



**Mehr Wert.
Mehr Vertrauen.**

PRÜFBERICHT

Windpotential- und Ertragsermittlung

BUSTERTKOPF (BW)

Bericht Nr.: MS-2401-031-BW-WG-de

Revision 0

Datum: 29.10.2024

Unsere Zeichen:
IS-ESW-RGB/LL

Das Dokument besteht aus
65 Seiten.
Seite 1 von 65

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. DE 129484218

Informationen gemäß § 2 Abs. 1 DL - Ferdinand Neuwieser (Sprecher)

InfoV

unter 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

Telefon: 089 5190-4001

TUV®

**Auftraggeber**

Elektrizitätswerke Mittelbaden AG & CO. KG
 Lotzbeckstraße 45
 77933 Lahr / Schwarzwald

Angaben zum Auftrag

Angebots-Nr.	Bestelldatum	Dienstleistung
AN-WG-2309-423-BW	18.12.2023	Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen

Berechnete Konfigurationen

Konfig.-Nr.	Anzahl WEA	WEA-Typ	Leistung	Durchmesser	Nabenhöhe
I	2	E-175 EP5	6.0 MW	175.0 m	162.0 m

Ausgehändigte Berichte und Änderungen

Revision Nr.	Datum	Titel des Berichtes und Kurzbeschreibung der Änderung
00	29.10.2024	- Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen - finaler Bericht

Angaben zur Akkreditierung

Prüflab-Nr.	Arbeitsanweisung	Technische Richtlinie
D-PL-14153-02-03	AAWSC-002 (2022-05)	FGW TR 6 Rev. 12

Verwendete Berechnungsprogramme

Angewendet	Software	Version	Hersteller
x	WindPRO	4.0.552	EMD A/S
	WAsP	12.9	DTU Wind Energy
x	WindSim	12	WindSim AS

Hinweise

Dezimaltrennzeichen: Punkt

Zifferngruppierung: Hochkommata

Es existieren keine wirtschaftlichen oder weiterführende geschäftliche Verflechtungen mit dem Auftraggeber

Der Prüfbericht ist durch den Auftragnehmer entsprechend unseres Angebots 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.



Inhalt

0	Zusammenfassung der Ergebnisse	6
0.1	Zusammenfassung	6
0.2	Ergebnisse der Energieertragsberechnung, Überschreitungswahrscheinlichkeit und Unsicherheitsbetrachtung.....	7
0.3	Ergebnisse der Unsicherheitsbetrachtung.....	7
0.4	Ergebnisse der Verlustberechnungen	7
0.5	Verlustannahmen.....	8
1	Eingangsdaten für das Berechnungsmodell	9
1.1	Landnutzung	9
1.2	Orographie.....	10
1.3	Tabellarische Darstellung der Koordinaten	11
1.3.1	Geplante Anlagen	11
1.3.2	Bestandsanlagen	11
1.3.3	Messstandorte	11
1.4	Graphische Darstellung des geplanten Windparks.....	12
1.5	Waldeinfluss auf den geplanten Standort.....	13
1.6	Standortbesichtigung	13
1.7	Zusammenfassung und Bewertung der Eingangsdaten	14
2	Langzeitdaten	15
2.1	Vorhandene Eingangsdaten.....	15
2.2	Eingangsdaten zur Berechnung der Luftdichte	15
3	Projektspezifische Eingangsdaten	16
3.1	Lidarmessung	16
3.2	Prüfung der Windmessdaten.....	18
3.2.1	Remote Sensing Korrektur in komplexem Gelände.....	18
3.2.2	Prüfung bzw. Anwendung der Kalibriereinstellungen	18
3.2.3	Prüfung der Windmessdaten.....	18
3.3	Vergleich der Messhöhen untereinander.....	20
4	Korrelationsuntersuchungen und Langzeitkorrektur	22
4.1	Korrelationsuntersuchungen Windmessdaten mit weiteren meteorologischen Daten	22
4.2	Langzeitextrapolation.....	26
4.2.1	Prüfung der Langzeitdaten	26
4.2.2	Langzeitextrapolation der Windmessdaten.....	27
5	Validierung des Modells	28
5.1	Verwendetes Modell und Parametrierung	28



5.2	Meteorologischer Eingangsdatensatz	28
5.3	Ergebnisse der Plausibilitätsprüfung	28
6	Weitere Ergebnisse der Windgeschwindigkeits- und Ertragsermittlung	30
6.1	Windgeschwindigkeitsstatistiken	30
6.2	Analyse der Ertragsverluste	31
6.2.1	Quellen für Ertragsverluste	32
7	Unsicherheitsanalyse	33
7.1	Meteorologische Eingangsdaten U_{MET}	33
7.2	Modellierung Windfeld U_{MOD}	34
7.3	Modellierung Parkwirkungsgrad U_{FAR}	34
7.4	Eingangsdaten WEA U_{WEA}	35
7.5	Energieverlustfaktoren U_{LOSS}	35
7.6	Kombinierte Unsicherheit des Ertrags U_{COM}	35
8	Hinweise zur Erstellung des Prüfberichts	36
9	Erfüllungsgrad gegenüber der FGW TR6 [13]	37
10	Literaturverzeichnis	39
11	Anhang	41
11.1	Das Berechnungsmodell	41
11.1.1	Das verwendete Windpark-Modell	41
11.2	Das Modell WindSim	42
11.2.1	Das Berechnungsmodell	42
11.2.2	Modellparameter	46
11.3	Anpassungen des Modells	47
11.3.1	Modellierung in Waldgebieten	47
11.3.2	Höhenmodelle	48
11.3.3	Orographisch komplexe Gebiete	48
11.4	Langzeitindizes für Ertragsdaten	48
11.4.1	BDB-Index der Betreiber Datenbasis	48
11.4.2	Meteo-Index	48
11.4.3	Ertragsindex	49
11.4.4	Korrelationsuntersuchung	49
11.5	Plausibilitätsprüfung mit vorhandenen Ertragsdaten	49
11.6	Plausibilitätsprüfung mit vorhandenen Windmessdaten	50
11.6.1	Standortbezogene Windmessung	50
11.6.2	Standortfremde Windmessung	50
11.7	Standortbesichtigungen und notwendige Begutachtungen	51
11.7.1	Begutachtung des Windparkgeländes	51



11.7.2	Begutachtungen von Windmessungen	51
11.7.3	Begutachtungen von vorhandenen nahe liegenden Windkraftanlagen	52
11.8	Panorama-Fotos am Standort des Windparks (WEA2_BUS)	53
11.9	Anlagenspezifische Eingangsdaten	54
11.9.1	Informationen zu verwendeten Leistungskennlinien	55
12	Auswertung von Windmessdaten mittels Messmast und/oder Fernmessgerät ...	56
12.1.1	Prüfung der Windmessdaten.....	56
12.2	Prüfung von Kalibriereinstellungen.....	56
12.3	Erweiterte Korrelationsuntersuchungen - MCP	56
12.4	Zusätzliche Informationen zu der Lidarmessung	57
12.5	Kalibrierprotokolle	61
12.6	Abkürzungsverzeichnis	62
13	Auszug aus der Akkreditierungsurkunde	63



0 Zusammenfassung der Ergebnisse

0.1 Zusammenfassung

Es wird eine unabhängige Windpotential- und Ertragsermittlung für den Standort Bustertkopf berechnet.

Der geplante Windpark besteht aus zwei Anlagen vom Typ Enercon E-175 EP5 mit 6 MW Nennleistung und 162 m Nabenhöhe. Bestandsanlagen werden entsprechend den Vorgaben der FGW TR6 [13] 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.

Waldflächen werden durch eine Waldmodellierung auf Basis des Rauigkeitsmodells innerhalb des Programms WindSim berücksichtigt. Angaben hierzu werden in Abschnitt 1.5 gemacht.

Als meteorologische Eingangsdaten werden Daten der durchgeführten LiDAR-Messung WLS-1417 Hornisgrinde-Mummelsee über einen Zeitraum von 12 Monaten (11/2021 – 10/2022) herangezogen. Die Daten werden für den Standort als ausreichend repräsentativ eingestuft.

Die Messhöhe von 160 m wird für die Erzeugung des Winddatensatzes herangezogen. Diese Zeitreihe wird für die Erzeugung des Winddatensatzes herangezogen. Die Windmessung erfüllt hinsichtlich der Messdauer die Anforderungen der FGW-TR6. Zur Langzeitextrapolation der Messung werden Mesoskalendaten über einen Zeitraum von 20 Jahren (01/2004 – 12/2023) verwendet.

Zur Validierung des Modells werden die Daten der bestehenden Anlage Enercon E-70 direkt am geplanten Standort herangezogen. Für den Langzeitbezug werden ERA5-Daten verwendet. Der Referenzzeitraum wird auf 01/2004 bis 12/2023 festgelegt, die Indizes werden auf diesen Zeitraum normiert.

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

Eine Standortbesichtigung wurde durch einen Mitarbeiter der TÜV SÜD IS GmbH durchgeführt [1.6].

Insgesamt werden die Anforderung der FGW TR6 [13] erfüllt.



0.2 Ergebnisse der Energieertragsberechnung, Überschreitungswahrscheinlichkeit und Unsicherheitsbetrachtung

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	42'013	7.0	1.118	8.9	38'257	13.9	37'591	36'914	35'478	34'682	33'797	31'465	29'540
WEA2_BUS	20'318	6.8	1.115	9.0	18'498	14.0	18'173	17'842	17'140	16'752	16'319	15'180	14'239
WEA4_BUS	21'695	7.2	1.121	8.9	19'759	13.7	19'418	19'071	18'335	17'928	17'474	16'279	15'293

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																										
	Fernerkundung							Langzeitkorrektur					Modell				Parkmodell	Leistungskennlinie			Verlust	Gesamtunsicherheit					
	Verifikation	Klassifikation	Störungseffekte	Korrekturen	Montageeffekte	Datenintegrität	U (RSD)	Repräsentativität	zeitl. Konsistenz	Abbildungsalgorithmus	kurzer Zeitraum	Bezugszeitraum	Betriebszeitraum	U (Langzeit)	U (Winddaten)	Topographie		Modellsensitivität	Vertikaltransfer	Horizontaltransfer			U (Modell)	U (Parkmodell)	Basisunsicherheit	Standorteffekte	Betriebsverhalten
	Park	6.4	1.2	4.6	0.0	0.1	1.3	9.2	2.0	2.0	2.8	2.0	2.0	2.8	5.6	10.8	2.0	3.8	1.2	2.0	4.9	0.2	6.7	1.5	0.0	6.8	2.1
WEA2_BUS	6.4	1.2	4.6	0.0	0.1	1.3	9.2	2.0	2.0	2.8	2.0	2.0	2.8	5.6	10.8	2.0	3.8	1.2	2.0	4.9	0.1	7.0	1.5	0.0	7.1	2.1	14.0
WEA4_BUS	6.4	1.2	4.6	0.0	0.1	1.3	9.2	2.0	2.0	2.8	2.0	2.0	2.8	5.6	10.8	2.0	3.8	1.2	2.0	4.9	0.2	6.4	1.5	0.0	6.6	2.1	13.7

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

0.4 Ergebnisse der Verlustberechnungen

Verlustfaktoren in [%]																						
Park / WEA	Park	Verfügbarkeit				elektr. Effizienz		Leistungsverhalten		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	sonstige genehmigungsrechtliche Einschränkungen		
Park	0.4	3.0	0.0	0.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.5	3.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	8.9	
WEA2_BUS	0.4	3.0	0.0	0.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.5	3.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	9.0	
WEA4_BUS	0.5	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	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	8.9	

Tabelle 3: Zusammenfassung der Verluste gem. FGW TR6.



0.5 Verlustannahmen

Zusammenfassung Verluste im Windpark			
Parameter	Verlust	Kommentar	Standard
Abschattungseffekt (Curtailments berücksichtigt)	0.4%	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 Anlageliefervertrages.	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	0.0%	Betriebseinschränkungen gemäß Vorgaben der Schallprognose berechnet.	-
Schattenwurf	0.0%	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.	-
Gesamtverlust	8.9%		

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 (60 km x 60 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.

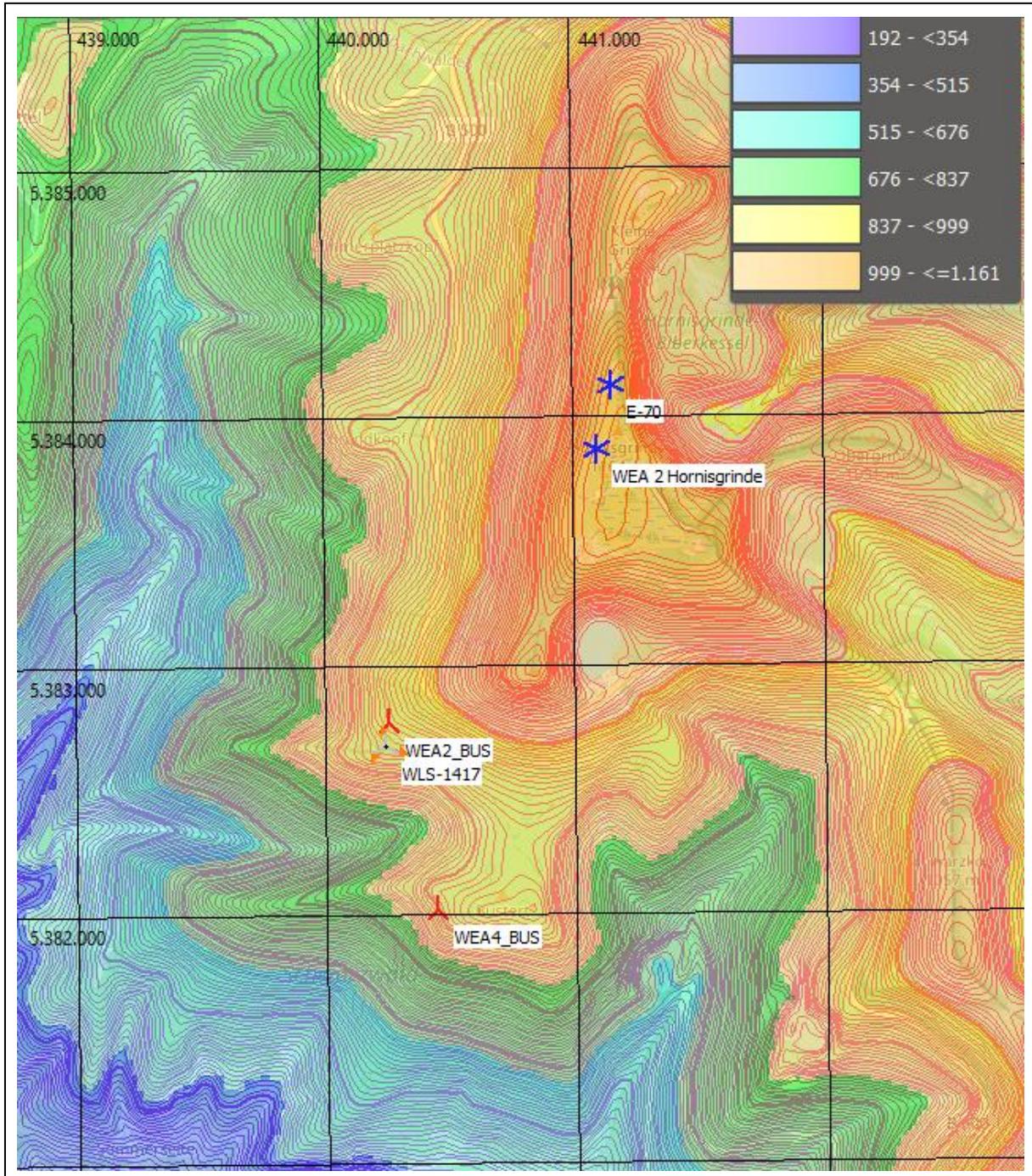


Abbildung 1: Digitales Geländemodell [3] sowie erstelltes Höhenlinienmodell mit den Standorten der geplanten WEA (▲) und bereits in Betrieb und in Planung befindlicher WEA (*). Der Standort der Windmessung ist als Kreuzsignatur (⊕) ersichtlich.



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 Bustertkopf	Anlagentyp	Nabenhöhe	Durchmesser	Leistung	Koordinatensystem		Höhe ü. NN (ca.)
					UTM (north)-ETRS89 Zone: 32		Fußpunkt
					X	Y	[m]
WEA2_BUS	E-175 EP5	162.0	175	6.0	440'253	5'382'763	944
WEA4_BUS	E-175 EP5	162.0	175	6.0	440'440	5'382'010	898

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
					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 Anlagen befinden sich auf der Hornisgrinde, wobei die E-70 bereits existiert und sich die WEA 2 in Planung befindet.

1.3.3 Messstandorte

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

Messstandorte - Koordinaten							
Name	Art der Messung	Koordinatensystem				Höhe ü. NN (ca.)	
		UTM (north)-ETRS89 Zone: 32				Fußpunkt	
		X	Y			[m]	
WLS7-1417	Lidar	440'239	5'382'672			930	

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 einer Karte im Hintergrund.

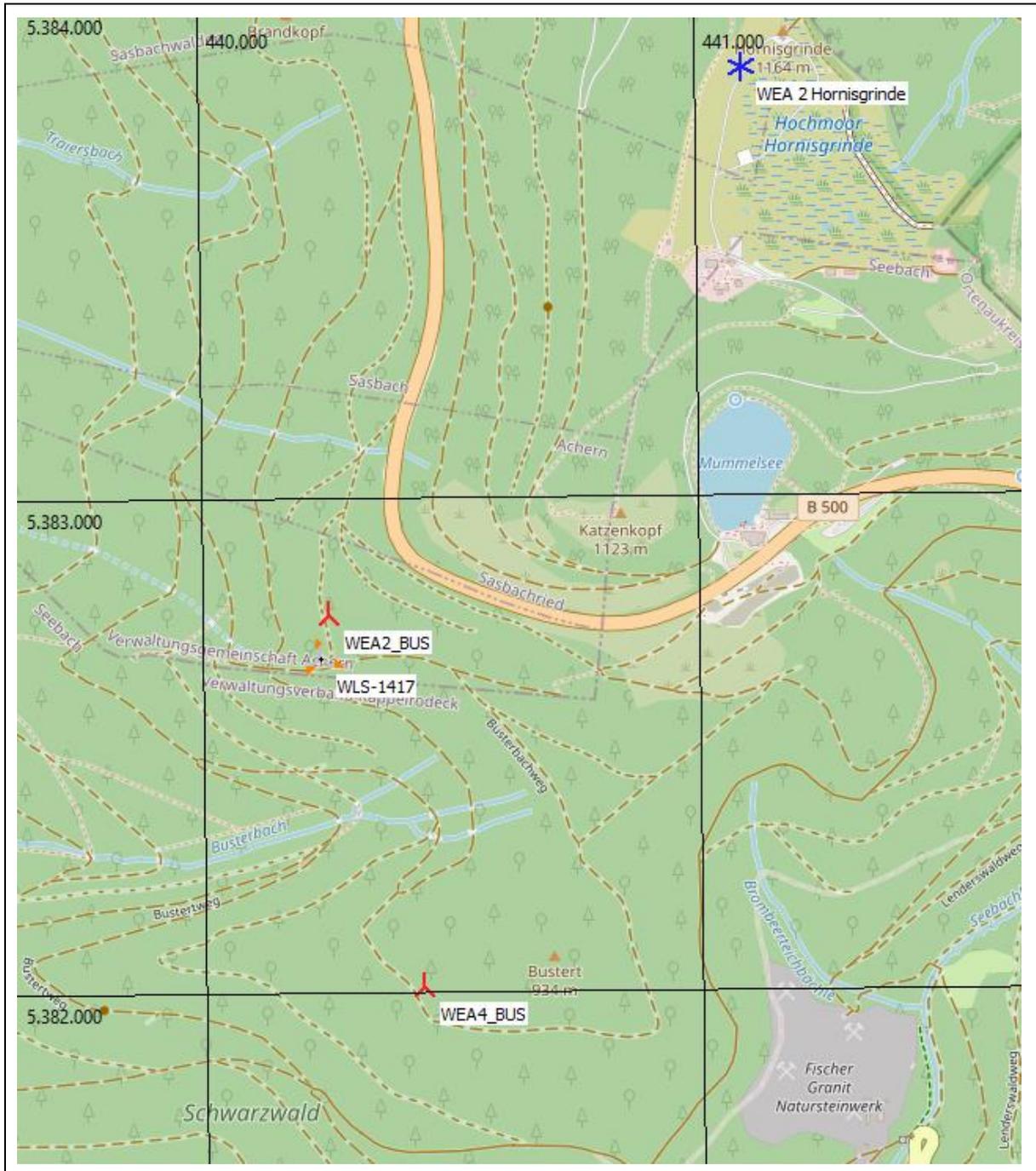


Abbildung 2: Karte [30] mit den Standorten der geplanten WEA (🚩) und bereits in Betrieb befindlicher WEA (✳️). Der Standort der Windmessung ist als Kreuzsignatur ersichtlic (✳️).



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	Hornisgrinde
Bearbeiter	Ludwig Schneider
Besichtigungsstatus	Konnte besichtigt werden
Datum der vor-Ort-Begehung	05.02.2024
Orographische Prägung (<1'000m)	hügelig-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 den Onlinedatenpool von WindPro bezogen [6]. Zudem stehen die Ertragsindizes der Betreiberdatenbasis (BDB) zur Verfügung [14].

Geeignete Langzeitdatensätze (Windgeschwindigkeiten und Erträge)						
Name	Datenart	Lon - Lat / Zone	Höhe	verfügbarer Zeitraum		verwendet
		[°]	[m]	Start	Ende	
EMD-WRF Europe+ (ERA5)	Mesoskalendaten	8.19E-48.64N	100	01.01.1999	01.11.2023	Messdaten- MCP
MERRA-2	Reanalysedaten	8.13E-48.50N	50	01.01.1992	01.11.2023	Vergleich
ERA5(T) Rectangular Grid	Reanalysedaten	8.25E-48.50N	100	01.01.1992	16.11.2023	Vergleich
ERA5 (Gaussian Grid)	Reanalysedaten	8.00E-48.76N	100	01.01.1992	01.11.2023	Vergleich
BDB	Ertragsindex	Zone 24	---	15.01.1997	15.10.2023	Vergleich

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

Mit Ausnahme der MERRA2-Daten und des BDB-Index 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 der Langzeitkorrektur der Ertragsdaten, wurden die Daten mit der besten Regression verwendet. Es handelt sich um die Daten des EMD-WRF ERA5-Datensatzes. 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-EuropeEra5-Daten innerhalb des Berechnungsprogramms WindPro [6] mittels der standortbezogen ermittelten Parameter gemäß IEC [11].

Da die Messung der Temperatur und Luftdichte am LiDAR in nur ca. 3 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

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	
Allgemeine Informationen	
Name der Windmessung	WLS7-1417 Hornisgrinde Mummelsee
Status der Windmessung während der Standortbesichtigung	bereits abgebaut
Betreiber	EWM AG & Co.KG
Art der Messung	LIDAR
Lage der Windmessung und topographische Informationen	
Nächstliegende Ortschaft Entfernung	Seebach < 3 km
Koordinaten (GK3)	O: 3'440'291.184 / N: 5'384'385.125
Koordinaten (WGS84)	8.189509° O / 48.594259° N
Lage der Windmessung gg. geplantem Windpark	Messung befindet sich nahe dem geplanten Windpark
Fußpunkthöhe des Windmessung über NN (ca.)	937 m
Orographie	hügelig-gebirgig
Landnutzung	Waldrandlage
Hindernisse vorhanden	Nein, kein Hindernis vorhanden
Bewertung der Repräsentativität der Messung gemäß FGW	Anströmbedingungen unterscheiden sich geringfügig
Bewertung der Standortkomplexität nach FGW	komplex
Standortbesichtigung (Mitarbeiter, Datum der Vor-Ort-Begehung)	Ludwig Schneider, 05.02.2024
Besichtigungsstatus (SGU-Unterweisung)	konnte nicht besichtigt werden
Messdateninformationen	
Aufgezeichneter Messzeitraum	27.10.2021 - 22.11.2022
Ausgewerteter Messzeitraum	01.11.2021 - 31.10.2022
Aufzeichnungsrate	---
Verwendete Mittelungsdauer	10 Min
Verfügbarkeit	69.4% - 87.9% (180 m - 80 m)
Sonstige Aufzeichnungen	Temperatur, Windrichtung, Luftdichte, Relative Feuchtigkeit
Messhöhen	
Messhöhe der Windgeschwindigkeit	180 m, 160 m, 140 m, 120 m, 100 m, 80 m, 60 m
Messhöhe der Windrichtung	

Tabelle 14: Basisinformation über die Lidarmessung – Teil 1. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.



Zusätzliche Angaben	
Gerätetyp	Windcube V2
Sensivitätstest gemäß FGWRichtlinie TR6 (Herstellerangabe)	Vorhanden
Akkreditierter Dienstleister	Ja
Messmasten / WEA zur Korrelation vorhanden	-
Monatliche Logbücher vorhanden	Ja, siehe Verweise
Betreuung der Messung durch akkreditiertes Prüflabor	Ja, siehe Verweise
Messbericht vorhanden	Nein
Zweck der Messung	Potenzialbestimmung
Verifikationstest gemäß FGWRichtlinie TR6	Kalibrierung an Windmessung durchgeführt
Potenzialbestimmung: 12 Monate Messdauer	Anforderung erfüllt
80% Verfügbarkeit	Anforderung erfüllt
Valdierungsmessungen: Hauptwindrichtung und meteorologische Situation abgedeckt	Anforderung erfüllt
Valdierungsmessungen: effektiver Messzeitraum > 3-6 Monate	Anforderung erfüllt
Messung konform zu IEC 61400-12-1 / FGW-Richtlinie TR6	Konform zu den genannten Regelwerken
Verweise	[20], [29]

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



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

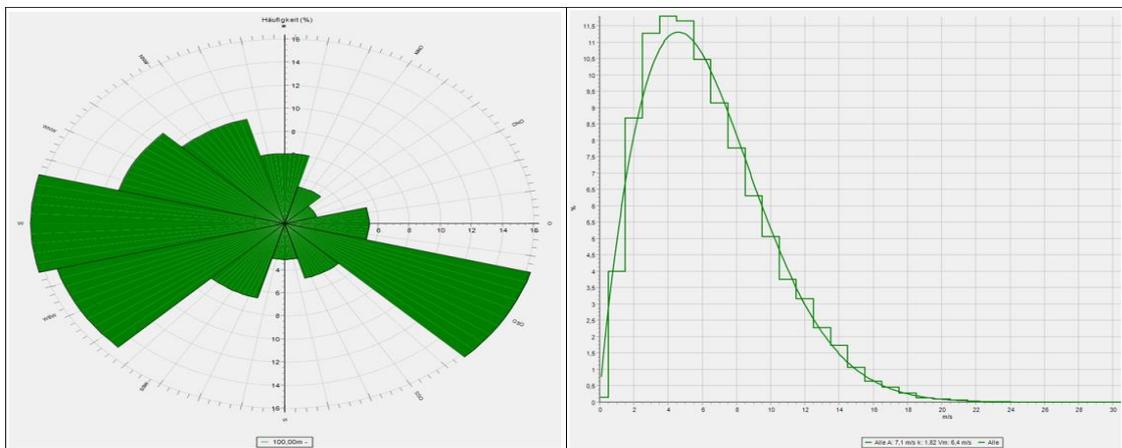


Abbildung 4: Windrose und Histogramm für den ausgewerteten Messzeitraum unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit.



3.2 Prüfung der Windmessdaten

3.2.1 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.

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

3.2.2 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 [29]. 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.

Die im Messsystem eingestellten Werte, wie z.B. der Offset der Windrichtung, konnten nicht direkt überprüft werden, da das Messsystem zum Zeitpunkt der Standortbesichtigung schon abgebaut war. Es liegt jedoch eine Dokumentation des Messaufbaus vor [20].

3.2.3 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 10° auf die Windrichtung aufzuschlagen.

Die FCR-Korrektur war während der Messperiode aktiviert. Die Messdaten wurden hinsichtlich der Änderung dieser Korrektur verglichen.

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.



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 80 m zu erhöhen, wurden 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 ($R^2=95.2\%$, zwischen 100 und 60 m). Die resultierende Datenverfügbarkeit kann ebenfalls mit sehr gut bewertet werden.

Verfügbarkeit der Daten nach Anwendung der Prüfkriterien (Gesamtzeitraum)							
Messhöhe [m]	180	160	140	120	100	80	60
Verfügbarkeit relativ [%]							
Originaldatensatz	69.4	73.6	77.0	80.5	84.2	87.9	86.9
gefilterter Datensatz	69.4	73.6	76.8	80.4	84.1	87.7	86.7
MCP	87.7	87.7	87.7	87.7	87.7	87.7	86.7

Tabelle 16: 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
Windgeschwindigkeit [m/s]							
Originaldatensatz	7.1	6.9	6.7	6.5	6.3	6.0	5.5
gefilterter Datensatz	7.1	6.9	6.7	6.5	6.3	6.0	5.5
MCP	7.2	7.1	6.8	6.6	6.3	6.0	5.5

Tabelle 17: 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.

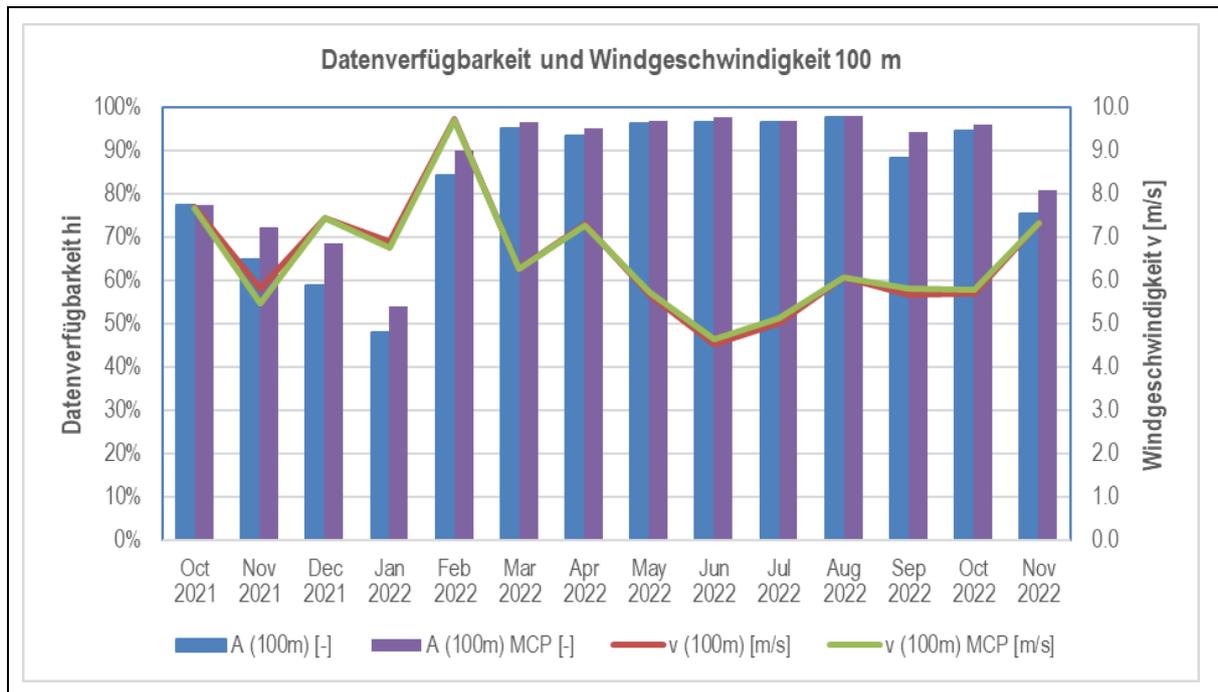


Abbildung 5: Darstellung der monatlichen Datenverfügbarkeit und Windgeschwindigkeit der Lidar-messung 100 m.

3.3 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.

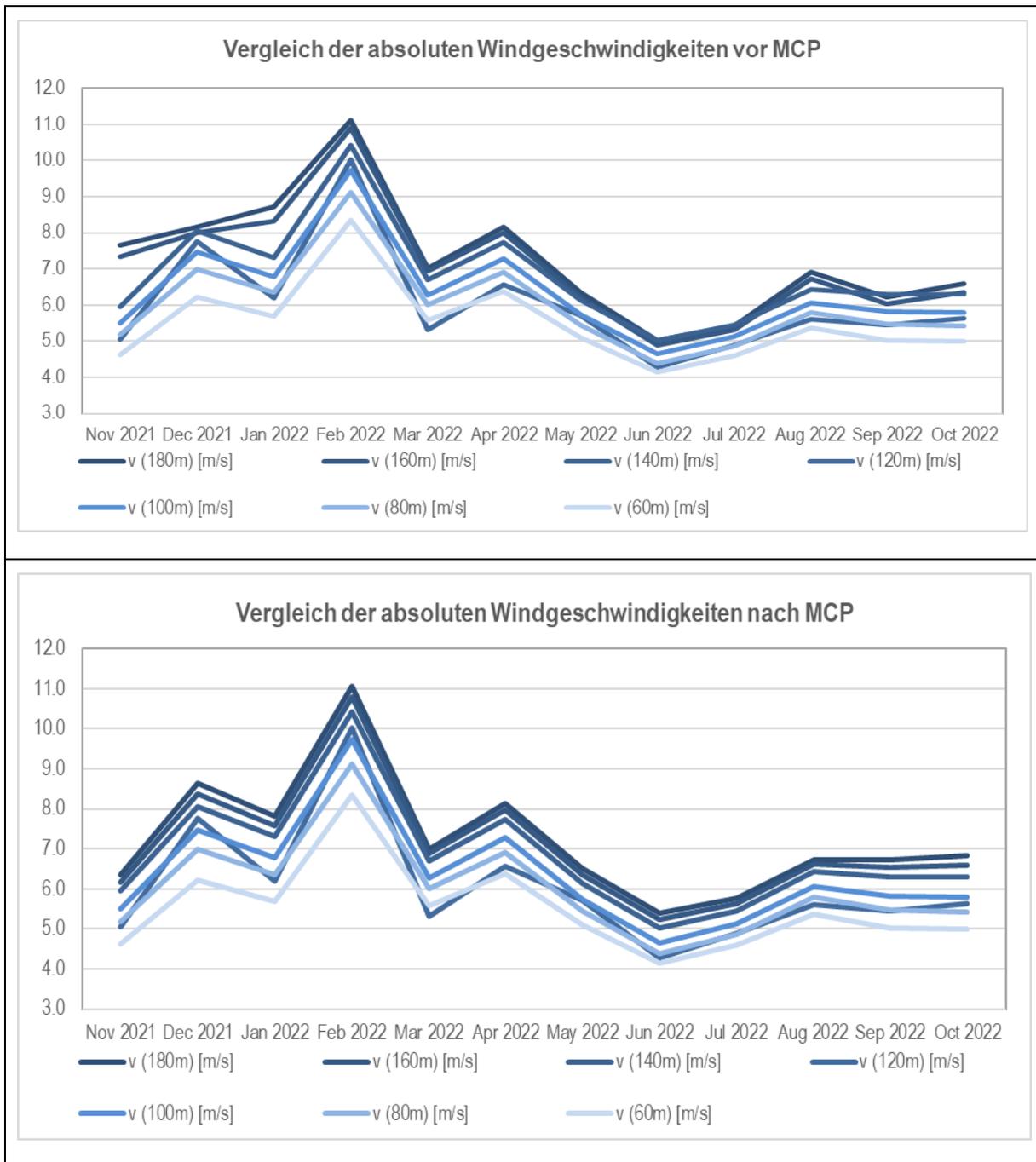


Abbildung 6: Absoluter Vergleich der Windgeschwindigkeiten der Lidarmessung.

Die Windgeschwindigkeiten zeigen einen synchronen Verlauf, mit Ausnahme der 120 m Höhe. Diese wird jedoch nicht verwendet, um die meteorologischen Eingangsdaten für das Modell zu erzeugen. Es 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. Nach der Anwendung des MCP hat sich der Verlauf zwischen der verschiedenen Höhe deutlich verbessert.



4 Korrelationsuntersuchungen und Langzeitkorrektur

4.1 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 synthetisierte Messhöhe auf 160 m der Windmessung dargestellt. Als Korrelationszeitraum wurde der 1-Jahres-Zeitraum gewählt.

Korrelations-Analyse Messdaten mit Langzeitdaten			
Referenzdaten	Korrelationszeitraum	Korrelationskoeffizient	Streudiagramm (v - stündlich) Messdaten vs.
[-]	[-]	[-]	[-]
EMD-WRF Europe+ (ERA5) @150m	01.11.2021 - 31.10.2022	83.9%	
MERRA-2 @50m	01.11.2021 - 31.10.2022	73.7%	
ERA5 (Gaussian Grid) @100m	01.11.2021 - 31.10.2022	71.5%	
ERA5(T) Rectangular Grid @100m	01.11.2021 - 31.10.2022	74.1%	

Abbildung 7: Korrelationsanalyse der Messdaten mit Langzeitdaten.

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

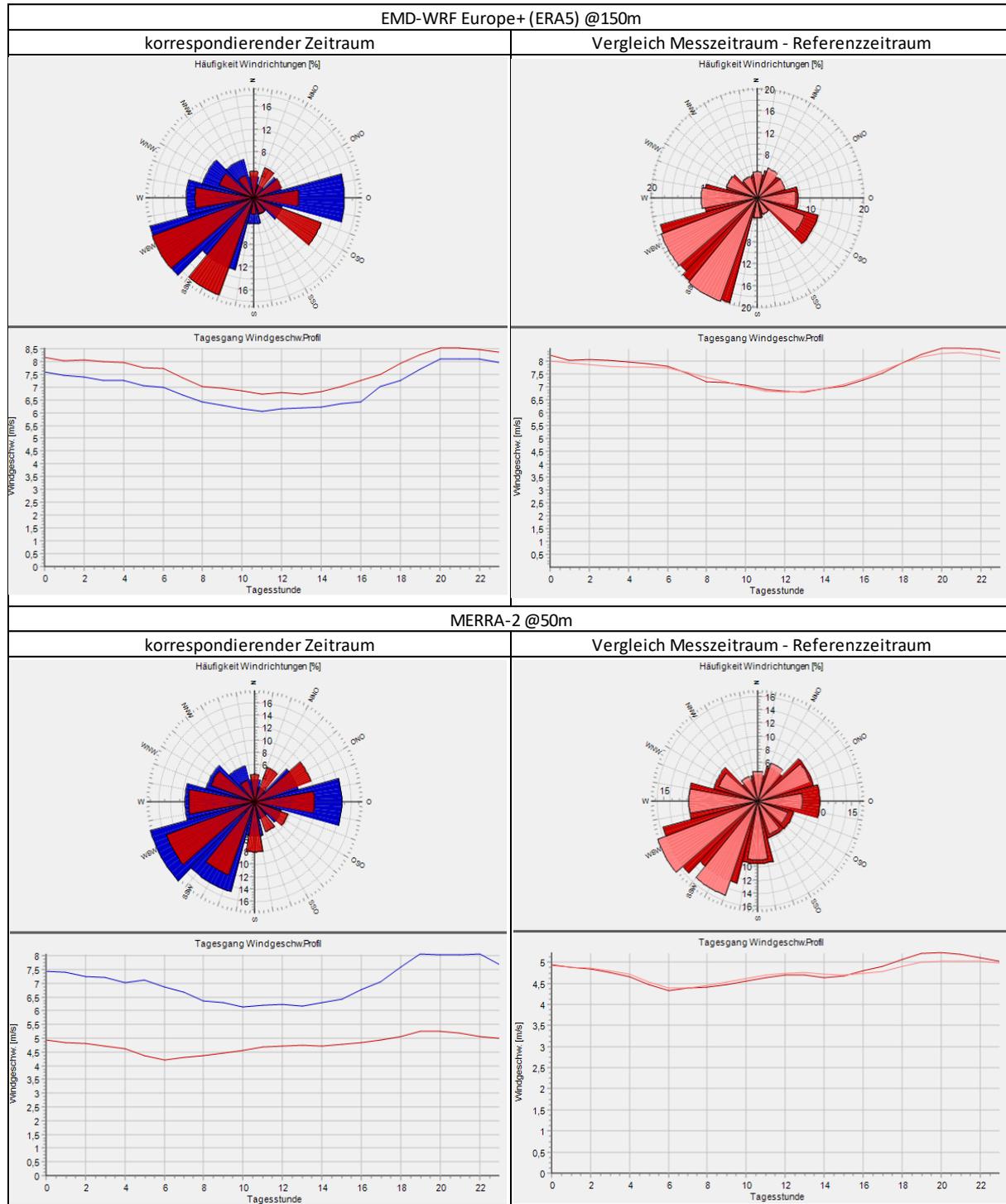


Abbildung 8: Vergleich Windrosen und Tagesgang Messung und Langzeitdaten. Links: Korrespondierender Zeitraum Messung (blau) und Langzeitdaten (rot), rechts: Messzeitraum (rot) und Referenzzeitraum (hellrot) anhand der Langzeitdaten.

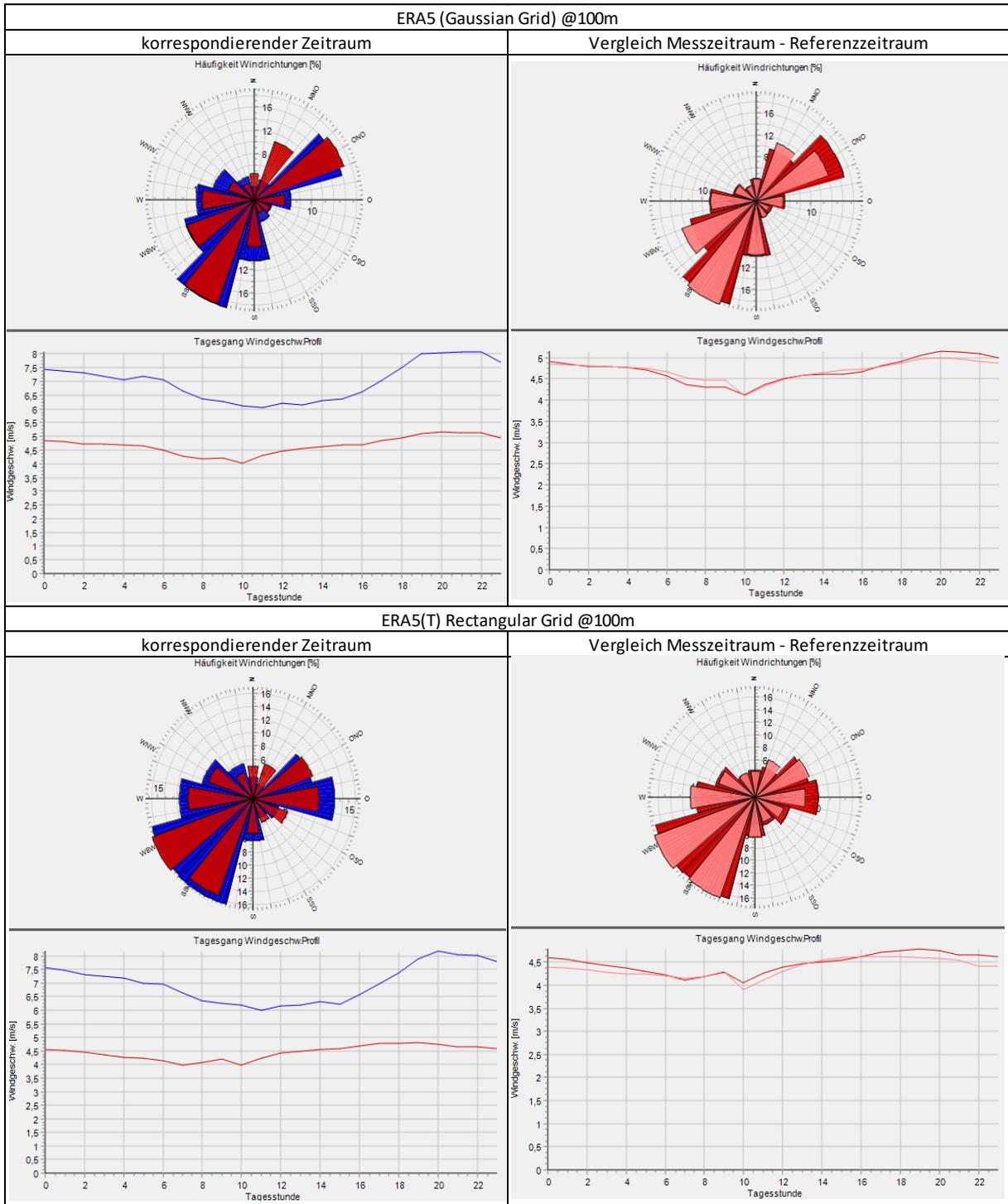


Abbildung 9: Vergleich Windrosen und Tagesgang Messung und Langzeitdaten. Links: Korrespondierender Zeitraum Messung (blau) und Langzeitdaten (rot), rechts: Messzeitraum (rot) und Referenzzeitraum (hellrot) anhand der Langzeitdaten.

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.

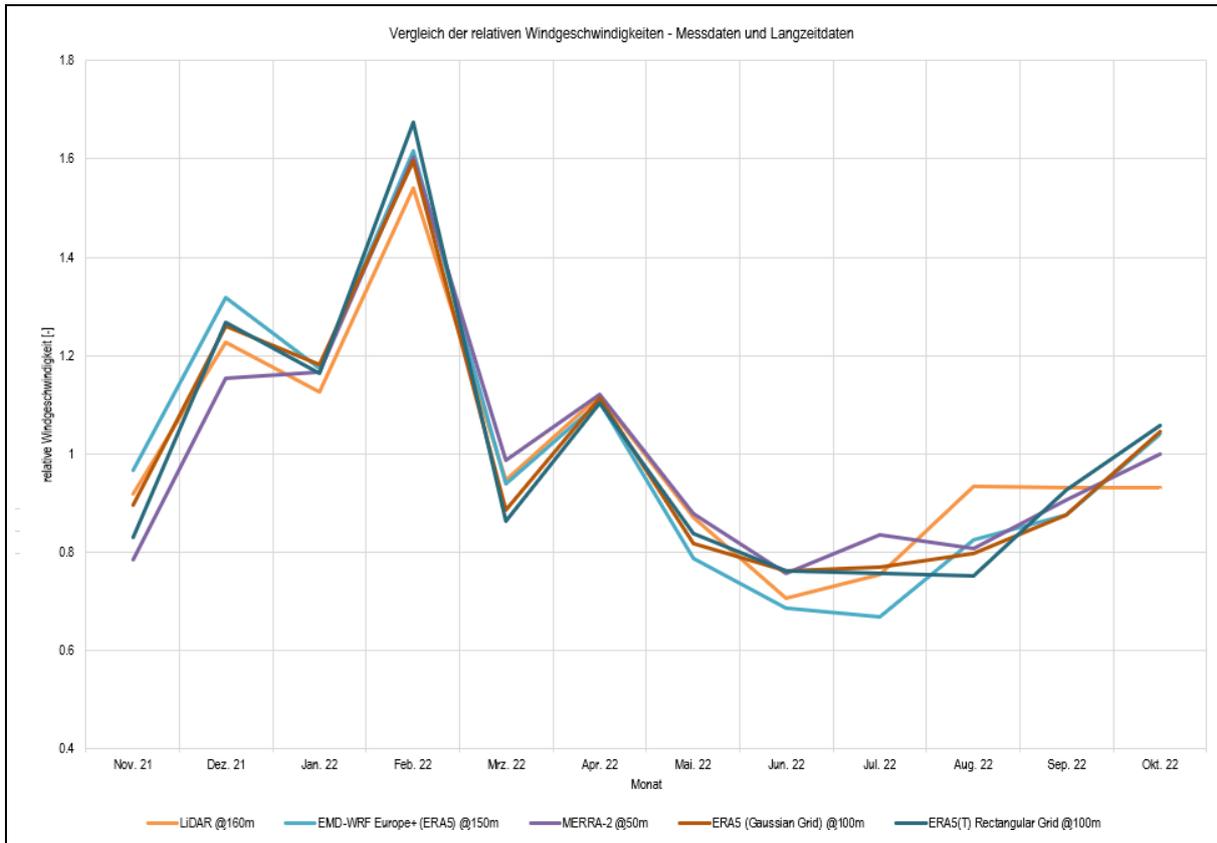


Abbildung 10: Vergleich der relativen Windgeschwindigkeit der Windmessung mit den relativen Windgeschwindigkeiten der Langzeitdaten.

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.



4.2 Langzeitextrapolation

4.2.1 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).

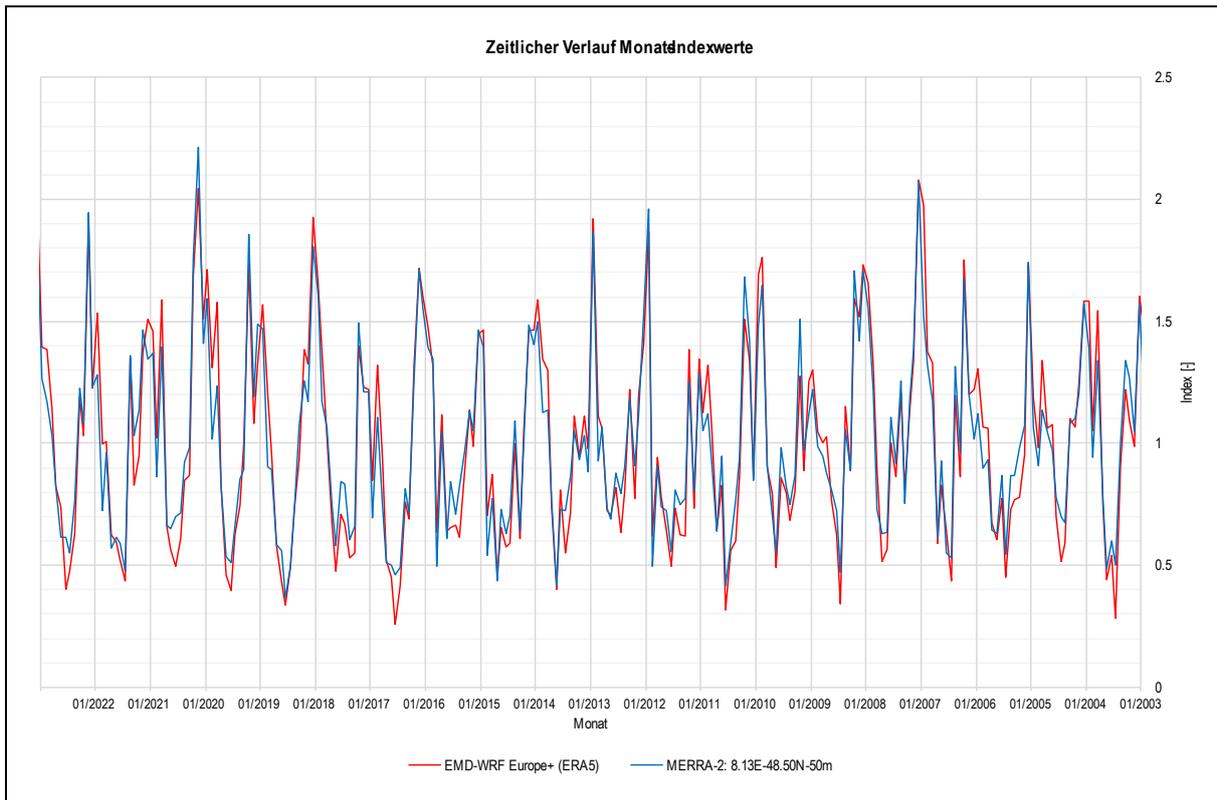


Abbildung 11: Windenergie-Index – Monatsmittel der Referenzdatensätze.

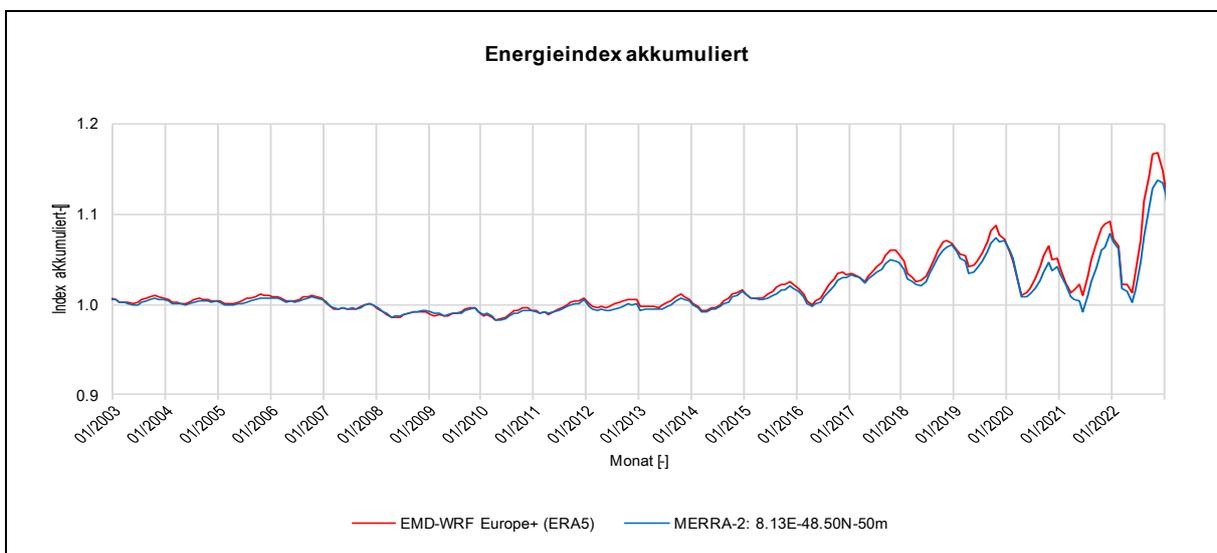


Abbildung 12: Akkumulierter Windenergie-Index basierend auf den Referenzdatensätzen.



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.

4.2.2 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	(01/2003 - 12/2022)	$V_{Langzeit} / V_{Messperiode}$
[-]	[m/s]	[m/s]	[m/s]	[%]
EMD-WRF Europe+ (ERA5) @150m	7.00	7.61	6.77	96.7%
MERRA-2 @100m	7.02	4.77	7.01	99.9%
ERA5 (Gaussian Grid) @100m	7.01	4.68	7.06	100.7%
ERA5(T) Rectangular Grid @100m	7.00	4.45	6.90	98.6%

Tabelle 18: Analyse der Langzeitkorrektur mit Referenzdaten.

In der Gegenüberstellung der Datensätze mit der Messung, zeigte der EMD-WRF Europe + ERA5 die beste Rangkorrelation mit der Messung. 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 3.3 % herunterskaliert.



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, Zo= 0.388	Bewaldet / komplex

Table 19: Zusammenfassung des Modells und Einstellungen.

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

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	Winddaten
	UTM (north)-ETRS89 Zone: 32			
	X	Y	[-]	[-]
EmdEuropeEra5	440'593	5'387'277	1h	01/2003 - 12/2022 (20 a)

Tabelle 20: Information über die verwendeten meteorologischen Eingangsdaten.

5.3 Ergebnisse der Plausibilitätsprüfung

Wie in Abschnitt 1 dargestellt, stehen keine konformen Daten zur Modellvalidierung zur Verfügung. Sollten zu einem späteren Zeitpunkt Daten von Validierungswindparks oder in der



Standortumgebung durchgeführten Windmessungen verfügbar sein, wird eine Nachberechnung der hier gezeigten Erträge dringend angeraten.

Die Lidarmessung erfasst den Höhenbereich von 60 m bis 180 m über Grund und wurde über einen Zeitraum von 12 Monaten betrieben. Aus der Messung wurde 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 wurde. 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]	[-]	[-]
60	5.5	1.00	5.3	1.00	0.00
80	5.9	1.09	5.7	1.09	0.00
100	6.3	1.15	6.1	1.16	0.01
120	6.5	1.19	6.5	1.22	0.03
140	6.7	1.23	6.6	1.24	0.01
160	7.0	1.28	6.8	1.29	0.01
180	7.2	1.31	7.1	1.34	0.03

Tabelle 21: Vergleich zwischen gemessenen und modellierten Windgeschwindigkeiten am Standort der Lidarmessung.

Die Abweichungen zwischen Messung und Modell sind sehr gering. Folglich kann das Modell die lokale Situation am Standort der Windmessung abbilden.



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.

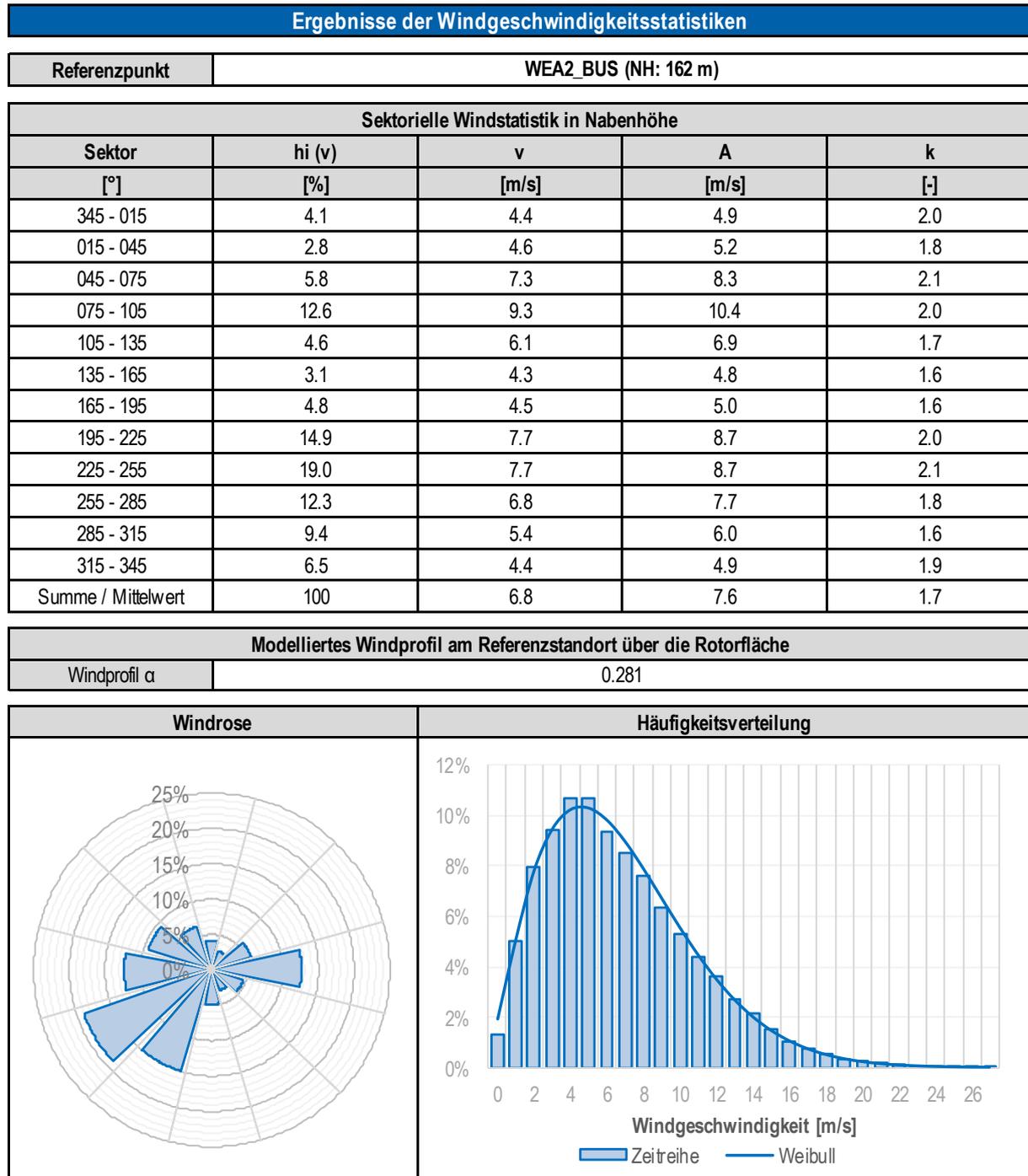


Tabelle 22: Berechnete Windgeschwindigkeitsstatistiken für 12 Sektoren am Referenzpunkt WEA2_BUS.



Ergebnisse der Windgeschwindigkeitsstatistiken

Referenzpunkt	WEA4_BUS (NH: 162 m)
---------------	----------------------

Sektorielle Windstatistik in Nabenhöhe				
Sektor	hi (v)	v	A	k
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]
345 - 015	4.1	3.7	4.2	2.0
015 - 045	2.8	4.4	4.9	1.7
045 - 075	5.8	9.3	10.5	2.1
075 - 105	12.6	10.2	11.5	2.0
105 - 135	4.6	6.1	6.8	1.7
135 - 165	3.1	4.0	4.4	1.6
165 - 195	4.8	4.1	4.5	1.5
195 - 225	14.9	8.0	9.0	2.0
225 - 255	19.0	8.3	9.4	2.1
255 - 285	12.3	7.5	8.5	1.8
285 - 315	9.4	5.6	6.2	1.6
315 - 345	6.5	3.8	4.2	1.8
Summe / Mittelwert	100	7.2	8.0	1.6

Modelliertes Windprofil am Referenzstandort über die Rotorfläche	
Windprofil α	0.230

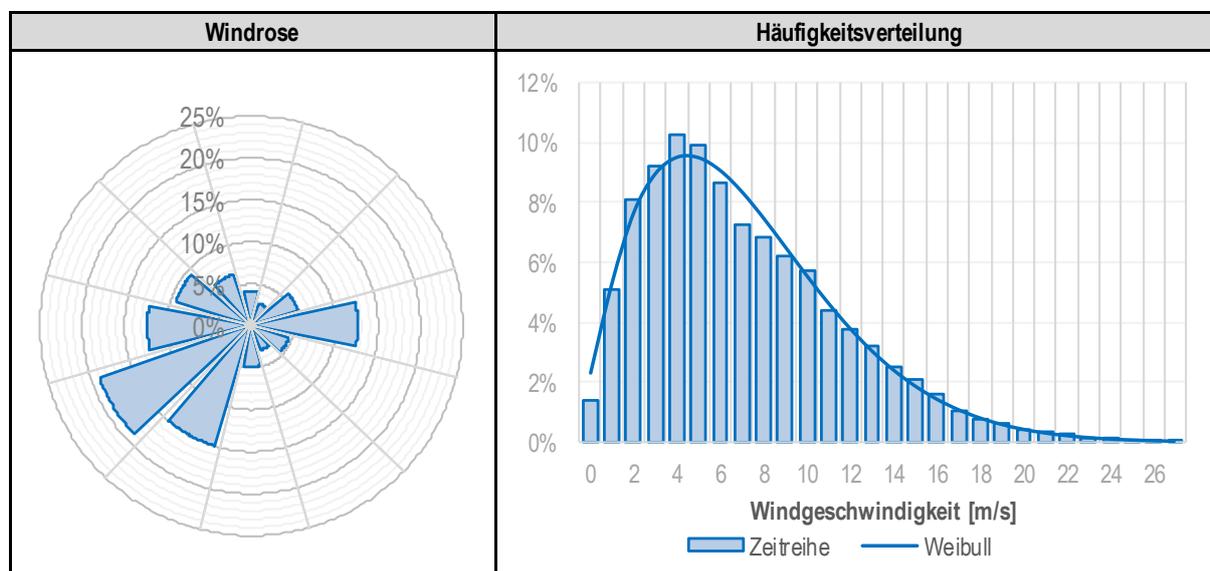


Tabelle 23: Berechnete Windgeschwindigkeitsstatistiken für 12 Sektoren am Referenzpunkt WEA4_BUS.

6.2 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.

6.2.1 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 [24] angegeben:

- Die Schattenwurfverluste werden anhand einer Abschaltung der richtwertüberschreitenden WEA gem. [28] anhand einer astronomisch maximal möglichen Beschattung abgeschätzt.
- Entsprechend des Prüfberichts für die Bewertung von Schallimmissionen [27] werden keine Richtwertüberschreitungen festgestellt. Demnach werden keine Verluste in Bezug auf Schall berücksichtigt.
- Von Kundenseite wird die spezifische Vorgabe zum Fledermausschutz vorgegeben (siehe [24]). 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.

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



7 Unsicherheitsanalyse

Gemäß der FGW TR6 [13] 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 [13] 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 180 m. Dies ist in der Unsicherheit berücksichtigt. Zudem ist der Zeitraum zwischen den Verifikationen größer als 30 Monate und damit als Abweichung zu sehen. 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 Nachbearbeitung), ist 160 m. Dies ist für die Validierung des Windprofils ausreichend.

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

Das Langzeitklima wurde durch eine Extrapolation (vgl. Abschnitt 4.2) 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}

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 11.3) werden addiert.

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

WEA	Lidar	E-70	WEA 2 Hornisgrinde										
WEA2_BUS	0.0%	0.5%	0.0%										
WEA4_BUS	0.0%	2.9%	1.9%										

Tabelle 24: Zuschlag der Teilunsicherheiten des Horizontaltransfers bezüglich der horizontalen Entfernung.

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

WEA	Lidar	E-70	WEA 2 Hornisgrinde										
WEA2_BUS	0.0%	-	-										
WEA4_BUS	0.0%	-	-										

Tabelle 25: Zuschlag der Teilunsicherheiten des Horizontaltransfers bezüglich des Unterschieds in der Geländehöhe.

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

WEA	Lidar	E-70	WEA 2 Hornisgrinde										
WEA2_BUS	0.0%	100.0%	0.0%										
WEA4_BUS	0.0%	100.0%	0.0%										

Tabelle 26: 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 verwendete-



ten Modells berücksichtigt werden. Der ermittelte Parkwirkungsgrad wird in Abschnitt 6.2 dargestellt. Hinsichtlich der Layoutanordnung ist zu sagen, je komplexer diese ist, umso höher ist die damit einhergehende Unsicherheit. Die Anordnung der analysierten Parkkonfiguration entspricht einer Reihe.

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 [11][15] 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 [13] verwendet.

7.6 Kombinierte Unsicherheit des Ertrags U_{COM}

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

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

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 Abschlüsse 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.
- Der Standort der Lidarmessung WLS-1417 wird mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit durch die Orographie beeinflusst. Eine Übertragung der Anströmbedingungen vom Messstandort auf den geplanten Standort ist nur bedingt möglich. Dies ist in der Unsicherheitsbetrachtung berücksichtigt.
- Durch die orographische Beeinflussung der beschriebenen Lidarmessung WLS-1417 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 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 unseres Angebots 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 Erfüllungsgrad gegenüber der FGW TR6 [13]

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
Standortbesichtigung ---	erfüllt
Anforderungen an standortspezifische Winddaten ---	erfüllt
Anforderungen an Vergleichs-WEA ---	nicht vorhanden / nicht relevant
Anforderung an Langzeitkorrektur ---	erfüllt
Anforderung an Modellierung Parkwirkungsgrad ---	erfüllt
Anforderung an Energieertragsberechnung Für die Ertragsberechnungen der geplanten Standorte stand nur eine berechnete Leistungskennlinie zur Verfügung	erfüllt mit Kommentar
Anforderung an Gesamtunsicherheit ---	erfüllt

Tabelle 27: Erfüllungsgrad des vorliegenden Berichts mit der FGW TR6 [13].

Insgesamt werden die Anforderungen der 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: Bustertkopf vom 05.02.2024 und 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] IEC 60050-415: Internationales Elektrotechnisches Wörterbuch, Berlin (D), 1999
- [5] 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
- [6] EMD international A/S, Handbuch Energieberechnungen: http://help.emd.dk/media-wiki/index.php?title=Handbuch_Energieberechnungen, 10/2024
- [7] WAsP 12.9: Wind Atlas Analysis and Application Programm, Roskilde (DK), 2024
- [8] Jensen, N.O. A Note on Wind Generator Interaction. Risø-M-2411, Risø National Laboratory, Roskilde (DK), 1984
- [9] 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
- [10] IEC 61400-1: Wind Turbines – Part 1: Design Requirements, International Electrotechnical Commission, Geneva (CH), Aug. 2005
- [11] IEC 61400-12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines, Geneva (CH), Dec. 2005
- [12] Albers, H. Klug, D. Westermann: Outdoor comparison of cup anemometers, DEWI, Wilhelmshaven (D), 2000
- [13] Fördergesellschaft Windenergie e.V.: Teil 6: Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen, Kiel (D), Rev. 11, 21.09.2020
- [14] Keiler, Häuser: Windindex V2017, Münster 2022
- [15] DIN EN 61400-12-1: Windenergieanlagen – Teil 12-1: Messung des Leistungsverhaltens einer Windenergieanlage (IEC 61400-12-1:2005); Deutsche Fassung EN 61400-12-1:2006; Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik; Frankfurt am Main; Juni 2006
- [16] TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Angebot AN-WG-2309-427-BW, Regensburg, 12.10.2023
- [17] Elektrizitätswerk Mittelbaden AG & Co. KG, Beauftragung Angebot AN-WG-2309-423-BW, Lahr/Schwarzwald, 18.12.2023
- [18] Elektrizitätswerke Mittelbaden AG & Co. KG, Teresa Frenssen, Koordinaten der Windparks Bustertkopf, Ottersweier, Omerskopf, Lauf, Anlage: A3_Übersichtsplan_WP_B500_10_07_2024.pdf, E-Mail vom 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, Installationsprotokoll Lidar 1417 Hornisgrinde Sued.pdf, 27.10.2021
- [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)
- [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/, Stand 18.09.2017
- [26] Elektrizitätswerke Mittelbaden AG & Co. KG, Stefan Böhler, Bestätigung des Anlagentyps des Windparks Hornisgrinde II, E-Mail vom 19.12.2023
- [27] TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Bewertung von Schallimmission für den Standort Bustertkopf, MS-2401-031-BW-SO-de, Rev.0 vom 29.10.2024
- [28] TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Bewertung von Schattenwurf für den Standort Bustertkopf, MS-2401-031-BW-SH-de, Rev.0 vom 29.10.2024
- [29] Kalibrierschein 2021-08, Deutsche Windguard Consulting GmbH, D-K-18020-01-00_DAKkS-RSV21041_WLS7-1417.pdf, 04.10.2021
- [30] OpenStreetMap, © OpenStreetMap contributors (under ODbL), Distribution through EMD and windPRO, Stand: 10/2024.



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 [7] (Wind Atlas Analysis And Application Program) bzw. WindPRO [6] 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 [5][8] entwickelt und von EMD [6] 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 [6], 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 (η_{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 lizenzierter 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 Luftmassenausstritt 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.

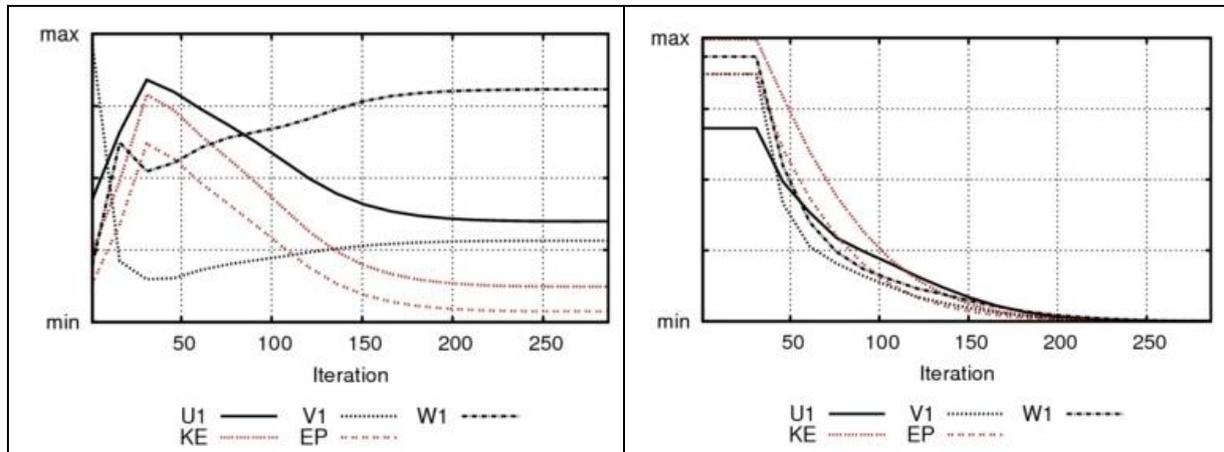
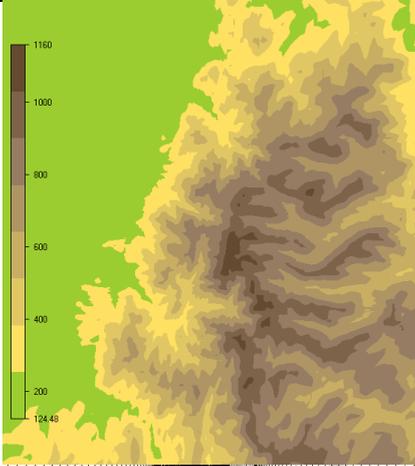
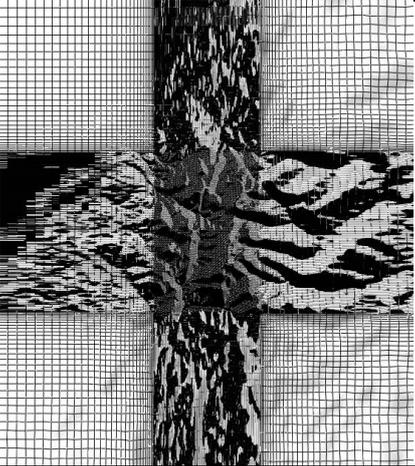
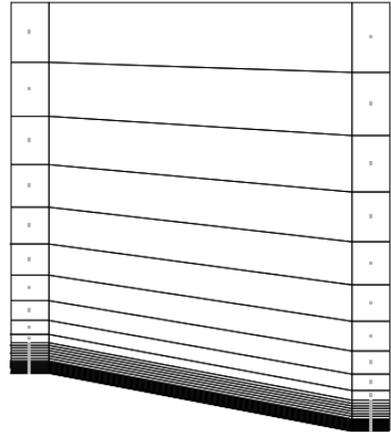


Abbildung 13: Darstellung der relativen Größen und deren Änderung mit der Anzahl der Iterationen (links) und Darstellung des Residuums für die jeweilige relative Größe in Abhängigkeit der Iterationen (rechts).

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



11.2.2 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)¹ 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.

¹ 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 [14].

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 0 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 (WEA2_BUS)

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 [11] 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 [12].

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. den selben 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

Tabelle 28: 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

Zusätzliche Angaben zu der Windmessung

Teil 1: Allgemeine Informationen über die Windmessung								
Name der Windmessung (Land)	WLS7-1417 Hornisgrinde Mummelsee							
Koordinaten (WGS84)	8.189509° O / 48.594259° N							
Höhe ü. NN	937 m							
Messhöhen ü. Grund	180 m, 160 m, 140 m, 120 m, 100 m, 80 m, 60 m							
Beginn Auswertungszeitraum	01.11.2021 - 31.10.2022							
Teil 2: Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeiten (v) und Datenverfügbarkeiten (A)								
Monat	v (180m)	A (180m)	v (160m)	A (160m)	v (140m)	A (140m)	v (120m)	A (120m)
[-]	[m/s]	[-]	[m/s]	[-]	[m/s]	[-]	[m/s]	[-]
Oct 2021	9.9	3.6%	9.2	4.8%	8.7	5.4%	7.8	6.0%
Nov 2021	7.7	40.9%	7.3	45.9%	6.8	50.6%	5.8	56.4%
Dec 2021	8.2	31.8%	8.0	36.5%	7.7	42.1%	7.3	49.6%
Jan 2022	8.7	31.3%	8.3	34.2%	7.8	38.0%	6.5	42.9%
Feb 2022	11.1	67.6%	10.9	71.5%	10.5	75.3%	9.9	80.0%
Mar 2022	7.0	88.2%	6.9	90.0%	6.7	91.6%	5.3	93.1%
Apr 2022	8.2	81.4%	8.0	84.9%	7.8	88.1%	6.7	90.9%
May 2022	6.4	89.4%	6.2	92.8%	6.0	93.9%	5.6	95.6%
Jun 2022	5.0	88.4%	4.9	91.8%	4.8	93.4%	4.1	95.1%
Jul 2022	5.4	86.5%	5.3	91.6%	5.2	93.5%	4.8	95.4%
Aug 2022	6.9	90.0%	6.7	94.3%	6.5	95.9%	5.6	97.0%
Sep 2022	6.2	69.9%	6.0	75.4%	5.9	80.2%	5.1	84.4%
Oct 2022	6.6	81.1%	6.4	85.9%	6.1	88.9%	5.5	91.8%
Fortsetzung von Teil 2: Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeiten (v) und Datenverfügbarkeiten (A)								
Monat	v (100m)	A (100m)	v (80m)	A (80m)	v (60m)	A (60m)		
[-]	[m/s]	[-]	[m/s]	[-]	[m/s]	[-]		
Oct 2021	7.7	77.6%	7.2	77.6%	6.8	68.1%		
Nov 2021	5.8	65.1%	5.2	72.3%	4.6	70.2%		
Dec 2021	7.5	58.9%	7.0	68.8%	6.2	67.2%		
Jan 2022	6.9	48.0%	6.4	54.2%	5.7	53.2%		
Feb 2022	9.7	84.4%	9.1	90.2%	8.3	90.1%		
Mar 2022	6.3	95.3%	6.0	96.8%	5.6	96.7%		
Apr 2022	7.3	93.5%	6.9	95.3%	6.4	94.4%		
May 2022	5.7	96.4%	5.4	97.1%	5.1	96.2%		
Jun 2022	4.5	96.8%	4.4	97.7%	4.1	97.3%		
Jul 2022	5.0	96.6%	4.9	97.0%	4.6	96.3%		
Aug 2022	6.1	97.8%	5.8	98.3%	5.4	97.7%		
Sep 2022	5.7	88.4%	5.5	94.4%	5.0	93.2%		
Oct 2022	5.7	94.8%	5.4	96.2%	5.0	95.2%		



Teil 3: Richtungsunabhängige Messwerte der Windmessung

Höhe ü. Gr.	Windgeschw.	k-Parameter	A-Parameter	Energiedichte	Verfügbarkeit
[m]	[m/s]	[m/s]	[-]	[W/m ²]	[-]
180	7.1	1.8	9.12	7.969	69.4%
160	6.9	1.8	8.93	7.78	73.6%
140	6.7	1.8	8.65	7.521	76.8%
120	6.5	1.8	8.43	7.321	80.4%
100	6.3	1.8	8.15	7.085	84.1%
80	6.0	1.8	7.71	6.73	87.7%
60	5.5	1.8	7.10	6.19	86.7%

Teil 4: Richtungsabhängige Messwerte der Windmessung

Messhöhe Windgeschwindigkeit: 180 m			Messhöhe Windgeschwindigkeit: 180 m		
Sektor	Häufigkeit	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Turbulenzintensität
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]	[%]
0	6.2	4.5	5.1	2.38	---
30	3.6	4.6	5.2	2.36	---
60	2.3	5.3	6.0	2.84	---
90	6.4	7.7	8.7	2.58	---
120	16.9	9.8	11.1	2.51	---
150	5.2	5.9	6.7	2.33	---
180	3.0	4.7	5.3	1.92	---
210	5.5	5.3	6.0	1.97	---
240	15.4	8.0	9.1	2.26	---
270	17.4	8.2	9.2	2.12	---
300	10.0	7.1	8.0	1.98	---
330	8.1	5.3	6.0	1.86	---

Messhöhe Windgeschwindigkeit: 160 m			Messhöhe Windgeschwindigkeit: 160 m		
Sektor	Häufigkeit	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Turbulenzintensität
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]	[%]
0	6.5	4.5	5.0	2.33	---
30	3.6	4.5	5.1	2.27	---
60	2.3	5.1	5.8	2.53	---
90	6.2	7.7	8.6	2.47	---
120	16.9	9.7	11.0	2.47	---
150	5.4	5.9	6.7	2.30	---
180	3.2	4.7	5.2	1.86	---
210	6.0	5.1	5.8	1.93	---
240	15.3	7.7	8.7	2.21	---
270	16.7	7.9	9.0	2.09	---
300	9.8	6.9	7.8	1.94	---
330	8.1	5.2	5.8	1.82	---



Messhöhe Windgeschwindigkeit: 140 m			Messhöhe Windgeschwindigkeit: 140 m		
Sektor	Häufigkeit	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Turbulenzintensität
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]	[%]
0	6.3	4.3	4.9	2.27	---
30	3.5	4.4	4.9	2.19	---
60	2.3	4.9	5.6	2.24	---
90	5.9	7.5	8.5	2.37	---
120	17.1	9.5	10.7	2.46	---
150	5.3	5.8	6.5	2.29	---
180	3.2	4.5	5.1	1.83	---
210	6.3	4.8	5.5	1.90	---
240	15.3	7.3	8.2	2.16	---
270	16.5	7.6	8.6	2.06	---
300	9.8	6.6	7.5	1.92	---
330	8.4	5.0	5.6	1.81	---

Messhöhe Windgeschwindigkeit: 120 m			Messhöhe Windgeschwindigkeit: 120 m		
Sektor	Häufigkeit	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Turbulenzintensität
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]	[%]
0	6.4	4.2	4.8	2.22	---
30	3.4	4.3	4.9	2.13	---
60	2.3	4.8	5.4	2.00	---
90	5.8	7.3	8.3	2.28	---
120	16.9	9.3	10.5	2.44	---
150	5.3	5.7	6.4	2.26	---
180	3.2	4.4	4.9	1.79	---
210	6.7	4.6	5.2	1.87	---
240	15.4	7.0	7.9	2.12	---
270	16.0	7.4	8.3	2.02	---
300	10.0	6.4	7.2	1.89	---
330	8.6	4.9	5.5	1.79	---

Messhöhe Windgeschwindigkeit: 100 m			Messhöhe Windgeschwindigkeit: 100 m		
Sektor	Häufigkeit	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Turbulenzintensität
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]	[%]
0	6.3	4.1	4.6	2.17	---
30	3.3	4.2	4.7	2.07	---
60	2.2	4.6	5.2	1.84	---
90	5.8	7.0	7.9	2.22	---
120	16.9	9.0	10.2	2.43	---
150	5.1	5.6	6.3	2.28	---
180	3.3	4.3	4.8	1.78	---
210	6.8	4.4	5.0	1.84	---
240	15.2	6.5	7.4	2.08	---
270	15.8	7.0	7.9	1.99	---
300	10.4	6.2	7.0	1.86	---
330	8.9	4.7	5.3	1.77	---



Messhöhe Windgeschwindigkeit: 80 m			Messhöhe Windgeschwindigkeit: 80 m		
Sektor	Häufigkeit	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Turbulenzintensität
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]	[%]
0	6.0	3.9	4.4	2.15	---
30	3.2	3.9	4.4	2.02	---
60	2.1	4.4	4.9	1.73	---
90	5.6	6.7	7.5	2.20	---
120	16.6	8.7	9.8	2.44	---
150	5.0	5.4	6.1	2.29	---
180	3.2	4.1	4.7	1.80	---
210	7.0	4.1	4.6	1.84	---
240	14.7	6.0	6.8	2.06	---
270	16.0	6.6	7.4	1.97	---
300	11.2	5.8	6.5	1.86	---
330	9.7	4.5	5.1	1.78	---

Messhöhe Windgeschwindigkeit: 60 m			Messhöhe Windgeschwindigkeit: 60 m		
Sektor	Häufigkeit	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Turbulenzintensität
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]	[%]
0	5.7	3.6	4.0	2.34	---
30	2.9	3.7	4.1	1.88	---
60	2.1	3.7	4.1	1.66	---
90	6.1	5.4	6.1	1.98	---
120	16.5	7.8	8.8	2.42	---
150	5.0	5.8	6.6	2.12	---
180	3.3	4.2	4.7	1.89	---
210	7.0	4.1	4.6	1.94	---
240	13.8	5.7	6.4	1.99	---
270	15.7	5.7	6.4	1.85	---
300	11.4	4.8	5.4	1.72	---
330	10.6	4.0	4.5	1.97	---



12.5 Kalibrierprotokolle



Kalibrierschein / Calibration certificate

erstellt durch das Kalibrierlaboratorium im
issued by the calibration laboratory

Deutsche WindGuard Consulting GmbH
 Oldenburgerstr. 65
 D-26316, Varel, Germany




Deutsche
 Akkreditierungsstelle
 D-K-18020-01-00

	21041
Kalibrierzeichen	D-K-18020-01-00
<i>Calibration mark</i>	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><i>The user is obliged to have the object recalibrated at appropriate intervals.</i></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	 Dipl.-Phys. Amrei Glasder	 Dipl.- Ing. (FH) Ailt-Wiard Janssen



12.6 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 ² /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 ²]	Mittlere Leistungsdichte, Leistungsfluss
ρ	[kg/m ³]	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



13 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)

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