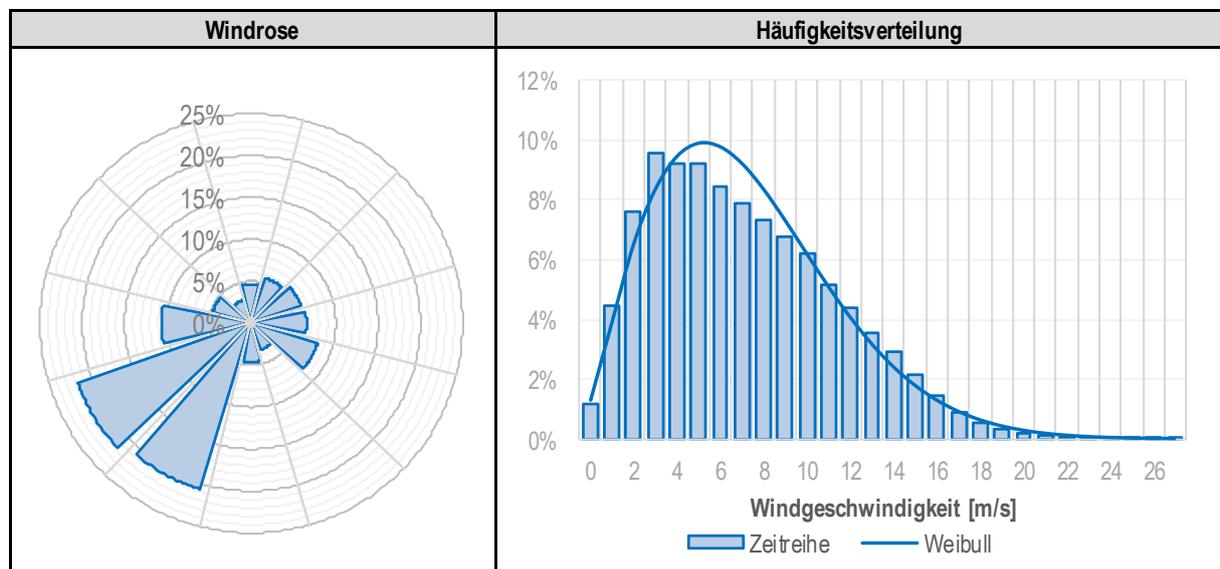


Tabelle 30: Berechnete Windgeschwindigkeitsstatistiken für 12 Sektoren am Referenzpunkt WEA3\_OME.



### Ergebnisse der Windgeschwindigkeitsstatistiken

Referenzpunkt	WEA4_OME (NH: 162 m)
---------------	----------------------

Sektorielle Windstatistik in Nabenhöhe				
Sektor	hi (v)	v	A	k
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]
345 - 015	4.6	3.4	3.7	1.6
015 - 045	5.7	4.6	5.2	2.1
045 - 075	6.2	5.6	6.3	2.3
075 - 105	6.5	7.2	8.1	1.9
105 - 135	8.2	9.5	10.7	2.4
135 - 165	3.4	6.5	7.3	1.5
165 - 195	4.6	6.2	6.9	1.8
195 - 225	20.7	9.3	10.4	2.5
225 - 255	21.7	8.0	9.0	2.2
255 - 285	10.6	6.4	7.2	1.7
285 - 315	4.8	4.4	4.9	1.6
315 - 345	2.9	3.1	3.4	1.5
Summe / Mittelwert	100	7.1	8.0	1.8

Modelliertes Windprofil am Referenzstandort über die Rotorfläche	
Windprofil $\alpha$	0.276

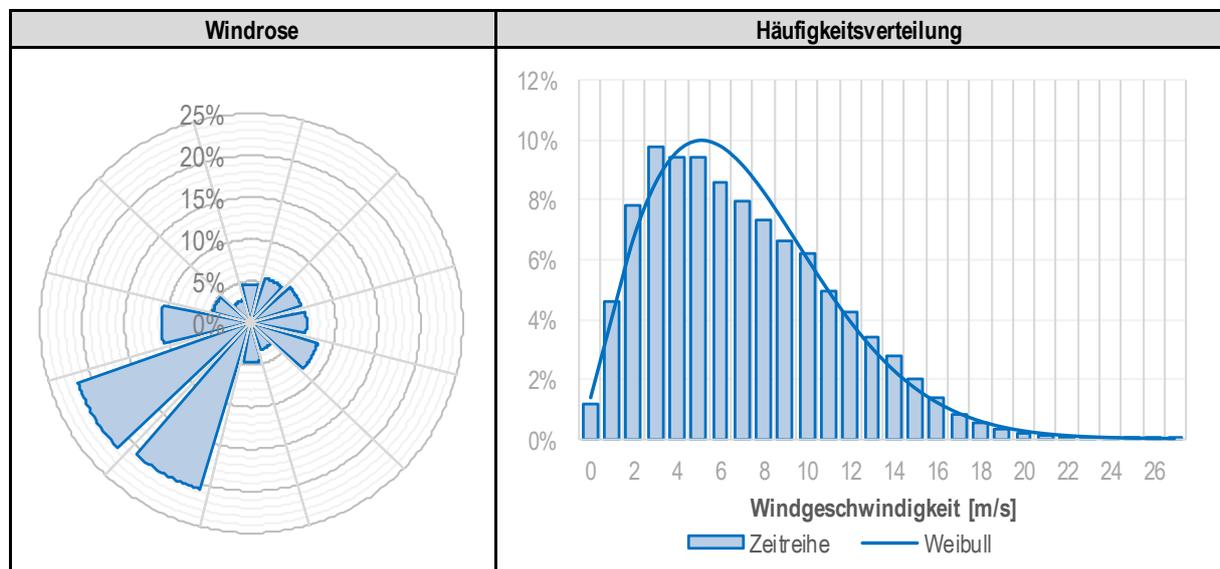


Tabelle 31: Berechnete Windgeschwindigkeitsstatistiken für 12 Sektoren am Referenzpunkt WEA4\_OME.



### Ergebnisse der Windgeschwindigkeitsstatistiken

Referenzpunkt	WEA1_OTT (NH: 162 m)
---------------	----------------------

Sektorielle Windstatistik in Nabenhöhe				
Sektor	hi (v)	v	A	k
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]
345 - 015	4.6	3.4	3.8	1.6
015 - 045	5.6	4.3	4.9	2.0
045 - 075	5.9	5.8	6.6	2.3
075 - 105	6.5	8.4	9.4	1.8
105 - 135	8.4	12.5	14.1	2.3
135 - 165	3.5	8.1	9.0	1.5
165 - 195	4.7	5.8	6.5	1.8
195 - 225	21.1	8.5	9.6	2.5
225 - 255	21.3	7.7	8.7	2.2
255 - 285	10.5	6.4	7.2	1.8
285 - 315	4.7	4.6	5.1	1.7
315 - 345	3.1	3.4	3.7	1.4
Summe / Mittelwert	100	7.3	8.2	1.7

Modelliertes Windprofil am Referenzstandort über die Rotorfläche	
Windprofil $\alpha$	0.349

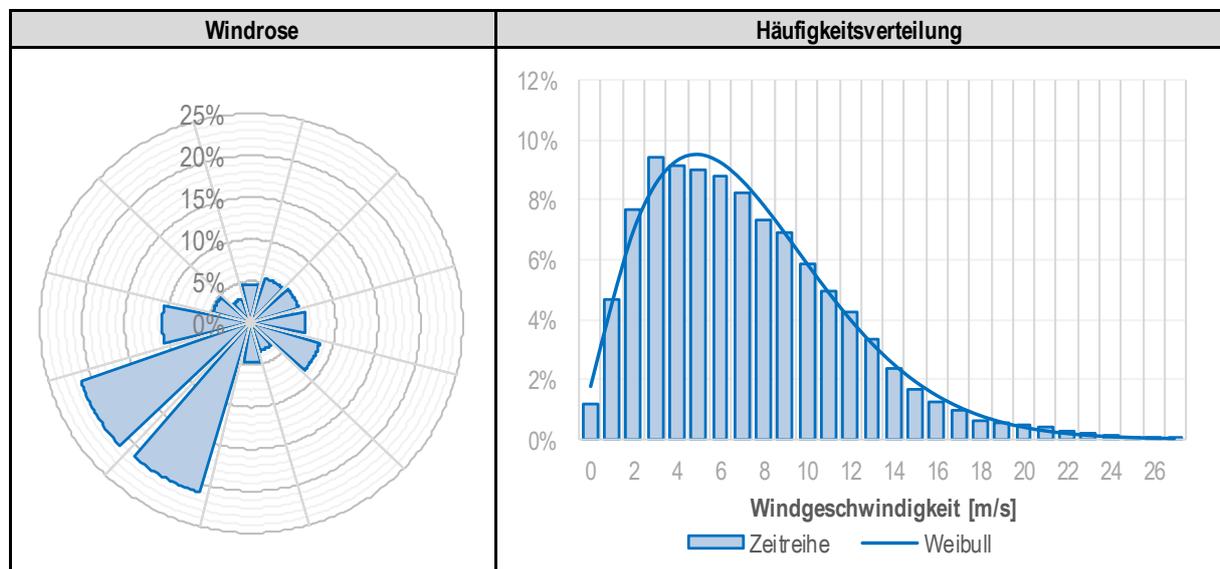


Tabelle 32: Berechnete Windgeschwindigkeitsstatistiken für 12 Sektoren am Referenzpunkt WEA1\_OTT.



### Ergebnisse der Windgeschwindigkeitsstatistiken

Referenzpunkt	WEA2_OTT (NH: 162 m)
---------------	----------------------

Sektorielle Windstatistik in Nabenhöhe				
Sektor	hi (v)	v	A	k
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]
345 - 015	4.6	3.5	4.0	1.6
015 - 045	5.6	4.7	5.3	2.0
045 - 075	5.9	5.8	6.6	2.3
075 - 105	6.5	7.2	8.1	1.9
105 - 135	8.4	9.0	10.1	2.3
135 - 165	3.5	6.8	7.6	1.6
165 - 195	4.7	6.8	7.7	1.8
195 - 225	21.1	9.8	11.0	2.5
225 - 255	21.3	8.3	9.4	2.2
255 - 285	10.5	6.1	6.9	1.8
285 - 315	4.7	4.1	4.6	1.6
315 - 345	3.1	3.1	3.4	1.4
Summe / Mittelwert	100	7.3	8.2	1.8

Modelliertes Windprofil am Referenzstandort über die Rotorfläche	
Windprofil $\alpha$	0.322

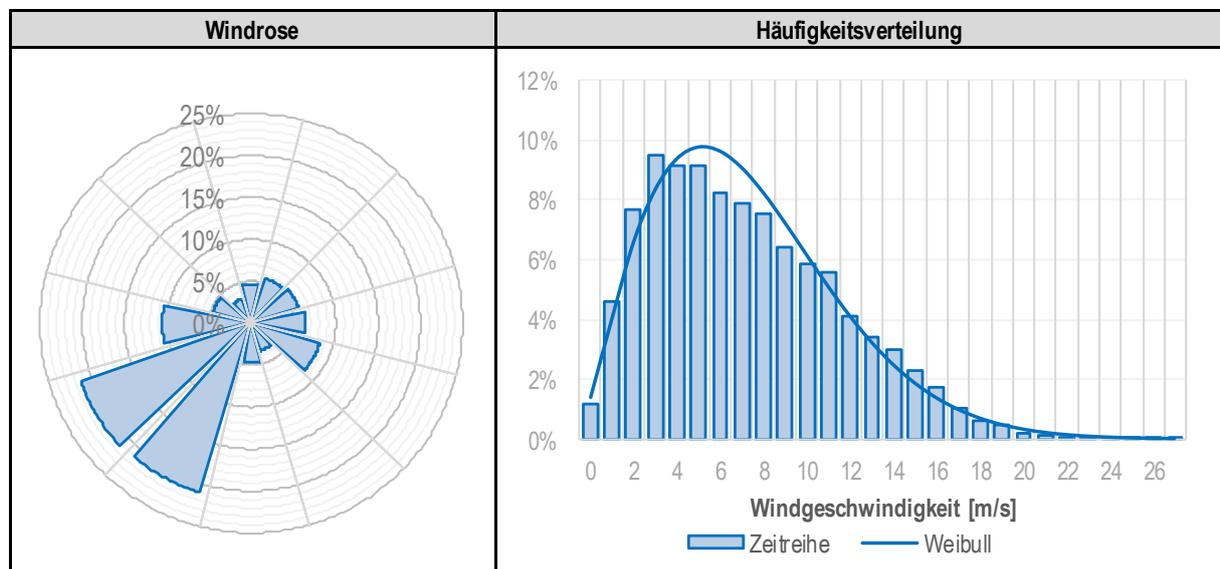


Tabelle 33: Berechnete Windgeschwindigkeitsstatistiken für 12 Sektoren am Referenzpunkt WEA2\_OTT.

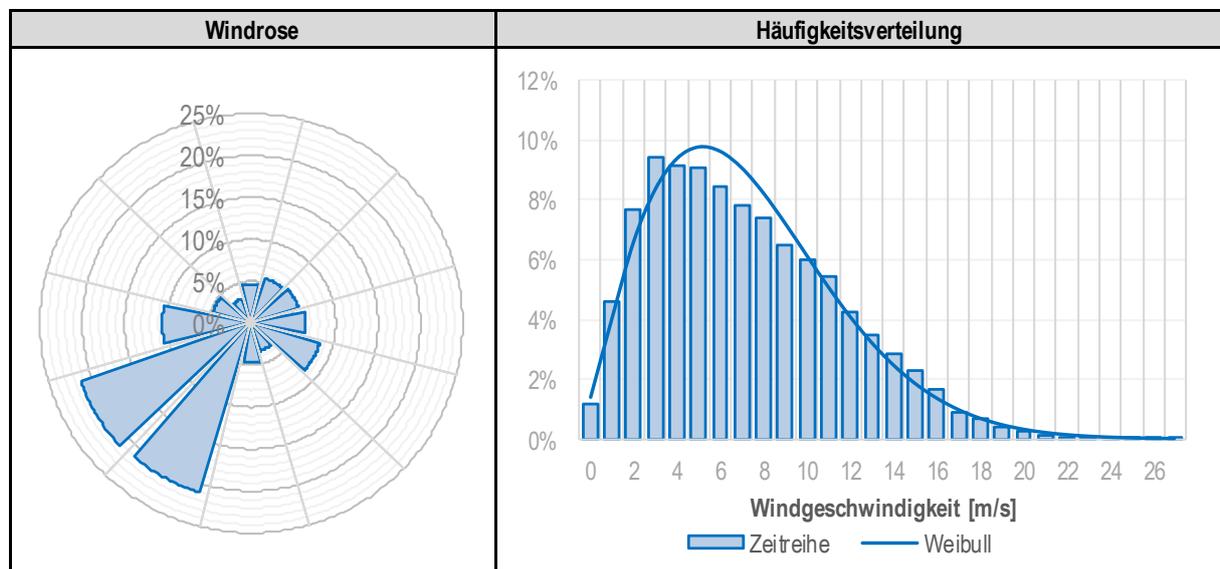


### Ergebnisse der Windgeschwindigkeitsstatistiken

Referenzpunkt	WEA3_OTT (NH: 162 m)
---------------	----------------------

Sektorielle Windstatistik in Nabenhöhe				
Sektor	hi (v)	v	A	k
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]
345 - 015	4.6	3.4	3.8	1.6
015 - 045	5.6	4.6	5.2	2.0
045 - 075	5.9	5.8	6.6	2.3
075 - 105	6.5	7.2	8.1	1.8
105 - 135	8.4	9.5	10.7	2.3
135 - 165	3.5	6.8	7.5	1.5
165 - 195	4.7	6.8	7.6	1.8
195 - 225	21.1	9.6	10.8	2.5
225 - 255	21.3	8.1	9.1	2.2
255 - 285	10.5	6.5	7.3	1.8
285 - 315	4.7	4.1	4.6	1.6
315 - 345	3.1	3.1	3.4	1.4
Summe / Mittelwert	100	7.3	8.2	1.8

Modelliertes Windprofil am Referenzstandort über die Rotorfläche	
Windprofil $\alpha$	0.406



**Tabelle 34: Berechnete Windgeschwindigkeitsstatistiken für 12 Sektoren am Referenzpunkt WEA3\_OTT.**



### Ergebnisse der Windgeschwindigkeitsstatistiken

Referenzpunkt	WEA_LAU (NH: 162 m)
---------------	---------------------

Sektorielle Windstatistik in Nabenhöhe				
Sektor	hi (v)	v	A	k
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]
345 - 015	4.6	2.8	3.2	1.7
015 - 045	5.7	3.7	4.2	2.1
045 - 075	6.2	5.5	6.2	2.1
075 - 105	6.5	8.8	9.9	1.9
105 - 135	8.2	9.7	11.0	2.4
135 - 165	3.4	6.0	6.7	1.5
165 - 195	4.6	4.8	5.4	1.8
195 - 225	20.7	7.8	8.8	2.5
225 - 255	21.7	6.9	7.8	2.2
255 - 285	10.6	6.2	7.0	1.8
285 - 315	4.8	5.0	5.6	1.7
315 - 345	2.9	3.0	3.3	1.5
Summe / Mittelwert	100	6.6	7.4	1.8

Modelliertes Windprofil am Referenzstandort über die Rotorfläche	
Windprofil $\alpha$	0.375

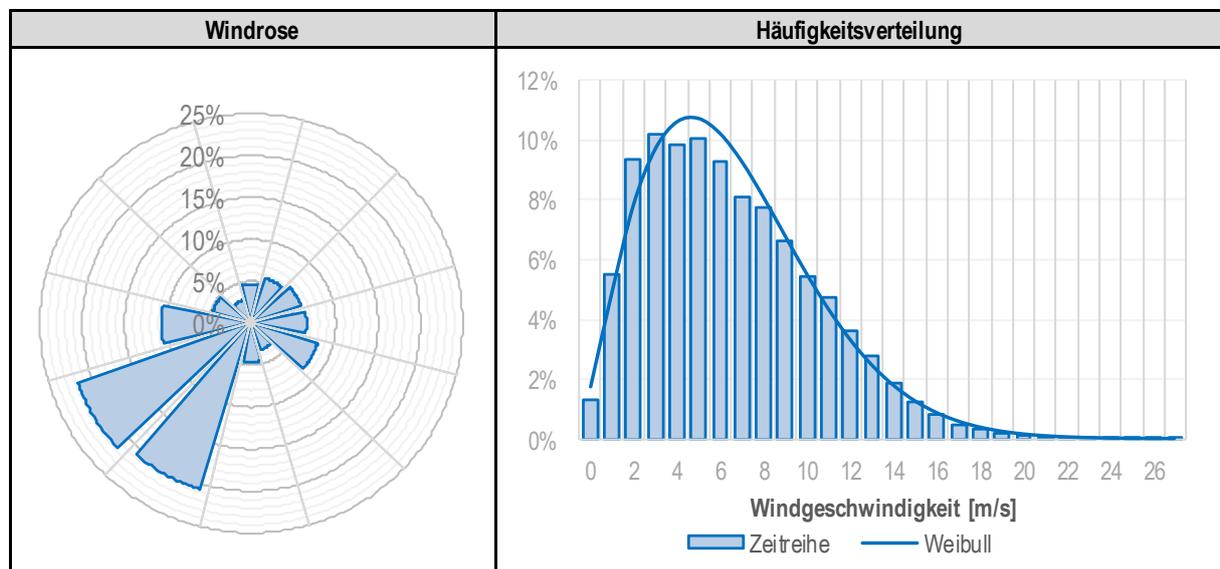


Tabelle 35: Berechnete Windgeschwindigkeitsstatistiken für 12 Sektoren am Referenzpunkt WEA\_LAU.



## 6.1 Analyse der Ertragsverluste

Die Intention einer Ertragsprognose ist die Vorhersage der mittleren und langfristigen Windbedingungen an einem (geplanten) Windparkstandort sowie daraus abgeleitet der zu erwartenden Jahresenergieertrag für eine bestimmte Windparkkonfiguration, also einer Kombination aus Koordinaten, Typ einer Windkraftanlage (Leistungskennlinie) und Nabenhöhe.

Von dem so bestimmten Ertrag sind weitere Verluste abzuziehen, die sich aus dem Betrieb des Windparks ergeben, und damit je nach Detailgrad der Analyse, den zur Verfügung stehenden Ertrag am Netzeinspeisepunkt (=Nettoertrag) zu prognostizieren. Dabei sind zwei Arten von Verlusten zu unterscheiden. Zum einen entstehen Verluste immer dann, wenn die Windkraftanlage nicht in Betrieb ist und damit keinen Strom erzeugen kann. Diese Verluste an sich sind dann abhängig von der vorherrschenden Windgeschwindigkeit und sie sind kumulativ. Davon zu unterscheiden sind Betriebsverluste, die im laufenden Betrieb entstehen und damit parallel wirksam werden, z.B. Abschattungsverluste durch Nachbarwindkraftanlagen und elektrische Verluste. In der folgenden Tabelle sind die einzelnen Verlustkategorien detailliert aufgeführt.

### 6.1.1 Quellen für Ertragsverluste

Die Verluste werden auf Basis der Vorgaben der FGW TR6 bestimmt. Falls keine weiteren standortspezifischen Informationen vorhanden sind, werden die Standardwerte der TR6 verwendet.

Nachfolgend sind Anmerkungen und Informationen zu den berechneten genehmigungsrechtlichen Einschränkungen gemäß Kundenvorgaben [18] angegeben:

- Die Schattenwurfverluste werden anhand einer Abschaltung der richtwertüberschreitenden WEA gem. [30] anhand einer meteorologisch wahrscheinlichen Schattenwurfanalyse abgeschätzt.
- Schallverluste werden anhand der Leistungskennlinie für den Mode BM-I (gekappt zu 4.0 MW, vgl. Anhang, siehe [29]) in den Nachtstunden von 22:00 Uhr bis 06:00 Uhr berechnet.
- Von Kundenseite wird die spezifische Vorgabe zum Fledermausschutz vorgegeben (siehe [18]). Demnach ist abzuschalten:
  - April bis Juli, von 1h vor Sonnenaufgang bis 1h nach Sonnenaufgang, bei Windgeschwindigkeiten kleiner 6 m/s und Temperatur höher als 10 °C
  - August, von 3h vor Sonnenaufgang bis 3h nach Sonnenaufgang, bei Windgeschwindigkeiten kleiner 6 m/s und Temperatur höher als 10 °C

Die Auswirkungen einer Hysterese wird mit 0.5 m/s abgeschätzt und sind im Verlust berücksichtigt, nicht berücksichtigt sind installationsbedingte Effekte.

Die Schallverluste werden durch die Verwendung der entsprechenden Kennlinien berücksichtigt. Die weiteren genehmigungsrechtlichen Einschränkungen werden anhand einer Zeitreihen-Analyse abgeschätzt.



## 7 Unsicherheitsanalyse

Gemäß der FGW TR6 [16] ist ein notwendiger Bestandteil bei der Ermittlung von Windpotenzial und Energieerträgen die Analyse der mit Eingangsdaten, Verfahrensschritten und Ergebnissen verbundenen Unsicherheiten. Dabei werden die Unsicherheiten grob in fünf Bereiche untergliedert, für die im vorliegenden Bericht im Abschnitt 7.6 quantitative Aussagen getroffen werden:

- Die meteorologischen Eingangsdaten, die sog. Winddatenbasis
- Die Modellierung des Windfeldes
- Die Modellierung des Parkwirkungsgrades
- Die Eingangsdaten der WEA
- Die Energieverlustfaktoren

In der FGW TR6 sind die zu bewertenden Unterkomponenten der einzelnen Teilunsicherheiten aufgeführt, welche zu den oben aufgeführten Teilunsicherheiten beitragen. Entsprechend sind die relevanten Bereiche der verbundenen Unsicherheitskomponenten zu quantifizieren und zu einer kombinierten Gesamtunsicherheit zusammenzufassen.

### 7.1 Meteorologische Eingangsdaten $U_{MET}$

Im Folgenden werden die wesentlichen Unsicherheitsparameter der meteorologischen Eingangsdaten, der sog. Winddatenbasis, genannt. Generell wird berücksichtigt, dass die Unsicherheit im Wind in eine Unsicherheit für Erträge umzurechnen ist.

Die Unsicherheit des Langzeitbezuges ist dabei nach FGW TR6 [16] detailliert anzugeben (vgl. 7.6). Neben dem Langzeitbezug spielen jedoch noch weitere Einflussgrößen eine Rolle bei der Unsicherheit der meteorologischen Eingangsdaten:

Am Standort selbst wurde eine Windmessung mit LiDAR durchgeführt. Für das Gerät liegt eine gültige Verifikation vor und nach der Messung vor, sowie eine vollständige Klassifikation. Die höchste verifizierte Höhe ist 200 m, also unterhalb der verwendeten Referenzhöhe. Dies ist in der Unsicherheit berücksichtigt. Dies wird in der Unsicherheitsbetrachtung entsprechend berücksichtigt. Dabei kommt ebenfalls zum Tragen, dass die Verifikationen generell vorliegen und nicht beispielsweise wie im worst-case gem. TR6 eine Verifikation komplett fehlt. Die zeitlich nähere Verifikation wird als Hauptverifikation verwendet.

Die oberste Messhöhe, die das 80%-Verfügbarkeit-Kriterium erfüllt (nach Postprocessing), ist 160 m. Dies ist für die Validierung des Windprofils ausreichend.

Am Standort wurde eine Lidarmessung durchgeführt und eine weitere Lidarmessung in 1 km Entfernung. Die Anforderungen der FGW TR6 an Fernmessgeräte sind bei der Messkampagne insgesamt erfüllt, allerdings ist die Nachverifikation der Lidarmessung Ottersweier noch ausstehend.

Das Gelände selbst ist komplex. Der Geländefehler wird gemäß FGW TR6 in der Unsicherheit berücksichtigt.

Das Langzeitklima wurde durch eine Extrapolation (vgl. Abschnitt 4.3) mit den meteorologischen Langzeitdaten aus Abschnitt 2 bestimmt.

Die berechnete Höhenextrapolation kann aufgrund der Windmessung nicht bis auf Nabenhöhe überprüft werden. Die Unsicherheit der horizontalen Extrapolation ist entfernungsabhängig. Der Standort der Windmessung ist der Startpunkt. Je weiter sich ein WEA-Standort von diesem Startpunkt entfernt, desto höher wird die Unsicherheit eingestuft. Zusätzlich gehen hier die Fußpunkthöhen der geplanten WEA ein.



## 7.2 Modellierung Windfeld $U_{MOD}$

Diese Unsicherheit beinhaltet jegliche Art der mit den topographischen Eingangsdaten sowie die mit der analytischen und numerischen Modellierung zur Übertragung der Eingangsdaten auf Position und Nabenhöhe der WEA verbundenen Unsicherheiten. Dabei müssen die Datengrundlagen der Höhen- und Rauigkeitsmodelle berücksichtigt werden. Die Komplexität des Geländes und die Landnutzung in der Standortumgebung spielen ebenfalls eine wichtige Rolle: je komplexer sich ein Standort gestaltet, desto höher sind die Unsicherheiten der Ertragsberechnung anzusetzen (vgl. hierzu Abschnitt 11.3).

Für die Teilunsicherheiten Horizontal- und Vertikaltransfer ist die Repräsentativität des Standortes der Winddatenbasis in Bezug auf den zu betrachtenden Standort zu berücksichtigen. Diese Teilunsicherheiten sind u.a. abhängig von der Geländekomplexität, der meteorologischen Komplexität, der Rauigkeitsvariation, der horizontalen und vertikalen Entfernung sowie der Güte des verwendeten Modellverfahrens. Absolute Zuschläge zu den Teilunsicherheiten bezüglich der Kriterien der Repräsentativität (vgl. Hierzu Abschnitt 1.7) werden addiert.

**Unsicherheitskomponente Horizontaltransfer je Referenz: Zuschlag aufgrund horizontaler Entfernung in [%]**

WEA	MCP_OME	MCP_OTT												
WEA_LAU	0.0%	0.0%												
WEA1_OTT	0.0%	0.0%												
WEA2_OTT	0.0%	0.0%												
WEA3_OTT	0.0%	0.0%												
WEA2_OME	0.0%	0.0%												
WEA3_OME	0.0%	0.0%												
WEA4_OME	0.0%	0.0%												

**Tabelle 36: Zuschlag der Teilunsicherheiten des Horizontaltransfers bezüglich der horizontalen Entfernung.**

**Unsicherheitskomponente Horizontaltransfer je Referenz: Zuschlag aufgrund Geländehöhenunterschied in [%]**

WEA	MCP_OME	MCP_OTT												
WEA_LAU	0.0%	0.0%												
WEA1_OTT	0.0%	0.0%												
WEA2_OTT	0.0%	0.0%												
WEA3_OTT	0.0%	0.0%												
WEA2_OME	0.0%	0.0%												
WEA3_OME	0.0%	0.0%												
WEA4_OME	0.0%	0.0%												

**Tabelle 37: Zuschlag der Teilunsicherheiten des Horizontaltransfers bezüglich des Unterschieds in der Geländehöhe.**



### Unsicherheitskomponente Vertikaltransfer je Referenz: Zuschlag aufgrund Höhenunterschied über Grund in [%]

WEA	MCP_OME	MCP_OTT											
WEA_LAU	0.0%	0.0%											
WEA1_OTT	0.0%	0.0%											
WEA2_OTT	0.0%	0.0%											
WEA3_OTT	0.0%	0.0%											
WEA2_OME	0.0%	0.0%											
WEA3_OME	0.0%	0.0%											
WEA4_OME	0.0%	0.0%											

**Tabelle 38:** Zuschlag der Teilunsicherheiten des Vertikaltransfers bezüglich des Unterschieds in der Höhe über Grund.

### 7.3 Modellierung Parkwirkungsgrad $U_{FAR}$

Die Berechnungsunsicherheit des Parkwirkungsgrades hängt in erster Linie vom geplanten Windparklayout (Anzahl der geplanten WEA, Abstand der Anlagen, Lage der WEA im Windpark zueinander) ab. Zusätzlich müssen einerseits die standortcharakteristischen Gegebenheiten (Turbulenz, Windbedingungen, Topographie etc.) und die Unsicherheit des verwendeten Modells berücksichtigt werden. Der ermittelte Parkwirkungsgrad wird in Abschnitt 6.1 dargestellt. Hinsichtlich der Layoutanordnung ist zu sagen, je komplexer diese ist, umso höher ist die damit einhergehende Unsicherheit. Die Anordnung der analysierten Parkkonfiguration entspricht einem Cluster.

### 7.4 Eingangsdaten WEA $U_{WEA}$

Wie im Abschnitt 11.9 beschrieben, werden die verwendeten Leistungskennlinien näher betrachtet. Die Leistungskennlinien sollten dem Stand der IEC 61400-12-1 [12] entsprechen.

Die berechnete Leistungskennlinie orientiert sich an einem IEC-Standort. Anzumerken ist an dieser Stelle, dass der geplante Standort keinem IEC-Standort im Sinne einer Vermessung einer Leistungskennlinie gleichzusetzen ist. Entsprechend ist die Anwendung für den geplanten Standort nur bedingt möglich. Dieser Umstand kann jedoch in der Unsicherheitsbetrachtung nicht weiter berücksichtigt werden. Entsprechend ist die Verwendung einer berechneten Leistungskennlinie mit erhöhten Unsicherheiten verbunden.

### 7.5 Energieverlustfaktoren $U_{Loss}$

In vorliegendem Bericht werden Energieverlustfaktoren berücksichtigt. Die TÜV SÜD Industrie Service GmbH führt eine Abschätzung der Ertragsverluste durch. Sofern nicht anders angegeben werden die Pauschalwerte und Unsicherheits-Kategorien der FGW TR6 [16] verwendet.

### 7.6 Kombinierte Unsicherheit des Ertrags $U_{COM}$

Die aus den fünf Teilbereichen kombinierte Gesamtunsicherheit berechnet sich wie folgt:



$$U_{COM} = \sqrt{U_{MET}^2 + U_{MOD}^2 + U_{FAR}^2 + U_{WEA}^2 + U_{LOSS}^2} \quad [7.1]$$

Sie gilt für den Langjahresertrag. Jahreszeitliche Schwankungen sind mit diesem Wert nicht erfasst. Auf Basis der vorliegenden und zugänglichen Eingangsdaten wurden die vorangegangenen Unsicherheiten für die Windgeschwindigkeitsbestimmung ermittelt.

Die Tabelle 0.3 listet alle Teilunsicherheiten und die Gesamtunsicherheit auf. Die Unsicherheiten beziehen sich auf den Ertrag. Es sind keine Verluste aufgrund systematischer Fehler bekannt und abgezogen. Abhängigkeiten von Unsicherheiten werden sofern relevant berücksichtigt.

Die dargestellten Unsicherheiten sollen einen Anhaltswert für die Stabilität der berechneten Energieerträge liefern. Sie stellen jedoch keinen absoluten Unsicherheitswert für die erzielten Energieerträge dar. Die Abschläge von den berechneten Energieerträgen obliegen dem Auftraggeber bzw. dem Investor oder Teilhaber an diesem Projekt.



## 8 Hinweise zur Erstellung des Prüfberichts

Im Nachfolgenden werden die Berechnungsgrundlagen stichpunktartig dargestellt, die es bei der Ergebnisbewertung zu berücksichtigen gilt.

- Die Windpotential- und Ertragsermittlung gilt für einen Betriebszeitraum der geplanten Anlagen von 20 Jahren. Es wurde bei allen Langzeitextrapolationen ein rückwirkender Zeitraum herangezogen. Ändert sich das langjährige Windklima zukünftig, so ist dieses Berechnungsschema höheren Unsicherheiten unterworfen.
- Bei dem Programm WindSim wurde ein neutraler Schichtungsansatz zur Modellierung des Windfeldes gewählt.
- Die Standorte der beiden Windmessungen Omerskopf und Ottersweier werden mit höchster Wahrscheinlichkeit durch die strömungsvorgelagerten Taleinschnitte beeinflusst. Eine Kanalisierung des Windes ist aufgrund der sehr stark ausgeprägten Windrichtung wahrscheinlich. Eine Übertragung der Anströmbedingungen vom Messstandort auf den geplanten Standort ist nur bedingt möglich. Dies wurde in der Unsicherheitsbetrachtung berücksichtigt.
- Durch die beschriebenen Kanalisierungseffekte der beiden beschriebenen Windmessungen Omerskopf und Ottersweier ist nicht pauschal von einer logarithmischen Windgeschwindigkeitszunahme mit der Höhe über Grund auszugehen. Das verwendete Modell geht jedoch von einer logarithmischen Windgeschwindigkeitszunahme aus.
- Die verwendete Leistungskennlinie für die berechnete Konfiguration I ist eine berechnete Kennlinie. Diese Leistungskennlinie wurde zwar hinsichtlich der Luftdichte an den geplanten Standort angepasst, jedoch handelt es sich hierbei nicht um eine standortspezifische, vom Hersteller garantierte Leistungskennlinie, die standortspezifische Charakteristika wie beispielsweise Turbulenzeinflüsse, Schräganströmung, Geländekomplexität, etc. berücksichtigt. Hierauf beruhende Fehleinschätzungen können derzeit nicht nachberechnet werden. (siehe hierzu auch Abschnitt 11.9)
- Der Prüfbericht ist durch den Auftragnehmer entsprechend unserem Angebot abzunehmen. Sollten Abweichungen zu den Eingangsdaten oder zu den hier getroffenen Annahmen durch den Auftraggeber bekannt sein (z.B. Unterschiede in der realen Fußpunkthöhe, Koordinaten der WEA, ...) die Auswirkungen auf die Erträge haben könnten, so sind diese unverzüglich anzuzeigen. Selbiges gilt für Daten, die in diesem Bericht nicht eingeflossen sind, die dem Auftraggeber jedoch bekannt sind bzw. bekannt werden. Bei einer derartigen Kenntnisnahme ist der Auftragnehmer zu informieren.



## 9 Abweichungen von der FGW TR6 [16]

In der nachfolgenden Tabelle wird ein Abgleich des vorliegenden Berichts gegenüber der FGW TR6, in Form von stichpunktartigen Kommentaren dargestellt.

Erfüllungsgrad gegenüber FGW TR6	
Anforderungen an Gesamtbericht	Erfüllungsgrad
<b>Standortbesichtigung</b>	erfüllt
---	
<b>Anforderungen an standortspezifische Winddaten</b>	erfüllt mit Kommentar
Die Datenlücken in den Wintermonaten führen zu einer geringen Datenerfügbarkeit der Hauptmessung (Omerskopf). Die Kombination beider Messungen erhöht die Datenerfügbarkeit der Hauptmessung, wodurch die Datenerfügbarkeit den Anforderungen der TR6 entspricht.	
<b>Anforderungen an Vergleichs-WEA</b>	nicht vorhanden / nicht relevant
---	
<b>Anforderung an Langzeitkorrektur</b>	erfüllt
---	
<b>Anforderung an Modellierung Parkwirkungsgrad</b>	erfüllt
---	
<b>Anforderung an Energieertragsberechnung</b>	erfüllt mit Kommentar
Für die Ertragsberechnungen der geplanten Standorte stand nur eine berechnete Leistungskennlinie zur Verfügung	
<b>Anforderung an Gesamtunsicherheit</b>	erfüllt
---	

**Tabelle 39: Erfüllungsgrad des vorliegenden Berichts mit der FGW TR6 [16].**

Insgesamt werden die Anforderungen an die FGW TR6 erfüllt.



## Haftungsausschluss

Der vorliegende Bericht wurde nach bestem Wissen und Gewissen und nach allgemeinen Regeln der Technik angefertigt. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass das durch den Auftraggeber bzw. Dritte zur Verfügung gestellte Material (Schriften, Aufzeichnungen, Daten, Diagramme, etc.) von der TÜV Süd IS nicht auf Richtigkeit geprüft werden konnte, daher hierfür keine Fehlerfreiheit garantiert und keine Haftung übernommen werden kann.

Die ermittelten Ergebnisse sind nur im Kontext mit dem gesamten Bericht und unter besonderer Berücksichtigung der Hinweise und ermittelten Unsicherheiten zu den Ergebnissen zu verstehen.

Es soll zudem darauf hingewiesen werden, dass alle prognostizierte Werte im Bereich der Windenergienutzung sehr hohen Unsicherheiten unterliegen, da modellarische Berechnungen und entsprechende Parametrisierungen unter Umständen erhebliche Abweichungen zu realen Werten oder weiteren Modellergebnissen aufzeigen können.

Des Weiteren kann nicht gewährleistet werden, dass die anlagenspezifischen Angaben und Daten des Herstellers (z.B. Leistungskennlinie, Schallpegel, Standsicherheitswerte, Schubbeiwerte) eingehalten werden. Hierzu sollte ein geeigneter und wirksamer Garantievertrag abgeschlossen werden.

Zukünftige Änderungen (z.B. Umgebungsbedingungen, Anlagenparametrisierung, Klimatologische Bedingungen), können sich auf das Ergebnis auswirken und konnten u.U. nicht berücksichtigt werden.

Jährliche Schwankungen des Klimas können von den vorliegenden langjährigen ermittelten Prognosewerten erheblich bis sehr stark abweichen und sollten berücksichtigt werden.

Der vorliegende Bericht entspricht dem Charakter einer Prognose mit den zusätzlichen im Kontext stehenden Angaben zu den Unsicherheiten.

Für eine auszugsweise Vervielfältigung wird keine Haftung oder Gewähr für die Prognosewerte übernommen.



## 10 Literaturverzeichnis

- [1] TÜV SÜD Industrie Service GmbH Ludwig Schneider: Standortbesichtigung Omerskopf, Ottersweier, Lauf: Check-MS-05-DE\_Standortbesichtigung\_MS-CC\_SO-SH\_MS-2408-256BW.pdf vom 07.10.2024
- [2] Landesamt für Geoinformation und Landesentwicklung Baden-Württemberg, TOP10 Ortsplan 1:10'000 Baden-Württemberg, Version1, 2008
- [3] Landesamt für Geoinformation und Landesentwicklung Baden-Württemberg, Digitales Geländemodell DGM25, 2013
- [4] EADS Deutschland GmbH, Informationen zum Geogrid®-Viewer V6, 2008
- [5] IEC 60050-415: Internationales Elektrotechnisches Wörterbuch, Berlin (D), 1999
- [6] Troen, Ib; Petersen, Erik L.; European Wind Atlas, Commission of the European Communities, Directorate-General for Science, Research and Development, Brussels, Belgium; Risø National Laboratory, Roskilde (DK), 1989
- [7] EMD international A/S, WindPRO Handbuch Energieberechnungen: [http://help.emd.dk/mediawiki/index.php?title=Handbuch\\_Energieberechnungen](http://help.emd.dk/mediawiki/index.php?title=Handbuch_Energieberechnungen), 10/2024
- [8] WAsP 12.9: Wind Atlas Analysis and Application Programm, Roskilde (DK), 2024
- [9] Jensen, N.O. A Note on Wind Generator Interaction. Risø-M-2411, Risø National Laboratory, Roskilde (DK), 1984
- [10] Katic, I., J. Højstrup, and N.O. Jensen (1986). A Simple Model for Cluster Efficiency. Proceedings of EWEC'86 European Wind Energy Association, Conference and Exhibition, Rome, 7-9 October 1986. Eds. W. Palz and E. Sesto. Published by A. Raguzzi, Rome, Vol. I, 407-410
- [11] IEC 61400-1:2019 Wind Turbines – Part 1: Design Requirements, International Electrotechnical Commission, Geneva, 2019
- [12] IEC 61400-12-1:2022 Edition 3.0: Wind energy generator systems – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines, Geneva, 2022
- [13] IEC 61400-50-1:2022 Edition 1: Wind energy generator systems – Part 50-1: Wind measurement – Application of meteorological mast, nacelle and spinner mounted instrument, Geneva, 2022
- [14] IEC 61400-50-2:2022 Edition 1: Wind energy generator systems – Part 50-2: Wind measurement – Application of ground mounted remote sensing technology, Geneva, 2022
- [15] Albers, H. Klug, D. Westermann: Outdoor comparison of cup anemometers, DEWI, Wilhelmshaven (D), 2000
- [16] Fördergesellschaft Windenergie e.V.: Teil 6: Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen, Kiel (D), Rev. 11, 21.09.2020
- [17] Keiler, Häuser: Windindex V2017, Münster 2022
- [18] Elektrizitätswerke Mittelbaden AG & CO. KG, Teresa Frenssen, Koordinaten WP Ottersweier, Omerskopf, Lauf, Datei: A3\_Übersichtsplan\_WP\_B500\_10\_07\_2024.pdf, E-Mail am 10.07.2024
- [19] AAWSC-002: Ermittlung des Windpotentials und Bestimmung des Energieertrages Standortgüte. QM-Arbeitsanweisung der Abteilung Wind Service Center, Rev. 12, 05.2022



- [20] E-Werk Mittelbaden AG Co.KG, Willi Lang, Installationsprotokoll und Verifikationsbericht der Lidarmessungen, 16.07.2024
- Installation\_messtagebuch\_omerskopf.pdf
  - MS-2310-198-BW\_Abnahmebericht\_LiDAR B500\_Rev0\_2023-10-17.pdf
  - D-K-18020-01-00\_DAKkS-RSV21041\_WLS7-1417.pdf
  - Installation\_Messtagebuch\_Ottersweier.pdf
  - 2023PAV01544\_Verification\_WLS7-214.pdf
- [21] Betreiberdatenbasis, Jochen Keiler, Monatliche Betriebsdaten, 2013
- [22] WindSim 12.0., WindSim AS Tønsberg (N) 2023.
- [23] Ishihara, T., Yamaguchi, A., Fujino, Y., Development of a New Wake Model Based on a Wind Tunnel Experiment, Global Wind Power, 2004 ([http://windeng.t.u-tokyo.ac.jp/posters/2004\\_gwp\\_poster.pdf](http://windeng.t.u-tokyo.ac.jp/posters/2004_gwp_poster.pdf))
- [24] Elektrizitätswerke Mittelbaden AG & CO. KG, Teresa Frenssen, Verluste und Curtailments, per E-Mail, 21.10.2024
- [25] Datenbasis zur Bestimmung der Luftdichte: Deutscher Wetterdienst, [ftp://ftp-cdc.dwd.de/pub/CDC/observations\\_germany/climate/multi\\_annual/mean\\_81-10/](ftp://ftp-cdc.dwd.de/pub/CDC/observations_germany/climate/multi_annual/mean_81-10/), Stand 18.09.2017
- [26] MERRA-2 Daten, modelled and distributed by the Global Modeling and Assimilation Office of NASA / Goddard Space Flight Center, bereitgestellt durch EMD / WindPro, Stand: 08/2024.
- [27] ERA5(T) Rectangular Grid, Distribution through EMD and windPRO - EMD International A/S, 2020. This dataset uses ERA5 and ERA5(T) which is being developed through the Copernicus Climate Change Service (C3S). Data processing and distribution for ERA5 is carried out by ECMWF., Stand: 08/2024.
- [28] EMD-WRF Europe+ (ERA5), © EMD International A/S, 2019. Distribution through EMD and windPRO. This dataset uses ERA5 which is being developed through the Copernicus Climate Change Service (C3S). Data processing and distribution for ERA5 is carried out by ECMWF, Stand: 08/2024.
- [29] TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Bewertung von Schallimmission für den Standort OME-OTT-LAU, MS-2408-256-BW-SO-de, Entwurf vom 23.10.2024
- [30] TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Bewertung von Schattenwurf für den Standort OME-OTT-LAU, MS-2408-256-BW-SO-de, Entwurf vom 23.10.2024
- [31] Kalibrierschein 2021-08, Deutsche Windguard Consulting GmbH, D-K-18020-01-00\_DAKkS-RSV21041\_WLS7-1417.pdf, 04.10.2021
- [32] © OpenStreetMap contributors (under ODbL). Verteilung durch EMD und windPRO, Stand: Oktober 2024



## 11 Anhang

### 11.1 Das Berechnungsmodell

Für die Ermittlungen der mittleren langjährigen Windgeschwindigkeiten für verschiedene Standardhöhen (Windgeschwindigkeitsstatistiken) für einen spezifischen Standort wird das Modell nach dem Europäischen Windatlas verwendet. Dieses Verfahren ist in das Computerprogramm WAsP [8] (Wind Atlas Analysis And Application Program) bzw. WindPRO [7] implementiert worden. Die TÜV SÜD Industrie Service GmbH ist lizenzierter Benutzer von WAsP und verwendet für die hier durchgeführten Berechnungen dieses Programm.

Die Windgeschwindigkeitsdaten (Geschwindigkeit und Richtung), die von einer Messstation aufgezeichnet wurden, werden zum einen von den regionalen Windbedingungen im Bereich von mehreren 100 km und zum anderen von den topographischen Bedingungen am Windpark-Standort selbst in einem Umfeld von ca. 10 km beeinflusst. Daraus folgt, dass Messungen, die nicht am Standort selbst durchgeführt wurden, nicht direkt zur Ertragsermittlung verwendet werden können.

Das Verfahren des Europäischen Windatlases „bereinigt“ die standortspezifischen Messdaten von Einflüssen der Topographie und vorhandenen Hindernissen, indem die aufgezeichneten Daten unter Berücksichtigung dieser Einflüsse auf ein allgemeines regionales Windklima hochgerechnet werden. Dieses Windklima kann dann mit der umgekehrten Anwendung des Verfahrens die Windbedingungen unter Berücksichtigung der am Standort vorliegenden Einflüsse wiedergeben.

Das Anwendungsmodell basiert auf den physikalischen Prinzipien von Strömungen in atmosphärischen Grenzschichten, unter Berücksichtigung von Hindernissen, der lokalen Geländerauigkeit, sowie der Geländeographie.

Um diese Einflüsse exakt einzustufen, werden der geplante Windpark-Standort und gegebenenfalls die nahe liegenden Basisstationen berücksichtigt. Hierzu werden durch den Auftragnehmer zu den benannten Einflüssen zusätzliche Informationen (wie Auslegerrichtung, Blitzschutzmontage, usw.) aufgezeichnet, um so eventuelle Strömungshindernisse, soweit diese identifiziert werden, zu berücksichtigen.

Des Weiteren wird das vorhandene Kartenmaterial vor Ort hinsichtlich landschaftlicher Veränderungen (z. B. Abholzung etc.) geprüft und wenn nötig korrigiert.

Auf Basis der aufgezeichneten und wenn nötig korrigierten Daten wird das Modell auf den zu untersuchenden Standort angewendet. Mittels der standorttypischen Winddaten und der auf die vorliegenden Standortbedingungen angepassten (luftdichtekorrigierten) Leistungskennlinie der WEA kann der mittlere zu erwartende Jahresenergieertrag bestimmt werden.

Alle vorangegangenen Parameter und Eingangsdaten, die in das Modell eingehen, werden umfassend geprüft und wenn nötig korrigiert.

#### 11.1.1 Das verwendete Windpark-Modell

Für die Ermittlung der Reduktion des Energieertrages einer abgeschatteten WEA durch eine im Windpark stromaufwärts vorgelagerte WEA wird das Parkmodell N.O.Jensen (RISØ/EMD) PARK2 2018 verwendet. Dieses wurde von Risø [6][9] entwickelt und von EMD [7] angepasst. Das Prinzip der Modellierung der Nachlaufströmung stützt sich hierbei auf die am Standort ermittelte Windgeschwindigkeit für jede WEA im Park, sowie den Schubbeiwert der jeweiligen WEA und der WEA-Standorte.

Das Parkmodell benutzt Impuls- und Massenerhaltungssätze unter der Annahme, dass sich die Nachlaufströmung (wake) linear hinter dem WEA-Rotor ausbreitet.



Dabei werden die folgenden Formeln, entsprechend [7], angewendet.

Der Nachlauf einer Einzel-WEA "i" in einem Windpark wird nach dem klassischen Ansatz von N.O.Jensen durch ein Rechteck-Geschwindigkeitsdefizit (konstant innen, null äußerer Nachlauf) als Funktion der Mitwindrichtung  $x$  modelliert:

$$\Delta v_i(x) = v_i^{inc} \left( 1 - \sqrt{1 - c_t^i(v_i^{inc})} \right) \left( \frac{D_i^{rotor}}{D_i^{wake}(x-x_i)} \right)^2, D_i^{wake}(\Delta x) = D_i^{rotor} + 2k(\Delta x) \quad [11.2]$$

Bei kombinierten Nachläufen ergibt sich das Geschwindigkeitsdefizit an der WEA „j“ durch lineare Überlagerung der Nachläufe von weiteren WEA. Der Nachlauf bei WEA "j" ergibt sich unter Berücksichtigung der teilweisen Überlappung zwischen Nachläufen und dem Rotor der Turbine "j":

$$v_j^{inc} = U_0 - \sum_i^{uwturbs} \Delta v_i(x_j) \frac{A_{i,j}^{overlap}}{A_i^{rotor}} \quad [11.3]$$

$U_0$ : freie Windgeschwindigkeit

$D_i^{rotor}$ : Rotordurchmesser der WEA „i“

$D_i^{wake}$ : Durchmesser des Nachlaufs der WEA „i“

$x_i$ : Mitwindkoordinate der WEA „i“

$v_i^{inc}$ : auftreffende Windgeschwindigkeit bei WEA „i“

$c_t^i(v)$ : Schubbeiwert der WEA „i“ als Funktion der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe

$k$ : Modellausbreitungskoeffizient

$A_i^{rotor}$ : Rotorfläche der WEA „i“

$A_{i,j}^{overlap}$ : teilweise Überlappungsfläche des Nachlaufes „i“ am Rotor der WEA „j“

Zusammenfassend dargestellt gehen folgende Eingangsdaten bei der Ermittlung des Parkwirkungsgrades ein:

- Die Koordinaten jeder einzelnen WEA im Windpark.
- Die Leistungskennlinie, Schubbeiwertkennlinie, sowie die Nabenhöhe und der Rotordurchmesser der jeweiligen WEA.
- Die meteorologischen Daten in Form von Zeitreihen für die WEA-Standorte.

Der Parkwirkungsgrad ( $\eta_{farm}$ ) beschreibt das Verhältnis des von der gestörten (abgeschatteten) WEA ( $E_{wake}$ ) zur frei angeströmten WEA produzierten Energieertrages ( $E_{free}$ ).

$$\eta_{farm} = \frac{E_{wake}}{E_{free}} \quad [11.4]$$

## 11.2 Das Modell WindSim

### 11.2.1 Das Berechnungsmodell

WindSim [22] ist eine Benutzersoftware und baut auf die CFD Software Phoenics auf. Sie wurde speziell für die Berechnung der Windströmung und des Ertrags entwickelt. Die TÜV SÜD Industrie Service GmbH ist lizenziertes Benutzer von WindSim und verwendete für die hier durchgeführten Berechnungen dieses Programm.



WindSim basiert auf der Navier-Stokes Gleichung und betrachtet stationäre / instationäre Strömungen, kompressible / inkompressible Strömungen und Newton'sche Fluide. Außerdem beinhaltet WindSim das k-ε Turbulenzmodell und beruht auf der Finite-Elemente-Methode zur Integration der Differentialgleichungen. Zur Berechnung werden als Anfangswerte verschiedene Randbedingungen vorgegeben, daraufhin werden die Gleichungen des Strömungsfeldes iterativ gelöst.

WindSim ist aus sechs Modulen aufgebaut. Diese Module (Terrain, Windfeld, Objekte, Resultate, Windpotenzial, Energie) werden nacheinander abgearbeitet und die Ergebnisse bauen aufeinander auf.

Im Folgenden sollen die Navier-Stokes Gleichungen ausführlich beschrieben werden, welche die Grundlage für die Modellierung mit WindSim bilden.

Die Navier-Stokes Gleichungen beschreiben die Bewegung von Fluiden wie Gasen und Flüssigkeiten. Diese Gleichungen bilden die Grundlage für z.B. die Simulation der Aerodynamik von Fahrzeugen, Flugzeugen, die Strömungsmodellierung von Wettersystemen und Meeresströmungen, die Modellierung der Luftströmung einer Klimaanlage in einem Raum oder der Luftströmung über eine Landschaft zur Berechnung des Energieertrages von Windparks. Die Navier-Stokes Gleichungen sind nicht-lineare partielle Differentialgleichungen. Sie stellen keine direkte Verbindung zwischen den Lösungsvariablen her sondern verknüpfen die Lösungsvariablen durch ihre Veränderungen. Die Lösung der inkompressiblen Navier-Stokes Gleichungen ist ein Geschwindigkeitsfeld und beschreibt die Geschwindigkeit des Fluides an einem Ort zu einer Zeit. Die Navier-Stokes Gleichungen modellieren die Bewegung von Newton'schen Fluiden, deren Viskosität unabhängig von der Fließgeschwindigkeit ist. Beispiele dafür sind Wasser und Luft. Für Nicht-Newton'sche Fluide müssen die Gleichungen kompliziert abgeändert werden und der Lösungsaufwand erhöht sich durch eine höhere Anzahl von Variablen.

Die Navier-Stokes Gleichungen (Impulsgleichungen) sind nachfolgend in kartesischer Koordinatenform abgebildet:

$$\begin{aligned} \rho \left( \frac{\partial u}{\partial t} + u \frac{\partial u}{\partial x} + v \frac{\partial u}{\partial y} + w \frac{\partial u}{\partial z} \right) &= k_x - \frac{\partial p}{\partial x} + \eta \left( \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial z^2} \right) \\ \rho \left( \frac{\partial v}{\partial t} + u \frac{\partial v}{\partial x} + v \frac{\partial v}{\partial y} + w \frac{\partial v}{\partial z} \right) &= k_y - \frac{\partial p}{\partial y} + \eta \left( \frac{\partial^2 v}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial z^2} \right) \\ \rho \left( \frac{\partial w}{\partial t} + u \frac{\partial w}{\partial x} + v \frac{\partial w}{\partial y} + w \frac{\partial w}{\partial z} \right) &= k_z - \frac{\partial p}{\partial z} + \eta \left( \frac{\partial^2 w}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial z^2} \right) \end{aligned} \quad [11.1]$$

Die Navier-Stokes Gleichungen werden aus Newtons Gesetz  $F = m \cdot a$  abgeleitet. Die Variablen  $u, v, w$  sind die Geschwindigkeitsanteile in  $x, y$  und  $z$  Richtung. Die linke Seite der Gleichungen beschreibt die Beschleunigungsanteile und die rechte Seite der Gleichungen enthält mit  $k_{x,y,z}$  einen spezifischen Volumenkraftanteil z.B. Schwerkraft, Corioliskraft, Fliehkraft pro Volumen und die Reibungsanteile durch Viskosität.

Beim Herleiten der Gleichungen wurden folgende Annahmen berücksichtigt:

$\rho = const.$  → inkompressible Strömung

$\eta = const.$  → Newton'sches Fluid

Eine zusätzliche Gleichung für den Druck  $p$  zum Schließen des Systems ist nötig (Kontinuitätsgleichung).



Die Lösung der obigen Navier-Stokes Gleichung für die Geschwindigkeit ergibt somit ein Geschwindigkeitsfeld, welches als Vektor  $v$  angegeben wird (Inkompressibler Fall d.h. Dichteänderung entlang der Teilchenbahn verboten).

$$\vec{v} = \begin{pmatrix} u(x, y, z, p, t) \\ v(x, y, z, p, t) \\ w(x, y, z, p, t) \end{pmatrix} \quad [11.2]$$

Der Einfluss der Temperatur wird in diesem Gleichungssystem nicht berücksichtigt, aber thermodynamische Gleichungen können prinzipiell als Erweiterung zu den dynamischen Grundgleichungen angegeben werden. Das Differentialgleichungssystem müsste - um die Natur korrekt abzubilden - um die jeweiligen Gleichungen und Terme erweitert werden.

Um eine CFD-Berechnung durchzuführen, muss das kontinuierliche Volumen über der Geländeoberfläche in diskrete Teilvolumina aufgeteilt werden. Die Navier-Stokes Gleichung wird für jeden Zellenmittelpunkt unter Einbeziehung der Ergebnisse der Nachbarzellen gelöst. Dadurch wird ein kontinuierlicher Luftstrom im Untersuchungsgebiet simuliert. Weiterhin muss der Luftstrom nach oben gedeckelt sein. Dadurch wird für jeden der berechneten 12 Sektoren ein Windtunnel simuliert. Für die Höhe der oberen Deckschicht wird der maximale Höhenunterschied des untersuchten Geländes ermittelt, der senkrecht zum betrachteten Luftstrom diesen blockiert. Für schlüssige Ergebnisse darf diese Blockierung nur maximal 5% darstellen, wodurch die Gesamthöhe des Modellvolumens bestimmt ist.

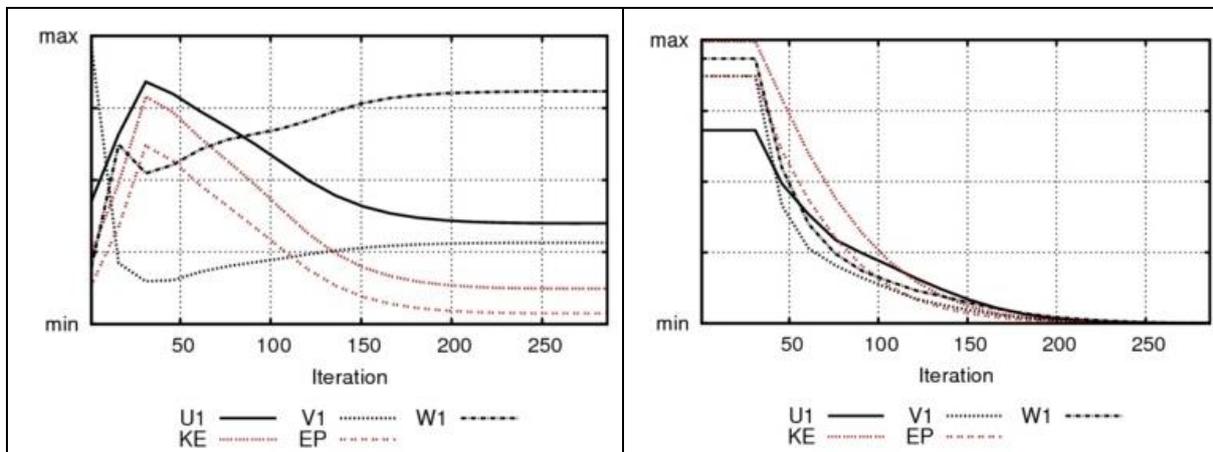
In der Höhe werden meist zwischen 20 und 30 Zellen berechnet, wobei der Abstand der Zellen uneinheitlich ist. In Bodennähe liegen diese enger zusammen als am vertikalen Modellrand.

Für ein geschlossenes System müssen weiterhin bestimmte Randbedingungen angenommen werden. Als obere Randbedingung wird ein konstanter Windvektor gewählt. Dies bedeutet, dass bei einer vertikalen Windgeschwindigkeit größer null ein Luftmassenausritt durch die Deckenschicht des Modells gestattet ist. Dies ist in komplexen Gebieten zu bevorzugen. Als seitliche Randbedingung können Berechnungsergebnisse von vorherigen Berechnungen gewählt werden. Dies liefert genauere Ergebnisse als ein einfaches logarithmisches Windprofil. Dazu wird die Berechnung des Windpotenzials in zwei bis drei Schritten durchgeführt: Im ersten Modellierungsschritt wird ein großes Gebiet, z.B. von 70 km x 70 km mit einer Auflösung von 100 m x 100 m berechnet, welches die Untersuchungsregion umfasst. Zweck dieser ersten Modellierung ist es, einen Rahmen für eine deutlich feinere Auflösung, wie sie für eine Ertragsermittlung nötig ist, zu erstellen und dieser Randbedingungen vorzugeben. In einem zweiten Schritt wird das Modellgebiet verkleinert und über eine Box in Box-Modellierung mit einer deutlich feineren Auflösung berechnet.

Im Untersuchungsgebiet wird der Luftstrom für 12 unterschiedliche Sektoren je 30° berechnet. Für jeden Sektor wird eine bestimmte Anzahl von Schritten (Iterationen) für jeden Zellenmittelpunkt durchgeführt. Die variablen Parameter in der Navier-Stokes Gleichung sind alle drei Komponenten des Windgeschwindigkeitsvektors ( $u_1, v_1, w_1$ ), die kinetische Energie (KE) und die Dissipationsrate (EP). Das Ergebnis ist stationär (konvergiert), falls sich für das gesamte Gebiet von einer Iteration zur nächsten keine Veränderung der berechneten Werte ergibt. Dies wird anhand eines ausgewählten Zellenwertes (spot value) und anhand der Summe aller Veränderung von einer Iteration zur nächsten für alle Zellen im Untersuchungsgebiet überprüft. Dies ist beispielhaft für einen Sektor in der nachfolgenden Abbildung dargestellt: Es werden die relativen Größen für die Windgeschwindigkeitsvektoren ( $u_1, v_1, w_1$ ), die kinetische Energie (KE) und die Dissipationsrate (EP) mit der Anzahl der Iterationen gezeigt. Wie man aus der Abbildung erkennen kann, zeigen die relativen Größen im Bereich von ca. 0 – 100 Iterationen stark abweichende Werte auf. Im Bereich von 100 – 200 Iterationen nähern sie sich einem stabilen Wert an. Ab ca. 200 Iterationen ändert sich das Ergebnis kaum oder nicht mehr. Die rechte Seite der Abbildung stellt die Residuen (Fehler) mit der Änderung der Iterationen dar.



In dem Bereich 0 – 30 Iterationen ist der Fehler noch maximal. Ab 30 – 150 Iterationen ist ein starker Abfall des Fehlers zu erkennen. Ab 150 – 200 Iterationen nimmt der Fehler für alle Werte weiter ab und wird ab ca. 200 Iterationen minimal.



**Abbildung 19:** Darstellung der relativen Größen und deren Änderung mit der Anzahl der Iterationen (links) und Darstellung des Residuums für die jeweilige relative Größe in Abhängigkeit der Iterationen (rechts).

Eine geeignete Anzahl an Iterationen (Berechnungen) ist demnach notwendig, um Werte konvergieren zu lassen und den Fehler zu minimieren.

### 11.2.2 Das verwendete Windpark-Modell

Für die Ermittlung der Reduktion des Energieertrages einer abgeschatteten WEA durch eine im Windpark stromaufwärts vorgelagerte WEA stehen in WindSim drei Parkmodelle zur Verfügung. Bei allen dreien handelt es sich um analytische Methoden, die nicht CFD-basiert sind. Die drei verfügbaren Modelle berechnen jeweils ein normalisiertes Windgeschwindigkeitsdefizit, welches auf der im Modul „Windfeld“ implementierten Winddatenbasis aufbaut.

Das ausgewählte Windpark-Modell basiert auf dem so genannten Jensen-Modell, welches eine lineare Ausbreitung der Nachlaufströmung mittels des „wake decay“ Faktors  $k$  beschreibt. Wobei dieser Faktor mit zunehmender Umgebungsturbulenz steigt, typische Werte sind 0.04 bis 0.075. Das Windgeschwindigkeitsdefizit wird mittels des Schubbeiwerts  $c_t$  rechnerisch mit der nachfolgenden Formel bestimmt [10]:

$$v_x = \frac{1 - \sqrt{1 - c_t}}{1 + \left(\frac{2kx}{D}\right)^2} \quad [11.3]$$

mit

$$k = A \cdot \log\left(\frac{h}{z_0}\right),$$

$$A = 0.5$$

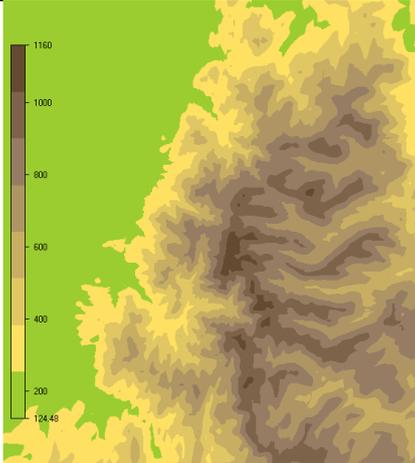
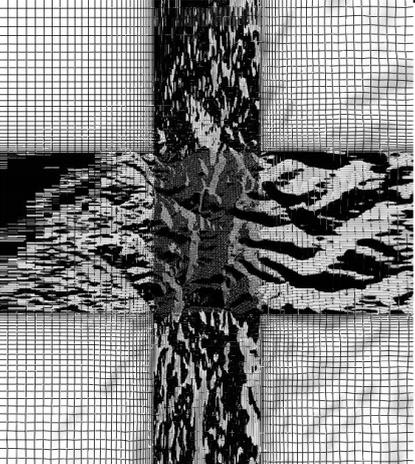
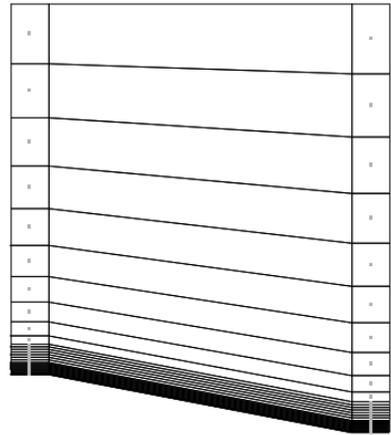
Des Weiteren bezeichnet  $D$  den Rotordurchmesser und  $h$  die Nabhöhe des jeweiligen WEA-Typen und  $z_0$  gibt die Rauigkeitslänge an.



Der Parkwirkungsgrad ( $\eta_{farm}$ ) beschreibt das Verhältnis des von der gestörten (abgeschatteten) WEA ( $E_{wake}$ ) zur frei angeströmten WEA produzierten Energieertrages ( $E_{free}$ ).

$$\eta_{farm} = \frac{E_{wake}}{E_{free}} \quad [11.4]$$

### 11.2.3 Modellparameter

Informationen zu Grobmodell	
	<p>Modellgröße 26.3 km x 29.8 km</p>
	<p>Auflösung 20 - 620 m x 20 - 620 m</p>
	<p>Zellenanzahl 387 x 562 x 31</p>



## 11.3 Anpassungen des Modells

### 11.3.1 Modellierung in Waldgebieten

Innerhalb bzw. in der Nähe von Waldgebieten errichtete Windmessungen und Windkraftanlagen erfahren naturgemäß eine Beeinflussung durch den Bewuchs. Dieser Einfluss ist abhängig von der Situierung des jeweiligen Objektes. So ist die Beeinflussung innerhalb des Wuchsbereiches höher als in der Nähe des Waldes, von dem eine Strömungsbeeinflussung auf die Messung oder die Anlage ausgeübt wird.

Haben die betrachteten Objekte einen deutlichen Abstand zu den Waldrändern, dann ist es ausreichend, wenn der Wald in die Rauigkeitsbeschreibung implementiert wurde. Als Bemessungsgrundlage für die Bezeichnung „deutlicher Abstand“ kann hierbei die Beschreibung des Hindernismodells des Europäischen Windatlas verwendet werden. Dieser gibt an, dass ein Hindernis bis zu einer Entfernung der 50-fachen Höhe des Hindernisses Einfluss auf die horizontale Strömung ausübt.

Befindet sich die Messung bzw. die zu berechnende Windkraftanlage innerhalb dieses 50-fachen Höhenradius um den Waldgürtel herum, können turbulente Strömungen auftreten, die durch das Modell nur sehr schwer zu greifen sind und evtl. zu einer Fehlinterpretation der Windgeschwindigkeiten führen können. Um dieses Phänomen einzugrenzen, sollten Windmessungen und Windkraftanlagen eingesetzt werden, die mindestens die dreifache Höhe der Bäume besitzen, da mit diesem vertikalen Abstand der Hinderniseinfluss gemäß dem Europäischen Windatlas deutlich verringert wird.

Bei einer Situierung innerhalb des Waldes tritt der Effekt auf, dass die tatsächliche Höhe der Windmessung bzw. der Windkraftanlage nicht mehr der nominalen Höhe entspricht. Dies beruht auf dem Effekt der Anhebung der Strömung durch den umgebenden Wald. Um diesem Effekt gerecht zu werden, muss die nominale Höhe der Messung bzw. der Anlage erniedrigt werden. Dieser zu subtrahierende Wert hängt von verschiedenen Faktoren ab: hauptsächlich von der mittleren Höhe der Bäume und der Dichtheit des Waldes, jedoch auch von der Windgeschwindigkeit. Aus langjährigen Erfahrungen haben sich zwei Drittel der Baumhöhe als häufig zutreffend herausgestellt. Je nach gutachterlicher Erfahrung kann dieser Wert je nach Walddichte und weiterer Standorteigenschaften variiert werden.

Stehen WEA oder Windmessungen an einem Waldrand, sei es innerhalb oder außerhalb des Waldes, so muss bei der nominellen Reduktion der Nabenhöhe eine sektorielle Unterscheidung durchgeführt werden. Es wird für jeden Sektor definiert, welche „Information“ der Wind auf Nabenhöhe mitbringt. Dabei wird nur ein Anteil der sich aus dem vorhandenen Wald ergebenden nominellen Reduktion in Abhängigkeit des Abstandes zwischen Anlage und Waldkante in den einzelnen Sektoren berücksichtigt.

Alternativ bietet das Modell WindSim [22] die Möglichkeit eine Waldmodellierung innerhalb des Modells durchzuführen. Hierbei werden die Parameter Waldhöhe, auftretende Turbulenzen, Porosität des Waldes und durch das Waldgebiet entstehende Widerstandskräfte ( $C_1$ ,  $C_2$ )<sup>1</sup> berücksichtigt. Die Eingrenzung des Waldgebietes wird durch Vorgabe einer bestimmten Rauigkeitslänge für Wald vorgenommen. Zusätzlich werden weitere vertikale Schichten für eine feinere vertikale Auflösung der Waldschicht implementiert. Bei der Berechnung der Windfelder wird die Waldmodellierung nun in entsprechender Weise berücksichtigt.

---

<sup>1</sup> $C_1$  bezeichnet eine Konstante der Widerstandskraft und stellt den Wald als eine Widerstandskraft proportional zur Windgeschwindigkeit dar [22].

$C_2$  bezeichnet eine Konstante der Widerstandskraft und stellt den Wald als eine Widerstandskraft proportional zur quadrierten Windgeschwindigkeit dar [22].



### 11.3.2 Höhenmodelle

Im nachfolgenden werden zwei verschiedenen Höhenlinienmodelle vorgestellt, die für die Berechnung herangezogen werden können.

Das Höhenlinienmodell kann zum einen auf Basis des Shuttle Radar Topography Mission (SRTM) erstellt werden. Bei den SRTM-Daten handelt es sich um ein durch Interferometrie erstelltes global verfügbares und mittelaufgelöstes digitales Oberflächenmodell (DOM). Die horizontale Auflösung der SRTM Daten beträgt 90 m (3 arcsec). Innerhalb der einzelnen Kacheln der Version 2.1 wurden die vermessenen Werte unter Bezug auf benachbarte Kacheln gemittelt. Die Genauigkeit der horizontalen Auflösung ist damit abhängig von der Komplexität der Umgebung des Standorts. Dabei werden die Eindrücke der Standortbesichtigung und Daten aus der Fernerkundung zur Bewertung der Komplexität des Geländes genutzt. Die Abweichungen der mittleren Höhen können beispielsweise zwischen -5 m bei flachem Terrain, zurückzuführen auf Wasserflächen, und bis zu 50 m bei Steilhängen in Gebirgen betragen. Zudem wird das generierte Höhenmodell mit den Angaben der verwendeten topographischen Kartenwerke überprüft.

Das Höhenlinienmodell kann zum anderen auf Grundlage des digitalen dreidimensionalen Geländemodells (DGM) erstellt werden. Dabei beschreibt eine in Lage und Höhe georeferenzierte Punktmenge die Geländeform der Erdoberfläche. Die Gitterweite des DGM25 beträgt 25 m x 25 m. Das generierte Höhenmodell wird mit den während der Standortbesichtigung gesammelten Informationen und den Angaben der verwendeten topographischen Kartenwerke überprüft.

### 11.3.3 Orographisch komplexe Gebiete

Bei komplex gegliedertem Gelände neigt das Modell des Europäischen Windatlas zu Fehlbewertungen von Windgeschwindigkeiten. Dies tritt vor allem in orographisch stark gegliedertem Gelände auf, welches den Anforderungen des linearen Strömungsmodells nicht mehr entspricht. Diese Art von Gelände tritt vor allem in Mittelgebirgs- und Gebirgslagen, ggf. in Gebieten mit Bruchkanten und Steilhängen wie bspw. Küstengebieten auf.

Wird die Strömung am geplanten Standort oder den Vergleichs-/Messstandorten als komplex eingestuft, kann eine Berechnung mit einem 3D-Modell empfohlen werden.

## 11.4 Langzeitindizes für Ertragsdaten

### 11.4.1 BDB-Index der Betreiber Datenbasis

Beim BDB-Index, auch Keiler-Häuser-Index genannt, handelt es sich um einen statistischen monatlichen Mittelwert, der die Relation von gemeldeten Erträgen eines Monats zu den langjährigen mittleren Erträgen der meldenden WEA beschreibt [17].

### 11.4.2 Meteo-Index

Für die Eignung eines Meteo-Index werden die meteorologischen Langzeitdaten aus Abschnitt 2 untersucht. Mittels einer Leistungskennlinie werden die Windgeschwindigkeiten in Erträge umgerechnet und daraus monatliche Indexwerte generiert.



### 11.4.3 Ertragsindex

Stehen Ertragsreihen von bestehenden WEA zur Verfügung, die als Langzeitdaten betrachtet werden können, so kann aus diesen ein Ertragsindex erstellt werden. Dabei werden verfügbare Erträge und Verfügbarkeiten bestehender WEA als Eingangsdatensatz verwendet. Die Ertragsdaten und technischen Verfügbarkeiten werden im Vorfeld überprüft, aufsummiert und analysiert. Die verwendeten Daten werden hinsichtlich Plausibilität überprüft. Nicht plausible Daten werden ausgefiltert und nicht für die weiteren Analysen herangezogen.

### 11.4.4 Korrelationsuntersuchung

Um einen geeigneten Langzeitdatensatz für Messdaten wie auch Ertragsdaten zu finden, werden die Korrelationseigenschaften untersucht. Die Angaben der Regression und der Standardabweichung geben hierbei die Qualität des verwendeten Index an. Liegt die Regression  $r^2$  bei 100% bzw. die Standardabweichung bei 0%, so hat der Index die Monatsschwankungen der Erträge ausgeglichen und einen gleichmäßigen Mittelwert geformt.

## 11.5 Plausibilitätsprüfung mit vorhandenen Ertragsdaten

Um das Modell zu plausibilisieren und die Langzeitextrapolation bzw. die Meteorologie zu bestätigen, sollten Vergleichsberechnungen durchgeführt werden. Die Ertragsdaten müssen zu diesem Zweck gesichtet und untereinander kreuzweise verglichen werden. Stark abweichende Daten werden so erkannt und aussortiert (Plausibilitätstests).

Für die vergleichende Ertragsberechnung sollten Produktionsdaten von Windparks aus dem näheren Umfeld verwendet werden. Für die Vergleichsberechnungen sind dieselben meteorologischen Eingangsdaten bzw. Modellparameter wie für den Standort selbst zu verwenden.

Werden für den jeweilig untersuchten Windpark Verfügbarkeiten angegeben, so werden diese für die Korrektur der Ertragsdaten verwendet. Stehen für die Berechnung keine WEA-Verfügbarkeiten bereit, wird für die Vergleichsberechnungen ein Erfahrungswert für den jeweiligen untersuchten Anlagentyp angenommen (Verfügbarkeitskorrektur). Zusätzlich können, falls lange Einspeisewege ersichtlich sind, Ertragsverluste aufgrund von Leitungs- und Trafoverlusten berücksichtigt werden. Sind weitere Einschränkungen der Validierungsanlagen bekannt (z.B. nächtliche Schallreduktion) so ist dies zu berücksichtigen.

Da meist von den Windkraftanlagen selbst nur kurze Zeiträume der Ertragsdaten vorhanden sind, ist eine Langzeitindizierung meist nötig. Dazu werden sog. Windindizes herangezogen (vgl. Abschnitt 11.4).

Stehen die WEA im Park, so dass sich eine gegenseitige Beeinflussung der WEA untereinander im Energieertrag auswirkt, so wird für die Vergleichsberechnung dieser Minderertrag durch Abschattung mittels des in Abschnitt 11.1.1 beschriebenen Modells berechnet.

Nachfolgend wird die Formel für den Vergleich dargestellt (siehe Formel [11.1]). In dieser Formel bezeichnet  $E_{berechnet}$  den durch das verwendete Modell berechneten Energieertrag, in dem der Parkwirkungsgrad einbezogen wird.  $E_{produziert}$  steht wiederum für den realen Ertragswert, in den zuvor die Verfügbarkeit mit einberechnet wird.

$$\text{Vergleich} = \frac{E_{berechnet}}{E_{produziert}} \quad [11.5]$$

Es soll an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass bei allen Vergleichsuntersuchungen ein rückwirkender Zeitraum untersucht wird, bzw. Korrelationen und Extrapolationen erstellt



werden. Ändert sich das langjährige Windklima zukünftig, so ist dieses Berechnungsschema höheren Unsicherheiten unterworfen.

Fehler bei den WEA-Spezifikationen verursachen Fehler bei der Vergleichsberechnung, die sich auf die eingestellten Parameter der Ertragsberechnung auswirken und so das Ergebnis verändern. Der Auftragnehmer kann diese Daten nicht detailliert genug überprüfen, so dass keine Haftung für die Richtigkeit der Vergleichsberechnung übernommen werden kann. Die verwendeten Leistungskennlinien sind in Abschnitt 11.9 unter den jeweiligen Windparks aufgeführt.

Alle nachfolgenden Vergleiche wurden mit dem gleichen Berechnungsschema ermittelt, das auch für den neuen Windparkstandort verwendet wird. Dies bedeutet zum Beispiel, dass für jeden Standort eine Dichtekorrektur der Leistungskennlinie durchgeführt wurde, die Vergabe der Rauigkeiten einheitlich geschehen ist, etc.

## 11.6 Plausibilitätsprüfung mit vorhandenen Windmessdaten

### 11.6.1 Standortbezogene Windmessung

Diese Methode eignet sich lediglich zur Überprüfung des Modells am Messstandort im Sinne einer Windprofilvalidierung. Die Qualität des Modells hinsichtlich der Übertragung auf andere Standort, vor allem mit zunehmender Entfernung, lässt sich nicht überprüfen. Eine Voraussetzung für die Anwendbarkeit ist eine hinreichende Belastbarkeit der Höhenextrapolation. Dies setzt eine Windmessung voraus, die im Falle einer Mastmessung über eine ausreichende Anzahl und Güte von Anemometern verfügt, die zudem in einem ausreichenden vertikalen Abstand zueinander angebracht sind, so dass eine Windprofilberechnung durchgeführt werden kann. Im Falle einer Lidarmessung ist eine ausreichende Datenverfügbarkeit über den betrachteten Höhenbereich sowie die saisonale Repräsentativität des Messzeitraumes notwendig, um eine Windprofilvalidierung zu ermöglichen.

Bei einem guten Modellfit müssten die Windprofile im direkten Vergleich kaum oder nur geringfügig voneinander abweichen. Ein schlechter Modellfit weist hohe Unterschiede im direkten Vergleich der generierten Windprofile auf. Als Vergleichsberechnung werden die Berechnungsergebnisse der standortspezifischen Windmessungen für den Referenzpunkt verwendet.

Die hierfür erhaltenen Ergebnisse werden im nachfolgenden Abschnitt miteinander verglichen und bewertet. Die Güte der Übereinstimmung der Ergebnisse wird höhenabhängig dargestellt. Die Güte wird wie folgt definiert:

$$v_{val-profile} = \frac{v_{mast-z}}{v_{mast-ref}} \quad [11.6]$$

In dieser Formel bezeichnet  $v_{mast-z}$  die Windgeschwindigkeit auf der entsprechenden Höhe  $z$  für den Referenzpunkt basierend auf der standortspezifischen Windmessung.  $v_{mast-ref}$  steht wiederum für die berechnete Windgeschwindigkeit für den Referenzpunkt basierend auf der Messhöhe, welche als Referenzhöhe gewählt wurde (z.B. geplante Nabenhöhe, Höhe des Top-Anemometers, etc.). Die Differenz zwischen modellierten und gemessenen Ergebnissen wird als Maß für die Güte der Windprofilvalidierung herangezogen.

### 11.6.2 Standortfremde Windmessung

Um das Modell zu plausibilisieren und die Langzeitextrapolation bzw. die Meteorologie zu bestätigen, sollten Vergleichsberechnungen durchgeführt werden. Die Windmessdaten müssen



zu diesem Zweck gesichtet und untereinander kreuzweise verglichen werden. Stark abweichende Daten werden so erkannt und aussortiert (Plausibilitätstests).

Für die vergleichende Berechnung sollten Daten von Windmessungen aus dem näheren Umfeld verwendet werden. Für die Vergleichsberechnungen sind dieselben meteorologischen Eingangsdaten bzw. Modellparameter wie für den Standort selbst zu verwenden.

Die Vergleichsmessung wird mit Hilfe der standortbezogenen Messung für verschiedene Höhen nachberechnet. Diese modellierten Werte werden im Anschluss den tatsächlichen langzeitbezogenen Messwerten gegenübergestellt. Das Verhältnis zwischen modellierten und gemessenen Werten wird als Maß für die Güte der Modellvalidierung herangezogen.

Es soll an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass bei allen Vergleichsuntersuchungen ein rückwirkender Zeitraum untersucht wird, bzw. Korrelationen und Extrapolationen erstellt werden. Ändert sich das langjährige Windklima zukünftig, so ist dieses Berechnungsschema höheren Unsicherheiten unterworfen.

Fehler bei den Mast-Spezifikationen verursachen Fehler bei der Vergleichsberechnung, die sich auf die eingestellten Parameter der Ertragsberechnung auswirken und so das Ergebnis verändern. Der Auftragnehmer konnte diese Daten nicht überprüfen, so dass keine Haftung für die Richtigkeit der Vergleichsberechnung übernommen werden kann.

## **11.7 Standortbesichtigungen und notwendige Begutachtungen**

Den Ausgangspunkt der Berechnungen bildet eine Standortbesichtigung des geplanten Windparkgeländes und eventuell am Standort vorhandener Windmessungen. Zusätzlich werden, soweit Windkraftanlagen im Betrachtungsraum vorhanden sind, die zu Validierungszwecken herangezogen werden können, diese ebenfalls besichtigt.

### **11.7.1 Begutachtung des Windparkgeländes**

Die Standortbesichtigung dient zur Kartierung der nahen und unmittelbaren Umgebung. Nach der Lokalisierung der Anlagenstandorte wird die unmittelbare und nähere Umgebung dokumentiert. In unmittelbarer Umgebung werden potenzielle Hindernisse und Waldkomplexe ausgemacht, vermessen und ebenfalls dokumentiert. In näherer Umgebung werden die Landnutzung und Orographie aufgenommen. Auf Grundlage der erhaltenen Informationen und nach Sichtung der gemessenen Daten erfolgt eine gutachterliche Bewertung der Standortumgebung.

### **11.7.2 Begutachtungen von Windmessungen**

Die Standortbesichtigung und Begutachtung einer Windmessung dient zur exakten Lokalisierung des Standortes, der Inspektion sämtlicher Messgeräte sowie der genauen Kartierung der nahen und unmittelbaren Umgebung.

Der Standort der Windmessung wird zunächst genau lokalisiert und ihre Ausstattung an Messgeräten (Hersteller und Typ) aufgenommen. Die Montage der Messgeräte am Mast wird vermessen und jeder Messdurchgang protokolliert. Die Messgeräte werden mit den Angaben aus dem Mess- und Installationsbericht verglichen. Nach der genauen Lokalisierung wird die unmittelbare und nähere Umgebung des Standortes kartiert. In unmittelbarer Umgebung werden potenzielle Hindernisse ausgemacht, vermessen und kartiert. In näherer Umgebung wird die Landnutzung und Orographie aufgenommen. Auf Grundlage der erhaltenen Informationen und nach Sichtung der gemessenen Daten erfolgt eine gutachterliche Bewertung der Windmessung und ihrer Windmessdaten.



### **11.7.3 Begutachtungen von vorhandenen nahe liegenden Windkraftanlagen**

Die Begutachtung und Standortbesichtigung von in der Nähe des Standortes gelegenen Windkraftanlagen dient zur gutachterlichen Bewertung ihrer Daten und der Eignung zu Validierungszwecken. Dabei werden die Standorte plausibilisiert und der Typ der Windenergieanlage oder des Windparks festgestellt. In näherer Umgebung werden die Landnutzung und Orographie aufgenommen. Auf Grundlage der erhaltenen Informationen und nach Sichtung der gemessenen Daten erfolgt eine gutachterliche Bewertung der aufgezeichneten Validierungsdaten der Windenergieanlage oder des Windparks.



### 11.8 Panorama-Fotos am Standort des Windparks (WEA3\_OME)

Nord		Nordost	
Ost		Südost	
Süd		Südwest	
West		Nordwest	



## 11.9 Anlagenspezifische Eingangsdaten

Nachfolgend werden die wichtigsten Parameter der vom Auftraggeber vorgegebenen WEA dargestellt. Dazu zählen vor allem die Leistungskennlinie zur Berechnung der Jahresenergieproduktion und die Schubbeiwertkennlinie zur Berechnung des Parkwirkungsgrades.

Die Jahresenergieertragsberechnung wird unter Verwendung einer Leistungskennlinie durchgeführt. Diese Leistungskennlinie kann als theoretisch berechnete oder nach der Norm IEC 61400-12-1 [12] vermessene Kennlinie vorliegen. Bei theoretisch berechneten Leistungskennlinien können keine Aussagen über das Realverhalten der Leistungsabgabe der WEA im Betrieb angegeben werden. Bei vermessenen Kennlinien ist zu beachten, dass für die Vermessung unterschiedliche Anemometertypen eingesetzt werden. Diese zeigen bei der Vermessung der Leistungskennlinie ein unterschiedliches Verhalten der Windgeschwindigkeitserfassung bei Schräganströmung und variierender Turbulenzintensität auf. Eine Untersuchung zeigte auf, dass die verschiedenartigen Anemometer zu Unterschieden im Energieertrag führen [13].

Für die Berechnung des Parkwirkungsgrades wird die Schubbeiwertkennlinie verwendet und in das Parkmodell aus Abschnitt 11.1.1 implementiert.

Die Abschaltgeschwindigkeiten der WEA werden kontrolliert und wenn nötig auf eine Abschaltgeschwindigkeit für den Zeitraum eines 10-min-Intervalls korrigiert. Dies hat jedoch relativ geringe Auswirkungen auf den prognostizierten Jahresenergieertrag, da sehr hohe Windgeschwindigkeiten nahe der Abschaltwindgeschwindigkeit relativ selten vorkommen.

Anlagenverhalten bei Sturm und Hysterese-Effekte werden nach den Vorgaben der FGW TR 6 bestimmt und als Verlust ausgegeben.

Für die Berechnung des Jahresenergieertrages wurden die technischen Daten den Herstellerangaben entnommen. In der nachfolgenden Tabelle sind diese Informationen für die jeweiligen WEA aufgelistet.

Hinweis:

Die Leistungskennlinien für die Windkraftanlagen (geplante und vorhandene WEA) werden vom Anlagenhersteller zur Verfügung gestellt und entsprechen i.d.R. den Angaben aus dem Anlagenliefervertrag. Dieser Anlagenliefervertrag sichert in der Regel vertraglich eine Leistungskennliniengarantie für die jeweilige WEA zu. Hierzu sind mehrere Punkte zu beachten, von denen wesentliche Aspekte im nachfolgenden wiedergegeben werden.

- Die Überprüfung einer Leistungskennlinie kann nur messtechnisch unter Einhaltung der IEC-61400-12 erfolgen, außer dies ist im Anlagenliefervertrag anders geregelt. Abweichungen zu diesem genannten Regelwerk können u.a. die Geländetopographie und die Landnutzung darstellen. In diesem Prüfbericht wurde nicht geprüft, ob eine Nachvermessung der geplanten WEA nach den Kriterien der IEC 61400-12 durchgeführt werden kann. Es wird empfohlen hierzu eindeutige Verfahrensbeschreibungen für eine etwaige Nachvermessung inkl. notwendiger Abweichungen zur IEC-61400-12 zu vereinbaren.
- Für die Erstellung von Ertragsprognosen werden übertragbare Aspekte aus der IEC 61400-12-1 verwendet, u.a. die Korrektur der Leistungskennlinie für die entsprechende Luftdichte und der Messaufbau. Weitere Aspekte, die einen Einfluss auf die Leistungskennlinie haben sind u.a. die Turbulenz, die vertikale und horizontale Schräganströmung und die Windscherung. Es soll explizit darauf hingewiesen werden, dass diese Aspekte nicht in der Prognose der Erträge berücksichtigt wurden. Es wird empfohlen hierzu durch den Anlagenhersteller diese und wenn nötig weitere Aspekte standortbezogen prüfen zu lassen, und diese entsprechend in die Leistungskennliniengarantie mit aufzunehmen.
- Windkraftanlagen werden bei der Inbetriebnahme auf den jeweiligen Standort eingestellt und parametrisiert. Dies sind u.a. Einstellungen der richtigen (optimalen) Anströmbedingungen (z.B. Azimuth), der Steuerungszeiten und weiterführender Kriterien wie z.B. BImSchG-Auflagen. Es sollte sichergestellt werden, dass diese notwendigen Einstellungen an der WEA den Angaben der in diesem Bericht verwendeten Vorgaben (z.B. der



Leistungskennlinie) entspricht. Nicht mitgeteilte Änderungen an der Leistungscharakteristik der WEA wirken sich ansonsten u.U. ungünstig auf den prognostizierten Ertrag aus.

- Für die Modellbewertung werden zudem Validierungsanlagen verwendet, die u.U. denselben obig beschriebenen Punkten unterliegen. Daher können Abweichungen vom berechneten Ertrag der vorhandenen WEA Fehler enthalten, die bei der Modellbewertung mit eingehen.

### 11.9.1 Informationen zu verwendeten Leistungskennlinien

WEA-Typ	Kennlinie		Ct-Werte	
	Herkunft	Quelle/Dok.-Nr.	Herkunft	Quelle/Dok.-Nr.
Enercon E-175 EP5 6 MW 162 m NH	Kunde	Technisches Datenblatt Betriebsmodus OM-0-0 ENERCON Windenergieanlage E-175 EP5 / 6000 kW D02772017/2.0-de 29.06.2023	Kunde	Technisches Datenblatt Betriebsmodus OM-0-0 ENERCON Windenergieanlage E-175 EP5 / 6000 kW D02772017/2.0-de 29.06.2023
E-115 EP3 E3 4200 kW	Kunde	D0828520/9.0-de / DA 2023-06-08	Kunde	D0828520/9.0-de / DA 2023-06-08

**Tabelle 40: Verwendete Leistungskurven**



## **12 Auswertung von Windmessdaten mittels Messmast und/oder Fernmessgerät**

### **12.1.1 Prüfung der Windmessdaten**

Um zu gewährleisten, dass die für die weitere Untersuchung verwendeten Daten für die Generierung einer Windstatistik, die Validierung des Windprofils oder als Referenzdatensatz für eine MCP belastbar sind, werden diese verschiedenen Prüfkriterien unterzogen. Fehlerhafte bzw. unplausible Daten werden identifiziert und aussortiert, um diese für die weitere Verwendung auszuschließen. Die absolute Sicherheit einer Fehlerfreiheit der Daten kann jedoch auch nach Anwendung aller Prüfverfahren nicht gewährleistet werden (z. B. schleichender Lager Schaden, Verkabelungsfehler, etc.).

Nach der Plausibilitätsprüfung wird der erhaltene Datensatz mit den Ursprungsdaten hinsichtlich der Datenanzahl und der Veränderung des Mittelwertes verglichen, um so zu gewährleisten, dass die eingegangenen Datenverluste plausibel und im Rahmen der Prüfung sind. Somit kann gewährleistet werden, dass ein unbeabsichtigtes Entfernen von echten Datensätzen während der Prüfung und Filterung vermieden wird. Die absolute Sicherheit einer Fehlerfreiheit der Daten kann jedoch auch nach Anwendung aller Prüfverfahren nicht gewährleistet werden (z.B. Verkabelungsfehler, falscher Offset der Nordung).

Hinweis: Falls Daten, die nur in Form von Mittelwerten oder Statistiken vorliegen, können keine Filterungen vorgenommen werden.

### **12.2 Prüfung von Kalibriereinstellungen**

Messdaten von Fernmessgeräten (Lidar, Sodar) stehen in der Regel als physikalische Daten zur Verfügung. Eine Überprüfung von Kalibriereinstellungen erfolgt über die Analyse mittels Verifikationstests, wobei die Durchführung eines solchen Tests vor und nach dem Messeinsatz das Auftreten von Fehlern in der Messung durch falsche Einstellungen oder Schäden am Messgerät aufzeigen können.

### **12.3 Erweiterte Korrelationsuntersuchungen - MCP**

Um eine Zeitreihenkorrelation zwischen den Messdaten einer Referenz- sowie einer Zielstation (meist auf dem Standort positioniert) zu erhalten, werden die Messreihen miteinander verglichen.

Die Beziehung der Windgeschwindigkeit und –richtung innerhalb des gemeinsamen, überlappenden Zeitraums zwischen den Stationen wird ermittelt. Danach werden die Korrelationsparameter, die durch diese Methode aus der Langzeitperiode der Referenzstation erhalten wurden, auf die Zielstation angewandt, um dafür eine künstlich generierte Zeitreihe zu erhalten.

Um die Beziehung zwischen den Messungen zu bestimmen, wird ein Regressionspolynom auf die Windgeschwindigkeits- und Windrichtungsdaten angewandt. Es wird geprüft ob eine Unterteilung in Windrichtungssektoren und eine saisonale Gliederung bei der Ermittlung der Regressionen zielführend ist. Dieses Verfahren wird als Measure-Correlate-Predict-Algorithmus bezeichnet (MCP; messen-korrelieren-vorhersagen).

Falls alle wichtigen Windsituationen (z. B. die Windrichtung) während des Überlappungszeitraumes auftreten und die Ergebnisse der Korrelationsuntersuchungen zufrieden stellend ausfallen, dann können die erhaltenen Korrelationsparameter als anwendbar auf die Windverteilung der Referenzstation innerhalb dieses Messzeitraumes angesehen werden. Die Anwendung der Korrelationsparameter resultiert in der erwarteten Windverteilung am Zielstandort während des Referenzzeitraumes. Dies wird oft als extrapolierte Windverteilung am Zielpunkt bezeichnet, welche die Basis für die weitere windenergetische Berechnung darstellt.



## 12.4 Zusätzliche Informationen zu der Lidarmessung Omerskopf

### Zusätzliche Angaben zu der Windmessung

Teil 1: Allgemeine Informationen über die Windmessung										
Name der Windmessung (Land)	B500 (Bühlertal)									
Koordinaten (WGS84)	48.6378 Ost / 8.1923 Nord									
Höhe ü. NN	861 m									
Messhöhen ü. Grund	198 m, 178 m, 158 m, 138 m, 118 m, 98 m, 78 m, 58 m, 40 m									
Beginn Auswertungszeitraum	01.09.2022 - 31.08.2023									
Teil 2: Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeiten (v) und Datenverfügbarkeiten (hi)										
Monat	v (198m)	hi (198m)	v (178m)	hi (178m)	v (158m)	hi (158m)	v (138m)	hi (138m)		
[-]	[m/s]	[-]	[m/s]	[-]	[m/s]	[-]	[m/s]	[-]		
Aug 2022	6.7	99.9	6.5	99.9	6.3	99.9%	6.2	99.9%		
Sep 2022	7.1	99.1	6.9	99.1	6.7	99.1%	6.6	99.1%		
Oct 2022	8.0	99.9	7.8	99.9	7.6	99.9%	7.4	99.9%		
Nov 2022	9.4	91.5	9.2	91.5	8.9	91.5%	8.7	91.5%		
Dec 2022	10.1	54.8	9.2	92.6	8.9	92.6%	8.7	92.6%		
Jan 2023	13.3	24.4	10.9	62.8	10.6	62.8%	10.2	62.5%		
Feb 2023	13.1	1.3	8.6	91.1	8.3	91.1%	8.1	90.9%		
Mar 2023	9.7	86.0	9.6	99.2	9.3	99.2%	9.0	99.2%		
Apr 2023	7.4	61.9	7.4	98.9	7.2	98.9%	7.0	98.8%		
May 2023	6.7	99.5	6.5	99.5	6.4	99.5%	6.3	99.5%		
Jun 2023	6.3	99.4	6.2	99.4	6.1	99.4%	6.0	99.4%		
Jul 2023	7.5	99.6	7.3	99.6	7.1	99.6%	6.9	99.6%		
Aug 2023	6.6	99.9	6.4	99.9	6.2	99.9%	6.1	99.9%		
Sep 2023	6.4	99.4	6.2	99.4	6.1	99.4%	6.0	99.4%		
Oct 2023	5.5	100.0	5.4	100.0	5.2	100.0%	5.1	100.0%		
All Data	7.6	80.4	7.6	95.3	7.4	95.3%	7.2	95.2%		
Fortsetzung von Teil 2: Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeiten (v) und Datenverfügbarkeiten (hi)										
Monat	v (118m)	hi (118m)	v (98m)	hi (98m)	v (78m)	hi (78m)	v (58m)	hi (58m)	v (40m)	hi (40m)
[-]	[m/s]	[-]	[m/s]	[-]	[m/s]	[-]	[m/s]	[-]	[m/s]	[-]
Aug 2022	6.0	99.9%	5.8	99.9%	5.6	99.8%	5.3	99.9%	4.8	98.5%
Sep 2022	6.4	99.1%	6.2	99.0%	6.0	99.0%	5.6	99.8%	4.8	98.5%
Oct 2022	7.2	99.9%	7.0	99.9%	6.8	99.8%	6.5	99.4%	5.6	98.3%
Nov 2022	8.4	91.4%	8.1	91.4%	7.7	91.2%	7.2	89.5%	6.2	83.8%
Dec 2022	8.4	92.3%	8.1	92.1%	7.8	90.5%	7.3	90.2%	6.8	49.7%
Jan 2023	9.9	62.4%	9.6	61.9%	9.2	61.3%	8.7	61.2%	9.0	24.1%
Feb 2023	7.8	90.4%	7.5	89.5%	7.3	84.9%	6.8	84.9%	7.1	0.9%
Mar 2023	8.7	99.2%	8.4	99.2%	8.1	99.0%	7.6	98.4%	6.4	82.5%
Apr 2023	6.8	98.8%	6.6	98.6%	6.3	97.8%	5.9	97.5%	5.0	60.9%
May 2023	6.1	99.5%	6.0	99.5%	5.7	99.5%	5.4	99.8%	4.9	98.8%
Jun 2023	5.9	99.4%	5.8	99.4%	5.7	99.4%	5.4	99.8%	4.9	99.4%
Jul 2023	6.8	99.6%	6.6	99.6%	6.3	99.6%	5.9	99.9%	5.1	99.6%
Aug 2023	5.9	99.9%	5.7	99.9%	5.6	99.9%	5.2	99.9%	4.5	99.5%
Sep 2023	5.9	99.4%	5.7	99.3%	5.6	99.3%	5.3	99.5%	4.8	98.2%
Oct 2023	4.9	100.0%	4.7	100.0%	4.6	100.0%	4.3	99.9%	3.8	99.8%
All Data	7.0	95.1%	6.8	95.0%	6.6	94.5%	6.2	94.4%	5.3	78.7%



### Teil 3: Richtungsunabhängige Messwerte der Windmessung

Höhe ü. Gr.	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Energiedichte	Verfügbarkeit
[m]	[m/s]	[m/s]	[-]	[W/m <sup>2</sup> ]	[-]
198	7.3	8.3	1.84	463	67.4%
178	7.2	8.2	1.87	438	71.7%
158	7.1	8.0	1.88	414	74.6%
138	7.0	7.9	1.90	388	76.7%
118	6.8	7.7	1.91	362	78.3%
98	6.7	7.5	1.92	330	79.5%
78	6.4	7.3	1.93	296	80.4%
58	6.1	6.8	1.94	246	80.4%
40	5.3	6.0	1.95	163	79.3%

### Teil 4: Richtungsabhängige Messwerte der Windmessung

#### Messhöhe Windgeschwindigkeit: 198 m

Sektor	Häufigkeit	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Turbulenzintensität
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]	[%]
345 - 015	4.3	3.5	4.0	2.05	0.0
015 - 045	5.6	4.8	5.4	2.03	0.0
045 - 075	6.0	6.1	6.9	2.46	0.0
075 - 105	7.6	8.0	9.0	2.65	0.0
105 - 135	7.0	8.9	10.1	2.48	0.0
135 - 165	2.8	5.4	6.1	2.08	0.0
165 - 195	3.4	5.1	5.7	1.72	0.0
195 - 225	21.2	9.5	10.8	2.26	0.0
225 - 255	24.1	8.6	9.7	2.28	0.0
255 - 285	9.9	6.3	7.1	1.74	0.0
285 - 315	4.7	4.4	5.0	1.93	0.0
315 - 345	3.4	3.4	3.8	1.83	0.0

#### Messhöhe Windgeschwindigkeit: 178 m

Sektor	Häufigkeit	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Turbulenzintensität
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]	[%]
345 - 015	4.2	3.4	3.9	1.99	0.0
015 - 045	5.5	4.7	5.3	2.03	0.0
045 - 075	5.9	6.0	6.8	2.51	0.0
075 - 105	7.3	7.7	8.7	2.69	0.0
105 - 135	7.6	8.9	10.0	2.56	0.0
135 - 165	3.0	5.4	6.1	2.06	0.0
165 - 195	3.5	5.1	5.7	1.72	0.0
195 - 225	22.9	9.4	10.6	2.34	0.0
225 - 255	23.1	8.3	9.4	2.27	0.0
255 - 285	9.4	6.1	6.8	1.69	0.0
285 - 315	4.3	4.3	4.8	1.97	0.0
315 - 345	3.3	3.3	3.7	1.69	0.0



Messhöhe Windgeschwindigkeit: 158 m					
Sektor	Häufigkeit	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Turbulenzintensität
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]	[%]
345 - 015	4.3	3.3	3.8	1.90	0.0
015 - 045	5.4	4.6	5.2	2.05	0.0
045 - 075	5.9	5.9	6.6	2.54	0.0
075 - 105	6.9	7.5	8.4	2.70	0.0
105 - 135	7.9	8.8	9.9	2.57	0.0
135 - 165	3.3	5.3	6.0	1.99	0.0
165 - 195	3.7	5.4	6.0	1.76	0.0
195 - 225	24.2	9.2	10.4	2.41	0.0
225 - 255	22.3	8.0	9.1	2.21	0.0
255 - 285	9.1	6.0	6.7	1.65	0.0
285 - 315	4.0	4.1	4.6	1.93	0.0
315 - 345	3.1	3.2	3.6	1.52	0.0

Messhöhe Windgeschwindigkeit: 138 m					
Sektor	Häufigkeit	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Turbulenzintensität
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]	[%]
345 - 015	4.3	3.3	3.7	1.86	0.0
015 - 045	5.4	4.5	5.1	2.06	0.0
045 - 075	5.9	5.8	6.6	2.61	0.0
075 - 105	6.6	7.1	8.0	2.70	0.0
105 - 135	8.3	8.7	9.7	2.56	0.0
135 - 165	3.4	5.4	6.1	2.02	0.0
165 - 195	4.0	5.7	6.4	1.85	0.0
195 - 225	25.4	9.0	10.1	2.46	0.0
225 - 255	21.1	7.8	8.8	2.18	0.0
255 - 285	8.8	5.9	6.6	1.65	0.0
285 - 315	3.8	3.9	4.4	1.92	0.0
315 - 345	3.0	3.1	3.4	1.67	0.0

Messhöhe Windgeschwindigkeit: 118 m					
Sektor	Häufigkeit	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Turbulenzintensität
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]	[%]
345 - 015	4.3	3.3	3.7	1.87	0.0
015 - 045	5.5	4.4	5.0	2.02	0.0
045 - 075	6.1	5.7	6.5	2.64	0.0
075 - 105	6.1	6.9	7.7	2.72	0.0
105 - 135	8.9	8.6	9.6	2.50	0.0
135 - 165	3.6	5.5	6.2	2.01	0.0
165 - 195	4.4	5.8	6.6	1.92	0.0
195 - 225	25.8	8.7	9.8	2.49	0.0
225 - 255	20.2	7.6	8.6	2.14	0.0
255 - 285	8.8	5.7	6.4	1.64	0.0
285 - 315	3.4	3.7	4.2	2.01	0.0
315 - 345	2.9	3.0	3.3	1.82	0.0



Messhöhe Windgeschwindigkeit: 78 m					
Sektor	Häufigkeit	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Turbulenzintensität
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]	[%]
345 - 015	4.8	3.2	3.6	1.89	0.0
015 - 045	5.8	4.2	4.7	2.01	0.0
045 - 075	6.7	5.6	6.2	2.72	0.0
075 - 105	5.0	6.2	7.0	2.82	0.0
105 - 135	10.0	8.2	9.2	2.59	0.0
135 - 165	3.7	5.4	6.1	2.11	0.0
165 - 195	5.3	6.1	6.9	2.01	0.0
195 - 225	25.6	8.0	9.0	2.47	0.0
225 - 255	19.0	7.1	8.0	2.12	0.0
255 - 285	8.8	5.2	5.8	1.67	0.0
285 - 315	2.9	3.3	3.7	2.05	0.0
315 - 345	2.6	2.6	3.0	2.42	0.0

Messhöhe Windgeschwindigkeit: 58 m					
Sektor	Häufigkeit	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Turbulenzintensität
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]	[%]
345 - 015	4.8	3.0	3.4	1.92	0.0
015 - 045	6.1	3.9	4.4	2.00	0.0
045 - 075	6.9	5.4	6.1	2.83	0.0
075 - 105	4.6	5.8	6.5	2.77	0.0
105 - 135	10.6	7.8	8.7	2.74	0.0
135 - 165	3.5	5.0	5.6	2.21	0.0
165 - 195	5.7	5.7	6.5	2.01	0.0
195 - 225	25.6	7.5	8.5	2.45	0.0
225 - 255	18.7	6.6	7.4	2.09	0.0
255 - 285	8.6	4.7	5.3	1.73	0.0
285 - 315	2.6	2.9	3.3	2.26	0.0
315 - 345	2.4	2.5	2.8	2.63	0.0



## 12.5 Zusätzliche Informationen zu der Lidarmessung Ottersweier

### Zusätzliche Angaben zu der Windmessung

Teil 1: Allgemeine Informationen über die Windmessung	
Name der Windmessung (Land)	Ottersweier
Koordinaten (WGS84)	8.202543 Ost / 48.644885 Nord
Höhe ü. NN	847 m
Messhöhen ü. Grund	180 m, 160 m, 140 m, 120 m, 100 m, 80 m, 60 m
Beginn Auswertungszeitraum	29.11.2022 - 13.04.2023

Teil 2: Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeiten (v) und Datenverfügbarkeiten (hi)								
Monat	v (180m)	hi (180m)	v (160m)	hi (160m)	v (140m)	hi (140m)	v (120m)	hi (120m)
[-]	[m/s]	[-]	[m/s]	[-]	[m/s]	[-]	[m/s]	[-]
Nov 2022	5.4	79.6%	5.2	83.7%	5.0	88.8%	4.8	94.4%
Dec 2022	9.3	49.8%	9.1	54.1%	8.8	59.0%	8.4	65.6%
Jan 2023	11.2	34.7%	10.9	36.7%	10.5	38.5%	10.2	40.9%
Feb 2023	8.1	64.0%	7.9	68.2%	7.7	72.0%	7.5	77.3%
Mar 2023	9.9	83.9%	9.7	87.5%	9.3	89.2%	8.9	92.2%
Apr 2023	8.0	79.7%	7.9	84.2%	7.7	86.8%	7.4	90.5%
All Data	9.3	60.1%	9.0	63.7%	8.8	66.7%	8.4	71.0%

Fortsetzung von Teil 2: Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeiten (v) und Datenverfügbarkeiten (hi)							
Monat	v (100m)	hi (100m)	v (80m)	hi (80m)	v (60m)	hi (60m)	
[-]	[m/s]	[-]	[m/s]	[-]	[m/s]	[-]	
Nov 2022	4.5	99.5%	4.3	99.5%	4.0	100.0%	
Dec 2022	7.9	72.4%	7.5	73.3%	6.9	73.8%	
Jan 2023	9.7	43.7%	9.0	46.4%	8.1	50.0%	
Feb 2023	7.3	80.5%	7.1	82.5%	6.8	83.6%	
Mar 2023	8.5	92.9%	8.1	93.6%	7.5	91.2%	
Apr 2023	7.1	92.7%	6.8	93.8%	6.3	93.0%	
All Data	8.1	74.3%	7.7	75.8%	7.1	76.3%	

Teil 3: Richtungsunabhängige Messwerte der Windmessung					
Höhe ü. Gr.	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Energiedichte	Verfügbarkeit
[m]	[m/s]	[m/s]	[-]	[W/m <sup>2</sup> ]	[-]
180	9.3	10.5	1.98	889	60.1%
160	9.0	10.2	1.99	816	63.7%
140	8.8	9.9	2.00	741	66.7%
120	8.4	9.5	2.00	658	71.0%
100	8.1	9.1	1.98	578	74.3%
80	7.7	8.7	2.00	495	75.8%
60	7.1	8.0	2.00	397	76.3%



#### Teil 4: Richtungsabhängige Messwerte der Windmessung

Messhöhe Windgeschwindigkeit: 180 m					
Sektor	Häufigkeit	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Turbulenzintensität
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]	[%]
345 - 015	2.0	3.0	3.4	1.67	0.0
015 - 045	3.0	4.1	4.6	1.92	0.0
045 - 075	6.9	7.0	7.9	2.36	0.0
075 - 105	8.2	8.3	9.3	1.98	0.0
105 - 135	5.4	10.0	11.3	2.22	0.0
135 - 165	1.0	2.6	2.8	1.31	0.0
165 - 195	1.4	4.8	5.2	1.29	0.0
195 - 225	24.7	11.8	13.3	2.71	0.0
225 - 255	33.3	10.8	12.1	2.60	0.0
255 - 285	9.2	6.8	7.6	1.69	0.0
285 - 315	2.7	4.2	4.7	1.78	0.0
315 - 345	2.2	3.4	3.8	1.48	0.0

Messhöhe Windgeschwindigkeit: 160 m					
Sektor	Häufigkeit	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Turbulenzintensität
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]	[%]
345 - 015	1.8	3.1	3.4	1.64	0.0
015 - 045	2.9	3.9	4.4	1.93	0.0
045 - 075	6.8	6.8	7.6	2.21	0.0
075 - 105	8.1	8.0	9.0	1.99	0.0
105 - 135	5.7	9.9	11.2	2.32	0.0
135 - 165	1.0	2.5	2.8	1.51	0.0
165 - 195	1.6	5.4	5.9	1.35	0.0
195 - 225	26.5	11.4	12.8	2.77	0.0
225 - 255	32.2	10.4	11.7	2.53	0.0
255 - 285	8.5	6.6	7.4	1.70	0.0
285 - 315	2.8	3.9	4.3	1.64	0.0
315 - 345	2.1	3.3	3.6	1.45	0.0

Messhöhe Windgeschwindigkeit: 140 m					
Sektor	Häufigkeit	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Turbulenzintensität
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]	[%]
345 - 015	1.8	3.1	3.5	1.63	0.0
015 - 045	2.8	3.9	4.4	2.04	0.0
045 - 075	7.0	6.5	7.3	2.08	0.0
075 - 105	7.9	7.6	8.6	2.01	0.0
105 - 135	6.0	9.9	11.2	2.33	0.0
135 - 165	1.0	3.2	3.5	1.44	0.0
165 - 195	2.1	5.8	6.4	1.40	0.0
195 - 225	27.7	11.0	12.3	2.82	0.0
225 - 255	31.0	10.0	11.2	2.49	0.0
255 - 285	8.0	6.4	7.1	1.65	0.0
285 - 315	2.8	3.7	4.1	1.47	0.0
315 - 345	2.0	3.2	3.4	1.30	0.0



Messhöhe Windgeschwindigkeit: 120 m					
Sektor	Häufigkeit	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Turbulenzintensität
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]	[%]
345 - 015	1.9	3.0	3.3	1.66	0.0
015 - 045	2.6	3.7	4.2	2.03	0.0
045 - 075	7.1	6.1	6.9	2.04	0.0
075 - 105	7.6	7.3	8.2	2.00	0.0
105 - 135	6.6	9.9	11.2	2.45	0.0
135 - 165	1.4	3.8	4.1	1.31	0.0
165 - 195	2.4	6.4	7.0	1.43	0.0
195 - 225	29.5	10.3	11.6	2.75	0.0
225 - 255	29.2	9.6	10.8	2.45	0.0
255 - 285	7.2	6.0	6.8	1.72	0.0
285 - 315	2.7	3.5	3.9	1.46	0.0
315 - 345	2.0	3.1	3.2	1.20	0.0

Messhöhe Windgeschwindigkeit: 100 m					
Sektor	Häufigkeit	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Turbulenzintensität
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]	[%]
345 - 015	2.1	2.7	3.0	1.59	0.0
015 - 045	2.7	3.4	3.9	1.91	0.0
045 - 075	7.2	5.8	6.5	2.03	0.0
075 - 105	7.2	7.1	8.0	2.02	0.0
105 - 135	6.9	10.0	11.2	2.53	0.0
135 - 165	1.5	4.4	4.7	1.23	0.0
165 - 195	2.9	7.1	7.9	1.67	0.0
195 - 225	30.6	9.7	10.9	2.69	0.0
225 - 255	27.6	9.1	10.3	2.44	0.0
255 - 285	6.5	5.7	6.4	1.66	0.0
285 - 315	2.9	3.3	3.6	1.51	0.0
315 - 345	1.9	3.0	3.2	1.14	0.0

Messhöhe Windgeschwindigkeit: 80 m					
Sektor	Häufigkeit	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Turbulenzintensität
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]	[%]
345 - 015	2.2	2.6	2.9	1.61	0.0
015 - 045	2.9	3.2	3.6	1.84	0.0
045 - 075	7.2	5.5	6.2	1.99	0.0
075 - 105	6.9	7.0	7.9	2.11	0.0
105 - 135	7.0	9.8	11.1	2.62	0.0
135 - 165	1.4	5.0	5.3	1.20	0.0
165 - 195	3.4	7.1	8.0	1.77	0.0
195 - 225	31.2	9.2	10.3	2.72	0.0
225 - 255	26.8	8.6	9.7	2.46	0.0
255 - 285	5.9	5.2	5.9	1.79	0.0
285 - 315	2.9	3.0	3.4	1.62	0.0
315 - 345	2.1	2.9	3.0	1.10	0.0



Messhöhe Windgeschwindigkeit: 60 m					
Sektor	Häufigkeit	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Turbulenzintensität
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]	[%]
345 - 015	2.7	2.3	2.6	1.83	0.0
015 - 045	3.4	3.1	3.5	1.72	0.0
045 - 075	7.4	5.2	5.8	2.05	0.0
075 - 105	6.3	6.5	7.4	2.09	0.0
105 - 135	6.7	9.5	10.7	2.79	0.0
135 - 165	1.3	4.7	5.1	1.24	0.0
165 - 195	3.7	7.3	8.2	2.16	0.0
195 - 225	30.8	8.5	9.6	2.67	0.0
225 - 255	26.9	8.0	9.0	2.49	0.0
255 - 285	5.6	4.9	5.4	1.71	0.0
285 - 315	3.2	2.8	3.1	1.64	0.0
315 - 345	2.2	2.7	2.9	1.19	0.0



## 12.6 Kalibrierprotokolle

DEUTSCHE  
**WINDGUARD**

### Kalibrierschein / Calibration certificate

erstellt durch das Kalibrierlaboratorium im  
*issued by the calibration laboratory*



Deutsche  
Akkreditierungsstelle  
D-K-18020-01-00

### Deutsche WindGuard Consulting GmbH

Oldenburgerstr. 65  
D-26316, Varel, Germany

21041
-------

D-K-
------

18020-01-00
-------------

Kalibrierzeichen

Calibration mark

2021-08
---------

Gegenstand <i>Object</i>	Lidar	<p>Dieser Kalibrierschein dokumentiert die Rückführung auf nationale Normale zur Darstellung der Einheiten in Übereinstimmung mit dem Internationalen Einheitensystem (SI). Die DAKKS ist Unterzeichner der multilateralen Übereinkommen der European co-operation for Accreditation (EA) und der International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) zur gegenseitigen Anerkennung der Kalibrierscheine. Für die Einhaltung einer angemessenen Frist zur Wiederholung der Kalibrierung ist der Benutzer verantwortlich.</p> <p><i>This calibration certificate documents the traceability to national standards, which realize the units of measurement according to the International System of Units (SI). The DAKKS is signatory to the multilateral agreements of the European co-operation for Accreditation (EA) and of the International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) for the mutual recognition of calibration certificates.</i></p> <p>The user is obliged to have the object recalibrated at appropriate intervals.</p>
Hersteller <i>Manufacturer</i>	Leosphere	
Typ <i>Type</i>	V2.1	
Fabrikat/Serien-Nr. <i>Serial number</i>	WLS7-1417	
Auftraggeber <i>Customer</i>	GWU-Umwelttechnik GmbH	
Auftragsnummer <i>Order No.</i>	VC21292	
Anzahl der Seiten des Kalibrierscheines <i>Number of pages of the certificate</i>	69	
Datum der Kalibrierung <i>Date of calibration</i>	2021-07-08 to/bis 2021-08-29	

Die Ergebnisse dieses Kalibrierscheins beziehen sich ausschließlich auf den oben genannten kalibrierten Gegenstand. Dieser Kalibrierschein darf nur vollständig und unverändert weiterverbreitet werden. Auszüge oder Änderungen bedürfen der Genehmigung des ausstellenden Kalibrierlaboratoriums. Kalibrierscheine sind bei Nennung des für die Freigabe Verantwortlichen in Klarschrift auch ohne Unterschrift gültig.

*The results of this calibration certificate refer to the tested object indicated above only. This calibration certificate may not be reproduced other than in full except with the permission of the issuing laboratory. Calibration certificates with the full name of the approval responsible person are valid without signature.*

Datum der Ausstellung <i>Date of issue</i>	Kalibrierscheins durch verfasst von <i>Calibration certificate written by</i>	Kalibrierschein überprüft von <i>Calibration certificate reviewed by</i>
04.10.2021	Amrei Glasder Dipl.-Phys. Amrei Glasder	A. W. Janssen Dipl.- Ing. (FH) Ailt-Wiard Janssen



21041

D-K-  
18020-01-00

2021-08

Seite 2/69  
Page**Kalibriergegenstand***Object* Lidar**Kalibrierverfahren***Calibration procedure* IEC 61400 12-1, Ed 2, 2017**Ort der Kalibrierung***Place of calibration* Test site of Deutsche WindGuard Consulting GmbH in Georgsfeld, Germany**Messbedingungen***Test Conditions*

Measurement Heights as given by test device [m]:	40, 60, 82, 100, 120, 131, 135
Measurement Heights [m]:	40, 60, 82, 100, 120, 131, 135
Distance to Mast:	58 m
Direction from test device to mast:	134°
Height difference between object and mast foundation:	0 m
Height reference point at object:	bottom of the object
North orientation of test device:	0°
Magnetic Declination:	2.7°
North orientation measured by:	with compass along north marking of instrument
Internal Orientation Offset Correction of the instrument used:	0°
Horizontal orientation of test device:	<1°
Horizontal orientation measured by:	internal spirit level of the instrument
Time synchronisation of test device:	ntp.ubuntu.com
Software version of test device:	WF 2.2.1.17474

**Umgebungsbedingungen***Ambient conditions*

Detaillierte Umgebungsbedingungen während des Tests sind im Anhang aufgelistet. Diese zeigen Windscherung, Turbulenzintensität, Verfügbarkeit des Fernmessgerätes (RSD), Windrichtung, Lufttemperatur, Luftdichte, Temperaturunterschied und Winddrehung bezogen auf die Windgeschwindigkeit und Windrichtung des Referenzsignals. *Detailed ambient conditions during verification test are shown in the appendix. Shown are wind shear, turbulence intensity, availability of the remote sensing device (RSD), wind direction, air temperature, density, temperature difference and wind veer in dependency of reference signal.*

**Akkreditierung** 01/2021*Accreditation***Anmerkungen***Remarks*

Alle Richtungen sind bezüglich geographisch Nord  
*All directions are given with regard to geographic north*

**Auswertesoftware** KOMPASS 2.0.31, RSD automatisisation 2.05*Software version*



### 13 Abkürzungsverzeichnis

Abkürzungen		
Abkürzung	Einheit	Bedeutung
A	[m/s]	Skalenparameter der Weibullverteilung
$c_p$	[-]	Leistungsbeiwert
$c_t$	[-]	Schubbeiwert
D	[m]	Rotordurchmesser
E	[MWh]	Energieertrag, Jahresenergieertrag
$E_f$	[kWh/m <sup>2</sup> /a]	Energiefluss, Mittlere Energiedichte
frei	[-]	freie Anströmungsbedingungen
$h_i$	[%]	Häufigkeit im Intervall i
$h_{Park}$	[%]	Wirkungsgrad, Parkwirkungsgrad
HW	[-]	Hochwert
I	[-]	Turbulenz, Turbulenzintensität
IEC	[-]	International Electrotechnical Commission
k	[-]	Formparameter der Weibullverteilung
LK	[-]	Leistungskennlinie
Mode	[-]	Modus, Einstellung
N	[-]	Nord, nördlich
NH	[m]	Nabenhöhe
NN	[-]	Normal Null
O	[-]	Ost, östlich
P	[kW]	Leistung
$P_f$	[W/m <sup>2</sup> ]	Mittlere Leistungsdichte, Leistungsfluss
$\rho$	[kg/m <sup>3</sup> ]	Luftdichte
RIX	[%]	ruggedness index
RW	[-]	Rechtswert
S	[-]	Süd, südlich
Sek, sec	[deg]	Windrichtungssektor
SN	[-]	Seriennummer
U	[-]	Unsicherheit
v	[m/s]	Windgeschwindigkeit
W	[-]	West, westlich
wake	[-]	Nachlaufströmung
WEA	[-]	Windenergieanlage
x	[-]	Entfernung
z	[m]	Höhe ü. Grund
$z_0$	[m]	Rauigkeitslänge



## 14 Auszug aus der Akkreditierungsurkunde



Deutsche Akkreditierungsstelle

Anlage zur Teil-Akkreditierungsurkunde D-PL-14153-02-03  
nach DIN EN ISO/IEC 17025:2018

**Gültig ab:** 19.12.2022

Ausstellungsdatum: 19.12.2022

Diese Urkundenanlage ist Bestandteil der Akkreditierungsurkunde D-PL-14153-02-00.

Inhaber der Teil-Akkreditierungsurkunde:

**TÜV SÜD Industrie Service GmbH**  
**Westendstr. 199, 80686 München**

Das Prüflaboratorium erfüllt die Mindestanforderungen gemäß DIN EN ISO/IEC 17025:2018 und gegebenenfalls zusätzliche gesetzliche und normative Anforderungen, einschließlich solcher in relevanten sektoralen Programmen, um die nachfolgend aufgeführten Konformitätsbewertungstätigkeiten durchzuführen.

Die Anforderungen an das Managementsystem in der DIN EN ISO/IEC 17025 sind in einer für Prüflaboratorien relevanten Sprache verfasst und stehen insgesamt in Übereinstimmung mit den Prinzipien der DIN EN ISO 9001.

Mit dem Standort:

**Niederlassung Regensburg**  
**Ludwig-Eckert-Str. 8, 93049 Regensburg**

*Diese Urkundenanlage gilt nur zusammen mit der schriftlich erteilten Urkunde und gibt den Stand zum Zeitpunkt des Ausstellungsdatums wieder. Der jeweils aktuelle Stand der gültigen und überwachten Akkreditierung ist der Datenbank akkreditierter Stellen der Deutschen Akkreditierungsstelle zu entnehmen ([www.dakks.de](http://www.dakks.de))*

Verwendete Abkürzungen: siehe letzte Seite

Seite 1 von 6



**Anlage zur Teil-Akkreditierungsurkunde D-PL-14153-02-03**

**Inhaltsverzeichnis**

- 1 Messungen und Ermittlungen des Windpotentials und Bestimmung des Energieertrages**
  - 1.1 Durchführung von Windmessungen mittels LiDAR
  - 1.2 Ermittlung des Windpotentials und Bestimmung des Energieertrages; Bestimmung der Standortgüte
  - 1.3 Bestimmung der charakteristischen, repräsentativen und effektiven Turbulenzen der Standorteignung und der Extremwinde
  - 1.4 Berechnung der Schattenwurfimmission und Schallimmission

Gültig ab: 19.12.2022  
Ausstellungsdatum: 19.12.2022

Seite 2 von 6



**Anlage zur Teil-Akkreditierungsurkunde D-PL-14153-02-03**

Prüfungen in den Bereichen:

**Messungen und Ermittlungen des Windpotentials sowie Bestimmung der Standortgüte und des Energieertrages von Windenergieanlagen; Durchführung von Windmessungen mittels LiDAR; Bestimmung von Turbulenzen; Berechnung der Schattenwurfimmission und Schallimmission**

Die Verfahren sind mit den nachfolgend aufgeführten Symbolen der Standorte gekennzeichnet, an denen sie durchgeführt werden:

R - Regensburg

Innerhalb der mit \* gekennzeichneten Akkreditierungsbereiche ist dem Prüflaboratorium, ohne dass es einer vorherigen Information und Zustimmung der DAkkS bedarf, die Anwendung der hier aufgeführten genormten oder ihnen gleichzusetzenden Prüfverfahren mit unterschiedlichen Ausgabeständen gestattet.

Das Prüflaboratorium verfügt über eine aktuelle Liste aller Prüfverfahren im flexiblen Akkreditierungsbereich.

Gültig ab: 19.12.2022  
Ausstellungsdatum: 19.12.2022

Seite 3 von 6