



**Mehr Wert.
Mehr Vertrauen.**

PRÜFBERICHT

Prüfung der Standorteignung

BRUCHHAUSEN (NRW)

Bericht Nr.: MS-2311-235-NRW-SC-de

Revision 0

Datum: 30.04.2024

Unsere Zeichen:
IS-ESW-RGB

Das Dokument besteht aus
31 Seiten.
Seite 1 von 31

Bericht verfasst von:

Dipl.-Ing. (TUM) Vicente Fuerte Marco
(Abteilung Wind Service Center)

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

Die Prüfergebnisse beziehen sich ausschließlich auf die untersuchten Prüfgegenstände.

Bericht geprüft von:

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

Sitz: München
Amtsgericht München HRB 96 869
USt-IdNr. DE129484218
Informationen gemäß § 2 Abs. 1 DL - Ferdinand Neuwieser (Sprecher)
InfoV
unter tuvsud.com/impressum

Aufsichtsrat:
Reiner Block (Vors.)
Geschäftsführer:
Thomas Kainz
Simon Kellerer

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

tuvsud.com/de-is
Telefon: 0941 460212-0

TÜV®



Auftraggeber

Felix Nova GmbH
Lemförder Straße 80
32369 Rahden

Angaben zum Angebot

Angebots-Nr.	Datum	Dienstleistung
AN-WG-2311-537-NRW	14.11.2023	Prüfung der Standorteignung (ohne Eislasten und Erdbeben)

Berechnete Konfigurationen

Lfd. Nr.	Konfig.-Nr.	Anzahl WEA	WEA-Typ	Leistung	Durchmesser	Nabenhöhe
01	I	2	N163/6.X	7.00 MW	163.0 m	164.0 m

Ausgehändigte Berichte und Änderungen

Revision Nr.	Datum	Titel des Berichtes und Kurzbeschreibung der Änderung
00	30.04.2024	- Prüfung der Standorteignung - Erstbericht

Angaben zur Akkreditierung

Prüflab-Nr.	Arbeitsanweisung
D-PL-14153-02-03	AAWSC-004 (2019-09)

Hinweise

- Punkt statt Komma als Dezimaltrennzeichen
- Hochstrich als Zifferngruppierung
- Es existieren keine wirtschaftlichen oder weiterführenden geschäftlichen Verflechtungen mit dem Auftraggeber



Inhalt

1	Zusammenfassung der Ergebnisse und Ergebnisbewertung	5
1.1	Berechnungsergebnisse	5
1.1.1	Ergebnisse für Neuanlagen nach DIBt 2012 / IEC 61400-1 ed.3 – Konfiguration I	5
1.2	Bewertung der Berechnungsergebnisse	6
1.2.1	Ergebnisbewertung für Neuanlagen nach DIBt 2012 / IEC 61400-1 ed.3	6
2	Eingangsdaten für das Berechnungsmodell	7
2.1	Karteninformationen	7
2.2	Standortbesichtigung	7
2.2.1	Einfluss durch Wald	7
2.2.2	Einfluss durch Hindernisse	7
2.2.3	Einfluss durch komplexes Gelände	7
2.3	Windparkkoordinaten	7
3	Anlagenspezifische Eingangsdaten	9
4	Eingangsdaten des Windpotenzials und der Umgebungsturbulenz	10
4.1	Windpotential	10
4.2	Umgebungsturbulenzintensität	11
4.3	Extremwindgeschwindigkeit	12
5	Hinweise zur Erstellung der Analyse	13
6	Literaturverzeichnis	15
7	Anhang	17
7.1	Grafische Darstellung der Windparkplanung	17
7.2	Detaillierte Ergebnisse der Neuanlagen	17
8	Theorie	19
8.1	Anforderungen der Richtlinien	19
8.2	Methodik der Ermittlung der topografischen Komplexität	20
8.3	Methodik der Turbulenzermittlung	20
8.3.1	Ermittlung der freien Umgebungsturbulenz	20
8.3.2	Ermittlung der charakteristischen Umgebungsturbulenz	21
8.3.3	Ermittlung der repräsentativen Umgebungsturbulenz	21
8.3.4	Ermittlung der extremen Umgebungsturbulenz	22
8.3.5	Anpassungen des Modells der Umgebungsturbulenz für hohe Nabenhöhen	22
8.3.6	Einfluss von komplexem Gelände	23
8.3.7	Die Ermittlung der effektiven Turbulenz	23
8.4	Methodik der Ermittlung der mittleren Windgeschwindigkeit	25
8.5	Methodik der Extremwindermittlung (50-Jahres-Windgeschwindigkeit)	25
8.5.1	Windzonenkarte	26



8.5.2	Gumbel-Methode	26
8.6	Methodik der Ermittlung der Schräganströmung	27
8.7	Methodik der Ermittlung des Höhenexponenten.....	27
8.8	Methodik der Ermittlung der Luftdichte.....	28
9	Auszug aus der Akkreditierungsurkunde	29



1 Zusammenfassung der Ergebnisse und Ergebnisbewertung

Am Standort des geplanten Windparks findet durch die TÜV SÜD Industrie Service GmbH eine Prüfung der Standorteignung statt. Um den Standort gemäß DIBt 2012 [7] einzustufen, findet eine Berechnung der effektiven Turbulenzintensität und die Ermittlung weiterer Standortparameter statt.

Es wird die vom Auftraggeber vorgegebene Parkkonfiguration mit den jeweiligen Koordinaten der geplanten Windenergieanlagen (WEA) betrachtet [20]. Bestehende WEA werden entsprechend den anzuwendenden Normen berücksichtigt.

Liegt für den betrachteten WEA-Typ eine gültige Typenprüfung vor, wird die Standorteignung anhand dieser Typenprüfung und den zugrundeliegenden Parametern geprüft. Liegt noch keine gültige Typenprüfung vor, wird die Bewertung anhand von Herstellerinformationen zu den Auslegungswerten durchgeführt. Falls keine Auslegungswerte bekannt sind, werden die Standortparameter ausgegeben und es ist anschließend über eine Lastberechnung zu klären, ob die WEA für den Standort geeignet sind.

Über eine Lastberechnung kann ferner auch die Standorteignung bestätigt werden, falls es zu Überschreitungen einzelner oder mehrerer Parameter kommt. Bis zum Vorliegen dieser Lastberechnung ist die Anlage WEA1 ab der Windgeschwindigkeit 8 m/s und die Anlage WEA 2 ab der Windgeschwindigkeit 8 m/s über alle Windrichtungssektoren abzuschalten, damit Standortsicherheit der Anlagen bestätigt werden kann.

1.1 Berechnungsergebnisse

1.1.1 Ergebnisse für Neuanlagen nach DIBt 2012 / IEC 61400-1 ed.3 – Konfiguration I

Standortparameter

WEA	Komplexität (ed.3)	mittl. Windgeschw.	Weibull-Skalierparameter	Weibull-Formparameter	50-Jahres-Wind	Anströmwinkel	Höhenexponent	Luftdichte
		V_{ave}	A	k	V_{m50}		α	ρ
[-]	[-]	[m/s]	[-]	[-]	[m/s]	[°]	[-]	[kg/m³]
WEA 01	1	6.4	7.3	2.31	35.2	-4.3	0.3	1.183
WEA 02	0	6.4	7.3	2.31	35.2	-3.2	0.3	1.187

Tabelle 1: Ergebnisse der Standortparameter der Neuanlagen gemäß DIBt 2012 / IEC 61400-1 ed. 3.

Effektive Turbulenz [%] m=14

v [m/s]	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Klasse S4																								
WEA 01	32.9	29.4	27.8	27.0	26.6	26.3	25.7	25.0	23.9	22.8	21.5	20.2	19.0	17.9	17.0	16.5	16.1	15.8	15.5	15.3	15.1	15.0	14.8	14.7
WEA 02	31.8	28.5	27.1	26.3	25.9	25.5	24.9	24.2	23.2	22.1	21.1	20.0	19.0	18.0	17.2	16.6	16.2	15.8	15.5	15.3	15.1	14.9	14.7	14.6

Tabelle 2: Verlauf der effektiven Turbulenz (m=14); sowie der Grenzwert der Turbulenz gemäß IEC 61400-1 ed. 3 (Überschreitungen sind rot hinterlegt).



1.2 Bewertung der Berechnungsergebnisse

Die nachfolgenden Abschnitte stellen eine Bewertung der Ergebnisse aus Abschnitt 1 in tabellarischer Form dar, untergliedert in Neuanlagen und Bestandsanlagen.

1.2.1 Ergebnisbewertung für Neuanlagen nach DIBt 2012 / IEC 61400-1 ed.3

Ergebnisbewertung									
WEA	mittl. Windgeschw.	effektive Turbulenz	50-Jahres-Wind	Vereinfachte Prüfung gemäß DIBt 2012 erfüllt?	Anströmwinkel	Höhenexponent	Luftdichte	Nachweis der strukturellen Integrität anhand von Winddaten	Nachweis der strukturellen Integrität durch Lastberechnungen
	V_{ave}	T_{eff}	V_{m50}			α	ρ		
[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[°]	[-]	[kg/m³]	[-]	[-]
WEA 01	ja	nein	ja	nein	ja	nein	ja	nein	Ergebnis Lastberechnung
WEA 02	ja	nein	ja	nein	ja	nein	ja	nein	Ergebnis Lastberechnung

Tabelle 3: Ergebnisbewertung der Standortparameter der Neuanlagen.



2 Eingangsdaten für das Berechnungsmodell

2.1 Karteninformationen

Das topographische Modell sowie das Höhenlinienmodell werden auf Basis des vorhandenen Materials [22][23] angefertigt. In der nachfolgenden Tabelle finden sich die wesentlichen Informationen wieder.

Karteninformationen		
Topographische Eingangsdaten	Auflösung	Digitales Geländemodell (DGM)
Corine Land Cover 2018	Rauigkeit: 100 m	DGM 5 m Zelleauflösung
	Orographie: 5 m	

Tabelle 4: Karteninformationen.

Angaben zur Höhe über NN können entweder aus der Interpolation des zugrunde gelegten Höhenmodells oder aus Angaben des Auftraggebers entstammen. Aus gutachterlicher Sicht werden Höhenvermessungen präferiert. Sind keine Daten aus einer standortbezogenen Höhenvermessung vorhanden, unterliegen die Höhenangaben Schwankungen, die aus der Interpolation des Höhenmodells entstammen können.

2.2 Standortbesichtigung

Die Bewertung der Landnutzung sowie der Orographie wird im Rahmen der Standortbesichtigung bewertet [19]. Die Standortbesichtigung fand am 04.08.2022 durch einen Mitarbeiter von der TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Abteilung Wind Service Center statt.

2.2.1 Einfluss durch Wald

Sofern im betrachteten Modellgebiet Wald vorhanden ist, wird dieser im Rauigkeitsmodell berücksichtigt. Waldflächen werden im Zuge des Rauigkeitsmodells als Flächen mit erhöhter Rauigkeit berücksichtigt.

2.2.2 Einfluss durch Hindernisse

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

2.2.3 Einfluss durch komplexes Gelände

Für den Fall, dass das Gelände als komplex bewertet wird, erfolgt eine Berücksichtigung entsprechend einem Korrekturfaktor gemäß der anzuwendenden Norm (vgl. Abschnitt 8.3.6).

2.3 Windparkkoordinaten

Die Standortkoordinaten für den Windpark werden vom Auftraggeber vorgegeben [20].

In der nachfolgenden Tabelle sind die Koordinaten der geplanten, bestehenden und rückzubauenen WEA, sowie die Informationen zum Anlagentyp dargestellt. Alle in der Tabelle aufgeführten WEA werden bei den Berechnungen berücksichtigt.

**Windparkkoordinaten**

Windpark	Anlagentyp	Nabenhöhe	Durchmesser	Leistung	Koordinatensystem		Höhe ü. NN (ca.)
					UTM (north)-ETRS89 Zone: 32		Fußpunkt
					X	Y	[m]
WEA 01	NORDEX N163/6.X-7'000	164	163	7.00	433'591	5'698'813	302
WEA 02	NORDEX N163/6.X-7'000	164	163	7.00	433'848	5'698'558	264

Tabelle 5: Koordinaten und technische Daten der betrachteten WEA am Standort.



3 Anlagenspezifische Eingangsdaten

Im Folgenden werden neben den in Tabelle 5 aufgelisteten anlagenspezifischen Daten Informationen zu den Auslegungswerten bezogen auf eine Typenprüfung der betrachteten WEA dargestellt.

Anlagenspezifische Eingangsdaten									
Windpark	Auslegung							Abstand innerhalb 8 RD?	Status
	Norm	Typenprüfung	Turbulenzklasse [NTM]	Turbulenzklasse [ETM]	Windzone	Geländekategorie	IEC Klasse		
WEA 01	DIBt 2012 / IEC ed. 3	---	S	S	WZ S	S	S	ja	Planung
WEA 02	DIBt 2012 / IEC ed. 3	---	S	S	WZ S	S	S	ja	Planung

Tabelle 6: Technische Daten der geplanten WEA.

Die Ergebnisse der effektiven Turbulenzintensität werden gemäß DIBt 2012 für alle Anlagen im Umkreis des 8-fachen Rotordurchmessers (RD) zur Planung bewertet. Bei diesen weiteren zu betrachtenden WEA wird lediglich der Einfluss der Planung hinsichtlich einer möglichen Turbulenzänderung bewertet. Eine Aussage zu weiteren Parametern der Standorteignung ist nicht notwendig, da sich diese durch die Planung nicht ändern.

Sofern zum Zeitpunkt der Berichtserstellung keine Typenprüfung für den geplanten Anlagentyp durch den Hersteller zur Verfügung gestellt werden kann, wird die Bewertung basierend auf den geplanten Auslegungswerten durchgeführt. Die geplanten Auslegungswerte werden durch den Anlagenhersteller zur Verfügung gestellt. Durch den Anlagenhersteller wird eine geplante Entwurfslebensdauer von 20 Jahren mitgeteilt.

Die Angaben zur Typenprüfung für die bestehenden Anlagen stammen vom Auftraggeber bzw. aus hausinternen Dokumenten. Sollten die hier getroffenen Annahmen nicht richtig sein, muss die Bewertung der Bestandsanlagen überarbeitet werden.

4 Eingangsdaten des Windpotenzials und der Umgebungsturbulenz

Die meteorologischen Eingangsdaten sind im Bericht zur Windpotentialermittlung [24] dargestellt und werden in dem vorliegenden Bericht verwendet. In dem genannten Bericht wird die Ermittlung des Windpotentials durchgeführt und, soweit relevant, werden Messdaten ausgewertet.

4.1 Windpotential

Unter Verwendung der im Bericht zur Windpotentialermittlung vorgestellten meteorologischen Eingangsdaten wird für den Standort eine standortspezifische Windrichtungsverteilung ermittelt. Diese wird als repräsentativ angenommen und in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

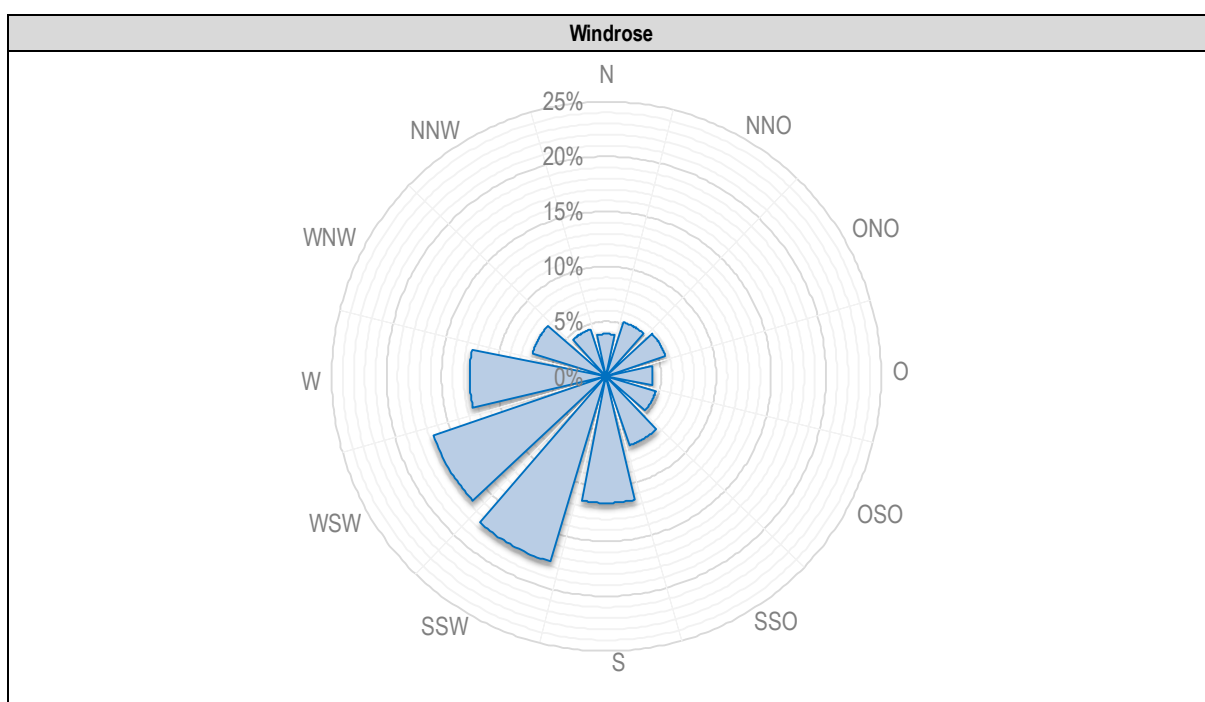


Abbildung 1: Generierte Windrose für den Standort.

Desweiteren sind in der nachfolgenden Tabelle für den Standort einer WEA die A- und k-Parameter sowie sektorielle Häufigkeiten aufgeführt.


Sektorielle Häufigkeits- und Weibullverteilung am Referenzpunkt Windmessung (164 m ü. Grund)

Sektor	Häufigkeit	Mittl. Windgeschw.	Weibull-Skalierparameter	Weibull-Formparameter
	h_i	v_{ave}	A	k
[°]	[%]	[m/s]	[m/s]	[-]
0	3.9	4.4	5.0	2.26
30	5.2	5.3	5.9	2.52
60	5.7	6.0	6.7	2.68
90	4.2	5.7	6.4	2.35
120	4.7	5.7	6.4	2.38
150	6.6	6.2	7.0	2.59
180	11.5	6.5	7.3	2.55
210	17.6	7.4	8.4	2.46
240	16.6	7.3	8.3	2.48
270	12.5	6.9	7.8	2.42
300	7.0	5.7	6.4	2.30
330	4.5	4.8	5.4	2.35
ALL	100.0	6.4	7.3	2.31

Tabelle 7: Sektorielle A- und k-Parameter sowie Häufigkeiten für den Referenzpunkt.

4.2 Umgebungsturbulenzintensität

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Ergebnisse der freien und der repräsentativen Turbulenz auf Nabenhöhe für einen Referenzpunkt.

Umgebungsturbulenz am Referenzpunkt WEA 01, 164 m Nabenhöhe			
Sektor	Häufigkeit	freie Turbulenzintensität	repräsentative Turbulenzintensität
[°]	[-]	[-]	[-]
345 - 015	3.9%	13.1%	16.5%
015 - 045	5.2%	12.1%	15.2%
045 - 075	5.7%	13.7%	17.2%
075 - 105	4.2%	15.1%	19.0%
105 - 135	4.7%	14.5%	18.2%
135 - 165	6.6%	13.7%	17.1%
165 - 195	11.5%	14.1%	17.7%
195 - 225	17.6%	13.5%	17.0%
225 - 255	16.6%	13.4%	16.8%
255 - 285	12.5%	14.2%	17.9%
285 - 315	7.0%	13.8%	17.3%
315 - 345	4.5%	13.3%	16.8%

Tabelle 8: Angabe der freien und repräsentativen Turbulenzintensität für den Referenzpunkt auf Nabenhöhe jeweils bei einer Windgeschwindigkeit von 15 m/s.



Umgebungsturbulenz am Referenzpunkt WEA 02 - 164 m Nabenhöhe			
Sektor	Häufigkeit	freie Turbulenzintensität	repräsentative Turbulenzintensität
[°]	[-]	[-]	[-]
345 - 015	3.9%	12.9%	16.2%
015 - 045	5.2%	12.2%	15.3%
045 - 075	5.7%	13.9%	17.4%
075 - 105	4.2%	15.2%	19.1%
105 - 135	4.7%	14.6%	18.3%
135 - 165	6.6%	13.6%	17.1%
165 - 195	11.5%	14.3%	17.9%
195 - 225	17.6%	13.6%	17.0%
225 - 255	16.6%	13.2%	16.6%
255 - 285	12.5%	14.1%	17.7%
285 - 315	7.0%	13.7%	17.1%
315 - 345	4.5%	13.3%	16.7%

Tabelle 9: **Angabe der freien und repräsentativen Turbulenzintensität für den Referenzpunkt auf Nabenhöhe jeweils bei einer Windgeschwindigkeit von 15 m/s.**

Für jeden Anlagenstandort werden die freie und die repräsentative Turbulenzintensität basierend auf den umgebenden Rauigkeiten und der ermittelten Windstatistik abgeschätzt.

4.3 Extremwindgeschwindigkeit

Die ermittelte Extremwindgeschwindigkeit für die Neuanlagen ergibt sich nach DIN EN 1991-1-4/NA.A für die Windzone 1 und die Geländekategorie II.



5 Hinweise zur Erstellung der Analyse

Turbulenz:

- Ein Abgleich mit einer Typenprüfung der jeweiligen Anlagen fand nicht statt.
- Die vorgestellten Ergebnisse beruhen auf einer theoretischen Abschätzung der Umgebungsrauigkeiten.
- Die Bewertung der Rauigkeiten erfolgte unter Zuhilfenahme von sowie Satellitenbildern. Fehler im Kartenwerk, führen insbesondere im Nahbereich des WEA-Standortes, die nicht geprüft und beseitigt werden konnten, zu Fehlern in der Berechnung der ermittelten Turbulenzen.
- In den vorliegenden Ergebnissen sind keine zusätzlichen Sicherheitszuschläge berücksichtigt worden. Im weiteren Sinne kann die Berechnung der charakteristischen Turbulenzintensität (Erhöhung der freien Turbulenzintensität um ca. 20%) bzw. der repräsentativen Turbulenzintensität (Erhöhung der freien Turbulenzintensität um ca. 25.6%) als Unsicherheitsbetrachtung angesehen werden.
- Die Nachlaufströmung einer WEA ist im Wesentlichen von der Geometrie des Rotorblattes abhängig. Des Weiteren sind die Pitchwinkelsteuerung, die Gondelgröße und -form, sowie der Turm als strömungsbeeinflussende Einheiten zu nennen, die in die Berechnung jedoch nicht eingehen.

Windverteilung:

- Die ermittelten Windgeschwindigkeiten für den jeweiligen WEA-Standort beziehen sich auf eine freie Anströmung der WEA. Abschattungseffekte durch benachbarte WEA wurden folglich nicht berücksichtigt.
- Die Übertragung der verwendeten Windstatistik auf den geplanten Standort ist mit Unsicherheiten verbunden. Im Bericht [24] sind noch nicht keine Angaben zu Unsicherheiten enthalten.
- Die Ermittlung der Luftdichte erfolgt basierend auf Daten der nächstgelegenen meteorologischen Station des DWD über das Modul SiteCompliance (EMD WIndPRO).

Extremwind:

- Der Abschätzung der Extremwindgeschwindigkeit erfolgt anhand der Windzonenkarte.
- Es soll darauf hingewiesen werden, dass absolute Extremwindereignisse wie Orkane, Hurricanes, Taifune, Blizzards und weitere 100-Jahres-Ereignisse nicht in dieser Abschätzung berücksichtigt wurden.
- Es soll zudem darauf hingewiesen werden, dass sämtliche Berechnungen auf einem zurückliegenden Zeitraum basieren. Falls sich das langjährige Windklima in Zukunft ändert, unter-liegen die vorliegenden Berechnungen erhöhten Unsicherheiten.

Bericht- Fremdfirma:

- Die mittlere Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe für die jeweiligen Anlagenstandorte wurde dem Bericht [24] entnommen. In den zur Verfügung gestellten Dokumenten sind keine Angaben zu den meteorologischen Eingangsdaten und den zur Modellvalidierung verwendeten weiteren Eingangsdaten angegeben. Die dargestellten Ergebnisse hinsichtlich der Windverteilung können als plausibel betrachtet werden und wurden im Rahmen dieses Berichts keiner weiteren Prüfung unterzogen.

Typenprüfung:

- Die Aussagen hinsichtlich der Prüfung der Standorteignung sind nur für den Gültigkeitsbereich der jeweils vorliegenden Typenprüfung gültig.

Allgemeines:

- Bei der Erstellung dieses Prüfberichts wurden die Mindeststandards zur Dokumentation von Gutachten zur Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität des BWE-Windgutachterbeirates [12] berücksichtigt.



Haftungsausschluss

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

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

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

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

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

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

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

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



6 Literaturverzeichnis

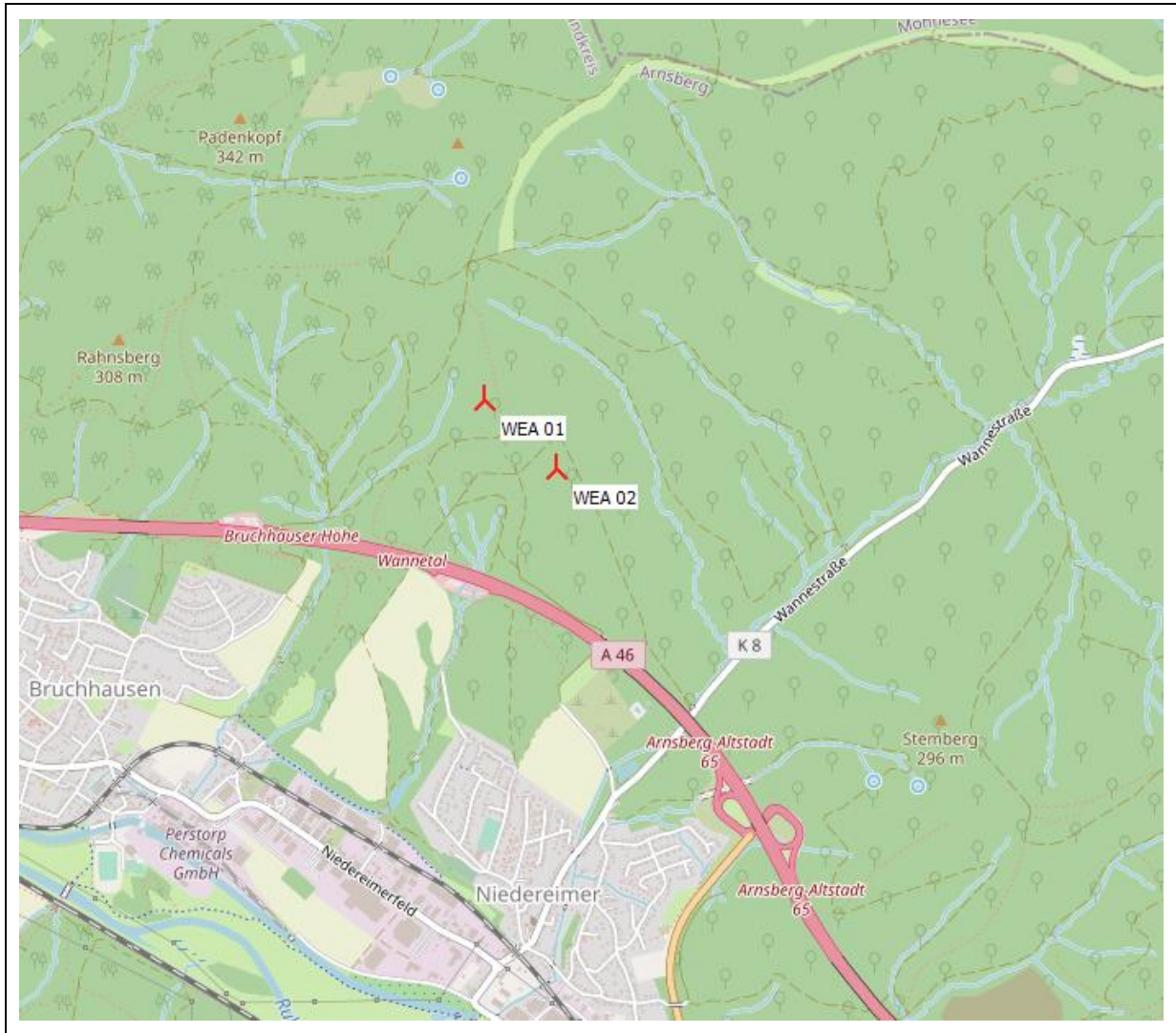
- [1] IEC 60050-415: Internationales Elektrotechnisches Wörterbuch, Berlin (D), 1999
- [2] Troen, Ib; Petersen, Erik L.; European Wind Atlas, Commission of the European Communities, Directorate-General for Science, Research and Development, Brussels, Belgium; Risø National Laboratory, Roskilde (DK), 1989
- [3] IEC 61400-1 ed. 2: IEC 61400-1:1999, modified: Wind turbine generator systems - Part 1: Safety requirements. German version EN 61400-1:2004 (DIN EN 61400-1 Berichtigung 1:2005)
- [4] IEC 61400-1 ed. 3: IEC 61400-1:2005: Wind Turbines – Part 1: Design Requirements, German version EN 61400-1:2005 (DIN EN 61400-1:2006)
- [5] IEC 61400-1 edition 3 Wind turbines –Part 1: Design requirements, Amendment 1, 2010
- [6] IEC 61400-1 ed. 4: IEC 61400-1:2019: Wind Turbines – Part 1: Design Requirements, German version EN 61400-1:2019 (DIN EN IEC 61400-1:2019)
- [7] Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt): Richtlinie für Windenergieanlagen, Berlin (D), 2012
- [8] Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt): Richtlinie für Windenergieanlagen, Berlin (D), 2004
- [9] Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt): Richtlinie für Windenergieanlagen, Berlin (D), 1993 überarbeitete Version 1995
- [10] DIN EN 1991-1-4:2005 + A1:2010 + AC:2010, Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen – Windlasten, 2010-12
- [11] DIN EN 1991-1-4/NA, Nationaler Anhang - Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen – Windlasten, 2010-12
- [12] BWE-Windgutachterbeirat: Mindeststandards zur Dokumentation von Gutachten zur Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität, Kassel, 20.05.2009
- [13] DKE/AK 383.0.1: Hinweis zur Norm, Stellungnahme des DKE/AK 383.0.1 zur Kombination der DIBt Richtlinie für Windenergieanlagen in der korrigierten Fassung von 2015 mit der DIN EN IEC 61400-1:2019, Frankfurt am Main, 31.08.2020
- [14] WAsP 12:8 Wind Atlas Analysis and Application Programme, Roskilde (DK), 2023
- [15] WindPro-4.0.531 Handbuch, EMD International A/S, 2024
- [16] WAsP Engineering 4.0, Dezember 2022
- [17] TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Angebot AN-WG-2311-537-NRW, Regensburg, 14.11.2023
- [18] EFI Wind GmbH, Mustapha Jelti, Beauftragung WP Bruchhausen, 02.11.2023
- [19] TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Jürgen Hahn, Standortbesichtigung vom 04.08.2022
- [20] EFI Wind GmbH, Mustapha Jelti, Koordinaten WP Bruchhausen I und Bruchhausen II und Anlageninformationen, per Mail, 14.11.2023
- [21] AAWSC-004: Bestimmung der charakteristischen, repräsentativen und effektiven Turbulenz der Standorteignung und der Extremwinde. QM-Arbeitsanweisung der Abteilung Wind Service Center, Rev. 5, 09.2019



- [22] Landesamt für Vermessung und Geoinformation Nordrhein-Westfalen, Amtliche topographische Karten – Digitale Ortskarte 1:10'000, Ausgabe 2009, 2009
- [23] Landesamt für Vermessung und Geoinformation Nordrhein-Westfalen, Digitales Geländemodell DGM25, 2009
- [24] Windtest Grevenbroich GmbH, LI22008_Arnsberg-Bruchhausen_WLS7-1433, Grevenbroich, 2023
- [25] Winklaar, D. (ed.), European Wind Turbine Standards II, part I: Load Spectra and Extreme Wind Conditions, 1998
- [26] Bergström, H., Distribution of extreme wind speed, Wind Energy Report WE 92:3, Department of Meteorology, Uppsala University, 1992

7 Anhang

7.1 Grafische Darstellung der Windparkplanung



7.2 Detaillierte Ergebnisse der Neuanlagen

Effektive Turbulenz [%] m=10																										
v [m/s]	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26		
Klasse S																										
WEA 01	30.8	27.1	25.6	24.8	24.4	24.0	23.5	22.8	21.7	20.7	19.7	18.7	18.0	17.2	16.7	16.3	16.0	15.7	15.5	15.3	15.1	14.9	14.8	14.6		
WEA 02	30.3	26.6	25.0	24.2	23.7	23.2	22.6	21.9	21.0	20.1	19.4	18.6	18.0	17.3	16.7	16.3	16.0	15.7	15.4	15.2	15.0	14.9	14.7	14.6		

Tabelle 10: Verlauf der effektiven Turbulenz (m=10); sowie der Grenzwert der Turbulenz gemäß IEC 61400-1 ed. 3 (Überschreitungen sind rot hinterlegt).



Effektive Turbulenz [%] m=9

v [m/s]	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Klasse S4																								
WEA 01	30.3	26.4	24.8	24.0	23.6	23.3	22.7	22.0	21.0	20.1	19.3	18.4	17.8	17.1	16.6	16.3	16.0	15.7	15.5	15.3	15.1	14.9	14.8	14.6
WEA 02	29.9	26.0	24.3	23.4	22.9	22.4	21.8	21.1	20.3	19.5	18.9	18.3	17.8	17.2	16.7	16.3	15.9	15.7	15.4	15.2	15.0	14.9	14.7	14.6

Tabelle 11: Verlauf der effektiven Turbulenz (m=9); sowie der Grenzwert der Turbulenz gemäß IEC 61400-1 ed. 3 (Überschreitungen sind rot hinterlegt).

Effektive Turbulenz [%] m=4

v [m/s]	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Klasse S4																								
WEA 01	27.3	22.5	20.2	19.1	18.6	18.3	18.1	18.0	17.8	17.7	17.8	17.5	17.3	16.9	16.5	16.2	15.9	15.7	15.5	15.3	15.1	14.9	14.8	14.6
WEA 02	27.5	22.7	20.3	19.0	18.2	17.8	17.6	17.6	17.5	17.5	17.6	17.4	17.3	16.8	16.5	16.1	15.9	15.6	15.4	15.2	15.0	14.8	14.7	14.6

Tabelle 12: Verlauf der effektiven Turbulenz (m=4); sowie der Grenzwert der Turbulenz gemäß IEC 61400-1 ed. 3 (Überschreitungen sind rot hinterlegt).

Repräsentative Turbulenz [%]

v [m/s]	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Klasse S4																								
WEA 01	25.2	20.2	17.7	16.4	15.9	15.8	16.0	16.4	16.6	16.9	17.3	17.2	17.2	16.8	16.5	16.2	15.9	15.7	15.4	15.3	15.1	14.9	14.8	14.6
WEA 02	25.3	20.2	17.7	16.4	15.9	15.8	16.0	16.4	16.6	16.9	17.2	17.2	17.1	16.7	16.4	16.1	15.8	15.6	15.4	15.2	15.0	14.8	14.7	14.6

Tabelle 13 Verlauf der Repräsentative Turbulenz; sowie der Grenzwert der Turbulenz gemäß IEC 61400-1 ed. 3 (Überschreitungen sind rot hinterlegt).



8 Theorie

8.1 Anforderungen der Richtlinien

Die in diesem Bericht durchgeführte Prüfung der Standorteignung basiert entsprechend den Auslegungswerten der zu betrachtenden Windkraftanlagen auf den Festlegungen der Normen und Richtlinien DIBt 2012 [7] und DIN EN 61400-1:2011 [4][5] bzw. DIN EN 61400-1:2019 [6].

Für den Nachweis der Standorteignung wird gemäß der Norm DIBt 2012 ein alternatives Verfahren zur DIN EN IEC 61400-1:2011 empfohlen.

Die nachfolgend aufgelisteten Parameter sind auszuweisen (Punkt 16.2.a).

- Mittlere Windgeschwindigkeit - v_{ave}
- Formparameter der Weibullfunktion - k
- Mittlerer Höhenexponent - α
- Mittlere Luftdichte - ρ
- Mittlere Turbulenzintensität und Standardabweichung der Turbulenzintensität
- 50-Jahres-Windgeschwindigkeit – v_{50} bzw. $v_{b,0}$
- Windrichtungsverteilung

Anhand dieser Angaben wird ein vereinfachter Vergleich durchgeführt. Werden die folgenden Bedingungen erfüllt, kann die Standorteignung als bestätigt erachtet werden.

- i. Vergleich mittlere Windgeschwindigkeit: Die mittlere Windgeschwindigkeit am Standort ist um mindestens 5% kleiner als gemäß Typenprüfung oder kleiner als gemäß Typenprüfung und der Formparameter der Weibullfunktion $k \geq 2$.
- ii. Vergleich der effektiven Turbulenzintensität nach DIN EN 61400-1:2011 zwischen $0.2 \cdot v_{50}$ und $0.4 \cdot v_{50}$ der Auslegungsturbulenz NTM.
- iii. Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit: Windzone gemäß Typenprüfung deckt die Windzone des betrachteten Standortes gemäß Windzonenkarte ab oder 50-Jahres-Windgeschwindigkeit gemäß Typenprüfung deckt die 50-Jahres-Windgeschwindigkeit am Standort ab.

Wird eine der Bedingungen nicht erfüllt, kann unter Berücksichtigung aller Angaben aus Punkt 16.2.a ein Vergleich der standortspezifischen Lasten durchgeführt werden. In diesem Fall werden die Parameter Luftdichte, Anströmwinkel und Höhenexponent ausgewiesen und gemäß DIN EN 61400-1:2011 überprüft.

Die DIBt 2012 verweist namentlich auf die DIN EN 61400-1:2011. Aus einer Stellungnahme der DKE [13] geht hervor, dass die DIN EN 61400-1:2019 uneingeschränkt als weitere Alternative zu den bisher in der DIBt Richtlinie genannten Ausgaben der DIN EN 61400-1 empfohlen werden kann.

Sofern für die geplanten Anlagen die DIN EN 61400-1:2019 heranzuziehen ist, werden weitere Parameter entsprechend Absatz 11.9 der Richtlinie ausgewiesen:

- Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion – $p(v_{hub})$
- Extreme Umgebungsturbulenzintensität
- Maximale effektive Turbulenzintensität

Für Neuanlagen wird zunächst geprüft, ob die vereinfachte Prüfung gemäß DIBt 2012 erfüllt ist. Eine Voraussetzung dafür ist, dass der Standort der Anlagen keine topografische Komplexität aufweist.



Ist die vereinfachte Prüfung gemäß DIBt 2012 aufgrund der topografischen Komplexität nicht erfüllt, werden die erweiterten Parameter am Standort mit denen der Auslegung verglichen. Sind alle Parameter erfüllt, ist der Nachweis der strukturellen Integrität anhand von Winddaten erbracht.

Ist mindestens ein Parameter nicht erfüllt kann der Nachweis der strukturellen Integrität anhand von Lastberechnungen erfolgen.

Bei Bestandsanlagen erfolgt die Bewertung der Ergebnisse anhand der effektiven Turbulenz, da ein möglicher Einfluss durch Neuanlagen einzig bei diesem Parameter der Prüfung der Standorteignung gegeben ist.

8.2 Methodik der Ermittlung der topografischen Komplexität

Die topografische Komplexität wird mittels der Software WindPRO (Modul SITE COMPLIANCE) [15] berechnet. Die Ermittlung der topografischen Komplexität erfolgt gemäß der zugrunde zu legenden Edition der DIN EN 61400-1.

8.3 Methodik der Turbulenzermittlung

8.3.1 Ermittlung der freien Umgebungsturbulenz

Als natürliche Turbulenz oder auch freie Umgebungsturbulenz bezeichnet man die turbulenten Schwankungen der Windströmung, die durch Orographie, Rauigkeit der Landoberfläche und der Stabilität der atmosphärischen Luftschichtung bestimmt wird. Windhindernisse, wie Bauwerke und weitere WEA werden hierbei nicht berücksichtigt. Turbulenz kann durch mechanische Reibung (sich unterschiedlich schnell bewegende horizontale Luftschichten) und durch thermische Erwärmung (auftriebsbedingte vertikale Umlagerung) ausgelöst werden.

Die freie longitudinale Umgebungsturbulenz wird im Allgemeinen messtechnisch bestimmt. Hierzu wird die Standardabweichung der horizontalen Windgeschwindigkeit (σ_v) durch die horizontale Windgeschwindigkeit (v) dividiert, wobei nach dem Stand der allgemeinen Technik 10 min-Mittelwerte der Messdaten verwendet werden.

$$I_{v, frei, 10min} = \frac{\sigma_{v, 10min}}{v_{10min}} \quad [8.1]$$

Liegen keine Messdaten am Standort vor, so kann die freie Umgebungsturbulenz für jeden der 12 Windrichtungssektoren nach dem Europäischen Windatlas-Verfahren [2] nach folgendem Formalismus abgeschätzt werden.

$$I_{v, frei, Sek} \cong \frac{1}{\left(\ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \right)} \quad [8.2]$$

Diese Formel gilt im Allgemeinen für orographisch einfaches Gelände ohne Hindernisse in der unmittelbaren Umgebung des Referenzstandortes. Weiterhin wird thermisch neutrale Schichtung der Atmosphäre vorausgesetzt. In der obigen Formel bezeichnet z die Höhe über Grund und z_0 die gemittelte sektorielle Rauigkeit für den Windrichtungssektor Sek_n . Die Rauigkeitsmittlung für jeden Windrichtungssektor erfolgt nach dem Europäischen Windatlas-Verfahren [2].

Entsprechend der für den Windpark berechneten Windrichtungsverteilung werden die ermittelten Werte aller Sektoren zu einer mittleren Turbulenzintensität nach folgender Formel zusammengefasst.



$$I_{v, frei} = \sum_{n=1}^{n=12} f_i (Sek_n) \cdot I_{v, frei, Sek_n} \quad [8.3]$$

8.3.2 Ermittlung der charakteristischen Umgebungsturbulenz

Als charakteristische Umgebungsturbulenz $I_{v,k}$ nach DIN EN 61400-1:2004 [3] bezeichnet man die Addition der freien Umgebungsturbulenz $I_{v, frei}$ mit der Standardabweichung der Turbulenzintensität $\sigma_{I_{v, frei}}$. In diesem Wert werden die turbulenten Schwankungen der freien Umgebungsturbulenz selbst berücksichtigt.

$$I_{v,k} = I_{v, frei} + \sigma_{I_{v, frei}} \quad [8.4]$$

Für einen Standort, an dem keine Windmessung durchgeführt wurde, kann vereinfacht die mittlere freie Umgebungsturbulenz durch Multiplikation mit dem Faktor 1.2 zu einem charakteristischen Wert, unter der Annahme einer Gauß'schen Normalverteilung umgerechnet werden.

$$I_{v,k} \approx I_{v, frei} + 0.2 \cdot I_{v, frei} = 1.2 I_{v, frei} \quad [8.5]$$

Falls die charakteristische Turbulenz $I_{v,k}$ nicht von aufgezeichneten Windmessdaten einer durchgeführten Windmessung berechnet werden kann, ist eine exakte Berechnung nicht möglich.

Zudem kann nach DIN EN 61400-1:2005 die charakteristische Turbulenz $I_{v15,k}$ (auch als I_{15} bezeichnet) berechnet werden. Hierbei ist dieser Wert der charakteristische Wert der Turbulenzintensität auf Nabenhöhe bei einem 10-Minuten-Mittelwert der Windgeschwindigkeit von 15 m/s. Für die Ermittlung des Mittelwerts und der Standardabweichung der Windgeschwindigkeit werden nur Werte größer 10 m/s berücksichtigt.

Tendenziell zeigt die Turbulenz für niedrigere Windgeschwindigkeiten höhere Werte auf, da die Unterschiede in der Windgeschwindigkeit proportional stärker in die Standardabweichungen eingehen. Dies wird auch von aufgezeichneten Windmessenrichtungen in mäßig strukturierten Gebieten so wiedergegeben.

Falls die Ermittlung der charakteristischen Turbulenz nach [2.4] erfolgt ist, kann eine Darstellung von windgeschwindigkeitsabhängigen Turbulenzen in einem idealisierten theoretischen Prozess durchgeführt werden. Dies geschieht auf Grundlage der DIN EN 61400-1:2005 unabhängig von den lokalen Eigenheiten des jeweiligen Standortes. Für das normale Turbulenzmodell wird die folgende Gleichung angegeben:

$$I_{v,k} \cdot v_{hub} = I_{15} \left(15 \frac{m}{s} + a \cdot v_{hub} \right) / (a + 1) \quad [8.6]$$

Für den Wert I_{15} wird der jeweilig aus der theoretischen Abschätzung heraus erhaltene charakteristische Wert der Turbulenz verwendet. Der Faktor a ist eine Konstante, die für einen Wert von $I_{15} \leq 16.0\%$ mit 3 und für einen Wert von $I_{15} \geq 18.0\%$ mit 2 angenommen wird. Mittels Interpolation zwischen diesen beiden Werten, wird a für jeden weiteren Wert der charakteristischen Turbulenzintensität abgeschätzt.

8.3.3 Ermittlung der repräsentativen Umgebungsturbulenz

Auf Grundlage der DIN EN 61400-1:2011 [4][5] wird die repräsentative Turbulenz $I_{v, rep}$ ermittelt durch

$$I_{v, rep} = I_{v, frei} + 1.28 \cdot \sigma_{I_{v, frei}} \quad [8.7]$$



Sollte keine Windmessung am Standort vorhanden sein, so kann die Standardabweichung $\sigma_{I_{v, frei}}$ mit einer Gauß'schen Normalverteilung nach Gleichung [2.5] abgeschätzt werden zu

$$I_{v, rep} \approx I_{v, frei} + 1.28 \cdot (0.2 \cdot I_{v, frei}) \quad [8.8]$$

Anlagen die hinsichtlich DIBt 2012 [7] eingestuft werden, verlangen die Angabe der Turbulenz nach der Norm DIN EN 61400-1:2011.

8.3.4 Ermittlung der extremen Umgebungsturbulenz

Die Bestimmung der extremen Umgebungsturbulenz kann entsprechend der DIN EN 61400-1:2019 wie folgt abgeschätzt werden.

$$\sigma_{1, ETM} = \sigma_{frei} + k_p \cdot \sigma_{\sigma, frei} \text{ mit } k_p = 0.01 \times \left(\frac{v_{ave}}{m/s} - 21 \right) \left(\frac{v_{hub}}{m/s} - 5 \right) + 5 \quad [8.9]$$

8.3.5 Anpassungen des Modells der Umgebungsturbulenz für hohe Nabenhöhen

Insbesondere im Mittel- und Süddeutschen Raum sind Messdaten auf den geplanten Nabenhöhen von 140 m in vermehrtem Maße zugänglich, so dass nun zusätzliche Informationen über die tatsächlichen Turbulenzen in solchen Höhen vorliegen. Im Rahmen einer Bachelorarbeit im Hause des TÜV SÜD wurden qualitativ hochwertige Messdaten auf einer Messhöhe von 100 m bzw. 140 m detailliert hinsichtlich der Umgebungsturbulenz ausgewertet. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen liegen nun abschließend vor, und zeigen, dass das ursprüngliche Modell im Bereich niedriger Windgeschwindigkeiten deutlich konservativ ist, aber über weiterführende Maßnahmen gültig für die Region Mittel- und Süddeutschland angepasst werden kann. Damit können auch weiterhin Standorte, an denen keine Windmessung durchgeführt wurde hinsichtlich der Turbulenz bewertet werden.

Die Erkenntnisse resultieren in einer Anpassung des Modells für Windgeschwindigkeiten kleiner 14 m/s und werden für Nabenhöhen über 90 m angewendet. Für die Berechnung der freien Turbulenzintensität werden zwei empirisch ermittelte Parameter eingeführt, die den Kurvenverlauf sektoriell an die Ergebnisse der Auswertungen der Windmessdaten anpassen.

c = empirischer Faktor

k = empirischer Faktor

Der Parameter c wird als Vorfaktor in die Formel [2.2] implementiert.

$$I_{v, frei, Sek} \cong c \frac{1}{\left(\ln \left(\frac{z}{z_0} \right) \right)} \quad [8.10]$$

Zur Umrechnung für den Turbulenzverlauf für Windgeschwindigkeiten kleiner 14 m/s wird ein zweiter empirischer Faktor eingeführt.

$$I_{v, frei, Sek}(v) = I_{v, frei, Sek} \left(15 \frac{m}{s} \right) * k(v) \quad [8.11]$$

Auch die Standardabweichung der Turbulenzintensität $\sigma_{I_{v, frei}}$, die standardmäßig 0.2 beträgt (siehe Formel 2.5), wurde auf Basis der Auswertungen angepasst. Für Windgeschwindigkeiten kleiner 10 m/s wird ein Wert von 0.3 angesetzt, welcher bis 15 m/s linear abnimmt und ab 15 m/s konstant bei 0.2 gehalten wird.



8.3.6 Einfluss von komplexem Gelände

Das Amendment 2010 [5] der IEC 61400-1 ed.3 sowie die DIN EN 61400-1:2019 fordern die Erfassung von komplexem Gelände durch die Multiplikation mit einem Korrekturfaktor für die Turbulenzstruktur c_{CT} . Dieser ist wie folgt definiert.

$$c_{CT} = \frac{\sqrt{1 + (\sigma_2/\sigma_1)^2 + (\sigma_3/\sigma_1)^2}}{1.375} \quad [8.12]$$

Mit σ_1 , σ_2 und σ_3 werden die longitudinale, transversale und vertikale Komponente der Turbulenzintensität beschrieben. Die Komponenten der Turbulenzintensität werden durch WASP Engineering [16] ermittelt.

8.3.7 Die Ermittlung der effektiven Turbulenz

Die freie sowie die charakteristische bzw. die repräsentative Umgebungsturbulenz aus den vorherigen Abschnitten stellen die Turbulenz am Standort dar. D. h. die natürliche Turbulenz, wie sie sich aus der vorhandenen natürlichen Strömung inklusive aller Hindernisse (z. B. Wälder, Bodenrauigkeit, etc.) ergibt.

Durch das Errichten des Windparks kommt es zu zusätzlichen Einflüssen auf die Strömung, die auch die Turbulenzintensität beeinflussen. Dies ist abhängig von den verschiedenen Charakteristika der jeweiligen Anlage (Nabenhöhe, Rotordurchmesser, Blattgeometrie, etc.). Anlagen in der Nachlaufströmung von anderen Anlagen „sehen“ somit eine erhöhte Turbulenz. Diese Belastung ändert sich je nach der Richtung des einwirkenden Windes. Hierfür ist auch der Abstand der WEA untereinander ein wichtiges Indiz, da die Nachlaufströmung als Summe von Wirbeln verstanden werden kann. Je weiter entfernt die Anlagen zueinander stehen, umso feiner fallen diese Wirbel aus und umso mehr kann sich die Strömung regenerieren. Bei einem nur relativ geringen Abstand der WEA zueinander (< 5-facher Rotordurchmesser an küstennahen Standorten, < 8-facher Rotordurchmesser an typischen Binnenstandorten) kommt es aus bestimmten Sektoren zu einer erhöhten Belastung der betroffenen Anlage. Die Wirbel sind in diesem Fall immer noch stark von dem Drall der vorherigen Anlage beeinflusst und beanspruchen die auftreffende WEA. Die effektive Turbulenz stellt damit die tatsächliche Turbulenz dar, die im Windpark auf eine WEA einwirkt. Gewöhnlich wird als Eingabeparameter die sektorielle charakteristische bzw. repräsentative Turbulenz verwendet.

S. Frandsen und M.L. Thøgersen veröffentlichten ein empirisches Turbulenzmodell zur Berechnung des Nachlaufeffektes von WEA. Dieses Modell berücksichtigt die unterschiedlichen Belastungseffekte auf die verwendeten Materialien (z. B. Stahl in den Fundamenten und Türmen, glasfiberverstärktes Epoxidharz in den Blättern). Um die Auswirkungen auf eine vollständige WEA beurteilen zu können, werden die Berechnungen mit einem Wöhlerkoeffizienten von $m = 10$ durchgeführt. Dieser ist repräsentativ für den Werkstoff Glasfaser, da die größtenteils daraus bestehenden Rotorblätter die höchsten Beanspruchungen erleiden und Überlastungen gegenüber am empfindlichsten sind. Die folgenden Gleichungen gehen davon aus, dass die Windrichtungen gleichmäßig verteilt sind.

Dieses Modell wurde durch das Amendment 2010 [5] der IEC 61400-1 [4] nochmals überarbeitet, wobei auch hier das Modell nur als informativ und nicht normativ angeführt ist. Unter anderem wird darin eine anlagenspezifische Schubbeiwertkennlinie angewendet.

Die Turbulenz wird dabei sektoriell betrachtet und die standortspezifische Windrichtungsverteilung wird berücksichtigt.

$$I_{eff}(V_{hub}) = \left\{ \int_0^{2\pi} p(\theta|V_{hub}) I^m(\theta|V_{hub}) d\theta \right\}^{1/m} \quad [8.13]$$



Für jeden Sektor wird die effektive Standardabweichung für alle relevanten Windgeschwindigkeitsintervalle nach folgender Formel berechnet.

$$I_{eff}(V_{hub}) = \frac{\sigma_{eff}}{V_{hub}} = \frac{1}{V_{hub}} \left[(1 - N p_w) \sigma_c^m + p_w \sum_{i=1}^N \sigma_T^m(d_i) \right]^{1/m} \quad [8.14]$$

Die induzierte Turbulenzstandardabweichung σ_T wird dabei über den Anlagenparameter C_t berechnet.

$$\sigma_T = \sqrt{\frac{V_{hub}^2}{\left(1.5 + \frac{0.8 d_i}{\sqrt{C_t}}\right)^2} + \sigma_c^2}$$

$p_w = 0.06$ (Aufretenswahrscheinlichkeit der Nachlaufströmung)

$d_i = x_i / D$

N : Anzahl der benachbarten WEA

m : materialspezifischer Exponent der Wöhlerkurve

v : mittlere Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe

x_i : Distanz zur i -ten WEA

D : Rotordurchmesser

σ_c : Charakteristische Turbulenzstandardabweichung

σ_T : Standardabweichung der maximalen Turbulenzintensität in Nabenhöhe im Mittelpunkt der Nachlaufströmung

Bezugnehmend auf DIBt 2012 [7] Punkt 7.3.3 braucht der Einfluss der lokalen Turbulenzerhöhung auf die Standorteignung nicht untersucht zu werden, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:

$a \geq 8D$ für $v_{b,0}(h) \leq 40$ m/s

$a \geq 5D$ für $v_{b,0}(h) \geq 45$ m/s

Die konkretisierende Norm DIN EN 61400-1:2011 [4] gibt an, dass alle Anlagen in einem Abstand vom 10-fachen Rotordurchmesser zu berücksichtigen sind.

Falls der Windpark mehr als fünf Reihen besitzt, dann beeinflusst der Windpark selbst sehr stark das umgebende Windklima. Ebenso tritt ein erhöhtes Turbulenzniveau auf, wenn die WEA innerhalb von Reihen, die sich senkrecht zur Hauptwindrichtung befinden, weniger Distanz als den dreifachen Rotordurchmesser zueinander aufweisen. Dies wird berücksichtigt, in dem man die Umgebungsturbulenzen aus den Gleichungen [2.10] und [2.11] mit den Turbulenzen aus [2.12] und [2.13] ersetzt.

$$I_T^* = 0.50 \cdot \left(\sqrt{I_W^2 + I_T^2} + I_T \right) \quad [8.15]$$

$$I_W = \frac{0.36}{1 + 0.2 \sqrt{\frac{sr_{sf}}{c_T}}} \quad [8.16]$$



mit:

$$s_r = x_r / D,$$

$$s_f = x_f / D,$$

s_r : Abstand innerhalb der Reihe

s_f : Abstand zwischen den Reihen.

Das Sten-Frandsen Model 2007, welches in die Software WindPRO (Modul SITE COMPLIANCE) [15] integriert ist, wird im Folgenden zur Berechnung der effektiven Turbulenz herangezogen. Entsprechend der DIBt 2012 [7] ist der Verlauf für Windgeschwindigkeiten von Einschaltgeschwindigkeit bis zum 0.4-fachen der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit zu überprüfen. Im Rahmen dieses Berichts wird der Verlauf von Einschalt bis Abschaltgeschwindigkeit dargestellt. Die hier ermittelten Turbulenzen können als Eingangsdaten zum Nachweis der standortspezifischen Lasten verwendet werden.

Die Ausgabe effektiver Turbulenzen erfolgt bis zu einem minimalen Abstand des 2.0-fachen Rotordurchmessers.

8.4 Methodik der Ermittlung der mittleren Windgeschwindigkeit

Die Ermittlung der mittleren Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe wurde im Rahmen des Berichts zur Ermittlung des Windpotentials durchgeführt.

Zusätzlich zur Bewertung der mittleren Windgeschwindigkeit gemäß DIBt 2012, schreibt die DIN EN 61400-1:2019 einen Vergleich der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe des Standortwertes mit dem der Auslegung für alle Windgeschwindigkeiten zwischen v_{ave} und $2 \cdot v_{ave}$ vor. Wenn die WEA mit der Windgeschwindigkeitsverteilung ($k=2$) ausgelegt worden ist und der Formparameter k der standortspezifischen Weibull-Verteilung der Windgeschwindigkeit größer oder gleich 1,4 ist, muss k die folgende Ungleichung erfüllen, die von der standortspezifischen mittleren Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe normiert auf die mittlere Windgeschwindigkeit der Auslegung abhängt.

$$6.5 \times \frac{v_{ave,site}}{v_{ave,design}} - 4.5 \leq k \leq -6.0 \times \frac{v_{ave,site}}{v_{ave,design}} + 8.0 \quad [8.17]$$

8.5 Methodik der Extremwindermittlung (50-Jahres-Windgeschwindigkeit)

Gemäß DIBt 2012 [7] erfolgt die Ermittlung der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit ($v_{b,0}$) basierend auf der Windzonenkarte entsprechend der Norm DIN EN 1991-1-4 oder alternativ dazu nach der Gumbel-Methode.

Sofern am geplanten Standort eine repräsentative Windmessung vorliegt erfolgt die Ermittlung der Extremwindgeschwindigkeit basierend auf der Gumbel-Methode. Ist am geplanten Standort keine repräsentative Windmessung vorhanden, wird die 50-Jahres-Windgeschwindigkeit basierend auf der Windzonenkarte ermittelt.

Gemäß DIN EN 61400-1:2019 muss der 50-Jahres-Wind (v_{m50}) kleiner oder gleich dem Auslegungswert (v_{ref}) sein. Alternativ kann muss der 3-s-Mittelwert des 50-Jahres-Windes kleiner als der entsprechende Auslegungswert (v_{e50}) sein. Für WEA mit der Auslegungsklasse S müssen sowohl der 10-min-Mittelwert als auch der 3-s-Mittelwert eingehalten werden.



Ist die Luftdichte am Standort größer als 1.225 kg/m^3 , muss nachgewiesen werden, dass die folgende Bedingung erfüllt ist.

$$\rho_{design} \times v_{ref}^2 \geq \rho_{site} \times v_{50,hub}^2 \quad [8.18]$$

8.5.1 Windzonenkarte

Die Ermittlung der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit basiert auf den Festlegungen der DIBt 2012 [7] mit dem Verweis auf die Windzonenkarte Deutschland nach DIN EN 1991-1-4 [9] und dem nationalen Anhang [11]. Hierbei fließen der Grundwert der Basiswindgeschwindigkeit $v_{b,0}$ der jeweiligen Windzone sowie die Geländekategorie als auch die geplante Bauwerkshöhe (Nabenhöhe) in die Ermittlung ein.

Sofern der geplante Standort die Geländehöhe von 1'100 m ü. NN nicht übersteigt und sich nicht in Kuppen- oder Gipfellagen der Mittelgebirge befindet, kann die Windzone und damit der festgelegte Grundwert der Basiswindgeschwindigkeit aus [11] Abbildung NA.A.1 und Tabelle NA.B.2 entnommen werden. Sollte die Geländehöhe größer als 1'100 m ü. NN betragen, sind gemäß [11] besondere Überlegungen erforderlich. Hierzu wird der in DIN EN 1991-1-4:2010-12, Anhang A.3 beschriebene Topographiebeiwert c_0 bestimmt und die 50-Jahreswindgeschwindigkeit dementsprechend angepasst.

Da sowohl der Richtungsfaktor als auch der Jahreszeitenbeiwert mit 1 angesetzt werden (keine Abhängigkeit der Windrichtung und der Jahreszeit) ist die Basiswindgeschwindigkeit dem Grundwert der Basiswindgeschwindigkeit gleich zu setzen ($v_{b,0} = v_b$).

Der Grundwert der Basiswindgeschwindigkeit beschreibt einen charakteristischen Wert der mittleren 10-Minuten-Windgeschwindigkeit bezogen auf 10 m Höhe in ebenem, offenem Gelände mit niedriger Vegetation (Geländekategorie II). Unter Verwendung der Formeln in Tabelle NA.B.2 in [11] ergibt sich die 50-Jahres-Windgeschwindigkeit für den geplanten Standort.

8.5.2 Gumbel-Methode

Die Abschätzung der Extremwindgeschwindigkeiten basiert auf der Software WindPRO (Modul SITE COMPLIANCE) [15], wobei die Software WAsP Engineering [16] in diesem Modul implementiert ist. Die beschriebenen meteorologischen Eingangsdaten, dienen hierbei als Basis für die Ermittlung der Extremwindgeschwindigkeit.

Die Veröffentlichung „European Wind Turbine Standard“ (EWTS) [25] beschreibt eine Methode zur Ermittlung der Extremwindgeschwindigkeit, welche auf den Eigenschaften des Randverhaltens der Weibull-Windgeschwindigkeitsverteilung („Parent“-Verteilung) basiert. Das grundlegende Prinzip dieser Methode beruht auf der Annahme, dass das Auftreten von extremen Windereignissen in direktem Zusammenhang steht mit dem Randverhalten der Windgeschwindigkeitsverteilung bei hohen Geschwindigkeiten. Da der k-Parameter der Weibullfunktion die Form der Verteilung angibt und somit auch das Randverhalten maßgeblich bestimmt, entspricht ein niedriger Wert für den k-Parameter erhöhten Geschwindigkeiten bei Extremwindereignissen.

Die Methode von EWTS basiert auf zwei prinzipiellen Annahmen:

- 1) Die Windgeschwindigkeitsverteilung entspricht einer Weibull-Verteilung.
- 2) Die Anzahl von unabhängigen Windereignissen pro Jahr ist bekannt und standortunabhängig.



Entsprechend der Veröffentlichung von Bergström [26] wird die Anzahl der unabhängigen Windereignisse pro Jahr mit 2302 angenommen, dies würde jedem 20-igsten 10-Minuten-Mittelwert innerhalb eines Zeitraums von 1 Jahr entsprechen.

Für die Weibull-Verteilung wird eine sogenannte „kombinierte“ Weibull-Verteilung verwendet welche sich aus der Kombination der sektoriellen Weibull-Verteilungen der WAsP-Ergebnisse zu einer omni-direktionalen Weibull-Funktion mit den selben ersten (mittlere Windgeschwindigkeit) und dritten (Energie) Momenten ergibt.

Die Software berechnet die Referenzwindgeschwindigkeiten für die Wiederkehrzeiträume von einem Jahr bzw. von 50 Jahren. Die Typenklassifizierung von Windkraftanlagen basiert auf diesen Werten und ermöglicht somit eine Einstufung in die jeweilige Windzone. Die als 10-Minuten Mittelwerte berechneten Referenzwindgeschwindigkeiten ermöglichen die Berechnung der Extremwindgeschwindigkeiten v_{e50} (Wiederkehrzeitraum: 50 Jahre) und v_{e1} (Wiederkehrzeitraum: 1 Jahr). Diese Werte beschreiben den höchsten 3-Sekunden Mittelwert der Windgeschwindigkeit in einem Wiederkehrzeitraum von N Jahren (sog. Böenwert).

Eine Wiederkehrzeit von 50 Jahren entspricht einer Wahrscheinlichkeit, dass diese Extremwerte innerhalb eines Zeitraums von 1 Jahr nicht überschritten werden von 98%, d.h. die jährliche Überschreitungswahrscheinlichkeit beträgt 2%.

Die Gumbel-Verteilung (oder auch Extrema-I-Verteilung der größten vorkommenden Extrema) kann verwendet werden, wenn der obere Rand der ursprünglichen Verteilung exponentiell abnimmt. Die Gumbel-Verteilung ist eine Funktion mit den Parametern α und β . Die Verteilungsfunktion der Zufallsvariable X ist:

$$G(x) = \exp[-\exp[-(x - \beta)/\alpha]] \quad [8.19]$$

Bei der Bestimmung der Extremwindgeschwindigkeiten entsprechend der Methode nach Bergström [26] und EWTS [25] ergeben sich die Parameter der Gumbel-Funktion wie folgt:

$$\alpha = \frac{A}{k} [\ln(n)]^{1/k-1} \quad [8.20]$$

$$\beta = A [\ln(n)]^{1/k} \quad [8.21]$$

mit dem Skalenparameter (A) und dem Formparameter (k) der Weibullfunktion.

8.6 Methodik der Ermittlung der Schräganströmung

Die Schräganströmung resultiert aus der Geländeform des Untersuchungsstandortes. Sie wird mittels der Software WindPRO (Modul SITE COMPLIANCE) [15], wobei die Software WAsP [13] in diesem Modul implementiert ist, berechnet.

Nach DIN EN 61400-1 ist in allen Lastfällen der Einfluss einer Schräganströmung von bis zu 8° bezogen auf eine horizontale Ebene zu berücksichtigen. Die Schräganströmung wird dabei als unabhängig von der Höhe angenommen.

Sofern die Bewertung gemäß DIN EN 61400-1:2011 erfolgt, wird die Schräganströmung als maximaler Wert über alle Windrichtungen angegeben.

Sofern die Bewertung gemäß DIN EN 61400-1:2019 erfolgt, wird die Schräganströmung als windenergiegewichteter Mittelwert aller Richtungen angegeben.

8.7 Methodik der Ermittlung des Höhenexponenten

Der Höhenexponent ergibt sich in Bezug auf die DIN EN 61400-1 als die vertikale Variation der mittleren Windgeschwindigkeit über die Rotorfläche (Nabenhöhe, Nabenhöhe minus



Rotorradius und Nabenhöhe plus Rotorradius) des betrachteten WEA-Typen. Die Bewertung des Höhenexponenten erfolgt anhand des Höhenexponenten α des exponentiellen Windprofils, der durch Messungen am Standort oder Berechnungen anhand der Orographie und Rauigkeit ermittelt wird.

Sofern der Höhenexponent nicht dem Bericht zur Windpotenzialanalyse entnommen werden kann, wird die Ermittlung mittels der Software WindPRO (Modul SITE COMPLIANCE) [15] durchgeführt.

Der Auslegungswert entsprechend der DIN EN 61400-1:2011 liegt zwischen 0 und 0.2. Sofern die Bewertung gemäß DIN EN 61400-1:2011 erfolgt, handelt es sich beim Höhenexponenten um den Wert des mittleren Windprofils über alle Windrichtungen und Windgeschwindigkeiten.

Der Auslegungswert entsprechend der DIN EN 61400-1:2019 liegt zwischen 0.05 und 0.25. Sofern die Bewertung gemäß DIN EN 61400-1:2019 erfolgt, handelt es sich beim Höhenexponenten um den energiegewichteten Mittelwert über alle Windrichtungen und Windgeschwindigkeiten.

8.8 Methodik der Ermittlung der Luftdichte

Die Ermittlung der standortspezifischen Luftdichte in Nabenhöhe wird im Rahmen des Berichts zur Windpotenzialanalyse durchgeführt. Sie basiert auf Langzeitdaten der gemessenen Temperatur und der Geländehöhe von meteorologischen Stationen. Das Vertikalprofil der Temperatur und des Drucks werden der ISO Standardatmosphäre entnommen.

Sofern die Luftdichte nicht dem Bericht zur Windpotenzialanalyse entnommen werden kann, wird die Ermittlung der standortspezifischen Luftdichte in Nabenhöhe mittels der Software WindPRO (Modul SITE COMPLIANCE) [15] durchgeführt. Sie basiert auf Langzeitdaten der gemessenen Temperatur und der Geländehöhe von meteorologischen Stationen. Das Vertikalprofil der Temperatur und des Drucks werden der ISO Standardatmosphäre entnommen.

Der Bemessungswert der Luftdichte nach DIN EN 61400-1:2011 und DIN EN 61400-1:2019 beträgt 1.225 kg/m^3 . Die ermittelte Luftdichte am Standort soll kleiner oder gleich diesem Wert sein, da mit niedrigerer Luftdichte auch geringere Lasten für die WEA verbunden sind.

Gemäß DIN EN 61400-1:2019 kann alternativ für eine größere Luftdichte nachgewiesen werden, dass die folgende Bedingung gilt.

$$\rho_{design} \times v_{ave,design}^2 \geq \rho_{site} \times v_{ave,site}^2 \quad [8.22]$$

Entsprechend der Richtlinie soll sich diese Luftdichte auf Windgeschwindigkeiten größer oder gleich der Geschwindigkeit bei Nennleistung der jeweiligen WEA beziehen. Nach [15] haben mehrere Testfälle gezeigt, dass der Unterschied zwischen der mittleren und der für Geschwindigkeiten oberhalb der Geschwindigkeit bei Nennleistung gemittelten Luftdichte lediglich 1-2% beträgt. Dieser Unterschied wird im Hinblick auf die Bestimmung der standortspezifischen Luftdichte als vernachlässigbar angesehen. Daraus folgend wird im Rahmen dieses Berichts die mittlere Luftdichte verwendet.



9 Auszug aus der Akkreditierungsurkunde



Deutsche Akkreditierungsstelle

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

Gültig ab: 19.12.2022

Ausstellungsdatum: 19.12.2022

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

Inhaber der Teil-Akkreditierungsurkunde:

TÜV SÜD Industrie Service GmbH
Westendstr. 199, 80686 München

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

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

Mit dem Standort:

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

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

Verwendete Abkürzungen: siehe letzte Seite

Seite 1 von 6



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

Inhaltsverzeichnis

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

Gültig ab: 19.12.2022
Ausstellungsdatum: 19.12.2022

Seite 2 von 6



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

Prüfungen in den Bereichen:

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

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

R - Regensburg

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

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

Gültig ab: 19.12.2022
Ausstellungsdatum: 19.12.2022

Seite 3 von 6