

PRÜFBERICHT



Industrie Service

**Mehr Sicherheit.
Mehr Wert.**

Windgutachten

für den Standort

LANGENBRANDER HÖHE (BADEN - WÜRTTEMBERG)

Datum: 11.12.2017
Revision: 2

Unsere Zeichen:
IS-ESW-RGB/DP

Bericht Nr.: MS-1403-048-BW-WG-de

Revision 2

Datum: 11.12.2017

Das Dokument besteht aus
66 Seiten.
Seite 1 von 66

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

Windpotenzialermittlung

Die Prüfergebnisse beziehen sich
ausschließlich auf die
untersuchten Prüfgegenstände.



DIN EN ISO/IEC 17025/2005
Akkr.-Nr.: D-PL-14153-02



Sitz: München
Amtsgericht München HRB 96 869
USt-IdNr. DE129484218
Informationen gemäß § 2 Abs. 1 DL-InfoV
unter www.tuev-sued.de/impressum

Aufsichtsrat:
Reiner Block (Vors.)
Geschäftsführer:
Ferdinand Neuwieser (Sprecher),
Thomas Kainz

Telefon: +49 941 460212-0
Telefax: +49 941 460212-29
www.tuev-sued.de/is

TÜV®

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



Industrie Service

Auftraggeber:

BayWa r.e. Wind GmbH

Herzog-Heinrich-Str. 13

80336 München

Auftragnehmer:

TÜV SÜD Industrie Service GmbH

Abteilung Wind Cert Services

Ludwig-Eckert-Str. 8

D-93049 Regensburg

Angebot Nr.:

AN-WG-1703-069-BW REV.1

Berichtart:

Windgutachten

Standortbezeichnung:

Langenbrander Höhe

Land:

Baden-Württemberg / Deutschland

Bericht Nr.:

MS-1403-048-BW-WG-de

Revision:

2

Ausstellungsdatum:

11.12.2017

Berichtsstatus:

Endbericht

Vertraulichkeitsstufe:

A B C

Bericht verfasst von (prüfzeichnungsberechtigt):

M.Sc. Geoökol. Daniela Pfab
(Abteilung Wind Cert Services)

Bericht geprüft von (prüfzeichnungsberechtigt):

Dipl.-Geoökol. Martina Hunner
(Abteilung Wind Cert Services)



Haftungsausschluss

Der vorliegende Bericht wurde sorgfältig und fachgerecht nach bestem Wissen und Gewissen und nach allgemeinen Regeln der Technik angefertigt. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass das durch den Auftraggeber bzw. Dritte zur Verfügung gestellte Material (Daten, Schriften, Aufzeichnungen, Diagramme, etc.) zur Erstellung der Dienstleistung nicht vollständig auf Richtigkeit geprüft werden kann. Es kann daher keine Fehlerfreiheit der dargestellten Ergebnisse garantiert und keine Haftung übernommen werden. Die in diesem Bericht dargestellten Ergebnisse sind nur im Kontext mit der gesamten Prognose und unter besonderer Berücksichtigung der Hinweise und der berechneten Unsicherheiten zu den Ergebnissen zu verstehen.

Ausgehändigte Berichte

Revision	Datum	Titel des Berichts
0	10.07.2017	Windprognose
1	07.07.2017	Ausgabe der Ergebnisse per E-Mail
2	11.12.2017	Windgutachten

Änderungsverzeichnis

Revision	Datum	Zusammenfassung der Änderungen
0	10.07.2017	Zwischenbericht
1	07.07.2017	Verlustberechnung; Ausgabe per E-mail
2	11.12.2017	Endbericht

Definition der Vertraulichkeitsstufe

Im nachfolgenden wird die Klassifikation der jeweiligen Vertraulichkeitsstufe beschrieben. Die Definition der jeweiligen Vertraulichkeitsstufe soll dem Auftraggeber die Möglichkeit liefern, das Projekt und die auszustellende Dienstleistung gegenüber dem Zugriff Dritter zu schützen. Hierzu werden 3 Stufen (Klassifikationen) unterschieden, die im Feld Definition näher beschrieben sind. Die Vertraulichkeitsstufe wird bei der Beauftragung der Dienstleistung vorab durch den Auftraggeber festgelegt. Erfolgt seitens des Auftraggebers keine Festlegung der Vertraulichkeitsstufe, so wird pauschal auf Stufe C „Geheim“ eingestuft.

Stufe	Klassifikation	Definition
A	Streng vertraulich	Mit dem Auftraggeber existiert eine personenbezogene geprüfte Vertraulichkeitsvereinbarung
B	Vertraulichkeitsvereinbarung	Mit dem Auftraggeber existiert eine geprüfte Vertraulichkeitsvereinbarung
C	Geheim	Der Bericht obliegt den Belehrungsvorschriften der TÜV SÜD IS GmbH zum vertraulichen Umgang mit Daten



Inhalt

0	Einleitung	6
1	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	7
2	Topographische Eingangsdaten für den Windpark.....	9
2.1	Standortbesichtigung	9
2.2	Landnutzung	10
2.2.1	Landnutzungsbeschreibung	10
2.2.2	Waldeinfluss auf den geplanten Standort	11
2.3	Orographie.....	12
2.4	Hindernisse.....	13
2.5	Tabellarische Darstellung der Windparkkoordinaten	14
2.6	Graphische Darstellung des geplanten Windparks.....	15
3	Meteorologische Eingangsdaten	16
3.1	Überblick über meteorologische Eingangsdaten	16
3.2	Windmessdaten	17
3.2.1	Windmessung Langenbrander Höhe mittels Lidar.....	17
3.3	Messdaten von meteorologischen Bodenstationen	20
3.3.1	Meteorologische Station Freudenstadt.....	20
3.3.2	Meteorologische Station Pforzheim-Ispringen	22
3.4	Reanalysedaten.....	24
3.4.1	Merra2-Daten.....	24
3.4.2	Vortex-Daten.....	26
4	Produktionsdaten zur Validierung der Ergebnisse	27
4.1	Bestandsanlagen im Betrachtungsraum.....	27
5	Generierung der Windstatistik.....	29
5.1	Prüfung der Plausibilität der meteorologischen Eingangsdaten.....	29
5.1.1	Remote Sensing Korrektur in komplexem Gelände.....	29
5.1.2	Prüfung der Kalibriereinstellungen	29
5.1.3	Prüfung der Windmessdaten.....	29
5.1.4	Vergleich der Messhöhen untereinander.....	31
5.2	Standardkorrelationsuntersuchungen der meteorologischen Daten	32
5.2.1	Analyse der zur Verfügung stehenden Langzeitindizes	34
5.3	Extrapolation der meteorologischen Daten	36
5.4	Generierte Windstatistik für die Windgeschwindigkeitsermittlung und Modelleinsatz in WindSim 37	
6	Plausibilitätsprüfung mit vorhandenen Windmessdaten.....	38
6.1	Standortbezogene Windmessung	38



6.2	Ergebnisse der Plausibilitätsprüfung	38
7	Ergebnisse der Windgeschwindigkeitsermittlung.....	40
7.1	Windgeschwindigkeitsstatistiken	40
8	Hinweise zur Erstellung des Gutachtens	42
9	Erfüllungsgrad gegenüber der FGW-TR6 Rev. 9 [15]	43
10	Literaturverzeichnis.....	45
11	Anhang	47
11.1	Das Modell WindSim.....	47
11.1.1	Das Berechnungsmodell	47
11.1.2	Das verwendete Windpark-Modell.....	49
11.1.3	Modellparameter des Grobmodells	51
11.2	Anpassungen des Modells	52
11.2.1	Modellierung in Waldgebieten	52
11.2.2	Modellkorrekturen und Parametrisierung.....	53
11.2.3	Höhenmodelle.....	53
11.2.4	Orographisch komplexe Gebiete (Bewertung RIX und Δ RIX).....	54
11.3	Standortbesichtigungen und notwendige Begutachtungen.....	55
11.3.1	Begutachtung des Windparkgeländes.....	55
11.3.2	Begutachtungen von Windmessungen	55
11.3.3	Begutachtungen von meteorologischen Stationen	56
11.3.4	Begutachtungen von vorhandenen nahe liegenden Windkraftanlagen	56
11.4	Panorama-Fotos am Standort des Windparks	58
11.5	Erweiterte Korrelationsuntersuchungen - MCP	59
11.6	Zusätzliche Informationen zu der Windmessung Langenbrander Höhe	60
11.7	Abkürzungsverzeichnis	66



0 Einleitung

Dieser hier vorliegende Bericht beruht auf dem Angebot mit der Nr. AN-WG-1703-069-BW REV.1 vom 14.09.2017 [19]. Der Auftraggeber hat dieses am 27.09.2017 schriftlich beauftragt [21].

Der vorliegende Bericht deckt die Position MS-100 (Erstellung eines unabhängigen Windgutachtens bzw. -prognose) ab.

Der geplante Windpark trägt den Projektnamen Langenbrander Höhe. Für diesen Standort werden die nachfolgenden Berechnungen durchgeführt:

- Berechnung der Ergebnisse basierend auf der auf den 12-Monatszeitraum angepassten Windstatistik im Vergleich zum Halbjahresbericht
- Auswertung der Daten nach 12 Monaten LIDAR-Messung
- Sichtung der Daten in Bezug auf Fehlwerten
- Erstellung einer Windstatistik
- Herstellen eines Langzeitbezugs mit den zu Verfügung stehenden Langzeitdaten / Reanalysedaten
- Ausgabe der Windgeschwindigkeit je WEA-Standort

Dieser hier vorliegende Bericht wurde von der TÜV SÜD Industrie Service GmbH erstellt, um das vorhandene Windpotenzial für den geplanten Windpark zu ermitteln.

Die Durchführung der Dienstleistung erfolgte gemäß der AAWCS-002 [25] der Abteilung Wind Cert Services sowie des Standards zu Windgutachten.

In diesem hier vorliegenden Bericht werden als Dezimaltrennzeichen Punkte verwendet. Eine Ausnahme dieser Regelung findet sich in den Abbildungen der Histogrammfunktionen wieder. Hierfür wird als Dezimaltrennzeichen ein Komma verwendet. Zudem wird ein Hochstrich als Zifferngruppierung eingeführt, der die Tausender-Gruppierung anzeigt.



1 Zusammenfassung der Ergebnisse

Es wurde eine Windpotenzialermittlung für den Standort Langenbrander Höhe durchgeführt. Für den berechneten Windpark wurde eine Anlagenzahl von 5 WEA mit einer Nabhöhe von 160 m vorgegeben.

Als meteorologische Eingangsdaten wurden Daten der am Standort durchgeführten Lidarmessung Langenbrander Höhe über einen Zeitraum von etwas mehr als 12 Monaten (11/2016 – 10/2017) herangezogen. Die Daten sind für den Standort als repräsentativ einzustufen. Aufgrund der Lage der Windmessung im Wald wurde bei der Erstellung des Modells eine Waldmodellierung mit der Annahme einer Waldhöhe von 25 m angewendet.

Die Messhöhe von 160 m wurde für die Erzeugung der Windstatistik herangezogen. Die Windmessung erfüllt hinsichtlich der Messdauer die Anforderungen der FGW-TR6 Rev. 9 [15]. Zur Langzeitextrapolation der Messung wurde ein Index aus Reanalysedaten (Merra2) über einen Zeitraum von 10 Jahren (01/2007 – 12/2016) verwendet.

Am Standort selbst befindet sich die Windkraftanlage Schömberg, welche abgebaut werden soll. Die Windkraftanlage entspricht nicht den Vorgaben der FGW-TR6 Rev. 9 [15] hinsichtlich Validierungsanlagen und kann somit nicht zur Modellvalidierung bzw. Senkung der Prognoseunsicherheit beitragen.

Der Standort wird als komplex eingestuft. Daher wird eine Modellierung des Standorts Langenbrander Höhe mit der CFD Software WindSim [27] durchgeführt.

Insgesamt werden die Anforderungen an die FGW-TR6 Rev. 9 [15] erfüllt. Daher wird der Bericht als Gutachten ausgestellt.



Ergebnisse der Windprofilberechnung

Referenzpunkt WEA01	Gauß-Krüger Zone 3, DHDN; RW 3471465 m, HW 5407839 m		
Höhe ü. Grund	v	A	k
[m]	[m/s]	[m/s]	[-]
100	6.0	6.7	1.90
140	6.6	7.4	1.91
160	6.8	7.7	1.92

Ergebnisse der Windprofilberechnung

Referenzpunkt WEA02	Gauß-Krüger Zone 3, DHDN; RW 3471100 m, HW 5408106 m		
Höhe ü. Grund	v	A	k
[m]	[m/s]	[m/s]	[-]
100	5.7	6.5	1.93
140	6.4	7.2	1.93
160	6.7	7.5	1.94

Ergebnisse der Windprofilberechnung

Referenzpunkt WEA03	Gauß-Krüger Zone 3, DHDN; RW 3470751 m, HW 5408381 m		
Höhe ü. Grund	v	A	k
[m]	[m/s]	[m/s]	[-]
100	5.7	6.4	1.92
140	6.3	7.1	1.93
160	6.6	7.4	1.94

Ergebnisse der Windprofilberechnung

Referenzpunkt WEA04	Gauß-Krüger Zone 3, DHDN; RW 3470811 m, HW 5408853 m		
Höhe ü. Grund	v	A	k
[m]	[m/s]	[m/s]	[-]
100	5.5	6.2	1.91
140	6.2	6.9	1.92
160	6.4	7.2	1.93

Ergebnisse der Windprofilberechnung

Referenzpunkt WEA05	Gauß-Krüger Zone 3, DHDN; RW 3470441 m, HW 5409138 m		
Höhe ü. Grund	v	A	k
[m]	[m/s]	[m/s]	[-]
100	5.5	6.2	1.88
140	6.1	6.9	1.89
160	6.4	7.2	1.91

Tabelle 1: Zusammenfassung der Windprofilberechnung für den Standort Langenbrander Höhe.



2 Topographische Eingangsdaten für den Windpark

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

Karteninformation		
Topographische Informationen		
Das Kartenmaterial [2] steht digital georeferenziert zur Verfügung. Die Genauigkeit der Georeferenzierung ist damit hinreichend genau und erfüllt die Anforderungen der AAWCS-008 [4]. Die Karte ist mit hinreichender Genauigkeit als Kartengrundlage geeignet.		
Infobox		
Maßstab	Geländemodell	Größe des Modells (ca.)
1 : 10'000	DGM	29 km x 24 km

Tabelle 2: Karteninformationen.

2.1 Standortbesichtigung

Für die Erstellung dieses Berichts wurde eine Standortbesichtigung durchgeführt. Im nachfolgenden werden die Informationen der vor-Ort-Begehung des geplanten Standortes tabellarisch wiedergegeben.

Standortbesichtigung - geplanter Standort	
Besichtigtes Objekt: Geplanter Windpark	Langenbrander Höhe
Bearbeiter	Gresser, Stefan
Besichtigungsstatus	Konnte besichtigt werden
Datum der vor-Ort-Begehung	18.10.2016
Orographische Prägung (<1'000m)	hügelig-gebirgig
Überwiegende Landnutzung (<1'000m)	Lage innerhalb eines Waldgebiets
Hindernisse / Bestands-Windparks vorhanden (< 1'000 m)	Nein, kein Hindernis vorhanden; Bestands-WEA wird abgebaut
Verweise	[1]
Bewertung der Standortkomplexität nach FGW (IEC 61400-1)	komplex

Tabelle 3: Basisinformationen über die Standortbesichtigung des geplanten Standorts.

2.2 Landnutzung

2.2.1 Landnutzungsbeschreibung

Für den geplanten Windpark wurde mit der oben angegebenen Ausdehnung (Abschnitt 2) ein Rauigkeitsmodell angefertigt. Die Rauigkeiten wurden während der Standortbesichtigung (vgl. Abschnitt 11.2) bewertet. In der nachfolgenden Tabelle sind hierzu die wichtigsten Informationen zusammengestellt.

Topographische Informationen	
Nächstliegende Ortschaft zum geplanten Windpark	Höfen an der Enz
Landnutzung im Modellgebiet	Lage innerhalb eines Waldgebiets
<p>Beschreibung des Rauigkeitsmodells</p> <p>Mittels Daten der Fernerkundung und Karten wurden die Rauigkeitsflächen festgelegt. Es wurde ein Rauigkeitsmodell in der Umgebung des Standorts angefertigt. Die Digitalisierung des Rauigkeitsmodells erfolgte auf Grundlage der vorhandenen topographischen Informationen (vgl. Abschnitt 2 bzw. 2.1). Dabei nimmt der Generalisierungsmaßstab mit zunehmender Entfernung von geplanten oder bestehenden Anlagen sowie von Windmessungen zu. So werden beispielsweise im Nahfeld geplanter Anlagen Elemente schon ab einer Ausdehnung von 75 m x 75 m berücksichtigt, in größerer Entfernung erst ab 125 m x 125 m. Das Rauigkeitsmodell wird gemäß Arbeitsanweisung AAWCS-009 erstellt und die Ergebnisse in der Checkliste Check-MS-10 festgehalten.</p>	
<p>Bewertung des Rauigkeitsmodells</p> <p>Die Qualität der Rauigkeitskarte kann als gut bezeichnet werden. Das Rauigkeitsmodell wird für die nachfolgenden Berechnungen verwendet.</p>	

Tabelle 4: Topographische Informationen sowie verwendete Rauigkeitslängen.

In nachfolgender Abbildung wird ein Ausschnitt des erstellten Rauigkeitsmodells für das nähere Umfeld des geplanten Standorts dargestellt.

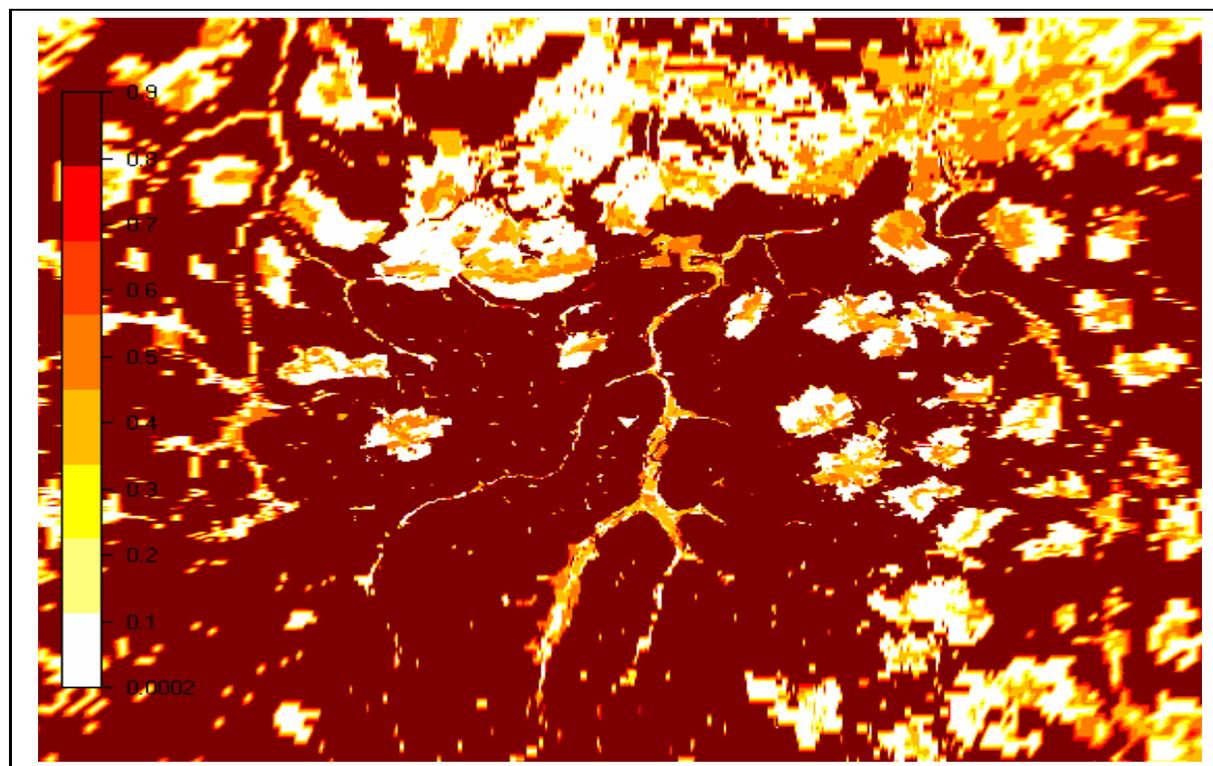


Abbildung 1: Erstelltes Rauigkeitsmodell im näheren Umfeld des geplanten Standorts. Modellierung im Programm WindSim [27].



2.2.2 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. Im zweiten Fall steht die geplante Windkraftanlage am Waldrand oder sehr nahe am Waldrand. Diese WEA befindet sich partiell unter den Strömungseinflüssen des Waldes. Nähere Information können Kapitel 11.2.1 entnommen werden. Es ist zudem zu beachten, dass unbekannte künftige Nutzungsänderungen, sowie Rodungen oder Windbruch bei der Berechnung nicht berücksichtigt wurden.

Die Windmessung wurde innerhalb des am Standort vorhandenen Waldkomplexes durchgeführt und auch die geplanten WEA befinden sich innerhalb dieses Waldes.

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.

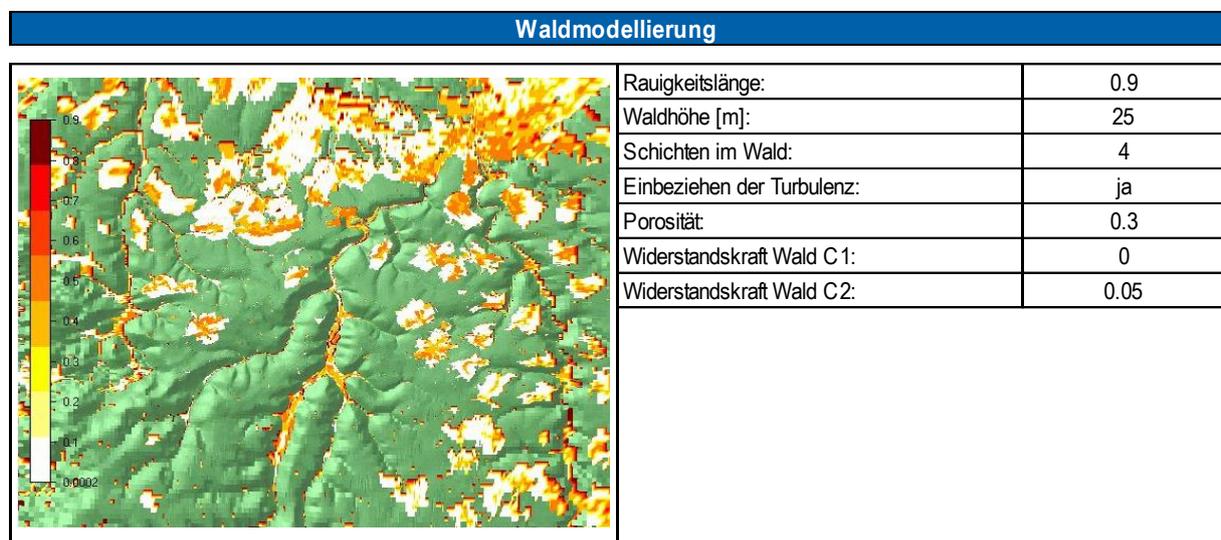


Tabelle 5 Waldmodellierung und Eingangsparameter für den Standort Langenbrander Höhe.



2.3 Orographie

Für den geplanten Windpark wurde ein Höhenlinienmodell angefertigt. Zudem wurden im Vorfeld der Erstellung dieses Berichts die RIX-Werte gemäß der Beschreibung im Abschnitt 11.2.4 überprüft.

In der nachfolgenden Tabelle sind hierzu die wichtigsten Informationen zusammengestellt worden. Weiterführende Informationen können dem Abschnitt 11.2.3 entnommen werden.

Orographische Informationen	
Orographische Prägung des Modellgebiets	Steilhänge
Fußpunkthöhe der topographisch am niedrigst gelegenen WEA	626 m ü. NN
Fußpunkthöhe der topographisch am höchst gelegenen WEA	711 m ü. NN
Niedrigste Geländehöhe im Modellgebiet	230 m ü. NN
Höchste Geländehöhe im Modellgebiet	910 m ü. NN
Sektoruell kleinster RIX-Wert für Referenzanlage	0.0% (Radius 3'500 m)
Sektoruell kleinster Δ -RIX-Wert für Referenzanlage	-9.2% (Radius 3'500 m)
Sektoruell größter RIX-Wert für Referenzanlage	29.5% (Radius 3'500 m)
Sektoruell größter Δ -RIX-Wert für Referenzanlage	2.9% (Radius 3'500 m)
Gesamt-RIX-Wert (3'500 m Radius um Referenzanlage)	13.3%
Gesamt- Δ -RIX-Wert (3'500 m Radius um Referenzanlage)	-2.3%
Anwendbarkeit von WAsP	geeignetes 3D-Modell wurde verwendet
Herkunft Datenbestand	DGM
Modellgröße	29 km x 24 km
Abstand der Höhenlinien zueinander	10 m
Das Höhenlinienmodell wurde auf Grundlage des digitalen dreidimensionalen Geländemodells (DGM25) [3] erstellt. Dabei beschreibt eine in Lage und Höhe georeferenzierte Punktmenge die Geländeform der Erdoberfläche. Die Gitterweite des DGM25 beträgt 25 m x 25 m. Die aktuelle Höhengenaugigkeit für das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland beträgt geländety pabhängig ± 1 bis 5 m. Für die grenznahen Bereiche benachbarter Staaten beträgt die aktuelle Höhengenaugigkeit geländety pabhängig ± 20 m [5]. Das generierte Höhenmodell wird mit den während der Standortbesichtigung gesammelten Informationen und den Angaben der verwendeten topographischen Kartenwerke überprüft.	

Tabelle 6: Orographische Informationen.

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

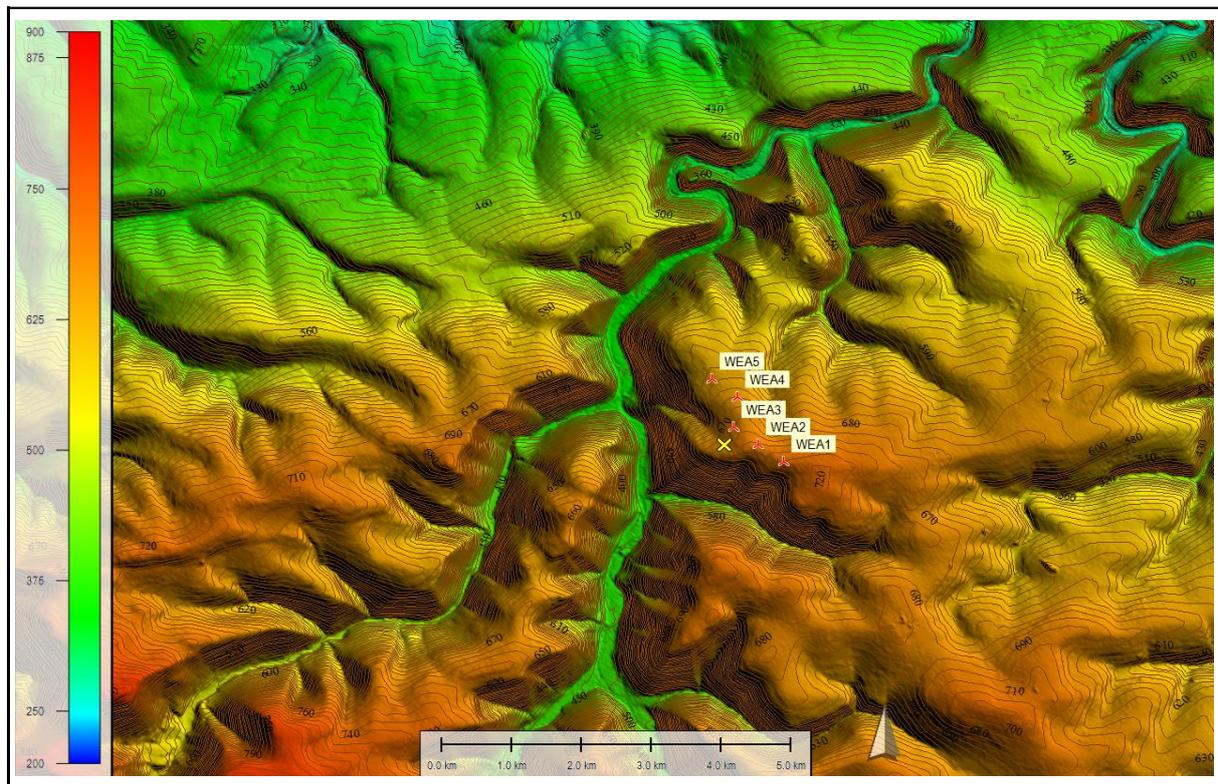


Abbildung 2: Digitales Geländemodell [3] sowie erstelltes Höhenlinienmodell mit den Standorten der geplanten WEA (▲). Der Standort der Windmessung ist als Kreuzsignatur ersichtlich.

2.4 Hindernisse

Hindernisse in der Nähe einer Windmessung bzw. einer meteorologischen Station führen zu Störungen in der Windströmung und damit zu einer Beeinflussung des in direkter Nähe befindlichen Windprofils. Dabei werden die als Hindernisse identifizierten Objekte aus der Rauigkeitskarte herausgenommen und detailliert in das Modell eingegeben. Hierbei kann als Hindernis jedes Gebäude bzw. jedes Gewächs dienen. Berücksichtigt werden dabei sowohl die Dimensionen als auch die Porosität des Hindernisses.

Als Voraussetzung zur Identifizierung als Hindernis dient hierbei folgende Grundregel: Das Hindernis muss sich im Bezug zum Messmast oder einer WEA innerhalb eines Radius von 50 Hindernishöhen befinden. Ebenso muss sich die Höhe über Grund des betroffenen Anemometers innerhalb der dreifachen Hindernishöhe befinden. Somit kann es bei einer Windmessung mit mehreren Anemometern durchaus vorkommen, dass ein Hindernis nur für einen Teil der Messung als störendes Element betrachtet werden muss.

Bei den Standortbesichtigungen innerhalb des Umfangs dieses Berichts wurden keine störenden Hindernisse am geplanten Windkraftstandort beobachtet.



2.5 Tabellarische Darstellung der Windparkkoordinaten

Die Standortkoordinaten und Fußpunkthöhen für den Windpark Langenbrander Höhe wurden vom Auftraggeber vorgegeben [23]. Es handelt sich um gerundete Werte.

Diese Koordinaten wurden in die für die Ermittlung der Windgeschwindigkeit verwendete topographische Karte übertragen. Die Übertragungsgenauigkeit der Koordinaten ist abhängig von der Richtigkeit der topographischen Karte und der durchgeführten Koordinatentransformation. In der nachfolgenden Tabelle 7 sind die Koordinaten der geplanten WEA dargestellt.

Windparkkoordinaten - geplanter Standort					
Windpark	Koordinatensystem				Höhe ü. NN (ca.)
	Gauß-Krüger Zone 3, DHDN		Geographisch, WGS84		Fußpunkt
	RW	HW	Ost	Nord	[m]
WEA01	3'471'465	5'407'839	08°36'41"	48°48'30"	711
WEA02	3'471'100	5'408'106	08°36'23"	48°48'39"	691
WEA03	3'470'751	5'408'381	08°36'06"	48°48'48"	672
WEA04	3'470'811	5'408'853	08°36'09"	48°49'03"	650
WEA05	3'470'441	5'409'138	08°35'51"	48°49'12"	626

Tabelle 7: Koordinaten des geplanten Windparks.

Desweiteren ist am geplanten Standort die bereits bestehende Anlage Schömberg vorzufinden. Nach Angaben des Kunden soll diese WEA jedoch abgebaut werden und ist in der Parkkonfiguration nicht zu berücksichtigen.

2.6 Graphische Darstellung des geplanten Windparks

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Windparkplanung am Standort Langenbrander Höhe mit der topographischen Karte im Hintergrund.

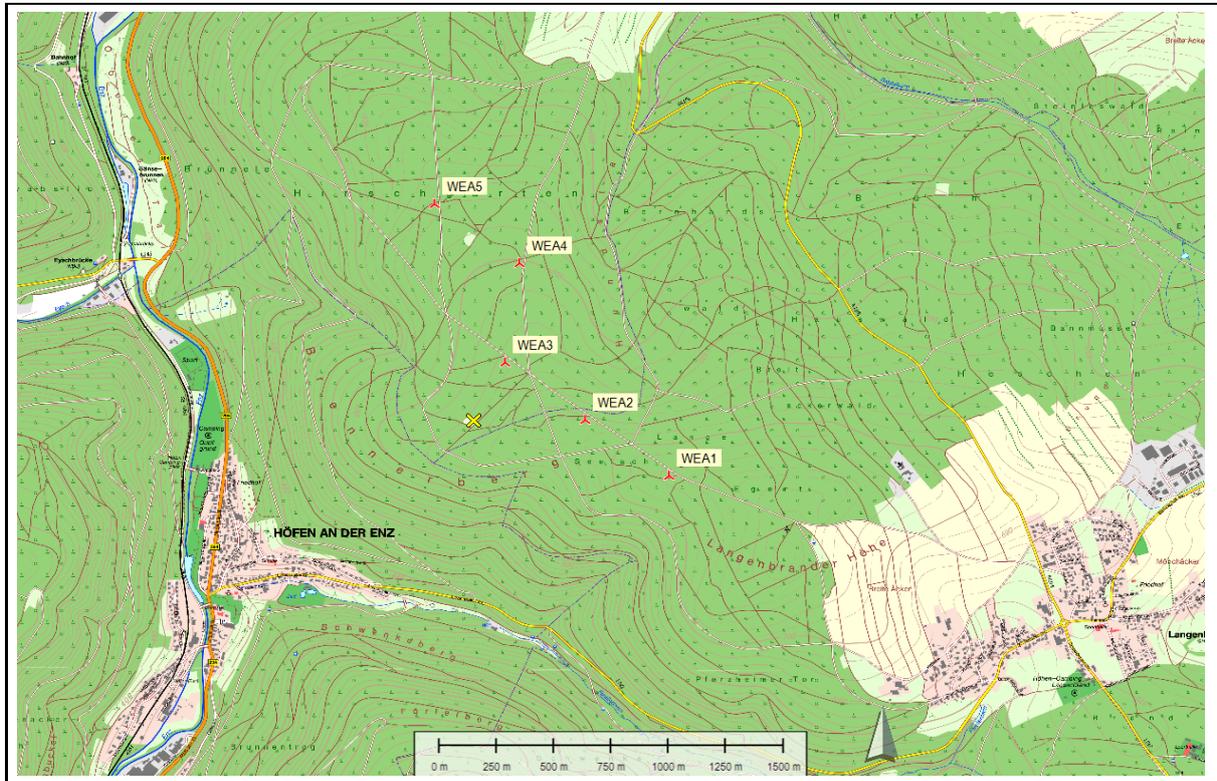


Abbildung 3: Topographische Karte [1] mit den Standorten der geplanten WEA (▲). Der Standort der Windmessung ist als Kreuzsignatur ersichtlich.

3 Meteorologische Eingangsdaten

In diesem Abschnitt werden alle betrachteten meteorologischen Eingangsdaten aufgelistet. Eine Analyse und Bewertung dieser findet erst im Abschnitt 5 statt.

3.1 Überblick über meteorologische Eingangsdaten

In der nachfolgenden Abbildung sind die in der Umgebung bekannten meteorologischen Eingangsdaten graphisch dargestellt. Diese Abbildung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit und Richtigkeit. Es ist nicht auszuschließen, dass sich weitere, nicht in der Karte dargestellte meteorologische Eingangsdaten in der Umgebung befinden.

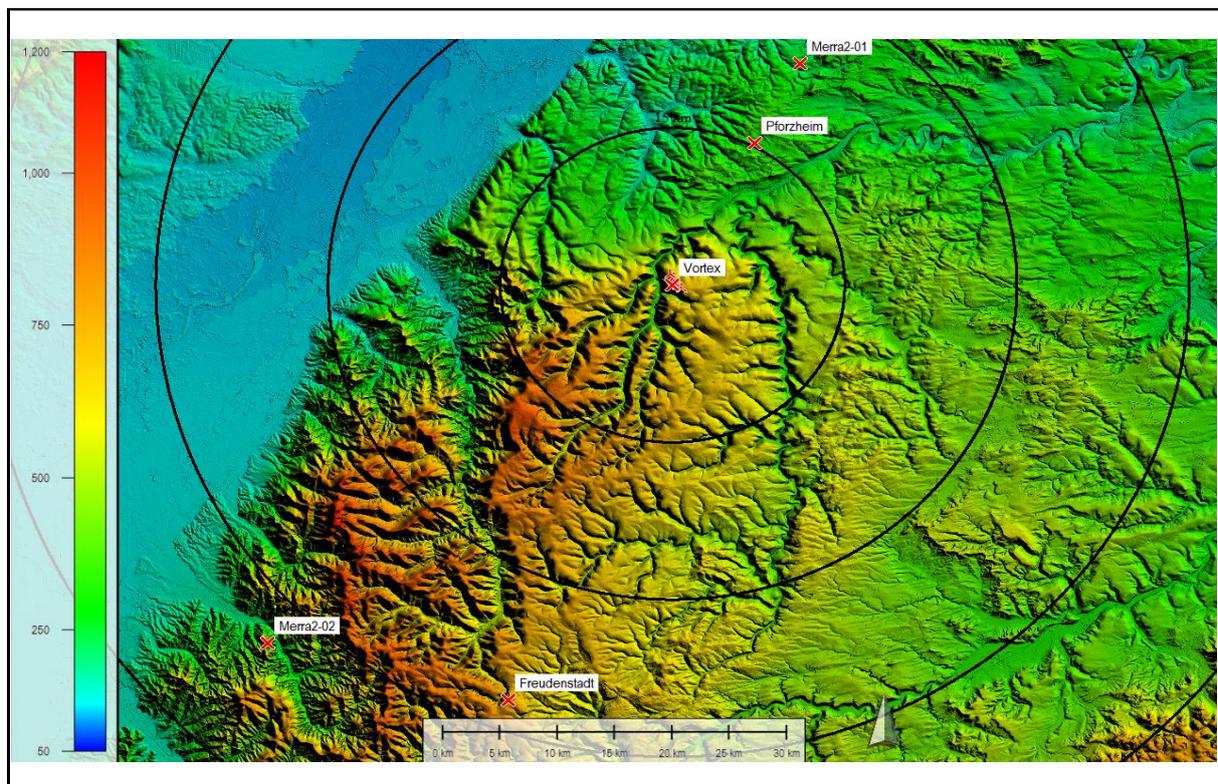


Abbildung 4: Darstellung der dem Auftragnehmer bekannten meteorologischen Eingangsdaten. Weiterhin sind Abstandskreise mit einem Radius von 15 km dargestellt. Die graphische Information hat keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Im Nachfolgenden wird entsprechend auf die relevanten und im weiteren Bearbeitungsprozess berücksichtigten meteorologischen Eingangsdaten eingegangen:



3.2 Windmessdaten

3.2.1 Windmessung Langenbrander Höhe mittels Lidar

Für die Berechnung des Windpotentials standen Messdaten von einem Lidar-Messgerät zur Verfügung. Im Nachfolgenden werden die Informationen zur 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	Lidar Langenbrander Höhe
Status der Windmessung während der Standortbesichtigung	in Betrieb
Betreiber	BayWa r.e. Wind GmbH
Art der Messung	LIDAR
Lage der Windmessung und topographische Informationen	
Land, in dem sich die Windmessung befindet	Baden-Württemberg / Deutschland
Nächstliegende Ortschaft Entfernung	Höfen an der Enz 1 km
Koordinaten (WGS84)	08°35'56" Ost / 48°48'35" Nord
Lage der Windmessung gg. geplantem Windpark	Messung befindet sich im geplanten Windpark
Fußpunkthöhe des Windmessung über NN (ca.)	671 m
Orographie	hügelig-gebirgig
Landnutzung	Lage innerhalb eines Waldgebiets
Hindernisse vorhanden	Nein, kein Hindernis vorhanden
Bewertung der Repräsentativität der Messung gemäß FGW	Anströmbedingungen sind vergleichbar
Bewertung der Standortkomplexität nach FGW	komplex
Standortbesichtigung (Mitarbeiter, Datum der Vor-Ort-Begehung)	Stefan Gresser, 18.10.2016
Besichtigungsstatus (SGU-Unterweisung)	konnte besichtigt werden
Messdateninformationen	
Aufgezeichneter Messzeitraum	18.10.2016 - 26.10.2017
Ausgewerteter Messzeitraum	18.10.2016 - 26.10.2017
Aufzeichnungsrate	1 Hz
Verwendete Mittelungsdauer	10-Minuten
Verfügbarkeit	83.5% (gefiltert, 160 m, ohne MCP)
Sonstige Aufzeichnungen	Temperatur, Luftdruck, Luftfeuchte
Messhöhen	
Messhöhe der Windgeschwindigkeit	220 m, 200 m, 180 m, 170 m, 160 m, 150 m, 140 m, 130 m, 120 m, 100 m, 80 m, 60 m
Messhöhe der Windrichtung	220 m, 200 m, 180 m, 170 m, 160 m, 150 m, 140 m, 130 m, 120 m, 100 m, 80 m, 60 m

Tabelle 8: Basisinformation über die Windmessung – Teil 1.

Zusätzliche Angaben		
Gerätetyp	Leosphere Windcube v2	
Sensivitätstest gemäß FGWRichtlinie TR6 (Herstellerangabe)	Vorhanden	
Akkreditierter Dienstleister	Ja	
Messmasten / WEA zur Korrelation vorhanden	nein	
Monatliche Logbücher vorhanden	Ja	
Betreuung der Messung durch akkreditiertes Prüflabor	Ja	
Messbericht vorhanden	Ja	
Zweck der Messung	Potenzialbestimmung	
Verifikationstest gemäß FGWRichtlinie TR6	Kalibrierung an Windmessung durchgeführt	30.11.2017
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	

Tabelle 9: Basisinformation über die Windmessung – Teil 2.

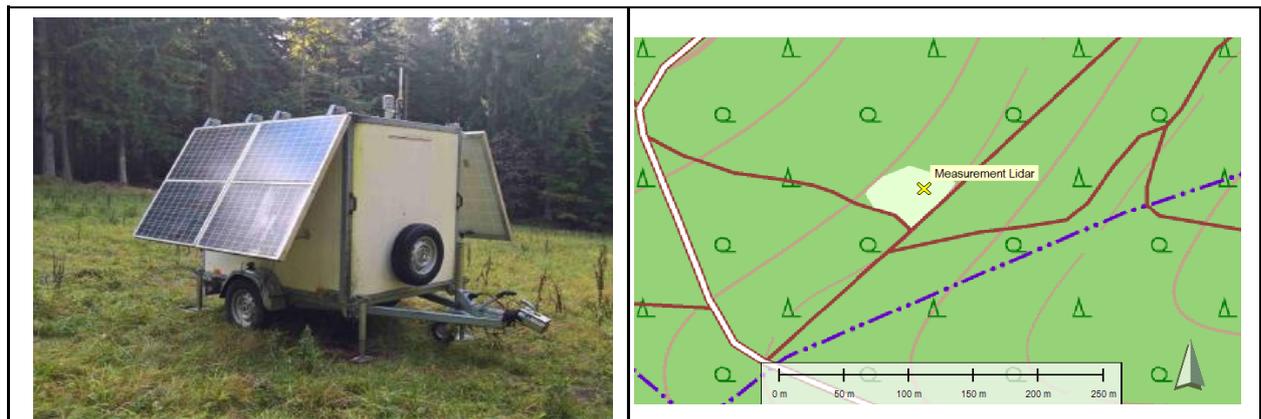


Abbildung 5: Foto von der Windmessung und Kartenausschnitt mit eingetragenem Standort.

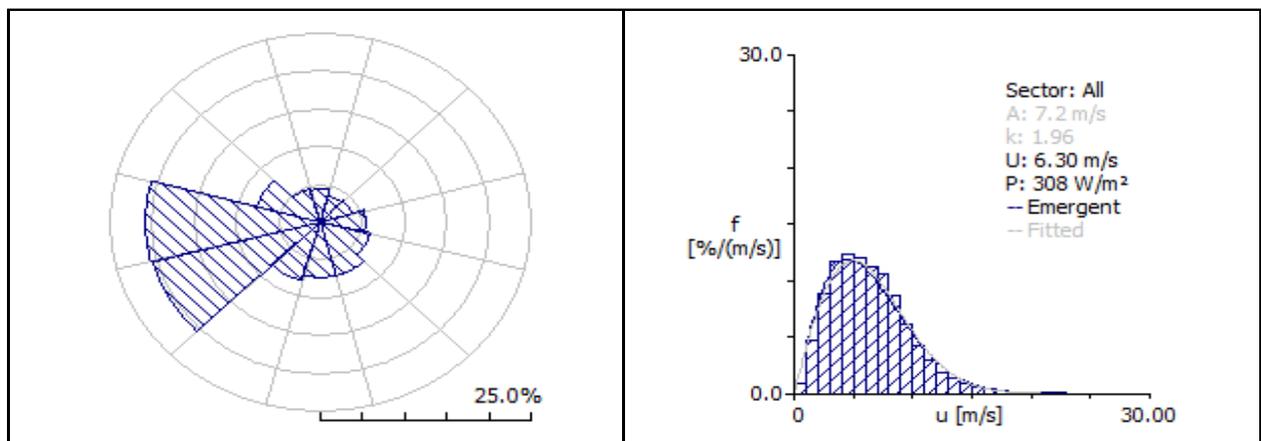


Abbildung 6: Windrose und Histogramm für den ausgewerteten Messzeitraum unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit.



Die Messung wurde über einen Zeitraum von 12 Monaten durchgeführt und entspricht damit den Vorgaben der FGW-TR6 Rev. 9 [15].

Es treten vorwiegend Datenausfälle in den Wintermonaten auf. Dies ist möglicherweise auf Nebel/Hochnebel zurückzuführen. Datenlücken die sich in größeren Messhöhen ergeben können jedoch durch das MCP-Verfahren mit Daten geringerer Messhöhen aufgefüllt werden. Die resultierende Verfügbarkeit liegt bei 98.7% in 160 m und kann als gut bezeichnet werden.

Weitere Informationen können dem Messbericht entnommen werden [29].



3.3 Messdaten von meteorologischen Bodenstationen

Der Deutsche Wetterdienst sowie andere Institutionen verfügen über ein Netzwerk von Messstationen. Die Messdaten wurden im Allgemeinen über mehrere Jahre aufgezeichnet, so dass diese Daten der Stationen als Langzeitdaten bezeichnet werden können. Nachfolgend werden die untersuchten meteorologischen Daten näher beschrieben.

3.3.1 Meteorologische Station Freudenstadt

Die Station Freudenstadt gilt als offizielle Messstation in Deutschland für die Windenergienutzung [16]. Im nachfolgenden werden die Basisinformationen über die meteorologische Station wiedergegeben.

Angaben über die meteorologische Station	
Allgemeine Informationen	
Name der Station	Freudenstadt
Messung während der Begehung aktiv	nicht besichtigt
Betreiber	DWD
Masttypus	n/a
Monatliche Sensoren / Datenlogger / Sonstige Anbringungen	
Anemometer (Typ, Hersteller)	n/a
Messhöhe der Anemometer (I, II, III, usw.), v von oben nach unten	I: 34m
Montage der Anemometer (I, II, III usw.)	n/a
Kalibrierung (I, II, III usw.)	n/a
Windrichtungsgeber (Typ, Hersteller)	n/a
Messhöhe Windrichtungsgeber (I, II, III, usw.), v von oben nach	n/a
Montage der Windfahnen (I, II, III usw.)	n/a
Datenlogger (Typ, Hersteller)	n/a
Format der Messdaten	
Aufgezeichneter Messzeitraum	01.10.1970 - dato
Ausgewerteter Messzeitraum	01.01.2007 - 24.11.2017
Aufgezeichnete Mittelungsdauer	60-Minuten
Verwendete Mittelungsdauer	60-Minuten
Verfügbarkeit	99.3%
Sonstige Aufzeichnungen	---
Lage der Meteorologie	
Land, in dem sich die Meteorologie befindet	Deutschland
Nächstliegende Ortschaft Entfernung	Christophstal 2.7 km
Koordinaten (GK Bessel)	3456450 RW 5368708 HW
Fußpunkthöhe des Messmastes über NN (ca.)	797 m
Repräsentativität der Messung	Anströmbedingungen unterscheiden sich geringfügig
Standortumzüge bekannt	vor Auswertung des Messzeitraums

Tabelle 10: Basisinformation über die meteorologische Station [16] – Teil 1. Mit „---“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.



Topographische Informationen

Der Standort befindet sich an einem Nordhang des Kienbergs auf einer Wiese mit mehreren Baumreihen, etwa 1 km südlich des etwa 60 m tiefer liegenden Zentrums von Freudenstadt. Zwischen den südlich bis südwestlich stehenden Bäumen befinden sich einige Gebäude. Südöstlich bis südwestlich steigt das Gelände bis zum 270 bis 450 m entfernten Wald, der die Wiese östlich bis nordnordwestlich umgibt, an. Das Relief der weiteren Umgebung ist z. T. stark gegliedert. Naturräumlich betrachtet liegt der Standort im Übergangsbereich zwischen Grindenschwarzwald und den Enzhöhen (südsüdwestlich bis nördlich des Standortes), den Schwarzwald-Randplatten (nordöstlich) und den Oberen Gäuen (östlich bis südlich). Der Anteil der Waldflächen dominiert westlich von Freudenstadt, in Richtung Nordosten und Osten nimmt er jedoch ab.

Tabelle 11: Basisinformation über die meteorologische Station [16] – Teil 2.

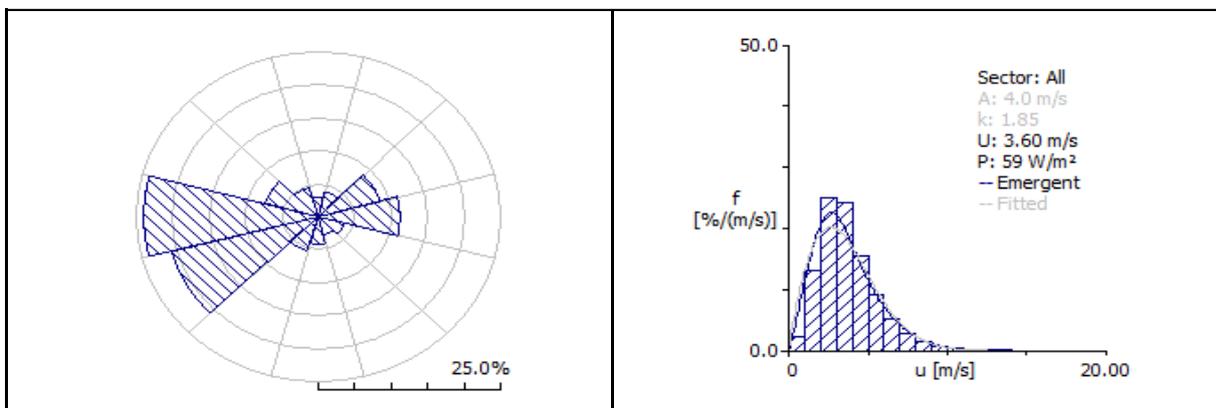


Abbildung 7: Windrose und Histogramm für die meteorologische Station [16].



3.3.2 Meteorologische Station Pforzheim-Ispringen

Die Station Pforzheim-Ispringen gilt als offizielle Messstation in Deutschland für die Windenergienutzung [16]. Im nachfolgenden werden die Basisinformationen über die meteorologische Station wiedergegeben.

Angaben über die meteorologische Station	
Allgemeine Informationen	
Name der Station	Pforzheim-Ispringen
Messung während der Begehung aktiv	nicht besichtigt
Betreiber	DWD
Masstypus	n/a
Monatliche Sensoren / Datenlogger / Sonstige Anbringungen	
Anemometer (Typ, Hersteller)	n/a
Messhöhe der Anemometer (I, II, III, usw.), von oben nach unten	I: 12m
Montage der Anemometer (I, II, III usw.)	n/a
Kalibrierung (I, II, III usw.)	n/a
Windrichtungsgeber (Typ, Hersteller)	n/a
Messhöhe Windrichtungsgeber (I, II, III, usw.), von oben nach	n/a
Montage der Windfahnen (I, II, III usw.)	n/a
Datenlogger (Typ, Hersteller)	n/a
Format der Messdaten	
Aufgezeichneter Messzeitraum	01.10.1989 - dato
Ausgewerteter Messzeitraum	01.01.2007 - 24.11.2017
Aufgezeichnete Mittelungsdauer	60-Minuten
Verwendete Mittelungsdauer	60-Minuten
Verfügbarkeit	99.3%
Sonstige Aufzeichnungen	--
Lage der Meteorologie	
Land, in dem sich die Meteorologie befindet	Deutschland
Nächstliegende Ortschaft Entfernung	Eisingen 1.8 km
Koordinaten (Geogr.)	48.9317 E 8.6958 N
Fußpunkthöhe des Messmastes über NN (ca.)	329 m
Repräsentativität der Messung	Anströmbedingungen unterscheiden sich
Standortumzüge bekannt	vor Auswertung des Messzeitraums

Tabelle 12: Basisinformation über die meteorologische Station [16] – Teil 1. Mit „--“ gekennzeichnete Daten sind unbekannt oder nicht verfügbar.

Topographische Informationen
Der Standort befindet sich auf einem Hof, etwa 4 km nördlich des etwa 60 m tiefer liegenden Zentrums von Pforzheim. Der Standort ist in alle Richtungen von Hügeln eingeschlossen. Das Relief der weiteren Umgebung ist gegliedert. Naturräumlich betrachtet liegt der Standort im Übergangsbereich zwischen Gäugebiet und dem Schwarzwald. Der Anteil der Waldflächen dominiert im Süden von Pforzheim Richtung Schwarzwald, in Richtung Norden, Westen und Osten nimmt er jedoch ab.

Tabelle 13: Basisinformation über die meteorologische Station [16] – Teil 2.

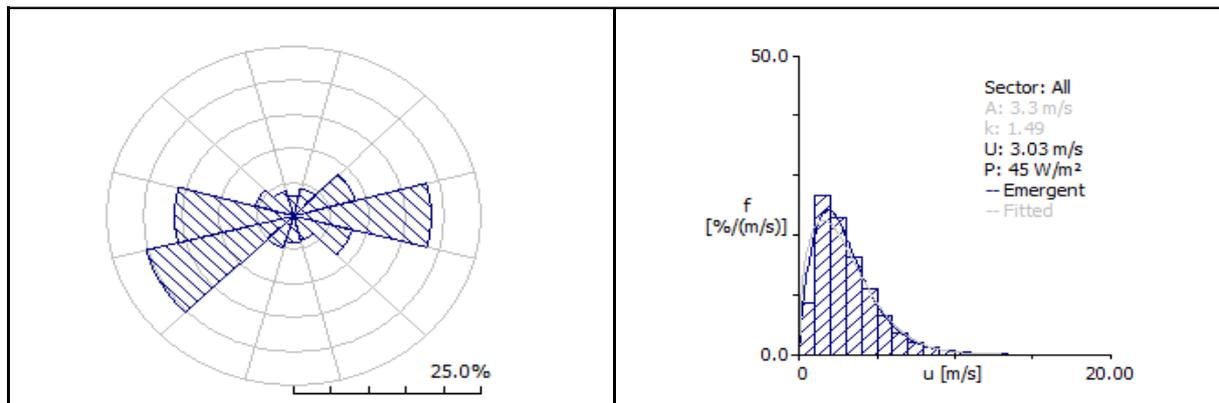


Abbildung 8: Windrose und Histogramm für die meteorologische Station [16].



3.4 Reanalysedaten

Bei einer Reanalyse von meteorologischen Daten werden diese aus der Vergangenheit stammenden Daten mit modernen Analyseprogrammen aufbereitet. Um ein Gitter für die Erdhülle zu generieren, werden aufgezeichnete Daten auf ein gleichförmiges Raster extrapoliert.

Reanalysedaten werden generell nicht für die direkte Ermittlung der Energieerträge verwendet. Sie dienen lediglich zur Extrapolation von hochwertigeren Daten (z.B. standortspezifische Messung oder Ertragsdaten).

3.4.1 Merra2-Daten

Das GSFC Global Modeling and Assimilation Office (GMAO) der Nasa hat mit der Nutzung einer neuen Version des Goddard Earth Observing System Model Version 5 (GEOS-5) die sog. NASA Modern Era Reanalysis for Research and Applications (Merra) durchgeführt.

Die Vorteile der Reanalysedaten können in deren Zeitreihenlänge, der ständigen Aktualisierung und der Datenverfügbarkeit sowohl über dem Festland als auch über den Ozeanen gesehen werden. Nachteile älterer Reanalysedaten (z.B. NCEP/NCAR), wie etwa die geringe zeitliche und räumliche Auflösung bestehen nicht mehr. Merra2-Reanalysedaten besitzen eine hohe zeitliche Auflösung von bis zu einer Stunde und eine räumliche Auflösung von 0.5° mal $2/3^\circ$ (etwa 50 km).

Gemäß Modellangaben werden die Windgeschwindigkeitskomponenten u und v auf einer Höhe von 50 m ausgegeben.

Nachfolgend werden die wichtigsten Angaben zu den verwendeten Merra2-Reanalysedaten tabellarisch aufgezeigt.

Angaben über Merra2-Daten	
Verwendete Datensätze	
Koordinaten (WGS 84) Datensatz 1	8.750° Ost / 49.000° Nord
Koordinaten (WGS 84) Datensatz 2	8.125° Ost / 48.500° Nord
Verfügbarer Datenzeitraum	01/1987 - 10/2017
Ausgewerteter Datenzeitraum	01/1987 - 10/2017
Mittelungsdauer	1 h

Tabelle 14: Standard-Information über die Merra2-Reanalysedaten.

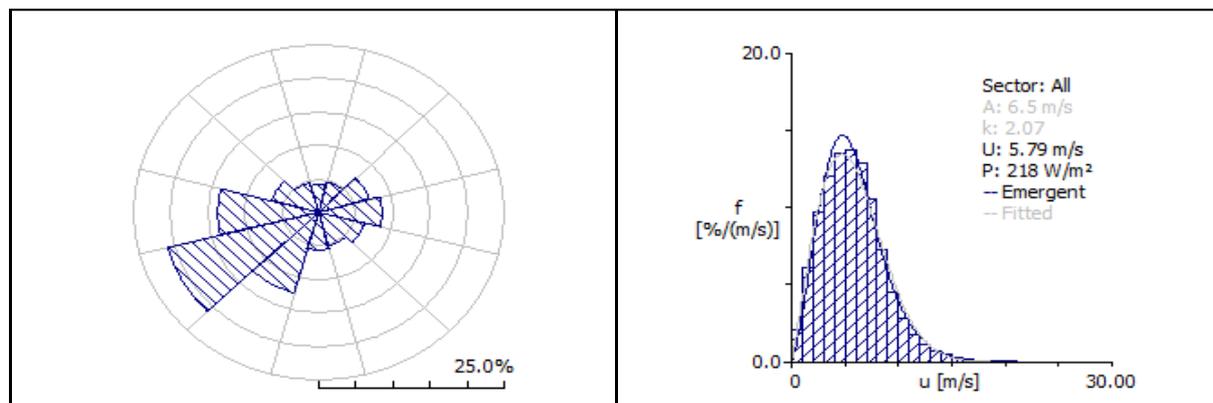


Abbildung 9: Windrose und Histogramm für die Merra2-Reanalysedaten vom Datensatz 1.

3.4.2 Vortex-Daten

Die vorliegenden Vortex Daten basieren auf einem WRF-Modell mit einer horizontalen Auflösung von 3 km. Als meteorologischer Antriebsdatensatz werden hierbei die nachfolgend beschriebenen Reanalysedatensätze verwendet.

Durch das National Center for Atmospheric Prediction (NCEP) und das National Center for Atmospheric Research (NCAR) wurden unterschiedliche Reanalyse-Projekte durchgeführt. Das NCEP/NCAR Reanalyse 1 Project nutzt Daten von 1948 bis heute, um Datensätze für verschiedene meteorologische Parameter für die Vergangenheit zu erhalten, die die ganze Erde in einem großen Raster umfassen [18]. Die dabei verwendeten Modelle werden mit Daten aus unterschiedlichen Quellen (z.B. Aufzeichnungen und Beobachtungen von Wetterstationen, Schiffen, Radiosonden, etc.) angetrieben.

Die Vorteile der NCEP/NCAR-Reanalysedaten können in deren Zeitreihenlänge, der ständigen Aktualisierung und der Datenverfügbarkeit sowohl über dem Festland als auch über den Ozeanen gesehen werden. Nachteile liegen in der geringen zeitlichen und räumlichen Auflösung. Diese beträgt 6 Stunden bzw. 2.5° Gitterweite.

Die Daten des Windvektors werden auf einem definierten Druckniveau bzw. einem definierten Sigma-Level angegeben. Mit Hilfe des WRF-Modells wurde von Vortex S.L. ein Datensatz für den Standort der Lidarmessung Langenbrander Höhe generiert. Nachfolgend werden die wichtigsten Angaben zu den verwendeten Vortex-Reanalysedaten tabellarisch aufgezeigt.

Angaben über Vortex-Daten	
Verwendete Datensätze	
Koordinaten (WGS 84) Datensatz 1	8.598816° Ost / 48.80971° Nord
Verfügbarer Datenzeitraum	01/1997 - 11/2017
Ausgewerteter Datenzeitraum	01/1997 - 11/2017
Mittelungsdauer	1 h

Tabelle 15: Standard-Information über die Vortex-Reanalysedaten.

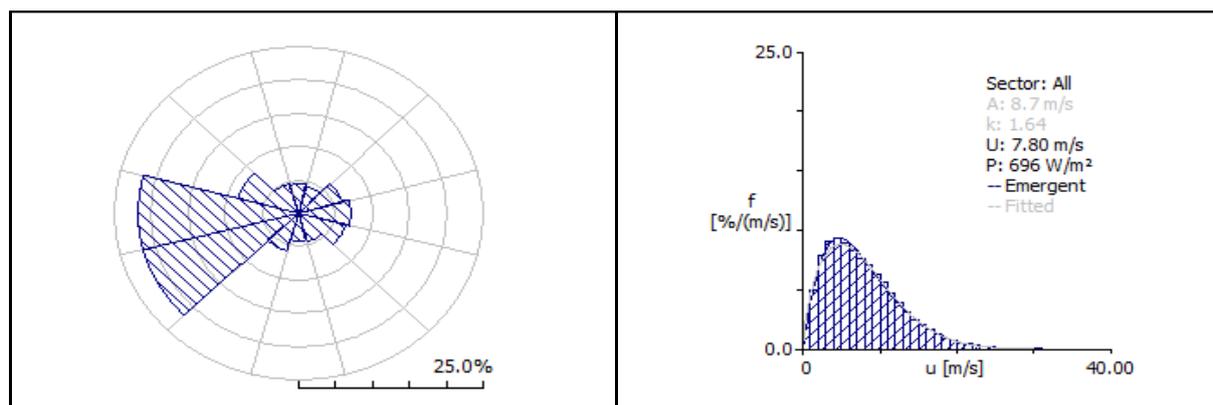


Abbildung 11: Windrose und Histogramm für die Vortex-Reanalysedaten (Höhe 150 m).



4 Produktionsdaten zur Validierung der Ergebnisse

Produktionsdaten von bestehenden WEA (Vergleichs-WEA) können zur Modellvalidierung herangezogen werden. Da meist von den Windkraftanlagen selbst nur kurze Zeiträume der Ertragsdaten vorhanden sind, ist eine Langzeitindizierung meist notwendig.

Falls im Nachhinein Ertragsdaten bestehender Windparks geliefert werden können bzw. in der näheren Umgebung zum berechneten Standort WEA vorhanden sein sollten, die dem Verfasser bis zum Zeitpunkt der Erstellung des Berichtes nicht bekannt waren, ist eine Nachberechnung des Standortes anzuraten.

4.1 Bestandsanlagen im Betrachtungsraum

In der nachfolgenden Tabelle und Abbildung sind die dem Bearbeiter bekannten WEA im Modellraum, im erweiterten Betrachtungsraum und über dessen Grenzen hinaus bestehenden Windparks dargestellt. Diese Tabelle erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit und Richtigkeit. Es ist nicht auszuschließen, dass sich weitere, nicht in der Tabelle und Karte dargestellte Windparks in der Umgebung befinden.

Informationen über bestehende Windparks					
Allgemeine Informationen					
Betrachtungsraum (Umkreis)	2 km				
erweiterter Betrachtungsraum (Umkreis)	10 km				
Bestehende Windparks in der näheren Umgebung					
Windpark Name	Anlagentyp	Entfernung [km]	Geländehöhe [m]	Nabenhöhe [m]	FGW-Konformität
Schömberg	Seewind 52/750	0	722	74	nicht gegeben

Tabelle 16: Angaben über bestehende Windparks in der näheren Umgebung

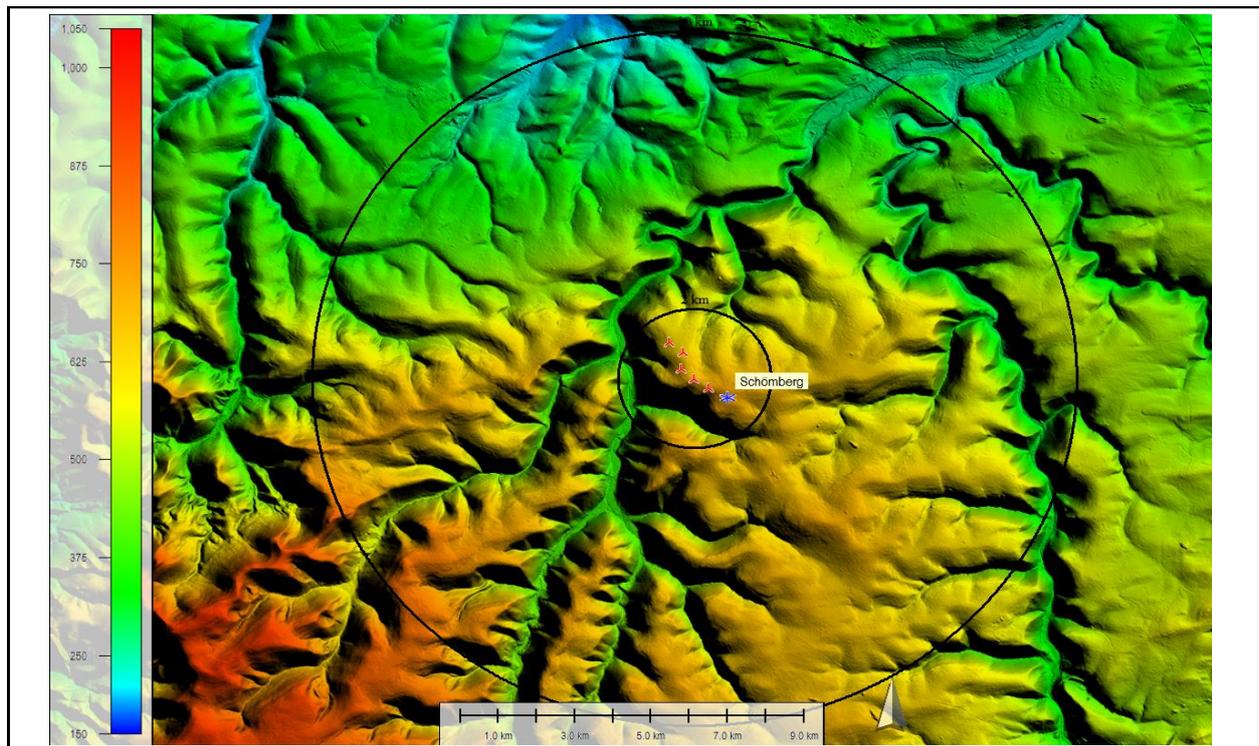


Abbildung 12: Darstellung der dem Auftragnehmer bekannten Bestandsanlagen im erweiterten Betrachtungsraum. Die graphische Information hat keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Diese Abbildung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit und Richtigkeit. Die Windkraftanlage Schömberg entspricht nicht den Vorgaben der FGW-TR6 Rev. 9 [15] hinsichtlich Validierungsanlagen und kann somit nicht zur Modellvalidierung bzw. Senkung der Prognoseunsicherheit beitragen.



5 Generierung der Windstatistik

5.1 Prüfung der Plausibilität der meteorologischen Eingangsdaten

5.1.1 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 zum Ergebnis im Vergleich zu Mastmessungen führen. Es wurde daher überprüft, ob eine Korrektur der Messdaten mittels der CFD Modellierung notwendig und sinnvoll ist.

Die durch das System korrigierten Daten wurden auf ihre Plausibilität geprüft, jedoch musste festgestellt werden, dass sich die Regressionen zu anderen meteorologischen Datensätzen durch die Komplexitätskorrektur verschlechtert. Aus diesem Grund wurde die Remote-Sensing-Korrektur für komplexes Gelände in der weiteren Auswertung nicht verwendet.

5.1.2 Prüfung der Kalibriereinstellungen

Bei dieser erweiterten Prüfung werden die Daten nicht gefiltert, sondern zugeordnet, sortiert und untereinander verglichen, um so die Belastbarkeit nochmals zu erhöhen.

Für das Messgerät wurde ein gültiger Verifikationstest nach der Messung zur Verfügung gestellt, der die Korrektheit der Messwerte bestätigen kann [29][30].

5.1.3 Prüfung der Windmessdaten

Um zu gewährleisten, dass die für die weitere Untersuchung verwendeten Daten für die Generierung einer Windstatistik 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.).

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. Die Sichtung der Daten zeigte, dass keine Filterungen notwendig sind.

Um die Datenverfügbarkeit der Messhöhen ab 100 m zu erhöhen, wurden die Messdaten mit Hilfe der jeweils darunter liegenden Messhöhe mittels MCP-Methode aufgefüllt (vergleiche Abschnitt 11.5). Die Voraussetzungen für die Anwendung der MCP-Methode werden mit sehr gut bewertet, da die Regression zwischen den Windgeschwindigkeiten und Windrichtungen der einzelnen Messhöhen hoch ist ($R^2=99\%$). Die resultierende Datenverfügbarkeit kann ebenfalls mit gut bewertet werden.



Verfügbarkeit der Daten nach Anwendung der Prüfkriterien (Gesamtzeitraum)												
Messhöhe [m]	220	200	180	170	160	150	140	130	120	100	80	60
Verfügbarkeit relativ [%]												
Originaldatensatz	68.0	77.1	84.2	86.9	89.1	91.2	93.1	94.7	96.1	97.9	98.5	98.0
gefilterter Datensatz	68.0	77.1	84.2	86.9	89.1	91.2	93.1	94.7	96.1	97.9	98.5	98.0
MCP	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7

Tabelle 17: Verfügbarkeit der Daten nach Anwendung der Prüfkriterien für den gesamten Messzeitraum.

Windgeschwindigkeit nach Anwendung der Prüfkriterien (Gesamtzeitraum)												
Messhöhe [m]	220	200	180	170	160	150	140	130	120	100	80	60
Windgeschwindigkeit [m/s]												
Originaldatensatz	6.9	6.7	6.6	6.5	6.4	6.3	6.1	6.0	5.8	5.5	5.0	4.2
gefilterter Datensatz	6.9	6.7	6.6	6.5	6.4	6.3	6.1	6.0	5.8	5.5	5.0	4.2
MCP	6.9	6.8	6.6	6.5	6.3	6.2	6.1	6.0	5.8	5.5	5.0	4.2

Tabelle 18: Mittlere Windgeschwindigkeit nach Anwendung der Prüfkriterien für den gesamten Messzeitraum.



Die monatliche Verfügbarkeit der Daten auf 160 m ü. Grund wird in der folgenden Abbildung gezeigt.

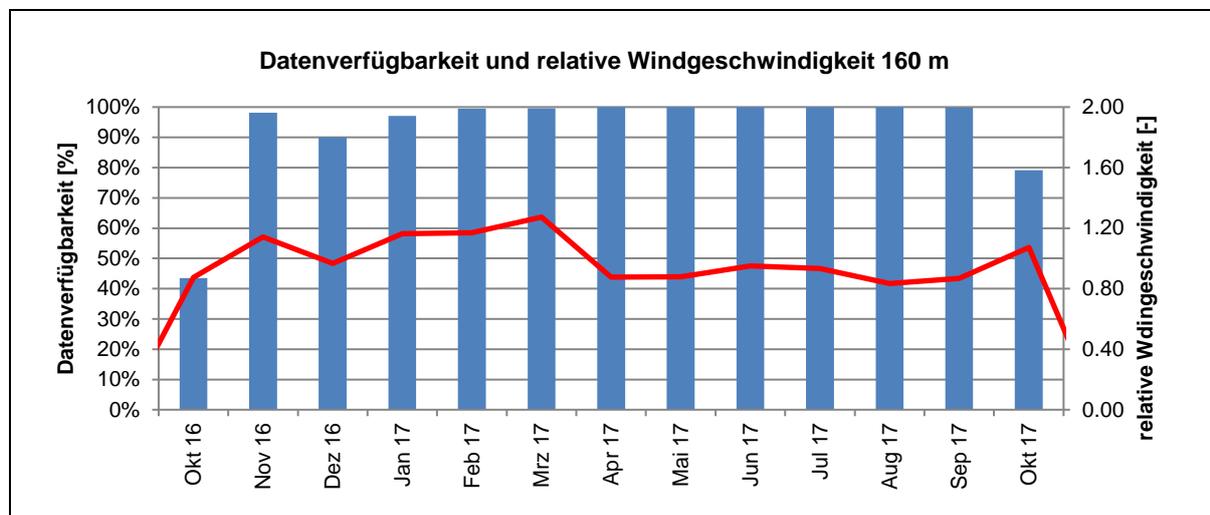


Abbildung 13: Darstellung der monatlichen Datenverfügbarkeit und relativen Windgeschwindigkeit der Lidarmessung auf 160 m ü. Grund.

Die Verfügbarkeit im Oktober 2016 und 2017 sind gering, da jeweils kein vollständiger Monat zur Auswertung vorlag. Desweiteren sind die Verfügbarkeiten in den Wintermonaten und besonders im Dezember geringer. Dies kann auf Wetterlagen wie Nebel/ Hochnebel zurückgeführt werden.

5.1.4 Vergleich der Messhöhen untereinander

Nach den in den vorangegangenen Abschnitten beschriebenen Prüfungen werden die aufgezeichneten Windgeschwindigkeiten der unterschiedlichen Messhöhen im Bereich der Nabhöhe, 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. Aus dieser Darstellung erkennt man, dass der Verlauf der Windgeschwindigkeiten für die unterschiedlichen Höhen ein synchrones Verhalten aufzeigt, was als Indiz für eine fehlerfreie Messdatenerfassung gewertet wird.

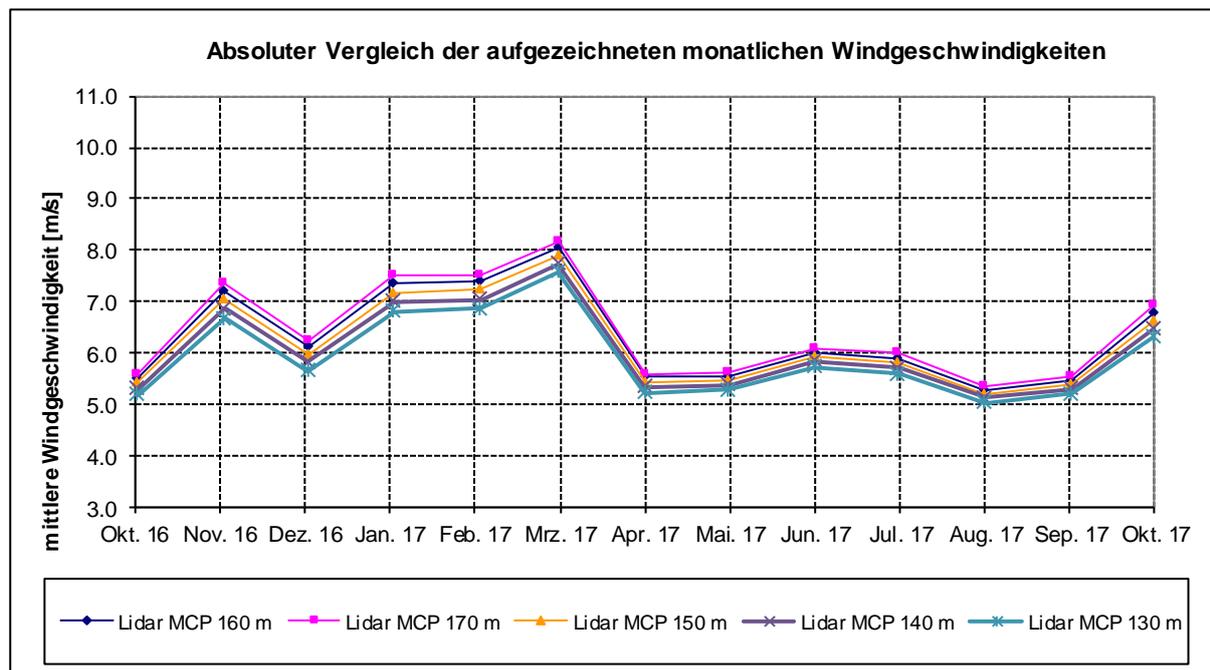


Abbildung 14: Absoluter Vergleich der Windgeschwindigkeiten der Windmessung Langenbrander Höhe.

5.2 Standardkorrelationsuntersuchungen der meteorologischen Daten

Am Standort Langenbrander Höhe wurde eine Windmessung innerhalb des geplanten Windparkgebietes durchgeführt. Die vorhandenen Daten werden einer Korrelationsuntersuchung mit Reanalysedaten und DWD-Stationen unterzogen. Die im Abschnitt 3 aufgezeigten Langzeitdaten wurden für die Auswahl von geeigneten Langzeitreihen herangezogen und auf Verwendbarkeit geprüft. Unplausible Datenreihen werden bereits zuvor von der Betrachtung ausgeschlossen. Dazu wird die Datenverfügbarkeit betrachtet, Inkonsistenzen ermittelt und die Datensätze auf mögliche Trends untersucht.

In der folgenden Tabelle werden die Ergebnisse dieser Untersuchung für die Höhe 160 der Lidarmessung Langenbrander Höhe dargestellt.

Korrelationsuntersuchung zwischen Windmessung und Langzeitdaten			
Meteorologie	Korrelationszeitraum	Mittlungsdauer	R ^{2-v}
Pforzheim	01.11.2016 - 30.10.2017	1 Monat	88.9%
Freudenstadt	01.11.2016 - 30.10.2017	1 Monat	74.3%
Merra2_01	01.11.2016 - 30.10.2017	1 Monat	92.9%
Merra2_02	01.11.2016 - 30.10.2017	1 Monat	88.6%
Vortex	01.11.2016 - 30.10.2017	1 Monat	95.4%

Tabelle 19: Korrelationsuntersuchung der Windmessdaten mit ausgewählten Langzeitdatensätzen.

Die Ergebnisse der hier gezeigten Korrelationsuntersuchungen werden für die Reanalysedaten mit gut bezeichnet.

Nachfolgend sind für die untersuchten Langzeitdatensätze und die Vor-Ort-Windmessung die Windrosen für den Zeitraum bis Ende Oktober einander gegenübergestellt.

Die westliche bis westsüdwestliche Hauptwindrichtung der Windmessung Langenbrander Höhe kann im Wesentlichen bei den Vortex und Merra-Daten sowie der DWD Station Freudenstadt wiedergefunden werden, wobei hier die südliche bis südsüdöstliche Komponente



fehlt. Die Darstellung zeigt nochmals die Komplexität des Standorts auf, da die verwendeten Langzeitdatensätze nur groß die Hauptwindrichtung wiedergeben können. Insgesamt kann jedoch die Windrichtungsverteilung der Lidarmessung mit den verwendeten Langzeitdaten bestätigt werden.

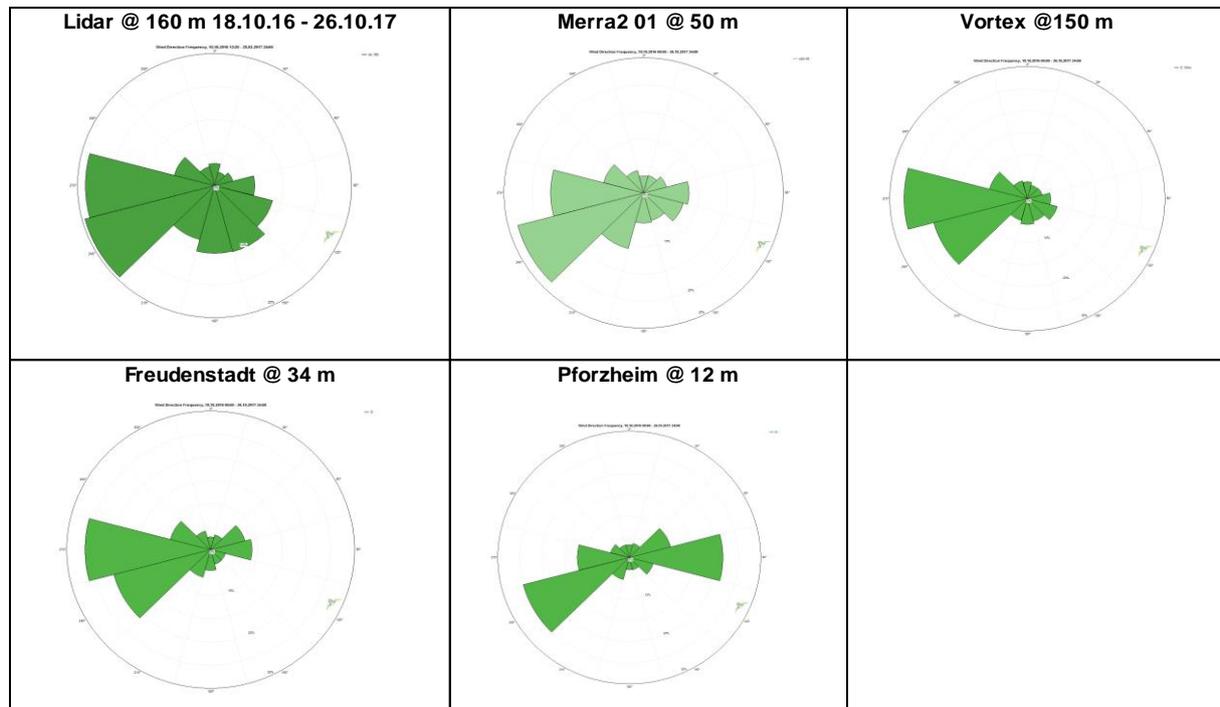


Tabelle 20: Windrichtungsverteilung der Vor-Ort-Messung und ausgewählter Langzeitdatensätze für den Zeitraum 18.10.2016 – 26.10.2017

Desweiteren werden die Daten der Reanalysepunkte mit den Messdaten vom Standort Langenbrander Höhe visuell verglichen. Aus nachfolgender Abbildung kann entnommen werden, dass der Verlauf der Windgeschwindigkeit der Reanalysedaten tendenziell dem Verlauf der Windgeschwindigkeit der Messung folgt. Bei den Reanalysedaten sind der Übersichtlichkeit halber jeweils nur die Daten des Vortex- bzw. Merra2-Knotenpunktes mit den höchsten Regressionseigenschaften dargestellt.

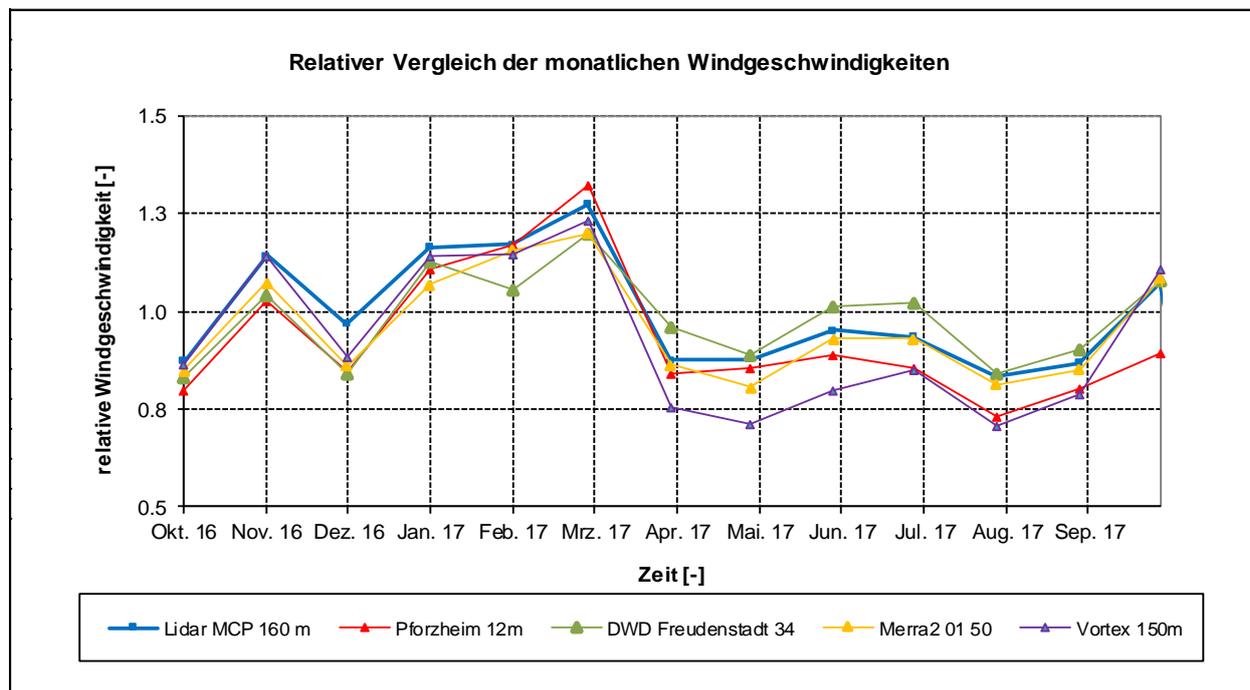


Abbildung 15: Vergleich der relativen Windgeschwindigkeit der Windmessung Langenbrander Höhe mit den relativen Windgeschwindigkeiten der Reanalyse- und DWD-Daten.

5.2.1 Analyse der zur Verfügung stehenden Langzeitindizes

In nachfolgender Abbildung werden Basisinformationen und die monatlichen Verläufe der Indizes Merra2_01 und Vortex abgebildet, da diese jeweils die beste Regression zur Messung aufzeigen. Diese werden für die Extrapolation der Daten der Windmessung Langenbrander Höhe herangezogen.

Regressions- und Langzeitskalierungsanalyse anhand von Variationszeiträumen

Variationszeiträume		Regressionsuntersuchung	
Anfang	Ende	Merra2_01 und Vortex	
1/2012	12/2016	93.8%	
1/2010	12/2016	93.6%	
1/2007	12/2016	93.3%	
1/2002	12/2016	93.1%	
1/1997	12/2016	92.9%	
Variationszeiträume		Untersuchung Langzeitskalierung	
Anfang	Ende	Merra2_01	Vortex
1/2012	12/2016	98.2%	97.0%
1/2010	12/2016	98.1%	97.4%
1/2007	12/2016	100.0%	100.0%
1/2002	12/2016	100.6%	101.0%
1/1997	12/2016	100.6%	101.0%

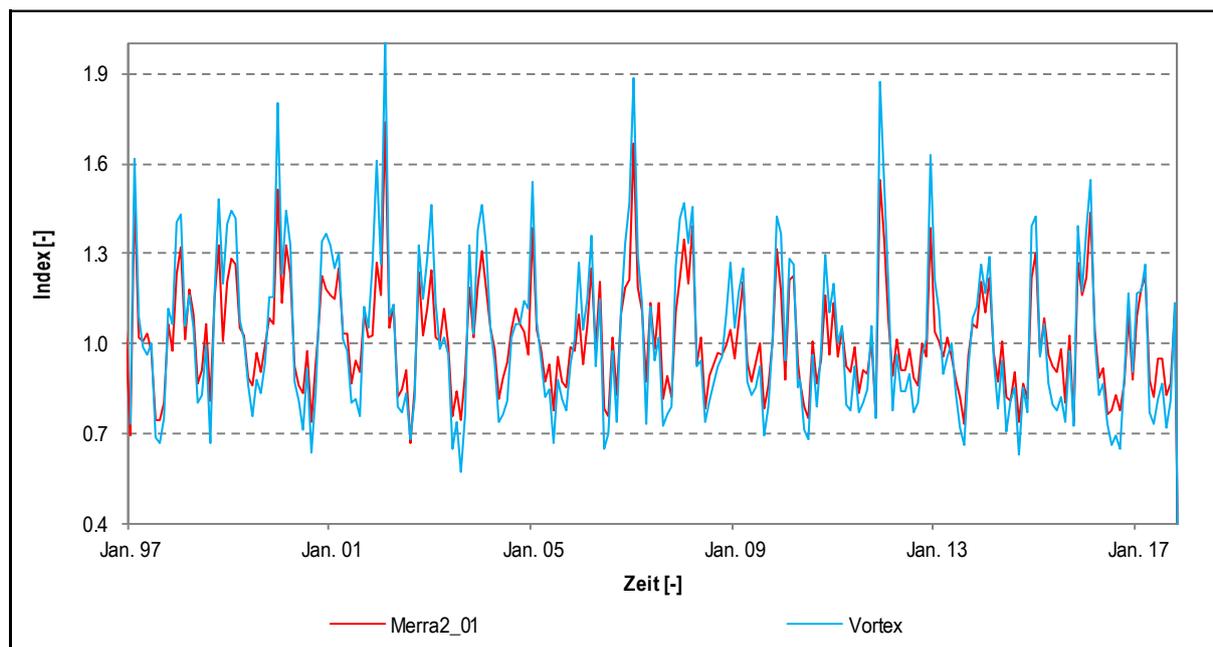
Tabelle 21: Regressions- und Langzeitskalierungsuntersuchung inkl. Variationszeiträumen zwischen den meteorologischen Indizes.

Die Regression zwischen dem untersuchten Merra2-Index und dem Vortex-Index für den Zeitraum 2007 bis 2016, der dem Bezugszeitraum entspricht, ist als gut zu bewerten.



Betrachtet man die Variationszeiträume, d.h. untersucht man die Stabilität der beiden Indizes durch Variation der Betrachtungszeiträume (5 Jahre, 7 Jahre, 10 Jahre, 15 Jahre und 20 Jahre), so ist zu sagen, dass die Regressionen nur geringfügig voneinander abweichen. Betrachtet man die Langzeitskalierung des Vortex Index, so ist festzustellen, dass hier insgesamt die Variationsbreite größer ist, als beim Merra2_01 Index. Dies wird auch in der folgenden Abbildung deutlich. Die Amplitude des Vortex Index liegt insgesamt über bzw. unter der des Merra2_01 Index. Beide Indizes sind jedoch über den Bezugszeitraum konsistent und prinzipiell zur Verwendung als Windindex geeignet.

Basisinformation und monatliche Verläufe der Langzeitindizes



Informationen zu den untersuchten Indizes		
Merra2_01	Reanalyseart	Merra2
	Gitterpunkt	8.750° E / 49.000° N
	verfügbarer Zeitraum	1/1987 - 10/2017
	Bezugszeitraum	1/2007 - 12/2016
Vortex	Reanalyseart	Vortex
	Gitterpunkt	8.598816° E / 48.80971° N
	verfügbarer Zeitraum	1/1997 - 11/2017
	Bezugszeitraum	1/2007 - 12/2016

Abbildung 16: Basisinformationen und monatliche Verläufe der für die Langzeitkorrektur relevanten Indizes.

Zu den obig aufgeführten Indizes ist zu sagen, dass diese die jeweilig besten Regressionen mit den Windmessdaten des Lidars Langenbrander Höhe erzielen. Wie oben aufgeführt, erstreckt sich der Bezugszeitraum für die Indizes von 2007 bis 2016. Auf diesen Bezugszeitraum sind die Indizes normiert.



5.3 Extrapolation der meteorologischen Daten

Die Konsistenz der Langzeitdaten ist gewährleistet, wie in vorherigen Abschnitt dargestellt wurde.

Als Bezugszeitraum wurden unterschiedlich lange Zeiträume (10, 15 und 20 Jahre) untersucht. In nachfolgender Tabelle werden die Ergebnisse dieser Untersuchung aufgelistet. Es sind sowohl die Länge des Extrapolationszeitraums als auch der ermittelte Skalierfaktor und die mittlere Windgeschwindigkeit dargestellt.

Die für die Skalierung der Winddaten für die Langzeitextrapolation ermittelten Skalierfaktoren ergeben sich aus dem Verhältnis der mittleren relativen Windgeschwindigkeit im Bezugszeitraum und der mittleren relativen Windgeschwindigkeit im Korrelationszeitraum des jeweiligen meteorologischen Langzeitdatensatzes. Skaliert wird damit die Windstatistik.

Skalierungsergebnisse der Langzeitextrapolation					
Lurzzeit-Datensatz	Langzeit-Datensatz	Bezugszeitraum	Korrelationszeitraum	Skalierwert [-]	v_skal. [m/s]
Lidar 160 m	Merra2_01	01/1997 - 12/2016	11/2016 - 10/2017	1.027	6.56
Lidar 160 m	Vortex			1.069	6.83
Lidar 160 m	Merra2_01	01/2002 - 12/2016		1.016	6.50
Lidar 160 m	Vortex			1.052	6.73
Lidar 160 m	Merra2_01	01/2007 - 12/2016		1.010	6.46
Lidar 160 m	Vortex			1.041	6.66

Tabelle 22: Skalierungsergebnisse für die Langzeitextrapolation der Windmessdaten.

Da sowohl der Merra2_01 Datensatz als auch der Vortex Datensatz den Verlauf der relativen Windgeschwindigkeit der Windmessung Langenbrander Höhe gut abbilden und auch die Regressionen beider Indizes als gut bewertet wurden, wurde der Mittelwert dieser beiden Indizes für die Langzeitextrapolation der Windmessung herangezogen. Als Extrapolationszeitraum wurde die 10-Jahres-Periode von 01/2007 bis 12/2016 verwendet.

Folglich wurde die Windstatistik der Windmessung Langenbrander Höhe des Zeitraums 11/2016 bis 10/2017 mit dem Wert von 1.026 skaliert.

Dieser Skalierwert kann für denselben Zeitraum auch durch die DWD-Station Pforzheim bestätigt werden. Der Index der DWD Station zeigt einen Skalierwert von 1.029.

5.4 Generierte Windstatistik für die Windgeschwindigkeitsermittlung und Modelleinsatz in WindSim

Auf Basis der Eingangsdaten aus Abschnitt 3 wird nachfolgend die Windstatistik für die Modellierung des Windpotentials und der Energieerträge am Standort gewählt und gegebenenfalls angepasst.

In Tabelle 23 sind die wichtigsten Informationen über die verwendeten meteorologischen Eingangsdaten zusammengefasst dargestellt.

Informationen zu meteorologischen Eingangsdaten

Messung	Koordinaten		Messhöhen		Messdaten	
	Gauß Krüger Zone 3		Fusspunkt	Messhöhe	von	bis
	RW	HW	[m]	[m]	[-]	[-]
Lidar Langenbrander Höhe	3470612	5408102	686	160	01.11.2016	26.10.2017

Tabelle 23: Information über die verwendeten meteorologischen Eingangsdaten.

Aufgrund der Geländekomplexität kam für die Modellierung das Berechnungsmodell WindSim [27] zum Einsatz. Eine Modellbeschreibung kann dem Anhang 11.1 entnommen werden. Auswahlkriterium für das Modell war die Komplexität des zu untersuchenden Standorts.

Für die Berechnung des Windpotentials wurde ein Gebiet von 29 km x 24 km berechnet, welches die Untersuchungsregion umfasst. Die Auflösung der inneren 10 km x 10 km beträgt dabei 20 m und wird nach außen hin in 5 m Schritte gröber. Die äußere und gröbere Untersuchungsregion gibt somit einen Rahmen für die innere Region vor, wie sie für eine Windgutachten nötig ist. Die Windstatistik der Messung am Standort wird in dieses Modell implementiert und zur Berechnung des Windpotentials und der Energieerträge am Standort verwendet. Nachfolgend ist die am Standort der Windmessung eingesetzte Windstatistik dargestellt.

Informationen zu meteorologischen Eingangsdaten

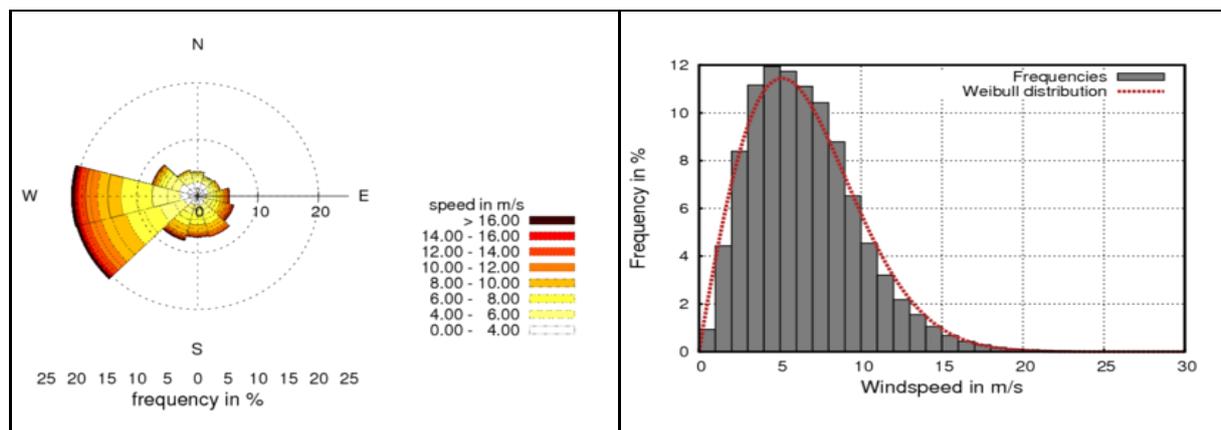


Abbildung 17: Am Standort der Windmessung in das Modell implementierte Windstatistik für die Höhe $z = 160$ m.

Die Windrose und -häufigkeitsverteilung entstammen einer Messung über 12 Monate, die mittels Skalierung auf einen Bezugszeitraum von 10 Jahren korrigiert wurde. Insgesamt erscheint die Windrose und Windhäufigkeitsverteilung plausibel.



6 Plausibilitätsprüfung mit vorhandenen Windmessdaten

6.1 Standortbezogene Windmessung

Diese Methode dient bedingt zur Prüfung des Modells. Eine Voraussetzung für die Anwendbarkeit ist jedoch 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 einen 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:

$$v_{val-profile} = \frac{v_{mast-z}}{v_{mast-ref}} \quad [7.1]$$

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.

6.2 Ergebnisse der Plausibilitätsprüfung

Wie in Abschnitt 4 dargestellt, stehen keine 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 220 m über Grund und es liegen Daten vom 18.10.2016 bis 26.10.2017 vor. Aus der Messung wurde nach Filterung und auffüllen mittels MCP 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. Es handelt sich hier um Langzeitbezogene Windgeschwindigkeiten, daher ist hier kein direkter Vergleich möglich. Aus diesem Grund wird das Verhältnis der Messhöhen zueinander nach Formel [7.1] angegeben. Die Spalte „Differenz Modell – Messung“ zeigt den Unterschied in der Windgeschwindigkeitszunahme zwischen Messung und Modell.



Vergleich Modell und Messung

Messhöhe	Messung		Modell		Differenz Modell - Messung
	v	Vval-profile	v	Vval-profile	
[m]	[m/s]	[-]	[m/s]	[-]	[-]
220	6.9	1.09	7.2	1.09	0.00
200	6.8	1.06	7.0	1.06	0.00
180	6.6	1.03	6.8	1.03	0.00
170	6.5	1.02	6.7	1.02	0.00
160	6.3	1.00	6.6	1.00	0.00
150	6.2	0.98	6.4	0.98	0.00
140	6.1	0.96	6.3	0.96	0.00
130	6.0	0.95	6.2	0.94	0.00
120	5.9	0.92	6.0	0.92	0.00
100	5.5	0.87	5.7	0.87	0.00
80	5.0	0.79	5.3	0.80	0.01
60	4.3	0.67	4.7	0.71	0.04

Tabelle 24: Vergleich zwischen gemessenen und modellierten Windgeschwindigkeiten am Standort Langenbrander Höhe.

Die Abweichungen der Windgeschwindigkeitszunahme zwischen den einzelnen Messhöhen zwischen Messung und Modell sind sehr gering. Lediglich in geringeren Höhen nehmen die Differenzen zu. Folglich kann das Modell die lokale Situation am Standort der Windmessung abbilden.

Eine weitergehende Modellvalidierung kann aufgrund des Fehlens von weiteren Validierungsdaten nicht durchgeführt werden.



7 Ergebnisse der Windgeschwindigkeitsermittlung

Die nachfolgend dargestellten Berechnungsergebnisse für den Referenzpunkt basieren auf den in Abschnitt 3 dargestellten Eingangsdaten.

7.1 Windgeschwindigkeitsstatistiken

In den folgenden beiden Tabellen werden Windgeschwindigkeitsstatistiken für einen Referenzpunkt ausgegeben. Dieser Referenzpunkt entspricht der Position der Lidarmessung Langenbrander Höhe.

Ergebnisse der Windprofilberechnung			
Referenzpunkt Lidar	Gauß-Krüger Zone 3, DHDN; RW 3470612 m, HW 5408101.5 m (Fußpunkthöhe ca. 686 m)		
Höhe ü. Grund	v	A	k
[m]	[m/s]	[m/s]	[-]
60	4.7	5.3	1.94
80	5.3	5.9	1.91
100	5.7	6.4	1.95
120	6.0	6.8	1.94
130	6.2	7.0	1.94
140	6.3	7.1	1.94
150	6.4	7.2	1.94
160	6.6	7.4	1.95
170	6.7	7.5	1.95
180	6.8	7.6	1.94
190	6.9	7.7	1.94

Tabelle 25: Berechnete Windgeschwindigkeitsstatistiken für unterschiedliche Höhen am Referenzpunkt.

Ergebnisse der Windgeschwindigkeitsstatistiken				
Referenzpunkt Lidar	Gauß-Krüger Zone 3, DHDN; RW 3470612 m, HW 5408101.5 m (Fußpunkthöhe ca. 686 m)			
Sektor	hi (v)	v	A	k
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]
345 - 015	4	3.9	4.3	2.10
015 - 045	4	3.7	4.1	2.32
045 - 075	4	4.6	5.0	1.78
075 - 105	5	6.4	7.2	1.92
105 - 135	6	7.2	8.0	2.14
135 - 165	7	6.5	7.4	2.43
165 - 195	7	6.6	7.5	2.44
195 - 225	8	6.9	7.9	2.16
225 - 255	21	7.8	8.6	2.20
255 - 285	21	7.6	8.4	1.99
285 - 315	8	5.1	5.5	1.79
315 - 345	5	4.1	4.6	1.93
Summe / Mittelwert	100	6.6	7.3	2.11

Tabelle 26: Berechnete Windgeschwindigkeitsstatistiken für 12 Sektoren am Referenzpunkt für die geplante Nabenhöhe von 160 m.



Ergebnisse der Windprofilberechnung

Referenzpunkt WEA01	Gauß-Krüger Zone 3, DHDN; RW 3471465 m, HW 5407839 m		
Höhe ü. Grund	v	A	k
[m]	[m/s]	[m/s]	[-]
100	6.0	6.7	1.90
140	6.6	7.4	1.91
160	6.8	7.7	1.92

Ergebnisse der Windprofilberechnung

Referenzpunkt WEA02	Gauß-Krüger Zone 3, DHDN; RW 3471100 m, HW 5408106 m		
Höhe ü. Grund	v	A	k
[m]	[m/s]	[m/s]	[-]
100	5.7	6.5	1.93
140	6.4	7.2	1.93
160	6.7	7.5	1.94

Ergebnisse der Windprofilberechnung

Referenzpunkt WEA03	Gauß-Krüger Zone 3, DHDN; RW 3470751 m, HW 5408381 m		
Höhe ü. Grund	v	A	k
[m]	[m/s]	[m/s]	[-]
100	5.7	6.4	1.92
140	6.3	7.1	1.93
160	6.6	7.4	1.94

Ergebnisse der Windprofilberechnung

Referenzpunkt WEA04	Gauß-Krüger Zone 3, DHDN; RW 3470811 m, HW 5408853 m		
Höhe ü. Grund	v	A	k
[m]	[m/s]	[m/s]	[-]
100	5.5	6.2	1.91
140	6.2	6.9	1.92
160	6.4	7.2	1.93

Ergebnisse der Windprofilberechnung

Referenzpunkt WEA05	Gauß-Krüger Zone 3, DHDN; RW 3470441 m, HW 5409138 m		
Höhe ü. Grund	v	A	k
[m]	[m/s]	[m/s]	[-]
100	5.5	6.2	1.88
140	6.1	6.9	1.89
160	6.4	7.2	1.91

Tabelle 27: Ergebnisse der Windprofilberechnung für den Standort Langenbrander Höhe.



8 Hinweise zur Erstellung des Gutachtens

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

- Das Windgutachten 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.
- Es wurde eine Überprüfung der RIX-Faktoren des Modells durchgeführt. Aufgrund der Komplexität des Geländes wurde das CFD-Modell WindSim verwendet.
- Bei dem Programm WindSim wurde ein neutraler Schichtungsansatz zur Modellierung des Windfeldes gewählt.
- 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 Rev. 9 [15]

In der nachfolgenden Tabelle wird ein Abgleich des vorliegenden Berichts gegenüber der FGW-TR6 Rev. 9, in Form von stichpunktartigen Kommentaren dargestellt.

Konformitätsprüfung FGW TR6 Revision 9	
Anforderungen an Gesamtbericht	Erfüllungsgrad
Standortbesichtigung (Kapitel 2.1 in FGW TR6, Rev. 9)	erfüllt mit Kommentar
Die Standortbesichtigung wurde mit Aufbau des Lidarmessgerätes von einem geschulten Mitarbeiter der TÜV SÜD Industrie Service GmbH durchgeführt.	
Anforderungen an standortspezifische Winddaten (Kapitel 2.2 in FGW TR6, Rev. 9)	erfüllt
ohne Kommentar	
Anforderungen an Vergleichs-WEA (Kapitel 2.2.2 in FGW TR6, Rev. 9)	nicht bewertet
Es liegen keine belastbaren Daten von Vergleichs-WEA am Standort vor.	
Anforderung an Langzeitkorrektur (Kapitel 2.3 in FGW TR6, Rev. 9)	erfüllt
ohne Kommentar	
Anforderung an Modellierung Parkwirkungsgrad (Kapitel 2.5 in FGW TR6, Rev. 9)	nicht bewertet
ohne Kommentar	
Anforderung an Energieertragsberechnung (Kapitel 2.6 in FGW TR6, Rev. 9)	nicht bewertet
ohne Kommentar	
Anforderung an Gesamtunsicherheit (Kapitel 2.7 in FGW TR6, Rev. 9)	nicht bewertet
Die Unsicherheit wird auf den Ertrag bezogen und wird daher nicht dargestellt.	

Tabelle 28: Konformitätsprüfung des vorliegenden Berichts mit der FGW-TR6 Rev. 9 [15].

Insgesamt werden die Anforderungen an die FGW-TR6 Rev. 9 [15] erfüllt und eine Ertragsberechnung für 160 m wäre in Konformität zur FGW TR6 Rev. 9 möglich. Daher wird der Bericht als Gutachten ausgestellt.



Industrie Service

Das vorliegende Gutachten 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.) vom Auftragnehmer 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 zu den Ergebnissen zu verstehen. Daher wird bei einer auszugsweisen Vervielfältigung keine Haftung oder Gewähr für die Ergebnisse übernommen.



10 Literaturverzeichnis

- [1] TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Stefan Gresser Standortbesichtigung: Langenbrander Höhe vom 18.10.2016
- [2] Landesamt für Geoinformation und Landentwicklung Baden-Württemberg, TOP10 Ortsplan 1:10'000 Baden-Württemberg, Version1, 2008
- [3] Landesamt für Vermessung und Geoinformation Bayern, Digitales Geländemodell DGM25, 2013
- [4] EADS Deutschland GmbH, Informationen zum Geogrid®-Viewer V6, 2008
- [5] AAWCS-008: Georeferenzierung, QM Arbeitsanweisung der Abteilung Wind Cert Services, Rev. 00
- [6] IEC 60050-415: Internationales Elektrotechnisches Wörterbuch, Berlin (D), 1999
- [7] 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
- [8] WAsP 10.2: Wind Atlas Analysis and Application Programme, Roskilde (DK), 2016
- [9] BWE-Windgutachterbeirat: Standard zur Erstellung von Windgutachten, Version 2.0, Kassel (D), 03.02.2005
- [10] Jensen, N.O. A Note on Wind Generator Interaction. Risø-M-2411, Risø National Laboratory, Roskilde (DK), 1984
- [11] 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
- [12] IEC 61400-1: Wind Turbines – Part 1: Design Requirements, International Electrotechnical Commission, Geneva (CH), Aug. 2005
- [13] IEC 61400-12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines, Geneva (CH), Dec. 2005
- [14] Albers, H. Klug, D. Westermann: Outdoor comparison of cup anemometers, DEWI, Wilhelmshaven (D), 2000
- [15] Fördergesellschaft Windenergie e.V.: Teil 6: Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen, Kiel (D), Rev. 09, 22.09.2014
- [16] DWD: Winddaten für Windenergienutzer, Version 6, 2. Auflage, Potsdam (D), 2012
- [17] Datenbasis: Deutscher Wetterdienst, Werte bearbeitet, ftp://ftp-cdc.dwd.de/pub/CDC/, Stand: 20.05.2017
- [18] Merra Reanalysedaten auf Basis des Goddard Earth Observing System Assimilation System Version 5, EMD International A/S, Stand: 20.05.2017
- [19] BayWa r.e. wind GmbH, Herr Reuter Vortex Reanalysedaten, per E-Mail 27.11.2017
- [20] 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
- [21] TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Angebot AN-WG-1703-069-BW REV.1, Regensburg, 14.09.2017
- [22] BayWa r.e. wind GmbH, Beauftragung WP Langenbrander Höhe, 27.09.2017
- [23] BayWa r.e. wind GmbH, Herr Graf, Koordinaten WP Langenbrander Höhe, per Mail, 04.04.2017
- [24] AAWCS-002: Ermittlung des Windpotentials und Bestimmung des Energieertrages. QM Arbeitsanweisung der Abteilung Wind Cert Services, Rev. 08
- [25] AAWCS-009: Rauigkeiten, QM Arbeitsanweisung der Abteilung Wind Cert Services, Rev. 00
- [26] TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Stefan Gresser, Installationsbericht der LIDAR-Messung, Regensburg, 28.10.2016
- [27] WindSim 7.0, WindSim AS Tønsberg (N) 2015.
- [28] 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)
- [29] TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Datenbereitstellung für Lidar Langenbrander Höhe, Berichtsnr.: WM-1608-009-BW-PD, Regensburg 11.12.2017
- [30] Windtest Grevenbroich GmbH, Verification of the Remote Sensing Device Type LEosphere WINDCUBE v2 S/N WLS7-263 performed at the Verification Station Grebenboich, Doc.no. VS17032B1, Grevenbroich 30.11.2017



11 Anhang

11.1 Das Modell WindSim

11.1.1 Das Berechnungsmodell

WindSim [27] 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 lizenziierter 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:

$\rho = \text{const.} \rightarrow$ inkompressible Strömung

$\eta = \text{const.} \rightarrow$ 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 ein Windgutachten 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.

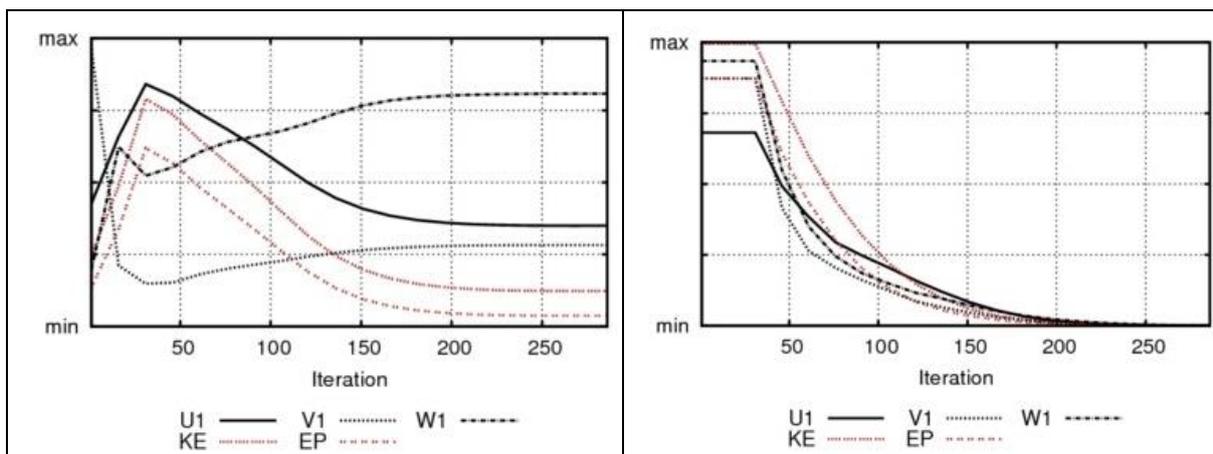


Abbildung 18: Darstellung der relativen Größen und deren Änderung mit der Anzahl der Iterationen (links) und Darstellung des Residuums für die jeweilige relative Größe in Abhängigkeit der Iterationen (rechts).

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

11.1.2 Das verwendete Windpark-Modell

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

Das ausgewählte Windpark-Modell basiert auf dem so genannten Jensen-Modell, welches eine lineare Ausbreitung der Nachlaufströmung mittels des „wake decay“ Faktors k beschreibt. Wobei dieser Faktor mit zunehmender Umgebungsturbulenz steigt, typische Werte sind 0.04 bis 0.075. Das Windgeschwindigkeitsdefizit wird mittels des Schubbeiwerts c_t rechnerisch mit der nachfolgenden Formel bestimmt [11]:

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

mit



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

$$A = 0.5$$

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

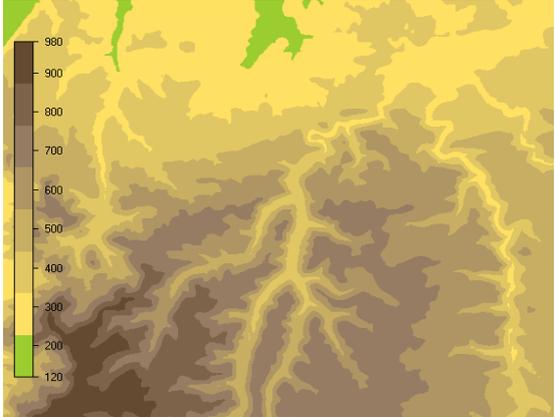
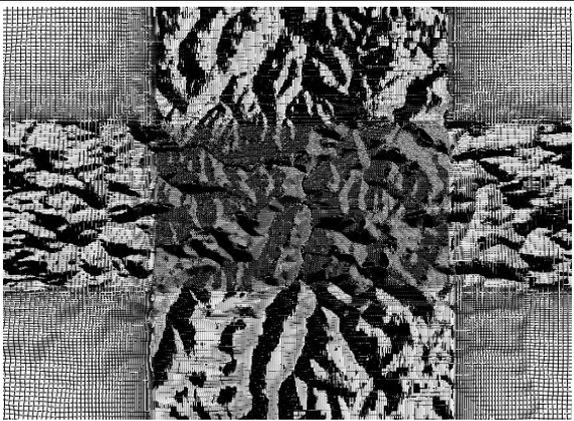
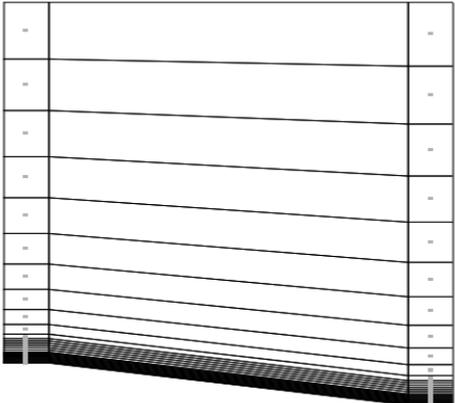
Der Parkwirkungsgrad (η_{farm}) beschreibt das Verhältnis des von der gestörten (abgeschatteten) WEA (E_{wake}) zur frei angeströmten WEA produzierten Energieertrages (E_{free}).

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



11.1.3 Modellparameter des Grobmodells

Informationen zum Modell

	<p>Modellgröße 29 km x 24 km</p>
	<p>Auflösung 20 - 280 m x 20 - 280 m</p>
	<p>Zellenanzahl 826 x 558 x 32</p>



11.2 Anpassungen des Modells

11.2.1 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 [27] 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 [27].

C_2 bezeichnet eine Konstante der Widerstandskraft und stellt den Wald als eine Widerstandskraft proportional zur quadrierten Windgeschwindigkeit dar [27].



11.2.2 Modellkorrekturen und Parametrisierung

Zusätzlich zu den im vorangegangenen Kapitel beschriebenen Anpassungen können weitere Korrekturen angewendet werden. Abhängig von bestimmten Standortfaktoren kann das Modell des Europäischen Windatlas zu modellarisch als richtig anzunehmenden, jedoch in der Realität nicht zu beobachtenden Berechnungsergebnissen führen.

Aufgrund langjähriger Erfahrung mit Berechnungen durch das europäische Windatlas-Modell hat die TÜV SÜD Industrie Service GmbH eine Reihe von Indikatoren entwickelt, welche zur Erkennung dieser modellarischen Über- bzw. Unterbewertungen beitragen. Im Programm WAsP sind Routinen implementiert, die zur Korrektur von Berechnungen verwendet werden. Korrekturen können dabei je nach Bedarf sektoriell auf die beiden Kanäle Windgeschwindigkeit und Windrichtung angewendet werden. Ziele dieser Anpassung können dabei meteorologische Stationen und Windmessungen sowie geplante WEA Standorte sein.

Beispiele für korrigierende Eingriffe:

- Tunnel- und Kanalisierungseffekte (Ergänzung des Orographiemodells)
- Abschattungseffekte (Ergänzung des Orographie- oder Hindernismodells)
- Ergänzende Modellierung komplexer Hindernisse (Hindernismodell)
- Komplexe orographische Verhältnisse (wie an Steilküsten, Mittelgebirgs- und Gebirgslagen)
- Andere lokale oder regionale Einflüsse oder Ergebnisse anderer Modelle
- Leeseitige Standorte hinsichtlich der Hauptwindrichtung

Die Anwendung von korrigierenden Eingriffen wird nur unter komplexen Umständen, wie oben angegeben, und unter eingehender Betrachtung der Gesamtheit des Projektes durchgeführt. Die Anwendung von Korrekturen erfolgt unter mehreren Abwägungen:

- Genaue Betrachtung der meteorologischen Eingangsdaten
- Berücksichtigung der orographischen Bedingungen
- Betrachtung der klimatologischen Verhältnisse

Diese Anwendung der Korrekturfaktoren sollte nur nach reiflicher Überlegung und von Experten auf dem Gebiet der Windenergieermittlung durchgeführt werden.

11.2.3 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 ändern auf Grundlage des digitalen dreidimensionalen Geländemodells (DGM25) [3] 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. Die aktuelle Höhengenaugigkeit für das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland beträgt geländetypabhängig ± 1 bis 5 m. Für die grenznahen Bereiche benachbarter Staaten beträgt die aktuelle Höhengenaugigkeit geländetypabhängig ± 20 m [4]. Das generierte Höhenmodell wird mit den während der Standortbesichtigung gesammelten Informationen und den Angaben der verwendeten topographischen Kartenwerke überprüft.

11.2.4 Orographisch komplexe Gebiete (Bewertung RIX und Δ RIX)

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.

Der Auftragnehmer bewertet gemäß den Vorschlägen des europäischen Windatlas den Grad an Komplexität des Geländes mit dem „ruggedness index“ (RIX). Die Berechnung des RIX-Wertes erfolgt mehrmalig sektorweise in einem bestimmten Umkreis, innerhalb dessen der Längenteil der Steigung ermittelt wird, die über einem kritischen Schwellenwert liegt.

Dabei können RIX-Werte am Herkunftsgebiet (bspw. der meteorologischen Daten) und am Anwendungsgebiet (bspw. an einem Standort) berechnet werden. Ist die Berechnung beider Werte im Modellgebiet möglich, kann die Differenz als Δ RIX-Wert ausgegeben werden. Der Δ RIX-Wert gilt letztlich als Indikator für die Unterschiedlichkeit der Komplexität des orographischen Eingangsdatensatzes und damit auch als Indikator für die Belastbarkeit der Berechnungsergebnisse. Fehlbewertungen treten vor allem an orographisch komplexen Geländeformen auf, an denen die Annahmen des Modells des Europäischen Windatlas gestört sind. Große Unterschiede in den RIX-Werten können zu hohen Fehlbewertungen der berechneten mittleren Windgeschwindigkeiten führen.

Die Genauigkeit der Vorhersage hängt von der Relation der RIX-Werte beider Standorte, also dem Δ RIX-Wert, ab. Bei RIX-Werten nahe 0% folgt die Strömung den Gegebenheiten der Oberflächengestalt. Bei RIX-Wert ungleich 0% können Strömungsabrisse und Fehlbewertungen des Modells auftreten. Bei einem Δ RIX-Wert nahe 0% können die durch die Orographie geprägten Anströmbedingungen als vergleichbar gewertet werden. Bei einem Δ RIX-Wert ungleich 0% können verschiedene Fälle unterschieden werden:

- Das Herkunftsgebiet (z. B. die meteorologische Station) und der vorherzusagende Standort (z. B. die geplante WEA) sind mit erhöhten RIX-Werten bewertet worden, die jedoch in ihrer Ausprägung vergleichbar sind. Damit liegen vergleichbare Strömungsverhältnisse vor. Die Modellfehler sind signifikant aber gleichartig in ihrem Auftreten. Die Aussagekraft des Modells sollte weiterhin gegeben sein, da die beiden Fehler sich aufheben.
- Das Herkunftsgebiet der meteorologischen Daten ist als orographisch komplex (erhöhter RIX-Wert), der vorherzusagende Standort als wenig komplex (geringer RIX-Wert) bewertet worden. Folglich ist der Δ RIX-Wert ungleich 0%. Die Modellfehler sind dann als signifikant und ungleich anzunehmen, es findet eine Unterschätzung der Windgeschwindigkeit mit einem signifikant negativen Fehler statt.
- Das Herkunftsgebiet der meteorologischen Daten ist als orographisch weniger komplex (geringer RIX-Wert) als der vorherzusagende Standort (erhöhter RIX-Wert) bewertet worden. Der Modellfehler ist dann als signifikant und ungleich anzunehmen, es findet eine Überschätzung der Windgeschwindigkeit mit einem signifikant positiven Fehler statt.

Werden aufbereitete Statistiken als meteorologische Eingangsdaten verwendet, wie sie z.B. für den deutschen Raum vom Deutschen Wetterdienst (DWD) angeboten werden, liegen diese



häufig außerhalb des Modellgebietes und eine Berechnung des Δ RIX-Werts im gleichen Modell ist nicht möglich. In diesem Fall wird nur der vorherzusagende Standort selbst anhand der ermittelten RIX-Werte bewertet. Es ist jedoch ein Vergleich mit den Dokumentierten RIX-Werten der meteorologischen Stationen möglich.

Überschreiten die RIX-Werte am Untersuchungsstandort einen Schwellenwert, kann eine 3D-Modellierung empfohlen werden.

11.3 Standortbesichtigungen und notwendige Begutachtungen

Den Ausgangspunkt der Berechnungen bildet eine Standortbesichtigung des geplanten Windparkgeländes und eventuell am Standort vorhandener Windmessungen. Hinzu kommt die Besichtigung von nahe liegenden meteorologischen Stationen, um so die Anströmungsbedingungen für die im Einsatz befindliche Sensorik aufzuzeichnen und mittels der vorhandenen Daten wenn nötig zu korrigieren. Zusätzlich werden, soweit Windkraftanlagen im Betrachtungsraum vorhanden sind, die zu Validierungszwecken herangezogen werden können, diese ebenfalls besichtigt.

11.3.1 Begutachtung des Windparkgeländes

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

Bei der Standortbesichtigung und Begutachtung werden folgende Methoden und Prüfungen angewendet:

- Feststellung der Koordinaten der geplanten Anlagenstandorte durch GNSS – GPS
- Aufnahme von geokodierten Panorama-Fotos zur Dokumentation der Umgebung
- Kartierung der unmittelbaren Umgebung zur Aufnahme von Hindernissen
- Kartierung der näheren Umgebung zur Aufnahme der allgemeinen Orographie und Landnutzung
- Genaue Beschreibung der Umgebung hinsichtlich Orographie, Landnutzung und weiterer Geofaktoren

11.3.2 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 genau 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. Alle Daten werden in ein standardisiertes Protokoll zur späteren Verarbeitung eingetragen. Auf Grundlage der erhaltenen Informationen



und nach Sichtung der gemessenen Daten erfolgt eine gutachterliche Bewertung der Windmessung und ihrer Windmessdaten.

Bei der Standortbesichtigung und Begutachtung werden folgende Methoden und Prüfungen angewendet:

- Feststellung der Koordinaten des genauen Standortes durch GNSS – GPS
- Aufnahme von geokodierten Panorama-Fotos zur Dokumentation der Umgebung
- Kartierung der unmittelbaren Umgebung zur Aufnahme von Hindernissen
- Kartierung der näheren Umgebung zur Aufnahme der allgemeinen Orographie und Landnutzung
- Genaue Beschreibung der Umgebung hinsichtlich Orographie, Landnutzung und weiterer Geofaktoren
- Aufzeichnung aller Messgeräte und Protokollierung der Art und Montage
- Laservermessung der Höhenanbringung von Messgeräten
- Vermessung aller die Messgeräte beeinflussenden Hindernisse oder anderer störender Faktoren
- Überprüfung der Funktionalität des verwendeten Datenloggers – soweit möglich
- Vor-Ort-Überprüfung der Angaben aus dem Messbericht oder Installationsprotokoll

11.3.3 Begutachtungen von meteorologischen Stationen

Die Begutachtung einer meteorologischen Station dient zur gutachterlichen Bewertung der meteorologischen Station, der gemessenen Daten und damit zur Einstufung ihrer Verlässlichkeit.

Der Standort der meteorologischen Station wird zunächst genau lokalisiert und die Ausstattung an Messgeräten (Hersteller und Typ) aufgenommen. Die Montage der Messgeräte am Mast wird genau vermessen und jeder Messdurchgang protokolliert. Nach der genauen Lokalisierung wird die unmittelbare und nähere Umgebung der meteorologischen Station kartiert. In unmittelbarer Umgebung werden potenzielle Hindernisse ausgemacht, vermessen und kartiert. In näherer Umgebung wird die Landnutzung und Orographie aufgenommen. Alle Daten werden in ein standardisiertes Protokoll zur späteren Verarbeitung eingetragen. Auf Grundlage der erhaltenen Informationen und nach Sichtung der gemessenen Daten erfolgt eine gutachterliche Bewertung der meteorologischen Station und ihrer gemessenen Winddaten.

Bei der Standortbesichtigung und Begutachtung werden folgende Methoden und Prüfungen angewendet:

- Feststellung der Koordinaten des genauen Standortes durch GNSS – GPS
- Aufnahme von geokodierten Panorama-Fotos zur Dokumentation der Umgebung
- Genaue Beschreibung der Umgebung hinsichtlich Orographie, Landnutzung und weiterer relevanter Geofaktoren
- Dokumentation der Messgeräte sowie ihrer Anbringung
- Laservermessung der Höhenanbringung von Messgeräten
- Vermessung aller die Messgeräte beeinflussenden Hindernisse oder anderer störender Faktoren

11.3.4 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 genau lokalisiert und der Typ der Windenergiean-



lage oder des Windparks festgestellt. In näherer Umgebung wird die Landnutzung und Orographie aufgenommen. Alle Daten werden in ein standardisiertes Protokoll zur späteren Verarbeitung eingetragen. Auf Grundlage der erhaltenen Informationen und nach Sichtung der gemessenen Daten erfolgt eine gutachterliche Bewertung der aufgezeichneten Validierungsdaten der Windenergieanlage oder des Windparks.

Bei der Standortbesichtigung einer Windkraftanlage oder eines Windparks kommen folgende Methoden zum Einsatz:

- Feststellung der Koordinaten des Standortes bzw. der genauen Standorte durch GNSS – GPS
- Fotografische Aufnahme der Anlage bzw. der Anlagen sowie eines geokodierten Panoramas
- Kartierung der unmittelbaren Umgebung zur Aufnahme von Hindernissen
- Kartierung der näheren Umgebung zur Aufnahme der allgemeinen Orographie und Landnutzung
- Genaue Beschreibung der Umgebung hinsichtlich Orographie, Landnutzung und weiterer Geofaktoren



Industrie Service

11.4 Panorama-Fotos am Standort des Windparks

Nord	Nordost
Ost	Südost
Süd	Südwest
West	Nordwest



11.5 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.



11.6 Zusätzliche Informationen zu der Windmessung Langenbrander Höhe

Zusätzliche Angaben zu der Windmessung								
Teil 1: Allgemeine Informationen über die Windmessung								
Name der Windmessung (Land)	Lidar Langenbrander Höhe							
Koordinaten (WGS84)	08°35'56" Ost / 48°48'35" Nord							
Höhe ü. NN	671 m							
Messhöhen ü. Grund	220 m, 200 m, 180 m, 170 m, 160 m, 150 m, 140 m, 130 m, 120 m, 100 m, 80 m, 60 m							
Beginn Auswertungszeitraum	18.10.2016 - 26.10.2017							
Teil 2: Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeiten (v) und Datenverfügbarkeiten (hi)								
Monat	v (220m)	hi (220m)	v (200m)	hi (200m)	v (180m)	hi (180m)	v (170m)	hi (170m)
[-]	[m/s]	[-]	[m/s]	[-]	[m/s]	[-]	[m/s]	[-]
Oct 2016	6.1	81.4%	5.9	88.8%	5.7	93.2%	5.6	94.9%
Nov 2016	7.5	55.3%	7.3	63.1%	7.2	69.9%	7.1	73.3%
Dec 2016	7.8	34.1%	7.6	41.4%	7.2	49.8%	6.9	53.6%
Jan 2017	9.6	51.3%	9.0	59.2%	8.4	68.2%	8.1	72.4%
Feb 2017	7.9	64.0%	7.8	73.8%	7.5	83.8%	7.5	88.0%
Mar 2017	8.9	73.4%	8.6	82.8%	8.3	89.9%	8.2	92.2%
Apr 2017	5.9	90.2%	5.8	94.9%	5.7	96.7%	5.6	97.3%
May 2017	5.8	68.4%	5.8	81.0%	5.7	90.8%	5.6	93.5%
Jun 2017	6.2	75.4%	6.2	87.1%	6.1	93.7%	6.0	95.8%
Jul 2017	6.5	76.6%	6.3	87.5%	6.1	94.0%	6.0	96.3%
Aug 2017	5.5	77.3%	5.5	87.1%	5.4	93.2%	5.3	94.9%
Sep 2017	5.8	72.2%	5.7	81.6%	5.7	89.5%	5.6	92.1%
Oct 2017	7.7	74.0%	7.4	81.4%	7.1	88.9%	7.0	91.3%
Fortsetzung von Teil 2: Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeiten (v) und Datenverfügbarkeiten (hi)								
Monat	v (160m)	hi (160m)	v (150m)	hi (150m)	v (140m)	hi (140m)	v (130m)	hi (130m)
[-]	[m/s]	[-]	[m/s]	[-]	[m/s]	[-]	[m/s]	[-]
Oct 2016	5.6	96.0%	5.5	96.8%	5.3	97.2%	5.2	98.2%
Nov 2016	7.0	76.2%	6.9	79.5%	6.8	84.0%	6.7	87.6%
Dec 2016	6.7	58.1%	6.5	63.4%	6.2	70.3%	6.0	76.1%
Jan 2017	7.8	77.3%	7.6	82.2%	7.3	86.0%	7.1	88.9%
Feb 2017	7.4	91.5%	7.3	94.3%	7.1	96.0%	6.9	97.2%
Mar 2017	8.1	94.5%	7.9	96.2%	7.8	97.2%	7.6	98.1%
Apr 2017	5.5	97.6%	5.5	98.0%	5.4	98.5%	5.3	98.8%
May 2017	5.5	95.3%	5.5	96.3%	5.4	96.8%	5.3	97.4%
Jun 2017	5.9	96.9%	5.9	97.7%	5.8	98.4%	5.7	98.9%
Jul 2017	5.9	97.5%	5.8	98.1%	5.7	98.6%	5.6	99.2%
Aug 2017	5.3	96.2%	5.2	97.5%	5.1	98.3%	5.0	99.1%
Sep 2017	5.5	93.6%	5.4	95.0%	5.3	96.3%	5.2	97.3%
Oct 2017	6.8	93.3%	6.7	95.0%	6.5	96.3%	6.4	97.5%



Fortsetzung von Teil 2: Monatsmittelwerte der Windgeschwindigkeiten (v) und Datenverfügbarkeiten (hi)								
Monat	v (120m)	hi (120m)	v (100m)	hi (100m)	v (80m)	hi (80m)	v (60m)	hi (60m)
[-]	[m/s]	[-]	[m/s]	[-]	[m/s]	[-]	[m/s]	[-]
Oct 2016	5.1	98.8%	4.8	99.8%	4.4	100.0%	3.7	99.9%
Nov 2016	6.5	91.0%	6.0	96.3%	5.4	97.9%	4.4	96.3%
Dec 2016	5.7	80.7%	5.2	86.5%	4.7	89.3%	4.1	87.3%
Jan 2017	6.8	91.2%	6.2	94.9%	5.6	96.7%	4.7	96.4%
Feb 2017	6.7	98.1%	6.3	99.3%	5.7	99.4%	4.7	99.0%
Mar 2017	7.4	99.0%	6.9	99.6%	6.3	99.6%	5.3	98.9%
Apr 2017	5.1	99.4%	4.8	99.9%	4.4	100.0%	3.8	100.0%
May 2017	5.2	98.1%	4.9	99.3%	4.5	100.0%	3.8	100.0%
Jun 2017	5.6	99.6%	5.3	100.0%	4.8	100.0%	4.1	99.8%
Jul 2017	5.5	99.6%	5.1	100.0%	4.7	100.0%	4.0	99.9%
Aug 2017	4.9	99.8%	4.6	100.0%	4.2	100.0%	3.6	100.0%
Sep 2017	5.1	98.3%	4.8	99.3%	4.4	99.8%	3.8	99.2%
Oct 2017	6.2	98.5%	5.8	99.6%	5.3	99.7%	4.5	98.7%
Teil 3: Richtungsunabhängige Messwerte der Windmessung								
Höhe ü. Gr.	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Energiedichte	Verfügbarkeit			
[m]	[m/s]	[m/s]	[-]	[W/m ²]	[-]			
220	6.9	7.8	1.95	389	68.0%			
200	6.7	7.6	2.00	353	77.1%			
180	6.6	7.4	2.03	319	84.2%			
170	6.5	7.3	2.04	304	86.9%			
160	6.4	7.2	2.05	290	89.1%			
150	6.3	7.1	2.06	275	91.2%			
140	6.1	6.9	2.07	258	93.1%			
130	6.0	6.8	2.07	240	94.7%			
120	5.8	6.6	2.07	222	96.1%			
100	5.5	6.2	2.08	182	97.9%			
80	5.0	5.6	2.11	135	98.5%			
60	4.2	4.8	2.18	80	98.0%			



Teil 4: Richtungsabhängige Messwerte der Windmessung					
Messhöhe Windgeschwindigkeit: 220 m			Messhöhe Windgeschwindigkeit: 220 m		
Sektor	Häufigkeit	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Turbulenzintensität
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]	[%]
0	5.2	4.0	4.6	2.29	k.A.
30	4.3	3.7	4.2	2.62	k.A.
60	4.6	4.7	5.3	1.88	k.A.
90	5.5	6.7	7.6	1.80	k.A.
120	6.2	6.9	7.8	2.09	k.A.
150	5.8	6.0	6.8	2.28	k.A.
180	4.5	5.8	6.6	2.16	k.A.
210	5.7	7.1	8.0	1.93	k.A.
240	20.4	8.8	9.9	2.57	k.A.
270	23.9	8.4	9.5	2.29	k.A.
300	8.6	5.6	6.3	2.15	k.A.
330	5.4	4.3	4.9	2.10	k.A.

Messhöhe Windgeschwindigkeit: 200 m			Messhöhe Windgeschwindigkeit: 200 m		
Sektor	Häufigkeit	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Turbulenzintensität
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]	[%]
0	4.8	3.9	4.4	2.32	k.A.
30	4.0	3.7	4.1	2.58	k.A.
60	4.5	4.7	5.3	1.93	k.A.
90	5.6	6.6	7.4	1.82	k.A.
120	6.3	7.0	7.9	2.19	k.A.
150	6.4	6.3	7.1	2.40	k.A.
180	5.3	6.1	6.8	2.17	k.A.
210	6.3	7.1	8.1	2.08	k.A.
240	20.5	8.4	9.4	2.59	k.A.
270	23.0	8.1	9.1	2.28	k.A.
300	8.2	5.3	6.0	2.15	k.A.
330	5.1	4.2	4.8	2.14	k.A.

Messhöhe Windgeschwindigkeit: 180 m			Messhöhe Windgeschwindigkeit: 180 m		
Sektor	Häufigkeit	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Turbulenzintensität
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]	[%]
0	4.6	3.8	4.2	2.36	k.A.
30	3.8	3.6	4.0	2.54	k.A.
60	4.2	4.6	5.2	1.97	k.A.
90	5.6	6.3	7.2	1.88	k.A.
120	6.2	6.9	7.8	2.19	k.A.
150	7.2	6.4	7.2	2.43	k.A.
180	5.9	6.2	7.0	2.28	k.A.
210	7.0	7.0	7.9	2.18	k.A.
240	20.8	8.0	9.0	2.56	k.A.
270	22.0	7.8	8.8	2.28	k.A.
300	7.9	5.1	5.7	2.11	k.A.
330	4.8	4.1	4.6	2.19	k.A.



Messhöhe Windgeschwindigkeit: 170 m			Messhöhe Windgeschwindigkeit: 170 m		
Sektor	Häufigkeit	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Turbulenzintensität
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]	[%]
0	4.5	3.7	4.2	2.35	k.A.
30	3.7	3.6	4.0	2.55	k.A.
60	4.1	4.5	5.1	1.98	k.A.
90	5.5	6.3	7.1	1.93	k.A.
120	6.2	6.9	7.7	2.18	k.A.
150	7.3	6.4	7.2	2.42	k.A.
180	6.3	6.2	7.1	2.29	k.A.
210	7.3	6.8	7.7	2.22	k.A.
240	20.9	7.8	8.7	2.54	k.A.
270	21.6	7.6	8.6	2.25	k.A.
300	7.7	5.0	5.7	2.13	k.A.
330	4.8	4.0	4.5	2.16	k.A.

Messhöhe Windgeschwindigkeit: 160 m			Messhöhe Windgeschwindigkeit: 160 m		
Sektor	Häufigkeit	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Turbulenzintensität
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]	[%]
0	4.5	3.7	4.2	2.37	k.A.
30	3.7	3.5	4.0	2.56	k.A.
60	4.1	4.5	5.1	2.01	k.A.
90	5.6	6.2	7.0	1.97	k.A.
120	6.2	6.9	7.8	2.21	k.A.
150	7.3	6.3	7.2	2.40	k.A.
180	6.6	6.3	7.1	2.37	k.A.
210	7.5	6.7	7.6	2.25	k.A.
240	21.0	7.6	8.5	2.52	k.A.
270	21.3	7.5	8.5	2.24	k.A.
300	7.6	4.9	5.6	2.13	k.A.
330	4.7	4.0	4.5	2.16	k.A.

Messhöhe Windgeschwindigkeit: 150 m			Messhöhe Windgeschwindigkeit: 150 m		
Sektor	Häufigkeit	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Turbulenzintensität
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]	[%]
0	4.4	3.7	4.1	2.41	k.A.
30	3.7	3.5	3.9	2.54	k.A.
60	4.0	4.4	5.0	2.03	k.A.
90	5.5	6.1	6.9	2.03	k.A.
120	6.2	6.8	7.7	2.23	k.A.
150	7.5	6.3	7.1	2.43	k.A.
180	7.1	6.2	7.0	2.42	k.A.
210	7.7	6.7	7.5	2.28	k.A.
240	20.9	7.4	8.3	2.51	k.A.
270	20.8	7.3	8.3	2.21	k.A.
300	7.4	4.8	5.5	2.13	k.A.
330	4.7	3.9	4.4	2.17	k.A.



Messhöhe Windgeschwindigkeit: 140 m			Messhöhe Windgeschwindigkeit: 140 m		
Sektor	Häufigkeit	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Turbulenzintensität
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]	[%]
0	4.5	3.6	4.0	2.38	k.A.
30	3.7	3.4	3.9	2.59	k.A.
60	3.9	4.4	4.9	2.07	k.A.
90	5.5	6.0	6.8	2.09	k.A.
120	6.2	6.7	7.5	2.25	k.A.
150	7.6	6.2	7.0	2.47	k.A.
180	7.5	6.2	7.0	2.51	k.A.
210	8.0	6.5	7.4	2.25	k.A.
240	20.8	7.2	8.1	2.48	k.A.
270	20.4	7.2	8.1	2.20	k.A.
300	7.4	4.7	5.3	2.10	k.A.
330	4.7	3.9	4.4	2.20	k.A.

Messhöhe Windgeschwindigkeit: 130 m			Messhöhe Windgeschwindigkeit: 130 m		
Sektor	Häufigkeit	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Turbulenzintensität
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]	[%]
0	4.4	3.5	4.0	2.39	k.A.
30	3.7	3.4	3.8	2.63	k.A.
60	3.8	4.3	4.8	2.09	k.A.
90	5.4	5.9	6.6	2.14	k.A.
120	6.1	6.5	7.3	2.27	k.A.
150	7.6	6.1	6.9	2.52	k.A.
180	7.9	6.1	6.9	2.60	k.A.
210	8.3	6.4	7.2	2.22	k.A.
240	20.6	7.0	7.9	2.48	k.A.
270	20.1	7.0	8.0	2.17	k.A.
300	7.3	4.6	5.2	2.08	k.A.
330	4.7	3.8	4.3	2.21	k.A.

Messhöhe Windgeschwindigkeit: 120 m			Messhöhe Windgeschwindigkeit: 120 m		
Sektor	Häufigkeit	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Turbulenzintensität
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]	[%]
0	4.4	3.5	3.9	2.41	k.A.
30	3.7	3.3	3.7	2.69	k.A.
60	3.8	4.2	4.7	2.08	k.A.
90	5.4	5.7	6.5	2.20	k.A.
120	6.1	6.3	7.1	2.27	k.A.
150	7.7	6.0	6.8	2.56	k.A.
180	8.3	5.9	6.7	2.64	k.A.
210	8.6	6.2	7.0	2.15	k.A.
240	20.3	6.8	7.6	2.46	k.A.
270	19.8	6.9	7.8	2.15	k.A.
300	7.3	4.5	5.1	2.06	k.A.
330	4.7	3.7	4.2	2.24	k.A.



Messhöhe Windgeschwindigkeit: 100 m			Messhöhe Windgeschwindigkeit: 100 m		
Sektor	Häufigkeit	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Turbulenzintensität
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]	[%]
0	4.4	3.3	3.8	2.49	k.A.
30	3.7	3.1	3.5	2.74	k.A.
60	3.7	3.9	4.5	2.21	k.A.
90	5.2	5.3	6.0	2.31	k.A.
120	5.9	5.8	6.6	2.34	k.A.
150	8.0	5.6	6.3	2.63	k.A.
180	9.1	5.5	6.2	2.77	k.A.
210	9.3	5.8	6.6	2.08	k.A.
240	19.5	6.2	7.0	2.42	k.A.
270	18.9	6.5	7.4	2.12	k.A.
300	7.4	4.2	4.8	2.06	k.A.
330	4.8	3.5	4.0	2.25	k.A.

Messhöhe Windgeschwindigkeit: 80 m			Messhöhe Windgeschwindigkeit: 80 m		
Sektor	Häufigkeit	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Turbulenzintensität
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]	[%]
0	4.4	3.2	3.5	2.55	k.A.
30	3.6	2.9	3.3	2.90	k.A.
60	3.7	3.6	4.1	2.34	k.A.
90	5.0	4.8	5.4	2.52	k.A.
120	5.7	5.2	5.9	2.47	k.A.
150	8.8	5.1	5.7	2.66	k.A.
180	10.0	4.9	5.5	2.85	k.A.
210	9.9	5.2	5.9	2.09	k.A.
240	18.8	5.7	6.4	2.40	k.A.
270	18.1	6.0	6.8	2.12	k.A.
300	7.3	4.0	4.5	2.11	k.A.
330	4.8	3.3	3.8	2.28	k.A.

Messhöhe Windgeschwindigkeit: 60 m			Messhöhe Windgeschwindigkeit: 60 m		
Sektor	Häufigkeit	Windgeschw.	A-Parameter	k-Parameter	Turbulenzintensität
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]	[%]
0	4.4	2.9	3.2	2.71	k.A.
30	3.4	2.6	2.9	3.12	k.A.
60	3.4	3.2	3.6	2.55	k.A.
90	5.0	4.0	4.5	2.74	k.A.
120	5.5	4.4	4.9	2.68	k.A.
150	9.9	4.2	4.7	2.81	k.A.
180	11.2	3.9	4.4	3.04	k.A.
210	10.5	4.1	4.6	2.26	k.A.
240	18.4	4.9	5.5	2.34	k.A.
270	16.9	5.2	5.9	2.16	k.A.
300	6.8	3.5	4.0	2.20	k.A.
330	4.8	3.0	3.4	2.38	k.A.



11.7 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