

16.1.1 Standorte der Anlagen

Betriebsinterne Bezeichnung der Anlage	ETRS-89/UTM Koordinaten		WGS-84-Koordinaten						Gemarkung	Flur	Flurstücke	Richtfunk- strecke verläuft durch den Einflussbe- reich der Anlage	AZ /Vorgangsnr. der Bundes- netzagentur zur Voranfrage "Mögliche Richtfunkbe- einträchtigung"
			Breitengrad (Latitude)			Längengrad (Longitude)							
	Ostwert	Nordwert	Grad °	Minuten '	Sekunden " (Nord)	Grad °	Minuten '	Sekunden " (Ost)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
												<input type="checkbox"/>	

16.1.2 Raumordnung/Zielabweichung/Regionalplanung

Es ist zu erwarten, dass das Vorhabensgebiet unter Anwendung der aktuellen Kriterien für die Ausweisung von Windgebieten als raumorderisch zulässig anzusehen ist.

Anlagen:

- 23-04-28_Formular_16-1-2.pdf

16.1.2 Raumordnung/Zielabweichung/Regionalplanung

Es ist zu erwarten, dass das Vorhabensgebiet unter Anwendung der aktuellen Kriterien für die Ausweisung von Windgebieten als raumorderisch zulässig anzusehen ist.

16.1.3 Sicherheitstechnische Einrichtungen und Vorkehrungen

Anlagen:

- 0049-7921_V15 - Allgemeine Spezifikation Eiserkennung.pdf
- 0077-8468.V05-Blitzschutz-und-elektromagnetische-Vertraeglichkeit-EnVentus-(0077-8468).pdf
- 23-06-28_f2e_gutachten_gesamtrisiko Alt_Krenzlin_II.pdf

Eingeschränkte Weitergabe
Dokumentennr.: 0049-7921 V15
13. Oktober 2022

Allgemeine Spezifikation

Vestas Eiserkennungssystem (VID)

V105/V112/V117/V126/V136-3.45/3.6 MW 50/60 Hz

V117/V136/V150 – 4.0/4.2/4.5 MW 50/60 Hz

V150-5.6/6.0 MW 50/60 Hz

V162- 5.6/6.0/6.2 MW 50/60 Hz

V162/V172 – 7.2 MW 50/60 Hz



Inhaltsverzeichnis

- 1 Referenzen 3**
- 2 Allgemeine Beschreibung 4**
- 3 Mechanische Konstruktion 5**
 - 3.1 Rotorblätter 5
 - 3.2 NABE 5
- 4 Elektrisches System 5**
 - 4.1 Stromversorgung 5
 - 4.2 Elektrische Daten des VID-Systems 5
 - 4.3 Unterbrechung der Stromversorgung 5
- 5 WEA-Schutzsysteme 6**
 - 5.1 Blitzschutz von Rotorblättern, Maschinenhaus, Rotorblattnabe und Turm 6
 - 5.2 EMV-System 6
- 6 Betriebsstrategie, Betriebsbereich und Leistungsmerkmale 6**
 - 6.1 Aktivierung des VID-Systems 6
 - 6.2 Betriebsstrategie 6
 - 6.3 Über VestasOnline® SCADA verfügbare Daten 7
- 7 Allgemeine Einschränkungen, Hinweise und Haftungsausschlüsse 8**

Siehe allgemeine Einschränkungen, Hinweise und Haftungsausschlüsse (einschließlich Abschnitt 7 Allgemeine Einschränkungen, Hinweise und Haftungsausschlüsse) der vorliegenden allgemeinen Spezifikation

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0049-7921 VER 15

T05 0049-7921 Ver 15 - Approved- Exported from DMS: 2023-03-17 by LAELI

1 Referenzen

Ref.	Dokumenttitel
[1]	13. Windenergieprojekte in kalten Klimagebieten. IEA Wind – Studie der Expertengruppe zu empfohlenen Maßnahmen, 22. Mai 2012
[2]	RISK ANALYSIS OF ICE THROW FROM WIND TURBINES (Risikoabschätzung des Eisabwurfs von Windenergieanlagen). Henry Seifert u. a., DEWI, Deutsches Windenergie-Institut GmbH
[3]	0047-7240 „GL75172_BR_BLADEControl_Vestas_GA“ von Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH
[4]	„MERKBLATT für Vorhaben zur Errichtung von Windenergieanlagen hinsichtlich immissionsschutzrechtlicher und arbeitsschutzrechtlicher Anforderungen an die Antragsunterlagen in Genehmigungsverfahren nach dem BImSchG“ von Struktur- und Genehmigungsdirektion Nord, Rheinland-Pfalz.
[5]	0050–7583 V01 Beschreibung des Weidmüller-Eiserkennungssystems

2 Allgemeine Beschreibung

Bei dem optionalen Vestas Eiserkennungssystem (VID) handelt es sich um ein vollständig in die Windenergieanlage integriertes System, das den Anlagenbetrieb (Stromerzeugung) unterbricht, wenn sich auf den Rotorblättern eine Eisschicht bildet (Eisansatz) und bestimmte weitere Bedingungen erfüllt sind. Dies dient zur Verringerung der Gefahr von Eisabwurf [2]. Erst wenn die Vereisung beseitigt ist, geht die Windenergieanlage wieder in Betrieb oder kann manuell wieder in Betrieb gesetzt werden.

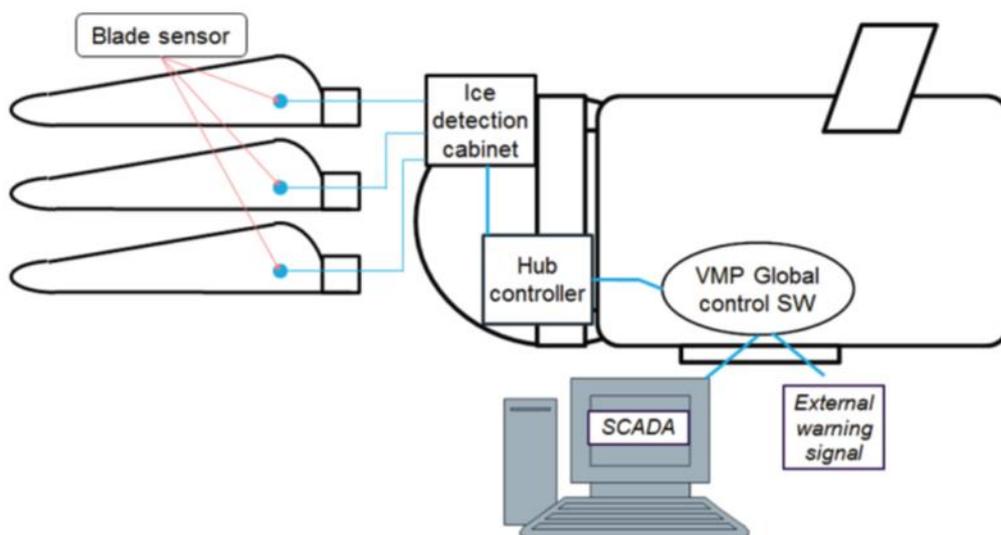


Abb. 1 Systemübersicht

Das VID-System besteht aus zwei Beschleunigungsmessern in jedem Rotorblatt, die mit einem in der Nabe angeordneten Schaltschrank (Schaltschrank der Eiserkennung) verbunden sind, der seinerseits mit der Nabensteuerung der Windenergieanlage verbunden ist.

Der Rotorblattsensor misst die Schwingungsfrequenzen des Rotorblatts, diese werden vom System überwacht. Eisansatz verändert die Grundfrequenzen.

Das System liefert Daten zum Eisansatz und unterbricht den Anlagenbetrieb (Stromerzeugung), sobald bestimmte Bedingungen erfüllt sind. In erster Linie muss der in [5] festgelegte Schwellenwert für den Eisansatz überschritten sein und die Temperatur weniger als 5 °C betragen.

Eisabwurf findet statt, wenn durch die Fliehkraft Eis von den Rotorblättern geschleudert wird, Eissturz hingegen, wenn die WEA stillsteht. Als Drehung gilt > 2 U/min.

Die Daten des Schaltschranks des Eiserkennungssystems werden an die WEA-Steuerung übertragen.

Das Vestas Eiserkennungssystem (VID) leitet nach erfolgreicher Inbetriebnahme automatisch eine Kalibrierung ein, um das Vestas Eiserkennungssystem an die spezifische Windenergieanlage anzupassen. Die Kalibrierung läuft normalerweise zwei Tage lang im Hintergrund, bis sie vollständig durchgeführt wurde. Nach diesem Zeitraum ist das Vestas Eiserkennungssystem vollständig einsatzbereit. Die normale Kalibrierung kann nur bei einer Umgebungstemperatur von über +5 °C durchgeführt werden. Falls eine Kalibrierung erforderlich ist, die Temperaturen jedoch unter 5 °C liegen, muss gemeinsam mit dem Lieferanten des Vestas Eiserkennungssystems eine manuelle Kalibrierung durchgeführt werden.

3 Mechanische Konstruktion

3.1 Rotorblätter

Die Versionen der Standardrotorblätter für die VID sind V105/112/V117/ V126/V136 /V150 und V150/V162/V172.

3.2 NABE

Der Schaltschrank der Eiserkennung ist innerhalb der NABE angeordnet und mit dem Steuerschrank der NABENSTEUERUNG sowie mit den Sensoren in den Rotorblättern verbunden.

4 Elektrisches System

Das VID-System ist optional und basiert auf der standardmäßigen Elektrik der Windenergieanlage.

4.1 Stromversorgung

Das VID-System wird mit 24 V DC aus dem Steuerschrank der NABENSTEUERUNG versorgt. Siehe auch Abbildung 1.

4.2 Elektrische Daten des VID-Systems

Elektrische Daten des VID-Systems	
Versorgungsspannung	24 VDC
Nenn-Energieverbrauch des VID-Systems	<21 W

Tabelle 1: Elektrische Daten des VID-Systems

4.3 Unterbrechung der Stromversorgung

Die Stromversorgung kann durch Abziehen des Steckers in der Nabensteuerung unterbrochen werden.

5 WEA-Schutzsysteme

5.1 Blitzschutz von Rotorblättern, Maschinenhaus, Rotorblattnabe und Turm

Die VID-Sensoren sind nahe der Blattwurzel angebracht, um die Wahrscheinlichkeit eines Blitzeinschlags in das Rotorblatt zu minimieren.

5.2 EMV-System

Das VID-System erfüllt die Anforderungen an die elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) genau wie die Windenergieanlage.

Die Integration des VID-Systems in die folgenden Windenergieanlagen entspricht den Anforderungen der DNV-GL-Richtlinie [3] und des Merkblatts [4].

6 Betriebsstrategie, Betriebsbereich und Leistungsmerkmale

6.1 Aktivierung des VID-Systems

Während der Installation des Vestas Eiserkennungssystems verbindet der Monteur seinen PC mit dem Schaltschrank der Eiserkennung und konfiguriert das System. Bis zum Abschluss der Inbetriebnahme ist eine Kalibrierung des VID-Systems pro Windenergieanlage erforderlich, da das Rotorschwingungsmuster einzigartig ist. Die Kalibrierung läuft normalerweise einige Tage lang im Hintergrund, bis sie vollständig abgeschlossen ist. Nach Ablauf des Kalibrierungszeitraums kann die endgültige Inbetriebnahme des VID-Systems erfolgen.

Die automatische Kalibrierung kann nur bei einer Umgebungstemperatur von über +5 °C durchgeführt werden. Bei einer Umgebungstemperatur unter +5 °C muss eine manuelle Kalibrierung mit Unterstützung von Weidmüller durchgeführt werden, was zusätzliche Kosten verursacht. In diesem Fall muss der Rotor manuell auf Eisbildung überprüft werden. Nach Erfassung eines ausreichenden Datenbestands und der manuellen Prüfung ist der Kalibrierungszeitraum abgeschlossen und die endgültige Inbetriebnahme des Vestas Eiserkennungssystems kann erfolgen. Dabei wird die automatische Erkennung aktiviert.

6.2 Betriebsstrategie

Die Betriebsstrategie des VID-Systems beruht im Wesentlichen auf der kontinuierlichen Messung von Eis. Eisansatz an den Rotorblättern (jenseits des Schwellenwerts) und bestimmte weitere Parameter einschließlich Temperaturen unter 5 °C lösen eine Abschaltung der Windenergieanlage (Stromerzeugung) aus. Das Eiserkennungssystem setzt die Messungen an den Rotorblättern fort. Sobald kein Eis mehr erkannt wird (Unterschreitung des Schwellenwerts), nimmt die Windenergieanlage den Betrieb wieder auf. Der Schwellenwert ist einstellbar, alle Änderungen werden entsprechend protokolliert.

Es stehen zwei Konfigurationsvarianten für die Eiserkennung zur Verfügung:

1. Variante Eis-Alarm/Eis-Sicherheitsstopp

Wenn das VID-System Eis erkennt oder nicht in der Lage ist, den Eisansatz zu messen (etwa aufgrund eines Systemausfalls), wird die Windenergieanlage abgeschaltet, sobald die Temperatur unter 5 °C sinkt.

Diese Konfiguration bietet drei Modi, die definieren, wie die Windenergieanlage nach einem Alarm neu gestartet wird, d. h. *automatisch, manuell aus der Ferne* oder *manuell vor Ort*.

2. Variante Eis-Warnung.

Wenn das VID-System Eis erkennt oder nicht in der Lage ist, den Eisansatz zu messen (etwa aufgrund eines Systemausfalls), sendet es eine Warnmeldung.

Diese Variante ist nicht in der Lage, die WEA abzuschalten.

Eine optionale E/A-Lösung für den Benutzer ist verfügbar, um ein 24-VDC-Signal in der Turmsteuerung bereitzustellen. Das 24-VDC-Signal wird auf niedrig gesetzt, wenn das VID Eis auf den Rotorblättern feststellt. Das E/A-Signal kann verwendet werden, um eine externe Auslösevorrichtung (Warnton, Licht usw.) anzuschließen, wenn das VID Eis auf den Rotorblättern feststellt. Die Benutzer-EO-Lösung für den Turmschaltschrank ist als Option für 4-MW-Windenergieanlagen erhältlich und in verschiedenen Versionen der EnVentus-Turmsteuerung erhältlich.

6.3 Über VestasOnline® SCADA verfügbare Daten

Die folgenden Daten sind über SCADA verfügbar:

- Ausfallzeit infolge von Eisansatz [hh:mm:ss]
- Produktionsausfall infolge von Eisansatz [kWh]
- Daten zum Eisansatz

7 Allgemeine Einschränkungen, Hinweise und Haftungsausschlüsse

- © 2015 Vestas Wind Systems A/S. Dieses Dokument wurde von Vestas Wind Systems A/S und/oder einer der Tochtergesellschaften des Unternehmens (Vestas) erstellt und enthält urheberrechtlich geschütztes Material, Marken und andere geschützte Informationen. Alle Rechte vorbehalten. Das Dokument darf ohne vorherige schriftliche Erlaubnis durch Vestas Wind Systems A/S weder als Ganzes noch in Teilen reproduziert oder in irgendeiner Weise oder Form – sei es grafisch, elektronisch oder mechanisch, einschließlich Fotokopien, Bandaufzeichnungen oder mittels Datenspeicherungs- und Datenzugriffssystemen – vervielfältigt werden. Die Nutzung dieses Dokuments über den ausdrücklich von Vestas Wind Systems A/S gestatteten Umfang hinaus ist untersagt. Marken-, Urheberrechts- oder sonstige Vermerke im Dokument dürfen nicht geändert oder entfernt werden.
- Die allgemeinen Spezifikationen, die in diesem Dokument beschrieben werden, gelten für die aktuelle Version des VID-Systems. Neuere Versionen des VID-Systems, die ggf. zukünftig hergestellt werden, haben unter Umständen hiervon abweichende allgemeine Spezifikationen. Falls Vestas dem Empfänger eine neuere Version des VID-Systems liefern sollte, wird das Unternehmen dem Empfänger hierzu eine aktualisierte allgemeine Spezifikation für das VID-System bereitstellen.
- Dieses Dokument, die allgemeine Spezifikation, stellt kein Verkaufsangebot dar und enthält keinerlei ausdrückliche oder stillschweigende Gewährleistungen, Garantien, Versprechen, Verpflichtungen und/oder Zusicherungen von Vestas. Diese werden hiermit ausdrücklich von Vestas ausgeschlossen, es sei denn, es liegt eine ausdrückliche schriftliche Zusicherung von Vestas gegenüber dem Empfänger vor.
- Bilder und Illustrationen im vorliegenden Dokument können von der tatsächlichen Ausführung/Bauweise abweichen.
- Die Windenergieanlage muss an das Stromnetz angeschlossen und eingeschaltet sein, damit das VID-System betrieben werden kann.
- Das VID-System trägt zur Minderung der Gefahr von Eiswurf bei, ist jedoch nicht für die Minderung der Gefahr von Eissturz oder Eisabfall und/oder Eissturz vorgesehen. Sollte der Empfänger das System für solche Zwecke benutzen oder sich diesbezüglich darauf verlassen, tut er dies auf eigene Gefahr. Die Gefahr von Eiswurf oder Eisabfall infolge des Betriebs der Windenergieanlage und des VID-Systems liegt in der alleinigen Verantwortung des Kunden. Die tatsächlichen Standortbedingungen weisen viele Variablen auf, entsprechend kann die Vereisung in unterschiedlichen Formen auftreten (z. B. Eisstürme oder Vereisung durch Reifansatz). Diese Unterschiede können sich je nach eingestelltem Schwellenwert auf die Leistung des VID-Systems auswirken.
- Angaben zur Verfügbarkeit sind der Betriebs- und Wartungsvereinbarung zu entnehmen.

Blitzschutz und elektromagnetische Verträglichkeit

Dokumentennr.: 0077-8468 v05

Klassifizierung: EINGESCHRÄNKTE WEITERGABE

Typ: T09

Datum: 30.11.2022

Windenergieanlagentyp
EnVentus

Inhaltsverzeichnis

- 1 Abkürzungen und Fachbegriffe 2**
- 2 Einführung..... 2**
- 3 Blitzschutz..... 2**
 - 3.1 Schutzklasse..... 3
 - 3.2 Definition von Blitzschlagpunkten..... 3
 - 3.3 Überblick über das Blitzschutzsystem 5
 - 3.3.1 Blitzschlagpunkte 5
 - 3.4 Rotorblattschutz 6
 - 3.5 Schutz des CoolerTop® 7
 - 3.6 Hauptlagerschutz 8
 - 3.7 Ableitung vom Maschinenhaus zum Turm 9
 - 3.8 Turmkonstruktion 10
 - 3.9 Das Ableitungssystem vom Turmfuß zum Erdungssystem..... 10
 - 3.10 Schutz der Elektrik und der Steuerungssysteme 10
 - 3.11 Erdungssysteme 11
 - 3.11.1 Onshore-Windenergieanlage 11
 - 3.11.2 Offshore-Windenergieanlage 13
 - 3.12 Verifizierung..... 15
- 4 EMV..... 16**
 - 4.1 Rechtsvorschriften 16
 - 4.1.1 Grundlegende EMV-Anforderungen..... 17
 - 4.2 Konformität der Windenergieanlagen..... 18
 - 4.3 Anerkannte Regeln der Technik..... 18
 - 4.4 Komponentenübergreifende Konformität..... 18

1 Abkürzungen und Fachbegriffe

Tabelle 1-1: Abkürzungen

Abkürzung	Erklärung
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
IEC	International Electrotechnical Commission
LCTU	Lightning Current Transfer Units (Blitzstromableiter)

Tabelle 1-2: Begriffserklärung

Laufzeit	Erklärung
Mittelwert	Der arithmetische Durchschnitt einer Reihe von Werten oder Mengen, der durch Division der Summe aller Werte durch die Anzahl der Werte errechnet wird.

2 Einführung

In diesem Dokument werden der Zweck der Bauweise des Blitzschutzsystems sowie der Schutz vor unerwünschten elektromagnetischen Umwelteinwirkungen beschrieben.

EMV und Blitze fallen in dieselbe Kategorie unerwünschter elektromagnetischer Einwirkungen. Die zur Beurteilung der Konformität herangezogenen Normen unterscheiden sich jedoch deutlich. Aus diesem Grund wurde die Themen Blitzschutz und EMV in zwei eigenständige Hauptkapitel aufgeteilt.

3 Blitzschutz

Alle Vestas-Windenergieanlagen sind mit einem Blitzschutzsystem ausgestattet, um Schäden an mechanischen Komponenten, Elektrik und Steuerungen möglichst gering zu halten.

Das Vestas-Blitzschutzsystem umfasst äußere und innere Blitzschutzsysteme.

Das äußere Schutzsystem nimmt einen direkten Blitzschlag auf und leitet den Blitzstrom in das Erdungssystem unterhalb des Turms. Beispielsweise zählen der Blitzkontakt an der Rückseite des Maschinenhauses und die Blitzrezeptoren der Blätter zu den äußeren Blitzschutzkomponenten.

Das innere Schutzsystem leitet den Blitzstrom sicher in das Erdungssystem. Außerdem beseitigt es die durch Blitzschlag verursachten magnetischen und elektrischen Induktionsfelder. Beispiele für innere Blitzschutzkomponenten sind EMV/Blitzschutzabdeckungen, abgeschirmte Kabel und Überspannungsschutzgeräte.

Potenzialausgleich und Überspannungsschutz sind die wichtigsten Maßnahmen, um den Schutz der Elektronik in der Windenergieanlage sicherzustellen.

Blitzeinschläge gelten als höhere Gewalt. Das bedeutet, dass Vestas nicht für Schäden durch Blitzeinschläge aufkommt.



3.1 Schutzklasse

Vestas-Windenergieanlagen werden weltweit in Küstenbereichen und Berggegenden installiert, in denen die Blitzhäufigkeit groß ist. Um lokale Gefährdungsbeurteilungen zu vermeiden und die unterschiedlichen Blitzschutzanforderungen verschiedener Standorte besser verwalten zu können, hat Vestas ein Standard-Blitzschutzsystem entwickelt, das der höchsten in der Norm IEC 61400-24 Ed. 2 angegebenen Schutzklasse entspricht, wie in [Tabelle Numerische Werte des Blitzstroms, Seite 5](#) angegeben.

Die Schutzklasse 1 entspricht der Norm IEC 61400-24 Ed. 2, d. h. Vestas-Windenergieanlagen sind für Blitzschläge mit hoher Energie ausgelegt.

Tabelle 3-1: Numerische Werte des Blitzstroms

Blitzparameter			Schutzklasse 1
Scheitelwert des Blitzstroms	I_{max}	[kA]	200
Gesamtladung	Q_{total}	[C]	300
Spezifische Energie	W/R	[kJ/ Ω]	10.000
Durchschnittliche Steilheit	$di/dt_{30/90\%}$	[kA/ μ s]	200

3.2 Definition von Blitzschlagpunkten

Mit dem „Rollkugelverfahren“ werden gemäß IEC 61400-24 Ed. 2 Blitzschlagpunkte definiert. Studien haben gezeigt, dass die Blattspitzen und die Wetterstation (und, sofern vorhanden, die Gefahrenfeuer) am hinteren Ende des Maschinenhauses die Bereiche mit der höchsten Blitzschlaggefahr darstellen.

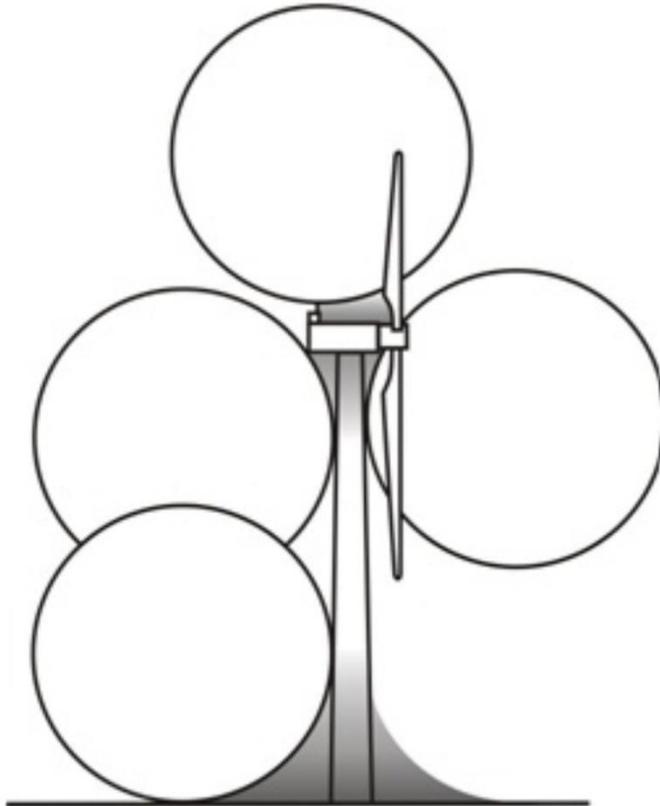


Abbildung 3-1: Das Blitzkugelverfahren

3.3 Überblick über das Blitzschutzsystem

Die Windenergieanlage ist darauf ausgelegt, direkte Blitzeinschläge auszuhalten.

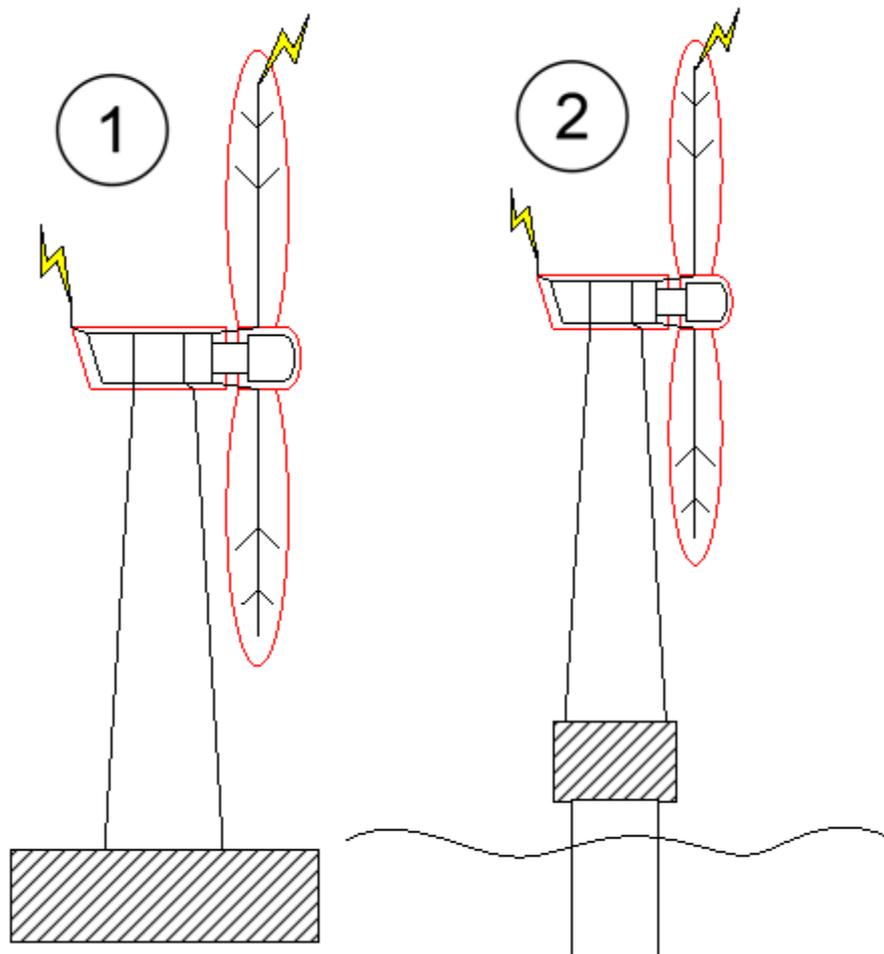


Abbildung 3-2: Blitzschlagpunkte und Blitzableitungssystem

- 1 Onshore-Windenergieanlage
- 2 Offshore-Windenergieanlage

3.3.1 Blitzschlagpunkte

Bereiche auf der Windenergieanlage, in denen mit Blitzeinschlägen zu rechnen ist.

Maschinenhaus

Die Konstruktionsteile des Maschinenhauses sind so ausgelegt, dass sie Blitzströme sicher zum Turm ableiten. Die Komponenten im Maschinenhaus sind so ausgelegt, dass sie hohen magnetischen und elektrischen Feldern bei Blitzeinschlägen standhalten.



Turm

Der Turm bildet den primären Weg für die Ableitung des Blitzstroms nach unten in das Erdungssystem.

Rotorblätter

Die Rotorblätter sind die empfindlichsten Komponenten, die Blitzschlägen ausgesetzt sind. Die Rotorblätter sind standardmäßig so ausgelegt, dass sie diesen extremen Blitzschlagbedingungen standhalten.

Blitzstromableiter (LCTU)

Das Blitzstromableiter (LCTU)-System schützt Blattlager, Hauptlager und Azimutlager vor hohen Blitzspannungen. Aufgabe des Blitzstromableitersystems ist es, die Blitzspannung sicher von den Blättern zum Maschinenhaus, vom Maschinenhaus zum Turm und dann in das Erdungssystem zu leiten.

Erdungssystem

Aufgabe des Erdungssystems ist die sichere Entladung des Blitzstroms in den umgebenden Boden.

Blitzableitungssystem

Der schwarze Teil der Windenergieanlage ist das Blitzableitungssystem. Die Rotorblätter der Windenergieanlage werden häufig von Blitzen getroffen. Wenn ein Blitz in ein Rotorblatt einschlägt, wird der Strom über den Blatableiter und über die Blitzstromableiter der Rotorblätter/des Maschinenhauses zu den Strukturteilen des Maschinenhauses geleitet. Von dort aus wird die elektrische Energie des Blitzes weiter zum Blitzstromableiter des Maschinenhauses/Turms geführt, wobei eine Ableitung am Turm herab erfolgt. Abschließend wird der Blitzstrom über das Erdungssystem entladen.

3.4 Rotorblattschutz

Blatt EnVentus V150/V162

Das Blitzschutzsystem des Blatts besteht aus vier Hauptelementen: Spitzenschutz-Rezeptoren, Oberflächenschutz, Ableitungssystem und Blitzableiterband.

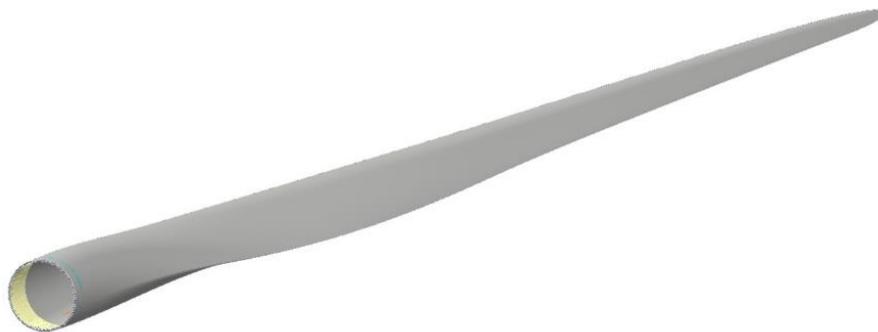


Abbildung 3-3: Blatt mit Blattband

Die Spitzenschutz-Rezeptoren verfügen über eine massive Metallspitze und mehrere Blitzrezeptoren. Die massive Metallspitze und die Blitzrezeptoren ziehen Blitze an, sodass die Glasfaserschalen oder der Hauptteil des Rotorblatts seltener von Blitzen getroffen werden. Die massive Metallspitze und die Rezeptoren sind mit einem isolierten Mittelspannungskabel verbunden.

Ein Teil der druck- und saugseitigen Schalen zwischen Blitzrezeptorengruppe und Blattwurzel ist mit einer Streckmetallfolie bedeckt. Ebenso wie die massive Metallspitze und die Blitzrezeptorengruppe bietet die Streckmetallfolie einen bevorzugten Blitzschlagpunkt und schützt so den unbedeckten Teil des Blatts vor direkten Blitzschlägen. Die Streckmetallfolie ist mit der Blitzrezeptorengruppe und dem Ableitungssystem verbunden.

Das Ableitungssystem enthält ein isoliertes Mittelspannungskabel, das durch den Hinterkanten-Hohlraum des Blatts verläuft. Das Mittelspannungskabel wird gemäß IEC 61400-24 Ed. 2 ausgewählt.

Das Ableitungssystem endet am Rotorblattband an der Blattwurzel. Das Blattband dient als Schnittstelle zum Blitzstromableiter. Weitere Informationen zum LTCU sind in Abschnitt [3.6 Hauptlagerschutz, Seite 8](#), enthalten.

Blatt EnVentus V172

Das Blatt der EnVentus V172 ist mit einem Kohlefaser-Pultrusion-Blitzschutzsystem (PLPS) ausgestattet. Das PLPS erfüllt die neue Version der Norm IEC 61400-24:2019, gemäß der alle Hauptkomponenten Labortests unterzogen wurden, in denen die Auswirkungen und das Verhalten des Systems bei einem Blitzschlag simuliert wurden.

Das Blitzableitersystem ist so ausgelegt, dass es den Wartungsbedarf senkt, da die Blitzrezeptoren und Ableiter die einzigen Blitzableiterteile sind, die gewartet werden müssen.

Neben dem Spitzenrezeptorpaar befinden sich zusätzlich vier Rezeptorpaare entlang des Blattes, drei Paare in der Spitze und zwei in der Wurzel. Der Potenzialausgleich erfolgt auf Grundlage der Simulationsergebnisse an den Rezeptorenpositionen zwischen den Schalen und dem Ableitungssystem.

Das PLPS besteht aus fünf Blitzableiterpaaren, die in den Blitzableiter und die Blattspitze sowohl an der Luv- als auch an der Lee-Fläche integriert sind.

Blitzrezeptoren fangen Blitzeinschläge ab, leiten den Blitz durch den integrierten Blitzableiter und von dort zur Blattwurzel in den Nabenanschluss.

3.5 Schutz des CoolerTop®

Die Geräte auf dem Kühlsystem werden durch Blitzableiterstangen und Rezeptorringe geschützt. Alle Metallteile sind über einen Potenzialausgleich mit der internen Stahlkonstruktion des Maschinenhauses verbunden.

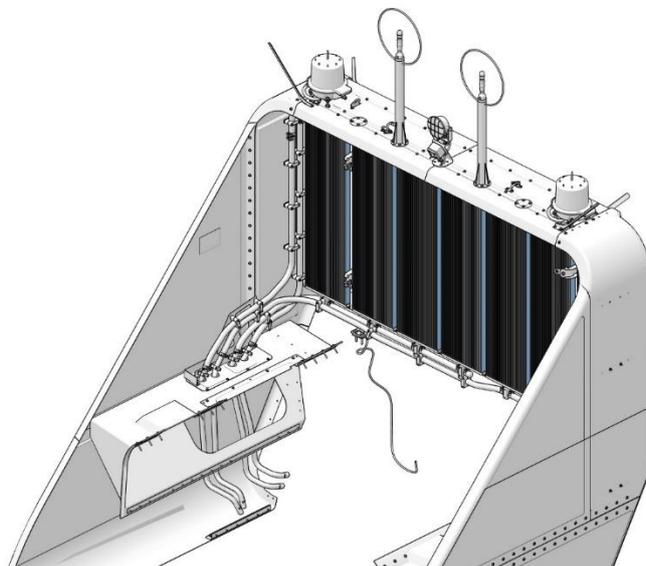


Abbildung 3-4: Darstellung von Ultraschall-Anemometer und Gefahrenfeuer am CoolerTop® an der Rückseite des Maschinenhausdaches

3.6 Hauptlagerschutz

Um den Blitzstrom von den einzelnen Rotorblättern zur Maschinenhausstruktur zu leiten, ohne dass dabei Strom durch die Rotorblattnabe und die Hauptlager fließt, ist ein drehbarer Blitzstromableiter zwischen den Rotorblättern und dem Maschinenhaus vorgesehen.

Die Ableitungssysteme der einzelnen Rotorblätter werden vom Nabengehäuse getrennt gehalten und sind über den Blitzstromableiter mit der Maschinenhausstruktur verbunden.

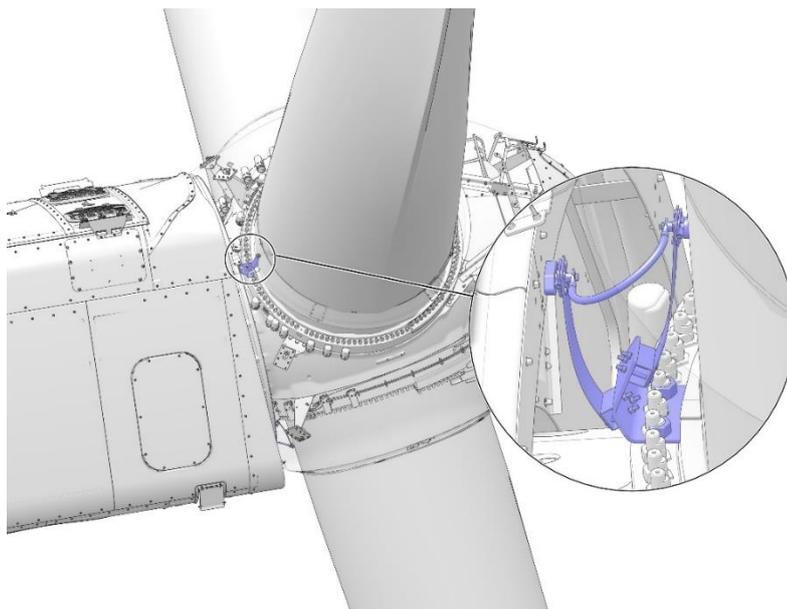


Abbildung 3-5: Darstellung eines Blitzstromableiters zwischen den Rotorblättern und der Maschinenhauskonstruktion

3.7 Ableitung vom Maschinenhaus zum Turm

Es gibt strukturelle Verbindungen vom Maschinenhaus zum oberen Azimutflansch. Um eine Stromführung durch die Azimutgetriebe und -lager zu vermeiden, sind Blitzstromübertragungskontakte aus Messing im Azimutlager installiert.

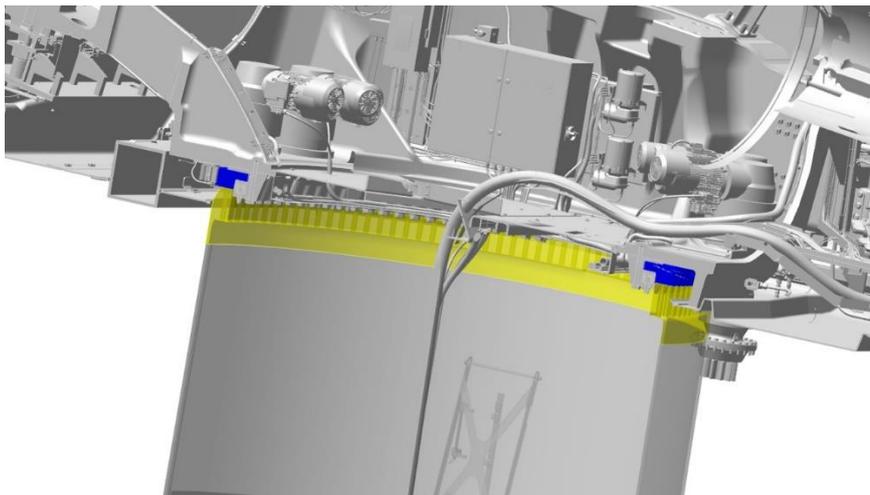
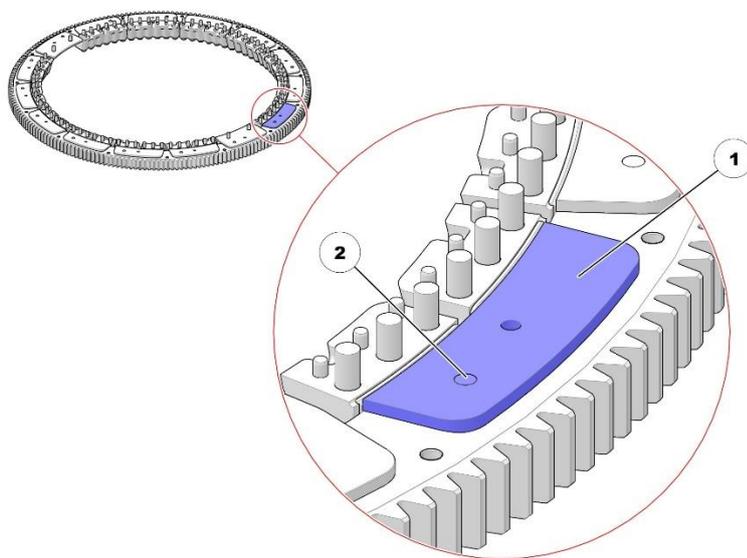


Abbildung 3-6: Darstellung des Azimutlagerschutzes



1 Gleitplatte

2 Bronzelemente

Abbildung 3-7: Darstellung eines Bronzelements in einer Nylon-Gleitplatte, welches das Maschinenhaus elektrisch mit dem Turm verbindet

3.8 Turmkonstruktion

Es gibt zwei Arten von Türmen:

- Stahlrohrturm
- Hybridturm (Oberteil aus Stahl und Betonsockel)

Der Turm fungiert als Ableitungssystem mit sehr großem Querschnitt, wodurch der Spannungsabfall im Turm gering ist.

3.9 Das Ableitungssystem vom Turmfuß zum Erdungssystem

Im Turmsockel sind alle Erdungskabel und Erdungsverbindungen mit der Haupterdungsschiene verbunden.

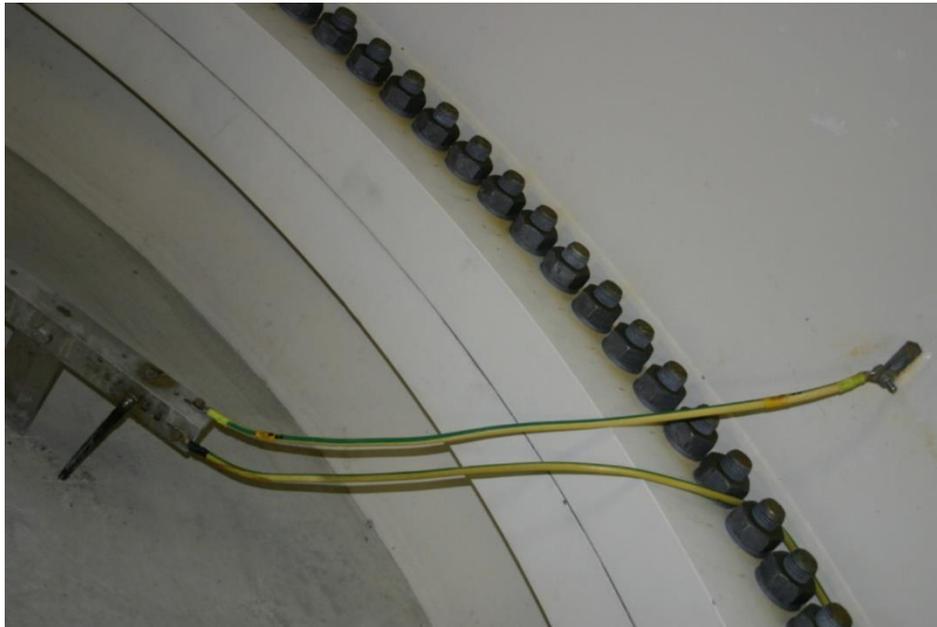


Abbildung 3-8: Verbindung zwischen Turm und Haupterdungsschiene

3.10 Schutz der Elektrik und der Steuerungssysteme

Der Mittelspannungstransformator muss unbedingt gegen Blitzschlag geschützt werden. Vestas gewährleistet dies durch den Einbau von Mittelspannungsableitern an den Mittelspannungsanschlüssen und am Überspannungsschutz auf der Niederspannungsseite.

3.11 Erdungssysteme

3.11.1 Onshore-Windenergieanlage

Es gibt 2 Arten von Erdungssystemen: Erstens das Erdungssystem von Vestas und zweitens das bei der Hybridturmlösung eingesetzte extern bereitgestellte Erdungssystem.

Das Hybridturm-Erdungssystem ist eine Kombination aus dem Erdungssystem von Vestas und dem Erdungssystem des Lieferanten. Ein Hybridturm besteht aus einem Oberteil aus Stahl und einem Betonsockel. Für die Erdungssysteme von Hybridtürmen ist der Lieferant zuständig (nicht Vestas). Die erforderlichen Zertifikate für den Hybridturm und die zugehörigen Erdungssysteme werden vom Lieferanten erworben.

Die nachfolgende Beschreibung gilt sowohl für das Erdungssystem von Vestas als auch für das Hybridturm-Erdungssystem:

Das Erdungssystem ist als Sicherheitserdung und Funktionserdung in einer „Typ-B-Anordnung“ konzipiert.

Aus Sicht einer einzelnen Windenergieanlage besteht das Erdungssystem prinzipiell aus drei einzelnen Erdungssystemen. Die erste Einheit ist die Fundamenterdung. Die zweite und die dritte Einheit sind die Erdverbindungskabel zwischen den einzelnen Windenergieanlagen und der horizontalen Erdungselektrode.

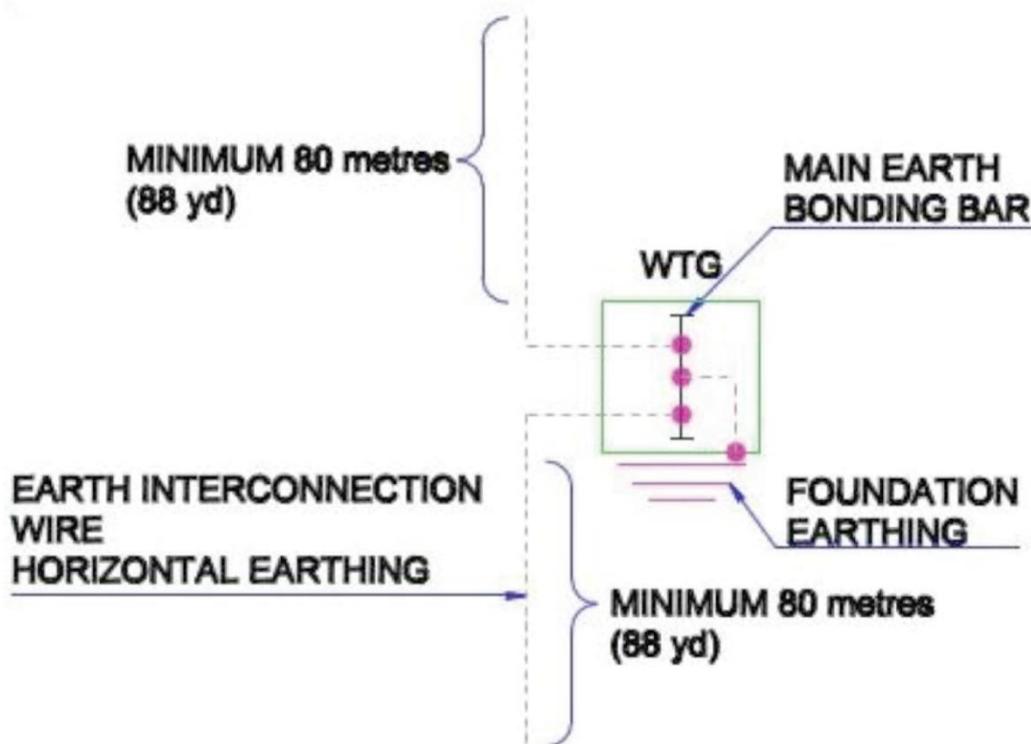


Abbildung 3-9: Prinzipdarstellung des Vestas-Erdungssystems

Im Erdungssystem sind die Windenergieanlagen in einem Windpark oder einem Netz von Windenergieanlagen zusätzlich mit einem Erdverbindungskabel zu einem gemeinsamen Erdungssystem verbunden.

Das Erdungssystem ist das Erdungssystem für das Mittelspannungssystem, das Niederspannungssystem und das Blitzschutzsystem für jede Windenergieanlage. Es ist darüber hinaus das Erdungssystem für die Mittelspannungsverteilung innerhalb des Windparks.

Bezüglich des Blitzschutzes der Windenergieanlage fordert Vestas für dieses System keinen bestimmten, in Ohm gemessenen Widerstand zur Bezugserde. Die Erdung der Blitzschutzsysteme basiert auf dem Aufbau und der Konstruktion des Vestas-Erdungssystems und entspricht den IEC-Normen.

Ein Teil des Erdungssystems ist die Hauptpotenzialausgleichsschiene, die am Kabeleintritt aller Zuleitungen zur Windenergieanlage montiert ist. Alle Erdungselektroden sind mit dieser Hauptpotenzialausgleichsschiene verbunden. Zusätzlich sind Potenzialausgleichsverbindungen an allen Zu- oder Ableitungen der Windenergieanlage installiert.

Die Anforderungen der Spezifikation und der Arbeitsanweisung für das Vestas-Erdungssystem entsprechen den Mindestanforderungen von Vestas und der IEC. Lokale und nationale sowie projektspezifische Anforderungen können gegebenenfalls zusätzliche Maßnahmen erforderlich machen.

3.11.2 Offshore-Windenergieanlage

Das Vestas-Erdungssystem ist als „Typ-B-Anordnung“ basierend auf Fundamenterdung (Monopile) konzipiert. Der Monopile fungiert als zusätzliche vertikale Erdungselektrode, damit das Erdungssystem die im Vergleich zum Blitzschutzsystem erforderliche Größe und Länge aufweist. Im Vestas-Erdungssystem sind die Windenergieanlagen in einem Windpark oder einem Netz von Windenergieanlagen zusätzlich mit einem Verbindungskabel zu einem gemeinsamen Erdungssystem verbunden.

Ein Teil des Vestas-Erdungssystems ist die Hauptpotenzialausgleichsschiene, die am Kabeleintritt aller Seekabel zum Turm der Windenergieanlage montiert ist. Die Erdungselektrode selbst ist mit der Hauptpotenzialausgleichsschiene verbunden. Potenzialausgleichsverbindungen an allen Zu- oder Ableitungen der Windenergieanlage am Kabeleintritt sind mit der Hauptpotenzialausgleichsschiene verbunden. Die Hauptpotenzialausgleichsschiene wird direkt an die Fundamentsektion des Turms geschweißt/geschraubt. Sie ist somit direkt mit dem Turm und allen anderen metallischen Teilen der Windenergieanlage verbunden.

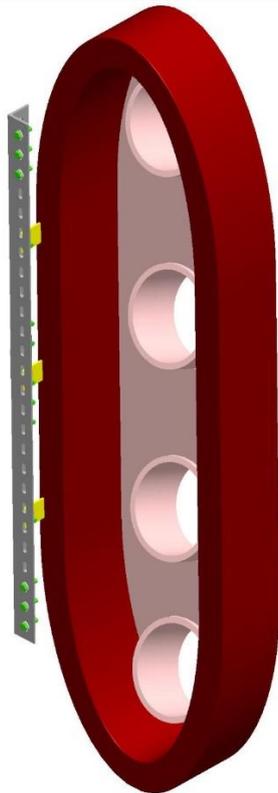


Abbildung 3-10: Mögliche Einbaulage der Hauptpotenzialausgleichsschiene

Lichtwellenleiter mit Metallkabelschirmen oder anderen metallischen Komponenten müssen ebenfalls direkt mit der Hauptpotenzialausgleichsschiene am Eintrittspunkt verbunden werden.

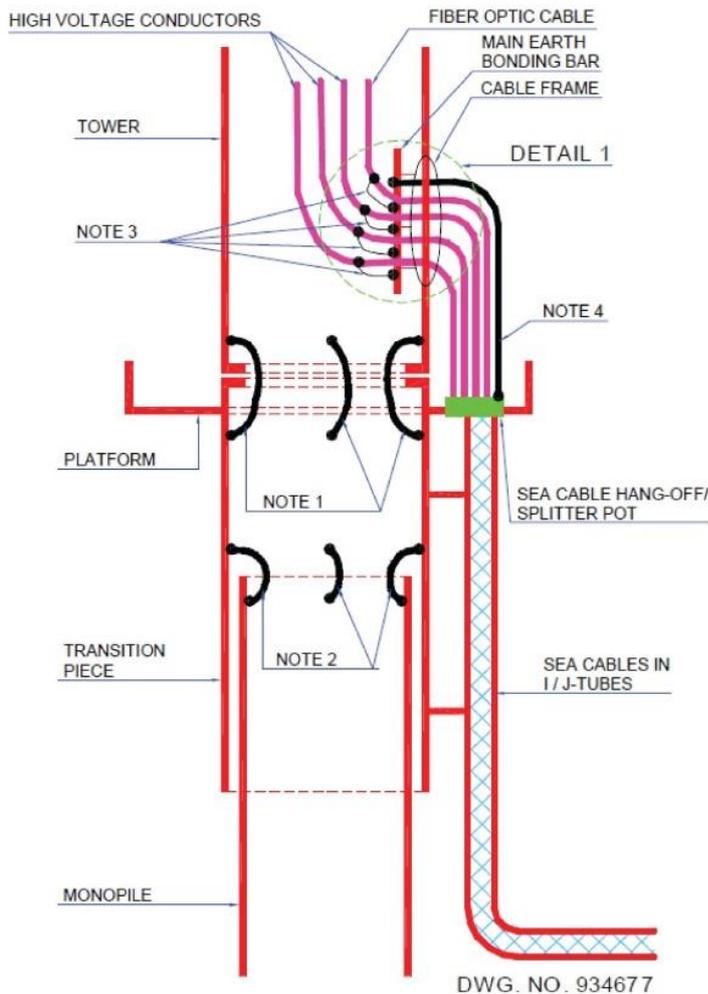


Abbildung 3-11: Prinzipdarstellung des Vestas-Erdungssystems bei J-Rohr-Aufstellung

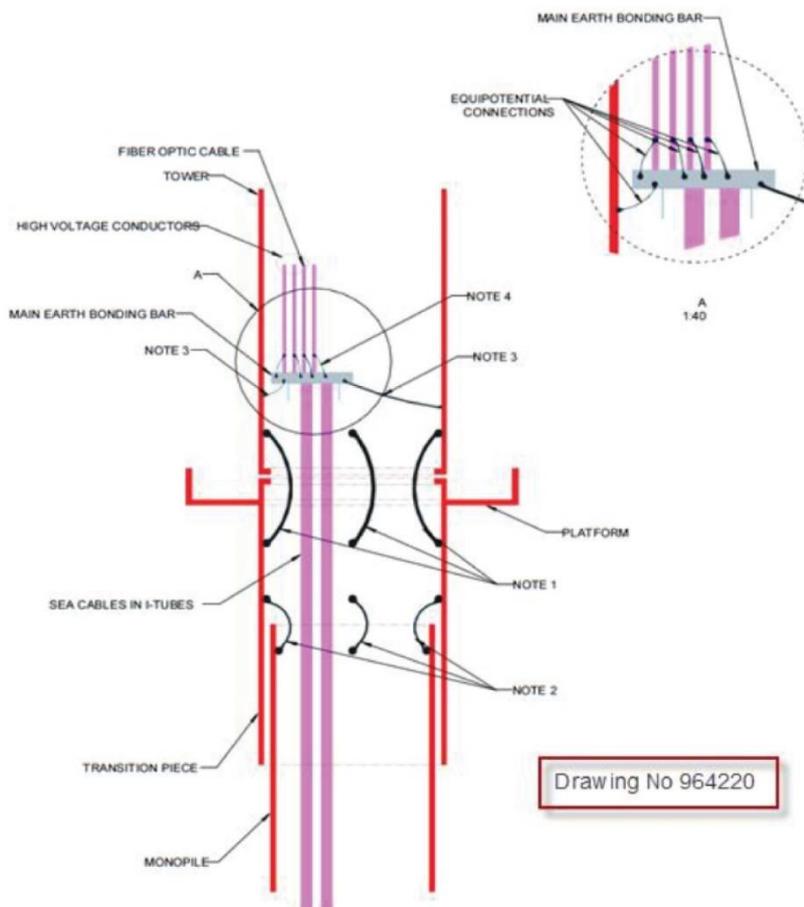


Abbildung 3-12: Prinzipdarstellung des Vestas-Erdungssystems bei I-Rohr-Aufstellung

Generell sind alle metallischen Teile in und in unmittelbarer Reichweite der Windenergieanlage miteinander und mit dem Erdungssystem verbunden. All dies hat zur Folge, dass alle Teile sowie das umgebende Erdreich und Wasser beim Auftreten von Strömen im Erdungssystem auf dasselbe Potenzial gehoben werden. Wenn alle metallischen Teile sowie das umgebende Erdreich und Wasser auf das gleiche Potenzial gehoben werden, kann keine Berührungsspannung oder Schrittspannung entstehen.

3.12 Verifizierung

Die Überprüfung des Blitzschutzsystems erfolgt gemäß IEC 61400-24 Ed. 2.

4 EMV

Vestas-Windenergieanlagen müssen die EMV-Richtlinie 2014/30/EU sowie alle EMV-bezogenen Aspekte der Maschinenrichtlinie 2006/42/EG zur funktionalen Sicherheit erfüllen.

Motivation für die EMV-Richtlinie ist die Gewährleistung der elektromagnetischen Verträglichkeit zwischen elektrischen Geräten. Eine detaillierte Beschreibung ist im Abschnitt „Grundlegende EMV-Anforderungen“ zu finden.

Vestas konzentriert sich auf drei Bereiche, um die Anforderungen der europäischen EMV-Richtlinie zu erfüllen:

- Konformität der Windenergieanlagen
- Anerkannte Regeln der Technik
- Komponentenübergreifende Konformität

4.1 Rechtsvorschriften

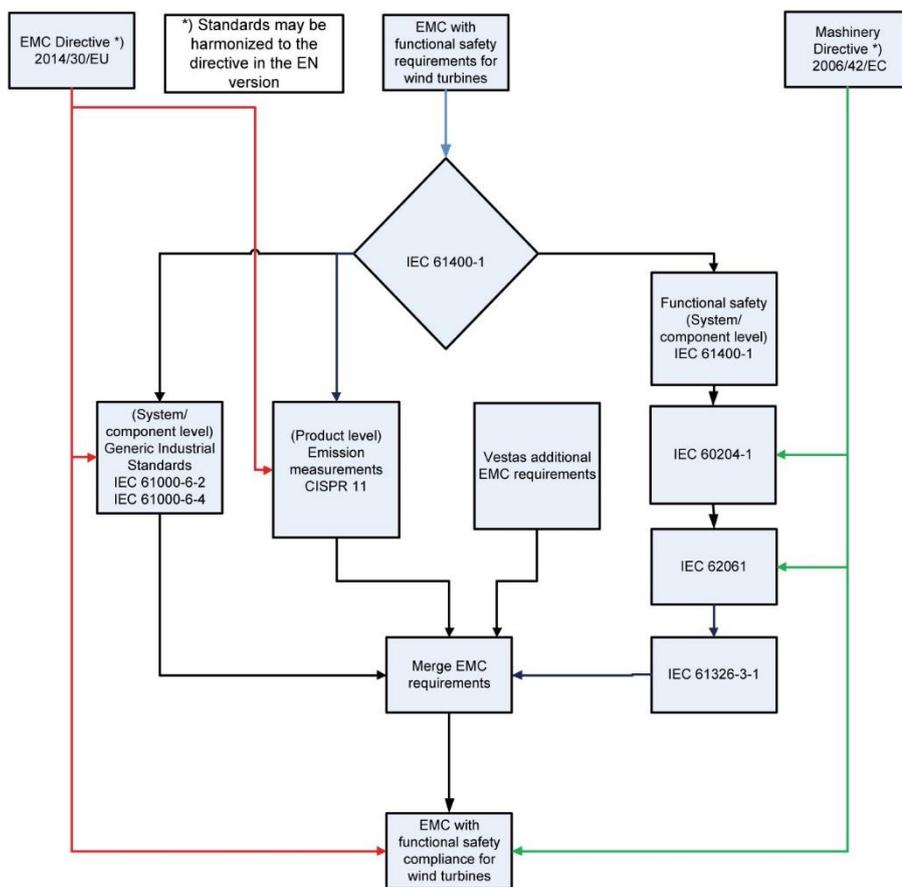


Abbildung 4-1: Rechtsvorschriften

Vestas entwickelt und produziert unter Einhaltung der EMV-Anforderungen gemäß den in der EMV-Richtlinie und in der Maschinenrichtlinie festgelegten Anforderungen des Europäischen Rates im Hinblick auf die funktionale Sicherheit.

RICHTLINIE 2014/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Februar 2014 zur Harmonisierung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über die elektromagnetische Verträglichkeit (Neufassung)

Richtlinie 2006/42/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. Mai 2006 über Maschinen und zur Änderung der Richtlinie 95/16/EG (Neufassung)

Die Einhaltung der EMV-Richtlinie und der Maschinenrichtlinie wird durch die in der Norm für die Produktebene genannten Prüfungen belegt:

IEC 61400–1 Ed. 4 Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen“ behandelt Sicherheitsaspekte, Integrität von Qualitätssicherung und Konstruktion und legt die Sicherheitsanforderungen bei Entwicklung, Aufstellung und Betrieb von Windenergieanlagen-Generatorsystemen fest.

IEC 61400–1 nennt die grundlegenden Auslegungsanforderungen zur Gewährleistung der Konstruktionsintegrität von Windenergieanlagen. Ziel ist der angemessene Schutz vor Schäden durch unterschiedlichste Gefahren während der gesamten geplanten Lebensdauer. Diese Norm gilt für alle Untersysteme von Windenergieanlagen, darunter Steuer- und Schutzmechanismen, interne elektrische Systeme, mechanische Systeme und Trägerkonstruktionen. Diese Norm gilt für Windenergieanlagen jeder Größe.

CISPR 11 Ed. 6 „Industrielle, wissenschaftliche und medizinische Geräte – Funkstörungen – Grenzwerte und Messverfahren“.

CISPR 11 definiert den Messaufbau und die Messverfahren sowie die zulässigen Grenzwerte für Funkstörungen durch Industriegeräte.

4.1.1 Grundlegende EMV-Anforderungen

Die grundlegenden EMV-Anforderungen sind in ANHANG I der EMV-Richtlinie 2014/30/EU unter „Schutzanforderungen“ und „Besondere Anforderungen an ortsfeste Anlagen“ aufgeführt.

Die Windenergieanlage muss nach dem Stand der Technik so konstruiert und gefertigt sein, dass

- die von ihr verursachten elektromagnetischen Störungen den Pegel übersteigen, bei dem ein bestimmungsgemäßer Betrieb von Funk- und Telekommunikationsgeräten oder anderen Betriebsmitteln nicht möglich ist;
- die Windenergieanlage gegen die bei bestimmungsgemäßem Betrieb zu erwartenden elektromagnetischen Störungen hinreichend unempfindlich sind, um ohne unzumutbare Beeinträchtigung bestimmungsgemäß arbeiten zu können.

4.2 Konformität der Windenergieanlagen

Der Nachweis über die Erfüllung der grundlegenden Anforderungen der EMV-Richtlinie wird durch Durchführung einer Messung der *endgültigen Emissionsmenge* erbracht.

Die Messungen der *endgültigen Emissionsmenge* sind verschiedene *in-situ*-Messungen, die an der repräsentativen Windenergieanlage der jeweiligen Mk-Version durchgeführt werden.

Die Zuverlässigkeitsanforderungen umfassen zusätzliche EMV-Testfälle, welche die in [Abschnitt 3 Blitzschutz auf Seite 4](#) beschriebenen Auswirkungen von Blitzschlägen behandeln.



In situ kommt aus dem Lateinischen und bedeutet wörtlich „vor Ort“.

4.3 Anerkannte Regeln der Technik

Zur Einhaltung der anerkannten Regeln der Technik hat Vestas einige individuelle Richtlinien entwickelt, die sich besonders mit der Aufstellung spezieller Bauteile in einer Windenergieanlage befassen.

Die Beurteilung der EMV- und Blitzschutz-Installationsmethoden erfolgt auf Systemebene.

4.4 Komponentenübergreifende Konformität

Zur Gewährleistung komponentenübergreifender Konformität müssen alle elektronischen Bauteile aufgrund der anspruchsvollen Blitzzumgebung die generischen EMV-Konformitätsanforderungen sowie die Zuverlässigkeitsanforderungen von Vestas erfüllen.

Hinsichtlich der Immunität gegenüber ausgestrahlten und leitungsgeführten Störungen erfüllen alle in der Windenergieanlage verbauten Komponenten die jeweiligen Produktnormen oder zumindest die Vorschriften von IEC 61000-6-2 Ed. 3 und IEC 61400-24 Ed. 2. Für elektronische Komponenten gilt im Hinblick auf die Beurteilung der funktionalen Sicherheit die Norm IEC 61326-3-1 Ed. 2.

Für die interne Umgebung gelten die Emissionsanforderungen aus der Norm IEC 61000-6-4 Ed. 3 oder die entsprechenden Produktnormen für Komponenten.



Gutachten zu Risiken durch Eiswurf/Eisfall und Bauteilversagen am Standort Alt Krenzlin II

Referenz-Nummer:

2023-C-051-P4-R0 - ungekürzte Fassung

Auftraggeber:

naturwind GmbH

Schelfstraße 35, 19055 Schwerin

Die Ausarbeitung des Gutachtens erfolgte durch:

Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG

Borsteler Chaussee 178, 22453 Hamburg, www.f2e.de

Verfasser:

M.Sc. Rebecca Bode, Sachverständige,

Hamburg, 28.06.2023

Gepüft:

Dr.-Ing. Thomas Hahm, Sachverständiger,

Hamburg, 28.06.2023

Für weitere Auskünfte:

Tel.: 040 53303680

Fax: 040 53303680-79

Rebecca Bode: bode@f2e.de oder Dr. Thomas Hahm: hahm@f2e.de

Urheber- und Nutzungsrecht:

Urheber des Gutachtens ist die Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG. Der Auftraggeber erwirbt ein einfaches Nutzungsrecht entsprechend dem Gesetz über Urheberrecht und verwandte Schutzrechte (UrhG). Das Nutzungsrecht kann nur mit Zustimmung des Urhebers übertragen werden. Veröffentlichung und Bereitstellung zum uneingeschränkten Download in elektronischen Medien sind verboten. Eine Einsichtnahme der gekürzten Fassung des Gutachtens gemäß UVPG §23 (2) über die zentralen Internetportale von Bund und Ländern gemäß UVPG §20 Absatz (1) wird gestattet.



Inhaltsverzeichnis

1	Aufgabenstellung.....	3
2	Grundlagen.....	4
2.1	Vereisung.....	4
2.2	Regelungen in den Normen zum Eiswurf- / Eisfallrisiko.....	5
2.3	Eintrittshäufigkeiten und potentielle Gefährdungsbereiche für Bauteilversagen.....	7
2.4	Berechnung der Flugbahnen von Eisstücken.....	9
2.5	Vereisungshäufigkeiten.....	9
2.6	Berechnung der Flugbahn von Blattbruchstücken.....	11
2.7	Berechnung der Auftreffhäufigkeit nach Turmversagen.....	13
2.8	Grenzwerte und Risikobewertung.....	13
2.8.1	Grenzwerte individuelles Risiko.....	13
2.8.2	Grenzwerte kollektives Risiko.....	15
2.8.3	Grenzwerte kollektives Risiko für Ereignisse mit einer hohen Anzahl Todesfälle.....	16
2.8.4	Risikobewertung.....	17
2.8.5	Grenzwerte für Schäden an Öl- und Gasleitungen.....	21
2.8.6	Risikomindernde Maßnahmen.....	22
2.8.7	Addition von Risiken.....	24
2.9	Gültigkeit der Ergebnisse.....	26
2.10	Systeme zur Prävention und Enteisung.....	26
2.11	Verwendete Begriffe und Symbole.....	27
3	Eingangsdaten.....	28
3.1	Windparkkonfiguration und Schutzobjekte.....	28
3.2	Winddaten am Standort.....	28
3.3	Windparkkonfiguration und Schutzobjekte.....	29
3.4	Aufenthaltshäufigkeiten.....	32
3.5	Standortspezifische Grenzwerte für das kollektive Risiko.....	33
3.6	Vereisungsrelevante WEA-Systeme.....	33
3.6.1	WEA-interne Eiserkennungssysteme.....	33
3.6.2	Optionale Eiserkennungssysteme.....	33
3.6.3	Systeme zur Prävention und Enteisung.....	34
3.6.4	Betriebsführungssystem.....	34
3.7	Risikoreduzierende Maßnahmen.....	34
4	Durchgeführte Untersuchungen.....	34
4.1	Standortbesichtigung.....	34
4.2	Vereisungsbedingungen am Standort.....	35
4.3	Ermittlung der Gefährdungsbereiche.....	35
4.4	Betrachtung der Einzelrisiken.....	37
4.4.1	Bauteilversagen.....	37
4.4.2	Eiswurf.....	37
4.4.3	Eisfall.....	37
4.5	Bewertung des Gesamtrisikos.....	38
5	Weitere Maßnahmen.....	39
6	Zusammenfassung.....	40
7	Formelzeichen und Abkürzungen.....	43



8 Literaturangaben.....	43
Anhang A: Detaillierte Berechnungsergebnisse Bauteilversagen.....	46
A.1 Berechnung der Auftreffhäufigkeiten von Blattbruchstücken.....	46
A.2 Schadenshäufigkeiten.....	47
Anhang B: Detaillierte Berechnungsergebnisse Eisfall.....	50
B.1 Berechnung der Auftreffhäufigkeiten.....	50
B.2 Schadenshäufigkeiten.....	51

1 Aufgabenstellung

Die Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG ist beauftragt worden, die vorliegende Windparkkonfiguration hinsichtlich einer Gefährdung durch Eiswurf/Eisfall und Bauteilversagen ausgehend von sich in Betrieb befindlichen bzw. stillstehenden (trudelnden) Windenergieanlagen (WEA) zu betrachten. Weiterhin wird eine Gefährdung durch Rotorblattbruch, Turmversagen und Verlust der Gondel bzw. des Rotors an den WEA betrachtet.

Die Bewertung erfolgt auf Basis des Gesamtrisikos durch Eiswurf/Eisfall und Bauteilversagen.



2 Grundlagen

2.1 Vereisung

Abhängig von den Vereisungsbedingungen kann es auf dem Rotorblatt einer WEA zu starken Vereisungen kommen, in deren Folge eine Gefahr durch sich lösende bis zu mehreren Kilogramm schwere Eisstücke besteht.

Während des Betriebes der WEA erfahren diese Eisstücke einen deutlichen Anfangsimpuls durch das schnell rotierende Blatt. In diesem Fall wird daher von Eiswurf gesprochen. Während des Stillstandes der WEA trudelt diese mit deutlich niedrigeren Drehzahlen. In diesem Fall wird daher von Eisfall gesprochen. In beiden Fällen (Eiswurf und Eisfall) wirken auf die abgelösten Eisstücke durch den Wind weitere Kräfte. Bei Sturm und auch entlang eines abfallenden Geländes können so nennenswerte Flugweiten erreicht werden.

Vereisung tritt ein, wenn entweder unterkühlte Wassertropfen auf das Rotorblatt aufschlagen oder die Oberflächentemperatur des Rotorblattes unterhalb des Reifpunktes liegt und Wasserdampf auf der Oberfläche in Form von Reif sublimiert.

Im Temperaturbereich von ca. 0° bis -10°C bildet sich aus den Wassertropfen beim Auftreffen auf das Rotorblatt Eis. Bis etwa -4°C kommt es dabei aufgrund der verzögerten Eisbildung zu großflächiger Klareisbildung. Bei niedrigeren Temperaturen dominiert hingegen die Raueisbildung, mit geringer Haftoberfläche und einem milchigeren und rauherem Erscheinungsbild.

Unterhalb von -10°C können sich größere Ablagerungen von Raureif an den Profilkanten bilden. Der sich bei noch kälteren Temperaturen bildende Reif bildet typischerweise keine größeren Ablagerungen und spielt hinsichtlich einer Gefährdung durch Eisfall oder Eiswurf keine Rolle.

Grundsätzlich sollten bei der Gefährdung durch Eisfall bzw. Eiswurf daher zwischen großflächigen Eisplatten, die sich über einen großen Bereich der Profiltiefe ausbilden können, und schlankeren Eisstücken, die von der Profilkante abbrechen, unterschieden werden. Hinweise zu Form und Masse von Eisstücken finden sich z.B. in / 1.1/.

Aufgrund der extrem hohen Variabilität der Vereisungstage von Jahr zu Jahr werden langjährige Messungen benötigt, die möglichst auf einen klimatologischen Zeitraum, also 30 Jahre, zu beziehen sind /2.1/. Derart langjährige Messungen oder Beobachtungen liegen in Deutschland z.B. in Bodennähe für die Klimastationen des Deutschen Wetterdienstes DWD vor. Messungen in Bodennähe unterliegen jedoch starken mikroskaligen Einflüssen, so dass sie bezüglich einer Vereisung schon wenige



hundert Meter entfernt nicht mehr aussagekräftig sein können, wenn sich dort z.B. aufgrund einer lokalen Senke kalte Luft sammelt. Diese mikroskaligen Effekte, die auf Nabenhöhe der Windenergieanlagen typischerweise keine Rolle mehr spielen, zu identifizieren und entsprechend zu korrigieren ist so gut wie nicht möglich. Hinzu kommt, dass die Daten der Klimastationen oft über mehr als 10km und auf andere Höhen über Meeressniveau übertragen werden müssen, so dass die Unsicherheiten in der Vorhersage der Vereisungstage nach dieser Methode insgesamt sehr groß sind.

Eine weitere mögliche Quelle stellen großflächige Vereisungskarten dar, wie sie z.B. in /1.1/ und /1.2/ dargestellt sind. Diese Karten liefern jedoch nur Hinweise und Tendenzen. In /1.2/ wird darauf hingewiesen, dass im Gegensatz zu den in den großflächigen Karten dargestellten Werten, die tatsächlichen Werte schon auf kurzen Distanzen stark schwanken können und die lokale Geländetopografie berücksichtigt werden sollte. Die daraus entstehenden Unterschiede in der Einschätzung der Vereisungstage können extrem groß sein, so dass diese Karten selbst zur Plausibilisierung lokaler Vereisungsdaten nur sehr bedingt geeignet sind.

Für Deutschland liegt mittlerweile eine hochaufgelöste Vereisungskarte des DWD vor, die die lokale Topografie berücksichtigt /1.8/. Sie stellt vor dem Hintergrund der dargestellten Zusammenhänge die zurzeit beste Datengrundlage zur Ermittlung der Vereisungstage für Standorte in Deutschland dar.

2.2 Regelungen in den Normen zum Eiswurf- / Eisfallrisiko

In /1.1/ findet sich für Regionen mit einer hohen Vereisungshäufigkeit die Empfehlung, einen Mindestabstand von $1,5 \cdot (\text{Nabenhöhe} + \text{Rotordurchmesser})$ zu gefährdeten Bereichen einzuhalten oder die Windenergieanlage bei Vereisungsbedingungen abzuschalten.

Der vorgeschlagene Mindestabstand von $1,5 \cdot (\text{Nabenhöhe} + \text{Rotordurchmesser})$ fand in Deutschland Eingang in die Muster-Liste der technischen Baubestimmungen bzw. die Muster-Verwaltungsvorschrift Technischen Baubestimmungen /2.2/. Dort heißt es in der Anlage zur Richtlinie für Windenergieanlagen:

„Abstände zu Verkehrswegen und Gebäuden sind unbeschadet der Anforderungen aus anderen Rechtsbereichen wegen der Gefahr des Eisabwurfs einzuhalten, soweit eine Gefährdung der öffentlichen Sicherheit nicht auszuschließen ist. Abstände größer als $1,5 \times (\text{Rotordurchmesser plus Nabenhöhe})$ gelten im Allgemeinen in nicht besonders eisgefährdeten Regionen als ausreichend. In anderen Fällen ist die Stellungnahme eines Sachverständigen erforderlich.“

Soweit dieser Mindestabstand nicht eingehalten wird bzw. der Standort der Wind-



energieanlage in einer besonders eisgefährdeten Region liegt und der Mindestabstand daher keine Anwendung finden kann, ist also das Risiko durch Eiswurf standortspezifisch zu bewerten.

Weiterhin wird in /2.2/ ausgeführt, dass die gutachterliche Stellungnahme eines Sachverständigen zur Funktionssicherheit von Einrichtungen vorzulegen ist, durch die der Betrieb der Windenergieanlage bei Eisansatz sicher ausgeschlossen werden kann oder durch die ein Eisansatz verhindert werden kann. Dies hat immer dann zu erfolgen, wenn erforderliche Abstände wegen der Gefahr des Eisabwurfes nicht eingehalten werden.

Die gutachterliche Stellungnahme zur Funktionssicherheit von Einrichtungen zur Eiserkennung ist im Gegensatz zur gutachterlichen Stellungnahme bei Unterschreitung des in der Muster-Liste genannten Mindestabstandes von $1,5 \cdot (\text{Nabenhöhe} + \text{Rotordurchmesser})$ kein standortspezifischer Nachweis, sondern ein entweder vom Hersteller des Eiserkennungssystems bzw. für die Implementierung in eine spezifische Windenergieanlage vom Hersteller der Windenergieanlage einmalig für den jeweiligen Typ in Auftrag gegebenes Gutachten. Diese Systeme schließen damit den Betrieb bei potentiell gefährlichem Eisansatz aus, können aber nicht grundsätzlich Eisansatz verhindern. Das für eine Verhinderung des Eisansatzes in /2.2/ genannte Beispiel einer Rotorblattheizung ist an dieser Stelle typischerweise nicht als Sicherheitssystem konzipiert. Der Betrieb einer Rotorblattheizung wird daher durch einzelne Hersteller für Standorte, in deren Umgebung eventuell durch Eiswurf eine erhebliche Gefährdung besteht, sogar ausgeschlossen.

Damit ergibt sich die Situation, dass auch bei einem vorhandenen System zur Eiserkennung mit Eisfall (Ablösen von Eisstücken von der stillstehenden bzw. trudelnden Windenergieanlage) zu rechnen ist und damit auch in diesen Fällen bei Unterschreitung des Mindestabstandes von $1,5 \cdot (\text{Nabenhöhe} + \text{Rotordurchmesser})$ eine standortspezifische Bewertung des Risikos erfolgen sollte.

Der in der Abbildung 2.2.1 dargestellte Entscheidungsbaum für die Bewertung des Risikos durch Eiswurf und Eisfall fasst dies noch einmal zusammen.

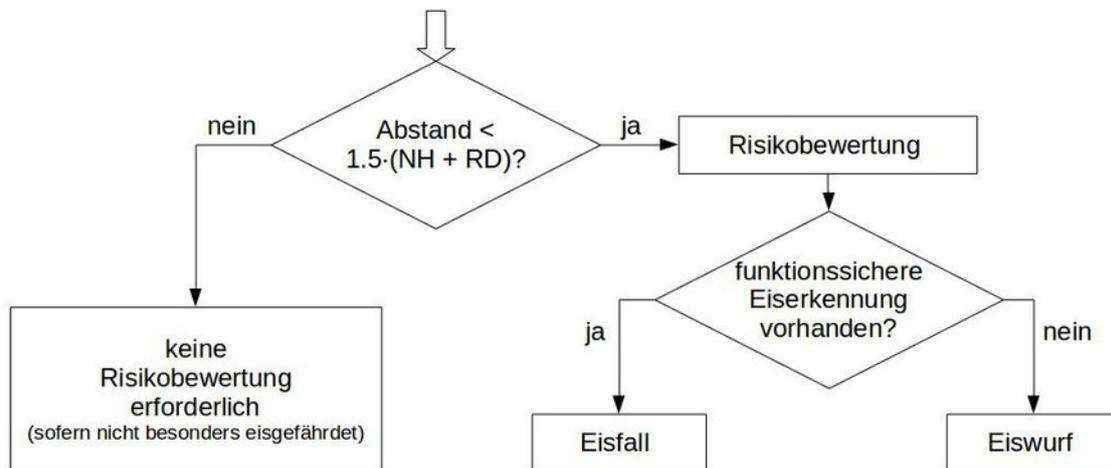


Abbildung 2.2.1: Entscheidungsbaum für die Bewertung des Risikos durch Eiswurf und Eisfall.

Auf internationaler Ebene wurden durch die International Energy Agency (IEA) Empfehlungen für die Risikobewertung von Eisfall und Eiswurf erarbeitet /2.1/. Neben der Risikobewertung beschäftigen sich die Empfehlungen der IEA auch mit der mathematischen Modellierung und den eingehenden Randbedingungen. Die Empfehlungen der IEA /2.1/ werden im Folgenden berücksichtigt.

2.3 Eintrittshäufigkeiten und potentielle Gefährdungsbereiche für Bauteilversagen

Die Eintrittshäufigkeiten für die Schadensfälle Rotorblattbruch, Turmversagen und Verlust der Gondel bzw. des Rotors werden typischerweise auf Basis bekannter Schadenereignisse eingeschätzt. Umfassende Untersuchungen hierzu finden sich z.B. in / 1.11/. Hier werden folgende Versagenshäufigkeiten pro WEA pro Jahr genannt:

Tabelle 2.3.1: Versagenshäufigkeiten an WEA pro Anlage und Jahr sowie gemeldete und bestätigte Wurfweiten nach /1.11/.

Anlagenteil	Versagenshäufigkeiten pro WEA pro Jahr		Maximale Wurfweite
	Erwartungswert	Erwartungswert zuzüglich Sicherheitszuschlag	
Ganzes Blatt	$6.3 \cdot 10^{-4}$	$8.4 \cdot 10^{-4}$	150m
Turm	$5.8 \cdot 10^{-5}$	$1.3 \cdot 10^{-4}$	Gesamthöhe der WEA
Gondel oder Rotor	$1.8 \cdot 10^{-5}$	$4.0 \cdot 10^{-5}$	Rotorradius



Die Erwartungswerte zuzüglich des Sicherheitszuschlages werden im Folgenden als Eintrittshäufigkeiten zugrunde gelegt.

Die potentiellen Gefährdungsbereiche durch Bauteilversagen ergeben sich aus den in Tabelle 2.1.1 aufgeführten maximalen Wurfweiten. Der potentielle Gefährdungsbereich ist dabei als der Bereich definiert, innerhalb dessen ein im Hinblick auf die Risikobewertung relevantes Risiko bestehen kann.

Für unterirdisch verlegte Objekte wird als Gefährdungsbereich für Turmversagen die Nabenhöhe samt Gondel zugrundegelegt. Es wird davon ausgegangen, dass am havarierten Turm verbliebene Blattteile keine relevante Gefahr für unterirdische Objekte darstellen und die hauptsächliche Gefährdung durch den Aufprall von Turm und Gondel verursacht wird.

Wurfweiten für Blattbruchstücke erreichen deutlich größere Werte als die in /1.3/ angegebene und in Tabelle 2.1.1 aufgeführte Wurfweite für das ganze Blatt. Als potentieller Gefährdungsbereich für Blattbruch kann hier in guter Näherung der potentielle Gefahrenbereich für Eiswurf vom 1.5fachen der Summe aus Nabenhöhe und Rotordurchmesser angenommen werden.

Außerhalb des potentiellen Gefährdungsbereiches sinkt das Risiko in der Regel nicht auf Null, da es zu sehr seltenen Ereignissen kommen kann, bei denen z.B. die Flugweite einzelner Blattbruchstücke den potentiellen Gefährdungsbereich übersteigt. Das Risiko durch solche Ereignisse ist aber im Allgemeinen als vernachlässigbar anzusehen.

Bei kleinen WEA mit einer hohen Drehzahl oder z.B. bei stallgeregelten WEA mit verstellbaren Blattspitzen, deren Verlust als zusätzliches Risiko zu berücksichtigen ist, kann bei einer größeren Anzahl Bruchstücke eine höhere Wurfweite als die Ausdehnung des hier definierten potentiellen Gefährdungsbereichs erreicht werden. Dies wird im Einzelfall bei der Festlegung der Schutzobjekte in Kapitel 4.3 entsprechend berücksichtigt.

Im Gegensatz zum potentiellen Gefährdungsbereich, der zur Festlegung der zu betrachtenden WEA und Schutzobjekte dient, ergibt sich der standortspezifische Gefährdungsbereich aus der standortspezifischen Berechnung der Auftreffpunkte der Bruchstücke. Auch hier gilt, dass außerhalb des standortspezifischen Gefährdungsbereiches das Risiko in der Regel nicht Null beträgt, aber im Allgemeinen als vernachlässigbar anzusehen ist.

Eine mögliche Ursache für ein Umstürzen der WEA, einen Absturz des Rotors, einen Absturz der Gondel oder den Verlust des ganzen bzw. Teilen eines Rotorblattes ist ein Brand der WEA. Das durch einen Brand hierdurch verursachte Risiko ist daher in



der Risikobetrachtung für das Bauteilversagen enthalten und mit abgedeckt. Nicht mit abgedeckt ist das durch die Ausbreitung von brennenden Partikeln und Trümmern in der Umgebung bestehende Brandrisiko.

2.4 Berechnung der Flugbahnen von Eisstücken

Für die Berechnung der Flugbahnen der Eisstücke wird basierend auf den Luftwiderstandsbeiwerten, der Geometrie und der Masse der Eisstücke die Lage des Eisstückes während der gesamten Bewegung erfasst und verfolgt, so dass sich im Vergleich zu einer rein ballistischen Flugbahn ein realistischeres Bild der Flugweiten ergibt und auch solche Flugbahnen erfasst werden, bei denen im Einzelfall aufgrund von Auftriebskräften am Eisstück sehr hohe Flugweiten erreicht werden.

Im Rahmen einer Monte-Carlo-Simulation werden dabei folgende Größen zufällig im Rahmen der am Standort zu erwartenden Wahrscheinlichkeitsverteilung variiert:

- Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe,
- Windrichtung,
- Position des Eisstückes auf dem Blatt,
- Geometrie und Dichte des Eisstückes,
- Drehzahl und Stellung des Rotors im Moment der Ablösung des Eisstückes.

Für das Geländemodell in der Umgebung der WEA werden Daten aus /1.5/ berücksichtigt. Eine eventuell vorhandene Schutzwirkung durch Bewuchs oder Gebäude wird dabei vernachlässigt.

Das Berechnungsmodell wurde im Rahmen der Entwicklung der IEA Recommendations /2.1/ anhand von Messkampagnen in realen Windparks validiert.

2.5 Vereisungshäufigkeiten

Datengrundlage für die Bewertung der Vereisungshäufigkeit bildet die Vereisungskarte des Deutschen Wetterdienstes /1.8/. Für die Bestimmung der Häufigkeit atmosphärischer Vereisung wurden hierzu in /1.8/ verschiedene Wetter-Meldungen ausgewertet:

- Allgemeine Wetterereignisse:
 - leichter, mäßiger oder starker gefrierender Regen,
 - leichter, mäßiger oder starker gefrierender Sprühregen,
 - leichter, mäßiger oder starker Schneeregen,



- Eiskörner (gefrorene Regentropfen),
- Nebel mit Reifansatz
- Wetterereignisse bei Temperaturen $\leq 0^\circ$ Celsius:
 - durchgehender oder unterbrochener leichter, mäßiger oder starker Sprühregen,
 - leichter, mäßiger oder starker Sprühregen mit Regen,
 - durchgehender oder unterbrochener leichter, mäßiger oder starker Regen,
 - Nebel oder Nebel mit Reifansatz
- Wetterereignisse bei Temperaturen $> 0^\circ$ Celsius:
 - durchgehender oder unterbrochener leichter, mäßiger oder starker Schneefall,
 - leichter, mäßiger oder starker Schneeregen- oder Schneeschauer,
- Wetterereignisse der letzten Stunde aber nicht zur Beobachtungszeit:
 - Schneefall,
 - Schneeregen oder Eiskörner,
 - gefrierender Regen,
 - Schneeschauer bei Temperaturen $> 0^\circ$ Celsius,
 - Nebel bei Temperaturen $\leq 0^\circ$ Celsius.

Damit werden eine Vielzahl von Ereignissen erfasst, die nicht in allen Fällen zu einer signifikanten Vereisung bzw. in einigen Fällen zu keiner Vereisung der WEA führen. Gleichzeitig beziehen sich die Meldungen auf Beobachterhöhe und nicht auf die Nabenhöhe der WEA. Es wurden daher Vergleiche mit verschiedenen Klimastationen des Deutschen Wetterdienstes durchgeführt. Hierzu wurden langjährige (30 Jahre) Messreihen zum Tagesmittel der relativen Luftfeuchte und der Lufttemperatur ausgewertet, um die Vereisungshäufigkeit auf Nabenhöhe zu bestimmen. Der Vergleich zeigt, dass die in /1.8/ auf Beobachterhöhe ermittelten Vereisungshäufigkeiten konservativere Ergebnisse liefern. Eine Umrechnung auf Nabenhöhe der WEA ist daher unter Berücksichtigung der in /1.8/ betrachteten Ereignisse nicht erforderlich.

Gemäß /1.8/ sind für Standorte in großen Höhen besondere Betrachtungen erforderlich, wenn diese besonders exponiert oder besonders geschützt liegen. Entsprechende Orte wurden in /1.8/ daher gefiltert. Die niedrigste betroffene Höhe liegt bei ca. 700m üNN, so dass das hier verwendete Verfahren im Folgenden für Orte bis zu einer Höhe von 700m üNN ohne Korrekturen angewendet wird. In diesem Höhenbereich weist die in /1.8/ verwendete exponentielle Regression eine gute Annäherung an die



Daten auf und wird daher hier verwendet. Abbildung 2.5.1 zeigt die hierauf beruhende Vereisungskarte für Deutschland.

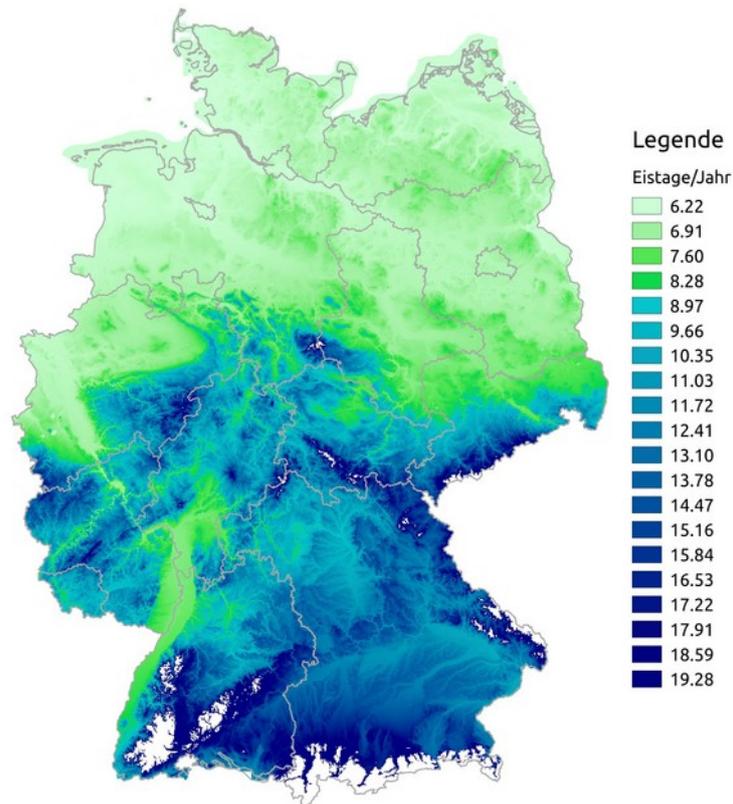


Abbildung 2.5.1: Eistage pro Jahr gemäß den Ergebnissen aus /1.8/ für Höhen bis 700m üNN.

2.6 Berechnung der Flugbahn von Blattbruchstücken

Für die Berechnung der Flugbahnen der Blattbruchstücke wird basierend auf den Luftwiderstandsbeiwerten, der Geometrie und der Masse der Blattbruchstücke die Lage des Blattbruchstückes während der gesamten Bewegung erfasst und verfolgt, so dass sich im Vergleich zu einer rein ballistischen Flugbahn ein realistischeres Bild der Flugweiten ergibt und auch solche Flugbahnen erfasst werden, bei denen im Einzelfall aufgrund von Auftriebskräften am Blattbruchstück sehr hohe Flugweiten erreicht werden. In Abbildung 2.6.1 ist eine beispielhafte Flugbahn visualisiert.

Für die Berechnung werden für die Leistungsklasse der WEA repräsentative Daten zu Blattmassenverteilung, Geometrie, aerodynamischen Beiwerten (Auftrieb-, Schub- und Momentenbeiwerte an verschiedenen Blattschnitten) sowie Pitch- und Drehzahlverlauf unterstellt. Der Bruch wird in allen Fällen als glatter, plötzlicher Abriss modelliert, der während des Bruchvorgangs keine Energie verbraucht.

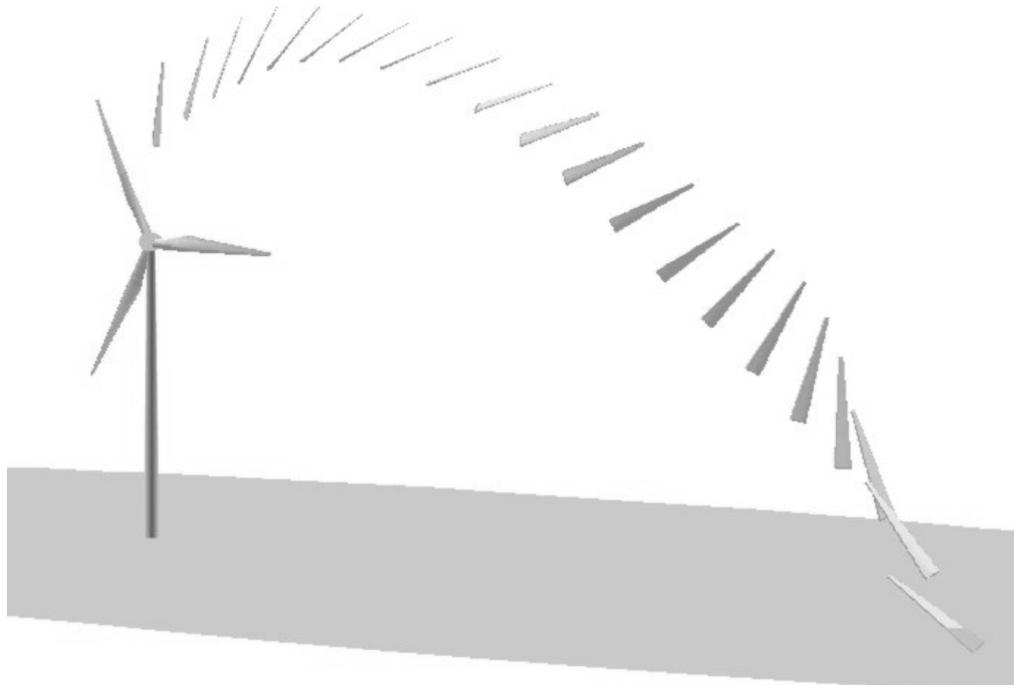


Abbildung 2.6.1: Beispielhafte Flugbahn eines Blattbruchstückes /1.12/.

Im Unterschied zu /1.11/, wo stets der Abriss des ganzen Blattes unterstellt wird, werden auch größere Blattbruchstücke betrachtet, die tendenziell zu größeren Flugweiten und damit zu einer konservativen Betrachtungsweise führen.

Folgende Randbedingungen wurden bei der Berechnung zugrunde gelegt:

- Abrisspunkte:
 - ganzes Blatt (50% der Ereignisse),
 - Bruchstücke von 90%, 70%, 50% und 30% der Blattlänge (jeweils 12.5% der Ereignisse).
- Windgeschwindigkeitsverteilung entsprechend Tabelle 3.2.1.
- Windrichtung in 1° Grad-Schritten gewichtet mit der Häufigkeitsverteilung der Windrichtungen entsprechend Tabelle 3.2.1.
- Rotorblattstellung zum Zeitpunkt des Abrisses: gleichverteilt in 2°-Schritten.
- Drehzahl der WEA: Abhängig von der Windgeschwindigkeit entsprechend Kennlinie der WEA (Überdrehzahl wird vernachlässigt, da dies als Ursache für Blattbruch vernachlässigbar ist /1.11/).
- Geländehöhe: für das Geländemodell in der Umgebung der WEA werden



Daten aus /1.5/ berücksichtigt.

Für die Ermittlung der Gesamthäufigkeit, dass ein Blattbruchstück auf einer Fläche von einem Quadratmeter in der Umgebung einschlägt, ist anschließend die Eintrittswahrscheinlichkeit von $8.4 \cdot 10^{-4}$ für einen Blattbruch pro WEA und pro Jahr nach Tabelle 2.3.1 mit in Betracht zu ziehen.

2.7 Berechnung der Auftreffhäufigkeit nach Turmversagen

Ermüdungsschäden an Türmen sind selten. Es kann angenommen werden, dass das Versagen eines Turmes aufgrund von Ermüdung durch die Bauüberwachung und wiederkehrenden Prüfungen weitestgehend ausgeschlossen werden kann /1.13/. Eine Gefährdung durch Turmversagen wird daher unterstellt, wenn es bei extremer Belastung (Sturm) aufgrund von Konstruktions-, Planungs- oder Wartungsfehlern zu einem Versagen des Turmes bzw. des Fundamentes kommt.

Aus den Abmaßen der WEA und der Lage der Schutzobjekte ergibt sich die Windrichtung aus denen die Starkwindlagen unterstellt werden müssen. Aus den Winddaten in Tabelle 3.2.1 werden anschließend die relativen Häufigkeiten für Starkwind mit einem 10-Minuten-Mittelwert von mehr als 16m/s auf Nabenhöhe für die jeweils zu betrachtenden Windrichtungen bestimmt. In Verbindung mit der Versagenhäufigkeit aus Tabelle 2.3.1 ergeben sich die Gesamthäufigkeiten.

2.8 Grenzwerte und Risikobewertung

2.8.1 Grenzwerte individuelles Risiko

Für Personenschäden findet sich in der Literatur das Konzept der minimalen endogenen Sterblichkeit (MEM) /2.3/. Die minimale endogene Sterblichkeit in entwickelten Ländern findet sich in der Gruppe der fünf bis 15jährigen. Sie liegt bei $2 \cdot 10^{-4}$ Todesfällen pro Person und Jahr. Eine neue Technologie sollte diese endogene Sterblichkeit nicht nennenswert erhöhen. Es wird daher gefordert, dass die einer neuen Technologie verbundene Sterblichkeit nicht mehr als $1 \cdot 10^{-5}$ Todesfälle pro Person und Jahr betragen darf.

An anderer Stelle wird das gesellschaftlich akzeptierte Todesfallrisiko abhängig vom Grad der Freiwilligkeit und möglichen Einflussnahme auf die Handlung dargestellt /1.7/. Die Akzeptanz sinkt, wenn zum einen die Möglichkeit sich durch adäquates Handeln zu schützen gegen Null geht und zum anderen sich die Person nicht freiwillig der Gefährdung aussetzt. Der unter diesen Randbedingungen definierte Grenzwert liegt bei $1 \cdot 10^{-5}$ Todesfällen pro Person und Jahr und entspricht



damit dem definierten MEM-Kriterium.

Betrachtet man das Risiko in der Nähe einer WEA durch Eisfall, Eiswurf oder Bauteilversagen tödlich zu verunglücken, begibt man sich in der Regel weder freiwillig in diese Lage noch hat man durch persönliche Einflussnahme eine Möglichkeit das Risiko nennenswert zu minimieren. Der Ansatz des MEM-Kriteriums ist daher an dieser Stelle gerechtfertigt und sinnvoll.

Damit liegt eine inakzeptable Gefährdung durch Eiswurf, Eisfall oder Bauteilver-sagen nur vor, wenn der so definierte Grenzwert überschritten wird.

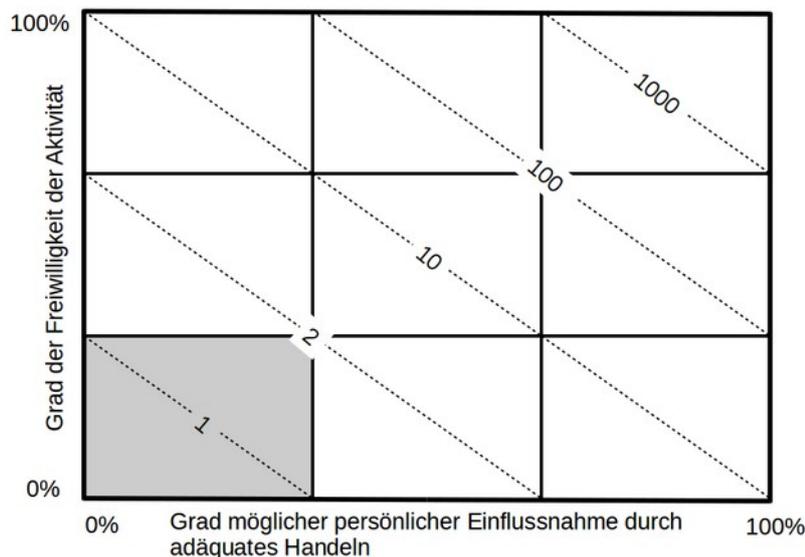


Abbildung 2.8.1.1: Akzeptiertes Todesfallrisiko pro 100 000 Personen /1.7/. Grau hinterlegter Bereich entspricht dem MEM-Kriterium /2.3/.

Um hier eine konservative Vorgehensweise zu gewährleisten, werden bezüglich des Eisfall/Eiswurf-Risikos folgende Annahmen getroffen:

- Ein Eisstück, das eine ungeschützte Person außerhalb eines Fahrzeuges oder Gebäudes im Bereich des Kopfes trifft, führt immer zu einer schweren Verletzung oder zum Tode.
- Bis zu einer Geschwindigkeit von 50km/h kann angenommen werden, dass eine Person innerhalb eines Fahrzeuges vor direkten tödlichen Treffern durch Eisstücke geschützt ist. Oberhalb von 50km/h kann es neben einem direkten tödlichen Treffer auch zu einem schweren Unfall mit tödlichem Ausgang kommen, wenn ein Eisstück auf das Fahrzeug oder dicht vor dem Fahrzeug aufschlägt. Das Risiko für einen solchen Unfall steigt überproportional mit der Fahrzeuggeschwindigkeit. Die durchschnittliche Anzahl von Personen in einem Kraftfahrzeug ist statistisch erfasst /1.6/, so dass sich hieraus eine Anzahl



betroffener Personen ableiten lässt.

Mit dem Ausschluss leichter Verletzungen, der fehlenden Unterscheidung zwischen schweren und tödlichen Verletzungen wird hier ein konservativer Ansatz gewählt. Eine weitere Differenzierung gestaltet sich an dieser Stelle sehr schwierig und lässt sich statistisch zurzeit nicht ausreichend absichern.

2.8.2 Grenzwerte kollektives Risiko

Bei der Bewertung von Schutzobjekten, bei denen sich eine größere Anzahl von Personen in der Nähe der WEA aufhält, wie es typischerweise bei Verkehrswegen der Fall ist, ist gemäß /2.1/ das daraus resultierende Kollektivrisiko zu bewerten. Entsprechende Grenzwerte für das Kollektivrisiko werden in /2.1/ definiert. Diese liegen für das Kollektivrisiko zwei Größenordnungen oberhalb des MEM-Kriteriums /2.1/ und somit bei $1 \cdot 10^{-3}$ Todesfällen pro Jahr.

Gemäß /2.1/ kann für das Risiko im Straßenverkehr der Grenzwert für das kollektive Risiko basierend auf vorliegenden Unfallstatistiken ermittelt werden. Diese Vorgehensweise findet Anwendung für Straßen des Fernverkehrs und angeschlossene Straßen, die dem Durchgangsverkehr dienen. Dies sind in Deutschland die Bundesautobahnen, die Bundesstraßen und die Landesstraßen.

Das aktuelle Risiko ist dabei auf Basis der Todesfälle und der Schwerverletzten im Straßenverkehr zu ermitteln. Entsprechend der grundsätzlichen Idee des MEM-Kriteriums wird auch hier gefordert, dass ein bestehendes Risiko nicht nennenswert erhöht werden darf. Der anzusetzende Grenzwert für eine inakzeptable Gefährdung wird daher eine Größenordnung niedriger gewählt als das bestehende Risiko /2.1/.

Mit /1.3/ liegen entsprechende Unfallzahlen für Kfz-Benutzer gegliedert nach Straßenklasse, Ortslage und Unfallfolge vor. Tabelle 2.8.2.1 listet die entsprechenden absoluten Unfallzahlen pro Jahr für die betreffenden Straßengruppen.

Tabelle 2.8.2.1: Verunglückte Kfz-Benutzer gegliedert nach Straßenklasse pro Jahr /1.3/.

Straßenklasse	Getötete	Schwerverletzte
Bundesautobahn	344	5673
Bundesstraße (außerorts)	640	7742
Landesstraße (außerorts)	646	9210

In Verbindung mit der Inlandsfahrleistung auf den verschiedenen Straßenklassen lassen sich daraus die bestehenden Risiken bezogen auf die gefahrene Strecke bestimmen. Damit ist es möglich abhängig von der Verkehrsdichte straßenspezifische Risikowerte festzulegen. Die Streckenlänge ist dabei so festzulegen, dass jeweils nur



eine WEA zur Gefährdung beitragen kann, um auch hier zu gewährleisten, dass das von jeder WEA ausgehende Risiko unabhängig bewertet werden kann. Werden die Risikogrenzwerte standortspezifisch bestimmt, so sind sie in Kapitel 3 dargestellt. Für alle anderen Straßenklassen kann der oben definierte Grenzwert für das Kollektivrisiko von $1 \cdot 10^{-3}$ zugrunde gelegt werden.

2.8.3 Grenzwerte kollektives Risiko für Ereignisse mit einer hohen Anzahl Todesfälle

Der in 2.8.2 verwendete Begriff des kollektiven Risikos orientiert sich an den Empfehlungen der IEA /2.1/ und betrachtet die Summe aller Todesfälle, die sich durch Ereignisse mit jeweils nur einem oder sehr wenigen Todesfällen ergeben. Für Risiken, bei denen pro Ereignis eine große Zahl von Toten zu erwarten ist, wie z.B. bei einem Flugzeugabsturz, ist zu beachten, dass das gesellschaftlich akzeptierte Risiko niedriger anzusetzen ist.

Im Zusammenhang mit WEA kommt dies zum Tragen, wenn das Risiko durch Bauteilversagen für eine sehr stark befahrene Straße wie z.B. eine Bundesautobahn oder eine Bahnlinie mit Personenverkehr bewertet wird. In beiden Fällen ist entweder aufgrund der hohen Verkehrsdichte und Geschwindigkeit und den resultierenden Folgeunfällen oder wegen einem Entgleisen bei hohen Geschwindigkeiten damit zu rechnen, dass es in einem Schadensfall zu einer größeren Anzahl von Toten kommt. In diesen Fällen erfolgt die Grenzwertbestimmung anhand sogenannter F-N-Kurven /2.1, 2.8/.

Es existieren verschiedene F-N-Kurven, die Ereignissen mit mehreren Toten unterschiedlich abnehmende Akzeptanzen zuweisen (sogenannte Risk-Aversion). Die IEA empfiehlt in /2.1/ eine F-N-Kurve mit einem Risk Aversion Faktor von eins. Dies entspricht auch dem für F-N-Kurven in /2.8/ angegebenen Beispiel und auch der aktuellen Praxis in Belgien /2.8/ und wird daher hier verwendet.

Bei sehr stark befahrenen Straßen wird standortspezifisch ermittelt, wie viele Tote pro Ereignis standortspezifisch zu erwarten sind. Im Anschluss wird die entsprechende F-N-Kurve auf den standortspezifischen Grenzwert bezogen.

Bei überregionalen Bahnstrecken mit Personenverkehr findet standortspezifisch eine konservative Abschätzung der Anzahl von Toten pro Ereignis statt.



2.8.4 Risikobewertung

Im Folgenden wird in allen Fällen das individuelle Risiko und das kollektive Risiko ermittelt. Anschließend wird in Abhängigkeit von der Aufenthaltshäufigkeit von Personen das individuelle oder kollektive Risiko für eine Bewertung zugrunde gelegt. In Anlehnung an /2.1/ kann dabei folgende Aufteilung verwendet werden:

- Individuelles Risiko:
 - land- und forstwirtschaftlich genutzte Wege, Wanderwege, Fahrradwege und Straßen mit geringer Verkehrsdichte,
 - Objekte wie Scheunen, Hütten etc., die regelmäßig durch den Besitzer oder durch einen kleinen Personenkreis genutzt werden.
- Kollektives Risiko:
 - stark genutzte Gemeindestraßen, Kreisstraßen, Landesstraßen, Bundesstraßen und Autobahnen,
 - Objekte, die von generellem Interesse für die Öffentlichkeit sind und entsprechend durch eine größere Personengruppe genutzt werden (öffentliche Parkplätze, Industrieanlagen etc.).
 - Ereignisse, bei denen pro Ereignis eine große Zahl von Toten zu erwarten ist.

Für die Bewertung des kollektiven Risikos sind dabei die Risiken aller zu betrachtenden Individuen zu addieren. In Fällen, bei denen pro Ereignis ein große Anzahl von Toten zu erwarten ist, sind die Grenzwerte für das kollektive Risiko entsprechend zu reduzieren.

Für die Bewertung des individuellen Risikos ist das sogenannte kritische Individuum maßgeblich, das aufgrund seiner Nutzung der Schutzobjekte dem höchsten Risiko ausgesetzt ist. Das individuelle Risiko ist im Gegensatz zum kollektiven Risiko daher nicht von der Gesamtanzahl der Personen abhängig, die die Schutzobjekte frequentieren. Auf kleineren Wegen, auf denen nur eine geringe Fahrgeschwindigkeit von Kfz zu unterstellen ist, ist das kritische Individuum z.B. in der Regel der Fußgänger oder Radfahrer. Aufgrund der geringe Eintrittshäufigkeit kann das Risiko durch Bauteilversagen von einer einzelnen WEA für einen individuellen Fußgänger im Allgemeinen keine unzulässigen Werte erreichen. Die Ausweisung und Bewertung des Risikos kann daher im Einzelfall auf die für die Gesamtbewertung relevanten WEA begrenzt werden (siehe Kapitel 2.8.7).

Das individuelle Risiko ist in der Regel für stark genutzte überregionale Verkehrswege nicht maßgeblich. Eine Ausnahme bilden hier die überregionalen Bahnstrecken, da hier beim Szenario Eiswurf oder Eisfall nur wenige individuelle Personen, nämlich die Lokführer, gefährdet sind. Da es nicht praktikabel oder nicht

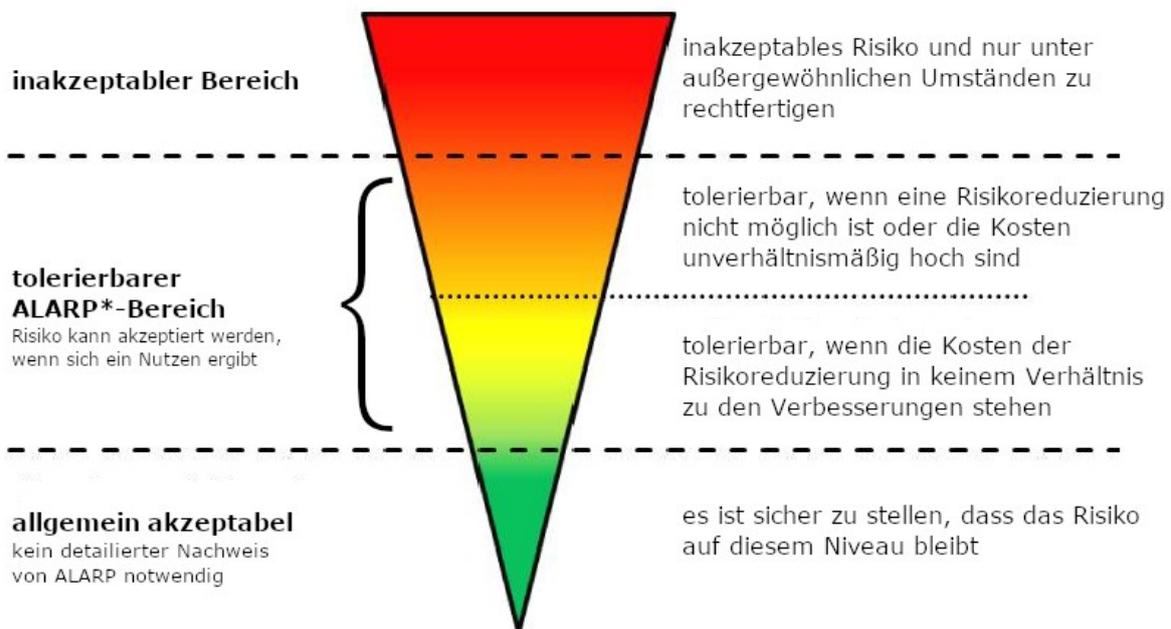


möglich ist, das individuelle Risiko entlang einer gesamten Bahnstrecke zu bewerten, werden in diesem Fall die Grenzwerte für das individuelle Risiko um den Faktor zehn erniedrigt.

Beim Szenario Bauteilversagen gelten in der Nähe von Bahnstrecken die reduzierten Grenzwerte für das kollektive Risiko gemäß Kapitel 2.8.2, die in diesem Fall den hier definierten Grenzwerten für das individuelle Risiko entsprechen.

Entsprechend dem Vorgehen der UK Health and Safety Executive (HSE) /1.9/ werden in /2.1/ unterhalb des inakzeptablen Bereiches weitere Risikobereiche definiert, die unterschiedliche Maßnahmen erfordern.

Das MEM-Kriterium definiert für das individuelle Risiko dabei die Obergrenze des sogenannten ALARP-Bereichs (As Low As Reasonably Practicable, s. Abbildung 2.8.4.1). Risiken die höher als das MEM-Kriterium liegen, sind demnach nicht akzeptabel.



*: ALARP: as low as reasonably practicable
 Risiko so niedrig, wie vernünftigerweise möglich

Abbildung 2.8.4.1: ALARP-Prinzip nach /1.9/. Die Grenze zum roten inakzeptablen Bereich wird für das individuelle Risiko durch das MEM-Kriterium /2.3/ definiert.



Darunter folgt der ALARP-Bereich, welcher sich über zwei Größenordnungen der Risikowerte erstreckt.

Liegt das Risiko im oberen ALARP-Bereich, sollen Maßnahmen in Betracht gezogen werden, um das Risiko weiter zu reduzieren. Die Maßnahmen sollten sich an den bekannten und etablierten Techniken und den am Standort gegebenen Möglichkeiten orientieren.

Liegt das Risiko im unteren ALARP-Bereich, sind Maßnahmen zur Reduzierung des Risikos in der Regel nicht erforderlich. Im Rahmen des Gutachtens werden entsprechend nur im Einzelfall Maßnahmen vorgeschlagen.

Liegt das Risiko mehr als einen Faktor 100 unterhalb des MEM-Kriteriums, ist es ohne weitere Maßnahmen allgemein akzeptabel. Die Grenze zwischen dem ALARP-Bereich und dem allgemein akzeptablen Risiko liegt für das individuelle Risiko bei einer Sterbehäufigkeit von 10^{-7} pro Person und Jahr (einmal in 10 Millionen Jahren). Dies entspricht etwa dem Risiko durch Blitzschlag zu sterben /1.10/.

Dieser grüne Bereich erstreckt sich sinnvollerweise ebenfalls über eine Größenordnung der Risikowerte, da Risikowerte, die mehr als einen Faktor 1000 unterhalb des hier definierten Grenzwertes für das individuelle Risiko liegen, jenseits fast aller bekannten Risiken liegen. Entsprechend kann die Abbildung 2.8.4.1 nach unten um einen blauen Bereich erweitert werden, in dem das Risiko vernachlässigbar ist. Der einzige bekannte Wert für das individuelle Risiko, der sich nach /1.10/ noch diesem Bereich zuordnen lässt, ist die Sterbehäufigkeit durch einen Meteoriteneinschlag (siehe auch Abbildung 2.8.4.2).

Bei der Bewertung der individuellen und kollektiven Risiken wird entsprechend zwischen den fünf in Tabelle 2.8.4.1 genannten Bereichen unterschieden.



Table 2.8.4.1: Risikobereiche für das individuelle und kollektive Risiko nach /2.1/ erweitert um einen Bereich für vernachlässigbares Risiko.*

Individuelles Risiko (Sterbehäufigkeit pro Person und Jahr)	Kollektives Risiko (Sterbehäufigkeit pro Jahr)	Bewertung
$> 10^{-5}$	$> 10^{-3}$ oder standortspezifisch	Roter Bereich: Risiko inakzeptabel - Maßnahmen sind einzuleiten und deren Nutzen nachzuweisen
10^{-6} bis 10^{-5}	10^{-4} bis 10^{-3} oder standortspezifisch	Oranger Bereich: Risiko tolerierbar - Maßnahmen sind in Betracht zu ziehen
10^{-7} bis 10^{-6}	10^{-5} bis 10^{-4} oder standortspezifisch	Gelber Bereich: Risiko tolerierbar - Maßnahmen in der Regel nicht erforderlich
10^{-8} bis 10^{-7}	10^{-6} bis 10^{-5} oder standortspezifisch	Grüner Bereich: Risiko allgemein akzeptabel
$< 10^{-8}$	$< 10^{-6}$ oder standortspezifisch	Blauer Bereich: Risiko vernachlässigbar

* Für Szenarien, bei denen pro Ereignis mit einer großen Anzahl von Toten zu rechnen ist, sind die Erläuterungen in Kapitel 2.8.3 zu beachten.

Da Sachschäden hier in ihrer Schwere gegenüber Personenschäden vernachlässigbar sind, werden diese in der Regel nicht weiter bewertet und in den Detailergebnissen im Anhang nicht dargestellt.

Abbildung 2.8.4.2 veranschaulicht die Risikobereiche für das individuelle Risiko noch einmal, indem für die einzelnen Risikobereiche Beispiele für Tätigkeiten und Gefahren genannt werden. Zusätzlich wird in Abbildung 2.8.4.2 auch die jährliche Fahrleistung in Kilometern aufgeführt, bei der man als Kraftfahrer im deutschen Straßenverkehr die jeweiligen Grenzwerte zwischen den Risikobereichen erreicht. Man erkennt, dass bereits ab einer sehr geringen Fahrleistung von 3000km pro Jahr der hier definierte inakzeptable Bereich erreicht wird. Da sehr viele Tätigkeiten mit ihrem Risiko in den inakzeptablen Bereich fallen, wurde dieser in Abbildung 2.8.4.2 noch weiter untergliedert.



Farbe	Sterberisiko pro Person pro Jahr	Symbol / Bezeichnung	Beispiele für Sterberisiken	
			Kfz im Straßenverkehr (Fahrleistung pro Jahr) /1.6/	Andere Beispiele /1.10/
Rot	10^{-3}	- inakzeptabel	300.000 km	Bergsteigen
	10^{-4}			Hausarbeit
	10^{-5}			Arbeitsunfall
Orange	10^{-5}	+ tolerierbar	3.000 km	Gebäudebrand
Gelb	10^{-6}	++ tolerierbar	300 km	Blitzschlag
	10^{-7}			
Grün	10^{-7}	+++ allgemein akzeptabel	30 km	Erdbeben
Blau	10^{-8}	≈ 0 vernachlässigbar	3 km	Meteorit

Abbildung 2.8.4.2: Risikobereiche und Beispiele für das individuelle Sterberisiko.

2.8.5 Grenzwerte für Schäden an Öl- und Gasleitungen

Akzeptierte Grenzwerte für Schäden an Öl- und Gasleitungen finden sich in der DIN EN ISO 16708 /2.6/. Abhängig von der Art des transportierten Fluides, der Bevölkerungsdichte in der Umgebung der Leitung, dem Druck innerhalb der Leitung und dem Durchmesser der Leitung werden die maximal akzeptierten Versagenshäufigkeiten definiert. Diese beziehen sich auf ein Jahr und einen Kilometer der Leitung.

In Abbildung 2.8.5.1 sind die maximal akzeptierten Versagenshäufigkeiten pro Jahr und Leitungskilometer in Abhängigkeit vom Druck und Durchmesser der Leitung für die verschiedenen Sicherheitsklassen 1 bis 4 dargestellt. Die Sicherheitsklassen reichen von gering (1) an Orten mit einer mittleren Bevölkerungsdichte bis sehr stark (4) an Orten mit einer sehr hohen Bevölkerungsdichte. Die ebenfalls dargestellte



Klasse 5 entspricht dem individuellen Risiko für Personen die sich direkt über der Leitung aufhalten. Die daraus ermittelten maximal akzeptierten Versagenshäufigkeiten müssen noch für die Länge des jeweiligen betroffenen Streckenabschnitts angepasst werden.

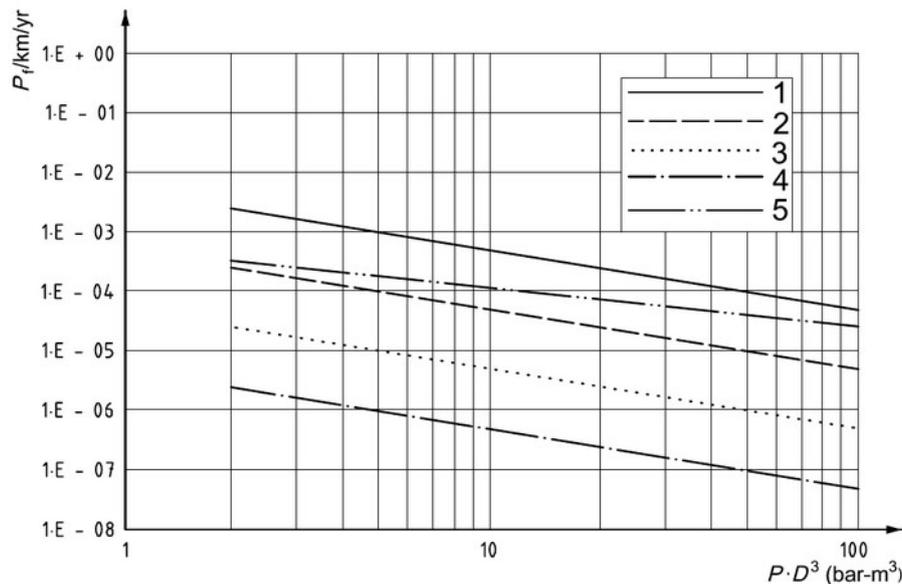


Abbildung 2.8.5.1: Maximal akzeptierte Versagenshäufigkeit für die Sicherheitsklassen 1 bis 4 und das individuelle Risiko (5) pro Kilometer und Jahr /2.6/.

Damit liegt eine Gefährdung nur vor, wenn der so definierte Grenzwert gemäß DIN EN ISO 16708 /2.6/ überschritten wird.

2.8.6 Risikomindernde Maßnahmen

Liegt das Risiko im inakzeptablen roten Bereich, ist ein Nachweis erforderlich, dass das Risiko durch geeignete Maßnahmen in den ALARP-Bereich verschoben werden kann. Gemäß /2.1/ kommen insbesondere folgende Maßnahmen in Frage, um das Risiko in den ALARP-Bereich zu verschieben:

- Fixierung der Azimut-Position des Rotors der WEA nach Abschaltung durch die Eiserkennung,
- Installation eines Systems zur Erkennung von strukturellen Schäden an den Rotorblättern ,
- Wahl eines kleineren WEA-Typs,
- Verschiebung der WEA,



- Verlegung des betroffenen Schutzobjektes.

In allen Fällen ist durch eine erneute Berechnung nachzuweisen, dass das Risiko anschließend nicht mehr im roten inakzeptablen Bereich liegt /2.1/.

Liegt das Risiko im oberen orangen ALARP-Bereich sind etablierte risikomindernde Maßnahmen umzusetzen. Zu den empfohlenen Maßnahmen zählen:

- Fixierung der Azimut-Position des Rotors der WEA nach Abschaltung durch die Eiserkennung, wenn dies aufgrund der Lage der Schutzobjekte möglich und sinnvoll ist,
- Einsatz einer funktionssicheren Eiserkennung,
- Warnschilder,
- Warnleuchten, die mit dem Eiserkennungssystem der WEA gekoppelt sind,
- Physische Barrieren wie Schranken sofern dies vor Ort umgesetzt werden kann.
- Einbau zusätzlicher Monitoring- und Überwachungssysteme,
- Aufklärung der direkten Nachbarn und Nutzer des umliegenden Bereichs,
- verkürzte Intervalle für Wartung und Inspektion

Die Auswahl der Maßnahmen sollte sich an den bekannten und etablierten Techniken und den am Standort gegebenen Möglichkeiten orientieren.

Auf Freiflächen mit kontrolliertem und beschränktem Zutritt wie z.B. einem Betriebsgelände kann das Risiko durch Eisfall und Eiswurf auch durch Aufenthaltsbeschränkungen oder das Tragen eines Schutzhelmes reduziert werden. Bei der Quantifizierung dieser Maßnahmen kann gemäß /1.14/ davon ausgegangen werden, dass das Tragen eines Schutzhelmes mit einem Chancenverhältnis (odds ratio) für schwere und tödliche Kopfverletzungen von etwa $\frac{1}{3}$ verbunden ist.

Bei einer Fixierung der Azimut-Position wird die WEA nach einer Abschaltung durch die Eiserkennung in eine fixe Azimut-Position gefahren. Damit kann die Trefferhäufigkeit von Eisstücken auf die Schutzobjekte verringert werden, indem im Falle eines Verkehrsweges z.B. der Rotor parallel zum Fahrbahnrand ausgerichtet wird. Die Azimut-Position wird dabei definiert über den Azimutwinkel zwischen geografisch Nord und der Achsenrichtung der WEA.

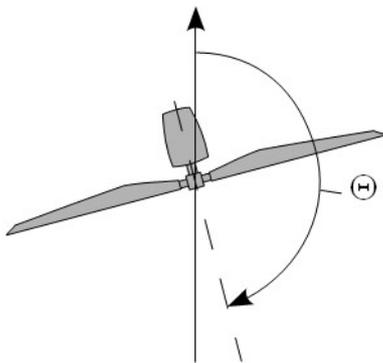


Abbildung 2.8.6.1: Definition des Azimutwinkels Θ .

Beim Einsatz von Warnschildern kann z.B. das von der IEA empfohlene Warnschilddesign verwendet werden. Dieses lässt sich auch um Hinweise zu Warnleuchten ergänzen.



Abbildung 2.8.6.2: Warnschildbeispiele nach /2.1/.

2.8.7 Addition von Risiken

Die Risiken durch Eiswurf/Eisfall und durch Bauteilversagen sind grundsätzlich zu addieren und gemeinsam zu betrachten und zu bewerten.

Entlang von Verkehrswegen kann weiterhin in der Regel nicht ausgeschlossen werden, dass einzelne oder alle Personen mehrere WEA passieren und damit einer Summe von Risiken ausgesetzt sind.



Dies spielt für den überregionalen Verkehr keine Rolle, da hier entweder direkt mit Grenzwerten verglichen wird, die auf die gefahrene Strecke bezogen sind (siehe Kapitel 2.8.2) oder bei Verwendung der pauschalen Grenzwerte dies gemäß /2.1/ begründet werden kann.

WEA an Autobahnen, Bundesstraßen und Landesstraßen können daher stets einzeln betrachtet werden. Hier sind benachbarte WEA nur dann von Interesse, wenn sich die Gefährdungsbereiche der zu bewertenden WEA und einer benachbarten WEA überlappen. Dasselbe gilt für die Risikobewertung von Schäden an Erdöl- und Erdgasleitungen, da auch hier die Grenzwerte auf die Leitungslänge bezogen werden.

Bei der Bewertung von Verkehrswegen des regionalen bzw. des Nahverkehrs werden die akzeptierten Grenzwerte für das individuelle bzw. kollektive Risiko herangezogen. Für Kreisstraßen, Gemeindestraßen und sonstige Verkehrswege ist daher zu prüfen, ob die übliche Nutzung dazu führt, dass die Gefährdungsbereiche mehrerer WEA passiert werden. Diese Betrachtung kann aufgrund des regionalen Charakters dieser Verkehrswege dabei auf den zu betrachtenden Windpark beschränkt werden.

In einem verzweigten Verkehrswegenetz innerhalb eines Windparks gibt es eine Vielzahl von Routen, die nicht alle betrachtet werden können. Es ist hier ausreichend eine repräsentative Route zu wählen, die eine konservative Bewertung gewährleistet.

In der Praxis kann für Verkehrswege des regionalen bzw. des Nahverkehrs folgendermaßen vorgegangen werden:

- Im ersten Schritt werden die Risiken ausgehend von jeder einzelnen WEA und bezogen auf die verschiedenen Schutzobjekte ermittelt. Wenn einzelne Risiken hier bereits im oberen ALARP-Bereich liegen, werden die entsprechenden Maßnahmen abgeleitet (siehe auch Kapitel 2.8.4)
- Im zweiten Schritt wird eine repräsentative Route festgelegt und hierfür das Risiko ermittelt und bewertet. Eventuell sind hieraus weitere risikomindernde Maßnahmen abzuleiten.
- Auf den zweiten Schritt kann verzichtet werden, wenn die Summe der Risiken über alle WEA die jeweils anzusetzenden Grenzwerte für das individuelle bzw. kollektive Risiko nicht übersteigen.
- Aufgrund der geringe Eintrittshäufigkeit kann das Risiko durch Bauteilversagen von einer einzelnen WEA für einen individuellen Fußgänger im Allgemeinen keine unzulässigen Werte erreichen. In diesen Fällen reicht es daher aus, das Risiko durch Bauteilversagen für die WEA zu ermitteln, die im zweiten Schritt für das Risiko entlang der repräsentativen Route relevant sind.



2.9 Gültigkeit der Ergebnisse

Die für die Risikobewertung erforderliche Häufigkeitsverteilung von Eis- und Blattbruchstücken in der Umgebung der WEA hängt von mehreren Faktoren ab. Dies sind neben den WEA-Daten (Koordinaten, WEA-Typ, Nabenhöhe, Nennleistung, Betriebsweise der WEA sowie Vorhandensein und Art des Eiserkennungssystems), die Windbedingungen (Häufigkeitsverteilung der Windrichtung, sektorielle Weibull-Parameter der Windgeschwindigkeitsverteilung) und die Vereisungsbedingungen am Standort. Mit letzterem sind neben der Anzahl der Vereisungstage auch die zu erwartende Eismasse auf dem Rotorblatt sowie die Massen- und Formverteilung der sich lösenden Eisstücke gemeint. Weiterhin ist die Risikobewertung abhängig von der Aufenthaltshäufigkeit und dem Bewegungsmuster von Personen im Umfeld der WEA.

Jede Änderung dieser Randbedingungen erfordert daher eine Neubewertung des Risikos.

Für alle Parameter, die einen Einfluss auf die Auftreffpunkte der Eis- oder Blattbruchstücke haben, lassen sich keine pauschalen konservativen Werte festlegen /2.1/. Dies bedeutet insbesondere, dass eine Reduzierung der Nabenhöhe nicht automatisch zu einer Reduzierung des Risikos führt. Auch sind die Ergebnisse eines Risikos durch Eiswurf nicht unbedingt abdeckend für das Risiko durch Eisfall von derselben WEA am selben Standort.

2.10 Systeme zur Prävention und Enteisung

Zurzeit liegen keine gesicherten Erkenntnisse vor, wie die Verteilung von Eisstückgrößen oder deren Dichte durch eine Rotorblattenteisung im Einzelfall beeinflusst wird. Nach derzeitigem Kenntnisstand führt der Einsatz einer Rotorblattenteisung wie zum Beispiel einer Rotorblattheizung dazu, dass die Größe der Eisstücke beim Eisfall sinkt, gleichzeitig aber die Anzahl der Eisstücke deutlich zunehmen kann.

Da zu den einzelnen Systemen keine spezifischen Untersuchungen vorliegen, wie sich die Rotorblattenteisung auf das Eisfallrisiko auswirkt, ist eine genau Quantifizierung im Rahmen der Berechnungen zurzeit nicht möglich. Der Einfluss dieser Systeme wird entsprechend in den Berechnungen nicht berücksichtigt.

Im Allgemeinen kann aber davon ausgegangen werden, dass die Berechnungen für Eisfall den Einsatz einer Rotorblattenteisung im Trudelbetrieb bzw. bei Stillstand der WEA abdecken und ihr Einsatz zulässig ist.



2.11 Verwendete Begriffe und Symbole

Es ergeben sich folgende Begriffe und Symbole, die im Zusammenhang mit WEA im Gutachten verwendet werden:

Tabelle 2.11.1: Erläuterung der verwendeten Begriffe und Symbole.

Erläuterung der Begriffe		
	„geplante WEA“	WEA, deren Risiko im Rahmen des Gutachtens zu bewerten ist.
 	„benachbarte WEA“	Alle weiteren WEA, die vom Auftraggeber übermittelt wurden. Es ist dabei unerheblich, ob sich einzelne benachbarte WEA ebenfalls in Planung oder Bau befinden. Entscheidend ist die Windparkkonfiguration, die als Vorbelastung für die geplanten WEA zu unterstellen ist. Alle benachbarten WEA sind in Tabelle 3.3.1 aufgeführt.
	„Referenzpunkt der Winddaten“	Jeweiliger Standort, auf dessen Koordinaten sich die verwendeten Winddaten beziehen.
Farbliche Zuordnung der Symbole		
	Zu bewertende WEA: geplante WEA, deren Risiko bewertet wird.	
	Zu berücksichtigende WEA: Benachbarte WEA, die aufgrund ihres Abstandes zu den geplanten WEA Einfluss auf das Risiko im Gefährdungsbereich der zu bewertenden WEA () nehmen bzw. aufgrund der Nutzung der Schutzobjekte innerhalb des Windparks potentiell zu berücksichtigen sind.	
	Benachbarte WEA, die aufgrund ihres Abstandes zu den geplanten WEA und ihrer Lage im Windpark nicht bei der Bewertung des Risikos der zu bewertenden WEA () zu berücksichtigen sind. Diese WEA sind eventuell nur zum Teil in Abbildung 3.3.1 dargestellt.	
	Referenzpunkte der Winddaten.	
	Referenzpunkt der Winddaten auf den Koordinaten einer (in diesem Fall geplanten) WEA.	



3 Eingangsdaten

3.1 Windparkkonfiguration und Schutzobjekte

Am Standort Alt Krenzlin II (Mecklenburg-Vorpommern) plant der Auftraggeber die Errichtung von 13 Windenergieanlagen (WEA 6 - 18).

Am Standort befinden sich fünf weitere benachbarte WEA (WEA 1 - 5).

Die vom Auftraggeber übermittelten Daten zur Windparkkonfiguration und die Schutzobjekte sind in Tabelle 3.3.1 bzw. Abbildung 3.3.1 dargestellt.

In der Umgebung befinden sich die Landesstraße L04, ein Wirtschaftsweg und mehrere Waldwege, welche im Rahmen dieser Untersuchung vom Auftraggeber als Schutzobjekte definiert wurden (siehe Abbildung 3.3.1).

Im Folgenden wird eine Risikoanalyse der WEA 6 - 18 hinsichtlich einer Gefährdung durch Eiswurf/Eisfall und Bauteilversagen durchgeführt.

3.2 Winddaten am Standort

Die relativen Häufigkeiten der Windrichtung und Windgeschwindigkeiten am Standort wurden /3.1/ entnommen. Datengrundlage zur Abschätzung des Windpotentials am Standort Alt Krenzlin II bilden die Daten des anemos Windatlas für Deutschland mit einer räumlichen Auflösung von 3km und einer zeitlichen Auflösung von 10 Minuten. Der Referenzzeitraum deckt 20 Jahre von 2003 - 2022 ab /3.1/.

Entsprechend den Empfehlungen aus /2.1/ wurden die Daten für die Berechnungen von Eiswurf und Eisfall für Perioden mit potentiellen Vereisungsbedingungen gefiltert. Die gefilterten Daten sind in Tabelle 3.2.1 als Winddatensatz 1 aufgetragen. Für die Berechnungen von Bauteilversagen wurden die ungefilterten Daten verwendet. Diese sind in Tabelle 3.2.1 als Winddatensatz 2 aufgetragen. Die Daten werden als richtig und repräsentativ für die freie Anströmung am Standort Alt Krenzlin II vorausgesetzt.

Die Parameter der Weibull-Verteilung werden genutzt, um die Häufigkeitsverteilung der Windrichtungen auf die jeweiligen Windgeschwindigkeiten umzurechnen. Die Weibull-Parameter werden dabei soweit notwendig auf die jeweilige Nabenhöhe der WEA umgerechnet.

Tabelle 3.2.1: Winddaten am Standort (*f*: Häufigkeit der Windrichtung; *A* und *k*: Skalen- und Formparameter der Weibull-Verteilung).

Wind-Datensatz Nr.	Parameter	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Koordinaten (UTM ETRS89/WGS84 Zone 32)	
														Höhe über Grund [m]	
1	A [m/s]	6.91	6.71	7.48	7.93	8.70	8.81	8.10	8.99	9.68	9.88	8.66	7.40	Höhe über Grund [m]	169
	k [-]	2.425	2.469	2.850	2.696	3.136	3.055	2.887	3.091	3.135	3.174	2.539	2.358	Ost	32652108
	f (100%=1)	0.053	0.055	0.075	0.087	0.100	0.094	0.061	0.073	0.118	0.118	0.102	0.066	Nord	5910157
2	A [m/s]	6.25	6.24	7.21	7.65	8.15	8.19	7.85	9.26	10.12	9.93	8.57	6.69	Höhe über Grund [m]	169
	k [-]	2.262	2.333	2.389	2.316	2.475	2.420	2.412	2.649	3.011	2.969	2.641	2.193	Ost	32652108
	f (100%=1)	0.040	0.038	0.053	0.065	0.076	0.074	0.065	0.097	0.150	0.159	0.123	0.060	Nord	5910157

3.3 Windparkkonfiguration und Schutzobjekte

Tabelle 3.3.1: Windparkkonfiguration.

	Lfd. Nr. WEA	Bezeichnung	Hersteller WEA-Typ	P _N [MW]	NH [m]	RD [m]	Koordinaten (UTM ETRS89/WGS84 Zone 32)		Wind-Datensatz Nr.
							East	North	
	1	WEA 1	ENERCON E-138 EP3 E2	4.20	160.00	138.25	32649780	5909400	---
	2	WEA 2	ENERCON E-138 EP3 E2	4.20	160.00	138.25	32650347	5909429	---
	3	WEA 3	ENERCON E-138 EP3 E2	4.20	160.00	138.25	32650213	5909024	---
	4	WEA 4	ENERCON E-138 EP3 E2	4.20	160.00	138.25	32650678	5909053	---

	Lfd. Nr. WEA	Bezeichnung	Hersteller WEA-Typ	P _N [MW]	NH [m]	RD [m]	Koordinaten (UTM ETRS89/WGS84 Zone 32)		Wind- Datensatz Nr.
							East	North	
	5	WEA 5	ENERCON E-138 EP3 E2	4.20	160.00	138.25	32650739	5909473	---
	6	WEA 6	Vestas V162	7.20	169.00	162.00	32652469	5908588	1, 2
	7	WEA 7	Vestas V162	7.20	169.00	162.00	32652411	5909032	1, 2
	8	WEA 8	Vestas V162	7.20	169.00	162.00	32652603	5909374	1, 2
	9	WEA 9	Vestas V162	7.20	169.00	162.00	32652029	5908995	1, 2
	10	WEA 10	Vestas V162	7.20	169.00	162.00	32651680	5909124	1, 2
	11	WEA 11	Vestas V162	7.20	169.00	162.00	32651141	5909096	1, 2
	12	WEA 12	Vestas V162	7.20	169.00	162.00	32651439	5909815	1, 2
	13	WEA 13	Vestas V162	7.20	169.00	162.00	32651910	5909752	1, 2
	14	WEA 14	Vestas V162	7.20	169.00	162.00	32652296	5909976	1, 2
	15	WEA 15	Vestas V162	7.20	169.00	162.00	32651790	5910216	1, 2
	16	WEA 16	Vestas V162	7.20	169.00	162.00	32652209	5910407	1, 2
	17	WEA 17	Vestas V162	7.20	169.00	162.00	32651854	5910652	1, 2
	18	WEA 18	Vestas V162	7.20	169.00	162.00	32652292	5910990	1, 2

Alle Benennungen von WEA im Dokument beziehen sich auf die Nomenklatur von Spalte 2 (Lfd. Nr.) in Tabelle 3.3.1.

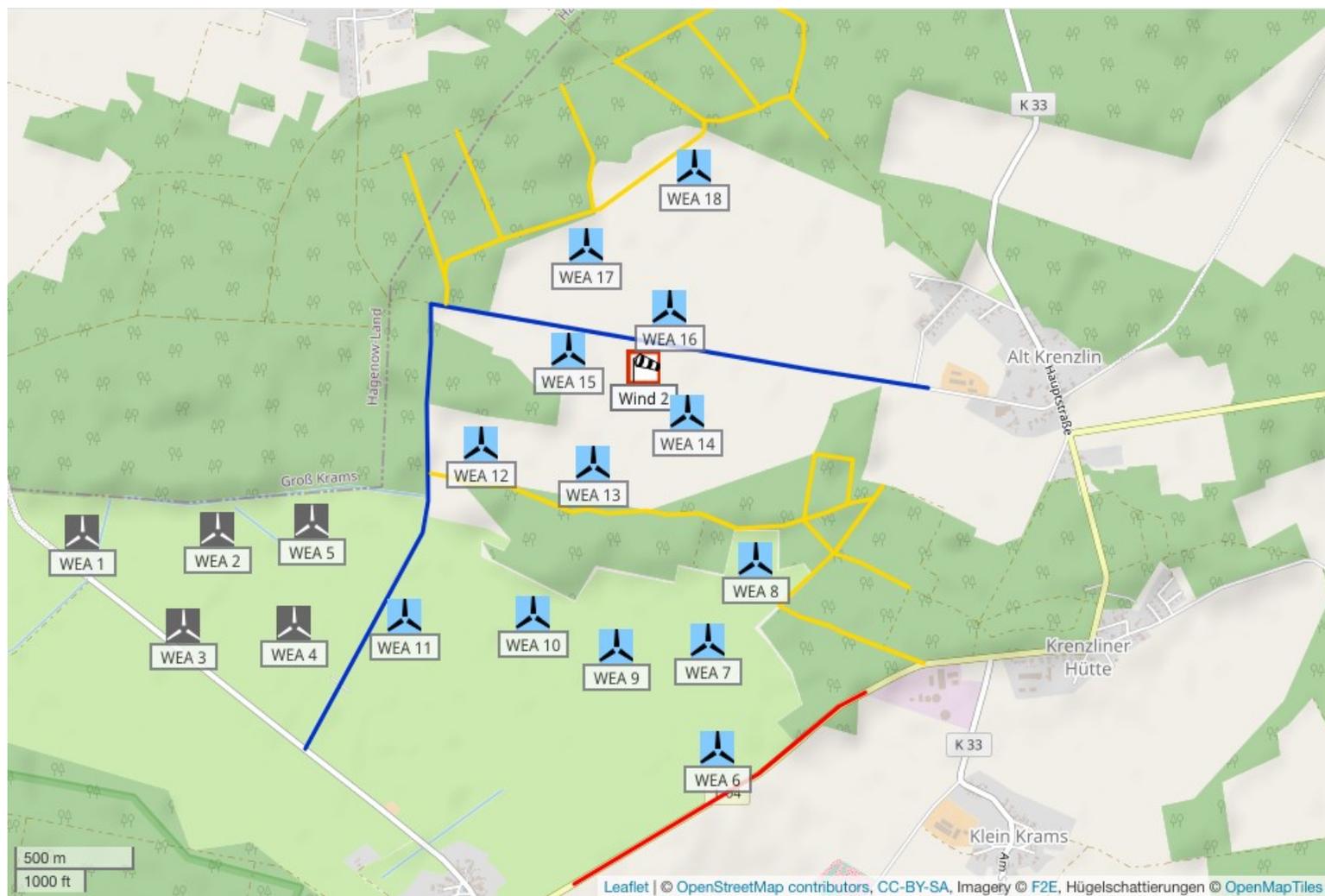


Abbildung 3.3.1:
 Lage des Standortes,
 Karte /1.4/.

-  zu bewertende WEA
-  zu berücksichtigende WEA
-  weitere WEA
-  Referenzpunkte der
-  Winddaten

- Schutzobjekte:**
- rot: Landesstraße L04
 - blau: Wirtschaftsweg
 - gold: Waldwege



3.4 Aufenthaltshäufigkeiten

Tabelle 3.4.1: In den Auswertungen berücksichtigtes Verkehrs- und Personenaufkommen auf den Schutzobjekten im Bereich der WEA.

Verkehrsweg	Verkehrsaufkommen			Personenaufkommen				Kritisches Individuum
	Kfz/Tag	km/h*	Individuelle Nutzungshäufigkeit	Personen/ Tag		Individuelle Nutzungshäufigkeit		
				Radfahrer	Fußgänger	Radfahrer	Fußgänger	
Landesstraße L04	1139 /3.2/	100**	---**	---	---	---	---	---
Wirtschaftsweg	---*	50***	zweimal täglich	---*	---*	zweimal täglich	alle zwei Tage	Radfahrer
Waldwege	---*	30***	zweimal täglich	---*	---*	zweimal täglich	alle zwei Tage	Radfahrer

---* Bei Schutzobjekten, die gemäß Kapitel 2.8.4 dem individuellen Risiko zuzuordnen sind, ist für die Risikoabschätzung nur die eine individuelle Person mit der auf der individuellen Nutzungshäufigkeit basierenden größten Gefährdung maßgeblich (kritisches Individuum). Weitere Angaben zur Anzahl der Kfz und Personen pro Tag können daher entfallen.

---** Bei Schutzobjekten, die gemäß Kapitel 2.8.4 dem kollektiven Risiko zuzuordnen sind, muss für die Risikoabschätzung kein kritisches Individuum definiert werden. Angaben zur Nutzungshäufigkeit können daher entfallen.

* Bis zu einer Fahrzeuggeschwindigkeit von 50km/h kann das Risiko durch Eiswurf und Eisfall für Personen innerhalb des Fahrzeuges vernachlässigt werden (siehe Kapitel 2.8.1).

** Aufgrund zulässige Höchstgeschwindigkeit nach StVO.

*** Aufgrund von Wegbeschaffenheit und -verlauf im standortspezifischen Gefährdungsbereich angenommen.



Tabelle 3.4.1 enthält alle Angaben zum Verkehrs- und Personenaufkommen, die in den nachfolgenden Risikobewertungen für die Verkehrswege berücksichtigt werden. Für Schutzobjekte, die sich nicht im standortspezifisch ermittelten Gefährdungsbereich der WEA befinden, sind Angaben zur Frequentierung daher nicht erforderlich. Für Fußgänger und Radfahrer werden die jeweiligen Geschwindigkeiten mit 5km/h bzw. 15km/h zugrunde gelegt. Für Schutzobjekte, für die nach Kapitel 2.8.4 das individuelle Risiko maßgeblich ist, wird in Tabelle 3.4.1 ein kritisches Individuum zugrunde gelegt.

3.5 Standortspezifische Grenzwerte für das kollektive Risiko

Für Bundesautobahnen, Bundesstraßen und Landesstraßen wurden die Grenzwerte auf Basis des vorhandenen Unfallrisikos bestimmt (siehe Kapitel 2.8.2). Tabelle 3.5.1 listet die ermittelten oberen Grenzwerte für ein inakzeptables Risiko.

Die weiteren Risikobereiche gemäß Tabelle 2.8.4.1 liegen jeweils eine Zehnerpotenz niedriger und sind nicht extra aufgeführt.

Tabelle 3.5.1: Spezifische obere Risikogrenzwerte für das kollektive Risiko.

Schutzobjekt	Kollektives Personenrisiko Grenzwert für ein inakzeptables Risiko
Landesstraße L04	$> 1.49 \cdot 10^{-3}$ (einmal in 670 Jahren)

Bei der Bewertung von Bauteilversagen für sehr stark befahrene Straßen kann es dazu kommen, dass pro Ereignis mehr als ein Fahrzeug betroffen ist. Hier wird entsprechend das Konzept der F-N-Kurven (siehe Kapitel 2.8.3) auf Basis der standortspezifischen Risikogrenzwerte angewendet.

3.6 Vereisungsrelevante WEA-Systeme

3.6.1 WEA-interne Eiserkennungssysteme

Die WEA 6 - 18 besitzen kein internes Eiserkennungssystem, das für die Bewertung von Risikoszenarien relevant wäre.

3.6.2 Optionale Eiserkennungssysteme

Die WEA 6 - 18 sind mit dem Eiserkennungssystem Vestas Ice Detection™ System (VID) ausgestattet /3.3/. Dieses System ist baugleich mit dem Eiserkennungssystem BLADEcontrol Ice Detector (BID) der Firma Weidmüller. Dabei werden zwei



bestimmte Eigenfrequenzen an den Blättern gemessen. Wird eine Änderung der Frequenzen festgestellt, lässt dies auf Eisansatz schließen und die Anlage schaltet ab.

Dieses System erkennt Eis auch im Trudelbetrieb, so dass die Anlage nach dem Abtauen selbstständig wieder in Betrieb genommen wird, soweit dies behördlich erlaubt ist.

Gemäß /3.4/ entspricht die Integration des Systems BLADEcontrol Ice Detector (BID) in Vestas-Anlagen den behördlichen Anforderungen für eine sichere Abschaltung bei Gefahr von Eisabwurf im laufenden Betrieb.

Das System zur Eiserkennung ist entsprechend der Richtlinie des Germanischen Lloyd für die Zertifizierung von Systemen zur Zustandsüberwachung von Windenergieanlagen /3.5/ typgeprüft /3.6/.

3.6.3 Systeme zur Prävention und Enteisung

Die betrachteten WEA sind nicht mit einem System zur Enteisung (de-icing) oder einem System zur Reduzierung von Vereisung (anti-icing) ausgestattet.

3.6.4 Betriebsführungssystem

Nach einer Abschaltung durch das Eiserkennungssystem geht die WEA in einen definierten Zustand. Angaben zu Trudeldrehzahlen, Blattstellung und Windnachführung der WEA wurden gemäß /3.7/ umgesetzt.

3.7 Risikoreduzierende Maßnahmen

Die im Anhang B dargestellten Ergebnisse berücksichtigen keine risikoreduzierenden Maßnahmen.

4 Durchgeführte Untersuchungen

4.1 Standortbesichtigung

Eine Standortbesichtigung ist im Rahmen der Bewertung des Risikos durch Eiswurf, Eisfall und Bauteilversagen nicht durch ein Regelwerk vorgeschrieben oder geregelt. Eine Standortbesichtigung empfiehlt sich, wenn die Situation vor Ort nicht ausreichend bekannt ist.

Im Rahmen der Standortbesichtigung werden die potentiellen Schutzobjekte vor Ort dokumentiert und besichtigt. Es werden Informationen zur Beschaffenheit der Schutzobjekte, wie z.B. Straßenbelag, Geschwindigkeitsbeschränkungen und



Fahrverboten bei Verkehrswegen aufgenommen.

Die Standortbesichtigung dient nicht zur Bestimmung der Aufenthaltshäufigkeit von Personen in oder auf Schutzobjekten, der Bestimmung der Frequentierung von Verkehrswegen, der Bestimmung der Klimatologie des Standortes oder der Verifizierung der Windparkkonfiguration.

Die Schutzobjekte vor Ort wurden vom Auftraggeber festgelegt (siehe Kapitel 3.1). Aufgrund der vorhandenen Datenlage zu den Schutzobjekten wurde auf eine Standortbesichtigung verzichtet.

4.2 Vereisungsbedingungen am Standort

Die Vereisungshäufigkeit am Standort wurde entsprechend Kapitel 2.5 ermittelt.

Die Anzahl der insgesamt am Standort zu unterstellenden Eisstücke ergibt sich aus der Anzahl der Eisstücke pro Vereisungsereignis und der Anzahl der Vereisungstage.

Für die WEA ist konservativ davon auszugehen, dass es an allen Vereisungstagen zu einer vollständigen Vereisung der WEA kommt.

In Übereinstimmung mit /2.1/ kann die insgesamt zu berücksichtigende Eismasse abhängig von der Blattgeometrie anhand des Vereisungslastfalles der internationalen Richtlinie für WEA /2.4/ definiert werden. Unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Masse der Eisstücke lässt sich daraus eine Anzahl Eisstücke pro Vereisung ableiten.

Damit ergeben sich am Standort Alt Krenzlin II die in Tabelle 4.2.1 dargestellten Vereisungsbedingungen.

Tabelle 4.2.1: Vereisungsbedingungen am Standort Alt Krenzlin II.

Lfd. Nr. WEA	Vereisungs- häufigkeit [%]	Vereisungstage pro Jahr	Eisstücke pro Jahr pro WEA	
			Eisfall	Eiswurf
6 - 18	1.8	6.7	1309	---

4.3 Ermittlung der Gefährdungsbereiche

Gemäß Kapitel 2.2 und 2.3 ergeben sich für die einzelnen WEA die in Tabelle 4.3.1 aufgeführten zu betrachtenden Schutzobjekte für Bauteilversagen und Eiswurf/Eisfall.



Tabelle 4.3.1: Zu betrachtende Schutzobjekte.

Lfd.Nr. WEA	Schutzobjekte im potentiellen Gefährdungsbereich	Gefährdung durch			
		Eiswurf/ Eisfall	Blatt- bruch	Turmfall	Gondel- verlust
6	Landesstraße L04	X	X	X	---
7	Waldwege	X	X	---	---
8	Waldwege	X	X	X	---
9	---	---	---	---	---
10	Waldwege	X	X	---	---
11	Wirtschaftsweg	X	X	X	---
12	Wirtschaftsweg	X	X	X	---
	Waldwege	X	X	X	---
13	Waldwege	X	X	X	---
14	Wirtschaftsweg	X	X	---	---
	Waldwege	X	X	---	---
15	Wirtschaftsweg	X	X	X	---
16	Wirtschaftsweg	X	X	X	---
17	Wirtschaftsweg	X	X	---	---
	Waldwege	X	X	X	---
18	Waldwege	X	X	X	---

Im potentiellen Gefährdungsbereich der WEA 9 befinden sich keine der definierten Schutzobjekte. Eine weitere Berücksichtigung dieser WEA ist im Rahmen der Risikobewertung daher nicht erforderlich.

Bei den WEA 1 - 5 handelt es sich um benachbarte WEA, deren Gefährdung im Rahmen dieses Gutachtens nicht zu bewerten ist.

Wenn die Gefährdungsbereiche einzelner WEA sich entlang eines überregionalen Verkehrswegs überlappen (siehe Kapitel 2.8.7), wird das Risiko der relevanten benachbarten WEA entsprechend berücksichtigt.

Wenn entlang eines Weges mit regionalem Charakter die Gefährdungsbereiche der geplanten und der benachbarte WEA passiert werden (siehe Kapitel 2.8.7), wird das Risiko der betreffenden benachbarten WEA entsprechend berücksichtigt.



4.4 Betrachtung der Einzelrisiken

Aus der in Kapitel 4.2 ermittelten Gesamtanzahl von Eisstücken, der Windgeschwindigkeitsverteilung gemäß Tabelle 3.2.1, der Geometrie und Betriebsweise der WEA sowie der Topografie am Standort, ergeben sich in der Umgebung einer WEA für jeden Punkt unterschiedliche Trefferhäufigkeiten von Eisstücken. Hinzu kommen die Trefferhäufigkeiten durch Bauteilversagen. Auf Basis dieser Trefferhäufigkeiten ist die spezifische Gefährdung von Personen abhängig von der Wegstrecke, den die Personen bzw. die mit Personen besetzten Fahrzeuge in der Umgebung der WEA nehmen, der Geschwindigkeit, mit der sie sich fortbewegen sowie der Häufigkeit, mit der ein bestimmter Weg genommen wird. Verkehrswege und andere Freiflächen bzw. Gebäude, die keinen Schutz gegen Eisstücke bieten, unterscheiden sich beim Risiko durch Eiswurf oder Eisfall nur dahingehend, dass die Wegstrecke bei Verkehrswegen deutlich vorgegeben ist, während sie bei Freiflächen typischerweise durch eine allgemeine Aufenthaltshäufigkeit ersetzt wird.

Eine spezifische Gefährdung lässt sich daher nicht in Form einer Gefährdungskarte in der Umgebung einer WEA darstellen, da für jeden Punkt in der Umgebung einer WEA theoretisch unendlich viele Szenarien denkbar sind. Die Gefährdung ist daher stets in Bezug zu einem Schutzobjekt unter Berücksichtigung der genannten Randbedingungen zu ermitteln.

4.4.1 Bauteilversagen

Ein Risiko durch Bauteilversagen ist stets entsprechend der in Kapitel 2.3 aufgeführten Eintrittshäufigkeiten zu unterstellen.

Details zu den Berechnungen sind im Anhang A dargestellt.

4.4.2 Eiswurf

Aufgrund der vorhandenen Systeme zur Eiserkennung kann der Betrieb bei potentiell gefährlichem Eisansatz weitestgehend ausgeschlossen werden. Für diese WEA ist daher eine Gefährdung durch Eiswurf standortspezifisch nicht zu betrachten.

4.4.3 Eisfall

Eine Gefährdung durch Eisfall für Personen in der Umgebung der WEA 6 - 18 ist standortspezifisch zu betrachten, auch wenn eines der in Kapitel 3.6 genannten Systeme zur Eiserkennung zu diesem Zweck genutzt wird.

Entsprechend Kapitel 2.2 besteht auch bei vorhandener funktionssicherer Eiserkennung stets ein Risiko durch Eisfall in der Umgebung einer WEA. Dieses Risiko ist



daher standortspezifisch zu bewerten.

Details zu den Berechnungen sind im Anhang B dargestellt.

4.5 Bewertung des Gesamtrisikos

Mit den Detailergebnissen für Eiswurf/Eisfall und Bauteilversagen ergeben sich am Standort Alt Krenzlin II die in Tabelle 4.5.1 dargestellten Gesamtrisiken.

Wie in Kapitel 2.8 dargestellt, erfolgt die Bewertung des individuellen und kollektiven Risikos durch eine Einteilung in fünf Bereiche von inakzeptabel bis vernachlässigbar. Dabei werden Schutzobjekte, die in den Berechnungen nicht von Eisstücken oder durch Bauteilversagen getroffen werden, aber im potentiellen Gefährdungsbereich liegen, dem vernachlässigbaren Risiko zugeordnet.

Es ist in Tabelle 4.5.1 jeweils nur das in Abhängigkeit von der Aufenthaltshäufigkeit von Personen zu betrachtende Risiko dargestellt (siehe Kapitel 2.8).

Sind gemäß Kapitel 2.8.7 Risiken verschiedener WEA zu addieren, wird die Bewertung der addierten Risiken in Tabelle 4.5.1 gesondert aufgeführt.

Sind für die Bewertung des Risikos durch Bauteilversagen und durch Eisfall/Eiswurf unterschiedliche Grenzwerte anzusetzen (siehe Kapitel 2.8.3), erfolgt die Bewertung getrennt. Dargestellt wird in Tabelle 4.2.1 in diesen Fällen die Bewertung für das führende, größere Risiko.

Tabelle 4.5.1: Bewertung der Gefährdung durch Eis und Bauteilversagen am Standort Alt Krenzlin II.

Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
6	Landesstraße L04	tolerierbar - Maßnahmen in der Regel nicht erforderlich	---
7	Waldwege	---	vernachlässigbar
8	Waldwege	---	tolerierbar - Maßnahmen in der Regel nicht erforderlich
10	Waldwege	---	vernachlässigbar*
11	Wirtschaftsweg	---	tolerierbar - Maßnahmen in der Regel nicht erforderlich
12	Wirtschaftsweg	---	allgemein akzeptabel
	Waldwege	---	allgemein akzeptabel
13	Waldwege	---	allgemein akzeptabel



Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
14	Wirtschaftsweg	---	vernachlässigbar
	Waldwege	---	vernachlässigbar*
15	Wirtschaftsweg	---	tolerierbar - Maßnahmen in der Regel nicht erforderlich
16	Wirtschaftsweg	---	allgemein akzeptabel
17	Wirtschaftsweg	---	vernachlässigbar
	Waldwege	---	tolerierbar - Maßnahmen in der Regel nicht erforderlich
18	Waldwege	---	tolerierbar - Maßnahmen in der Regel nicht erforderlich

*: Die Ergebnisse zeigen, dass das Schutzobjekt in den Berechnungen nicht von Eis- oder Blattbruchstücken der WEA getroffen wird.

Aufgrund der Einzelergebnisse der Risikobewertung und der Lage bzw. Nutzung der betrachteten Schutzobjekte und der benachbarten WEA kann auf eine weitere Betrachtung möglicher Routen durch den Windpark und eine damit verbundene Addition von Risiken verzichtet werden.

5 Weitere Maßnahmen

Da die zugrunde gelegten Risikogrenzwerte am Standort Alt Krenzlin II in den betrachteten Fällen deutlich unterschritten werden oder im unteren tolerierbaren ALARP-Bereich liegen, sind weitere risikomindernde Maßnahmen nicht erforderlich.



6 Zusammenfassung

Die Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG ist beauftragt worden, die vorliegende Windparkkonfiguration hinsichtlich einer Gefährdung durch Eiswurf/Eisfall und Bauteilversagen sowie durch Bauteilversagen ausgehend von den stillstehenden (trudelnden) bzw. in Betrieb befindlichen WEA zu betrachten und zu bewerten.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Risikoanalyse der WEA 6 - 18 hinsichtlich einer Gefährdung durch Eiswurf/Eisfall und Bauteilversagen zusammen gefasst.

Als Schutzobjekte wurden die Landestraße L04, ein Wirtschaftsweg und mehrere Waldwege in der Nachbarschaft der WEA definiert.

Eine mögliche Ursache für ein Umstürzen der WEA, einen Absturz des Rotors, einen Absturz der Gondel oder den Verlust des ganzen bzw. Teilen eines Rotorblattes ist ein Brand der WEA. Das durch einen Brand hierdurch verursachte Risiko ist daher in der Risikobetrachtung für das Bauteilversagen enthalten und mit abgedeckt. Nicht mit abgedeckt ist das durch die Ausbreitung von brennenden Partikeln und Trümmern in der Umgebung bestehende Brandrisiko.

Die abschließende Bewertung des Gesamtrisikos ist in Tabelle 6.1 für alle zu bewertenden und zu berücksichtigenden WEA aus Tabelle 3.3.1 bezüglich der relevanten Schutzobjekte dargestellt.

Maßnahmen, die in den Berechnungen berücksichtigt wurden und entsprechend für die getroffene Aussage unabdingbar sind, werden in der Tabelle 6.1 in den Randbedingungen dargestellt.

Maßnahmen, die zur Verringerung des Risikos umgesetzt werden sollten, werden in Tabelle 6.1 in der Spalte „Maßnahmen zur Risikoreduzierung“ aufgeführt. Eine genauere Erläuterung der Maßnahmen erfolgt in Kapitel 5.

Tabelle 6.1: Übersicht über die Bewertung des Gesamtrisikos (Risikogrenzwert: - = überschritten, + = noch tolerierbar, ++ = tolerierbar, +++ = allgemein akzeptabel, ≈ 0 = vernachlässigbar).

Lfd. Nr. WEA	Randbedingungen der Berechnung					Ergebnisse		
	Eiserkennungssystem			Azimutwinkel nach Abschaltung	Anti- / De-Icing	Schutzobjekt	Bewertung Personenrisiko	Maßnahmen zur Risikoreduzierung (Kapitel 5)
	aktiv	Windrichtungs- sektor	Anteil Eiswurf					
6	ja	0 – 360°	0%	---	---	Landesstraße L04	++	---
7	ja	0 – 360°	0%	---	---	Waldwege	≈ 0	---
8	ja	0 – 360°	0%	---	---	Waldwege	++	---
9	---					keine Schutzobjekte im potentiellen Gefährdungsbereich		
10	ja	0 – 360°	0%	---	---	Waldwege	≈ 0	---
11	ja	0 – 360°	0%	---	---	Wirtschaftsweg	++	---
12	ja	0 – 360°	0%	---	---	Wirtschaftsweg	+++	---
						Waldwege	+++	---
13	ja	0 – 360°	0%	---	---	Waldwege	+++	---
14	ja	0 – 360°	0%	---	---	Wirtschaftsweg	≈ 0	---
						Waldwege	≈ 0	---
15	ja	0 – 360°	0%	---	---	Wirtschaftsweg	++	---
16	ja	0 – 360°	0%	---	---	Wirtschaftsweg	+++	---

Lfd. Nr. WEA	Randbedingungen der Berechnung				Ergebnisse			
	Eiserkennungssystem			Azimutwinkel nach Abschaltung	Anti- / De-Icing	Schutzobjekt	Bewertung Personenrisiko	Maßnahmen zur Risikoreduzierung (Kapitel 5)
	aktiv	Windrichtungs- sektor	Anteil Eiswurf					
17	ja	0 – 360°	0%	---	---	Wirtschaftsweg	≈ 0	---
						Waldwege	++	---
18	ja	0 – 360°	0%	---	---	Waldwege	++	---



7 Formelzeichen und Abkürzungen

WEA	Windenergieanlage	
RD	Rotordurchmesser	
NH	Nabenhöhe	
ETRS89	Europäisches Terrestrisches Referenzsystem 1989	
UTM	Universale Transversale Mercator Projektion	
WGS84	World Geodetic System 1984	
ü. NN	über Normalnull	
MEM	Minimale endogen Sterblichkeit	
Kfz	Kraftfahrzeug	
A	Skalierungsparameter der Weibull-Verteilung	[m/s]
k	Formparameter der Weibullverteilung	[-]
v	Windgeschwindigkeit	[m/s]
h	Höhe	[m]
Θ	Azimutwinkel	[°]

8 Literaturangaben

Allgemein

- /1.1./ Bengt Tammelin et. al.; Wind Energy Production in Cold climates; Meteorological publications No.41, Finnish Meteorological Institute, Helsinki, Finland, February 2000.
- /1.2./ International Energy Agency (IEA), IEA Wind Task 19, State-of-the-Art of Wind Energy in Cold Climates, Edition October 2012.
- /1.3./ Berichte der Bundesanstalt für Straßenwesen; Verkehrstechnik Heft V 291, Fahrleistungserhebung 2014 – Inlandsfahrleistung und Unfallrisiko; Bergisch Gladbach, August 2017.
- /1.4./ OpenStreetMap und Mitwirkende; siehe Internet: <http://www.openstreetmap.org>, <http://opendatacommons.org>, <http://creativecommons.org>.
- /1.5./ Jarvis A., H.I. Reuter, A. Nelson, E. Guevara, 2006, Hole-filled seamless SRTM data V3, International Centre for Tropical Agriculture (CIAT).
- /1.6./ Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung; Mobilität in Deutschland 2008; Ergebnisbericht, Struktur – Aufkommen – Emissionen – Trends; Bonn und Berlin, Februar 2010.
- /1.7./ Schneider J., Schlatter H. P.; Sicherheit und Zuverlässigkeit im Bauwesen - Grundwissen für Ingenieure; 1. Auflage, B. G. Teubner, Stuttgart, 1994.



- /1.8./ Wichura, B., 2013. The Spatial Distribution of Icing in Germany Estimated by the Analysis of Weather Station Data and of Direct Measurements of Icing, Proceedings of the 15th International Workshop On Atmospheric Icing Of Structures (IWAIS 2013). Compusult Ltd., St. John's, Newfoundland and Labrador, September 8-11, 2013, pp. 303-309.
- /1.9./ HSE, Health and safety Executive. (n.d.); Risk analyses or 'predictive' aspects of comah safety reports guidance for explosives sites - The COMAH Safety Report Process for Predictive Assessment of Explosives Sites, downloaded 2014-08-21; Retrieved from <http://www.hse.gov.uk/comah/>
- /1.10./ Dirk Proske; Katalog der Risiken, 3. vollständig überarbeitete Auflage; Würenlingen 2021..
- /1.11./ C. J. Faasen, P. A. L. Franck, A. M. H. W. Taris; Handboek Risicozonering Windturbines, Eindversie, 3e geactualiseerde versie mei 2013, en Herziene versie 3.1 september 2014; Nederland.
- /1.12./ T. Hahm, J. Kröning; Rotorblattversagen – Gefährdungsanalyse für die Umgebung von Windenergieanlagen; 6. Deutsche Windenergie-Konferenz DEWEK 2002.
- /1.13./ J. Kesenheimer; Grundlagenforschung zur Restnutzungsdauer von Windenergieanlagen; Technische Universität Hamburg-Harburg, April 2003.
- /1.14./ Oliver J., Creighton P.; Road Accidents, Bicycle injuries and helmet use: a systematic review and meta-analysis; International Journal of Epidemiology, 2017, 278-292.

Normen

- /2.1/ International Energy Agency (IEA), IEA Wind TCP Task 19; Technical Report; International Recommendations for Ice Fall and Ice Throw Risk Assessments; April 2022.
- /2.2/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), Muster-Verwaltungsvorschrift Technische Baubestimmungen (MVV TB) Ausgabe 2020/1; Berlin, 19.01.2021.
- /2.3/ DIN EN 50126; Bahnanwendungen – Spezifikation und Nachweis der Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit, Instandhaltbarkeit und Sicherheit (RAMS); Deutsches Institut für Normung e.V., März 2000.
- /2.4/ International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1, Wind energy generation systems - Part 1: Design requirements; Edition 4, 2019-12; Geneva, Switzerland (Deutsche Fassung: Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN IEC 61400-1 (VDE 0127-1); Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2019); Dezember 2019; Berlin, Deutschland).
- /2.5/ DNV GL AS; Certification of condition monitoring, DNVGL-SE-0439:2016-06; June 2016.
- /2.6/ DIN EN ISO 16708; Erdöl- und Erdgasindustrie - Rohrleitungstransportsysteme - Zuverlässigkeitsanalysen (ISO 16708:2006); Englische Fassung EN ISO 16708:2006; Deutsches Institut für Normung e.V., August 2006.
- /2.7/ ISO 13623; Petroleum and natural gas industries - Pipeline transportation systems; ISO 13623:2000(E), International Organization for Standardization, Geneva, Switzerland.
- /2.8/ International Electrotechnical Commission (IEC); Wind energy generation systems – Part 31: Siting Risk Assessment; IEC TS 61400-31 ED1, Committee Draft (CD), 2022-04-29.



Projektspezifisch

- /3.1/ anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; anemos Windatlas für Deutschland, <https://awis.anemos.de/>, Winddaten zum Standort Alt Krenzlin II heruntergeladen am 13.06.2023.
- /3.2/ Landesamt für innere Verwaltung Mecklenburg-Vorpommern, Amt für Geoinformation, Vermessungs- und Katasterwesen; GeoPortal.MV; Verkehrsstärke 2015; siehe Internet: <https://www.geoportal-mv.de/portal/Geodatenviewer/GAIA-MVlight>, abgerufen am 26.06.2023.
- /3.3/ Vestas Wind Systems A/S; Allgemeine Spezifikation Vestas Eiserkennungssystem (VID) - V105/V112/V117/V126/V136-3.45/3.6MW 50/60Hz V117/V136/V150 - 4.0/4.2MW 50/60Hz V150 - 5.6/6.0MW 50/60Hz V162 - 5.6/6.0/6.2MW 50/60Hz V162/V172 - 7.2MW 50/60 Hz; Dokumentennr. : 0049-7921 V15; 13.10.2022.
- /3.4/ DNV-GL; Gutachten Vestas Ice Detection System (VID); Integration des BLADEcontrol Ice Detector BID in die Steuerung von Vestas Windenergieanlagen; Report Nr.: 75172, Rev. 6, 18.10.2021.
- /3.5/ DNV AS; Certification of condition monitoring, DNV-SE-0439:2021-10; October 2021.
- /3.6/ DNV Renewables Certification; Typenzertifikat; Rotorblatt-Überwachungssystem Vestas Eisdetektor (VID); Zertifikat Nr. TC-DNV-SE-0439-09298-0; Hamburg, 20.10.2022.
- /3.7/ Vestas Wind Systems A/S; RPM Curves EnVentus™ V172-7.2 MW 50/60 Hz; Restricted Document no.: 0124-6634 V04; Aarhus, Denmark, 2022-07-08.



Anhang A: Detaillierte Berechnungsergebnisse Bauteilversagen

A.1 Berechnung der Auftreffhäufigkeiten von Blattbruchstücken

In der Abbildung A.1.1 sind die daraus für die Umgebung der WEA resultierenden Auftreffhäufigkeiten pro Rasterfläche (25m²) und Jahr dargestellt. Erkennbar sind die größeren Auftreffhäufigkeiten quer zur Hauptwindrichtung.

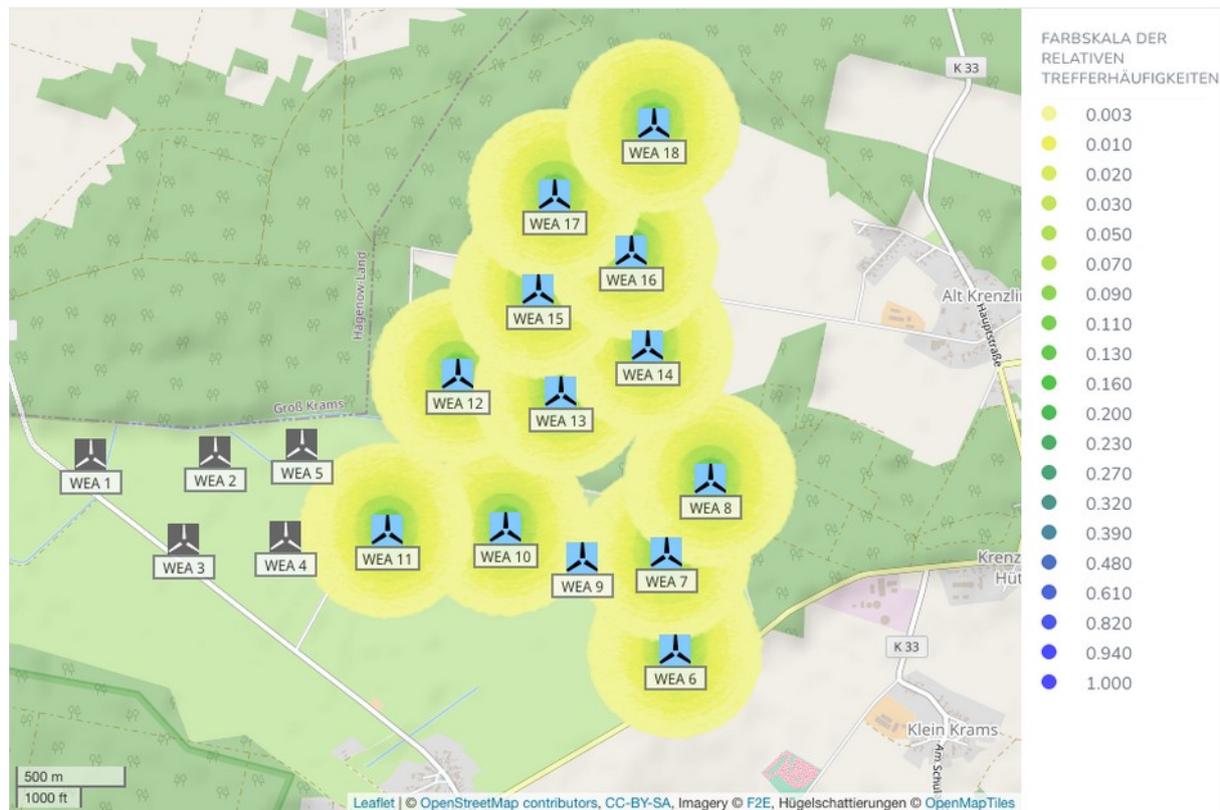


Abbildung A.1.1: Trefferhäufigkeiten von Blattbruchstücken pro Rasterfläche (25m²) in einer Millionen Jahren in der Umgebung der WEA 6 - 18 am Standort Alt Krenzlin II (Karte /1.4/).

Tabelle A.1.1 listet die maximal erreichte Flugweite der Bruchstücke bezogen auf den Fußpunkt der WEA auf.

Tabelle A.1.1: Maximale Flugweite der betrachteten Blattbruchstücke am Standort Alt Krenzlin II.

Lfd. Nr. WEA	Maximale Flugweite [m]
6	393.1
7	393.0



Lfd. Nr. WEA	Maximale Flugweite [m]
8	392.7
10	392.3
11	390.6
12	393.0
13	391.2
14	392.7
15	391.8
16	392.7
17	391.7
18	390.9

A.2 Schadenshäufigkeiten

Eine Gefährdung durch Blattbruch, Turmversagen oder Verlust der Gondel bzw. des Rotors ist gemäß Kapitel 4.3 zu unterstellen. Es ergeben sich die in Tabelle A.2.1 aufgelisteten Unfallhäufigkeiten bzw. Risiken.

Für die Bewertung von Personenschäden wird davon ausgegangen, dass jedes Kfz im Mittel mit 1.5 Personen besetzt ist. Dies entspricht der durchschnittlichen Besetzungszahl von Pkw in Deutschland /1.6/.

In Tabelle A.2.1 ist jeweils nur das in Abhängigkeit von der Aufenthaltshäufigkeit von Personen zu betrachtende Risiko dargestellt.

Treten in Tabelle A.2.1 relevante Überschreitungen der Risikogrenzwerte gemäß Tabelle 2.8.4.1 auf oder enthält sie Werte, die eventuell weitere Maßnahmen erfordern, so sind diese kursiv gedruckt.

Tabelle A.2.1: Kollektive und individuelle Risiken für Personenschäden am Standort Alt Krenzlin II durch Bauteilversagen.

Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Auftrittshäufigkeit pro Jahr				Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
		Blattbruch	Turmversagen	Verlust von Gondel oder Rotor	Tote pro Ereignis *		
6	Landesstraße L04	$7.86 \cdot 10^{-6}$	$1.72 \cdot 10^{-5}$	---	---	$2.32 \cdot 10^{-6}$ (einmal in 431 000 Jahren)	---
7	Waldwege	$6.03 \cdot 10^{-8}$	---	---	---	---	$1.96 \cdot 10^{-11}$ (einmal in 50.9 Mrd. Jahren)
8	Waldwege	$1.81 \cdot 10^{-5}$	$1.19 \cdot 10^{-4}$	---	---	---	$1.98 \cdot 10^{-7}$ (einmal in 5 Mio. Jahren)
10	Waldwege	0	---	---	---	---	---
11	Wirtschaftsweg	$1.74 \cdot 10^{-5}$	$1.92 \cdot 10^{-5}$	---	---	---	$2.41 \cdot 10^{-8}$ (einmal in 41.4 Mio. Jahren)
12	Wirtschaftsweg	$3.07 \cdot 10^{-6}$	$6.07 \cdot 10^{-6}$	---	---	---	$3.38 \cdot 10^{-9}$ (einmal in 296 Mio. Jahren)
	Waldwege	$7.52 \cdot 10^{-6}$	$1.50 \cdot 10^{-6}$	---	---	---	$3.79 \cdot 10^{-9}$ (einmal in 264 Mio. Jahren)
13	Waldwege	$7.80 \cdot 10^{-6}$	$1.19 \cdot 10^{-6}$	---	---	---	$3.60 \cdot 10^{-9}$ (einmal in 277 Mio. Jahren)



Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Auftrittshäufigkeit pro Jahr				Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
		Blattbruch	Turmversagen	Verlust von Gondel oder Rotor	Tote pro Ereignis *		
14	Wirtschaftsweg	$3.06 \cdot 10^{-6}$	---	---	---	---	$5.24 \cdot 10^{-10}$ (einmal in 1.9 Mrd. Jahren)
	Waldwege	0	---	---	---	---	---
15	Wirtschaftsweg	$2.30 \cdot 10^{-5}$	$8.03 \cdot 10^{-5}$	---	---	---	$7.59 \cdot 10^{-8}$ (einmal in 13.1 Mio. Jahren)
16	Wirtschaftsweg	$1.09 \cdot 10^{-5}$	$1.82 \cdot 10^{-6}$	---	---	---	$2.72 \cdot 10^{-9}$ (einmal in 368 Mio. Jahren)
17	Wirtschaftsweg	$8.61 \cdot 10^{-7}$	---	---	---	---	$1.47 \cdot 10^{-10}$ (einmal in 6.7 Mrd. Jahren)
	Waldwege	$1.60 \cdot 10^{-5}$	$2.98 \cdot 10^{-5}$	---	---	---	$6.06 \cdot 10^{-8}$ (einmal in 16.4 Mio. Jahren)
18	Waldwege	$2.17 \cdot 10^{-5}$	$3.30 \cdot 10^{-5}$	---	---	---	$7.10 \cdot 10^{-8}$ (einmal in 14 Mio. Jahren)

*: Nur relevant für Ereignisse mit einer hohen Anzahl Todesfälle (siehe Kapitel 2.8.3). Angegeben wird dann das Maximum der Toten pro Ereignis aus den Schadensszenarien Blattbruch, Turmversagen und Verlust von Gondel oder Rotor.



Anhang B: Detaillierte Berechnungsergebnisse Eisfall

B.1 Berechnung der Auftreffhäufigkeiten

In der Abbildung B.1.1 sind die für die Umgebung der WEA resultierenden Treffer pro 16 Quadratmeter und Jahr dargestellt.

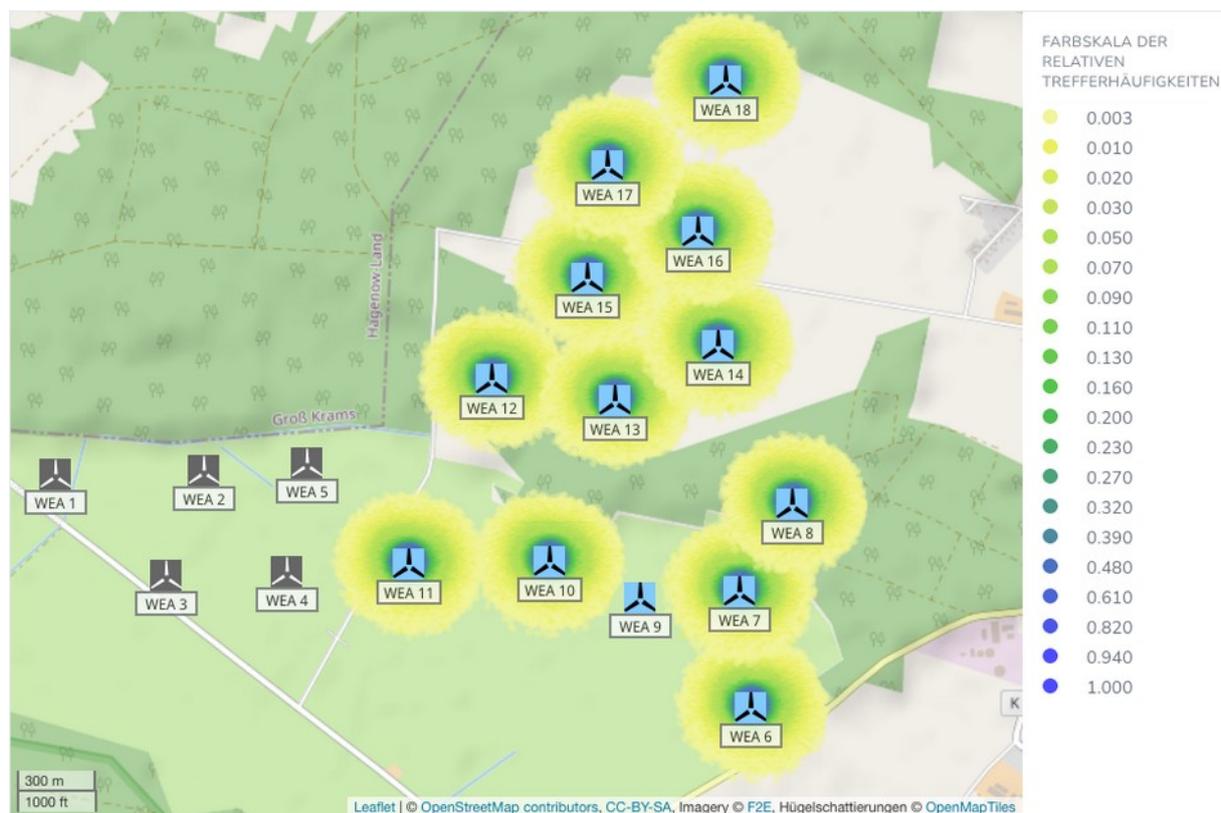


Abbildung B.1.1: Trefferhäufigkeiten von Eisstücken pro Rasterfläche (16m²) und Jahr in der Umgebung der WEA 6 - 18 am Standort Alt Krenzlin II (Karte /1.4/).

Tabelle B.1.1 listet die maximal erreichte Flugweite der Eisstücke bezogen auf den Fußpunkt der WEA auf.

Tabelle B.1.1: Maximale Flugweite der betrachteten Eisstücke am Standort Alt Krenzlin II.

Lfd. Nr. WEA	Maximale Flugweite [m]
6	294.7
7	299.1
8	285.0
10	291.4



Lfd. Nr. WEA	Maximale Flugweite [m]
11	289.0
12	288.4
13	285.8
14	292.5
15	293.6
16	289.9
17	291.1
18	289.2

B.2 Schadenshäufigkeiten

Aus den ermittelten Flugbahnen ergeben sich für die Gefährdungsbereiche der zu bewertenden WEA gemäß Kapitel 4.3 die in Tabelle B.2.1 aufgeführten Ergebnisse.

Für die Bewertung von Personenschäden wird davon ausgegangen, dass jedes Kfz im Mittel mit 1.5 Personen besetzt ist. Dies entspricht der durchschnittlichen Besetzungszahl von Pkw in Deutschland /1.6/. Eine infolge eines Treffers durch Eis resultierende Verkettung von Unfällen wurde nicht betrachtet.

In Tabelle B.2.1 ist jeweils nur das in Abhängigkeit von der Aufenthaltshäufigkeit von Personen zu betrachtende Risiko dargestellt.

Treten in Tabelle B.2.1 relevante Überschreitungen der Risikogrenzwerte gemäß Tabelle 2.8.4.1 auf oder enthält sie Werte, die eventuell weitere Maßnahmen erfordern, so sind diese kursiv gedruckt.

Tabelle B.2.1: Kollektive und individuelle Risiken für Personenschäden am Standort Alt Krenzlin II.

Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Anzahl Treffer pro Jahr	Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
6	Landesstraße L04	1.3	4.22*10 ⁻⁵ (einmal in 23 000 Jahren)	---
7	Waldwege	0.0	---	---
8	Waldwege	3.0	---	1.66*10 ⁻⁷ (einmal in 6 Mio. Jahren)



Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Anzahl Treffer pro Jahr	Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
10	Waldwege	0.0	---	---
11	Wirtschaftsweg	9.5	---	$3.63 \cdot 10^{-7}$ (einmal in 2.7 Mio. Jahren)
12	Wirtschaftsweg	0.3	---	$1.08 \cdot 10^{-8}$ (einmal in 92.2 Mio. Jahren)
	Waldwege	0.7	---	$4.02 \cdot 10^{-8}$ (einmal in 24.8 Mio. Jahren)
13	Waldwege	0.3	---	$1.88 \cdot 10^{-8}$ (einmal in 53.2 Mio. Jahren)
14	Wirtschaftsweg	0.01	---	$4.18 \cdot 10^{-10}$ (einmal in 2.3 Mrd. Jahren)
	Waldwege	0.0	---	---
15	Wirtschaftsweg	10.6	---	$4.04 \cdot 10^{-7}$ (einmal in 2.4 Mio. Jahren)
16	Wirtschaftsweg	1.4	---	$5.27 \cdot 10^{-8}$ (einmal in 18.9 Mio. Jahren)
17	Wirtschaftsweg	0.0	---	---
	Waldwege	3.6	---	$1.98 \cdot 10^{-7}$ (einmal in 5 Mio. Jahren)
18	Waldwege	7.4	---	$4.09 \cdot 10^{-7}$ (einmal in 2.4 Jahren)

16.1.4 Standsicherheit

Anlagen:

- 23-04-20_I17-SE-2023-187_Alt Krenzlin II.pdf
- 230505_I17-SE-2023-187 Rev.01_Alt Krenzlin II.pdf



Gutachten zur Standorteignung von Windenergieanlagen
nach DIBt 2012 für den Windpark Alt Krenzlin II

Deutschland

Bericht-Nr.: I17-SE-2023-187



I17-Wind GmbH & Co. KG --- Robert-Koch-Straße 29 --- 25813 Husum

Gutachten zur Standorteignung von WEA nach DIBt 2012 für den
Windpark Alt Krenzlin II

Bericht-Nr.: I17-SE-2023-187

Auftraggeber: Naturwind Schwerin GmbH
Schelfstraße 35
D-19055 Schwerin

Auftragnehmer: I17-Wind GmbH & Co. KG
Robert-Koch-Straße 29
D-25813 Husum
Tel.: 04841 – 87596 – 0
E-Mail: mail@i17-wind.de
Internet: www.i17-wind.de

Datum: 20. April 2023

Haftungsausschluss und Urheberrecht

Das vorliegende Gutachten wurde unabhängig, unparteiisch und nach bestem Wissen und Gewissen nach derzeitigem Stand der Technik erstellt. Für vom Auftraggeber und vom Anlagenhersteller bereitgestellte Daten, die nicht von der I17-Wind GmbH & Co. KG erhoben oder ermittelt wurden, kann keine Gewähr für deren Korrektheit übernommen werden. Diese werden als richtig vorausgesetzt.

Urheber des vorliegenden Gutachtens zur Standorteignung von WEA nach DIBt 2012 ist die I17-Wind GmbH & Co. KG. Der Auftraggeber erhält nach § 31 Urheberrechtsgesetz das einfache Nutzungsrecht, welches nur durch Zustimmung des Urhebers übertragen werden kann. Eine Bereitstellung zum uneingeschränkten Download in elektronischen Medien ist ohne gesonderte Zustimmung des Urhebers nicht gestattet.

Akkreditierung

Die I17-Wind GmbH & Co. KG ist nach DIN EN ISO/IEC 17025:2018 durch die Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH (DAKKS) für die Bereiche „Erstellen von Schallimmissionsprognosen für Windenergieanlagen; Erstellen von Schattenwurfimmissionsprognosen für Windenergieanlagen; Prüfung der Standorteignung von Windenergieanlagen mittels Berechnung (Turbulenzgutachten)“ akkreditiert. Die Registriernummer der Urkunde lautet D-PL-21268-01-00. Diese kann angefragt, oder in der Datenbank der akkreditierten Stellen der DAKKS eingesehen werden.

Die I17-Wind GmbH & Co. KG ist Mitglied im Sachverständigenbeirat des Bundesverbandes WindEnergie (BWE) e.V.

Anmerkung zu Typenprüfung und Anlagenparametern der WEA

Wenn zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung die Typenprüfung oder Einzelprüfung für die geplanten WEA noch nicht vorlag, wurde der Vergleich auf Basis vom Hersteller übermittelter Auslegungswerte der geplanten WEA durchgeführt. Es besteht die Möglichkeit, dass die im Genehmigungsverfahren eingereichten Dokumente bezüglich der Auslegungswerte der betrachteten WEA nicht mit den im vorliegenden Gutachten zitierten Dokumenten übereinstimmen. Die zitierten Dokumente entsprechen dem aktuellen Stand zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung. Bei abweichenden Dokumenten behält das vorliegende Gutachten dennoch seine Gültigkeit, wenn die im Gutachten berücksichtigten Auslegungswerte durch die im Rahmen des Genehmigungsverfahrens eingereichten Auslegungswerte abgedeckt sind. Im Folgenden ist der Begriff Einzelprüfung stets durch den Begriff Typenprüfung mit abgedeckt, auch wenn dies nicht explizit erwähnt wird.

Änderungen der berücksichtigten Anlagenparameter wie c_t -Kurve und Schnelllaufzahl λ sind dem Anlagenhersteller vorbehalten und bedürfen einer neuen Berechnung und Bewertung. Bei einer Änderung der Anlagenparameter gegenüber dem Stand zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung verliert das vorliegende Gutachten seine Gültigkeit.

Revisionsnummer	Datum	Änderung	Verfasser
0	20.04.2023	Erste Ausgabe	Gutbrod

Verfasser:

M. Sc. Kevin Gutbrod, Sachverständiger
Husum, 20.04.2023



Gepfugt:

Dipl.-Ing. (FH) Christian Kebbel, Sachverständiger
Husum, 20.04.2023



Freigegeben:

M. Sc. Tristan Schwartau
Husum, 20.04.2023



Dieses Dokument wurde digital signiert und die Integrität des Dokuments wurde überprüft. Das zugehörige Zertifikat kann von der I17-Wind GmbH & Co. KG auf Anfrage gerne zur Verfügung gestellt werden.

Inhaltsverzeichnis

1	Vorbemerkung.....	7
1.1	Allgemeines	7
1.2	Geführte Nachweise.....	7
1.2.1	Nachweis der Standorteignung an topografisch nicht komplexen Standorten durch Vergleich der Windbedingungen.....	8
1.2.2	Nachweis der Standorteignung an topografisch komplexen Standorten durch Vergleich der Windbedingungen.....	8
1.2.3	Verfahren bei Überschreitungen – Nachweis durch Vergleich der Lasten	9
1.3	Hinweise zu den zu Grunde gelegten Richtlinien.....	10
1.4	Qualität der zu Grunde gelegten Daten und Modelle.....	12
2	Aufgabenstellung und Standort	13
2.1	Umfang des Gutachtens	13
2.2	Standortbeschreibung.....	13
2.3	Auslegungswindbedingungen der geplanten WEA	13
3	Vergleich der Windbedingungen.....	16
3.1	Grundlagen.....	16
3.2	Vergleich v_{ave} und v_{m50}	17
3.2.1	Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave}	17
3.2.2	Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50}	17
3.3	Vergleich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}	18
3.3.1	Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität	18
3.3.2	Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität	20
3.3.3	Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}	22
3.4	Schräganströmung δ	30
3.5	Höhenexponent α	31
3.6	Luftdichte ρ	32
3.7	Extreme Turbulenzintensität I_{ext}	33
4	Zusammenfassung.....	34
4.1	Neu geplante WEA	34
4.2	Bestehende WEA.....	35
4.2.1	Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich mit den Auslegungswerten	35
4.2.2	Zusammenfassung.....	35
5	Standortbesichtigung	36
	Abkürzungs- und Symbolverzeichnis.....	37
	Literaturverzeichnis.....	39

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration; Kartenmaterial: [19.1, 19.2] 15

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration	14
Tabelle 2.2: Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA	14
Tabelle 3.1: Windverhältnisse am Standort WV 1/1 [22.1]	16
Tabelle 3.2: Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} auf Nabenhöhe der geplanten WEA..	17
Tabelle 3.3: Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50} auf Nabenhöhe der geplanten WEA	18
Tabelle 3.4: Richtlinienabhängige Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität	19
Tabelle 3.5: Komplexitätskriterien und C_{CT} nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6].....	21
Tabelle 3.6: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort.....	22
Tabelle 3.7: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (vor Zubau)	25
Tabelle 3.8: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau).....	26
Tabelle 3.9: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W17.....	28
Tabelle 3.10: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W18	28
Tabelle 3.11: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W2.....	29
Tabelle 3.12: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W3.....	29
Tabelle 3.13: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W4.....	29
Tabelle 3.14: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W9.....	29
Tabelle 3.15: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W11	29
Tabelle 3.16 Standortmittelwert der Schräganströmung δ_{NH} der neu geplanten WEA.....	30
Tabelle 3.17 Standortmittelwert des Höhenexponenten α_{NH} der neu geplanten WEA.....	31
Tabelle 3.18: Standortmittelwert der Luftdichte ρ_{NH} der neu geplanten WEA.....	32
Tabelle 3.19: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$	33
Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA.....	34
Tabelle 4.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA.....	35

1 Vorbemerkung

1.1 Allgemeines

Das Deutsche Institut für Bautechnik DIBt hat Anfang des Jahres 2013 die Fassung Oktober 2012 der „Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“ veröffentlicht und im März 2015 eine korrigierte Fassung herausgegeben [1.1], auf deren Grundlage das vorliegende Gutachten erstellt wurde.

Aufgrund fehlender Kriterien für einen Immissionsgrenzwert für die durch benachbarte Windenergieanlagen verursachten erhöhten Turbulenzbelastungen an einer WEA, können ersatzweise die Kriterien der Standorteignung bezüglich der effektiven Turbulenzintensität für eine Turbulenzimmissionsprognose im Rahmen eines Antrages nach dem Bundes-Immissionsschutz-Gesetz (BImSchG) herangezogen werden. Eine Reduktion der Lebenszeit und der zusätzliche Verschleiß der WEA sind zumutbar, solange die Standorteignung hinsichtlich der Auslegungswerte der Turbulenzintensität oder hinsichtlich der Auslegungslasten gewährleistet bleibt. Somit stellt das vorliegende Gutachten zur Standorteignung von WEA zusätzlich eine Turbulenzimmissionsprognose im Sinne des BImSchG dar und kann als Bestandteil der Antragsstellung nach dem BImSchG verwendet werden.

1.2 Geführte Nachweise

Die Richtlinie DIBt 2012 [1.1] fordert in Kapitel 16 ein alternatives, vereinfachtes Verfahren zum Nachweis der Standorteignung von WEA, das jedoch nur angewendet werden darf, wenn die Standorte der geplanten WEA nach DIN EN 61400-1:2011-08 [7] als nicht topografisch komplexe Standorte zu bezeichnen sind. Im Dezember 2019 wurde die Norm DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] veröffentlicht, welche die Norm DIN EN 61400-1:2011-08 [7] ersetzt. Entsprechend der Richtlinie DIBt 2012 [1.1] ist die jeweils angewendete Ausgabe der Norm DIN EN (IEC) 61400-1, entsprechend [6] oder [7], in Ihrer Gesamtheit anzuwenden, weshalb auch die Ermittlung der topografischen Komplexität im vorliegenden Gutachten nach [6] erfolgt. Sind vereinzelte Standorte neu geplanter WEA als topografisch komplex zu bezeichnen, wird der vereinfachte Nachweis der Standorteignung nach [1.1] um die Kriterien nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6], Abschnitt 11.9, erweitert. Die Vergleiche der Auslegungswerte für die zu untersuchenden Größen mit den im Rahmen dieses Gutachtens ermittelten Werten sind nach der DIBt Richtlinie Fassung Oktober 2012 nur für neu geplante Anlagen zu führen [1.1]. Für bestehende Anlagen, die nach der DIBt 1993 [3] oder DIBt 2004 [2] typengeprüft wurden, darf im Falle einer Parkänderung / -erweiterung der Nachweis der Standorteignung auch weiterhin nach dem Verfahren der DIBt 2004 erbracht werden [1.1].

Die Richtlinie DIBt 2012 [1.1] lässt folgende Möglichkeiten, bzw. mögliche auftretende Konfigurationen, in Bezug auf die Typenprüfung und die dieser zu Grunde gelegten Richtlinie, unberücksichtigt:

- i. Der geplanten Anlage liegt eine Typenprüfung nach der Richtlinie DIBt 2004 [2] zu Grunde.
- ii. Einer oder mehrerer zu berücksichtigender Bestandsanlagen liegt eine Typenprüfung nach der DIBt 2012 [1.1] Richtlinie zu Grunde.

Für diese zwei beschriebenen Fälle, die nicht durch die DIBt 2012 [1.1] abgedeckt sind, werden folgende Verfahrensweisen gemäß [1.2] als Quasistandard angewandt:

- i. Liegt einer neu geplanten Anlage eine Typenprüfung gemäß DIBt 2004 [2] zu Grunde, wird der Nachweis der Standorteignung basierend auf dem vereinfachten Verfahren nach DIBt 2012 [1.1], beschrieben in Abschnitt 1.2.1, geführt. Dieser Nachweis entspricht den Mindestanforderungen der zum Nachweis der Standorteignung der Typenprüfung nach DIBt 2004 [2] zu Grunde gelegten Richtlinie DIN EN 61400-1:2004 [8], bzw. IEC 61400-1 ed.2 [4].
- ii. Da davon auszugehen ist, dass für bereits genehmigte, bzw. bestehende Anlagen mit einer Typenprüfung nach DIBt 2012 [1.1] die Standorteignung in deren Genehmigungsverfahren

nachgewiesen wurde, werden nur durch hinzukommende Anlagen beeinflusste Parameter geprüft und mit den Auslegungswerten verglichen. Dies entspricht lediglich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} , welche durch einen Zubau erhöht werden kann.

Nach DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 [9] ist bei zylindrischen Bauwerken die Untersuchung von Interferenzeffekten oder wirbelerregten Schwingungen zu führen, wenn deren Abstand untereinander den in [9] definierten Mindestabstand unterschreitet. Diese Untersuchung ist nicht Bestandteil der Richtlinie DIBt 2012 [1.1] und wird daher im vorliegenden Gutachten nicht durchgeführt, sondern hat durch einen dritten unabhängigen Gutachter oder Prüfstatiker zu erfolgen.

1.2.1 Nachweis der Standorteignung an topografisch nicht komplexen Standorten durch Vergleich der Windbedingungen

Der nach der DIBt Richtlinie Fassung 2012 [1.1] vereinfachte Nachweis zur Standorteignung verlangt folgende Nachweise der Windbedingungen auf Nabenhöhe der geplanten WEA:

- i. Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit.
 - (1) Die mittlere Windgeschwindigkeit am Standort ist um mindestens 5 % kleiner als gemäß Typen-/Einzelprüfung, oder
 - (2) die mittlere Windgeschwindigkeit ist kleiner als gemäß Typen-/Einzelprüfung und für den Formparameter k der Weibull-Funktion gilt: $k \geq 2$.
- ii. Vergleich der effektiven Turbulenzintensität nach DIN EN 61400-1:2011-08 [7] zwischen $0.2 v_{m50}(h)$ und $0.4 v_{m50}(h)$ mit der Auslegungsturbulenz nach NTM.
- iii. Vergleich der 50-Jahreswindgeschwindigkeit.
 - (1) Die Windzone gemäß Typen-/Einzelprüfung deckt die Windzone des betrachteten Standortes entsprechend der Windzonenkarte ab (die detaillierten Regelungen gemäß DIN EN 1991-1-4, Absatz 4.3.3 einschließlich NA [9] für nicht ebene Geländelagen sind ggf. zu beachten), oder
 - (2) die 50-Jahreswindgeschwindigkeit $v_{m50}(h)$ gemäß Typen-/Einzelprüfung deckt die 50-Jahreswindgeschwindigkeit am Standort ab (z.B. Nachweis durch eine Extremwindabschätzung).

1.2.2 Nachweis der Standorteignung an topografisch komplexen Standorten durch Vergleich der Windbedingungen

Handelt es sich nach Abschnitt 11.2 der DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] um einen als topografisch komplex zu bezeichnenden Standort der Kategorie L, M oder H und liegt der zu untersuchenden WEA eine Typenprüfung nach DIBt 2012 [1.1] zu Grunde, wird der vereinfachte Nachweis zur Standorteignung nach Abschnitt 1.2.1 um folgende Nachweise der Windbedingungen auf Nabenhöhe der geplanten WEA, basierend auf DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] erweitert.

- i. Der windenergiegewichtete Mittelwert aller Richtungen der Schräganströmung δ darf den vorgegebenen Wert von $\pm 8^\circ$, bzw. den in der Typenprüfung angegebenen Wert, nicht überschreiten bzw. unterschreiten.
- ii. Der über alle Richtungen und Windgeschwindigkeiten energiegewichtete Standortmittelwert des Höhenexponenten α darf den Wert von $0.05 \leq \alpha \leq 0.25$, bzw. den in der Typenprüfung angegebenen Wert nicht überschreiten bzw. unterschreiten.
- iii. Der Standortmittelwert der Luftdichte ρ darf bei allen Windgeschwindigkeiten größer gleich der Nennwindgeschwindigkeit v_r den Wert 1.225 kg/m^3 oder den in der Typenprüfung angegebenen Wert nicht überschreiten. Alternativ kann eine Luftdichte über dem Wert von 1.225 kg/m^3 oder dem in der Typenprüfung angegebenen Wert durch Einhaltung der folgenden Ungleichung nachgewiesen werden:

$$\rho_{\text{Auslegung}} * v_{\text{ave,Auslegung}}^2 \geq \rho_{\text{Standort}} * v_{\text{ave,Standort}}^2$$

- iv. Es ist der Nachweis zu erbringen, dass die Auslegungswerte des ETM auch unter Berücksichtigung der Nachlaufsituation mit der höchsten Nachlaufturbulenz im Zentrum des Nachlaufs, nicht überschritten werden.

1.2.3 Verfahren bei Überschreitungen – Nachweis durch Vergleich der Lasten

Kann der vereinfachte Nachweis der Windbedingungen nach DIBt 2012 [1.1] aus Abschnitt 1.2.1 nicht geführt werden, da die zu prüfenden Parameter mittlere Windgeschwindigkeit v_{ave} oder effektive Turbulenzintensität I_{eff} nicht eingehalten werden, kann die Standorteignung durch einen Lastvergleich (Vergleich der standortspezifischen Lasten mit den Lastannahmen der Typenprüfung) der Betriebsfestigkeitslasten nachgewiesen werden. In diesem Fall ist der Nachweis der Standorteignung der jeweiligen WEA auf Basis eines Lastvergleiches der Betriebsfestigkeitslasten (DLC 1.2) zu führen. Wird der Auslegungswert v_{m50} nicht eingehalten, kann die Standorteignung auf Basis eines Lastvergleiches der Extremlasten nachgewiesen werden. In diesem Fall ist der Nachweis der Standorteignung der jeweiligen WEA auf Basis eines Lastvergleiches der Extremlasten (DLC 1.1, DLC 1.3, DLC 6.1, und DLC 6.2) zu führen.

Kann der Nachweis der Windbedingungen an einem als topografisch komplex zu bezeichnenden Standort nach Abschnitt 1.2.1 und Abschnitt 1.2.2 nicht geführt werden, da einer oder mehrere der zu prüfenden Werte nicht eingehalten werden, kann die Standorteignung entsprechend DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] auf Basis eines Lastvergleiches unter Berücksichtigung der standortspezifischen Windbedingungen aus Abschnitt 1.2.1 und Abschnitt 1.2.2 durchgeführt werden. Demnach ist der Nachweis der Standorteignung der jeweiligen WEA auf Basis eines Lastvergleiches der Betriebsfestigkeitslasten (DLC 1.2) und/oder der Extremlasten (DLC 1.1, DLC 1.3, DLC 6.1, und DLC 6.2) zu führen.

In beiden Fällen werden die der Typenprüfung zu Grunde gelegten Auslegungslasten mit den standortspezifischen Lasten, die auf Basis der standortspezifischen Windbedingungen aus dem vorliegenden Gutachten ermittelt werden, verglichen. Wenn sich zeigt, dass die standortspezifischen Lasten die Auslegungslasten nicht überschreiten oder diese einhalten, ist eine Standorteignung durch den Vergleich der Lasten nachgewiesen. Werden die Auslegungslasten nicht eingehalten, muss die Anlage gegebenenfalls mit einer sektoriellen Betriebseinschränkung betrieben werden, um die Lasten soweit zu reduzieren, dass sie innerhalb der Auslegungslasten liegen, oder die Standorteignung kann nicht durch einen Vergleich der Lasten nachgewiesen werden.

Die Berechnung der standortspezifischen Lasten erfolgt in der Regel durch den Hersteller der betrachteten WEA. Der zugehörige Bericht zur durchgeführten Lastberechnung wird der I17-Wind GmbH & Co. KG im Rahmen einer Geheimhaltungsvereinbarung vorgelegt. Zudem ist es möglich die Betriebsfestigkeits- und Extremlasten einer WEA basierend auf einem generischen Anlagenmodell zu ermitteln und mit den Auslegungslasten, welche mittels des identischen generischen Anlagenmodells ermittelt werden, zu vergleichen. Diese Berechnungen erfolgen in der Regel nicht durch den Anlagenhersteller, sondern durch einen dritten unabhängigen Gutachter. Die Berichte werden von der I17-Wind GmbH & Co. KG dahingehend überprüft, dass die Eingangsdaten korrekt übernommen und angesetzt wurden. Das Ergebnis einer Lastberechnung wird als richtig vorausgesetzt. Eine Haftung für die Richtigkeit einer Lastrechnung, sowohl eines Anlagenherstellers als auch eines dritten, unabhängigen Gutachters, wird nicht übernommen.

1.3 Hinweise zu den zu Grunde gelegten Richtlinien

Folgende, von der DIBt 2012 Richtlinie [1.1] und der DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] abweichende, jedoch konservativ abdeckende, Verfahren wurden für das vorliegende Gutachten zur Standorteignung von WEA gewählt:

- I. Entsprechend der DIBt 2012 [1.1] ist es für eine Prüfung der Standorteignung Voraussetzung, dass für die WEA eine Typenprüfung bzw. eine Einzelprüfung vorliegt. Ist dies nicht der Fall, wird der Vergleich auf Basis von vorläufigen Auslegungswerten, für die die Typenprüfung voraussichtlich angestrebt wird, durchgeführt. Somit behält das vorliegende Gutachten im Falle einer Typenprüfung bzw. Einzelprüfung, welche die zu Grunde gelegten Auslegungsparameter abdeckt, seine Gültigkeit.
- II. Es wird davon ausgegangen, dass jede im Gutachten betrachtete WEA die Ihrer Typenprüfung zu Grunde gelegte Auslegungslebensdauer τ_{TP} noch nicht überschritten hat.
- III. Der Vergleich des Standortwertes der mittleren Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe v_{ave} mit dem Auslegungswert kann nur nach [1.1] erfolgen, wenn die Auslegungswerte der zu betrachtenden WEA einen Formparameter k der Weibullverteilung von $k = 2.0$ ausweisen. Wenn die Auslegungswerte der zu betrachtenden WEA einen Formparameter $k \neq 2.0$ ausweisen, kann der in [1.1] geforderte Vergleich nicht mehr erfolgen. In diesem Fall wird das Verfahren nach [6] gewählt, welches einen Vergleich der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion pdf_{NH} der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten mit der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion pdf_{TP} der Typenprüfung in einem Bereich von $v_{ave} - 2v_{ave}$ fordert. Zusätzlich wird der Bereich von $0.2v_{ref} - 0.4v_{ref}$ nach [7] herangezogen und stets der konservativ abdeckende Bereich dem Vergleich zu Grunde gelegt. In dem zu untersuchenden Bereich muss die Bedingung $pdf_{NH} \leq pdf_{TP}$ erfüllt sein. Die Berechnung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen pdf_{NH} und pdf_{TP} erfolgt entsprechend [6] auf Basis der Standortmittelwerte A_{NH} und k_{NH} bzw. der Auslegungswerte A_{TP} und k_{TP} der zu untersuchenden WEA.

Kann der der Vergleich des Standortwertes der mittleren Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe v_{ave} mit dem Auslegungswert nach DIBt Richtlinie Fassung 2012 [1.1] nicht erbracht werden, wird sich zur Definition von sektoriellen Betriebsbeschränkungen vorbehalten den Vergleich der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten pdf_{NH} nach [6] durchzuführen, da dieses Verfahren das in [1.1] geforderte Verfahren konservativ mit abdeckt.

- IV. Erfolgt der Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Windbedingungen nach Abschnitt 1.2.1 und 1.2.2, hat der Vergleich der standortspezifischen effektiven Turbulenzintensität und der Auslegungsturbulenz nach NTM in dem Bereich zwischen $0.2v_{m50}(h)$ und $0.4v_{m50}(h)$ zu erfolgen [1.1]. Liegt einer zu betrachtenden WEA keine Auslegungsturbulenz nach NTM vor, erfolgt der Vergleich mit der in der Typenprüfung aufgeführten Auslegungsturbulenz. Entsprechend [6] hat der Vergleich in dem Bereich zwischen v_{ave} und $2v_{ave}$ zu erfolgen. Erfolgt der Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Lasten nach Abschnitt 1.2.3, sind der Lastberechnung nach [1.1] mindestens die standortspezifischen effektiven Turbulenzintensitäten von v_{in} bis $0.4v_{m50}(h)$ bzw. von v_{in} bis v_{out} entsprechend DLC 1.2 nach [6] zu Grunde zu legen. Im vorliegenden Gutachten werden die standortspezifischen effektiven Turbulenzintensitäten mindestens im Windgeschwindigkeitsbereich von 5 m/s bis 25 m/s (bzw. v_{out} wenn $v_{out} < 25$ m/s) ausgewiesen, was die oben beschriebenen Anforderungen für den Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Windbedingungen nach [1.1], [6] und auch [7] abdeckt. Erfolgt der Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Lasten, werden dem Anlagenhersteller grundsätzlich die standortspezifischen effektiven Turbulenzintensitäten in dem Bereich von v_{in} bis v_{out} zur Verfügung gestellt. Liegt einer zu prüfenden WEA eine Typenprüfung nach [2] zu Grunde,

erfolgt der Vergleich mit der Turbulenzkurve für Turbulenzkategorie A nach [1.1], da dieser Verlauf den nach [2] anzusetzenden mit abdeckt.

- V. Bezüglich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} werden grundsätzlich alle Anlagen im Umkreis des 10fachen Rotordurchmessers D der geplanten Anlage(n) in die Betrachtung einbezogen und nachgewiesen. Dieses Kriterium deckt alle Kriterien nach [1.1], [6] und [7] ab.
- VI. Der standortspezifische Mittelwert der Luftdichte ρ wird abdeckend für alle Windgeschwindigkeiten angegeben.
- VII. Hinsichtlich der Auslegungswindbedingungen des ETM werden die Werte der höchsten Turbulenz im Zentrum des Nachlaufs ausgewiesen. Da eine Überschreitung der Auslegungswindbedingungen bezüglich des ETM in der Regel mit einer Überschreitung der effektiven Turbulenzintensität einhergeht, kann davon ausgegangen werden, dass eine Überschreitung der extremen Turbulenzintensität nur in solchen Fällen eintritt, in denen die Standorteignung durch eine Lastrechnung des Hersteller nachgewiesen werden muss, was dann auf Basis der ausgewiesenen Werte für die Extremturbulenz erfolgt. Aus diesem Grund wird der Vergleich der Auslegungswindbedingungen des ETM mit den Standortbedingungen nicht geführt.
- VIII. Auf Grund der verwendeten Berechnungsprogramme und deren Zahlenausgabeformat, werden die im vorliegenden Gutachten ausgewiesenen Ergebnisse in der Regel mit dem Dezimaltrennzeichen „Punkt“ versehen.
- IX. Auf Grund der unterschiedlichen Begrifflichkeiten und Bezeichnungen identischer Größen in den zu Grunde gelegten Richtlinien und Normen, werden im vorliegenden Gutachten teilweise Begriffe und Bezeichnungen gewählt bzw. eingeführt, die, soweit möglich, eine Ähnlichkeit zu den jeweiligen Begriffen und Bezeichnungen in den Richtlinien und Normen aufweisen, um sie diesen zuordnen zu können. Die korrekte Umsetzung der in den Richtlinien und Normen geforderten Vergleiche bleibt davon unberührt.

1.4 Qualität der zu Grunde gelegten Daten und Modelle

Alle im Rahmen des vorliegenden Gutachtens ermittelten Ergebnisse und Zwischenergebnisse basieren einerseits auf Angaben, die vom Auftraggeber übermittelt wurden und andererseits auf Berechnungsergebnissen, die durch die I17-Wind GmbH & Co. KG ermittelt wurden. Zu den Unsicherheiten der den Eingangsdaten vom Auftraggeber zu Grunde gelegten Berechnungsmodellen kann seitens der I17-Wind GmbH & Co. KG keine Aussage getroffen werden. Diese Eingangsdaten werden im Weiteren als richtig und repräsentativ für den betrachteten Standort vorausgesetzt.

Die in den Berechnungen herangezogenen Anlagenparameter, Schubbeiwert c_t und Schnelllaufzahl λ , werden in der Regel vom Anlagenhersteller bereitgestellt. Diese Werte werden als richtig vorausgesetzt. Die berücksichtigten Werte entsprechen dem Stand zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung. Änderungen sind dem Anlagenhersteller vorbehalten und bedürfen einer neuen Berechnung und Bewertung. Bei Anlagen, für die keine Informationen vorliegen, werden konservativ abdeckende, generische Anlagenparameter angesetzt, wobei keine Haftung für die Richtigkeit der ermittelten Werte übernommen wird.

Die im vorliegenden Gutachten angegebenen Nabhöhen der geplanten WEA entsprechen stets der aktuell vorliegenden Dokumentation. In der Entwicklungsphase einer WEA sind geringfügige Änderungen der Nabenhöhe ohne eine Änderung der zu Grunde gelegten Auslegungswindbedingungen möglich, sodass die im vorliegenden Gutachten betrachtete Nabenhöhe von der in den Antragsunterlagen ausgewiesenen Nabenhöhe geringfügig abweichen kann. Das Gleiche gilt für die in den Genehmigungen dokumentierten Nabenhöhen bestehender WEA, die ebenfalls geringfügig von aktuellen Werten abweichen können. Bei einer Abweichung der Nabenhöhe von maximal ± 1 m behält das vorliegende Gutachten seine vollumfängliche Gültigkeit, wenn die im Gutachten berücksichtigten Auslegungswindbedingungen, durch die im Rahmen des Genehmigungsverfahrens eingereichten Auslegungswindbedingungen, abgedeckt sind.

Den von der I17-Wind GmbH & Co. KG ermittelten Ergebnissen liegen unterschiedliche, vereinfachte physikalische Modelle zu Grunde, die nur annähernd die Realität abbilden, jedoch als konservativ zu bewerten sind. Des Weiteren werden bei den Berechnungen teilweise vereinfachende Annahmen getroffen, die jedoch allesamt ebenfalls als konservativ zu bewerten sind.

2 Aufgabenstellung und Standort

2.1 Umfang des Gutachtens

Da im geplanten Windpark kein Anlagenstandort einer nach DIBt 2012 typengeprüften neu geplanten Anlage nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] als topografisch komplexer Standort zu bezeichnen ist, findet für alle WEA das vereinfachte Verfahren nach Abschnitt 1.2.1 Anwendung.

2.2 Standortbeschreibung

Der Auftraggeber plant die Errichtung von dreizehn WEA des Typs Vestas V162-7.2 MW auf 169.0 m Nabhöhe am Standort Alt Krenzlin II in Mecklenburg-Vorpommern.

Die I17-Wind GmbH & Co. KG wurde damit beauftragt, ein Gutachten zur Standorteignung von WEA nach der DIBt 2012 Richtlinie [1.1] unter Berücksichtigung der in Tabelle 2.1 aufgeführten [21] und in Abbildung 2.1 dargestellten WEA zu erstellen. Tabelle 2.1 führt neben den Spezifikationen der WEA am Standort auch die der Typenprüfung zu Grunde gelegten, bzw. bei fehlender Information unterstellten, Richtlinien auf. Des Weiteren wird aufgeführt, welcher Wöhlerlinienkoeffizient m und welcher Betriebsmodus für die Berechnung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} herangezogen wurde. Die Ergebnisse in 3.3.3 berücksichtigen den jeweiligen Wöhlerlinienkoeffizienten aus Tabelle 2.1. Wenn über den Betriebsmodus keine Informationen in den Eingangsdaten vorliegen, wird stets mit dem Betriebsmodus gerechnet, der die konservativsten Ergebnisse liefert, was dem offenen, nicht leistungsreduzierten Betriebsmodus entspricht.

Die Spalte „Innerhalb 10 D “ weist aus, welche WEA sich innerhalb eines Umkreises von 10 D um die geplanten WEA befinden. Für diese WEA hat nach [6] und [7] eine Bewertung der topografischen Komplexität und der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} zu erfolgen.

Im vorliegenden Gutachten beziehen sich alle Bezeichnungen auf die interne, laufende W-Nummer. Wird eine Größe mit dem Index $_{TP}$ bezeichnet, handelt es sich um den Auslegungswert der zu betrachtenden WEA. Eine Bezeichnung mit dem Index $_{NH}$ weist auf den standortspezifischen Wert der betrachteten Anlage hin.

Im vorgegeben Windparklayout ergibt sich der geringste relative Abstand s einer neu geplanten WEA zu einer anderen WEA von 2.30, bezogen auf den größeren Rotordurchmesser D . Dies betrifft die WEA W4 und W5.

2.3 Auslegungswindbedingungen der geplanten WEA

Die Auslegungswindbedingungen werden entweder der Typenprüfung entnommen oder vom Hersteller übermittelt. Da der Vergleich der Auslegungswindbedingungen, abgesehen von I_{eff} , mit den standortspezifischen Bedingungen nur für neu geplante WEA zu führen ist, werden in Tabelle 2.2 nur die Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA aufgeführt.

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration

Interne W-Nr.	Bezeichnung Auftraggeber	Neu / Bestand	Innerhalb 10 D	Topografische Komplexität		UTM ETRS89 Zone 33		Hersteller	WEA Typ	NH ² [m]	D [m]	Betriebsmodus	FEH [m]	P _N [kW]	Prüfgrundlage DIBt	TK	Auslegungslebensdauer τ _{TP} [a]	m _{max, TP} [-]
				Komplex	Kategorie	X [m]	Y [m]											
W1	WEA 01	Neu	Ja	Nein	-	252707	5912573	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	20	10
W2	WEA 02	Neu	Ja	Nein	-	252686	5913020	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	20	10
W3	WEA 03	Neu	Ja	Nein	-	252906	5913345	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	20	10
W4	WEA 04	Neu	Ja	Nein	-	252302	5913016	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	20	10
W5	WEA 05	Neu	Ja	Nein	-	251965	5913174	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	20	10
W6	WEA 06	Neu	Ja	Nein	-	251425	5913191	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	20	10
W7	WEA 07	Neu	Ja	Nein	-	251783	5913882	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	20	10
W8	WEA 08	Neu	Ja	Nein	-	252247	5913781	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	20	10
W9	WEA 09	Neu	Ja	Nein	-	252650	5913971	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	20	10
W10	WEA 10	Neu	Ja	Nein	-	252166	5914253	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	20	10
W11	WEA 11	Neu	Ja	Nein	-	252600	5914408	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	20	10
W12	WEA 12	Neu	Ja	Nein	-	252266	5914682	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	20	10
W13	WEA 13	Neu	Ja	Nein	-	252732	5914982	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	20	10
W14	WEA AKI 01	Bestand	Ja	Nein	-	250094	5913608	Enercon	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	138.3	OM0s	0.0	4200	2012	A	25	10
W15	WEA AKI 02	Bestand	Ja	Nein	-	250662	5913589	Enercon	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	138.3	OM0s	0.0	4200	2012	A	25	10
W16	WEA AKI 03	Bestand	Ja	Nein	-	250494	5913197	Enercon	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	138.3	OM0s	0.0	4200	2012	A	25	10
W17	WEA AKI 04	Bestand	Ja	Nein	-	250960	5913187	Enercon	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	138.3	OM0s	0.0	4200	2012	A	25	10
W18	WEA AKI 05	Bestand	Ja	Nein	-	251056	5913600	Enercon	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	138.3	OM0s	0.0	4200	2012	A,	25	10

Tabelle 2.2: Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	Prüfgrundlage	WZ	GK	V _{ave, TP} [m/s]	k _{TP} [-]	V _{m50, TP} [m/s]	TK	δ _{TP} [°]	α _{TP} [-]	ρ _{TP} [kg/m³]	Auslegungslebensdauer τ _{TP} [a]	Quelle
W1 – W13	DIBt 2012	S	S	7.50	2.0	37.60	S	8.0	0.27	1.225	20	[24.1] [24.2]

¹ Siehe Kapitel 1.4 Absatz 3

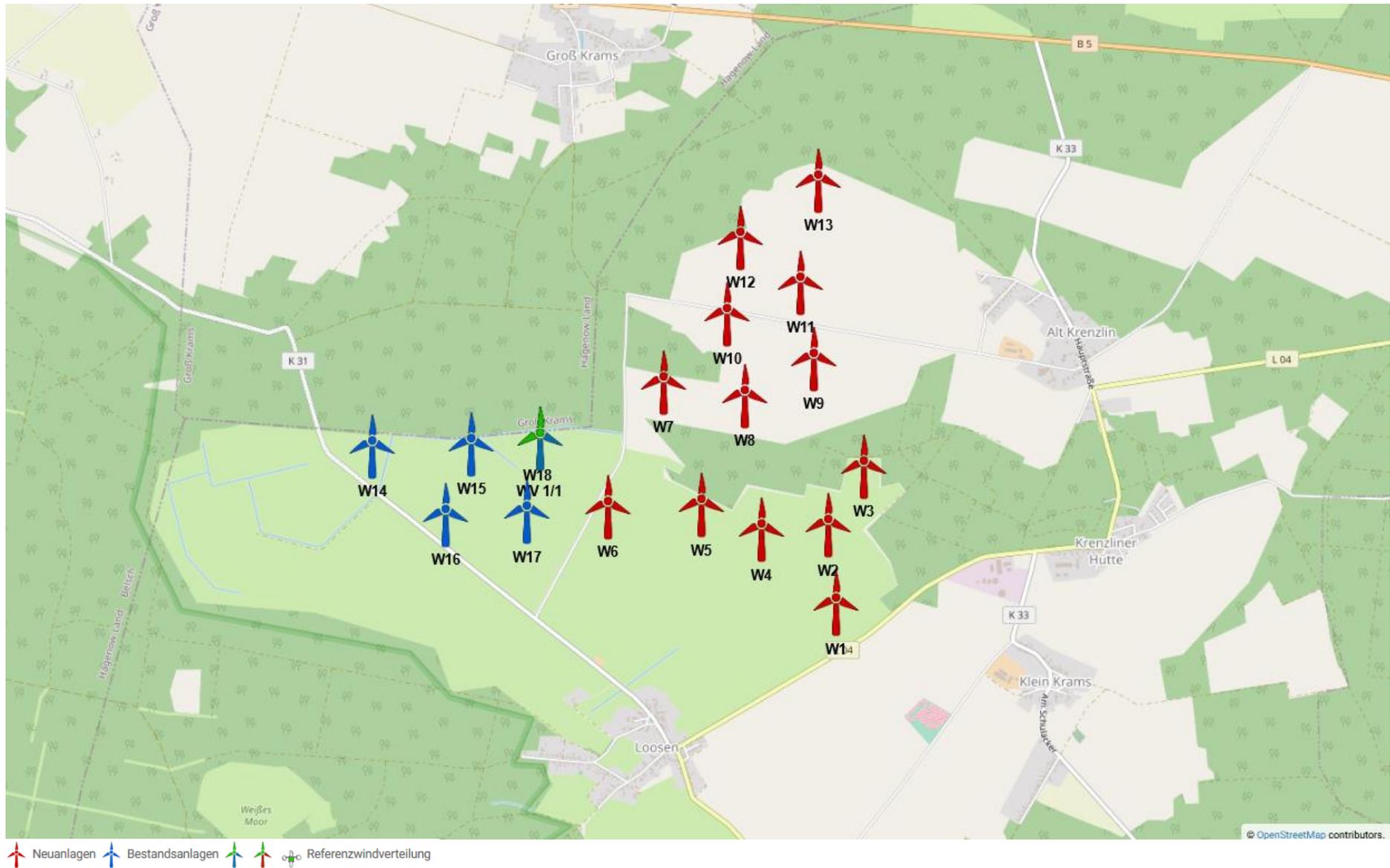


Abbildung 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration; Kartenmaterial: [19.1, 19.2]

Bericht-Nr.: I17-SE-2023-187

Gutachten zur Standorteignung von WEA nach DIBt 2012 im Windpark Alt Krenzlin II

3 Vergleich der Windbedingungen

3.1 Grundlagen

Vom Auftraggeber wurden standortbezogene Windverhältnisse, unterteilt in mindestens 12 Sektoren, übermittelt [22.1]. Diese werden als richtig und für den Standort repräsentativ vorausgesetzt.

Um die Windverhältnisse auf Nabenhöhe an jedem Anlagenstandort zu ermitteln, werden die Daten der Windverhältnisse [22.1] auf alle notwendigen Höhen umgerechnet, sofern diese nicht vorliegen. Die Umrechnung erfolgt auf Basis eines logarithmischen Windprofils und des am Standort der Windverteilung ermittelten Höhenexponenten α . Bei der vertikalen Umrechnung wird der Formparameter k als invariant mit der Höhe angenommen und lediglich der Skalenparameter A umgerechnet. Eine horizontale Umrechnung vom Standort der Winddaten zu den jeweiligen WEA Standorten erfolgt nicht. Liegen in [22.1] mehrere Windverteilungen vor, werden diese den jeweiligen WEA zugeordnet. Tabelle 3.1 führt eine der in [22.1] übermittelten Windbedingungen am Standort auf.

Tabelle 3.1: Windverhältnisse am Standort WV 1/1 [22.1]

UTM ETRS89 Zone 33			A [m/s]	k [-]	p [%]	v _{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h _{WV} [m]				
251056	5913600	160.0				
Sektor Windrichtung [°]						
N 0			5.96	2.32	4.2	-
NNO 30			5.93	2.44	3.9	-
ONO 60			6.82	2.47	5.3	-
O 90			7.36	2.45	6.7	-
OSO 120			7.75	2.60	7.8	-
SSO 150			7.68	2.55	7.4	-
S 180			7.40	2.54	6.6	-
SSW 210			8.64	2.63	9.8	-
WSW 240			9.36	2.85	15.0	-
W 270			9.21	2.88	15.7	-
WNW 300			7.98	2.67	11.9	-
NNW 330			6.40	2.40	5.8	-
Gesamt			8.03	2.48	100.1	7.12

3.2 Vergleich v_{ave} und v_{m50}

3.2.1 Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave}

Liegt der Typenprüfung einer entsprechend Abschnitt 1.2.1 zu untersuchenden WEA ein Formparameter k mit $k = 2.0$ zu Grunde, ist der Vergleich der Windverhältnisse in Bezug auf die mittlere Windgeschwindigkeit v_{ave} auf Nabenhöhe jeder geplanten WEA so zu führen, dass gilt:

- i. $v_{ave, NH} / v_{ave, TP} \leq 0.95$
oder
- ii. $v_{ave, NH} / v_{ave, TP} \leq 1.00$ und $k_{NH} \geq 2.00$

Liegt der Typenprüfung einer entsprechend Abschnitt 1.2.1 zu untersuchenden WEA ein Formparameter k mit $k \neq 2.0$ zu Grunde, ist der Vergleich der Windverhältnisse in Bezug auf die mittlere Windgeschwindigkeit v_{ave} jeder geplanten WEA wie folgt zu führen:

- i. Vergleich der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten pdf_{NH} mit der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Typenprüfung pdf_{TP} in einem Bereich von $v_{ave} - 2v_{ave}$ nach [6] bzw. $0.2v_{ref} - 0.4v_{ref}$ nach [7]. In dem zu untersuchenden Bereich muss die Bedingung $pdf_{NH} \leq pdf_{TP}$ erfüllt sein.

Das Ergebnis der Berechnung der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} und der Formparameter k der Weibullverteilung auf Nabenhöhe jeder neu geplanten WEA sind in Tabelle 3.2 dargestellt und werden mit den Auslegungswindbedingungen der jeweiligen WEA verglichen.

Tabelle 3.2: Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} auf Nabenhöhe der geplanten WEA

Interne W-Nr.	$v_{ave, NH}$ [m/s]	$v_{ave, TP}$ [m/s]	k_{NH} [-]	k_{TP} [-]	Wenn $k_{TP} = 2$: $v_{ave, NH} / v_{ave, TP}$ [-]	Wenn $k_{TP} \neq 2$: $pdf_{NH} \leq pdf_{TP}$	Nachweis möglich (gemäß 1.2.1)	Lastvergleich erforderlich (gemäß 1.2.3)
W1 – W13	7.17	7.50	2.48	2.00	0.96	-	Ja	Nein

3.2.2 Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50}

Der Vergleich der 50-Jahreswindgeschwindigkeit $v_{m50, NH}$ auf Nabenhöhe der geplanten WEA mit dem Auslegungswert kann auf zwei Wegen erfolgen. Wenn die WEA in einer Windzone errichtet werden soll, die niedriger oder gleich der Windzone ist, die der Typenprüfung zu Grunde liegt, reicht der Nachweis, dass die Windzone gemäß Typenprüfung die Windzone des betrachteten Standortes abdeckt [1.1]. Ist dies nicht der Fall, muss nachgewiesen werden, dass die 50-Jahreswindgeschwindigkeit $v_{m50, TP}$ gemäß Typenprüfung die 50-Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe der geplanten WEA am Standort abdeckt [1.1, 4, 5]. Hierzu muss die 50-Jahreswindgeschwindigkeit $v_{m50, NH}$ mittels einer geeigneten Methode (z.B. der Gumbel-Methode [10]) am Standort ermittelt werden.

Den nachzuweisenden Standorten wird nach DIBt 2012 [1.1], bzw. nach DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 mit DIN EN 1991-1-4:2010-12 [9] die in Tabelle 3.3 aufgeführte Windzone entsprechend [11] und die Geländekategorie, basierend auf den durch den Standortbesuch gewonnenen Erkenntnissen und den verwendeten Satellitendaten [13], zu Grunde gelegt. Da, nach [1.1], in Übergangsgebieten der Geländekategorien stets die Gleichungen der niedrigeren Kategorie anzusetzen sind, wird der Vergleich in solchen Fällen auf Basis der Gleichungen für die niedrigere Geländekategorie durchgeführt.

In der folgenden Tabelle 3.3 werden die Auslegungswindbedingungen hinsichtlich v_{m50} mit den standortspezifischen Windbedingungen verglichen. Wenn die geplanten WEA in einer Windzone errichtet werden sollen, die durch die Auslegungswindbedingungen abgedeckt ist, ist die Standorteignung hinsichtlich v_{m50} nachgewiesen. Ist der Standort nicht durch die Auslegungswindbedingungen $v_{m50, TP}$ der geplanten WEA abgedeckt, erfolgt der Nachweis über eine standortspezifische Extremwindabschätzung [22.2]. Die Ergebnisse der standortspezifischen Extremwindabschätzung werden als richtig und repräsentativ für den Standort vorausgesetzt. Kann

der Nachweis durch keine der beiden Verfahrensweisen erbracht werden, kann der Nachweis ggf. durch einen Lastvergleich der Extremlasten nach Abschnitt 1.2.3 erbracht werden.

Tabelle 3.3: Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50} auf Nabenhöhe der geplanten WEA

Interne W-Nr.	WZ _{TP}	GK _{TP}	$v_{m50, TP}$ [m/s]	WZ _{NH}	GK _{NH}	$v_{m50, NH}$ [1.1] [m/s]	$v_{m50, NH}$ [22.2] [m/s]	Nachweis möglich (gemäß 1.2.1)	Lastvergleich erforderlich (gemäß 1.2.3)
W1 – W13	S	S	37.60	2	II	39.30	30.10	Ja	Nein

3.3 Vergleich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}

3.3.1 Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität

Für die Turbulenzintensität auf Nabenhöhe einer nach der DIBt 2012 [1.1] typengeprüften WEA gibt es windgeschwindigkeitsabhängige Auslegungswerte in fünf Kategorien, welche in der DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] aufgeführt sind und der Typenprüfung zu Grunde gelegt werden müssen. Bei den Turbulenzkategorien wird zwischen den vorgegebenen Kategorien A+, A, B, C und der durch den WEA-Hersteller definierbaren Kategorie S unterschieden.

Für WEA die nach der DIBt 2004 [2] typengeprüft sind, muss die windgeschwindigkeitsabhängige Turbulenzkategorie A, welche in der DIN EN 61400-1:2004 [8] definiert ist, als Auslegungswindbedingung hinsichtlich der Turbulenzintensität zu Grunde gelegt sein. Für WEA die nach der DIBt 1993 [3] typengeprüft sind, ist eine konstante, mittlere effektive Turbulenzintensität I_{eff} von 0.20 als Auslegungswindbedingung anzusetzen.

In Tabelle 3.4 sind die unterschiedlichen Turbulenzkategorien und deren Verläufe dargestellt.

Tabelle 3.4: Richtlinienabhängige Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität

V _{hub} [m/s]	DIBt 1993 [3]	DIBt 2004 [2]	DIBt 2012 [1.1] DIN EN IEC 61400-1:2019 [6]				S [-]
	Konstanter Mittelwert	NTM A [8] [-]	NTM A+ [6] [-]	NTM A [5, 6, 7] [-]	NTM B [5, 6, 7] [-]	NTM C [5, 6, 7] [-]	
2		0.570	0.639	0.568	0.497	0.426	-
3		0.420	0.471	0.419	0.366	0.314	-
4		0.345	0.387	0.344	0.301	0.258	-
5		0.300	0.337	0.299	0.262	0.224	-
6		0.270	0.303	0.269	0.236	0.202	-
7		0.249	0.279	0.248	0.217	0.186	-
8		0.233	0.261	0.232	0.203	0.174	-
9		0.220	0.247	0.220	0.192	0.165	-
10		0.210	0.236	0.210	0.183	0.157	-
11		0.202	0.227	0.201	0.176	0.151	-
12		0.195	0.219	0.195	0.170	0.146	-
13		0.189	0.213	0.189	0.165	0.142	-
14		0.184	0.207	0.184	0.161	0.138	-
15		0.180	0.202	0.180	0.157	0.135	-
16		0.176	0.198	0.176	0.154	0.132	-
17		0.173	0.194	0.173	0.151	0.130	-
18		0.170	0.191	0.170	0.149	0.127	-
19		0.167	0.188	0.167	0.146	0.125	-
20		0.165	0.185	0.165	0.144	0.124	-
21		0.163	0.183	0.163	0.142	0.122	-
22		0.161	0.181	0.161	0.141	0.121	-
23		0.159	0.179	0.159	0.139	0.119	-
24		0.158	0.177	0.157	0.138	0.118	-
25		0.156	0.175	0.156	0.136	0.117	-
26		0.155	0.174	0.154	0.135	0.116	-
27		0.153	0.172	0.153	0.134	0.115	-
28		0.152	0.171	0.152	0.133	0.114	-
29		0.151	0.170	0.151	0.132	0.113	-
30		0.150	0.169	0.150	0.131	0.112	-
Konstanter Mittelwert	0.200	-	-	-	-	-	-

Der Vergleich des standortspezifischen Turbulenzverlaufes mit den windgeschwindigkeitsabhängigen Auslegungswerten erfolgt bei WEA die nach der DIBt 2004 [2] typengeprüft sind, auf Basis der Werte für die Turbulenzkategorie A nach [1.1, 5, 6, 7], da diese die Werte nach [8] mit abdecken.

3.3.2 Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität

3.3.2.1 Datengrundlage

Im Wesentlichen hängt die Umgebungsturbulenz I_{amb} von den Windverhältnissen, der Orographie und der Geländerauigkeit ab. Die Windverhältnisse aus [22.1] enthalten keinerlei Informationen zur Umgebungsturbulenzintensität vor Ort, somit wurde diese auf Basis der vorliegenden Informationen zur Bodenbedeckung [13] und der Topografie [14] am Standort auf Nabenhöhe ermittelt.

3.3.2.2 Vorgehensweise

Die Umgebungsturbulenzintensität I_{amb} beschreibt im Allgemeinen die Schwankung der Windgeschwindigkeit in einem Zeitintervall von 600 s um ihren Mittelwert. Sie ist als der Quotient aus der Standardabweichung σ der Windgeschwindigkeit und der zugehörigen mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} in einem 600 s Intervall zu bilden [6, 7, 8]. Liegen Daten einer Windmessung am Standort vor, kann I_{amb} direkt, bzw. I_{char} durch Addition der 1fachen Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität σ_σ [4, 8] und I_{rep} durch Addition der 1.28fachen Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität σ_σ [6, 7] zu I_{amb} ermittelt werden. Durch Ermittlung der Windscherung, kann die auf Messhöhe ermittelte charakteristische, bzw. repräsentative Turbulenzintensität auf Nabenhöhe extrapoliert werden. Liegt keine Messung vor, muss die Umgebungsturbulenzintensität rechnerisch ermittelt werden.

Zur Berechnung von I_{amb} werden an jedem zu untersuchenden WEA Standort die flächenmäßigen Informationen zur Bodenbedeckung aus dem CORINE Datensatz [13] mit 20 km Radius um den Standort zu Grunde gelegt. Die in [13] enthaltenen Flächen verschiedener Bodenbedeckung werden nach den Empfehlungen des Europäischen Wind Atlas [12] in Flächen mit einer Rauigkeitslänge z_0 konvertiert. Alle innerhalb eines Sektors liegenden Rauigkeitselemente werden abschließend nach Abstand und Größe gewichtet und in einen, für diesen Sektor, repräsentativen Rauigkeitswert umgerechnet. Aus den sektoriell vorliegenden Rauigkeitslängen wird mittels eines von der Rauigkeitslänge z_0 abhängigen Profils die Umgebungsturbulenzintensität auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA berechnet.

Da in der Richtlinie des Deutschen Instituts für Bautechnik DIBt 2012 [1.1] für die Ermittlung der Standorteignung bezüglich der effektiven Turbulenzintensitäten Turbulenzwerte für verschiedene Windgeschwindigkeiten gefordert sind, wird den ermittelten Werten für die Umgebungsturbulenzintensität das NTM nach [6, 7] zu Grunde gelegt. Der ermittelten Turbulenzkurve wird in Anlehnung an das vom Risø DTU National Laboratory entwickelte Verfahren im Windfarm Assessment Tool eine windgeschwindigkeitsabhängige Standardabweichung σ_σ unterstellt, die ebenfalls dem NTM Verlauf folgt [15]. Die Werte für die Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität σ_σ sind so gewählt, dass die Summe aus der Referenzsturbulenzintensität nach NTM und dem 1fachen σ_σ die Referenzkurve nach [6, 7] ergibt.

Die repräsentative Turbulenzintensität I_{rep} wird nach dem beschriebenen Verfahren für jede zu betrachtende, nach DIBt 2012 [1.1] typen-/einzelgeprüfte, WEA auf Nabenhöhe ermittelt und den weiteren Berechnungen zu Grunde gelegt.

3.3.2.3 Untersuchung der topografischen Komplexität der Anlagenstandorte

Das verwendete Höhenmodell aus dem SRTM Datensatz [14] liegt in einer Auflösung von ca. 30 m vor und wird für die Ermittlung der topografischen Komplexität der Standorte herangezogen.

Die Standorte aller zu betrachtenden Anlagen werden basierend auf den Vorgaben der geltenden Norm DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] auf topografische Komplexität untersucht und bewertet, da die topografische Komplexität eine Verzerrung und damit eine Abweichung der Turbulenzstruktur von den Auslegungswindbedingungen verursachen kann.

Die Komplexität eines Standortes wird durch die Neigung des Geländes und die Abweichungen der Topografie des Geländes von einer angenäherten Ebene dargestellt. Dazu werden mindestens 37 Ausgleichsebenen entsprechend der Kriterien aus [6] mittels der Methode der kleinsten Fehlerquadrate gebildet. Die DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] lässt die Möglichkeit offen, die angenäherte Ebene für die Kreissektoren mit dem Radius $5 z_{hub}$ leewärts zur Position der zu untersuchenden WEA um $2 z_{hub}$ zu erweitern. Diese Erweiterung wird bei der Komplexitätsbewertung im vorliegenden Gutachten angewendet. In Abhängigkeit der Neigung der angenäherten Ebenen, der Abweichung des digitalen Geländemodells [14] von dieser und des Anteils der Windenergie aus dem betrachteten Sektor, lassen sich die Indizes TSI für die Geländeneigung und TVI für die Geländeabweichung berechnen. Überschreitet einer der berechneten Indizes die in Tabelle 3.5 aufgeführten Schwellenwerte, ist der untersuchte Standort als topografisch komplex zu bewerten, wobei der jeweils überschrittene Schwellenwert die Geländekomplexitätskategorie L, M oder H bestimmt.

Nach [6] hat an topografisch komplexen Standorten eine Erhöhung der longitudinalen Komponente der Umgebungsturbulenzintensität durch Multiplikation mit einem Turbulenzstrukturparameter C_{CT} gemäß Tabelle 3.5 zu erfolgen.

Tabelle 3.5: Komplexitätskriterien und C_{CT} nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6]

Radius der Kreisfläche um die WEA [m]	Sektoramplitude der angenäherten Ausgleichsebene [°]	Schwellenwerte (untere Grenze)					
		Index der Geländeneigung TSI [°]			Index der Geländeabweichung TVI [%]		
		L	M	H	L	M	H
$5 z_{hub}$	360	10	15	20	2	4	6
$5 z_{hub}$	30						
$10 z_{hub}$							
$20 z_{hub}$							
		Kategorie					
	L	M			H		
C_{CT}	1.05	1.10			1.15		

Die Ergebnisse der Bewertung der topografischen Komplexität der zu untersuchenden WEA können Tabelle 2.1 entnommen werden.

3.3.2.4 Repräsentative Turbulenzintensität

In Tabelle 3.6 werden die sektoriell nach dem in Abschnitt 3.3.2.2 beschriebenen Verfahren ermittelten, repräsentativen, Turbulenzintensitäten, bezogen auf eine Windgeschwindigkeit von 15 m/s, für eine Anlagenposition aufgeführt.

Tabelle 3.6: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort

Standort: W8	NH: 169.0 m	I_{rep} [-]
Sektor	Windrichtung [°]	
N	0	0.132
NNO	30	0.136
ONO	60	0.132
O	90	0.134
OSO	120	0.133
SSO	150	0.131
S	180	0.131
SSW	210	0.136
WSW	240	0.137
W	270	0.134
WNW	300	0.128
NNW	330	0.130

3.3.3 Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}

3.3.3.1 Grundlagen

Die effektive Turbulenzintensität I_{eff} ist definiert als die mittlere Turbulenzintensität, die über die Lebensdauer einer WEA dieselbe Materialermüdung verursacht, wie die am Standort herrschenden, verschiedenen Turbulenzen. Die Materialkennzahl, die maßgeblich in die Berechnung der effektiven Turbulenzintensität einfließt, ist der Wöhlerlinienkoeffizient m . Im vorliegenden Gutachten liegt jeder zu betrachtenden WEA der anlagenspezifische Wöhlerlinienkoeffizient zu Grunde, der die strukturschwächste Komponente repräsentiert. Hierbei handelt es sich im Regelfall um die Rotorblätter einer WEA, welche durch Wöhlerlinienkoeffizienten zwischen $m = 10$ für glasfaserverstärkte Verbundwerkstoffe und $m = 15$ für kohlefaserverstärkte Verbundwerkstoffe abgedeckt werden. Dadurch werden alle Komponenten einer WEA in die Betrachtung mit einbezogen.

Grundsätzlich setzt sich die effektive Turbulenzintensität I_{eff} an einer WEA aus der Umgebungsturbulenzintensität und der durch den Nachlauf anderer WEA induzierten Turbulenzintensität, dem sogenannten „Wake-Effekt“, zusammen. Hierbei sind je nach zu Grunde gelegter Richtlinie unterschiedliche Berücksichtigungen der Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität σ_σ zu berücksichtigen.

Die Berechnung der induzierten Turbulenzintensität erfolgt nach den Ausarbeitungen in [10], Kapitel 2.4.4, wenn alle hierfür erforderlichen Anlagenparameter vorliegen oder konservativ abdeckend ermittelt werden konnten. Andernfalls erfolgt die Berechnung der induzierten Turbulenzintensität nach den Ausarbeitungen in [16], sowie den informativen Anhängen in [6] und [7]. Die generelle Vorgehensweise zur Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} erfolgt in beiden Fällen entsprechend den Anforderungen aus [6] und [7].

Die induzierte Turbulenzintensität wird in [10] als eine Funktion beschrieben, die von den Abständen der WEA untereinander, der Umgebungsturbulenzintensität und von anlagenspezifischen Kenngrößen abhängig ist. Diese Kenngrößen sind einerseits der windgeschwindigkeitsabhängige Schubbeiwert c_t , als auch die windgeschwindigkeitsabhängige Schnelllaufzahl λ der turbulenzinduzierenden WEA. Das Modell bildet sowohl den voll ausgebildeten Nachlauf als auch den nicht voll ausgebildeten Nachlauf

hinter einer WEA ab. Die anlagenspezifischen Werte c_t und λ sind vom Anlagenhersteller übermittelt. Wenn für eine zu betrachtende WEA diese Werte nicht vorliegen, werden Sie, wenn möglich, auf Basis der Anlagenparameter wie Drehzahl und Rotordurchmesser ermittelt, oder durch eine konservativ abdeckende Standardkurve ersetzt. Der Ermittlung von I_{eff} werden die am Standort herrschenden geometrischen Verhältnisse, sowie die am Standort herrschenden Windbedingungen zu Grunde gelegt. Da in [10] keine Aussage zum berücksichtigenden Einflussbereich der WEA untereinander getroffen wird, werden sowohl die Bereiche im Volleinfluss (Rotor der WEA steht voll im Nachlauf einer anderen WEA), als auch die Bereiche im Teileinfluss (Rotor der WEA steht nur teilweise im Nachlauf einer anderen WEA) bei der Berechnung von I_{eff} berücksichtigt, was somit den konservativsten Ansatz darstellt.

Die induzierte Turbulenzintensität wird in [16] als eine Funktion beschrieben, die von den Abständen s der WEA untereinander und vom windgeschwindigkeitsabhängigen Schubbeiwert c_t abhängig ist. Die anlagenspezifischen c_t Werte sind vom Anlagenhersteller übermittelt. Wenn für eine zu betrachtende WEA diese Werte nicht vorliegen, werden Sie durch eine konservativ abdeckende Standardkurve ersetzt. Der Ermittlung von I_{eff} werden die am Standort herrschenden geometrischen Verhältnisse, sowie die am Standort herrschenden Windbedingungen zu Grunde gelegt. Da in [16] eine eindeutige Aussage zum berücksichtigenden Einflussbereich der WEA untereinander getroffen wird, wird genau dieser Bereich bei der Berechnung von I_{eff} berücksichtigt.

Die Ermittlung der induzierten Turbulenzintensität muss durchgeführt werden, solange sich eine WEA in einem Abstand s kleiner $10 D$ von der zu betrachtenden Anlage befindet [6, 7, 8]. Ist der Abstand s aller WEA im Umfeld grösser $10 D$, bezogen auf die jeweils turbulenzinduzierende WEA, muss deren Einfluss nicht mehr berücksichtigt werden.

In keiner der zu Grunde gelegten Richtlinien und Normen [1.1 - 8] werden hinsichtlich des Abstandes s von WEA Grenzen definiert, bis zu welchen die Ergebnisse der effektiven Turbulenzintensitäten I_{eff} anwendbar oder belastbar sind. Dasselbe gilt für die in [10] und [16] beschriebenen Turbulenzmodelle. Verschiedene Untersuchungen und Ausarbeitungen haben gezeigt, dass die Turbulenzmodelle auch bei geringen relativen Abständen s im Bereich $3 D \geq s \geq 2 D$ konservative Ergebnisse liefern und belastbar sind. Diese Ergebnisse können sowohl für einen Vergleich der Windbedingungen entsprechend Abschnitt 1.2.1 als auch für einen Nachweis gemäß 1.2.3 herangezogen werden. Die Ergebnisse der ermittelten, effektiven Turbulenzintensitäten bei Anlagenabständen s von unter $2.0 D$ sollten nicht mehr für eine standortspezifische Lastrechnung (siehe Abschnitt 1.2.3) herangezogen werden. In diesen Nachlaufsituationen ist eine Abschaltung erforderlich. Eine Ausnahme bilden Abstände s von unter $2.0 D$ in Verbindung mit einem großen Nabhöhenunterschied der betrachteten WEA. In solch einer Situation kann es durch die geometrischen Verhältnisse dazu kommen, dass der Nachlauf der turbulenzinduzierenden WEA über bzw. unter der Rotorkreisfläche der beeinflussten WEA strömt. In diesem Fall sind keine Betriebsbeschränkungen bzw. Abschaltungen erforderlich.

Die ermittelten Werte für I_{eff} werden den Auslegungswerten, die der Typen-/Einzelprüfung der betrachteten Anlage zu Grunde liegen, gegenübergestellt. Liegen die ermittelten Werte nicht oberhalb der Auslegungswerte, gilt eine Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität als nachgewiesen. Liegen die Werte über den Auslegungswerten, kann eine Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität nicht durch den Vergleich mit den Auslegungswerten nachgewiesen werden. Der Nachweis der Standorteignung kann in diesem Fall jedoch durch eine standortspezifische Lastrechnung seitens des Anlagenherstellers oder eines unabhängigen Dritten erfolgen.

3.3.3.2 Berücksichtigte sektorische Betriebsbeschränkungen (WSM)

Bei der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} können sektorische Betriebsbeschränkungen (WSM) an WEA berücksichtigt werden. Die Betriebsbeschränkungen können sich aus beispielsweise zu geringen Abständen s ergeben, oder Bestandteil der Genehmigung bereits bestehender WEA sein. Des Weiteren kann ein WSM dafür genutzt werden, den Einfluss einer neu geplanten WEA auf den zu berücksichtigenden Bestand derart zu reduzieren, dass die geplante WEA keinen signifikanten Einfluss mehr auf die effektive Turbulenzintensität I_{eff} einer Bestandsanlage hat oder um Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} an dieser zu verhindern. Die im Folgenden aufgeführten Betriebsbeschränkungen stellen immer eine Mindestanforderung dar, deren technische Umsetzbarkeit nicht geprüft wurde. Wenn möglich, wird für jedes WSM an einer beeinflussenden WEA ein alternatives WSM an der beeinflussten WEA ausgewiesen. Hierbei handelt es sich in der Regel um eine Abschaltung an der beeinflussten WEA, da die Lasten an einer abgeschalteten WEA geringer sind als die Lasten im frei angeströmten Betrieb. Die ausgewiesenen Alternativen stellen einen Vorschlag dar, werden aber nicht in der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} berücksichtigt. Soll eine ausgewiesene Alternative berücksichtigt werden, erfordert dies eine neue Bewertung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} .

Bei der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} wurden keine sektorischen Betriebsbeschränkungen berücksichtigt.

3.3.3.3 Ergebnis

Die folgende Tabelle 3.7 stellt die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten vor Zubau der geplanten WEA in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit dar. Aufgeführt werden nur Bestands-WEA, für die ein Vergleich der Situation vor mit der Situation nach dem geplanten Zubau durchgeführt wird. Tabelle 3.8 stellt die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten nach Zubau der geplanten WEA in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit dar. Die nach der jeweils zu Grunde gelegten Richtlinie ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten werden der Referenzkurve nach DIBt 2012 [1.1] oder der Referenzkurve der jeweiligen Typenprüfung gegenübergestellt. Überschreitungen sind **fett kursiv** dargestellt.

Tabelle 3.7: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (vor Zubau)

V_{hub}	W15[A]	W16[A]	W17[A]	W18[A]	Referenz Klasse A
3	0.407	0.388	0.393	0.404	0.419
4	0.368	0.345	0.352	0.370	0.344
5	0.307	0.286	0.293	0.310	0.299
6	0.268	0.248	0.256	0.273	0.269
7	0.243	0.223	0.232	0.249	0.248
8	0.228	0.206	0.217	0.236	0.232
9	0.213	0.191	0.204	0.223	0.220
10	0.199	0.177	0.191	0.209	0.210
11	0.185	0.165	0.179	0.195	0.201
12	0.172	0.155	0.167	0.181	0.195
13	0.162	0.147	0.158	0.170	0.189
14	0.153	0.142	0.151	0.161	0.184
15	0.147	0.138	0.145	0.154	0.180
16	0.142	0.134	0.140	0.148	0.176
17	0.138	0.132	0.137	0.143	0.173
18	0.134	0.129	0.133	0.139	0.170
19	0.131	0.127	0.131	0.135	0.167
20	0.129	0.126	0.128	0.132	0.165
21	0.127	0.124	0.126	0.130	0.163
22	0.125	0.123	0.124	0.127	0.161
23	0.123	0.121	0.123	0.125	0.159
24	0.121	0.120	0.121	0.123	0.157
25	0.120	0.119	0.120	0.121	0.156

Tabelle 3.8: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau)

v_{hub}	W1[S]	W2[S]	W3[S]	W4[S]	W5[S]	W6[S]	W7[S]	W8[S]	W9[S]	Referenz Klasse S
3	0.346	0.388	0.363	0.388	0.371	0.371	0.354	0.369	0.368	0.390
4	0.293	0.338	0.315	0.338	0.321	0.330	0.302	0.317	0.317	0.360
5	0.275	0.331	0.307	0.331	0.312	0.284	0.281	0.302	0.304	0.334
6	0.256	0.316	0.294	0.317	0.297	0.256	0.263	0.285	0.290	0.307
7	0.236	0.298	0.279	0.298	0.279	0.236	0.245	0.267	0.272	0.284
8	0.218	0.283	0.266	0.282	0.263	0.222	0.230	0.251	0.258	0.265
9	0.203	0.269	0.254	0.268	0.249	0.209	0.216	0.238	0.247	0.252
10	0.181	0.241	0.229	0.239	0.222	0.194	0.195	0.214	0.223	0.229
11	0.167	0.224	0.213	0.220	0.204	0.181	0.182	0.199	0.208	0.207
12	0.154	0.203	0.194	0.198	0.185	0.169	0.167	0.182	0.191	0.187
13	0.145	0.183	0.177	0.178	0.168	0.159	0.156	0.168	0.175	0.169
14	0.140	0.170	0.165	0.164	0.156	0.151	0.148	0.157	0.164	0.160
15	0.136	0.160	0.157	0.153	0.148	0.145	0.143	0.150	0.156	0.154
16	0.133	0.152	0.150	0.146	0.142	0.140	0.138	0.144	0.149	0.149
17	0.130	0.146	0.144	0.140	0.137	0.136	0.135	0.139	0.144	0.145
18	0.128	0.141	0.140	0.135	0.133	0.133	0.132	0.135	0.140	0.142
19	0.126	0.136	0.136	0.131	0.130	0.130	0.129	0.132	0.136	0.139
20	0.124	0.132	0.133	0.128	0.127	0.128	0.127	0.129	0.132	0.137
21	0.123	0.128	0.129	0.125	0.125	0.126	0.125	0.126	0.129	0.137
22	0.121	0.125	0.126	0.123	0.123	0.124	0.123	0.124	0.125	0.135
23	0.120	0.122	0.123	0.121	0.121	0.122	0.122	0.122	0.123	0.133
24	0.119	0.120	0.121	0.119	0.120	0.120	0.120	0.120	0.121	0.131
25	0.118	0.119	0.119	0.118	0.118	0.119	0.119	0.119	0.119	0.130

v_{hub}	W10[S]	W11[S]	W12[S]	W13[S]	W14[A]	W15[A]	W16[A]	W17[A]	W18[A]	Referenz Klasse S	Referenz Klasse A
3	0.374	0.374	0.364	0.335	0.343	0.407	0.388	0.398	0.406	0.390	0.419
4	0.321	0.323	0.314	0.285	0.298	0.368	0.345	0.355	0.370	0.360	0.344
5	0.306	0.312	0.302	0.267	0.252	0.307	0.286	0.302	0.313	0.334	0.299
6	0.288	0.298	0.286	0.253	0.223	0.269	0.248	0.271	0.278	0.307	0.269
7	0.268	0.280	0.269	0.238	0.203	0.243	0.223	0.249	0.254	0.284	0.248
8	0.252	0.266	0.253	0.226	0.190	0.228	0.206	0.233	0.240	0.265	0.232
9	0.237	0.253	0.240	0.216	0.178	0.213	0.191	0.219	0.227	0.252	0.220
10	0.213	0.228	0.215	0.199	0.168	0.199	0.177	0.201	0.211	0.229	0.210
11	0.198	0.212	0.199	0.187	0.159	0.185	0.165	0.186	0.197	0.207	0.201
12	0.180	0.194	0.180	0.174	0.151	0.172	0.155	0.172	0.183	0.187	0.195
13	0.166	0.177	0.164	0.162	0.145	0.162	0.147	0.161	0.171	0.169	0.189
14	0.156	0.165	0.154	0.154	0.140	0.153	0.142	0.153	0.162	0.160	0.184
15	0.149	0.156	0.146	0.148	0.137	0.147	0.138	0.146	0.154	0.154	0.180
16	0.143	0.150	0.140	0.143	0.134	0.142	0.134	0.141	0.148	0.149	0.176
17	0.139	0.144	0.136	0.138	0.131	0.138	0.132	0.137	0.143	0.145	0.173
18	0.135	0.140	0.133	0.135	0.129	0.134	0.129	0.134	0.139	0.142	0.170
19	0.132	0.136	0.130	0.132	0.127	0.131	0.127	0.131	0.136	0.139	0.167
20	0.130	0.132	0.127	0.129	0.125	0.129	0.126	0.128	0.132	0.137	0.165
21	0.127	0.128	0.125	0.127	0.124	0.127	0.124	0.126	0.130	0.137	0.163
22	0.124	0.125	0.123	0.124	0.122	0.125	0.123	0.124	0.127	0.135	0.161
23	0.122	0.123	0.122	0.122	0.121	0.123	0.121	0.123	0.125	0.133	0.159
24	0.121	0.121	0.120	0.120	0.120	0.121	0.120	0.121	0.123	0.131	0.157
25	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.120	0.119	0.120	0.121	0.130	0.156

3.3.3.4 Geforderte sektorische Betriebsbeschränkungen (WSM)

Um die Überschreitungen hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität an betroffenen Bestands-WEA zu verhindern bzw. nicht weiter zu erhöhen, sind die folgenden sektorischen Betriebsbeschränkungen notwendig.

Tabelle 3.9: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W17

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwindgeschwindigkeit [m/s]	Endwindgeschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W6	67	113	v_{in}	13.5	Abschaltung
Alternativ: W17	67	113	v_{in}	13.5	Abschaltung

Tabelle 3.10: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W18

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwindgeschwindigkeit [m/s]	Endwindgeschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W6	117	159	4.5	11.5	Abschaltung
Alternativ: W18	117	159	4.5	11.5	Abschaltung

3.3.3.5 Sektorielle Betriebsbeschränkungen bis zur Vorlage der Lastrechnung

Aufgrund von Überschreitungen hinsichtlich effektiven Turbulenzintensität I_{eff} gegenüber den Auslegungswerten an den neu geplanten WEA W2, W3, W4, W9 und W11 wird eine standortspezifische Lastrechnung seitens des Anlagenherstellers Vestas für diese WEA durchgeführt. Bis zur Vorlage der standortspezifischen Lastrechnung sind die folgenden sektoriellen Betriebseinschränkungen notwendig, um die Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} zu verhindern.

Tabelle 3.11: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W2

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwindgeschwindigkeit [m/s]	Endwindgeschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W4	241	297	5.5	17.5	Abschaltung
Alternativ: W2	241	297	5.5	17.5	Abschaltung

Tabelle 3.12: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W3

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwindgeschwindigkeit [m/s]	Endwindgeschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W2	186	242	7.5	16.5	Abschaltung
Alternativ: W3	186	242	7.5	16.5	Abschaltung

Tabelle 3.13: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W4

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwindgeschwindigkeit [m/s]	Endwindgeschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W5	266	324	5.5	14.5	Abschaltung
Alternativ: W4	266	324	5.5	14.5	Abschaltung

Tabelle 3.14: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W9

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwindgeschwindigkeit [m/s]	Endwindgeschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W8	220	270	10.5	15.5	Abschaltung
Alternativ: W9	220	270	10.5	15.5	Abschaltung

Tabelle 3.15: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W11

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwindgeschwindigkeit [m/s]	Endwindgeschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W10	225	275	7.5	16.5	Abschaltung
Alternativ: W11	225	275	10.5	16.5	Abschaltung

3.4 Schräganströmung δ

Da es sich bei keinem Anlagenstandort einer nach DIBt 2012 typengeprüften neu geplanten Anlage um einen nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] topografisch komplexen Standort handelt, sind die Nachweise nach Abschnitt 1.2.2 nicht zu führen. Die Ausweisung der Werte erfolgt rein informativ und ein Vergleich mit den Auslegungswindbedingungen erfolgt im vorliegenden Gutachten nicht. Die Werte können jedoch einer eventuell erforderlichen Lastrechnung durch den Anlagenhersteller zu Grunde gelegt werden.

Die Ermittlung der Schräganströmung δ_{NH} erfolgt gemäß [6] und entspricht der Neigung der angenäherten Ebene mit einem Radius $5 z_{hub}$ vor der WEA und $2 z_{hub}$ hinter der WEA gegenüber der horizontalen Mittelgeraden des betrachteten Sektors.

Die folgende Tabelle 3.16 stellt die Ergebnisse der ermittelten Schräganströmung δ_{NH} dar.

Tabelle 3.16 Standortmittelwert der Schräganströmung δ_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	δ_{NH} [°]
W1	0.5
W2	0.2
W3	0.2
W4	0.2
W5	0.3
W6	-0.1
W7	0.2
W8	0.0
W9	-0.4
W10	-0.4
W11	-0.3
W12	-0.4
W13	-0.2

3.5 Höhenexponent α

Da es sich bei keinem Anlagenstandort einer nach DIBt 2012 typengeprüften neu geplanten Anlage um einen nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] topografisch komplexen Standort handelt, sind die Nachweise nach Abschnitt 1.2.2 nicht zu führen. Die Ausweisung der Werte erfolgt rein informativ und ein Vergleich mit den Auslegungswindbedingungen erfolgt im vorliegenden Gutachten nicht. Die Werte können jedoch einer eventuell erforderlichen Lastrechnung durch den Anlagenhersteller zu Grunde gelegt werden.

Die Ermittlung des Höhenexponenten erfolgt entsprechend der DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] auf Basis der ermittelten Rauigkeiten am Standort. Einflüsse der Stabilität der Atmosphäre werden dabei nicht berücksichtigt. Die Ermittlung berücksichtigt keinen Einfluss der Topografie, der bei den hier untersuchten Nabenhöhen vernachlässigt werden kann, solange sich keine schroffen Geländekanten oder Steilhänge in unmittelbarer Umgebung der betrachteten WEA befinden. Der über alle Windrichtungen energiegewichtete Standortmittelwert des Höhenexponenten α_{NH} ist für alle zu betrachtenden Anlagen in einem Bereich von der unteren Blattspitze bis zur oberen Blattspitze zu ermitteln.

Die folgende Tabelle 3.17 stellt die Ergebnisse der Standortmittelwerte des Höhenexponenten α_{NH} dar.

Tabelle 3.17 Standortmittelwert des Höhenexponenten α_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	α_{NH} [-]
W1	0.17
W2	0.17
W3	0.17
W4	0.17
W5	0.17
W6	0.17
W7	0.17
W8	0.17
W9	0.17
W10	0.17
W11	0.17
W12	0.17
W13	0.17

3.6 Luftdichte ρ

Da es sich bei keinem Anlagenstandort einer nach DIBt 2012 typengeprüften neu geplanten Anlage um einen nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] topografisch komplexen Standort handelt, sind die Nachweise nach Abschnitt 1.2.2 nicht zu führen. Die Ausweisung der Werte erfolgt rein informativ und ein Vergleich mit den Auslegungswindbedingungen erfolgt im vorliegenden Gutachten nicht. Die Werte können jedoch einer eventuell erforderlichen Lastrechnung durch den Anlagenhersteller zu Grunde gelegt werden.

Die Berechnung der mittleren Luftdichte ρ_{NH} auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA erfolgt entsprechend der Norm DIN ISO 2553 [17]. Als Datengrundlage dient die mittlere Temperatur in 2 m über Grund, die in einem 1 km Raster über den Zeitraum von 1981 – 2010 vorliegt [18] und entsprechend [17] auf die zu untersuchende Nabenhöhe umgerechnet wird.

Die folgende Tabelle 3.18 stellt die Ergebnisse des Standortmittelwertes der Luftdichte ρ_{NH} für jede zu untersuchende WEA dar.

Tabelle 3.18: Standortmittelwert der Luftdichte ρ_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	ρ_{NH} [kg/m ³]
W1	1.222
W2	1.223
W3	1.223
W4	1.224
W5	1.224
W6	1.224
W7	1.224
W8	1.225
W9	1.224
W10	1.224
W11	1.225
W12	1.224
W13	1.224

3.7 Extreme Turbulenzintensität I_{ext}

Da es sich bei keinem Anlagenstandort einer nach DIBt 2012 typengeprüften neu geplanten Anlage um einen nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] topografisch komplexen Standort handelt, sind die Nachweise nach Abschnitt 1.2.2 nicht zu führen. Die Ausweisung der Werte erfolgt rein informativ und ein Vergleich mit den Auslegungswindbedingungen erfolgt im vorliegenden Gutachten nicht. Die Werte können jedoch einer eventuell erforderlichen Lastrechnung durch den Anlagenhersteller zu Grunde gelegt werden.

Die Ermittlung der Extremturbulenzintensität erfolgt durch die Betrachtung aller auftretenden Nachlaufsituationen und stellt das Ergebnis mit dem höchsten Wert, im Zentrum aller betrachteten Nachlaufsituationen dar. Wenn keine Nachlaufsituationen zu berücksichtigen sind, wird der Wert der höchsten repräsentativen Turbulenzintensität ausgewiesen. Entsprechend [6] berücksichtigen alle ausgewiesenen Werte den jeweiligen anzusetzenden Turbulenzstrukturparameter C_{CT} .

Die folgende Tabelle 3.19 stellt die ermittelten extremen Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$ in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit dar.

Tabelle 3.19: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$

v_{hub}	W1	W2	W3	W4	W5	W6	W7	W8	W9	W10	W11	W12	W13
3	0.410	0.437	0.431	0.426	0.431	0.436	0.390	0.407	0.410	0.409	0.408	0.409	0.382
4	0.355	0.382	0.376	0.372	0.377	0.392	0.336	0.352	0.355	0.355	0.353	0.354	0.327
5	0.343	0.375	0.368	0.365	0.371	0.328	0.323	0.341	0.344	0.343	0.342	0.343	0.309
6	0.326	0.358	0.352	0.349	0.356	0.287	0.306	0.324	0.327	0.327	0.325	0.326	0.291
7	0.306	0.337	0.331	0.328	0.335	0.260	0.287	0.304	0.307	0.306	0.305	0.306	0.272
8	0.289	0.319	0.313	0.310	0.316	0.244	0.271	0.287	0.290	0.289	0.288	0.289	0.256
9	0.274	0.302	0.297	0.295	0.300	0.229	0.257	0.272	0.275	0.275	0.274	0.275	0.243
10	0.247	0.270	0.265	0.263	0.267	0.214	0.232	0.245	0.247	0.247	0.246	0.246	0.221
11	0.228	0.249	0.245	0.242	0.246	0.199	0.215	0.227	0.229	0.228	0.227	0.228	0.206
12	0.207	0.224	0.221	0.218	0.221	0.185	0.196	0.206	0.207	0.207	0.206	0.207	0.189
13	0.189	0.202	0.199	0.196	0.198	0.173	0.179	0.187	0.188	0.188	0.187	0.188	0.175
14	0.175	0.186	0.183	0.180	0.182	0.164	0.166	0.174	0.175	0.174	0.174	0.174	0.164
15	0.165	0.174	0.172	0.169	0.170	0.156	0.157	0.164	0.165	0.164	0.164	0.164	0.156
16	0.157	0.164	0.163	0.160	0.161	0.150	0.150	0.156	0.157	0.156	0.156	0.156	0.150
17	0.151	0.156	0.155	0.152	0.153	0.145	0.144	0.149	0.150	0.150	0.149	0.150	0.144
18	0.146	0.151	0.149	0.146	0.147	0.141	0.139	0.144	0.145	0.145	0.144	0.144	0.140
19	0.141	0.145	0.144	0.141	0.141	0.137	0.135	0.139	0.140	0.140	0.139	0.140	0.136
20	0.137	0.140	0.139	0.136	0.136	0.134	0.131	0.135	0.136	0.136	0.135	0.136	0.133
21	0.133	0.135	0.134	0.131	0.131	0.131	0.127	0.131	0.132	0.131	0.131	0.131	0.130
22	0.129	0.131	0.130	0.127	0.127	0.129	0.124	0.127	0.128	0.128	0.127	0.128	0.127
23	0.126	0.127	0.126	0.123	0.123	0.126	0.121	0.124	0.125	0.125	0.124	0.124	0.124
24	0.123	0.124	0.123	0.120	0.120	0.124	0.119	0.122	0.122	0.122	0.121	0.122	0.122
25	0.121	0.122	0.121	0.118	0.118	0.122	0.117	0.120	0.120	0.120	0.119	0.120	0.120

4 Zusammenfassung

4.1 Neu geplante WEA

Es wurden die Standortbedingungen nach Abschnitt 1.2.1 für die neu geplanten WEA ermittelt und mit den Auslegungswerten verglichen. Dieser Vergleich hat gezeigt, dass

- i. W1 – W13 keine Überschreitung der mittleren Windgeschwindigkeit $v_{\text{hub, NH}}$ im Vergleich zur Auslegungswindgeschwindigkeit $v_{\text{hub, TP}}$ aufweisen (siehe Abschnitt 3.2.1),
- ii. W1 – W13 an einem Standort errichtet werden sollen, der den Auslegungswert der 50-Jahreswindgeschwindigkeit $v_{\text{m50, TP}}$ nicht überschreitet (siehe Abschnitt 3.2.2),
- iii. W2 – W4, W9 und W11 Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} gegenüber den Auslegungswerten aufweisen (siehe Abschnitt 3.3.3.3) und
- iv. W1, W5 – W8, W10, W12 und W13 keine Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} gegenüber den Auslegungswerten aufweisen (siehe Abschnitt 3.3.3.3).

Die Standorteignung gemäß DIBt 2012 [1.1] ist für die WEA W1, W5 – W8, W10, W12 und W13 durch das vorliegende Gutachten nachgewiesen.

Unter Berücksichtigung der in Abschnitt 3.3.3.5 aufgeführten sektoriellen Betriebsbeschränkungen ist die Standorteignung gemäß DIBt 2012 [1] für die neu geplanten WEA W2 – W4, W9 und W11 durch den Vergleich mit den Auslegungswerten nachgewiesen.

Die folgende Tabelle stellt die Ergebnisse zum Nachweis der Standorteignung der geplanten WEA zusammenfassend dar.

Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA

Interne W-Nr.	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W1	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja
W2	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.5
W3	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.5
W4	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.5
W5	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja
W6	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja
W7	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja
W8	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja
W9	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.5
W10	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja
W11	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.5
W12	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja
W13	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja

4.2 Bestehende WEA

4.2.1 Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich mit den Auslegungswerten

Für die Bestands-WEA W14 konnte die nach DIBt 2012 [1.1] nachzuweisende Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität durch den Vergleich mit den Auslegungswerten nachgewiesen werden.

Die Bestands-WEA W15 und W16 weisen Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität nach der Richtlinie DIBt 2012 [1.1] auf. Durch einen Vergleich der Situation vor, mit der Situation nach dem geplanten Zubau konnte gezeigt werden, dass der geplante Zubau keinen signifikanten Einfluss auf die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensitäten der WEA W15 und W16 hat. Bei diesem Vergleich wurde die Erhöhung der effektiven Turbulenzintensität durch den Zubau und ggf. deren Einfluss auf die PEL nach [20] untersucht. Somit ist die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität für diese WEA unter Maßgabe einer in deren Genehmigungsverfahren nachgewiesenen Standorteignung weiterhin nachgewiesen.

Die Bestands-WEA W17 und W18 weisen sowohl vor Zubau als auch nach Zubau Überschreitungen hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität auf, die durch den Zubau erhöht werden. Um die Standorteignung der WEA W17 und W18 auch nach Zubau nachweisen zu können bzw. die Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität nicht signifikant zu erhöhen, sind die in Abschnitt 3.3.3.4 aufgeführten sektoriellen Betriebsbeschränkungen notwendig. Bei der Festlegung der Betriebseinschränkungen wurde die Erhöhung der effektiven Turbulenzintensität durch den Zubau und ggf. deren Einfluss auf die PEL nach [20] untersucht. Somit ist die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität für diese WEA unter Maßgabe einer in deren Genehmigungsverfahren nachgewiesenen Standorteignung weiterhin nachgewiesen.

4.2.2 Zusammenfassung

Die folgende Tabelle stellt die Ergebnisse zum Nachweis der Standorteignung der Bestands-WEA zusammenfassend dar.

Tabelle 4.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA

Interne W-Nr.	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W14	ENERCON	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	0.0	Ja
W15	ENERCON	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	0.0	Ja
W16	ENERCON	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	0.0	Ja
W17	ENERCON	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W18	ENERCON	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4

5 Standortbesichtigung

Entsprechend der Forderung in der Richtlinie DIBt Fassung Oktober 2012 [1.1] nach einer Standortbesichtigung wurde diese am 06.03.2023 durch einen Mitarbeiter der anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH durchgeführt [23].

Die Standortbesichtigung dient zur Ermittlung, bzw. zum Abgleich von Geländebeschaffenheit mit vorhandenen Satellitendaten zur Rauigkeit [13] und ggf. zu den Höhenlinien [14]. Mögliche turbulenzrelevante Einzelstrukturen wurden untersucht und dokumentiert. Die Standortdokumentation bestätigt die zu Grunde gelegten Rauigkeiten und die Ergebnisse zur Komplexität.

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
DIBt	Deutsches Institut für Bautechnik
DIN	Deutsches Institut für Normung
EN	Europäische Norm
ETM	Extremes Turbulenzmodell
ETRS89	Europäisches Terrestrisches Referenzsystem von 1989
GK	Gauß-Krüger, Geländekategorie
H	Komplexitätskategorie Stark
IEC	International Electrotechnical Commission
L	Komplexitätskategorie Gering
M	Komplexitätskategorie Mittel
NA	Nationaler Anhang
NTM	Normales Turbulenzmodell
PEL	Pseudo-Äquivalente-Last
pdf	Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion
TK	Turbulenzkategorie, Auslegungsturbulenz
TP	Typenprüfung
UTM	Universal Transverse Mercator Projection
WEA	Windenergieanlage(n)
WGS84	World Geodetic System (letzte Revision in 2004)
WSM	Wind Sector Management, Sektorielle Betriebsbeschränkung
WV	Windverteilung
WZ	Windzone

Symbol	Bedeutung	Einheit
A	Skalenparameter der Weibullverteilung	[m/s]
C_{CT}	Turbulenzstrukturparameter	[-]
c_t	Schubbeiwert	[-]
D	Rotordurchmesser	[m]
FEH	Fundamenterhöhung	[m]
h_{WV}	Höhe der Windbedingungen / Windverteilung über Grund	[m]
I_{amb}	Umgebungsturbulenzintensität	[-]
i_c	Komplexitätsindex	[-]
I_{char}	Charakteristische Turbulenzintensität	[-]
I_{ext}	Extreme Turbulenzintensität	[-]
I_{eff}	Effektive Turbulenzintensität auf Nabenhöhe	[-]
I_{rep}	Repräsentative Turbulenzintensität	[-]
k	Formparameter der Weibullverteilung	[-]
λ	Schnelllaufzahl	[-]
m	Wöhlerlinienkoeffizient	[-]
NH	Nabenhöhe	[m]
p	Sektorielle Häufigkeit	[%]
P_N	Nennleistung	[kW]
s	Dimensionsloser Abstand zwischen WEA, bezogen auf den jeweils größeren Rotordurchmesser	[-]

Symbol	Bedeutung	Einheit
τ	Lebensdauer	[a]
TSI	Index der Geländeneigung	[°]
TVI	Index der Geländeabweichung	[%]
v_{ave}	Jahresmittel der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
v_{hub}	Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
v_{in}	Einschaltwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
v_{m50}	10-Minuten Mittelwert der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
v_{out}	Abschaltwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
v_r	Nennwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
v_{ref}	Auslegungswert des 10-Minuten Mittelwerts der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit	[m/s]
X	Rechtswert	[m]
Y	Hochwert	[m]
z_0	Rauigkeitslänge	[m]
z_{hub}	Nabenhöhe der betrachteten WEA	[m]
α	Höhenexponent	[-]
δ	Schräganströmung	[°]
ρ	Luftdichte	[kg/m ³]
σ	Standardabweichung der Windgeschwindigkeit	[m/s]
σ_σ	Standardabweichung der Turbulenzintensität	[-]

Literaturverzeichnis

- [1.1] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Referat I 8 Bautechnisches Prüfamt Grundlagen der Standsicherheit; Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Oktober 2012 und korrigierte Fassung März 2015;*
- [1.2] *DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik; DKE/AK 383.0.01/Untergruppe DIBt2012 an die PG „Windenergieanlagen“ des DIBt; Anwendung der DIBt 2012 zur Prüfung der Standorteignung, 30.01.2015;*
- [2] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung März 2004; Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik Reihe B, Heft 8;*
- [3] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Richtlinie für Windkraftanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Juni 1993; 2. Überarbeitete Auflage 1995; Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik Reihe B, Heft 8;*
- [4] *International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1 Edition 2.0 International Standard Wind turbine generator systems – Part 1: Safety requirements;*
- [5] *International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1 Edition 3.0 International Standard Wind turbines – Part 1: Design requirement; Mit Implementierung von 61400-1/A1, Amendment 1, 2009;*
- [6] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN IEC 61400-1:2019; Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC61400-1:2019; Deutsche Fassung EN IEC 61400-1:2019; Dezember 2019;*
- [7] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1:2011-08 Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005 + A1:2012); Deutsche Fassung EN 61400-1:2005 + A1:2010;*
- [8] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1:2004 Windenergieanlagen – Teil 1: Sicherheitsanforderungen (IEC 61400-1:1999); Deutsche Fassung EN 61400-1:2004;*
- [9] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 mit DIN EN 1991-1-4:2010-12; Nationaler Anhang – Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen: Windlasten;*
- [10] *ECN Solar & Wind Energy, J.W.M. Dekker und J.T.G. Pierik [Hrsg.]: European Wind Turbine Standards II, Petten, (NLD), 1998;*
- [11] *Deutsches Institut für Bautechnik; Windzonen nach Verwaltungsgrenzen; Windzonen_nach_Verwaltungsgrenzen.xlsx; Stand 02.06.2022;*
- [12] *European Wind Atlas, Risø National Laboratory, Roskilde (DK), 1989 Troen, Ib; Petersen, Erik L.;*
- [13] *European Environment Agency; Corine Land Cover (CLC) 2018, Version 20 (final version); Veröffentlicht im Juni 2019;*
- [14] *U.S. Geological Survey Earth Resources Observation & Science Center (EROS); SRTM 1 Arc-Sec Global; Download am 02.12.2016;*
- [15] *Risø DTU National Laboratory for Sustainable Energy, Windfarm Assessment Tool Version 3.3.0.128;*

- [16] Frandsen, Sten T. (2007): *Turbulence and turbulence-generated structural loading in wind turbine clusters*. Roskilde (DK);
- [17] Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN ISO 2533; *Normatmosphäre*; Dezember 1979;
- [18] Deutscher Wetterdienst; DWD Climate Data Center (CDC), *Vieljährige mittlere Raster der Lufttemperatur (2m) für Deutschland 1981-2010, Version v1.0.*;
- [19.1] OpenStreetMap und Mitwirkende; SRTM | *Kartendarstellung: OpenTopoMap (CC-BY-SA)*; Siehe auch: <https://creativecommons.org/>;
- [19.2] Microsoft Corporation; © 2019 Digital Globe © CNES (2019) *Distribution Airbus DS*; Siehe auch: <https://www.microsoft.com/en-us/maps/product/>;
- [20] Rodenhausen M., Moser W., Hülsmann C., Bergemann C., Könker M., McKenna R.; *Prüfung der Standorteignung für Windenergieanlagen: Ein pragmatischer Ansatz*; Ernst & Sohn Verlag für Architektur und technische Wissenschaften GmbH & Co. KG, Berlin. *Bautechnik 93 (2016) Heft 10*;
- [21] E-Mail mit dem Betreff: "Alt Krenzlin II" vom 20.03.2023; Daten zur Verfügung gestellt in WakeGuard® Layout-ID: 2252911;
- [22.1] E-Mail mit dem Betreff: "Alt Krenzlin II" vom 20.03.2023; Daten zur Verfügung gestellt in WakeGuard® Layout-ID: 2252911; Referenzbezeichnung: Anemos Wind daten;
- [22.2] anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; *Extremwindabschätzung auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Alt Krenzlin*; 23-155-7230374-Rev.00-EX-MK; 24.03.2023;
- [23] anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; *Standortdokumentation für ein Gutachten zur Standorteignung nach DIBt 2012 für den Windpark Alt Krenzlin II*; I17-SV-2023-049; 13.03.2023;
- [24.1] DNV Energy Systems Renewables Certification Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH; *VESTAS ENVENTUS V162-6.8 / 7.2 MW MIT 169 M NABENHÖHE, WINDZONE S, 20 JAHRE ENTWURFSLEBENSDAUER Gutachtliche Stellungnahme für Lastannahmen zur Turmberechnung der Vestas Turbinen*; L-08867-A052-0A; 24.06.2022;
- [24.2] Vestas Wind Systems A/S; *Gutachterinformation Auslegungswerte Turbulenz EnVentus™ V162-7.2 MW 50/60 Hz 20 Jahre*; 0114-3581 V01; 20.12.2021;



Gutachten zur Standorteignung von Windenergieanlagen
nach DIBt 2012 für den Windpark Alt Krenzlin II
Deutschland

Bericht-Nr.: I17-SE-2023-187 Rev.01



I17-Wind GmbH & Co. KG --- Robert-Koch-Straße 29 --- 25813 Husum

Gutachten zur Standorteignung von WEA nach DIBt 2012 für den
Windpark Alt Krenzlin II

Bericht-Nr.: I17-SE-2023-187 Rev.01

Auftraggeber: Naturwind Schwerin GmbH
Schelfstraße 35
D-19055 Schwerin

Auftragnehmer: I17-Wind GmbH & Co. KG
Robert-Koch-Straße 29
D-25813 Husum
Tel.: 04841 – 87596 – 0
E-Mail: mail@i17-wind.de
Internet: www.i17-wind.de

Datum: 05. Mai 2023

Haftungsausschluss und Urheberrecht

Das vorliegende Gutachten wurde unabhängig, unparteiisch und nach bestem Wissen und Gewissen nach derzeitigem Stand der Technik erstellt. Für vom Auftraggeber und vom Anlagenhersteller bereitgestellte Daten, die nicht von der I17-Wind GmbH & Co. KG erhoben oder ermittelt wurden, kann keine Gewähr für deren Korrektheit übernommen werden. Diese werden als richtig vorausgesetzt.

Urheber des vorliegenden Gutachtens zur Standorteignung von WEA nach DIBt 2012 ist die I17-Wind GmbH & Co. KG. Der Auftraggeber erhält nach § 31 Urheberrechtsgesetz das einfache Nutzungsrecht, welches nur durch Zustimmung des Urhebers übertragen werden kann. Eine Bereitstellung zum uneingeschränkten Download in elektronischen Medien ist ohne gesonderte Zustimmung des Urhebers nicht gestattet.

Akkreditierung

Die I17-Wind GmbH & Co. KG ist nach DIN EN ISO/IEC 17025:2018 durch die Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH (DAKKS) für die Bereiche „Erstellen von Schallimmissionsprognosen für Windenergieanlagen; Erstellen von Schattenwurfimmissionsprognosen für Windenergieanlagen; Prüfung der Standorteignung von Windenergieanlagen mittels Berechnung (Turbulenzgutachten)“ akkreditiert. Die Registriernummer der Urkunde lautet D-PL-21268-01-00. Diese kann angefragt, oder in der Datenbank der akkreditierten Stellen der DAKKS eingesehen werden.

Die I17-Wind GmbH & Co. KG ist Mitglied im Sachverständigenbeirat des Bundesverbandes WindEnergie (BWE) e.V.

Anmerkung zu Typenprüfung und Anlagenparametern der WEA

Wenn zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung die Typenprüfung oder Einzelprüfung für die geplanten WEA noch nicht vorlag, wurde der Vergleich auf Basis vom Hersteller übermittelter Auslegungswerte der geplanten WEA durchgeführt. Es besteht die Möglichkeit, dass die im Genehmigungsverfahren eingereichten Dokumente bezüglich der Auslegungswerte der betrachteten WEA nicht mit den im vorliegenden Gutachten zitierten Dokumenten übereinstimmen. Die zitierten Dokumente entsprechen dem aktuellen Stand zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung. Bei abweichenden Dokumenten behält das vorliegende Gutachten dennoch seine Gültigkeit, wenn die im Gutachten berücksichtigten Auslegungswerte durch die im Rahmen des Genehmigungsverfahrens eingereichten Auslegungswerte abgedeckt sind. Im Folgenden ist der Begriff Einzelprüfung stets durch den Begriff Typenprüfung mit abgedeckt, auch wenn dies nicht explizit erwähnt wird.

Änderungen der berücksichtigten Anlagenparameter wie c_t -Kurve und Schnelllaufzahl λ sind dem Anlagenhersteller vorbehalten und bedürfen einer neuen Berechnung und Bewertung. Bei einer Änderung der Anlagenparameter gegenüber dem Stand zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung verliert das vorliegende Gutachten seine Gültigkeit.

Revisionsnummer	Datum	Änderung	Verfasser
0	20.04.2023	Erste Ausgabe	Gutbrod
1	05.05.2023	Einarbeitung der Standortspezifischen Lastrechnung – Änderung der Entwurfslebensdauer	Gutbrod

Verfasser:

M. Sc. Kevin Gutbrod, Sachverständiger
Husum, 05.05.2023



Geprüft:

Dipl.-Ing. (FH) Christian Kebbel, Sachverständiger
Husum, 05.05.2023



Freigegeben:

M. Sc. Tristan Schwartau
Husum, 05.05.2023



Dieses Dokument wurde digital signiert und die Integrität des Dokuments wurde überprüft. Das zugehörige Zertifikat kann von der I17-Wind GmbH & Co. KG auf Anfrage gerne zur Verfügung gestellt werden.

Inhaltsverzeichnis

1	Vorbemerkung.....	7
1.1	Allgemeines	7
1.2	Geführte Nachweise.....	7
1.2.1	Nachweis der Standorteignung an topografisch nicht komplexen Standorten durch Vergleich der Windbedingungen.....	8
1.2.2	Nachweis der Standorteignung an topografisch komplexen Standorten durch Vergleich der Windbedingungen.....	8
1.2.3	Verfahren bei Überschreitungen – Nachweis durch Vergleich der Lasten	9
1.3	Hinweise zu den zu Grunde gelegten Richtlinien.....	10
1.4	Qualität der zu Grunde gelegten Daten und Modelle.....	12
2	Aufgabenstellung und Standort	13
2.1	Umfang des Gutachtens	13
2.2	Standortbeschreibung.....	13
2.3	Auslegungswindbedingungen der geplanten WEA	13
3	Vergleich der Windbedingungen.....	16
3.1	Grundlagen.....	16
3.2	Vergleich v_{ave} und v_{m50}	17
3.2.1	Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave}	17
3.2.2	Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50}	17
3.3	Vergleich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}	18
3.3.1	Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität	18
3.3.2	Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität	20
3.3.3	Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}	22
3.4	Schräganströmung δ	29
3.5	Höhenexponent α	30
3.6	Luftdichte ρ	31
3.7	Extreme Turbulenzintensität I_{ext}	32
4	Zusammenfassung.....	33
4.1	Neu geplante WEA	33
4.2	Bestehende WEA.....	34
4.2.1	Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich mit den Auslegungswerten	34
4.2.2	Zusammenfassung.....	34
5	Standortbesichtigung	35
	Abkürzungs- und Symbolverzeichnis.....	36
	Literaturverzeichnis.....	38

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration; Kartenmaterial: [19.1, 19.2] 15

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration	14
Tabelle 2.2: Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA	14
Tabelle 3.1: Windverhältnisse am Standort WV 1/1 [22.1]	16
Tabelle 3.2: Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} auf Nabenhöhe der geplanten WEA..	17
Tabelle 3.3: Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50} auf Nabenhöhe der geplanten WEA	18
Tabelle 3.4: Richtlinienabhängige Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität	19
Tabelle 3.5: Komplexitätskriterien und C_{CT} nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6].....	21
Tabelle 3.6: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort.....	22
Tabelle 3.7: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (vor Zubau)	25
Tabelle 3.8: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau – Teil 1)	26
Tabelle 3.9: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau – Teil 2)	27
Tabelle 3.10: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W17	28
Tabelle 3.11: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W18	28
Tabelle 3.12 Standortmittelwert der Schräganströmung δ_{NH} der neu geplanten WEA.....	29
Tabelle 3.13 Standortmittelwert des Höhenexponenten α_{NH} der neu geplanten WEA.....	30
Tabelle 3.14: Standortmittelwert der Luftdichte ρ_{NH} der neu geplanten WEA.....	31
Tabelle 3.15: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$	32
Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA.....	33
Tabelle 4.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA.....	34

1 Vorbemerkung

1.1 Allgemeines

Das Deutsche Institut für Bautechnik DIBt hat Anfang des Jahres 2013 die Fassung Oktober 2012 der „Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“ veröffentlicht und im März 2015 eine korrigierte Fassung herausgegeben [1.1], auf deren Grundlage das vorliegende Gutachten erstellt wurde.

Aufgrund fehlender Kriterien für einen Immissionsgrenzwert für die durch benachbarte Windenergieanlagen verursachten erhöhten Turbulenzbelastungen an einer WEA, können ersatzweise die Kriterien der Standorteignung bezüglich der effektiven Turbulenzintensität für eine Turbulenzimmissionsprognose im Rahmen eines Antrages nach dem Bundes-Immissionsschutz-Gesetz (BImSchG) herangezogen werden. Eine Reduktion der Lebenszeit und der zusätzliche Verschleiß der WEA sind zumutbar, solange die Standorteignung hinsichtlich der Auslegungswerte der Turbulenzintensität oder hinsichtlich der Auslegungslasten gewährleistet bleibt. Somit stellt das vorliegende Gutachten zur Standorteignung von WEA zusätzlich eine Turbulenzimmissionsprognose im Sinne des BImSchG dar und kann als Bestandteil der Antragsstellung nach dem BImSchG verwendet werden.

1.2 Geführte Nachweise

Die Richtlinie DIBt 2012 [1.1] fordert in Kapitel 16 ein alternatives, vereinfachtes Verfahren zum Nachweis der Standorteignung von WEA, das jedoch nur angewendet werden darf, wenn die Standorte der geplanten WEA nach DIN EN 61400-1:2011-08 [7] als nicht topografisch komplexe Standorte zu bezeichnen sind. Im Dezember 2019 wurde die Norm DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] veröffentlicht, welche die Norm DIN EN 61400-1:2011-08 [7] ersetzt. Entsprechend der Richtlinie DIBt 2012 [1.1] ist die jeweils angewendete Ausgabe der Norm DIN EN (IEC) 61400-1, entsprechend [6] oder [7], in Ihrer Gesamtheit anzuwenden, weshalb auch die Ermittlung der topografischen Komplexität im vorliegenden Gutachten nach [6] erfolgt. Sind vereinzelte Standorte neu geplanter WEA als topografisch komplex zu bezeichnen, wird der vereinfachte Nachweis der Standorteignung nach [1.1] um die Kriterien nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6], Abschnitt 11.9, erweitert. Die Vergleiche der Auslegungswerte für die zu untersuchenden Größen mit den im Rahmen dieses Gutachtens ermittelten Werten sind nach der DIBt Richtlinie Fassung Oktober 2012 nur für neu geplante Anlagen zu führen [1.1]. Für bestehende Anlagen, die nach der DIBt 1993 [3] oder DIBt 2004 [2] typengeprüft wurden, darf im Falle einer Parkänderung / -erweiterung der Nachweis der Standorteignung auch weiterhin nach dem Verfahren der DIBt 2004 erbracht werden [1.1].

Die Richtlinie DIBt 2012 [1.1] lässt folgende Möglichkeiten, bzw. mögliche auftretende Konfigurationen, in Bezug auf die Typenprüfung und die dieser zu Grunde gelegten Richtlinie, unberücksichtigt:

- i. Der geplanten Anlage liegt eine Typenprüfung nach der Richtlinie DIBt 2004 [2] zu Grunde.
- ii. Einer oder mehrerer zu berücksichtigender Bestandsanlagen liegt eine Typenprüfung nach der DIBt 2012 [1.1] Richtlinie zu Grunde.

Für diese zwei beschriebenen Fälle, die nicht durch die DIBt 2012 [1.1] abgedeckt sind, werden folgende Verfahrensweisen gemäß [1.2] als Quasistandard angewandt:

- i. Liegt einer neu geplanten Anlage eine Typenprüfung gemäß DIBt 2004 [2] zu Grunde, wird der Nachweis der Standorteignung basierend auf dem vereinfachten Verfahren nach DIBt 2012 [1.1], beschrieben in Abschnitt 1.2.1, geführt. Dieser Nachweis entspricht den Mindestanforderungen der zum Nachweis der Standorteignung der Typenprüfung nach DIBt 2004 [2] zu Grunde gelegten Richtlinie DIN EN 61400-1:2004 [8], bzw. IEC 61400-1 ed.2 [4].
- ii. Da davon auszugehen ist, dass für bereits genehmigte, bzw. bestehende Anlagen mit einer Typenprüfung nach DIBt 2012 [1.1] die Standorteignung in deren Genehmigungsverfahren

nachgewiesen wurde, werden nur durch hinzukommende Anlagen beeinflusste Parameter geprüft und mit den Auslegungswerten verglichen. Dies entspricht lediglich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} , welche durch einen Zubau erhöht werden kann.

Nach DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 [9] ist bei zylindrischen Bauwerken die Untersuchung von Interferenzeffekten oder wirbelerregten Schwingungen zu führen, wenn deren Abstand untereinander den in [9] definierten Mindestabstand unterschreitet. Diese Untersuchung ist nicht Bestandteil der Richtlinie DIBt 2012 [1.1] und wird daher im vorliegenden Gutachten nicht durchgeführt, sondern hat durch einen dritten unabhängigen Gutachter oder Prüfstatiker zu erfolgen.

1.2.1 Nachweis der Standorteignung an topografisch nicht komplexen Standorten durch Vergleich der Windbedingungen

Der nach der DIBt Richtlinie Fassung 2012 [1.1] vereinfachte Nachweis zur Standorteignung verlangt folgende Nachweise der Windbedingungen auf Nabenhöhe der geplanten WEA:

- i. Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit.
 - (1) Die mittlere Windgeschwindigkeit am Standort ist um mindestens 5 % kleiner als gemäß Typen-/Einzelprüfung, oder
 - (2) die mittlere Windgeschwindigkeit ist kleiner als gemäß Typen-/Einzelprüfung und für den Formparameter k der Weibull-Funktion gilt: $k \geq 2$.
- ii. Vergleich der effektiven Turbulenzintensität nach DIN EN 61400-1:2011-08 [7] zwischen $0.2 v_{m50}(h)$ und $0.4 v_{m50}(h)$ mit der Auslegungsturbulenz nach NTM.
- iii. Vergleich der 50-Jahreswindgeschwindigkeit.
 - (1) Die Windzone gemäß Typen-/Einzelprüfung deckt die Windzone des betrachteten Standortes entsprechend der Windzonenkarte ab (die detaillierten Regelungen gemäß DIN EN 1991-1-4, Absatz 4.3.3 einschließlich NA [9] für nicht ebene Geländelagen sind ggf. zu beachten), oder
 - (2) die 50-Jahreswindgeschwindigkeit $v_{m50}(h)$ gemäß Typen-/Einzelprüfung deckt die 50-Jahreswindgeschwindigkeit am Standort ab (z.B. Nachweis durch eine Extremwindabschätzung).

1.2.2 Nachweis der Standorteignung an topografisch komplexen Standorten durch Vergleich der Windbedingungen

Handelt es sich nach Abschnitt 11.2 der DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] um einen als topografisch komplex zu bezeichnenden Standort der Kategorie L, M oder H und liegt der zu untersuchenden WEA eine Typenprüfung nach DIBt 2012 [1.1] zu Grunde, wird der vereinfachte Nachweis zur Standorteignung nach Abschnitt 1.2.1 um folgende Nachweise der Windbedingungen auf Nabenhöhe der geplanten WEA, basierend auf DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] erweitert.

- i. Der windenergiegewichtete Mittelwert aller Richtungen der Schräganströmung δ darf den vorgegebenen Wert von $\pm 8^\circ$, bzw. den in der Typenprüfung angegebenen Wert, nicht überschreiten bzw. unterschreiten.
- ii. Der über alle Richtungen und Windgeschwindigkeiten energiegewichtete Standortmittelwert des Höhenexponenten α darf den Wert von $0.05 \leq \alpha \leq 0.25$, bzw. den in der Typenprüfung angegebenen Wert nicht überschreiten bzw. unterschreiten.
- iii. Der Standortmittelwert der Luftdichte ρ darf bei allen Windgeschwindigkeiten größer gleich der Nennwindgeschwindigkeit v_r den Wert 1.225 kg/m^3 oder den in der Typenprüfung angegebenen Wert nicht überschreiten. Alternativ kann eine Luftdichte über dem Wert von 1.225 kg/m^3 oder dem in der Typenprüfung angegebenen Wert durch Einhaltung der folgenden Ungleichung nachgewiesen werden:

$$\rho_{\text{Auslegung}} * v_{\text{ave,Auslegung}}^2 \geq \rho_{\text{Standort}} * v_{\text{ave,Standort}}^2$$

- iv. Es ist der Nachweis zu erbringen, dass die Auslegungswerte des ETM auch unter Berücksichtigung der Nachlaufsituation mit der höchsten Nachlaufturbulenz im Zentrum des Nachlaufs, nicht überschritten werden.

1.2.3 Verfahren bei Überschreitungen – Nachweis durch Vergleich der Lasten

Kann der vereinfachte Nachweis der Windbedingungen nach DIBt 2012 [1.1] aus Abschnitt 1.2.1 nicht geführt werden, da die zu prüfenden Parameter mittlere Windgeschwindigkeit v_{ave} oder effektive Turbulenzintensität I_{eff} nicht eingehalten werden, kann die Standorteignung durch einen Lastvergleich (Vergleich der standortspezifischen Lasten mit den Lastannahmen der Typenprüfung) der Betriebsfestigkeitslasten nachgewiesen werden. In diesem Fall ist der Nachweis der Standorteignung der jeweiligen WEA auf Basis eines Lastvergleiches der Betriebsfestigkeitslasten (DLC 1.2) zu führen. Wird der Auslegungswert v_{m50} nicht eingehalten, kann die Standorteignung auf Basis eines Lastvergleiches der Extremlasten nachgewiesen werden. In diesem Fall ist der Nachweis der Standorteignung der jeweiligen WEA auf Basis eines Lastvergleiches der Extremlasten (DLC 1.1, DLC 1.3, DLC 6.1, und DLC 6.2) zu führen.

Kann der Nachweis der Windbedingungen an einem als topografisch komplex zu bezeichnenden Standort nach Abschnitt 1.2.1 und Abschnitt 1.2.2 nicht geführt werden, da einer oder mehrere der zu prüfenden Werte nicht eingehalten werden, kann die Standorteignung entsprechend DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] auf Basis eines Lastvergleiches unter Berücksichtigung der standortspezifischen Windbedingungen aus Abschnitt 1.2.1 und Abschnitt 1.2.2 durchgeführt werden. Demnach ist der Nachweis der Standorteignung der jeweiligen WEA auf Basis eines Lastvergleiches der Betriebsfestigkeitslasten (DLC 1.2) und/oder der Extremlasten (DLC 1.1, DLC 1.3, DLC 6.1, und DLC 6.2) zu führen.

In beiden Fällen werden die der Typenprüfung zu Grunde gelegten Auslegungslasten mit den standortspezifischen Lasten, die auf Basis der standortspezifischen Windbedingungen aus dem vorliegenden Gutachten ermittelt werden, verglichen. Wenn sich zeigt, dass die standortspezifischen Lasten die Auslegungslasten nicht überschreiten oder diese einhalten, ist eine Standorteignung durch den Vergleich der Lasten nachgewiesen. Werden die Auslegungslasten nicht eingehalten, muss die Anlage gegebenenfalls mit einer sektoriellen Betriebseinschränkung betrieben werden, um die Lasten soweit zu reduzieren, dass sie innerhalb der Auslegungslasten liegen, oder die Standorteignung kann nicht durch einen Vergleich der Lasten nachgewiesen werden.

Die Berechnung der standortspezifischen Lasten erfolgt in der Regel durch den Hersteller der betrachteten WEA. Der zugehörige Bericht zur durchgeführten Lastberechnung wird der I17-Wind GmbH & Co. KG im Rahmen einer Geheimhaltungsvereinbarung vorgelegt. Zudem ist es möglich die Betriebsfestigkeits- und Extremlasten einer WEA basierend auf einem generischen Anlagenmodell zu ermitteln und mit den Auslegungslasten, welche mittels des identischen generischen Anlagenmodells ermittelt werden, zu vergleichen. Diese Berechnungen erfolgen in der Regel nicht durch den Anlagenhersteller, sondern durch einen dritten unabhängigen Gutachter. Die Berichte werden von der I17-Wind GmbH & Co. KG dahingehend überprüft, dass die Eingangsdaten korrekt übernommen und angesetzt wurden. Das Ergebnis einer Lastberechnung wird als richtig vorausgesetzt. Eine Haftung für die Richtigkeit einer Lastrechnung, sowohl eines Anlagenherstellers als auch eines dritten, unabhängigen Gutachters, wird nicht übernommen.

1.3 Hinweise zu den zu Grunde gelegten Richtlinien

Folgende, von der DIBt 2012 Richtlinie [1.1] und der DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] abweichende, jedoch konservativ abdeckende, Verfahren wurden für das vorliegende Gutachten zur Standorteignung von WEA gewählt:

- I. Entsprechend der DIBt 2012 [1.1] ist es für eine Prüfung der Standorteignung Voraussetzung, dass für die WEA eine Typenprüfung bzw. eine Einzelprüfung vorliegt. Ist dies nicht der Fall, wird der Vergleich auf Basis von vorläufigen Auslegungswerten, für die die Typenprüfung voraussichtlich angestrebt wird, durchgeführt. Somit behält das vorliegende Gutachten im Falle einer Typenprüfung bzw. Einzelprüfung, welche die zu Grunde gelegten Auslegungsparameter abdeckt, seine Gültigkeit.
- II. Es wird davon ausgegangen, dass jede im Gutachten betrachtete WEA die Ihrer Typenprüfung zu Grunde gelegte Auslegungslebensdauer τ_{TP} noch nicht überschritten hat.
- III. Der Vergleich des Standortwertes der mittleren Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe v_{ave} mit dem Auslegungswert kann nur nach [1.1] erfolgen, wenn die Auslegungswerte der zu betrachtenden WEA einen Formparameter k der Weibullverteilung von $k = 2.0$ ausweisen. Wenn die Auslegungswerte der zu betrachtenden WEA einen Formparameter $k \neq 2.0$ ausweisen, kann der in [1.1] geforderte Vergleich nicht mehr erfolgen. In diesem Fall wird das Verfahren nach [6] gewählt, welches einen Vergleich der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion pdf_{NH} der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten mit der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion pdf_{TP} der Typenprüfung in einem Bereich von $v_{ave} - 2v_{ave}$ fordert. Zusätzlich wird der Bereich von $0.2v_{ref} - 0.4v_{ref}$ nach [7] herangezogen und stets der konservativ abdeckende Bereich dem Vergleich zu Grunde gelegt. In dem zu untersuchenden Bereich muss die Bedingung $pdf_{NH} \leq pdf_{TP}$ erfüllt sein. Die Berechnung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen pdf_{NH} und pdf_{TP} erfolgt entsprechend [6] auf Basis der Standortmittelwerte A_{NH} und k_{NH} bzw. der Auslegungswerte A_{TP} und k_{TP} der zu untersuchenden WEA.

Kann der der Vergleich des Standortwertes der mittleren Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe v_{ave} mit dem Auslegungswert nach DIBt Richtlinie Fassung 2012 [1.1] nicht erbracht werden, wird sich zur Definition von sektoriellen Betriebsbeschränkungen vorbehalten den Vergleich der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten pdf_{NH} nach [6] durchzuführen, da dieses Verfahren das in [1.1] geforderte Verfahren konservativ mit abdeckt.

- IV. Erfolgt der Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Windbedingungen nach Abschnitt 1.2.1 und 1.2.2, hat der Vergleich der standortspezifischen effektiven Turbulenzintensität und der Auslegungsturbulenz nach NTM in dem Bereich zwischen $0.2v_{m50}(h)$ und $0.4v_{m50}(h)$ zu erfolgen [1.1]. Liegt einer zu betrachtenden WEA keine Auslegungsturbulenz nach NTM vor, erfolgt der Vergleich mit der in der Typenprüfung aufgeführten Auslegungsturbulenz. Entsprechend [6] hat der Vergleich in dem Bereich zwischen v_{ave} und $2v_{ave}$ zu erfolgen. Erfolgt der Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Lasten nach Abschnitt 1.2.3, sind der Lastberechnung nach [1.1] mindestens die standortspezifischen effektiven Turbulenzintensitäten von v_{in} bis $0.4v_{m50}(h)$ bzw. von v_{in} bis v_{out} entsprechend DLC 1.2 nach [6] zu Grunde zu legen. Im vorliegenden Gutachten werden die standortspezifischen effektiven Turbulenzintensitäten mindestens im Windgeschwindigkeitsbereich von 5 m/s bis 25 m/s (bzw. v_{out} wenn $v_{out} < 25$ m/s) ausgewiesen, was die oben beschriebenen Anforderungen für den Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Windbedingungen nach [1.1], [6] und auch [7] abdeckt. Erfolgt der Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Lasten, werden dem Anlagenhersteller grundsätzlich die standortspezifischen effektiven Turbulenzintensitäten in dem Bereich von v_{in} bis v_{out} zur Verfügung gestellt. Liegt einer zu prüfenden WEA eine Typenprüfung nach [2] zu Grunde,

erfolgt der Vergleich mit der Turbulenzkurve für Turbulenzkategorie A nach [1.1], da dieser Verlauf den nach [2] anzusetzenden mit abdeckt.

- V. Bezüglich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} werden grundsätzlich alle Anlagen im Umkreis des 10fachen Rotordurchmessers D der geplanten Anlage(n) in die Betrachtung einbezogen und nachgewiesen. Dieses Kriterium deckt alle Kriterien nach [1.1], [6] und [7] ab.
- VI. Der standortspezifische Mittelwert der Luftdichte ρ wird abdeckend für alle Windgeschwindigkeiten angegeben.
- VII. Hinsichtlich der Auslegungswindbedingungen des ETM werden die Werte der höchsten Turbulenz im Zentrum des Nachlaufs ausgewiesen. Da eine Überschreitung der Auslegungswindbedingungen bezüglich des ETM in der Regel mit einer Überschreitung der effektiven Turbulenzintensität einhergeht, kann davon ausgegangen werden, dass eine Überschreitung der extremen Turbulenzintensität nur in solchen Fällen eintritt, in denen die Standorteignung durch eine Lastrechnung des Hersteller nachgewiesen werden muss, was dann auf Basis der ausgewiesenen Werte für die Extremturbulenz erfolgt. Aus diesem Grund wird der Vergleich der Auslegungswindbedingungen des ETM mit den Standortbedingungen nicht geführt.
- VIII. Auf Grund der verwendeten Berechnungsprogramme und deren Zahlenausgabeformat, werden die im vorliegenden Gutachten ausgewiesenen Ergebnisse in der Regel mit dem Dezimaltrennzeichen „Punkt“ versehen.
- IX. Auf Grund der unterschiedlichen Begrifflichkeiten und Bezeichnungen identischer Größen in den zu Grunde gelegten Richtlinien und Normen, werden im vorliegenden Gutachten teilweise Begriffe und Bezeichnungen gewählt bzw. eingeführt, die, soweit möglich, eine Ähnlichkeit zu den jeweiligen Begriffen und Bezeichnungen in den Richtlinien und Normen aufweisen, um sie diesen zuordnen zu können. Die korrekte Umsetzung der in den Richtlinien und Normen geforderten Vergleiche bleibt davon unberührt.

1.4 Qualität der zu Grunde gelegten Daten und Modelle

Alle im Rahmen des vorliegenden Gutachtens ermittelten Ergebnisse und Zwischenergebnisse basieren einerseits auf Angaben, die vom Auftraggeber übermittelt wurden und andererseits auf Berechnungsergebnissen, die durch die I17-Wind GmbH & Co. KG ermittelt wurden. Zu den Unsicherheiten der den Eingangsdaten vom Auftraggeber zu Grunde gelegten Berechnungsmodellen kann seitens der I17-Wind GmbH & Co. KG keine Aussage getroffen werden. Diese Eingangsdaten werden im Weiteren als richtig und repräsentativ für den betrachteten Standort vorausgesetzt.

Die in den Berechnungen herangezogenen Anlagenparameter, Schubbeiwert c_t und Schnelllaufzahl λ , werden in der Regel vom Anlagenhersteller bereitgestellt. Diese Werte werden als richtig vorausgesetzt. Die berücksichtigten Werte entsprechen dem Stand zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung. Änderungen sind dem Anlagenhersteller vorbehalten und bedürfen einer neuen Berechnung und Bewertung. Bei Anlagen, für die keine Informationen vorliegen, werden konservativ abdeckende, generische Anlagenparameter angesetzt, wobei keine Haftung für die Richtigkeit der ermittelten Werte übernommen wird.

Die im vorliegenden Gutachten angegebenen Nabhöhen der geplanten WEA entsprechen stets der aktuell vorliegenden Dokumentation. In der Entwicklungsphase einer WEA sind geringfügige Änderungen der Nabhöhe ohne eine Änderung der zu Grunde gelegten Auslegungswindbedingungen möglich, sodass die im vorliegenden Gutachten betrachtete Nabhöhe von der in den Antragsunterlagen ausgewiesenen Nabhöhe geringfügig abweichen kann. Das Gleiche gilt für die in den Genehmigungen dokumentierten Nabhöhen bestehender WEA, die ebenfalls geringfügig von aktuellen Werten abweichen können. Bei einer Abweichung der Nabhöhe von maximal ± 1 m behält das vorliegende Gutachten seine vollumfängliche Gültigkeit, wenn die im Gutachten berücksichtigten Auslegungswindbedingungen, durch die im Rahmen des Genehmigungsverfahrens eingereichten Auslegungswindbedingungen, abgedeckt sind.

Den von der I17-Wind GmbH & Co. KG ermittelten Ergebnissen liegen unterschiedliche, vereinfachte physikalische Modelle zu Grunde, die nur annähernd die Realität abbilden, jedoch als konservativ zu bewerten sind. Des Weiteren werden bei den Berechnungen teilweise vereinfachende Annahmen getroffen, die jedoch allesamt ebenfalls als konservativ zu bewerten sind.

2 Aufgabenstellung und Standort

2.1 Umfang des Gutachtens

Da im geplanten Windpark kein Anlagenstandort einer nach DIBt 2012 typengeprüften neu geplanten Anlage nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] als topografisch komplexer Standort zu bezeichnen ist, findet für alle WEA das vereinfachte Verfahren nach Abschnitt 1.2.1 Anwendung.

2.2 Standortbeschreibung

Der Auftraggeber plant die Errichtung von dreizehn WEA des Typs Vestas V162-7.2 MW auf 169.0 m Nabhöhe am Standort Alt Krenzlin II in Mecklenburg-Vorpommern.

Die I17-Wind GmbH & Co. KG wurde damit beauftragt, ein Gutachten zur Standorteignung von WEA nach der DIBt 2012 Richtlinie [1.1] unter Berücksichtigung der in Tabelle 2.1 aufgeführten [21] und in Abbildung 2.1 dargestellten WEA zu erstellen. Tabelle 2.1 führt neben den Spezifikationen der WEA am Standort auch die der Typenprüfung zu Grunde gelegten, bzw. bei fehlender Information unterstellten, Richtlinien auf. Des Weiteren wird aufgeführt, welcher Wöhlerlinienkoeffizient m und welcher Betriebsmodus für die Berechnung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} herangezogen wurde. Die Ergebnisse in 3.3.3 berücksichtigen den jeweiligen Wöhlerlinienkoeffizienten aus Tabelle 2.1. Wenn über den Betriebsmodus keine Informationen in den Eingangsdaten vorliegen, wird stets mit dem Betriebsmodus gerechnet, der die konservativsten Ergebnisse liefert, was dem offenen, nicht leistungsreduzierten Betriebsmodus entspricht.

Die Spalte „Innerhalb 10 D “ weist aus, welche WEA sich innerhalb eines Umkreises von 10 D um die geplanten WEA befinden. Für diese WEA hat nach [6] und [7] eine Bewertung der topografischen Komplexität und der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} zu erfolgen.

Im vorliegenden Gutachten beziehen sich alle Bezeichnungen auf die interne, laufende W-Nummer. Wird eine Größe mit dem Index $_{TP}$ bezeichnet, handelt es sich um den Auslegungswert der zu betrachtenden WEA. Eine Bezeichnung mit dem Index $_{NH}$ weist auf den standortspezifischen Wert der betrachteten Anlage hin.

Im vorgegeben Windparklayout ergibt sich der geringste relative Abstand s einer neu geplanten WEA zu einer anderen WEA von 2.30, bezogen auf den größeren Rotordurchmesser D . Dies betrifft die WEA W4 und W5.

2.3 Auslegungswindbedingungen der geplanten WEA

Die Auslegungswindbedingungen werden entweder der Typenprüfung entnommen oder vom Hersteller übermittelt. Da der Vergleich der Auslegungswindbedingungen, abgesehen von I_{eff} , mit den standortspezifischen Bedingungen nur für neu geplante WEA zu führen ist, werden in Tabelle 2.2 nur die Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA aufgeführt.

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration

Interne W-Nr.	Bezeichnung Auftraggeber	Neu / Bestand	Innerhalb 10 D	Topografische Komplexität		UTM ETRS89 Zone 33		Hersteller	WEA Typ	NH ¹ [m]	D [m]	Betriebsmodus	FEH [m]	P _N [kW]	Prüfgrundlage DIBt	TK	Auslegungslebensdauer τ _{TP} [a]	m _{max, TP} [-]
				Komplex	Kategorie	X [m]	Y [m]											
W1	WEA 01	Neu	Ja	Nein	-	252707	5912573	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	25	10
W2	WEA 02	Neu	Ja	Nein	-	252686	5913020	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	25	10
W3	WEA 03	Neu	Ja	Nein	-	252906	5913345	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	25	10
W4	WEA 04	Neu	Ja	Nein	-	252302	5913016	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	25	10
W5	WEA 05	Neu	Ja	Nein	-	251965	5913174	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	25	10
W6	WEA 06	Neu	Ja	Nein	-	251425	5913191	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	25	10
W7	WEA 07	Neu	Ja	Nein	-	251783	5913882	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	25	10
W8	WEA 08	Neu	Ja	Nein	-	252247	5913781	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	25	10
W9	WEA 09	Neu	Ja	Nein	-	252650	5913971	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	25	10
W10	WEA 10	Neu	Ja	Nein	-	252166	5914253	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	25	10
W11	WEA 11	Neu	Ja	Nein	-	252600	5914408	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	25	10
W12	WEA 12	Neu	Ja	Nein	-	252266	5914682	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	25	10
W13	WEA 13	Neu	Ja	Nein	-	252732	5914982	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	25	10
W14	WEA AKI 01	Bestand	Ja	Nein	-	250094	5913608	Enercon	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	138.3	OM0s	0.0	4200	2012	A	25	10
W15	WEA AKI 02	Bestand	Ja	Nein	-	250662	5913589	Enercon	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	138.3	OM0s	0.0	4200	2012	A	25	10
W16	WEA AKI 03	Bestand	Ja	Nein	-	250494	5913197	Enercon	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	138.3	OM0s	0.0	4200	2012	A	25	10
W17	WEA AKI 04	Bestand	Ja	Nein	-	250960	5913187	Enercon	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	138.3	OM0s	0.0	4200	2012	A	25	10
W18	WEA AKI 05	Bestand	Ja	Nein	-	251056	5913600	Enercon	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	138.3	OM0s	0.0	4200	2012	A	25	10

Tabelle 2.2: Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	Prüfgrundlage	WZ	GK	V _{ave, TP} [m/s]	k _{TP} [-]	V _{m50, TP} [m/s]	TK	δ _{TP} [°]	α _{TP} [-]	ρ _{TP} [kg/m ³]	Auslegungslebensdauer τ _{TP} [a]	Quelle
W1 – W13	DIBt 2012	S	S	7.0	2.0	37.60	S	8.0	0.27	1.225	25	[24.1] [24.2]

¹ Siehe Kapitel 1.4 Absatz 3

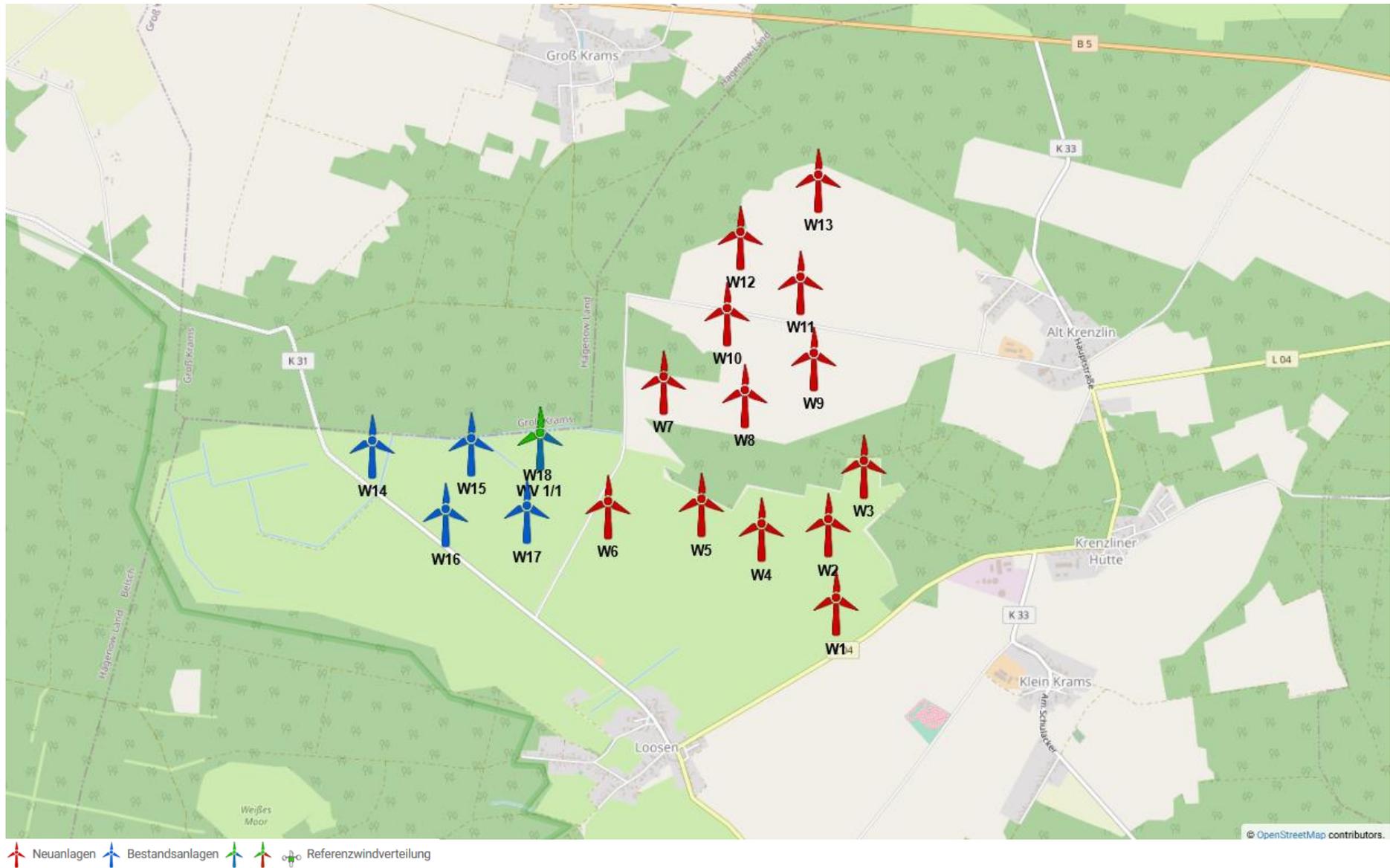


Abbildung 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration; Kartenmaterial: [19.1, 19.2]

Bericht-Nr.: I17-SE-2023-187

Gutachten zur Standorteignung von WEA nach DIBt 2012 im Windpark Alt Krenzlin II

3 Vergleich der Windbedingungen

3.1 Grundlagen

Vom Auftraggeber wurden standortbezogene Windverhältnisse, unterteilt in mindestens 12 Sektoren, übermittelt [22.1]. Diese werden als richtig und für den Standort repräsentativ vorausgesetzt.

Um die Windverhältnisse auf Nabenhöhe an jedem Anlagenstandort zu ermitteln, werden die Daten der Windverhältnisse [22.1] auf alle notwendigen Höhen umgerechnet, sofern diese nicht vorliegen. Die Umrechnung erfolgt auf Basis eines logarithmischen Windprofils und des am Standort der Windverteilung ermittelten Höhenexponenten α . Bei der vertikalen Umrechnung wird der Formparameter k als invariant mit der Höhe angenommen und lediglich der Skalenparameter A umgerechnet. Eine horizontale Umrechnung vom Standort der Winddaten zu den jeweiligen WEA Standorten erfolgt nicht. Liegen in [22.1] mehrere Windverteilungen vor, werden diese den jeweiligen WEA zugeordnet. Tabelle 3.1 führt eine der in [22.1] übermittelten Windbedingungen am Standort auf.

Tabelle 3.1: Windverhältnisse am Standort WV 1/1 [22.1]

UTM ETRS89 Zone 33			A [m/s]	k [-]	p [%]	v _{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h _{WV} [m]				
251056	5913600	160.0				
Sektor Windrichtung [°]						
N 0			5.96	2.32	4.2	-
NNO 30			5.93	2.44	3.9	-
ONO 60			6.82	2.47	5.3	-
O 90			7.36	2.45	6.7	-
OSO 120			7.75	2.60	7.8	-
SSO 150			7.68	2.55	7.4	-
S 180			7.40	2.54	6.6	-
SSW 210			8.64	2.63	9.8	-
WSW 240			9.36	2.85	15.0	-
W 270			9.21	2.88	15.7	-
WNW 300			7.98	2.67	11.9	-
NNW 330			6.40	2.40	5.8	-
Gesamt			8.03	2.48	100.1	7.12

3.2 Vergleich v_{ave} und v_{m50}

3.2.1 Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave}

Liegt der Typenprüfung einer entsprechend Abschnitt 1.2.1 zu untersuchenden WEA ein Formparameter k mit $k = 2.0$ zu Grunde, ist der Vergleich der Windverhältnisse in Bezug auf die mittlere Windgeschwindigkeit v_{ave} auf Nabenhöhe jeder geplanten WEA so zu führen, dass gilt:

- i. $v_{ave, NH} / v_{ave, TP} \leq 0.95$
oder
- ii. $v_{ave, NH} / v_{ave, TP} \leq 1.00$ und $k_{NH} \geq 2.00$

Liegt der Typenprüfung einer entsprechend Abschnitt 1.2.1 zu untersuchenden WEA ein Formparameter k mit $k \neq 2.0$ zu Grunde, ist der Vergleich der Windverhältnisse in Bezug auf die mittlere Windgeschwindigkeit v_{ave} jeder geplanten WEA wie folgt zu führen:

- i. Vergleich der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten pdf_{NH} mit der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Typenprüfung pdf_{TP} in einem Bereich von $v_{ave} - 2v_{ave}$ nach [6] bzw. $0.2v_{ref} - 0.4v_{ref}$ nach [7]. In dem zu untersuchenden Bereich muss die Bedingung $pdf_{NH} \leq pdf_{TP}$ erfüllt sein.

Das Ergebnis der Berechnung der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} und der Formparameter k der Weibullverteilung auf Nabenhöhe jeder neu geplanten WEA sind in Tabelle 3.2 dargestellt und werden mit den Auslegungswindbedingungen der jeweiligen WEA verglichen.

Tabelle 3.2: Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} auf Nabenhöhe der geplanten WEA

Interne W-Nr.	$v_{ave, NH}$ [m/s]	$v_{ave, TP}$ [m/s]	k_{NH} [-]	k_{TP} [-]	Wenn $k_{TP} = 2$: $v_{ave, NH} / v_{ave, TP}$ [-]	Wenn $k_{TP} \neq 2$: $pdf_{NH} \leq pdf_{TP}$	Nachweis möglich (gemäß 1.2.1)	Lastvergleich erforderlich (gemäß 1.2.3)
W1 – W13	7.17	7.00	2.48	2.00	1.02	-	Nein	Ja

3.2.2 Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50}

Der Vergleich der 50-Jahreswindgeschwindigkeit $v_{m50, NH}$ auf Nabenhöhe der geplanten WEA mit dem Auslegungswert kann auf zwei Wegen erfolgen. Wenn die WEA in einer Windzone errichtet werden soll, die niedriger oder gleich der Windzone ist, die der Typenprüfung zu Grunde liegt, reicht der Nachweis, dass die Windzone gemäß Typenprüfung die Windzone des betrachteten Standortes abdeckt [1.1]. Ist dies nicht der Fall, muss nachgewiesen werden, dass die 50-Jahreswindgeschwindigkeit $v_{m50, TP}$ gemäß Typenprüfung die 50-Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe der geplanten WEA am Standort abdeckt [1.1, 4, 5]. Hierzu muss die 50-Jahreswindgeschwindigkeit $v_{m50, NH}$ mittels einer geeigneten Methode (z.B. der Gumbel-Methode [10]) am Standort ermittelt werden.

Den nachzuweisenden Standorten wird nach DIBt 2012 [1.1], bzw. nach DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 mit DIN EN 1991-1-4:2010-12 [9] die in Tabelle 3.3 aufgeführte Windzone entsprechend [11] und die Geländekategorie, basierend auf den durch den Standortbesuch gewonnenen Erkenntnissen und den verwendeten Satellitendaten [13], zu Grunde gelegt. Da, nach [1.1], in Übergangsgebieten der Geländekategorien stets die Gleichungen der niedrigeren Kategorie anzusetzen sind, wird der Vergleich in solchen Fällen auf Basis der Gleichungen für die niedrigere Geländekategorie durchgeführt.

In der folgenden Tabelle 3.3 werden die Auslegungswindbedingungen hinsichtlich v_{m50} mit den standortspezifischen Windbedingungen verglichen. Wenn die geplanten WEA in einer Windzone errichtet werden sollen, die durch die Auslegungswindbedingungen abgedeckt ist, ist die Standorteignung hinsichtlich v_{m50} nachgewiesen. Ist der Standort nicht durch die Auslegungswindbedingungen $v_{m50, TP}$ der geplanten WEA abgedeckt, erfolgt der Nachweis über eine standortspezifische Extremwindabschätzung [22.2]. Die Ergebnisse der standortspezifischen Extremwindabschätzung werden als richtig und repräsentativ für den Standort vorausgesetzt. Kann

der Nachweis durch keine der beiden Verfahrensweisen erbracht werden, kann der Nachweis ggf. durch einen Lastvergleich der Extremlasten nach Abschnitt 1.2.3 erbracht werden.

Tabelle 3.3: Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50} auf Nabenhöhe der geplanten WEA

Interne W-Nr.	WZ _{TP}	GK _{TP}	$v_{m50, TP}$ [m/s]	WZ _{NH}	GK _{NH}	$v_{m50, NH}$ [1.1] [m/s]	$v_{m50, NH}$ [22.2] [m/s]	Nachweis möglich (gemäß 1.2.1)	Lastvergleich erforderlich (gemäß 1.2.3)
W1 – W13	S	S	37.60	2	II	39.30	30.10	Ja	Nein

3.3 Vergleich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}

3.3.1 Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität

Für die Turbulenzintensität auf Nabenhöhe einer nach der DIBt 2012 [1.1] typengeprüften WEA gibt es windgeschwindigkeitsabhängige Auslegungswerte in fünf Kategorien, welche in der DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] aufgeführt sind und der Typenprüfung zu Grunde gelegt werden müssen. Bei den Turbulenzkategorien wird zwischen den vorgegebenen Kategorien A+, A, B, C und der durch den WEA-Hersteller definierbaren Kategorie S unterschieden.

Für WEA die nach der DIBt 2004 [2] typengeprüft sind, muss die windgeschwindigkeitsabhängige Turbulenzkategorie A, welche in der DIN EN 61400-1:2004 [8] definiert ist, als Auslegungswindbedingung hinsichtlich der Turbulenzintensität zu Grunde gelegt sein. Für WEA die nach der DIBt 1993 [3] typengeprüft sind, ist eine konstante, mittlere effektive Turbulenzintensität I_{eff} von 0.20 als Auslegungswindbedingung anzusetzen.

In Tabelle 3.4 sind die unterschiedlichen Turbulenzkategorien und deren Verläufe dargestellt.

Tabelle 3.4: Richtlinienabhängige Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität

V _{hub} [m/s]	DIBt 1993 [3]	DIBt 2004 [2]	DIBt 2012 [1.1] DIN EN IEC 61400-1:2019 [6]				S [-]
	Konstanter Mittelwert	NTM A [8] [-]	NTM A+ [6] [-]	NTM A [5, 6, 7] [-]	NTM B [5, 6, 7] [-]	NTM C [5, 6, 7] [-]	
2		0.570	0.639	0.568	0.497	0.426	-
3		0.420	0.471	0.419	0.366	0.314	-
4		0.345	0.387	0.344	0.301	0.258	-
5		0.300	0.337	0.299	0.262	0.224	-
6		0.270	0.303	0.269	0.236	0.202	-
7		0.249	0.279	0.248	0.217	0.186	-
8		0.233	0.261	0.232	0.203	0.174	-
9		0.220	0.247	0.220	0.192	0.165	-
10		0.210	0.236	0.210	0.183	0.157	-
11		0.202	0.227	0.201	0.176	0.151	-
12		0.195	0.219	0.195	0.170	0.146	-
13		0.189	0.213	0.189	0.165	0.142	-
14		0.184	0.207	0.184	0.161	0.138	-
15		0.180	0.202	0.180	0.157	0.135	-
16		0.176	0.198	0.176	0.154	0.132	-
17		0.173	0.194	0.173	0.151	0.130	-
18		0.170	0.191	0.170	0.149	0.127	-
19		0.167	0.188	0.167	0.146	0.125	-
20		0.165	0.185	0.165	0.144	0.124	-
21		0.163	0.183	0.163	0.142	0.122	-
22		0.161	0.181	0.161	0.141	0.121	-
23		0.159	0.179	0.159	0.139	0.119	-
24		0.158	0.177	0.157	0.138	0.118	-
25		0.156	0.175	0.156	0.136	0.117	-
26		0.155	0.174	0.154	0.135	0.116	-
27		0.153	0.172	0.153	0.134	0.115	-
28		0.152	0.171	0.152	0.133	0.114	-
29		0.151	0.170	0.151	0.132	0.113	-
30		0.150	0.169	0.150	0.131	0.112	-
Konstanter Mittelwert	0.200	-	-	-	-	-	-

Der Vergleich des standortspezifischen Turbulenzverlaufes mit den windgeschwindigkeitsabhängigen Auslegungswerten erfolgt bei WEA die nach der DIBt 2004 [2] typengeprüft sind, auf Basis der Werte für die Turbulenzkategorie A nach [1.1, 5, 6, 7], da diese die Werte nach [8] mit abdecken.

3.3.2 Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität

3.3.2.1 Datengrundlage

Im Wesentlichen hängt die Umgebungsturbulenz I_{amb} von den Windverhältnissen, der Orographie und der Geländerauigkeit ab. Die Windverhältnisse aus [22.1] enthalten keinerlei Informationen zur Umgebungsturbulenzintensität vor Ort, somit wurde diese auf Basis der vorliegenden Informationen zur Bodenbedeckung [13] und der Topografie [14] am Standort auf Nabenhöhe ermittelt.

3.3.2.2 Vorgehensweise

Die Umgebungsturbulenzintensität I_{amb} beschreibt im Allgemeinen die Schwankung der Windgeschwindigkeit in einem Zeitintervall von 600 s um ihren Mittelwert. Sie ist als der Quotient aus der Standardabweichung σ der Windgeschwindigkeit und der zugehörigen mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} in einem 600 s Intervall zu bilden [6, 7, 8]. Liegen Daten einer Windmessung am Standort vor, kann I_{amb} direkt, bzw. I_{char} durch Addition der 1fachen Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität σ_σ [4, 8] und I_{rep} durch Addition der 1.28fachen Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität σ_σ [6, 7] zu I_{amb} ermittelt werden. Durch Ermittlung der Windscherung, kann die auf Messhöhe ermittelte charakteristische, bzw. repräsentative Turbulenzintensität auf Nabenhöhe extrapoliert werden. Liegt keine Messung vor, muss die Umgebungsturbulenzintensität rechnerisch ermittelt werden.

Zur Berechnung von I_{amb} werden an jedem zu untersuchenden WEA Standort die flächenmäßigen Informationen zur Bodenbedeckung aus dem CORINE Datensatz [13] mit 20 km Radius um den Standort zu Grunde gelegt. Die in [13] enthaltenen Flächen verschiedener Bodenbedeckung werden nach den Empfehlungen des Europäischen Wind Atlas [12] in Flächen mit einer Rauigkeitslänge z_0 konvertiert. Alle innerhalb eines Sektors liegenden Rauigkeitselemente werden abschließend nach Abstand und Größe gewichtet und in einen, für diesen Sektor, repräsentativen Rauigkeitswert umgerechnet. Aus den sektoriell vorliegenden Rauigkeitslängen wird mittels eines von der Rauigkeitslänge z_0 abhängigen Profils die Umgebungsturbulenzintensität auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA berechnet.

Da in der Richtlinie des Deutschen Instituts für Bautechnik DIBt 2012 [1.1] für die Ermittlung der Standorteignung bezüglich der effektiven Turbulenzintensitäten Turbulenzwerte für verschiedene Windgeschwindigkeiten gefordert sind, wird den ermittelten Werten für die Umgebungsturbulenzintensität das NTM nach [6, 7] zu Grunde gelegt. Der ermittelten Turbulenzkurve wird in Anlehnung an das vom Risø DTU National Laboratory entwickelte Verfahren im Windfarm Assessment Tool eine windgeschwindigkeitsabhängige Standardabweichung σ_σ unterstellt, die ebenfalls dem NTM Verlauf folgt [15]. Die Werte für die Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität σ_σ sind so gewählt, dass die Summe aus der Referenzsturbulenzintensität nach NTM und dem 1fachen σ_σ die Referenzkurve nach [6, 7] ergibt.

Die repräsentative Turbulenzintensität I_{rep} wird nach dem beschriebenen Verfahren für jede zu betrachtende, nach DIBt 2012 [1.1] typen-/einzelgeprüfte, WEA auf Nabenhöhe ermittelt und den weiteren Berechnungen zu Grunde gelegt.

3.3.2.3 Untersuchung der topografischen Komplexität der Anlagenstandorte

Das verwendete Höhenmodell aus dem SRTM Datensatz [14] liegt in einer Auflösung von ca. 30 m vor und wird für die Ermittlung der topografischen Komplexität der Standorte herangezogen.

Die Standorte aller zu betrachtenden Anlagen werden basierend auf den Vorgaben der geltenden Norm DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] auf topografische Komplexität untersucht und bewertet, da die topografische Komplexität eine Verzerrung und damit eine Abweichung der Turbulenzstruktur von den Auslegungswindbedingungen verursachen kann.

Die Komplexität eines Standortes wird durch die Neigung des Geländes und die Abweichungen der Topografie des Geländes von einer angenäherten Ebene dargestellt. Dazu werden mindestens 37 Ausgleichsebenen entsprechend der Kriterien aus [6] mittels der Methode der kleinsten Fehlerquadrate gebildet. Die DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] lässt die Möglichkeit offen, die angenäherte Ebene für die Kreissektoren mit dem Radius $5 z_{hub}$ leewärts zur Position der zu untersuchenden WEA um $2 z_{hub}$ zu erweitern. Diese Erweiterung wird bei der Komplexitätsbewertung im vorliegenden Gutachten angewendet. In Abhängigkeit der Neigung der angenäherten Ebenen, der Abweichung des digitalen Geländemodells [14] von dieser und des Anteils der Windenergie aus dem betrachteten Sektor, lassen sich die Indizes TSI für die Geländeneigung und TVI für die Geländeabweichung berechnen. Überschreitet einer der berechneten Indizes die in Tabelle 3.5 aufgeführten Schwellenwerte, ist der untersuchte Standort als topografisch komplex zu bewerten, wobei der jeweils überschrittene Schwellenwert die Geländekomplexitätskategorie L, M oder H bestimmt.

Nach [6] hat an topografisch komplexen Standorten eine Erhöhung der longitudinalen Komponente der Umgebungsturbulenzintensität durch Multiplikation mit einem Turbulenzstrukturparameter C_{CT} gemäß Tabelle 3.5 zu erfolgen.

Tabelle 3.5: Komplexitätskriterien und C_{CT} nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6]

Radius der Kreisfläche um die WEA [m]	Sektoramplitude der angenäherten Ausgleichsebene [°]	Schwellenwerte (untere Grenze)					
		Index der Geländeneigung TSI [°]			Index der Geländeabweichung TVI [%]		
		L	M	H	L	M	H
$5 z_{hub}$	360	10	15	20	2	4	6
$5 z_{hub}$	30						
$10 z_{hub}$							
$20 z_{hub}$							
		Kategorie					
	L	M			H		
C_{CT}	1.05	1.10			1.15		

Die Ergebnisse der Bewertung der topografischen Komplexität der zu untersuchenden WEA können Tabelle 2.1 entnommen werden.

3.3.2.4 Repräsentative Turbulenzintensität

In Tabelle 3.6 werden die sektoriell nach dem in Abschnitt 3.3.2.2 beschriebenen Verfahren ermittelten, repräsentativen, Turbulenzintensitäten, bezogen auf eine Windgeschwindigkeit von 15 m/s, für eine Anlagenposition aufgeführt.

Tabelle 3.6: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort

Standort: W8	NH: 169.0 m	I_{rep} [-]
Sektor	Windrichtung [°]	
N	0	0.132
NNO	30	0.136
ONO	60	0.132
O	90	0.134
OSO	120	0.133
SSO	150	0.131
S	180	0.131
SSW	210	0.136
WSW	240	0.137
W	270	0.134
WNW	300	0.128
NNW	330	0.130

3.3.3 Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}

3.3.3.1 Grundlagen

Die effektive Turbulenzintensität I_{eff} ist definiert als die mittlere Turbulenzintensität, die über die Lebensdauer einer WEA dieselbe Materialermüdung verursacht, wie die am Standort herrschenden, verschiedenen Turbulenzen. Die Materialkennzahl, die maßgeblich in die Berechnung der effektiven Turbulenzintensität einfließt, ist der Wöhlerlinienkoeffizient m . Im vorliegenden Gutachten liegt jeder zu betrachtenden WEA der anlagenspezifische Wöhlerlinienkoeffizient zu Grunde, der die strukturschwächste Komponente repräsentiert. Hierbei handelt es sich im Regelfall um die Rotorblätter einer WEA, welche durch Wöhlerlinienkoeffizienten zwischen $m = 10$ für glasfaserverstärkte Verbundwerkstoffe und $m = 15$ für kohlefaserverstärkte Verbundwerkstoffe abgedeckt werden. Dadurch werden alle Komponenten einer WEA in die Betrachtung mit einbezogen.

Grundsätzlich setzt sich die effektive Turbulenzintensität I_{eff} an einer WEA aus der Umgebungsturbulenzintensität und der durch den Nachlauf anderer WEA induzierten Turbulenzintensität, dem sogenannten „Wake-Effekt“, zusammen. Hierbei sind je nach zu Grunde gelegter Richtlinie unterschiedliche Berücksichtigungen der Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität σ_σ zu berücksichtigen.

Die Berechnung der induzierten Turbulenzintensität erfolgt nach den Ausarbeitungen in [10], Kapitel 2.4.4, wenn alle hierfür erforderlichen Anlagenparameter vorliegen oder konservativ abdeckend ermittelt werden konnten. Andernfalls erfolgt die Berechnung der induzierten Turbulenzintensität nach den Ausarbeitungen in [16], sowie den informativen Anhängen in [6] und [7]. Die generelle Vorgehensweise zur Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} erfolgt in beiden Fällen entsprechend den Anforderungen aus [6] und [7].

Die induzierte Turbulenzintensität wird in [10] als eine Funktion beschrieben, die von den Abständen der WEA untereinander, der Umgebungsturbulenzintensität und von anlagenspezifischen Kenngrößen abhängig ist. Diese Kenngrößen sind einerseits der windgeschwindigkeitsabhängige Schubbeiwert c_t , als auch die windgeschwindigkeitsabhängige Schnelllaufzahl λ der turbulenzinduzierenden WEA. Das Modell bildet sowohl den voll ausgebildeten Nachlauf als auch den nicht voll ausgebildeten Nachlauf

hinter einer WEA ab. Die anlagenspezifischen Werte c_t und λ sind vom Anlagenhersteller übermittelt. Wenn für eine zu betrachtende WEA diese Werte nicht vorliegen, werden Sie, wenn möglich, auf Basis der Anlagenparameter wie Drehzahl und Rotordurchmesser ermittelt, oder durch eine konservativ abdeckende Standardkurve ersetzt. Der Ermittlung von I_{eff} werden die am Standort herrschenden geometrischen Verhältnisse, sowie die am Standort herrschenden Windbedingungen zu Grunde gelegt. Da in [10] keine Aussage zum berücksichtigenden Einflussbereich der WEA untereinander getroffen wird, werden sowohl die Bereiche im Volleinfluss (Rotor der WEA steht voll im Nachlauf einer anderen WEA), als auch die Bereiche im Teileinfluss (Rotor der WEA steht nur teilweise im Nachlauf einer anderen WEA) bei der Berechnung von I_{eff} berücksichtigt, was somit den konservativsten Ansatz darstellt.

Die induzierte Turbulenzintensität wird in [16] als eine Funktion beschrieben, die von den Abständen s der WEA untereinander und vom windgeschwindigkeitsabhängigen Schubbeiwert c_t abhängig ist. Die anlagenspezifischen c_t Werte sind vom Anlagenhersteller übermittelt. Wenn für eine zu betrachtende WEA diese Werte nicht vorliegen, werden Sie durch eine konservativ abdeckende Standardkurve ersetzt. Der Ermittlung von I_{eff} werden die am Standort herrschenden geometrischen Verhältnisse, sowie die am Standort herrschenden Windbedingungen zu Grunde gelegt. Da in [16] eine eindeutige Aussage zum berücksichtigenden Einflussbereich der WEA untereinander getroffen wird, wird genau dieser Bereich bei der Berechnung von I_{eff} berücksichtigt.

Die Ermittlung der induzierten Turbulenzintensität muss durchgeführt werden, solange sich eine WEA in einem Abstand s kleiner $10 D$ von der zu betrachtenden Anlage befindet [6, 7, 8]. Ist der Abstand s aller WEA im Umfeld grösser $10 D$, bezogen auf die jeweils turbulenzinduzierende WEA, muss deren Einfluss nicht mehr berücksichtigt werden.

In keiner der zu Grunde gelegten Richtlinien und Normen [1.1 - 8] werden hinsichtlich des Abstandes s von WEA Grenzen definiert, bis zu welchen die Ergebnisse der effektiven Turbulenzintensitäten I_{eff} anwendbar oder belastbar sind. Dasselbe gilt für die in [10] und [16] beschriebenen Turbulenzmodelle. Verschiedene Untersuchungen und Ausarbeitungen haben gezeigt, dass die Turbulenzmodelle auch bei geringen relativen Abständen s im Bereich $3 D \geq s \geq 2 D$ konservative Ergebnisse liefern und belastbar sind. Diese Ergebnisse können sowohl für einen Vergleich der Windbedingungen entsprechend Abschnitt 1.2.1 als auch für einen Nachweis gemäß 1.2.3 herangezogen werden. Die Ergebnisse der ermittelten, effektiven Turbulenzintensitäten bei Anlagenabständen s von unter $2.0 D$ sollten nicht mehr für eine standortspezifische Lastrechnung (siehe Abschnitt 1.2.3) herangezogen werden. In diesen Nachlaufsituationen ist eine Abschaltung erforderlich. Eine Ausnahme bilden Abstände s von unter $2.0 D$ in Verbindung mit einem großen Nabhöhenunterschied der betrachteten WEA. In solch einer Situation kann es durch die geometrischen Verhältnisse dazu kommen, dass der Nachlauf der turbulenzinduzierenden WEA über bzw. unter der Rotorkreisfläche der beeinflussten WEA strömt. In diesem Fall sind keine Betriebsbeschränkungen bzw. Abschaltungen erforderlich.

Die ermittelten Werte für I_{eff} werden den Auslegungswerten, die der Typen-/Einzelprüfung der betrachteten Anlage zu Grunde liegen, gegenübergestellt. Liegen die ermittelten Werte nicht oberhalb der Auslegungswerte, gilt eine Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität als nachgewiesen. Liegen die Werte über den Auslegungswerten, kann eine Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität nicht durch den Vergleich mit den Auslegungswerten nachgewiesen werden. Der Nachweis der Standorteignung kann in diesem Fall jedoch durch eine standortspezifische Lastrechnung seitens des Anlagenherstellers oder eines unabhängigen Dritten erfolgen.

3.3.3.2 Berücksichtigte sektorische Betriebsbeschränkungen (WSM)

Bei der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} können sektorische Betriebsbeschränkungen (WSM) an WEA berücksichtigt werden. Die Betriebsbeschränkungen können sich aus beispielsweise zu geringen Abständen s ergeben, oder Bestandteil der Genehmigung bereits bestehender WEA sein. Des Weiteren kann ein WSM dafür genutzt werden, den Einfluss einer neu geplanten WEA auf den zu berücksichtigenden Bestand derart zu reduzieren, dass die geplante WEA keinen signifikanten Einfluss mehr auf die effektive Turbulenzintensität I_{eff} einer Bestandsanlage hat oder um Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} an dieser zu verhindern. Die im Folgenden aufgeführten Betriebsbeschränkungen stellen immer eine Mindestanforderung dar, deren technische Umsetzbarkeit nicht geprüft wurde. Wenn möglich, wird für jedes WSM an einer beeinflussenden WEA ein alternatives WSM an der beeinflussten WEA ausgewiesen. Hierbei handelt es sich in der Regel um eine Abschaltung an der beeinflussten WEA, da die Lasten an einer abgeschalteten WEA geringer sind als die Lasten im frei angeströmten Betrieb. Die ausgewiesenen Alternativen stellen einen Vorschlag dar, werden aber nicht in der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} berücksichtigt. Soll eine ausgewiesene Alternative berücksichtigt werden, erfordert dies eine neue Bewertung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} .

Bei der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} wurden keine sektorischen Betriebsbeschränkungen berücksichtigt.

3.3.3.3 Ergebnis

Die folgende Tabelle 3.7 stellt die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten vor Zubau der geplanten WEA in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit dar. Aufgeführt werden nur Bestands-WEA, für die ein Vergleich der Situation vor mit der Situation nach dem geplanten Zubau durchgeführt wird. Tabelle 3.8 und Tabelle 3.9 stellen die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten nach Zubau der geplanten WEA in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit dar. Die nach der jeweils zu Grunde gelegten Richtlinie ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten werden der Referenzkurve nach DIBt 2012 [1.1] oder der Referenzkurve der jeweiligen Typenprüfung gegenübergestellt. Überschreitungen sind **fett kursiv** dargestellt.

Tabelle 3.7: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (vor Zubau)

V_{hub}	W15[A]	W16[A]	W17[A]	W18[A]	Referenz Klasse A
3	0.407	0.388	0.393	0.404	0.419
4	0.368	0.345	0.352	0.370	0.344
5	0.307	0.286	0.293	0.310	0.299
6	0.268	0.248	0.256	0.273	0.269
7	0.243	0.223	0.232	0.249	0.248
8	0.228	0.206	0.217	0.236	0.232
9	0.213	0.191	0.204	0.223	0.220
10	0.199	0.177	0.191	0.209	0.210
11	0.185	0.165	0.179	0.195	0.201
12	0.172	0.155	0.167	0.181	0.195
13	0.162	0.147	0.158	0.170	0.189
14	0.153	0.142	0.151	0.161	0.184
15	0.147	0.138	0.145	0.154	0.180
16	0.142	0.134	0.140	0.148	0.176
17	0.138	0.132	0.137	0.143	0.173
18	0.134	0.129	0.133	0.139	0.170
19	0.131	0.127	0.131	0.135	0.167
20	0.129	0.126	0.128	0.132	0.165
21	0.127	0.124	0.126	0.130	0.163
22	0.125	0.123	0.124	0.127	0.161
23	0.123	0.121	0.123	0.125	0.159
24	0.121	0.120	0.121	0.123	0.157
25	0.120	0.119	0.120	0.121	0.156

Tabelle 3.8: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau – Teil 1)

v_{hub}	W1[S]	W2[S]	W3[S]	W4[S]	W5[S]	W6[S]	W7[S]	W8[S]	W9[S]	Referenz Klasse S
3	0.346	0.388	0.363	0.388	0.371	0.371	0.354	0.369	0.368	0.370
4	0.293	0.338	0.315	0.338	0.321	0.330	0.302	0.317	0.317	0.340
5	0.275	0.331	0.307	0.331	0.312	0.284	0.281	0.302	0.304	0.306
6	0.256	0.316	0.294	0.317	0.297	0.256	0.263	0.285	0.290	0.281
7	0.236	0.298	0.279	0.298	0.279	0.236	0.245	0.267	0.272	0.260
8	0.218	0.283	0.266	0.282	0.263	0.222	0.230	0.251	0.258	0.243
9	0.203	0.269	0.254	0.268	0.249	0.209	0.216	0.238	0.247	0.230
10	0.181	0.241	0.229	0.239	0.222	0.194	0.195	0.214	0.223	0.216
11	0.167	0.224	0.213	0.220	0.204	0.181	0.182	0.199	0.208	0.192
12	0.154	0.203	0.194	0.198	0.185	0.169	0.167	0.182	0.191	0.168
13	0.145	0.183	0.177	0.178	0.168	0.159	0.156	0.168	0.175	0.158
14	0.140	0.170	0.165	0.164	0.156	0.151	0.148	0.157	0.164	0.147
15	0.136	0.160	0.157	0.153	0.148	0.145	0.143	0.150	0.156	0.142
16	0.133	0.152	0.150	0.146	0.142	0.140	0.138	0.144	0.149	0.136
17	0.130	0.146	0.144	0.140	0.137	0.136	0.135	0.139	0.144	0.133
18	0.128	0.141	0.140	0.135	0.133	0.133	0.132	0.135	0.140	0.129
19	0.126	0.136	0.136	0.131	0.130	0.130	0.129	0.132	0.136	0.127
20	0.124	0.132	0.133	0.128	0.127	0.128	0.127	0.129	0.132	0.124
21	0.123	0.128	0.129	0.125	0.125	0.126	0.125	0.126	0.129	0.123
22	0.121	0.125	0.126	0.123	0.123	0.124	0.123	0.124	0.125	0.122
23	0.120	0.122	0.123	0.121	0.121	0.122	0.122	0.122	0.123	0.120
24	0.119	0.120	0.121	0.119	0.120	0.120	0.120	0.120	0.121	0.118
25	0.118	0.119	0.119	0.118	0.118	0.119	0.119	0.119	0.119	0.118

Tabelle 3.9: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau – Teil 2)

v_{hub}	W10[S]	W11[S]	W12[S]	W13[S]	W14[A]	W15[A]	W16[A]	W17[A]	W18[A]	Referenz Klasse S	Referenz Klasse A
3	0.374	0.374	0.364	0.335	0.343	0.407	0.388	0.398	0.406	0.370	0.419
4	0.321	0.323	0.314	0.285	0.298	0.368	0.345	0.355	0.370	0.340	0.344
5	0.306	0.312	0.302	0.267	0.252	0.307	0.286	0.302	0.313	0.306	0.299
6	0.288	0.298	0.286	0.253	0.223	0.269	0.248	0.271	0.278	0.281	0.269
7	0.268	0.280	0.269	0.238	0.203	0.243	0.223	0.249	0.254	0.260	0.248
8	0.252	0.266	0.253	0.226	0.190	0.228	0.206	0.233	0.240	0.243	0.232
9	0.237	0.253	0.240	0.216	0.178	0.213	0.191	0.219	0.227	0.230	0.220
10	0.213	0.228	0.215	0.199	0.168	0.199	0.177	0.201	0.211	0.216	0.210
11	0.198	0.212	0.199	0.187	0.159	0.185	0.165	0.186	0.197	0.192	0.201
12	0.180	0.194	0.180	0.174	0.151	0.172	0.155	0.172	0.183	0.168	0.195
13	0.166	0.177	0.164	0.162	0.145	0.162	0.147	0.161	0.171	0.158	0.189
14	0.156	0.165	0.154	0.154	0.140	0.153	0.142	0.153	0.162	0.147	0.184
15	0.149	0.156	0.146	0.148	0.137	0.147	0.138	0.146	0.154	0.142	0.180
16	0.143	0.150	0.140	0.143	0.134	0.142	0.134	0.141	0.148	0.136	0.176
17	0.139	0.144	0.136	0.138	0.131	0.138	0.132	0.137	0.143	0.133	0.173
18	0.135	0.140	0.133	0.135	0.129	0.134	0.129	0.134	0.139	0.129	0.170
19	0.132	0.136	0.130	0.132	0.127	0.131	0.127	0.131	0.136	0.127	0.167
20	0.130	0.132	0.127	0.129	0.125	0.129	0.126	0.128	0.132	0.124	0.165
21	0.127	0.128	0.125	0.127	0.124	0.127	0.124	0.126	0.130	0.123	0.163
22	0.124	0.125	0.123	0.124	0.122	0.125	0.123	0.124	0.127	0.122	0.161
23	0.122	0.123	0.122	0.122	0.121	0.123	0.121	0.123	0.125	0.120	0.159
24	0.121	0.121	0.120	0.120	0.120	0.121	0.120	0.121	0.123	0.118	0.157
25	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.120	0.119	0.120	0.121	0.118	0.156

3.3.3.4 Geforderte sektorische Betriebsbeschränkungen (WSM)

Um die Überschreitungen hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität an betroffenen Bestands-WEA zu verhindern bzw. nicht weiter zu erhöhen, sind die folgenden sektorischen Betriebsbeschränkungen notwendig.

Tabelle 3.10: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W17

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwindgeschwindigkeit [m/s]	Endwindgeschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W6	67	113	v_{in}	13.5	Abschaltung
Alternativ: W17	67	113	v_{in}	13.5	Abschaltung

Tabelle 3.11: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W18

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwindgeschwindigkeit [m/s]	Endwindgeschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W6	117	159	4.5	11.5	Abschaltung
Alternativ: W18	117	159	4.5	11.5	Abschaltung

3.4 Schräganströmung δ

Da es sich bei keinem Anlagenstandort einer nach DIBt 2012 typengeprüften neu geplanten Anlage um einen nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] topografisch komplexen Standort handelt, sind die Nachweise nach Abschnitt 1.2.2 nicht zu führen. Die Ausweisung der Werte erfolgt rein informativ und ein Vergleich mit den Auslegungswindbedingungen erfolgt im vorliegenden Gutachten nicht. Die Werte können jedoch einer eventuell erforderlichen Lastrechnung durch den Anlagenhersteller zu Grunde gelegt werden.

Die Ermittlung der Schräganströmung δ_{NH} erfolgt gemäß [6] und entspricht der Neigung der angenäherten Ebene mit einem Radius $5 z_{hub}$ vor der WEA und $2 z_{hub}$ hinter der WEA gegenüber der horizontalen Mittelgeraden des betrachteten Sektors.

Die folgende Tabelle 3.12 stellt die Ergebnisse der ermittelten Schräganströmung δ_{NH} dar.

Tabelle 3.12 Standortmittelwert der Schräganströmung δ_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	δ_{NH} [°]
W1	0.5
W2	0.2
W3	0.2
W4	0.2
W5	0.3
W6	-0.1
W7	0.2
W8	0.0
W9	-0.4
W10	-0.4
W11	-0.3
W12	-0.4
W13	-0.2

3.5 Höhenexponent α

Da es sich bei keinem Anlagenstandort einer nach DIBt 2012 typengeprüften neu geplanten Anlage um einen nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] topografisch komplexen Standort handelt, sind die Nachweise nach Abschnitt 1.2.2 nicht zu führen. Die Ausweisung der Werte erfolgt rein informativ und ein Vergleich mit den Auslegungswindbedingungen erfolgt im vorliegenden Gutachten nicht. Die Werte können jedoch einer eventuell erforderlichen Lastrechnung durch den Anlagenhersteller zu Grunde gelegt werden.

Die Ermittlung des Höhenexponenten erfolgt entsprechend der DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] auf Basis der ermittelten Rauigkeiten am Standort. Einflüsse der Stabilität der Atmosphäre werden dabei nicht berücksichtigt. Die Ermittlung berücksichtigt keinen Einfluss der Topografie, der bei den hier untersuchten Nabenhöhen vernachlässigt werden kann, solange sich keine schroffen Geländekanten oder Steilhänge in unmittelbarer Umgebung der betrachteten WEA befinden. Der über alle Windrichtungen energiegewichtete Standortmittelwert des Höhenexponenten α_{NH} ist für alle zu betrachtenden Anlagen in einem Bereich von der unteren Blattspitze bis zur oberen Blattspitze zu ermitteln.

Die folgende Tabelle 3.13 stellt die Ergebnisse der Standortmittelwerte des Höhenexponenten α_{NH} dar.

Tabelle 3.13 Standortmittelwert des Höhenexponenten α_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	α_{NH} [-]
W1	0.17
W2	0.17
W3	0.17
W4	0.17
W5	0.17
W6	0.17
W7	0.17
W8	0.17
W9	0.17
W10	0.17
W11	0.17
W12	0.17
W13	0.17

3.6 Luftdichte ρ

Da es sich bei keinem Anlagenstandort einer nach DIBt 2012 typengeprüften neu geplanten Anlage um einen nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] topografisch komplexen Standort handelt, sind die Nachweise nach Abschnitt 1.2.2 nicht zu führen. Die Ausweisung der Werte erfolgt rein informativ und ein Vergleich mit den Auslegungswindbedingungen erfolgt im vorliegenden Gutachten nicht. Die Werte können jedoch einer eventuell erforderlichen Lastrechnung durch den Anlagenhersteller zu Grunde gelegt werden.

Die Berechnung der mittleren Luftdichte ρ_{NH} auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA erfolgt entsprechend der Norm DIN ISO 2553 [17]. Als Datengrundlage dient die mittlere Temperatur in 2 m über Grund, die in einem 1 km Raster über den Zeitraum von 1981 – 2010 vorliegt [18] und entsprechend [17] auf die zu untersuchende Nabenhöhe umgerechnet wird.

Die folgende Tabelle 3.14 stellt die Ergebnisse des Standortmittelwertes der Luftdichte ρ_{NH} für jede zu untersuchende WEA dar.

Tabelle 3.14: Standortmittelwert der Luftdichte ρ_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	ρ_{NH} [kg/m ³]
W1	1.222
W2	1.223
W3	1.223
W4	1.224
W5	1.224
W6	1.224
W7	1.224
W8	1.225
W9	1.224
W10	1.224
W11	1.225
W12	1.224
W13	1.224

3.7 Extreme Turbulenzintensität I_{ext}

Da es sich bei keinem Anlagenstandort einer nach DIBt 2012 typengeprüften neu geplanten Anlage um einen nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] topografisch komplexen Standort handelt, sind die Nachweise nach Abschnitt 1.2.2 nicht zu führen. Die Ausweisung der Werte erfolgt rein informativ und ein Vergleich mit den Auslegungswindbedingungen erfolgt im vorliegenden Gutachten nicht. Die Werte können jedoch einer eventuell erforderlichen Lastrechnung durch den Anlagenhersteller zu Grunde gelegt werden.

Die Ermittlung der Extremturbulenzintensität erfolgt durch die Betrachtung aller auftretenden Nachlaufsituationen und stellt das Ergebnis mit dem höchsten Wert, im Zentrum aller betrachteten Nachlaufsituationen dar. Wenn keine Nachlaufsituationen zu berücksichtigen sind, wird der Wert der höchsten repräsentativen Turbulenzintensität ausgewiesen. Entsprechend [6] berücksichtigen alle ausgewiesenen Werte den jeweiligen anzusetzenden Turbulenzstrukturparameter C_{CT} .

Die folgende Tabelle 3.15 stellt die ermittelten extremen Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$ in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit dar.

Tabelle 3.15: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$

v_{hub}	W1	W2	W3	W4	W5	W6	W7	W8	W9	W10	W11	W12	W13
3	0.410	0.437	0.431	0.426	0.431	0.436	0.390	0.407	0.410	0.409	0.408	0.409	0.382
4	0.355	0.382	0.376	0.372	0.377	0.392	0.336	0.352	0.355	0.355	0.353	0.354	0.327
5	0.343	0.375	0.368	0.365	0.371	0.328	0.323	0.341	0.344	0.343	0.342	0.343	0.309
6	0.326	0.358	0.352	0.349	0.356	0.287	0.306	0.324	0.327	0.327	0.325	0.326	0.291
7	0.306	0.337	0.331	0.328	0.335	0.260	0.287	0.304	0.307	0.306	0.305	0.306	0.272
8	0.289	0.319	0.313	0.310	0.316	0.244	0.271	0.287	0.290	0.289	0.288	0.289	0.256
9	0.274	0.302	0.297	0.295	0.300	0.229	0.257	0.272	0.275	0.275	0.274	0.275	0.243
10	0.247	0.270	0.265	0.263	0.267	0.214	0.232	0.245	0.247	0.247	0.246	0.246	0.221
11	0.228	0.249	0.245	0.242	0.246	0.199	0.215	0.227	0.229	0.228	0.227	0.228	0.206
12	0.207	0.224	0.221	0.218	0.221	0.185	0.196	0.206	0.207	0.207	0.206	0.207	0.189
13	0.189	0.202	0.199	0.196	0.198	0.173	0.179	0.187	0.188	0.188	0.187	0.188	0.175
14	0.175	0.186	0.183	0.180	0.182	0.164	0.166	0.174	0.175	0.174	0.174	0.174	0.164
15	0.165	0.174	0.172	0.169	0.170	0.156	0.157	0.164	0.165	0.164	0.164	0.164	0.156
16	0.157	0.164	0.163	0.160	0.161	0.150	0.150	0.156	0.157	0.156	0.156	0.156	0.150
17	0.151	0.156	0.155	0.152	0.153	0.145	0.144	0.149	0.150	0.150	0.149	0.150	0.144
18	0.146	0.151	0.149	0.146	0.147	0.141	0.139	0.144	0.145	0.145	0.144	0.144	0.140
19	0.141	0.145	0.144	0.141	0.141	0.137	0.135	0.139	0.140	0.140	0.139	0.140	0.136
20	0.137	0.140	0.139	0.136	0.136	0.134	0.131	0.135	0.136	0.136	0.135	0.136	0.133
21	0.133	0.135	0.134	0.131	0.131	0.131	0.127	0.131	0.132	0.131	0.131	0.131	0.130
22	0.129	0.131	0.130	0.127	0.127	0.129	0.124	0.127	0.128	0.128	0.127	0.128	0.127
23	0.126	0.127	0.126	0.123	0.123	0.126	0.121	0.124	0.125	0.125	0.124	0.124	0.124
24	0.123	0.124	0.123	0.120	0.120	0.124	0.119	0.122	0.122	0.122	0.121	0.122	0.122
25	0.121	0.122	0.121	0.118	0.118	0.122	0.117	0.120	0.120	0.120	0.119	0.120	0.120

4 Zusammenfassung

4.1 Neu geplante WEA

Es wurden die Standortbedingungen nach Abschnitt 1.2.1 für die neu geplanten WEA ermittelt und mit den Auslegungswerten verglichen. Dieser Vergleich hat gezeigt, dass

- i. W1 – W13 eine Überschreitung der mittleren Windgeschwindigkeit $v_{\text{hub, NH}}$ im Vergleich zur Auslegungswindgeschwindigkeit $v_{\text{hub, TP}}$ aufweisen (siehe Abschnitt 3.2.1),
- ii. W1 – W13 an einem Standort errichtet werden sollen, der den Auslegungswert der 50-Jahreswindgeschwindigkeit $v_{m50, TP}$ nicht überschreitet (siehe Abschnitt 3.2.2),
- iii. W1 – W13 Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} gegenüber den Auslegungswerten aufweisen (siehe Abschnitt 3.3.3.3) und

Für die WEA W1 – W13 hat eine seitens des Herstellers Vestas durchgeführte Überprüfung der standortspezifischen Lasten der WEA, in der geplanten Konfiguration nach Tabelle 2.1, anhand der dem Hersteller zur Verfügung gestellten Ergebnisse aus Kapitel 3 ergeben, dass die Auslegungslasten der WEA nicht überschritten werden [25]. Die Ergebnisse in [25] wurden von der I17-Wind GmbH & Co. KG hinsichtlich der berücksichtigten Eingangsdaten geprüft und werden als richtig vorausgesetzt.

Die Standorteignung gemäß DIBt 2012 [1.1] ist für die WEA W1 – W13 unter Berücksichtigung der standortspezifischen Lastrechnung [25] durch das vorliegende Gutachten nachgewiesen.

Die folgende Tabelle stellt die Ergebnisse zum Nachweis der Standorteignung der geplanten WEA zusammenfassend dar.

Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA

Interne W-Nr.	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W1	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja
W2	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja
W3	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja
W4	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja
W5	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja
W6	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja
W7	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja
W8	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja
W9	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja
W10	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja
W11	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja
W12	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja
W13	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	0.0	Ja

4.2 Bestehende WEA

4.2.1 Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich mit den Auslegungswerten

Für die Bestands-WEA W14 konnte die nach DIBt 2012 [1.1] nachzuweisende Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität durch den Vergleich mit den Auslegungswerten nachgewiesen werden.

Die Bestands-WEA W15 und W16 weisen Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität nach der Richtlinie DIBt 2012 [1.1] auf. Durch einen Vergleich der Situation vor, mit der Situation nach dem geplanten Zubau konnte gezeigt werden, dass der geplante Zubau keinen signifikanten Einfluss auf die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensitäten der WEA W15 und W16 hat. Bei diesem Vergleich wurde die Erhöhung der effektiven Turbulenzintensität durch den Zubau und ggf. deren Einfluss auf die PEL nach [20] untersucht. Somit ist die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität für diese WEA unter Maßgabe einer in deren Genehmigungsverfahren nachgewiesenen Standorteignung weiterhin nachgewiesen.

Die Bestands-WEA W17 und W18 weisen sowohl vor Zubau als auch nach Zubau Überschreitungen hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität auf, die durch den Zubau erhöht werden. Um die Standorteignung der WEA W17 und W18 auch nach Zubau nachweisen zu können bzw. die Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität nicht signifikant zu erhöhen, sind die in Abschnitt 3.3.3.4 aufgeführten sektoriellen Betriebsbeschränkungen notwendig. Bei der Festlegung der Betriebseinschränkungen wurde die Erhöhung der effektiven Turbulenzintensität durch den Zubau und ggf. deren Einfluss auf die PEL nach [20] untersucht. Somit ist die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität für diese WEA unter Maßgabe einer in deren Genehmigungsverfahren nachgewiesenen Standorteignung weiterhin nachgewiesen.

4.2.2 Zusammenfassung

Die folgende Tabelle stellt die Ergebnisse zum Nachweis der Standorteignung der Bestands-WEA zusammenfassend dar.

Tabelle 4.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA

Interne W-Nr.	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W14	ENERCON	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	0.0	Ja
W15	ENERCON	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	0.0	Ja
W16	ENERCON	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	0.0	Ja
W17	ENERCON	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W18	ENERCON	E-138 EP3 E2 / 4.200 kW	160.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4

5 Standortbesichtigung

Entsprechend der Forderung in der Richtlinie DIBt Fassung Oktober 2012 [1.1] nach einer Standortbesichtigung wurde diese am 06.03.2023 durch einen Mitarbeiter der anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH durchgeführt [23].

Die Standortbesichtigung dient zur Ermittlung, bzw. zum Abgleich von Geländebeschaffenheit mit vorhandenen Satellitendaten zur Rauigkeit [13] und ggf. zu den Höhenlinien [14]. Mögliche turbulenzrelevante Einzelstrukturen wurden untersucht und dokumentiert. Die Standortdokumentation bestätigt die zu Grunde gelegten Rauigkeiten und die Ergebnisse zur Komplexität.

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
DIBt	Deutsches Institut für Bautechnik
DIN	Deutsches Institut für Normung
EN	Europäische Norm
ETM	Extremes Turbulenzmodell
ETRS89	Europäisches Terrestrisches Referenzsystem von 1989
GK	Gauß-Krüger, Geländekategorie
H	Komplexitätskategorie Stark
IEC	International Electrotechnical Commission
L	Komplexitätskategorie Gering
M	Komplexitätskategorie Mittel
NA	Nationaler Anhang
NTM	Normales Turbulenzmodell
PEL	Pseudo-Äquivalente-Last
pdf	Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion
TK	Turbulenzkategorie, Auslegungsturbulenz
TP	Typenprüfung
UTM	Universal Transverse Mercator Projection
WEA	Windenergieanlage(n)
WGS84	World Geodetic System (letzte Revision in 2004)
WSM	Wind Sector Management, Sektorielle Betriebsbeschränkung
WV	Windverteilung
WZ	Windzone

Symbol	Bedeutung	Einheit
A	Skalenparameter der Weibullverteilung	[m/s]
C_{CT}	Turbulenzstrukturparameter	[-]
c_t	Schubbeiwert	[-]
D	Rotordurchmesser	[m]
FEH	Fundamenterhöhung	[m]
h_{WV}	Höhe der Windbedingungen / Windverteilung über Grund	[m]
I_{amb}	Umgebungsturbulenzintensität	[-]
i_c	Komplexitätsindex	[-]
I_{char}	Charakteristische Turbulenzintensität	[-]
I_{ext}	Extreme Turbulenzintensität	[-]
I_{eff}	Effektive Turbulenzintensität auf Nabenhöhe	[-]
I_{rep}	Repräsentative Turbulenzintensität	[-]
k	Formparameter der Weibullverteilung	[-]
λ	Schnelllaufzahl	[-]
m	Wöhlerlinienkoeffizient	[-]
NH	Nabenhöhe	[m]
p	Sektorielle Häufigkeit	[%]
P_N	Nennleistung	[kW]
s	Dimensionsloser Abstand zwischen WEA, bezogen auf den jeweils größeren Rotordurchmesser	[-]

Symbol	Bedeutung	Einheit
τ	Lebensdauer	[a]
TSI	Index der Geländeneigung	[°]
TVI	Index der Geländeabweichung	[%]
v_{ave}	Jahresmittel der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
v_{hub}	Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
v_{in}	Einschaltwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
v_{m50}	10-Minuten Mittelwert der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
v_{out}	Abschaltwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
v_r	Nennwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
v_{ref}	Auslegungswert des 10-Minuten Mittelwerts der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit	[m/s]
X	Rechtswert	[m]
Y	Hochwert	[m]
z_0	Rauigkeitslänge	[m]
z_{hub}	Nabenhöhe der betrachteten WEA	[m]
α	Höhenexponent	[-]
δ	Schräganströmung	[°]
ρ	Luftdichte	[kg/m ³]
σ	Standardabweichung der Windgeschwindigkeit	[m/s]
σ_σ	Standardabweichung der Turbulenzintensität	[-]

Literaturverzeichnis

- [1.1] Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Referat I 8 Bautechnisches Prüfamt Grundlagen der Standsicherheit; Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Oktober 2012 und korrigierte Fassung März 2015;
- [1.2] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik; DKE/AK 383.0.01/Untergruppe DIBt2012 an die PG „Windenergieanlagen“ des DIBt; Anwendung der DIBt 2012 zur Prüfung der Standorteignung, 30.01.2015;
- [2] Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung März 2004; Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik Reihe B, Heft 8;
- [3] Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Richtlinie für Windkraftanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Juni 1993; 2. Überarbeitete Auflage 1995; Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik Reihe B, Heft 8;
- [4] International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1 Edition 2.0 International Standard Wind turbine generator systems – Part 1: Safety requirements;
- [5] International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1 Edition 3.0 International Standard Wind turbines – Part 1: Design requirement; Mit Implementierung von 61400-1/A1, Amendment 1, 2009;
- [6] Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN IEC 61400-1:2019; Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC61400-1:2019; Deutsche Fassung EN IEC 61400-1:2019; Dezember 2019);
- [7] Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1:2011-08 Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005 + A1:2012); Deutsche Fassung EN 61400-1:2005 + A1:2010;
- [8] Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1:2004 Windenergieanlagen – Teil 1: Sicherheitsanforderungen (IEC 61400-1:1999); Deutsche Fassung EN 61400-1:2004;
- [9] Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 mit DIN EN 1991-1-4:2010-12; Nationaler Anhang – Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen: Windlasten;
- [10] ECN Solar & Wind Energy, J.W.M. Dekker und J.T.G. Pierik [Hrsg.]: European Wind Turbine Standards II, Petten, (NLD), 1998;
- [11] Deutsches Institut für Bautechnik; Windzonen nach Verwaltungsgrenzen; Windzonen_nach_Verwaltungsgrenzen.xlsx; Stand 02.06.2022;
- [12] European Wind Atlas, Risø National Laboratory, Roskilde (DK), 1989 Troen, Ib; Petersen, Erik L.;
- [13] European Environment Agency; Corine Land Cover (CLC) 2018, Version 20 (final version); Veröffentlicht im Juni 2019;
- [14] U.S. Geological Survey Earth Resources Observation & Science Center (EROS); SRTM 1 Arc-Sec Global; Download am 02.12.2016;
- [15] Risø DTU National Laboratory for Sustainable Energy, Windfarm Assessment Tool Version 3.3.0.128;

- [16] *Frandsen, Sten T. (2007): Turbulence and turbulence-generated structural loading in wind turbine clusters. Roskilde (DK);*
- [17] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN ISO 2533; Normatmosphäre; Dezember 1979;*
- [18] *Deutscher Wetterdienst; DWD Climate Data Center (CDC), *Vieljährige mittlere Raster der Lufttemperatur (2m) für Deutschland 1981-2010, Version v1.0.*;*
- [19.1] *OpenStreetMap und Mitwirkende; SRTM | Kartendarstellung: OpenTopoMap (CC-BY-SA); Siehe auch: <https://creativecommons.org>;*
- [19.2] *Microsoft Corporation; © 2019 Digital Globe © CNES (2019) Distribution Airbus DS; Siehe auch: <https://www.microsoft.com/en-us/maps/product>;*
- [20] *Rodenhausen M., Moser W., Hülsmann C., Bergemann C., Könker M., McKenna R.; *Prüfung der Standorteignung für Windenergieanlagen: Ein pragmatischer Ansatz*; Ernst & Sohn Verlag für Architektur und technische Wissenschaften GmbH & Co. KG, Berlin. Bautechnik 93 (2016) Heft 10;*
- [21] *E-Mail mit dem Betreff: "Alt Krenzlin II" vom 20.03.2023; Daten zur Verfügung gestellt in WakeGuard® Layout-ID: 2252911;*
- [22.1] *E-Mail mit dem Betreff: "Alt Krenzlin II" vom 20.03.2023; Daten zur Verfügung gestellt in WakeGuard® Layout-ID: 2252911; Referenzbezeichnung: Anemos Wind daten;*
- [22.2] *anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; *Extremwindabschätzung auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Alt Krenzlin*; 23-155-7230374-Rev.00-EX-MK; 24.03.2023;*
- [23] *anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; *Standortdokumentation für ein Gutachten zur Standorteignung nach DIBt 2012 für den Windpark Alt Krenzlin II*; I17-SV-2023-049; 13.03.2023;*
- [24.1] *DNV Energy Systems Renewables Certification Germanischer Lloyd Industrial; *Gutachtliche Stellungnahme für Lastannahmen zur Turmberechnung der Vestas Turbinen*; Vestas EnVentus V162-6.8 / 7.2 MW mit 169 m Nabenhöhe, Windzone S, 25 Jahre Entwurfslebensdauer; Bericht - Nr.: L-08867-A052-0B; 24.06.2022;*
- [24.2] *Vestas Wind Systems A/S; *Gutachterinformation Auslegungswerte Turbulenz EnVentus™ V162-7.2 MW 50/60 Hz 25 Jahre*; Documentnr.: 0114-3579 V02; 19.05.2022;*
- [25] *Vestas Wind Systems A/S; *Vestas Site Specific Load Calculation Alt Krenzlin II – Germany*; WS-Loads-C4C: 247811 T13 0143-6758 Ver. 00; 03.05.2023;*

16.1.5 Anlagenwartung

Anlagen:

- 0093-1908_V01 - Prüfprotokoll Wartung 3 Monate-DE.pdf
- 0093-1909_V02_-_Prüfprotokoll Jahreswartung-DE.pdf

Prüfprotokoll für Wartung nach drei Monaten

Windenergieanlagentyp		Mk-Version
EnVentus™		Mk 0
Version Nr.	Datum	Beschreibung der Änderungen
01	10.12.2020	Tabelle der Windenergieanlagentypen aktualisiert.

Windenergieanlagentyp/ Windenergieanlagenr.	Kürzel des Monteurs		Datum
Anmerkungen im Servicebericht:	Ja <input type="checkbox"/>	Nein <input type="checkbox"/>	

Inhaltsverzeichnis

1	Service-Vorbereitung.....	2
2	Nabe und Rotorblätter	2
3	Hydrauliksysteme	2
4	Getriebe und Getriebeölsystem	3
5	Generator	3
6	Azimutsystem	3
7	Turm.....	4
8	Abschließende Arbeiten	4

Prüfprotokoll für Wartung nach drei Monaten

1 Service-Vorbereitung	3 Monate
14.4 Vorbereitung der Windenergieanlage	<input type="checkbox"/>
14.5 Das Warnmeldungsprotokoll überprüfen.	<input type="checkbox"/>

2 Nabe und Rotorblätter	3 Monate
5.1 Nabe	
5.1.1 Nabenabdeckung	
5.1.1.1 Die Glasfaserverbindungen auf lose Schrauben sichtprüfen.	<input type="checkbox"/>
5.1.1.2 An jeder Blattposition eine Schraube für jede Größe der Schraubenverbindungen für die Stützen und Halterungen der Nabenabdeckung überprüfen.	<input type="checkbox"/>
5.1.2 Konstruktion der Nabe	
5.1.2.1 Die Nabe auf Lackschäden, Korrosion und strukturelle Schäden sichtprüfen.	<input type="checkbox"/>
5.1.3 Blattlager	
5.1.3.1 Jede zehnte Schraube zwischen Blattlager und Rotorblatt überprüfen.	<input type="checkbox"/>
5.1.3.2 Jede zehnte Schraube zwischen Blattlager und Nabe überprüfen.	<input type="checkbox"/>
5.2 Rotorblätter	
5.2.1 Die Rotorblätter von innen überprüfen.	<input type="checkbox"/>
5.2.2 Die Rotorblätter von außen überprüfen.	<input type="checkbox"/>
5.2.3 Die Hochleistungswurzelverbindung (HCRC) sichtprüfen.	<input type="checkbox"/>
5.2.4 Die Blattmanschetten überprüfen.	<input type="checkbox"/>
5.2.5 Pitchsystem	
5.2.5.1 Alle Schrauben an der Verbindung zwischen Hydraulik-Verteilerblock und Zylinder überprüfen.	<input type="checkbox"/>
5.2.5.2 Drehmoment an allen Schrauben für Hydraulikspeicher-Stützbalken überprüfen.	<input type="checkbox"/>
5.2.5.3 Drehmoment an allen Schrauben an jeder Pitchaufhängungshalterung überprüfen.	<input type="checkbox"/>
5.2.5.4 Jede dritte Schraube der Drehmomentstütze überprüfen.	<input type="checkbox"/>
5.2.5.5 Die Zylinderkopfschrauben überprüfen.	<input type="checkbox"/>

3 Hydrauliksysteme	3 Monate
5.1 Hydraulik im Maschinenhaus	
5.1.1 Schläuche, Dichtungen und Anschlüsse im Maschinenhaus auf austretendes Hydrauliköl sichtprüfen.	<input type="checkbox"/>

4 Getriebe und Getriebeölsystem		3 Monate
5.1	Hauptwellenanordnung	
5.1.1	Die Vorspannung der Schrauben am Hauptlagergehäuse und Grundrahmen überprüfen.	<input type="checkbox"/>
5.1.2	Die Vorspannung der Schrauben an den Superschraubenverbindungen von Hauptlagergehäuse und Grundrahmen überprüfen.	<input type="checkbox"/>
5.1.3	Die Vorspannung der Schrauben am Hauptlagergehäuse und Getriebe überprüfen.	<input type="checkbox"/>
5.1.4	Die Vorspannung der Schrauben an Hauptwelle und Planetenträger überprüfen.	<input type="checkbox"/>
5.1.5	Jede dritte Schraube der Verbindung von Hauptwelle und Nabe überprüfen und nachziehen.	<input type="checkbox"/>
5.2	Rotorarretiersystem	
	Rotorstift schmieren.	<input type="checkbox"/>

5 Generator		3 Monate
5.1	Bremssystem	
5.1.1	Sichtprüfung der Bremssättel durchführen.	<input type="checkbox"/>
5.1.2	Sichtprüfung der Bremsscheibe durchführen.	<input type="checkbox"/>
5.1.3	Rohre und Fittings auf Undichtigkeiten sichtprüfen.	<input type="checkbox"/>

6 Azimutsystem		3 Monate
5.1	Allgemeine Prüfung des Azimutsystems	
	Azimutsystem auf ungewöhnliche Geräusche prüfen.	<input type="checkbox"/>
	Auf Ablagerungen in der Nähe der Antriebe und des Lagers untersuchen.	<input type="checkbox"/>
	Auf ausgelaufenes Öl auf der Plattform prüfen und den Schmierfüllstand in der Fettpresse überprüfen.	<input type="checkbox"/>
5.2	Jede dritte der Schrauben, die den Azimutkranz mit dem Turm verbinden, überprüfen.	<input type="checkbox"/>
5.3	Alle Schrauben in den Azimutklauen überprüfen.	<input type="checkbox"/>
5.4	Die Vorspannung des Federpakets an den Federpaketen 1, 3 und 5 an jedem Azimutträger überprüfen.	<input type="checkbox"/>
5.5	Funktionsprüfung der Pumpen durchführen.	<input type="checkbox"/>
5.6	Jede dritte Schraube zur Befestigung des Azimutgetriebes am Maschinenhausgrundrahmen prüfen.	<input type="checkbox"/>
5.7	Alle Azimutmotorbremsen überprüfen, um das Bremsmoment und den Luftspalt zu überprüfen.	<input type="checkbox"/>

Prüfprotokoll zur Jahreswartung

Windenergieanlagentyp	Mk-Version
EnVentus™	Mk 0

Version Nr.	Datum	Beschreibung der Änderungen
02	27.4.2021	2 Funktionssicherheitsprüfung, Seite 2, 3 Sicherheitsausrüstung, Seite 3, 4 Nabe und Rotorblätter, Seite 3, 5 Hydrauliksystem, Seite 5, 6 Getriebe und Getriebeölsystem, Seite 7, 7 Generator, Seite 9, 9 Maschinenhaus, Seite 9, 10 Azimutsystem, Seite 7 9 14 TurmSeite 911

Windenergieanlagentyp/ Windenergieanlagenr.	Kürzel des Monteurs	Datum
Anmerkungen im Servicebericht: Ja Nein		
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Inhaltsverzeichnis

1	Service-Vorbereitung.....	2
2	Funktionssicherheitsprüfung.....	2
3	Sicherheitsausrüstung	3
4	Nabe und Rotorblätter	3
5	Hydrauliksystem	5
6	Getriebe und Getriebeölsystem	7
7	Generator	9
8	Kälte- und Klimasystem	9
9	Maschinenhaus.....	9
10	Azimutsystem	9
11	Servicekran	10
12	Mittelspannung	10
13	Transportaufzug und Aufstiegshilfe.....	10
14	Turm.....	11
15	Abschließende Arbeiten	12

Prüfprotokoll zur Jahreswartung

1	Service-Vorbereitung	Jährlich	Alle vier Jahre
13.4	Vorbereitung der Windenergieanlage	<input type="checkbox"/>	
13.5	Das Warnmeldungsprotokoll überprüfen.	<input type="checkbox"/>	

2	Funktionssicherheitsprüfung	Jährlich	Alle vier Jahre
7.1	Turm		
7.1.1	Funktionsprüfung der Not-Stopp-Taster am Bedienfeld der Steuerung im Turmfuß ++01		
	Den Not-Stopp-Taster -610-02-S1 am Bedienfeld der Steuerung im Turmfuß überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
	Die blaue LED ++01 -615-08-P1 überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
7.1.2	Funktionsprüfung des akustischen Warnsignalgebers und der optischen Warnanzeige im Turm		
	Den akustischen Warnsignalgeber für den Turm 615-02-P1 überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
	Die optische Warnanzeige 615-02-P1 überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
7.2	Maschinenhaus		
7.2.2	Funktionsprüfung der Not-Stopp-Taster und der blauen LED in Maschinenhaus und Turmkopf		
	Den Not-Stopp-Taster ++03 -610-02-S2 am Bedienfeld des Maschinenhauses überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
	Den Not-Stopp-Taster +D-610-02-S3 in der Nähe des Azimutsensorbereichs überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
	Den Not-Stopp-Taster +D-610-02-S4 am manuellen Bremsschalter überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
	Den Not-Stopp-Taster +D-610-02-S5 an der Maschinenhausleiter A – links überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
	Den Not-Stopp-Taster +D-610-02-S6 an der Maschinenhausleiter A – rechts überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
	Den Not-Stopp-Taster ++73.F1-610-02-S7 am Bedienfeld des Umrichters überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
	Den Not-Stopp-Taster +D-610-02-S8 an der Maschinenhausleiter B – links überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
	Den Not-Stopp-Taster +D-610-02-S9 an der Maschinenhausleiter B – rechts überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
	Die blaue LED ++01 -615-08-P2 überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
7.2.3	Funktionsprüfung des akustischen Warnsignalgebers und der optischen Warnanzeige im Maschinenhaus		
	Den akustischen Warnsignalgeber für das Maschinenhaus 610-PJ2 überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
	Die optische Warnanzeige -735-04-PF1 überprüfen.	<input type="checkbox"/>	

2 Funktionssicherheitsprüfung	Jährlich	Alle vier Jahre
7.3 Nabe		
7.3.2 Funktionsprüfung der Naben-Service-LED in der Nabe		
Die Naben-Service-LED -135-P1 überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
7.3.3 Funktionsprüfung der Not-Stopp-Taster in der Nabe		
Den Not-Stopp-Taster ++05 -135-S1 am Bedienfeld der Nabensteuerung überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
Den Not-Stopp-Taster ++70 -135-S2 am Nabeneingang überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
7.3.4 Funktionsprüfung des akustischen Warnsignalgebers und der optischen Warnanzeige in der Nabe		
Den akustischen Warnsignalgeber für die Nabe -735-PJ1 überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
Die optische Warnanzeige -735-PF1 überprüfen.	<input type="checkbox"/>	

3 Sicherheitsausrüstung	Jährlich	Alle vier Jahre
5.1 Die Notfallrettungsausrüstung überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.2 Die Feuerlöscher überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.3 Die Erste-Hilfe-Kästen überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.4 Sicherheitsgeschirr		
5.4.1 Das Fallschutzgeländer sichtprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.4.2 Alle Schrauben am Fallschutzgeländer sichtprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.4.3 Das Sicherungsseil sichtprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.5 Die Anschlagpunkte (ohne Schilder) überprüfen.	<input type="checkbox"/>	

4 Nabe und Rotorblätter	Jährlich	Alle vier Jahre
5.1 Nabe		
5.1.1 Bedienfeld der Nabensteuerung ++05		
5.1.1.1 Die Reservebatterien austauschen.	Alle drei Jahre <input type="checkbox"/>	
5.1.1.2 Die Heizung überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.1.2 Nabenabdeckung		

4 Nabe und Rotorblätter	Jährlich	Alle vier Jahre
5.1.2.1 Die Spinnerluken und -dichtungen auf Dichtigkeit sichtprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.1.2.2 Die Glasfaserverbindungen auf lose Schrauben untersuchen.	<input type="checkbox"/>	
5.1.2.3 Die Glasfaser auf Risse im Bereich der Schraubverbindungen sichtprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.1.2.4 Jede zehnte Schraube für die Stützen und Halterungen der Nabenabdeckung in jeder Blattposition überprüfen.		<input type="checkbox"/>
5.1.3 Konstruktion der Nabe		
5.1.3.1 Sichtprüfung der Nabe		
Die Nabe auf Lackschäden, Korrosion und Strukturschäden sichtprüfen.		<input type="checkbox"/>
5.1.3.2 Die Plattformhalterungen der Nasenkonusstruktur am Ende der Nabenverkleidung auf Risse sichtprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.1.4 Blattlager		
5.1.4.1 Jede zehnte Schraube zwischen Blattlager und Rotorblatt überprüfen.		<input type="checkbox"/>
5.1.4.2 Jede zehnte Schraube zwischen Blattlager und Nabe überprüfen.		<input type="checkbox"/>
5.1.5 Die Fettschläuche und Verbindungsteile überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.1.6 Den Fettsammelbehälter sichtprüfen/austauschen und auf Dichtigkeit prüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.1.7 Die Blattlager schmieren.	<input type="checkbox"/>	
5.1.8 Die Blattarretierung nachziehen.	<input type="checkbox"/>	
5.2 Rotorblätter		
5.2.1 Die Rotorblätter von innen überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.2.2 Die Rotorblätter von außen überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.2.3 Die Hochleistungswurzelverbindung (HCRC) sichtprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.2.4 Die Blattmanschette sichtprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.2.5 LCTU		
5.2.5.2 Den Blitzstromableiter (LCTU) überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.2.6 Pitchsystem		
5.2.6.1 Die Nabe auf Undichtigkeiten und Kollisionen sichtprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.2.6.2 Überprüfen des Drucks im Druckspeicher		
Den Druck in den Pitchakkumulatoren überprüfen. A (-120-08-17-C1) 1 _____ 2 _____ 3 _____ bar B (-120-08-17-C2) 1 _____ 2 _____ 3 _____ bar C (-120-08-17-C3) 1 _____ 2 _____ 3 _____ bar Bis zu drei Akkumulatoren je Pitchachse.		Alle zwei Jahre <input type="checkbox"/>
Alle Druckspeicher auf 110 bar +/- 3 bar nachfüllen.		Alle zwei Jahre <input type="checkbox"/>

4 Nabe und Rotorblätter	Jährlich	Alle vier Jahre
5.2.6.3 Alle Schrauben an der Verbindung zwischen Hydraulik-Verteilerblock und Zylinder überprüfen.		<input type="checkbox"/>
5.2.6.4 Alle Schraubenmutter des Hydraulikspeicher-Stützbalkens überprüfen.		<input type="checkbox"/>
5.2.6.5 Die Vorspannung jeder zweiten Schraube an jedem Pitchaufhängungsarm und jeder Stütze überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.2.6.6 Die Vorspannung jeder dritten Schraube der Drehmomentstütze überprüfen.		<input type="checkbox"/>
5.2.6.7 Die Zylinderkopfschrauben überprüfen.		<input type="checkbox"/>
5.2.6.8 Aufhängungsspiel		
Sicht- und Hörprüfung des Axialspiels vornehmen	<input type="checkbox"/>	
Messen und gemessenes Spiel zwischen Verteiler und Zylinderaufhängung notieren.		<input type="checkbox"/>
5.2.6.9 Lagerblockspiel		
Sicht- und Hörprüfung des Radialspiels vornehmen.	<input type="checkbox"/>	
Messen und gemessenes Gesamtspiel zwischen Nabe/Zylinderhalterung und Zylinder/Verteiler notieren.		<input type="checkbox"/>
5.2.6.10 Die Pitchencoder-Baugruppe schmieren.		<input type="checkbox"/>

5 Hydrauliksystem	Jährlich	Alle vier Jahre
5.1 Hydraulik im Maschinenhaus		
5.1.1 Die Schläuche, Dichtungen und Anschlüsse im Maschinenhaus auf austretendes Hydrauliköl sichtprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.1.2 Hydraulikölprobe entnehmen.	<input type="checkbox"/>	
5.1.3 Das Filterelement des Rücklauffilters -695-HQ2 austauschen.	Alle zwei Jahre <input type="checkbox"/>	
5.1.4 Den Hochdruckfilter -695-HQ3 austauschen.		<input type="checkbox"/>
5.1.5 Das Luftfilterelement -695-HQ1 austauschen.	<input type="checkbox"/>	
5.1.6 Überprüfung des Drucks in den Systemdruckspeichern im Maschinenhaus		
Den Druck im Maschinenhaus-Druckspeicher überprüfen. A (-695-CM4) 1_____ 2_____ 3_____ 4_____ bar	Alle zwei Jahre <input type="checkbox"/>	
Alle Druckspeicher auf 110 ± 3 bar nachfüllen.	Alle zwei Jahre <input type="checkbox"/>	
5.2 Bremssystem		
5.2.1 Bremsentest durchführen.	<input type="checkbox"/>	
5.2.2 Überprüfung des Vorfülldrucks in den Bremsdruckspeichern mit 3,5 l und 0,32 l		
Den Vorfülldruck im Bremsdruckspeicher mit 3,5 l überprüfen. Messwert: _____	<input type="checkbox"/>	

Prüfprotokoll zur Jahreswartung

5 Hydrauliksystem	Jährlich	Alle vier Jahre
Neuer Wert nach dem Einstellen: _____		
Den Vorfülldruck im Bremsdruckspeicher mit 0,32 l überprüfen. Messwert: _____ Neuer Wert nach dem Einstellen: _____	<input type="checkbox"/>	
5.3 Hydraulik-Bedienfeld ++102		
5.3.1 Die Heizung überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.3.2 Die Luftfilter sichtprüfen.	<input type="checkbox"/>	

6	Getriebe und Getriebeölsystem	Jährlich	Alle vier Jahre
5.1	Bedienfeld für die Schmierung ++08		
5.1.1	Die Batterie sichtprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.1.2	Die Notstrombatterien erneuern.	Alle drei Jahre <input type="checkbox"/>	
5.1.3	Die Heizung überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.2	Getriebeölsystem		
5.2.1	Die Getriebeölprobe entnehmen.	<input type="checkbox"/>	
5.2.2	Den 50-µm-Filter austauschen.		<input type="checkbox"/>
5.2.3	Den 10-µm-Hauptstromfilter austauschen.	Alle zwei Jahre <input type="checkbox"/>	
5.2.4	Den 3-µm-Nebenstromfilter austauschen.	Alle zwei Jahre <input type="checkbox"/>	
5.2.5	Die Entlüfterfilter austauschen.	<input type="checkbox"/>	
5.2.6	Die Ventilaktuatoren (Temperatursteuerung, Getriebe und Hauptlager) austauschen.	Alle sechs Jahre <input type="checkbox"/>	
5.2.7	Den Ölpumpenmotor und die Kupplung austauschen.	Alle sechs Jahre <input type="checkbox"/>	
5.2.8	Den drehzahlvariablen Umrichter (VFD) austauschen.	Alle zehn Jahre <input type="checkbox"/>	
5.2.9	Die Druckgeber validieren. Druckwert: _____	Alle fünf Jahre <input type="checkbox"/>	
5.2.10	Den Ölstand kalibrieren.	Alle zwei Jahre <input type="checkbox"/>	
5.2.11	Die Schmierschläuche des Getriebes auf Undichtigkeiten sichtprüfen.	Alle sieben Jahre <input type="checkbox"/>	
5.3	Hauptwellenanordnung		
5.3.1	Die Schmierschläuche für die Hauptlager-Baugruppe sichtprüfen.	Alle sieben Jahre <input type="checkbox"/>	
5.3.2	Die Vorspannung der Schrauben am Hauptlagergehäuse und Grundrahmen überprüfen.		<input type="checkbox"/>
5.3.3	Die Vorspannung der Schrauben an den Supermutterverbindungen von Hauptlagergehäuse und Grundrahmen überprüfen.		<input type="checkbox"/>
5.3.4	Die Vorspannung der Schrauben am Hauptlagergehäuse und Getriebe überprüfen.	Alle zehn Jahre <input type="checkbox"/>	
5.3.5	Die Vorspannung der Schrauben an Hauptwelle und Planetenträger überprüfen.	Alle zehn Jahre <input type="checkbox"/>	
5.3.6	Die Schrauben zwischen Hauptwelle und Nabe überprüfen.		<input type="checkbox"/>
5.3.7	Die vordere Dichtung austauschen.	Alle zehn Jahre <input type="checkbox"/>	
5.4	Rotorarretiersystem		
	Den Verteiler der Rotorarretierung sichtprüfen.	<input type="checkbox"/>	
	Den Rotorarretierzylinder sichtprüfen.	<input type="checkbox"/>	
	Den Rotorarretierdorn schmieren.	<input type="checkbox"/>	

Prüfprotokoll zur Jahreswartung

7 Generator	Jährlich	Alle vier Jahre
5.1 Generator		
5.1.1 Die Zuganker überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.1.2 Das Getriebelager und die Pitchrohrdichtung auf Ölleckagen sichtbar prüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.1.3 Das Lager am Pitchrohr sichtbar prüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.2 Bremssystem		
5.2.1 Sichtprüfung der Bremssättel durchführen.	<input type="checkbox"/>	
5.2.2 Sichtprüfung der Bremsscheibe durchführen. Dickenwert der Bremsscheibe: _____	<input type="checkbox"/>	
5.2.3 Die Dicke der Bremsscheibe messen.	<input type="checkbox"/>	
5.2.4 Rohre und Fittings auf Undichtigkeiten sichtbar prüfen.	<input type="checkbox"/>	

8 Kälte- und Klimasystem	Jährlich	Alle vier Jahre
5.1 Kälte- und Klimasystem		
5.1.1 Kühlmittel austauschen.		Alle sieben Jahre <input type="checkbox"/>

9 Maschinenhaus	Jährlich	Alle vier Jahre
5.1 Maschinenhaus-Bedienfeld ++03		
5.1.1 Den Fehlerstromleistungsschalter (RCCB) überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.1.2 Die Heizung überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.1.3 Die Luftfilter sichtbar prüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.1.4 Die USV-Batterien (24 VDC) austauschen.	<input type="checkbox"/>	
5.2 Drehdurchführung		
5.2.1 Die Bürsten auf Verschleiß überprüfen.		Alle zwei Jahre <input type="checkbox"/>
5.3 Maschinenhausdach		
5.3.1 Die Stangen und Dämpfer sichtbar prüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.4 Umrichtersystem		
5.4.1 Den steuerungsseitigen Lüfter austauschen.		Alle fünf Jahre <input type="checkbox"/>
5.4.2 Die MSC-Leistungsschalter sichtbar prüfen und schmieren.		Alle zwei Jahre <input type="checkbox"/>

10 Azimutsystem	Jährlich	Alle vier Jahre
5.1 Azimut-Bedienfeld ++68		
5.1.1 Die Heizung überprüfen.	<input type="checkbox"/>	

Prüfprotokoll zur Jahreswartung

10 Azimutsystem	Jährlich	Alle vier Jahre
5.1.2 Die Luftfilter sichtprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.2 Azimutsystem		
5.2.1 Allgemeine Prüfung des Azimutsystems		
Azimutsystem auf ungewöhnliche Geräusche prüfen.	<input type="checkbox"/>	
Die Plattform auf ausgelaufenes Öl und Fett überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
Die Zähne des Azimutritzels auf äußere Schäden sichtprüfen.	<input type="checkbox"/>	
Die Drehkrantzähne auf äußere Schäden sichtprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.2.1.1 Die Azimutfett-Auffangwannen reinigen.		<input type="checkbox"/>
5.2.1 Den Ölstand in den Azimutgetrieben überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.2.2 Jede dritte der Schrauben, die den Azimutkranz mit dem Turm verbinden, überprüfen.		<input type="checkbox"/>
5.2.3 Zwei Azimutmotorbremsen überprüfen, um das Bremsmoment und den Luftspalt zu überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.2.4 Die Vorspannung des Federpakets an den Federpaketen 1, 3 und 5 an jedem Azimutträger überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.2.5 Den Fettstand in den Behältern der Fettpresse überprüfen und diese nachfüllen.	<input type="checkbox"/>	
5.2.6 Funktionsprüfung der Pumpen durchführen.	<input type="checkbox"/>	
5.2.7 Jede dritte M20-Schraube zur Befestigung des Azimutgetriebes am Maschinenhausgrundrahmen überprüfen.		<input type="checkbox"/>
5.2.8 Das Drehmoment der Schrauben Nr. 1, 3 und 5 an jeder Azimutklaue überprüfen.		<input type="checkbox"/>
5.2.9 Das Öl im Azimutgetriebe wechseln.	Alle zehn Jahre <input type="checkbox"/>	

11 Servicekran	Jährlich	Alle vier Jahre
5.1 Den Servicekran überprüfen.	<input type="checkbox"/>	

12 Mittelspannung	Jährlich	Alle vier Jahre
5. Inspektion des Mittelspannungstransformators, des Transformatorraums und der Mittelspannungsschaltanlage durchführen.	<input type="checkbox"/>	

13 Transportaufzug und Aufstiegshilfe	Jährlich	Alle vier Jahre
5.1 Wartung des Transportaufzugs und der Aufstiegshilfeausrüstung		

13 Transportaufzug und Aufstiegshilfe	Jährlich	Alle vier Jahre
Den Serviceaufzug überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
Die Aufstiegshilfe überprüfen.	<input type="checkbox"/>	

14 Turm	Jährlich	Alle vier Jahre
5.1 Inspektion des Turmfundaments		
5.1.1 Sichtprüfung von Beton und Mörtel auf Risse, Abblätterungen usw. auf der Außenseite und im Inneren des Turms durchführen.	<input type="checkbox"/>	
5.1.2 Überprüfung der Ankerschrauben im Ankerkorb		
Sichtprüfung der Schraubenschutzhappen.	Zunächst jährlich <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Sichtprüfung auf fehlende, beschädigte oder lockere Fundamentankerschrauben sowie des Korrosionsschutzes der Fundamentankerschrauben durchführen.	Zunächst jährlich <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
5.2 Inspektion der Turmflanschschrauben		
Sichtprüfen auf fehlende, defekte oder lose Turmflanschschrauben, Korrosionsschutz an den Turmflanschschrauben und im Turmflanschbereich und Wasseraustritt in den Turmflanschen.	<input type="checkbox"/>	
Die Turmflanschbolzen überprüfen.	Zunächst jährlich <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
5.3 Die Turmflanschschrauben austauschen (gilt nur für Turm TA2A600 V162 6.0MW HH166 MSI 29205910).	Alle zwölf Jahre <input type="checkbox"/>	
5.4 Stahlrohrturm mit großem Durchmesser (LDST) (optional)		
5.3.1 Die Schutzverkleidungsteile an allen Sicherheitsgeländern am Aufzugschacht überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.3.2 Die Verkleidung auf den Flanschfugen überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.3.3 Die Halterungen und Seilbefestigungen überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.3.4 Vertikalflansch und vertikale Flanschschrauben überprüfen.	Zunächst jährlich <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
5.5 Überprüfung von Leitern und Plattformen		
Schrauben überprüfen, mit denen die Leitern an den Plattformen befestigt sind.	<input type="checkbox"/>	
Leitern und Plattformen auf lose Schraubenmutter und beschädigte Schrauben sichtbar prüfen.	<input type="checkbox"/>	
Die Plattformträger auf Risse, lose Schrauben und dergleichen sichtbar prüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.6 Überprüfung der Plattformaufhängung an der unteren und mittleren Turmsektion		

Prüfprotokoll zur Jahreswartung

14 Turm	Jährlich	Alle vier Jahre
Die Plattform-Aufhängung in der unteren und mittleren Turmsektion auf Beschädigungen der Plattform und ihrer Aufhängungen sichtprüfen.		<input type="checkbox"/>
5.7 Überprüfung der oberen Turmsektion		
Die Unterseite der Hebebühne für die obere Turmsektion auf Beschädigungen der Plattform und der Plattformhalterungen sowie auf Anzeichen für Verschleiß im Bereich der geschweißten Halterungen überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
Die Unterseite der Azimut-Plattform und die geschweißten Halterungen auf Schäden (Verschleißspuren um die geschweißten Halterungen, Risse u. ä.) sichtprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.8 Den Belüftungsfiter in der Turmtür sichtprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.9 Entfeuchter (optional)		
Die Funktionalität des Entfeuchters (optional) überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.10 Turmoberflächenbehandlung		
5.9.1 Die Oberflächenbehandlung sichtprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.11 Kabel und Erdungssystem		
5.10.1 Das Vestas-Erdungssystem überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.12 Bedienfeld der Steuerung im Turmfuß ++01		
5.11.1 Die Fehlerstromleistungsschalter (RCCB) überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.11.2 Die Heizung überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.13 LB- und USV-Bedienfeld ++112		
5.12.1 Die Heizung überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.12.2 Die Luftfilter im Bedienfeld überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.12.3 Die USV-Batterien (230 V) überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.12.4 Die USV-Batterien (24 V) überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.12.5 Das Genehmigungsdokument an der LB- und USV-Bedienfeldtür ausfüllen.	<input type="checkbox"/>	
5.12.6 Den Fehlerstromleistungsschalter (RCCB) überprüfen.	<input type="checkbox"/>	
5.12.7 Das Arbeitslichtsystem überprüfen.	<input type="checkbox"/>	

15 Abschließende Arbeiten	Jährlich	Alle vier Jahre
5.1 Die Windenergieanlage für den Aufstart vorbereiten.	<input type="checkbox"/>	
5.2 Produktion aufstarten	<input type="checkbox"/>	

16.1.6 Zuwegung, Kabelverbindung, Kranstellfläche

Anlagen:

- 0040-4327.V13-Mindestanforderung Zuwegung KSt.pdf
- 16.1.6 Lageplan_Zuwegung_A3.pdf

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 1
--------------------------------	--	---------------------------------

Dokument Nr.: 0040-4327 V13
01.05.2022

Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen

V90, V100, V110, V112, V117, V120, V126, V136, V150, V162, V172

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 2
--------------------------------	--	--

Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen

V90, V100, V110, V112, V117, V120, V126, V136, V150, V162, V172

Änderungsprotokoll

Version Nr..	Datum	Beschreibung der Änderung
00	2013-10-17	Erstfassung
01	2014-04-09	Änderung der Kurvenradien V117 und V126, Anlage 3 hinzugefügt
02	2014-08-19	Vervollständigung der Angaben zu den Kranstellflächen A1.1 bis A5.4
03	2014-11-19	Überarbeitung des Kapitels 2.3.4, hier: Mindestanforderung an Kurven. Klarstellungen zu den Kranstellflächen.
04	2015-09-10	Aktualisierung der Anlagentypen, Überarbeitung des Kapitels 2.3, Überarbeitung A1.1 bis A5.4
05	2016-02-05	Aktualisierung der Kurvenradien Kap. 2.3.4
06	2016-09-23	Aktualisierung der Anlagentypen, Überarbeitung der Kurvenradien, Überarbeitung der Kranstellflächen
07	2017-06-17	Aktualisierung der Anlagentypen, Überarbeitung der Kurvenradien, Überarbeitung der Kranstellflächen
08	2018-07-30	Komplette Überarbeitung
09	2018-11-12	Komplette Überarbeitung
10	2019-04-01	Ergänzung V100 / V110 / V150 5.6 MW / V162
11	2020-04-01	Ergänzung Hybridbetonturm (CHT) Ergänzung und Auslagerung der Dokumente: - 0092-8386 Anlage 2 Zeichnungen Kurvenradien - 0092-8388 Anlage 3 Zeichnungen Kranstellflächen - 0092-8389 Anlage 4 Projektspezifische Beispiele
12	2021-04-01	Textliche Ergänzung Baustelleneinrichtungsfläche Anforderung Anlieferung CHT Allgemeine graphische und textliche Überarbeitung Bodenanforderungen angepasst
13	2022-05-01	Ergänzung V172 in allen Dokumenten Anforderung Anlieferung CHT aktualisiert: Kurvenradius 0092-8386 Anlage 2: V162 / V172 Kurvenradien aktualisiert 0092-8388 Anlage 3: V172 ergänzt 0092-8389 Anlage 4: Umladepplatz aktualisiert und ergänzt

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 3
--------------------------------	--	--

Inhaltsverzeichnis

1	Allgemeines	5
1.1	Vorbemerkungen.....	5
1.2	Verantwortliche Personen	5
1.3	Abstimmung mit Vestas.....	5
1.4	Weitere generelle Festlegungen	6
2	Anforderungen an Transportwege	7
2.1	Achslasten und Optimierungsmöglichkeiten.....	7
2.2	Definition von Kategorien	7
2.3	Anforderungen an die Planung.....	8
2.3.1	Baugrundgutachten und Baugrunderkundungen	8
2.3.2	Statische und konstruktive Planung	10
2.3.3	Übersicht über die geometrischen Anforderungen.....	12
2.3.4	Anforderungen an Kurven und Kreuzungen.....	15
2.3.5	Anforderungen an Ausweichbuchten und Wendebereiche	15
3	Anforderungen an die Kranstellflächen	17
3.1	Übersicht über die Fahrzeuge, Krane, Komponenten und Materialien	17
3.2	Belastungen und Belastungsbereiche	18
3.3	Anforderungen an die Planung (Länderspezifisch).....	20
3.3.1	Baugrundgutachten und Baugrunderkundungen	20
3.3.2	Statische und konstruktive Planung	21
3.3.3	Geometrische Anforderungen.....	21
4	Anforderungen an die Bauausführung	22
4.1	Lieferung der Ankerkorbkonstruktion.....	23
4.2	Prüfung der Tragfähigkeit.....	23
4.3	Wartungs- und Kennzeichnungspflicht.....	25

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 4
--------------------------------	--	--

5	Anforderungen an die Baustelleneinrichtungsflächen.....	25
6	Sonstige Anforderungen und Hinweise	26

Anlagenverzeichnis

Anlage 1a:	Darstellung der Baustelleneinrichtungsfläche (BE-Fläche)	27
Anlage 1b:	Bestätigung der ordnungsgemäßen Ausführung der Arbeiten in statischer und konstruktiver Hinsicht	28
Anlage 2:	Zeichnungen Kurvenradien (separates Dokument 0092-8386)	
Anlage 3:	Zeichnungen Kranstellflächen (separates Dokument 0092-8388)	
Anlage 4:	Projektspezifische Beispiele (separates Dokument 0092-8389)	

Verwendete Abkürzungen:

LDST	Large Diameter Steel Tower (Stahlurm mit großem Durchmesser, geteilt)
CHT	Concrete Hybrid Tower (Beton-Hybridurm)
TST	Tubular Steel Tower (Stahlrohrurm)
HTST	High Tubular Steel Tower (Stahlrohrurm mit >6m Turmdurchmesser)
HH	Hub Height (Nabenhöhe)
DIBt	German Institute for Structural Engineering (Deutsches Institut für Bautechnik)
IEC	International Electrotechnical Commission (Internationale Elektrotechnische Kommission)

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 5
--------------------------------	--	--

1 Allgemeines

1.1 Vorbemerkungen

Das vorliegende Dokument 0040-4327 V13 mit dem Titel Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen gibt Auskunft über die von Seiten der verantwortlichen Fachplanern und Bauausführenden einzuhaltenden Anforderungen, Voraussetzungen und Vor-Ort-Bedingungen für die zur Lieferung, Lagerung und Installation von Windenergieanlagen der Baureihe V90 bis V172, erforderlichen Transportwege und Kranstellflächen innerhalb des Windparks.

Ziel ist es, durch Einhaltung der Anforderungen einen reibungslosen Ablauf hinsichtlich Logistik und Technik sowie Arbeitssicherheit zu gewährleisten.

Eine frühzeitige Berücksichtigung der Anforderungen in der Projektierungs- und Planungsphase wird empfohlen.

1.2 Verantwortliche Personen

Verantwortliche Personen in Bezug auf die Berücksichtigung der Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen in der Planung und Ausführung sind

- der/ die Baugrundsachverständige,
- der/ die Fachplaner/in für die statische und konstruktive Auslegung der Transportwege und Kranstellflächen,
- der/ die Sicherheits- und Gesundheitsschutzkoordinator/in (SiGeKo)

Die hier genannten verantwortlichen Personen agieren als Erfüllungsgehilfen im Auftrag des Bauherrn.

1.3 Abstimmung mit Vestas

Es wird ein Vorort Kick-off-Meeting mit allen Beteiligten empfohlen. Erfolgt keine Abstimmung mit Vestas wird von der Einhaltung aller Anforderungen ausgegangen.

HINWEIS: Die Nichteinhaltung der Anforderungen kann zu Behinderungen im Arbeitsablauf und somit zu Zusatzkosten z. B. durch Stillstandzeiten oder zusätzlichen Personal- und Geräteeinsatz führen.

Eine rechtzeitige Abstimmung der Planung sowie der Arbeiten vor Ort mit Vestas wird in jedem Fall empfohlen.

Gemäß abgestimmten Projektablaufplan (i.d.R. 14 Tage vor Beginn der Lieferung und somit einhergehenden Nutzung der Transportwege und Kranstellflächen durch Vestas) ist die Bescheinigung der ordnungsgemäßen Ausführung der Arbeiten in

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 6
--------------------------------	--	--

statischer und konstruktiver Hinsicht gem. Anlage 1a als pdf-Dateien und 1-fach als Hardcopy zur Verfügung zu stellen.

Sollten projektbezogen begründete Abweichungen zu den Anforderungen erforderlich werden, ist in jedem Fall Vestas Projektmanager in die Planung miteinzubeziehen und eine schriftliche Zustimmung einzuholen.

Auf Anfrage sind dem Vestas-Projektmanagement folgende Dokumente als pdf-Dateien und 1-fach als Hardcopy zur Verfügung zu stellen:

- Baugrundgutachten gem. Kapitel 2.3.2 und 3.3.1
- Fachplanung in statischer und konstruktiver Hinsicht der Transportwege und Kranstellflächen gem. Kapitel 2.3, 3.3.2 und 3.3.3

1.4 Weitere generelle Festlegungen

Folgende generelle Festlegungen sollen gelten und sind bei der Planung und Ausführung zu berücksichtigen:

- Während der Lieferung, Lagerung und Installation der Windenergieanlagen sowie der Servicearbeiten vor Ort muss eine Zugänglichkeit für alle Gewerke zur gesamten Baustelle zu jeder Tages- und Nachtzeit gewährleistet sein, so dass die Arbeiten vollumfänglich ausgeführt werden können.
- Während der Lieferung, Lagerung und Installation der Windenergieanlagen vor Ort müssen die Sicherheits- und Gesundheitsschutzmaßnahmen zu jeder Tages- und Nachtzeit gewährleistet und eine bauherrenseitige Koordination und Überwachung der erforderlichen Maßnahmen gegeben sein.
- Baugruben und Böschungen in Arbeits- und Lagerbereichen sind bauseitig während des gesamten Anlieferungs-, Errichtungs- und Inbetriebnahmezeitraums gem. geltenden gesetzlichen Bestimmungen gegen Absturz zu sichern.
- Während der Planung und Ausführung der Transportwege- und Kranstellflächen sind neben dem hier vorliegenden Dokument die national geltenden technischen Vorschriften, Normen und gesetzlichen Vorgaben gem. dem aktuellen Stand der Technik zu berücksichtigen, diese sind über die hier aufgezeigten VESTAS-Anforderungen hinausgehen, einzuhalten.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 7
--------------------------------	--	--

2 Anforderungen an Transportwege

Im vorliegenden Kapitel werden die Anforderungen an die Transportwege definiert. Kranstellflächen dienen ebenfalls, zumindest temporär, als Transportweg und werden hier auch als diese verstanden. Die darüber hinausgehenden Anforderungen für Kranstellflächen werden in Kapitel 3 beschrieben.

2.1 Achslasten und Optimierungsmöglichkeiten

Die Anforderungen an die Transportwege und Kranstellflächen werden in statischer Hinsicht maßgebend beeinflusst durch die auftretenden Belastungen aus den Transport- und Hebefahrzeugen. Die Standard-Achslast der Fahrzeuge beträgt ≤ 12 t.

Die Beschränkung der Achslast auf ≤ 12 t bedeutet z. T. ein umfangreiches Auf- und Abrüsten der Schwerlastfahrzeuge und -kräne an den Windenergiestandorten.

Um den damit verbundenen Zeitaufwand optimierend zu beeinflussen, kann ein Manövrieren der Schwerlastkrane zwischen den Windenergieanlagenstandorten in einem auf ≤ 21 t teilabgerüsteten Zustand der Schwerlastkrane in Absprache mit Vestas in Erwägung gezogen werden.

2.2 Definition von Kategorien

In den nationalen und internationalen Normen existiert bereits eine Einstufung der Ingenieuraufgaben / der Projekte gem. den Baugrundverhältnissen im Verhältnis zur Bauwerksart in Geotechnische Kategorien.

Im vorliegenden Dokument werden in Tabelle 1 und Tabelle 2 weitere Einstufungen der zu lösenden geotechnischen Ingenieuraufgaben in Abhängigkeit der vorherrschenden Baugrundverhältnisse und der genutzten Achslasten definiert und der Mindestumfang der Baugrunderkundungen empfohlen bzw. vorgegeben.

Kategorie 1: Einfache Verhältnisse

Eine Achslast der Transport- und Hebefahrzeuge von ≤ 12 t und ≤ 160 t Fahrzeuggesamtgewicht ist Mindestvoraussetzung für die Einstufung in die Kategorie K1.

Darüber hinaus ist mit einfachen Verhältnissen das Vorliegen von einheitlichen Baugrundverhältnissen im Bereich des Baufeldes gemeint. Die anstehenden, schichtwechselarmen Böden sind bis zur Einflusstiefe gut bis sehr gut tragfähig und die Grundwasserverhältnisse unbedeutend.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 8
--------------------------------	--	--

Tabelle 1: Kategorien und Empfehlungen für einfache Verhältnisse

Einfache Verhältnisse	Kategorie 1.1	Kategorie 1.2	Kategorie 1.3
Achslast	≤ 12 t		
Baugrundeigenschaften	Mind. mitteldicht bis dicht gelagerte Sande	Annähernd halbfeste kohäsive Böden	Wechselagerungen der Kategorie 1.1 und Kategorie 1.2
Grundwasser	Batman purge	$\geq 2,5$ cm unter GOK	Gem. K 1.1 und K 1.2
Geotechnische Untersuchungen	EMPFEHLUNG Gem. Kapitel 2.3.1		

Kategorie 2: Schwierige Verhältnisse

Zu einer Einstufung in schwierige Verhältnisse kommt es bei Ansatz einer Achslast von ≤ 12 t, wenn uneinheitliche Baugrundverhältnisse im Bereich des Baufeldes vorliegen. Die in Wechselagerung anstehenden Böden sind bis zur Einflusstiefe nicht tragfähig bis nur bedingt tragfähig, so dass umfassende geotechnische Nachweise und Maßnahmen erforderlich werden. Die wechselnden Grundwasserverhältnisse nehmen z. B. Einfluss auf die Konsistenz und somit auf die Tragfähigkeit sowie auf das Setzungsverhalten.

Tabelle 2: Kategorien und Erfordernisse für schwierige Verhältnisse

Schwierige Verhältnisse	Kategorie 2.1
Achslast	≤ 12 t (Minimum Transport)
Baugrundeigenschaften	Locker gelagerte Sande, kohäsive Böden mit steifer oder geringer Konsistenz
Grundwasser	≥ 50 cm unter GOK
Geotechnische	ERFORDERNIS Gem. Kapitel 2.3.1

2.3 Anforderungen an die Planung

2.3.1 Baugrundgutachten und Baugrunderkundungen

Eine grundsätzliche Definition der Anforderungen an das Baugrundgutachten und die dazu erforderlichen Baugrunderkundungen für die Gründung der Windenergieanlagen ist in dem Dokument 0019-5727 gegeben.

Für die Planung der Transportwege empfiehlt es sich darüber hinaus, in den einfachen Fällen (Kategorie 1)

- je Streckenstrang (≤ 650 m) eine indirekte Erkundung z. B. in Form einer Drucksondierung (CPT-E) oder glw. Bis in die Einflusstiefe der Lasten unter Geländehöhe abzuteufen.
- je Streckenstrang (≤ 650 m) eine direkte Erkundung z. B. in Form einer Kleinrammbohrung oder glw. Bis in die Einflusstiefe der Lasten unter Geländehöhe abzuteufen, sofern sich abweichende Ergebnisse in den

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 10
--------------------------------	--	----------------------------------

- Dimensionierung der Wege- und Kranstellflächenaufbaus (Querschnitte mit Materialangaben)
- Angabe zur Wiederverwendbarkeit des Bodenaushubs als Auffüllmaterial für Wege- und Kranstellflächenbau bzw. als Fundamentüberschüttung.

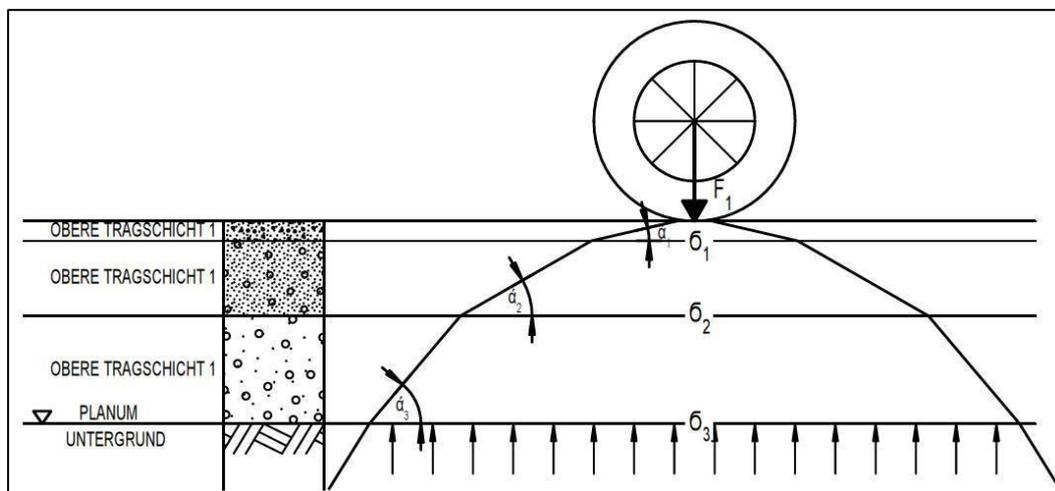
2.3.2 Statische und konstruktive Planung

Auf Basis des Baugrundgutachtens ist eine Planung der Transportwege in statischer und konstruktiver Hinsicht zu erarbeiten.

Folgende erdstatische Nachweise sind prüffähig zu führen:

- Nachweis der Grundbruchsicherheit und Einhaltung der zulässigen Schiefstellung (Setzungsberechnung)
- Nachweis der Spannungsverteilung unter Lasten (Sohlspannungsverteilung, Spannungsverteilung im Boden)
- Nachweis der Gleit- und Kippsicherheit
- Nachweis der Gelände- und Böschungsbruchsicherheit
- Nachweis des Wassereinflusses (Wasserdruck, hydraulischer Grundbruch, Veränderung der Bodenwichte, Frostempfindlichkeit)

Abbildung 1: Schematische Darstellung der Lastverteilung auf künstlichem Aufbau sowie den natürlich anstehenden Böden (Untergrund)



Die zeichnerische Darlegung der Planung ist in folgender Form zu erbringen:

- Lagepläne im Maßstab 1:1000 / 1:2000 / 1:5000
- Querschnittsprofile mit Angabe der Quergefälle im Maßstab 1:50 / 1:100
- Höhenpläne als Schnittdarstellung im Maßstab 1: 200 / 1:500 / 1:1000
- Detailpläne im Maßstab 1:10, 1:50 je nach Erfordernis

In die statische und konstruktive Planung der Transportwege ist die Nachweisführung und zeichnerische Darlegung der Maßnahmen für zu überfahrende Bauteile, wie z. B.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 11
--------------------------------	--	---

Brücken und Durchlässe, Ver- und Entsorgungsleitungen, Schächten etc. zu integrieren.

Für das Überfahren von bestehenden Bauwerken sind im Allgemeinen Genehmigungen, denen u. a. eine statische Prüfung vorausgeht, erforderlich, die bauseits einzuholen sind.

Die Transportwege sind für den kompletten Zeitraum des Windparkprojektes (Aufbau-, Betriebs- und Rückbauphase) auszulegen.

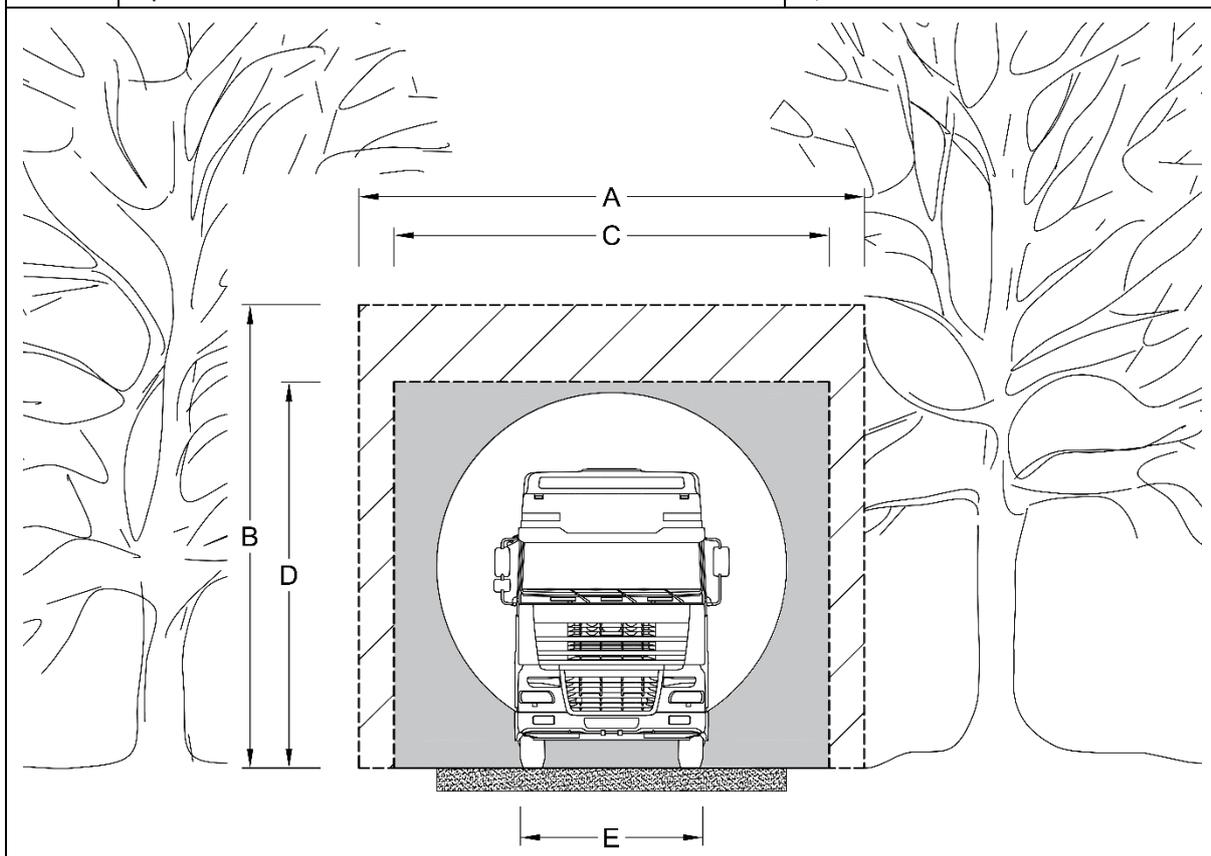
Schwerlastfahrzeuge sind keine geländegängigen Fahrzeuge und für den Verkehr auf befestigten Straßen konstruiert und vorgesehen. Daher bestehen an die Transportwege besondere Anforderungen nicht nur in Bezug auf die Tragfähigkeit, sondern auch an die Gebrauchstauglichkeit.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 12
--------------------------------	--	----------------------------------

2.3.3 Übersicht über die geometrischen Anforderungen

Bei der Planung der Transportwege sind Mindestabmessungen einzuhalten, die in den folgenden Abschnitten dargelegt werden:

STANDARD-LICHTRAUMPROFIL		
	Durchfahrtsbreite (Kurven)	s. Kapitel 2.3.4.
A	Durchfahrtsbreite (Geraden)	6,00 m (TST) 6,00 m (CHT) 6,50 m (LDST ⁽¹⁾) 7,00 m (nur LDST V162 NH166) 7,50 m (HTST)
B	Durchfahrtshöhe	5,50 m 7,50 m (HTST)
C	Transportbreite	4,60 – 6,30 m
D	Transporthöhe	5,00-7,30 m
E	Spurbreite	3,00 m



Hybridturm: Abweichend zu den o.g. sind andere Werte während des *Bauabschnittes Fundament- und Betonurbau* möglich.

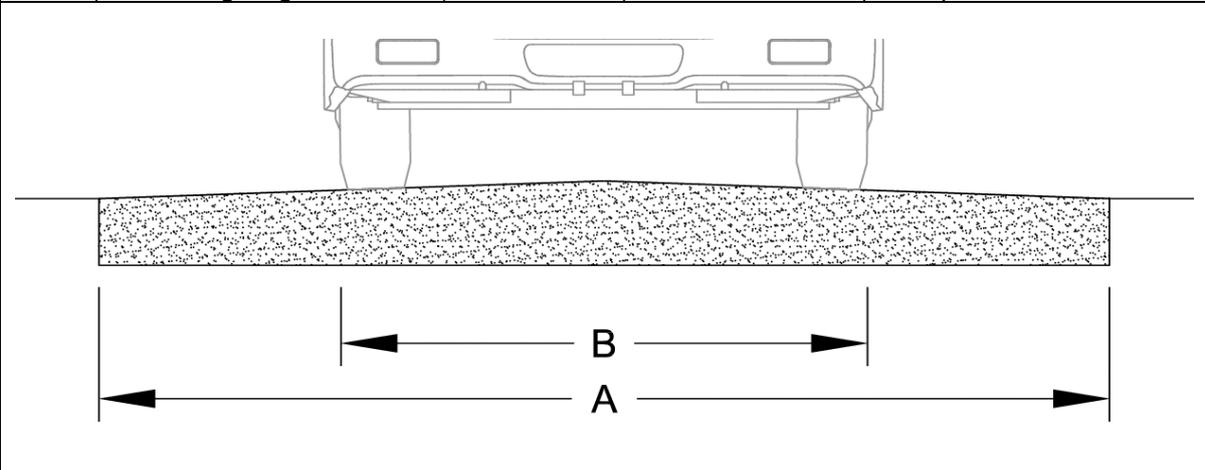
- A Durchfahrtsbreite 5,5m
- B Durchfahrtshöhe 5,0m

Für die Anlagenerrichtung sind die oben genannten Tabellenwerte (Standard-Lichtraumprofil) zu verwenden.

⁽¹⁾ Auswahl gemäß WEA-Typ Kapitel 7

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 13
--------------------------------	--	----------------------------------

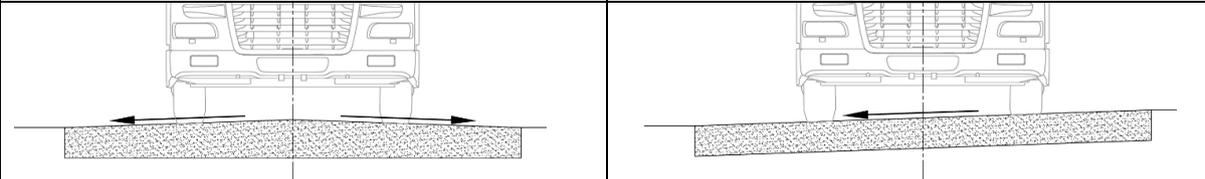
FAHRBAHN TRAGFÄHIGE OBERFLÄCHE		
A	Breite tragfähige Fahrbahn (Geraden)	4,50 m
B	Fahrzeug Spurbreite (Geraden)	2,50 m – 3,00 m
	Breite tragfähige Fahrbahn (Kurven/-radien)	s. Kapitel 2.3.4.



Hybridturm: Abweichend zu den o.g. sind andere Werte während des *Bauabschnittes Fundament- und Betonturmbau* möglich.

A Breite tragfähige Fahrbahn (Geraden) 4,0m

GRENZWERTE VON QUERGEFÄLLEN	
Kurven	≤ 3%
Geraden	≤ 3%



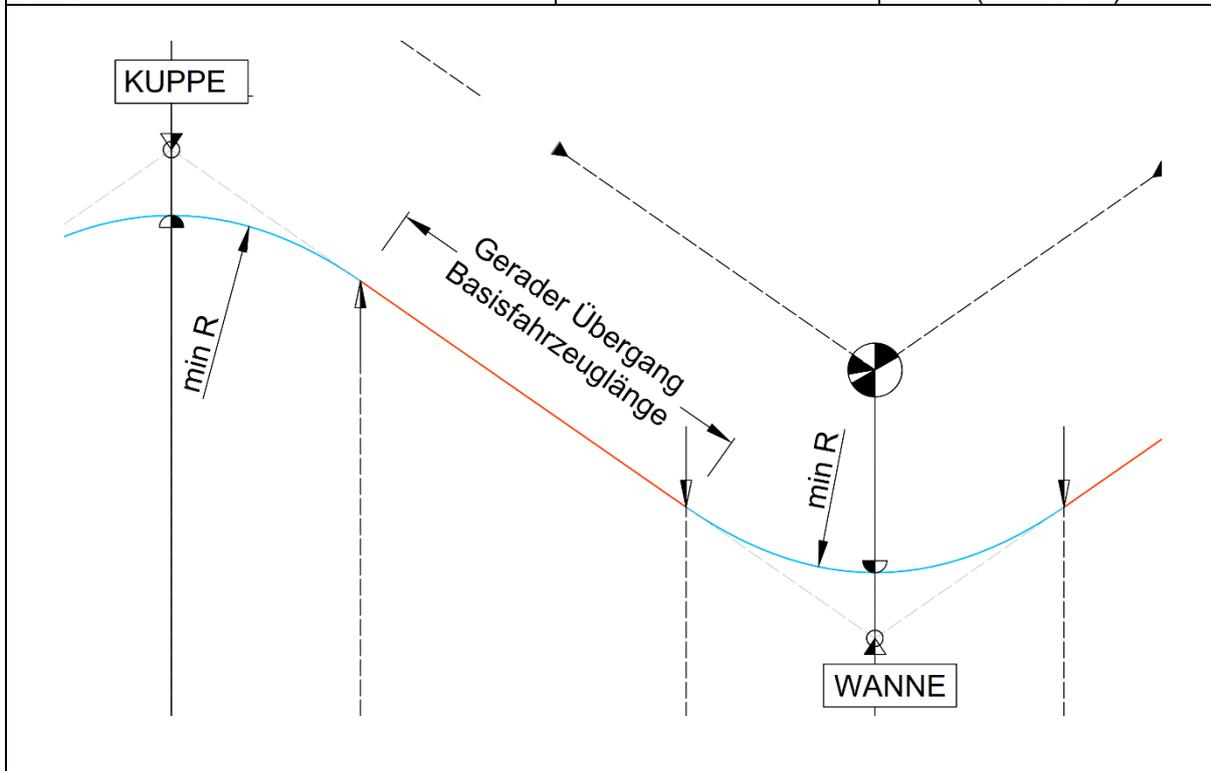
LÄNGSGEFÄLLE / MAXIMALWERTE BEI STEIGUNGEN / GEFÄLLE	
Fahrt vorwärts (Schichten ohne Bindemittel)	< 7%
Fahrt vorwärts (mit gebundener Deckschicht)	≥ 7 % (projektspezifische Bedingungen wie z.B. Zug- /Bremshilfe, Traktion, Kurvenradien und Straßenbreite u.a.)
Fahrt rückwärts	≤ 3%

Hybridturm: Ab einer Steigung von 7% müssen ggfs. Zusatzmaßnahmen getroffen werden, wie z.B. das Umladen auf eine Transporttechnik, die zusätzlich schlepp- und bremsbar ist. Dies ist im Detail mit Vestas und Max Bögl abzustimmen bzw. Festzulegen. Hierfür wird ein entsprechender Umladeplatz notwendig. Ein notwendiges Rückwärtsfahren bei der Anlieferung der Betonturm-Komponenten ist zu vermeiden.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 14
--------------------------------	--	----------------------------------

BODENFREIHEIT		
Komponente	Minimum	Maximum
Turm	≥ 15 cm	≤ 80 cm
Rotorblätter	≥ 40 cm	≤ 80 cm

KUPPEN & WANNEN		
WEA-Typ	Minimumradius	Basisfahrzeuglänge
V90 / 100 / V110 / V112	400 m	60 m
V117 / V120	500 m	65 m
V126	500 m	70 m
V136	600 m	75 m
V150	600 m	80 m
V162	500 m	90 m (Nachläufer)
V172	500 m	95 m (Nachläufer)



Hybridturm: Abweichend zu den o.g. sind andere Werte während des Bauabschnittes Fundament- und Betonturmbau möglich. Minimumradius von 250 m und Basisfahrzeuglänge von 25m.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 15
--------------------------------	--	---

2.3.4 Anforderungen an Kurven und Kreuzungen

Die Planung von Kurven ist durch die Einhaltung von Mindestmaßen vorzunehmen. Diese sind gem. den in Anlage 2 (separates Dokument 0092-8386) stehenden Beispielen anzuwenden.

Anmerkungen:

- dargestellte Grafiken sind nicht maßstäblich
- Kurven sind für alle Komponenten gültig
- tragfähige Fahrbahnbreite vor Kurveneinfahrt: 4,50 m
- vor Einfahrt in eine Kurve und einem Übergang von Kuppe zu Wanne, muss mind. die entsprechende Basisfahrzeuglänge (s. Tabelle „Kuppen und Wannen“, Kap. 2.3.3 „Übersicht über die geometrischen Anforderungen“) zum gerade Positionieren des Transporterfahrzeuges vorhanden sein
- müssen Längen- und/ oder Kurvenausbauten auf Baustellen kleiner oder größer sein, sind diese projektspezifisch zu prüfen

Hybridturm: Abweichend zu den o.g. Werten sind andere Werte während des Bauabschnittes Fundament- und Betonturmbau möglich.

Innenradius der Fahrbahn	25,0 m
Breite der Fahrbahn	5,0 m
Überschwenkbereich innen	1,0 m
Steigungen in Kurven mit Seitenneigung sind zu vermeiden (projektspezifische Absprache)	(Richtwert $\leq 4\%$)

Besonderer Hinweis aus dem Kapitel 1.3:

Sollten projektbezogen begründete Abweichungen zu den Mindestanforderungen erforderlich werden, ist in jedem Fall Vestas in die Planung miteinzubeziehen und eine schriftliche Zustimmung einzuholen.

2.3.5 Anforderungen an Ausweichbuchten und Wendebereiche

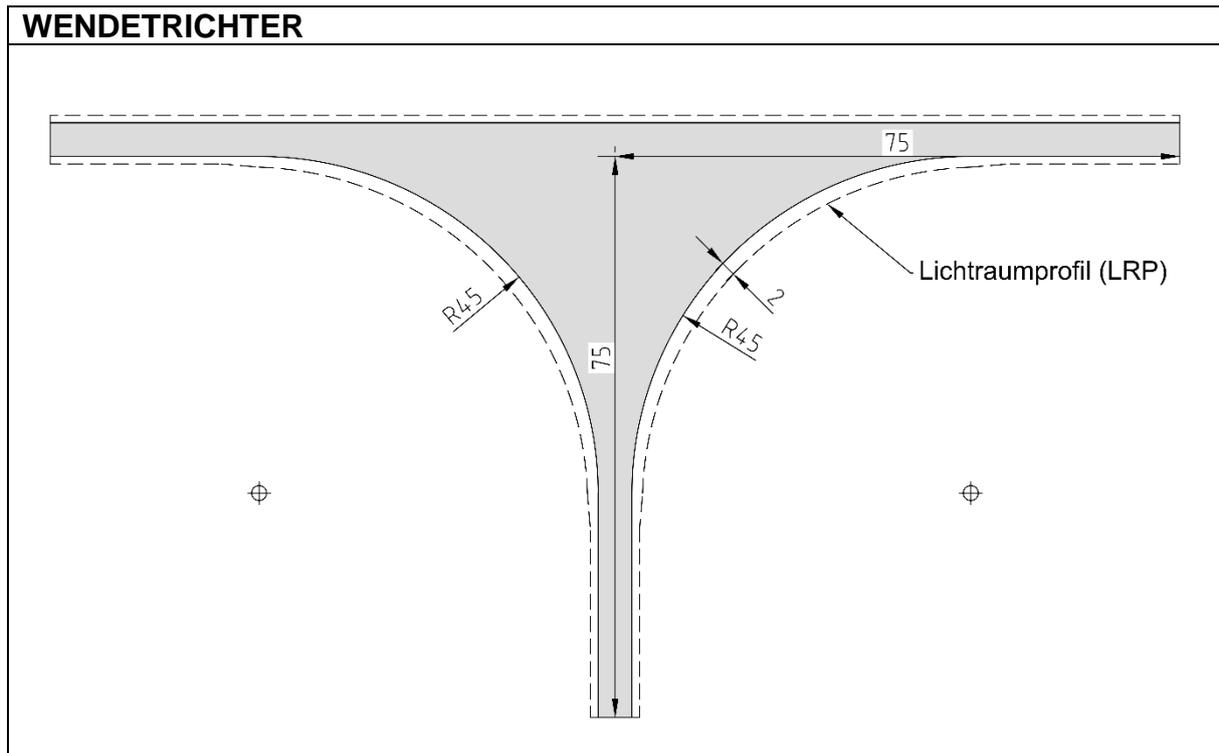
Bei nicht einsehbaren Streckenabschnitten und/oder Längen $\geq 0,5$ km und im Streckenabschnitt der Hauptzufahrt sind Ausweichbuchten für Massentransporte von 20 m (Länge) x 4,0 m (Zusatzfahrbahnbreite) anzulegen, um ein Vorbeifahren von entgegenkommendem Verkehr (ausgenommen sind Schwerlasttransporte), sowie insbesondere die freie Durchfahrt von Rettungsfahrzeugen zu gewährleisten.

Jeder Windpark muss über mindestens eine Wendemöglichkeit verfügen, die Lage wird projektspezifisch mit VESTAS abgestimmt. Die Radien des Wendebereiches betragen 2x R45 m zuzüglich 2 m Lichtraumprofil, dieser dient für alle Fahrzeuge inklusive der Rotorblätter.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 16
--------------------------------	--	----------------------------------

Sollte auf Grund der Anordnung der Kranstellfläche, oder der Anordnung der Blattlager an der Kranstellfläche ein Wenden der Fahrzeuge mit den Rotorblättern notwendig sein, sind die Radien der Kurvendarstellungen für den entsprechenden Anlagentyp zu wählen.

Beispieldarstellung eines Wendetrichters



Für Ausweichbuchten sowie alle Wendemöglichkeiten gelten die gleichen statischen und konstruktiven Anforderungen wie an die Transportwege.

Hybridturm: Abweichend zu den o.g. sind andere Werte während des Bauabschnittes Fundament- und Betonturmbau möglich.

In der Nähe der Kranstellfläche muss eine Ausweichbucht angelegt werden, damit es während der Montage nicht zu einer Behinderung zwischen zu- und abfahrenden Transportfahrzeugen kommt. An dieser Stelle muss die Straße auf einer Länge von 70 m eine Gesamtbreite von mindestens 8,0m haben.

Je nach Örtlichkeit können zusätzliche Wendemöglichkeiten von 2x R25m und Stichelänge 30m notwendig sein.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 17
--------------------------------	--	----------------------------------

3 Anforderungen an die Kranstellflächen

Im vorliegenden Kapitel werden die weiterführenden Anforderungen an die Kranstellflächen definiert.

3.1 Übersicht über die Fahrzeuge, Krane, Komponenten und Materialien

Einen Überblick über die zum Einsatz kommenden Fahrzeuge, Krane, Komponenten und Materialien gibt die folgende Auflistung:

- Begleitfahrzeuge ca. 3,5 t Gesamtgewicht
- ca. 55-65 LKW und Schwerlasttransporte Achslast 12 t
- 2 Hilfskrane, 1 Vormontagekran, min. 1 Großkran Achslast 12 t
- ca. 66 Fahrzeuge für Betonfertigteile pro CHT
- Stahlturmteile 42 t bis 95 t
- Maschinenhaus, Nabe, Getriebe 35 t bis 105 t
- 3 Rotorblätter 12-27 t
- Werkzeugcontainer
- Baustelleneinrichtung

Hinweis: Anlagenspezifisch abweichend.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 18
--------------------------------	--	---

3.2 Belastungen und Belastungsbereiche

Für die Kranstellflächen gelten die in Kapitel 2.1 definierten Belastungen und Anforderungen gleichlautend. Jedoch gelten für die verschiedenen Teilflächen/ Teilbereiche der Kranstellflächen verschiedene Belastungsstufen und Anforderungsprofile.

Es wird von vollflächiger Nutzung der beschriebenen Teilflächen ausgegangen. Die gegebenenfalls notwendigen lastfreien Bereiche sind zu berechnen und zu ergänzen.

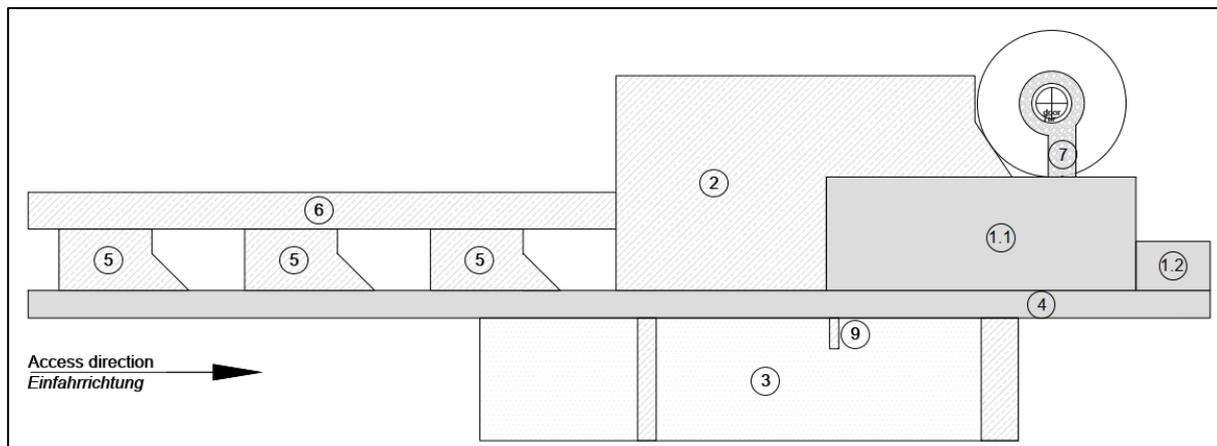
Tabelle 3: Bezeichnung, Belastung und Anforderungen an die Kranstell(teil)flächen

Nr.	Teilflächen- bezeichnung	Verwendung	Achslast (t) gebrauchs- tauglich	Anforderungen/ Beschaffenheit
1	Kranstellfläche	Montagekran		0% Gefälle, Flächenlast: 260 kN/m ² für NH ≤152m 350- 400 ⁽²⁾ kN/m ² für NH >152m, dauerhaft ausgebaut, Krantyp z.B. LG1750/ LR11000
2	Montagefläche	Montage	12	0 % Gefälle; temporär ausgebaut, zum Teil Wiederherstellung im Servicefall notwendig
3	Lagerfläche	Rotorblatt- lagerung	6 (nur Blatt- ablage- streifen)	eben und frei von Hindernissen, Ablagestreifen 30 cm angehoben, höhengleich zueinander, in alle Richtungen neigungsfrei, temporär ausgebaut
4	Transportweg	Transport	12	vgl. Kapitel 2, dauerhaft ausgebaut
5	Hilfskranfläche	Hilfskran	12	<2 % Gefälle, temporär ausgebaut, Wiederherstellung im Servicefall notwendig
6	Rüstfläche	Rüsten	12	<2 % Gefälle vom Kranmittelpunkt, temporär ausgebaut, Wiederherstellung im Servicefall notwendig
7	Turmsockelumfahr- ung und Zufahrt	Arbeitsbereich	6	dauerhaft ausgebaut
8	Ballast- und Hilfskranfläche	Ballastieren des Großkranes	12	eben und frei von Hindernissen, temporär ausgebaut, Wiederherstellung im Servicefall notwendig
9	Turmlager	Lagerfläche	12	temporär ausgebaut
10	Werkzeu- glager	Lagerfläche	12	<2 % Gefälle, temporär ausgebaut

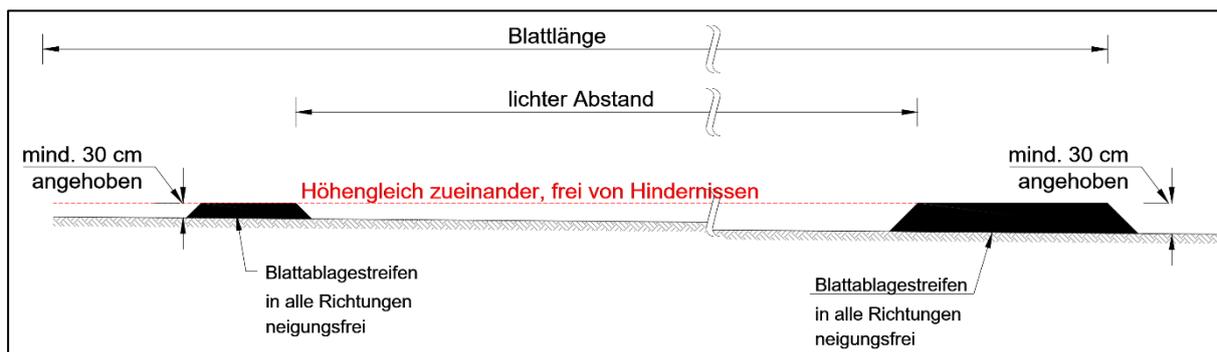
⁽²⁾ Standortspezifische Berechnung empfohlen.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 19
--------------------------------	--	----------------------------------

Prinzipdarstellung einer Kranstellfläche



Prinzipdarstellung der Blattablagefläche



Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 20
--------------------------------	--	---

3.3 Anforderungen an die Planung (Länderspezifisch)

3.3.1 Baugrundgutachten und Baugrunderkundungen

WEA-Kranstellflächen sind wie Gründungsflächen von Bauwerken der Geotechnischen Kategorie GK 3 zu erkunden und zu untersuchen.

Der geotechnische Sachverständige hat geeignete Erkundungsmaßnahmen zu planen, auszuführen und auszuwerten sowie Hinweise zum Wegeaufbau und zur Stabilisierung der Kranstellflächen (z.B. Mächtigkeit des Tragschichtaufbaus, ggf. Angaben zum Einsatz von Geokunststoffen oder hydraulischen Bindemitteln) in seinem geotechnischen Bericht zu geben.

Hierbei ist zu beachten, dass auf der gesamten Kranstellfläche, inklusive der an die Kranstellfläche angrenzenden Baugruben-Arbeitsraumverfüllung des WEA-Fundamentes, die von VESTAS angegebene Bodenpressung aufgenommen und schadlos abgetragen werden kann.

Neben den Angaben in Kapitel 2.3.1 wird für die Planung der Kranstellflächen im Bereich der Fläche 1 ergänzend gefordert sowie im Bereich der Flächen 2 bis 3, 5 und 8 ergänzend empfohlen:

- mindestens je zwei indirekte Erkundungen z.B. in Form von elektrischen Drucksondierungen (CPT) gemäß DIN EN ISO 22476-1 oder glw. bis in die Einflusstiefe der Lasten unter Geländehöhe abzuteufen.
- je eine direkte Erkundung z. B. in Form einer Kleinrammbohrung oder glw. bis in die Einflusstiefe der Lasten unter Geländehöhe abzuteufen, sofern sich abweichende Ergebnisse in den durchgeführten Drucksondierungen gegenüber den Hauptuntersuchungen im Bereich der Windenergieanlagen aufzeigen.
- je Bodenschicht- und/ oder Bodeneigenschaftswechsel oder Tiefenmeter mindestens eine Bodenprobe zu entnehmen.
- die Auswertung der gewonnenen Bodenproben im Baugrundlabor zur Ermittlung der Bodenparameter (Rechenwerte) bzw. zur Bestätigung der in den Normen genannten Rechenwerte vorzunehmen.
- ein rechnerischer Nachweis der Grundbruchsicherheit (gegen Durchstanzen der Kranpratzen) gemäß DIN 4017 ist vom geotechnischen Sachverständigen zu führen.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 21
--------------------------------	--	---

3.3.2 Statische und konstruktive Planung

Neben den in Kapitel 2.3.2 definierten Anforderungen sind ergänzend die Nachweise für eine Flächenlast von 260 kN/m² bzw. 400 kN/m² zu führen.

Ergänzend gilt noch ein besonderer Hinweis auf die möglichen Überschneidungen der Lastauswirkungsbereiche der Kranstellflächen mit denen des Fundamentes. Die Überschneidungen der Lastauswirkungsbereiche sind in der Planung statisch sowie konstruktiv zu berücksichtigen.

3.3.3 Geometrische Anforderungen

Neben den in Kapitel 2.3.3 bis 2.3.5 definierten Anforderungen sind ergänzend die in den jeweiligen Zeichnungen vermerkten geometrischen Werte einzuhalten.

Die zeichnerischen Darstellungen in der aktuellen Anlage 3 stellen die jeweiligen Maße der zur Verfügung zu stellenden tragfähigen Nutzungsoberflächen ohne evtl. lastfreie Bereiche, Drainagegräben etc. dar.

Bei einer Planung von in den Typenprüfungen abweichenden Höhendifferenzen zwischen Fundamentoberkante und Geländeoberfläche ist eine gesonderte Absprache mit Vestas zu führen und schriftlich festzuhalten. Bei gegenüber der Typenprüfung erhöhten oder niedrigeren Fundamenten kann es durch ggf. notwendige abweichende Kranbauten und erweiterten Maschinen-/ Zeitaufwand zu Mehrkosten kommen. Ein höher, oder niedriger liegendes Fundament darf durch notwendige Böschungskanten nicht die Maße der tragfähigen Kranstellfläche verringern. Entsprechend notwendige Sicherheitsabstände zu belastbaren Kanten sind in der Planung zu berücksichtigen.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 22
--------------------------------	--	----------------------------------

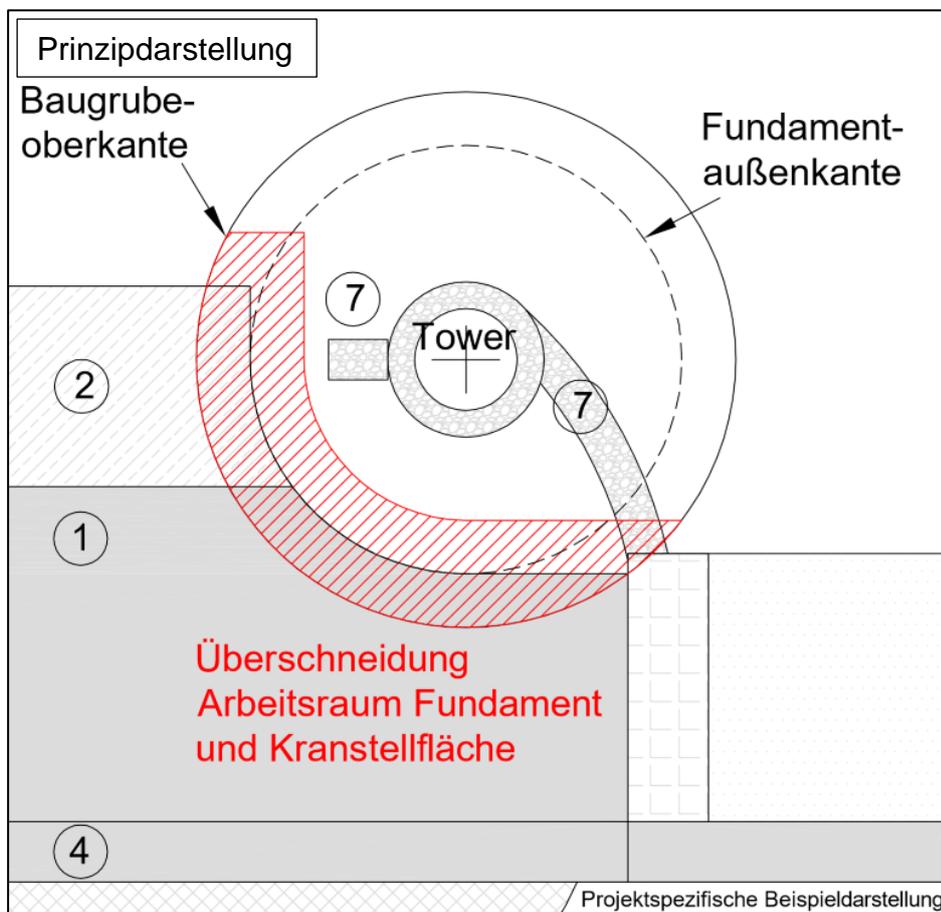
4 Anforderungen an die Bauausführung

Die Arbeiten sind durch eine Fachbauleitung zu überwachen. Baustellenprotokolle sind zu führen. Abnahmen und Anweisungen der Fachingenieure (verantwortliche Personen gem. Kapitel 1.2) sind zu protokollieren und neben den Baustellenprotokollen, den Lieferscheinen etc. in der Bauakte zu archivieren.

Alle Arbeiten sind durch einen Sicherheits- und Gesundheitsschutzkoordinator zu beaufsichtigen.

Der Arbeitsraum des Fundamentbaus greift bei einigen Fundamenten in den Bereich der Kranstellfläche. Wird die Kranstellfläche vor Ausführung der Fundamentarbeiten vollständig fertig gestellt, kommt es beim Aushub im Randbereich zu Überschneidung und Zerstörung der Kranstellfläche. Diese wäre nachträglich wiederherzustellen. Aus diesem Grund ist bei der Ausführung der Arbeiten für die Kranstellfläche der Übergangsbereich zum Fundament (Arbeitsraum) zurückzustellen, bis das Fundament betoniert und der Arbeitsraum verfüllt und verdichtet ist. So lässt sich ausschließen, dass es zu zusätzlichen Aufwendungen und Mehrkosten kommt.

Abbildung 2: Überschneidung Arbeitsraum Fundament und Kranstellfläche



Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 23
--------------------------------	--	---

4.1 Lieferung der Ankerkorbkonstruktion

Mit dem Beginn der Lieferleistung durch Vestas ist die Lieferung der Ankerkorbkonstruktion zwecks Einbaus in das Fundament zu verstehen. Es wird daher gem. Kapitel 1.3 von einer Fertigstellung der Transportwege und Kranstellflächen gemäß Projektablaufplan (i.d.R. mind. 14 Tage vor Beginn der Lieferleistung) ausgegangen.

Sollte eine vorzeitige Lieferung vor Fertigstellung der Transportwege und Kranstellflächen gewollt sein, sind Ersatzflächen zur Zwischenlagerung bereitzustellen. Für die Ersatzflächen ist eine Tragfähigkeit von 12t Achslast sicherzustellen und gelten somit die Vorgaben gem. Kapitel 2 und Kapitel 3 gleichlautend. Die benötigten Abmessungen richten sich nach dem Umfang der Lieferung, so dass in jedem Fall eine Absprache mit Vestas erfolgen muss.

4.2 Prüfung der Tragfähigkeit

Zur Prüfung der Tragfähigkeiten sind vor Ort baubegleitend Verdichtungsnachweise in Form von

- flächendeckenden, dynamischen Verdichtungskontrollen z.B. mit dem leichten Fallgewichtsgesetz gemäß der Technischen Prüfvorschrift für Boden und Fels im Straßenbau (TP BF-StB), Teil B 8.3 oder / und
- statischen Plattendruckversuchen durchzuführen, und zwar
 - 2 Stück auf der Kran(teil)fläche Nr. 1,
 - 1 Stück auf der Kran(teil)fläche Nr. 8,
 - je 2 Stück auf den Kran(teil)flächen Nr. 2 und 5,
 - 1 Stück je km-Transportweg mit 12 t Achslast

Der Verdichtungserfolg ist letztendlich durch den Nachweis eines Verdichtungsgrades von $D_{Pr} \geq 100\%$ zu bestätigen.

Anforderungen an	Verformungsmodul E_{v2}	Verhältniswert E_{v2}/E_{v1}	D_{Pr}
Transportwege mit max. 12t-Achslast	$\geq 80 \text{ MN/m}^2$	$\leq 2,3$	$\geq 100 \%$
Kranstellflächen	$\geq 120 \text{ MN/m}^2$	$\leq 2,3$	$\geq 100 \%$

Die maximale zulässige Spurrinnentiefe der Transportwege soll auf unter 5 cm begrenzt werden. Dabei sind Bodenfreiheit, Kuppen und Wannen jederzeit zu gewährleisten.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 24
--------------------------------	--	---

Das Feinanteil von Baustoffgemischen für Schottertragschichten darf 5% nicht übersteigen.

Hinweise: Je größer das Verformungsmodul ist, desto steifer ist der Baugrund. Je kleiner der Verhältnswert ist, desto besser ist die Verdichtung des Baugrundes. Der bestmögliche Verhältnswert ist 1.

Erfahrungsgemäß müssen die natürlich anstehenden Böden bereits ein Verformungsmodul von $E_{v2} \geq 45 \text{ MN/m}^2$ erreichen, um die o. g. Werte letztendlich bei einem fachgerechten Aufbau von ca. 60 cm erreichen zu können. Kann dieser Wert auf dem natürlichen Baugrund nicht erreicht werden, ist dieser bis in größere Tiefen zu verbessern. Maßnahmen sind z. B. die Erhöhung der Tragschichtdicke, Stabilisierung mit hydraulischen Bindemitteln, Verlegen von Geokunststoffen und Geovlies etc.

Bei mächtigeren Aufbauten bzw. Bodenverbesserungsmaßnahmen als die Wirkungstiefe der Plattendruckversuche bzw. die Einflusstiefe der Belastungen, ist dementsprechend der Aufbau lagenweise zu prüfen, oder sind prüfende Baugrunderkundungen in Form von Drucksondierungen oder gleichwertig auszuführen.

Der letztendlich erforderliche Umfang der Prüfungen richtet sich nach den geologischen Gegebenheiten sowie den geplanten Maßnahmen vor Ort und liegt im Verantwortungsbereich des Baugrundsachverständigen.

Zur Bestätigung der Mindesttragfähigkeiten ist Vestas spätestens 14 Tage vor Beginn der Lieferung die Bescheinigung der ordnungsgemäßen Ausführung der Arbeiten in statischer und konstruktiver Hinsicht gem. Anlage 1b zu übergeben (siehe hierzu auch Kapitel 1.3).

Auf Anfrage sind dem Vestas-Projektmanagement die entsprechenden Aufzeichnungen und Ergebnisse der Messungen vorzulegen.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 25
--------------------------------	--	---

4.3 Wartungs- und Kennzeichnungspflicht

Die Wartung der Transportwege und Kranstellflächen muss während der Lieferung, Lagerung und Installation der Windenergieanlagen sowie allen Servicezeiten gewährleistet sein. Die Wartung umfasst

- Alle erforderlichen Maßnahmen zur Sicherung und ggf. Wiederherstellung der statischen und konstruktiven Anforderungen,
- insbesondere die Beseitigung von Schlaglöchern, Aufwölbungen, Spurrillen etc. vor Lieferung der Großkomponenten,
- die Vermeidung von Staub und Schmutz durch Beregnung der Flächen,
- die ordnungsgemäße Entwässerung der Flächen,
- den Winterdienst,
- die Kennzeichnung der schneebedeckten Flächen durch Signalpfosten.

5 Anforderungen an die Baustelleneinrichtungsflächen

Für die befestigte Baustelleneinrichtungsfläche 30m x 40m, <2%-Gefälle, gelten die in Kapitel 2.1 definierten Belastungen und Anforderungen gleichlautend. Ab 12 Windenergieanlagen wird eine vergrößerte Baustelleneinrichtungsfläche benötigt. Dies ist mit dem Vestas Projektteam abzustimmen. Die Park-, Rangier- und Ladeflächen sind für eine Achslast von 12t auszulegen. Die diesen Bereich umschließende sonstige Baustelleneinrichtungsfläche ist als Lager- und Abstellfläche (z. B. von Containereinrichtungen etc.) vorzusehen und muss eben sowie frei von Hindernissen sein.

Baustelleneinrichtungsflächen müssen außerhalb des Gefahrenbereiches mit einem Radius von min. 200 m um die jeweiligen Windenergieanlagen positioniert sein.

Die erforderlichen Abmessungen sind der Anlage 1a zu entnehmen.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.05.2022 Seite 26
--------------------------------	--	---

6 Sonstige Anforderungen und Hinweise

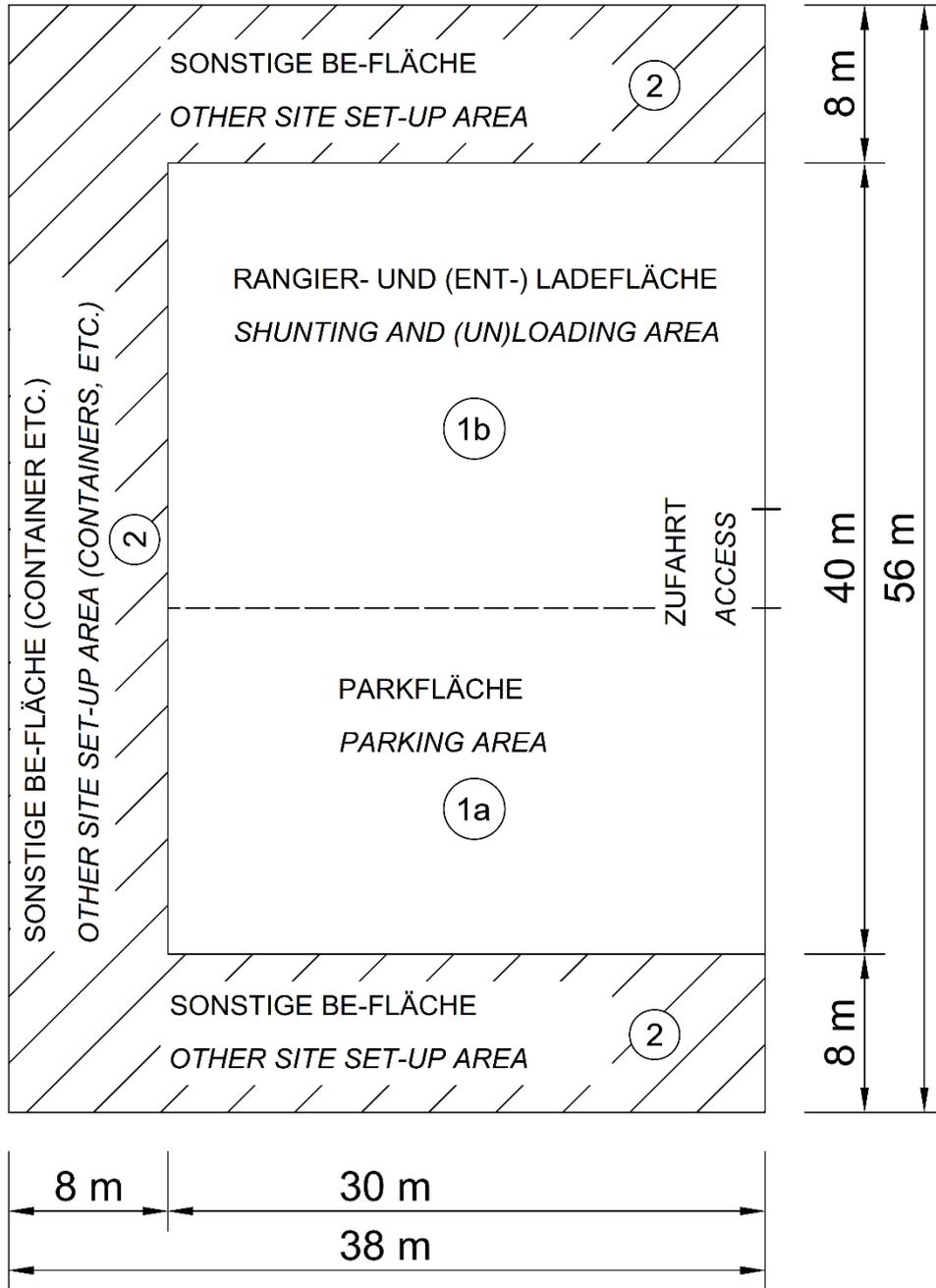
Folgende sonstige Anforderungen und Hinweise werden formuliert:

- Für das Personal sind ausreichend Parkflächen für das sichere Abstellen der Fahrzeuge vorzusehen.
- Das Tragen von Sicherheitskleidung ist Pflicht. Schutzhelm, Sicherheitsschuhe, Arbeitshandschuhe, Arbeitskleidung und Schutzbrille sind vor Arbeitsbeginn anzulegen. Die Anweisungen des Sicherheits- und Gesundheitsschutzkoordinators sowie des verantwortlichen Baustellenpersonals ist Folge zu leisten. Verstöße können zum Verweis von der Baustelle führen.
- Aufgrund des Arbeitens mit schweren Materialien und Gerätschaften besteht erhöhtes Unfallrisiko insbesondere durch deren mögliches Kippen und Niederfall.
- Das vorliegende Dokument wurde nach bestem Wissen und Gewissen ohne Anspruch auf Vollständigkeit durch die Vestas Deutschland GmbH, Kapstadtring 7, 22297 Hamburg verfasst.

Hinweise und Verbesserungsvorschläge sind erwünscht, um insbesondere die Arbeitssicherheit weiter zu erhöhen und den Ablauf der Projekte zu optimieren. Vorschläge und Anmerkungen richten Sie bitte an den zuständigen Projektleiter.

Dokument-Nr: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen Anlage 1a	Datum: 01.05.2022 Seite 27
-------------------------------	---	----------------------------------

Anlage 1a: Darstellung der Baustelleneinrichtungsfläche (BE-Fläche)



- 1
 PARK-, RANGIER- UND LAGERFLÄCHE
 PARKING, SHUNTING AND (UN)LOADING AREA 1200 m²
- 2
 SONSTIGE BE-FLÄCHE
 OTHER SITE SET-UP AREA 928 m²

Dokument-Nr: 0040-4327 V13	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen Anlage 1b	Datum: 01.05.2022 Seite 28
-------------------------------	---	---

Anlage 1b: Bestätigung der ordnungsgemäßen Ausführung der Arbeiten in statischer und konstruktiver Hinsicht

Transportwege und Kranstell(teil)flächen

1. Bestätigung

Hiermit wird die ordnungsgemäße Ausführung der Arbeiten in statischer und konstruktiver Hinsicht sowie die Einhaltung der Anforderungen gem. Dokument 0040-4327 V13 – Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen für das Projekt bestätigt.

Auf Anfrage können dem Vestas-Projektmanagement die entsprechenden Aufzeichnungen und Ergebnisse der Messungen binnen 5 Tagen vorgelegt werden.

2. Transportwege

(...) alle

- (....) Streckenabschnitte: 1.
2.
3.

3. Kranstell(teil)flächen

(...) alle

(...) Kranstellfläche

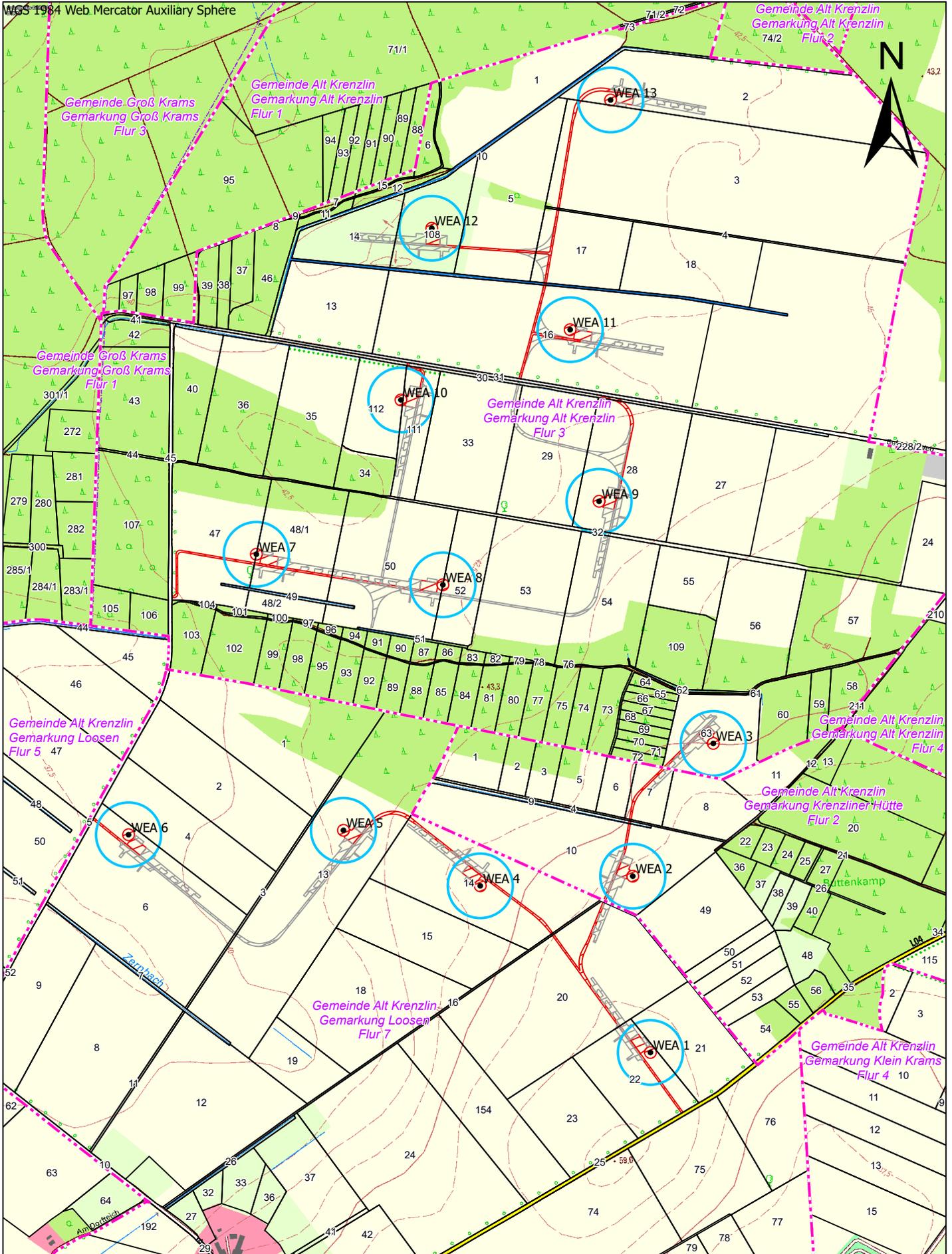
WEA: Teilfläche(n):.....

WEA: Teilfläche(n):.....

WEA: Teilfläche(n):.....

4. Verantwortliche Personen / Unterschriften

Für die Richtigkeit der Angaben Bauherr:

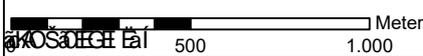


- Flurgrenze
- Gemarkungsgrenze
- Gemeindegrenze
- Flurstücke
- Standort V162, NH 169m, 7,2 MW
- Rotor
- dauerhaft
- temporär

Legende

Versieglungsdauer

Kartenquellen:
 © GeoBasis-DE/M-V, dl-de/by-2-0, (2023)
 Esri, Intermap, NASA, NGA, USGS



Schelfstraße 35 19055 Schwerin Tel.: 0385 / 77 88 37 0 Fax.: 0385 / 77 88 37 29	
Proj.-Bez.	Antrag BImSch-Genehmigung WP Alt Krenzlin II
Titel: Zuwegung, Kranstellflächen	
Proj.-Nr.	60005 gezeichnet von: C. Fehlandt
Anl.-Nr.	16.1.6 Projektleitung: G. Genschau
Datum:	26.04.2023 Maßstab: 1:15.000 209/276

16.1.7 Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen

Anlagen:

- 16.1.7 Allgemeine-Spezifikation-Gefahrenfeuer-ORGA-AL-L240-GFW-IRG-G-BR-(0092-1230_DE).pdf
- 16.1.7 Allgemeine-Spezifikation-Gefahrenfeuer-Turm-KIT-AL-TOW-MLC402-1-4-L92-AVV-ES-(0107-8717DE).pdf
- 16.1.7 Antrag Luftfahrthindernis.pdf
- 16.1.7 Formular.pdf
- 16.1.7 Tages--und-Nachtkennzeichnung.pdf
- 16.1.7 Übersichtsplan WEA Standorte.pdf
- 16.1.1_Standortkoordinaten.pdf

Eingeschränkte Weitergabe
Dokumentennr.: 0092-1230 V03
24.01.2023

Allgemeine Spezifikation

Gefahrenfeuer

ORGANISATORIAL L240-GFW-IRG-G-BR

Feuer W, Rot Intensität, Rot blinkend/Infrarot blinkend



Version Nr.	Datum	Beschreibung der Änderungen
03	24.01.2023	Zertifikat hinzufügen.

Inhaltsverzeichnis

1	Haftungsausschluss	3
2	Abkürzungen und Fachbegriffe	3
3	Einführung	3
4	Allgemeine Beschreibung	4
4.1	Daten des Gefahrenfeuers.....	4
4.2	Steuerung	5
4.2.1	Überspannungsschutz(OVP)-Schaltschrank	5
4.2.2	Erweiterter Schaltschrank	5
4.3	GPS und Fotozelle.....	5
4.3.1	GPS	5
4.3.2	Fotozelle	5
4.4	Notstromversorgung	6
5	Blitzschutz	6
6	Maße	6
7	Erklärungen und Zertifikate	7

1 Haftungsausschluss

- © 2017 Vestas Wind Systems A/S. Dieses Dokument wurde von Vestas Wind Systems A/S und/oder einer der Tochtergesellschaften des Unternehmens erstellt und enthält urheberrechtlich geschütztes Material, Markenzeichen und andere geschützte Informationen. Alle Rechte vorbehalten. Das Dokument darf ohne vorherige schriftliche Erlaubnis durch Vestas Wind Systems A/S weder als Ganzes noch in Teilen reproduziert oder in irgendeiner Weise oder Form (grafisch, elektronisch oder mechanisch, einschließlich Fotokopien, Bandaufzeichnungen oder mittels Datenspeicherungs- und Datenzugriffssystemen) vervielfältigt werden. Die Nutzung dieses Dokuments über den ausdrücklich von Vestas Wind Systems A/S gestatteten Umfang hinaus ist untersagt. Marken-, Urheberrechts- oder sonstige Vermerke im Dokument dürfen nicht geändert oder entfernt werden.
- Die vorliegende „Allgemeine Spezifikation“ stellt kein Verkaufsangebot dar. Sie beinhaltet keine Garantie oder Zusage und auch keine Prüfung der Leistungskurve bestimmter Optionen.

2 Abkürzungen und Fachbegriffe

Abkürzung	Erklärung
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
GPS	Global Positioning System (Globales Positionierungssystem)
OVP	Überspannungsschutz
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition (System zur Prozesssteuerung und Datenerfassung)
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
IR	Infrarot
AVV	Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen
CIP	Communication and Interface Processor (Kommunikations- und Schnittstellenprozessor)

Tabelle 2-1: Abkürzungen

3 Einführung

Dieses Dokument beschreibt die Konfiguration der Gefahrenfeuer bei Vestas Windenergieanlagen. Die von Vestas gelieferten Gefahrenfeuer sind vollständig in die Elektrik und das SCADA-Überwachungssystem integrierte mechanische Montageoptionen.



Abbildung 3-1: Gefahrenfeuer ORGA L240-GFW-IRG-G-BR.

4 Allgemeine Beschreibung

Das bzw. die Gefahrenfeuer sind oben auf dem Maschinenhaus an einer bzw. mehreren Halterung(en) montiert und werden durch die Steuerung der Hinderniskennzeichnung mit Strom versorgt und gesteuert. Daten des Gefahrenfeuers

4.1 Daten des Gefahrenfeuers

Parameter	Wert
Typenbezeichnung Lieferant	L240-GFW-IRG-G-BR
Standard	AVV 2020
Leuchtkraft – Tag	Entf.
Leuchtkraft – Dämmerung	Entf.
Leuchtkraft – Nacht	„Feuer W“ + IR
Farbe – Tag	Entf.
Farbe – Dämmerung	Entf.
Farbe – Nacht	Rot und IR
Blinkverhalten – Tag	Entf.
Blinkverhalten – Dämmerung	Entf.
Blinkverhalten – Nacht	Rot – W-rot-Zyklus; IR – 60 B/min
Vertikale Lichtverteilung (min)	gemäß AVV 2020
Horizontale Lichtverteilung	360°
Intensität IR-Licht	gemäß AVV 2020
IR-Wellenlänge	~850 nm
Leuchtmitteltyp	LED
Eingangsspannung	120 bis 240 VAC
Eingangsfrequenz	50 bis 60 Hz
Energieverbrauch ohne Heizung	1 W Tag/1 W Dämmerung/12 W Nacht
Überspannungsschutz	Klasse III nach IEC 61643-1:
Betriebstemperaturbereich	-40 bis +55 °C
Umweltschutzklasse	IP66

Tabelle 4-1: Technische Daten

4.2 Steuerung

4.2.1 Überspannungsschutz(OVP)-Schaltschrank

Der OVP-Schaltschrank wird verwendet, wenn ein oder zwei Gefahrenfeuer an einer Windenergieanlage erforderlich sind und kein externes Eingangssteuerungssignal benötigt wird. Der OVP-Schaltschrank stellt den Überspannungsschutz für die Wechselstrom-Versorgungsspannung und die Klemmen bereit. Darüber hinaus dient der OVP-Schaltschrank als Schnittstelle für Leistungsstrom und Alarmsignale zwischen der WEA und dem Gefahrenfeuer. Wenn der OVP-Schaltschrank in Betrieb ist, funktioniert die Leuchte als autonome Einheit, die über eine in sie integrierte Steuerung reguliert wird.

4.2.2 Erweiterter Schaltschrank

Der erweiterte Schaltschrank CIP400/402 von Orga wird verwendet, wenn verschiedene Eingangssignale und erweiterte Funktionen des Luftfahrthilfesystems benötigt werden. Die Steuerung CIP400/402 ist mit denselben Klemmen und OVP-Einrichtungen ausgestattet, die auch im OVP-Schaltschrank vorhanden sind. Die Steuerung bietet folgende Funktionen:

- Zeitgleicher Betrieb beider Gefahrenfeuer (Modusänderung Tag/Dämmerung/Nacht)
- Verarbeitung des Messsignals vom Sichtweitensensor,
- Verarbeitung der externen Steuersignale vom SCADA mithilfe des Ethernet-Anschlusses,
- Verarbeitung von digitalen Signalen der Radar- bzw. Transpondergeräte anderer Hersteller
- Steuerung der Turm-Gefahrenfeuer.

Der erweiterte Schaltschrank CIP400/402 übermittelt die Informationen über den Zustand mithilfe der internen Software der Windenergieanlage.

Das SCADA-System kann so konfiguriert werden, dass die Betriebsstatusmeldungen erfasst werden(aufgelistet in einem TPS-Anhang).

4.3 GPS und Fotozelle

4.3.1 GPS

Das Gefahrenfeuer ist mit einem GPS-Blinkpositionsgeber ausgestattet (nur die Versionen mit „G“ im Artikelnamen, wie beispielsweise: L550-864/865-30/40-**G**), der die Daten des GPS-Satellitensystemsignals verwendet. Alle Gefahrenfeuer blinken, aufeinander abgestimmt, gleichzeitig.

4.3.2 Fotozelle

Die Konfigurationen verfügen über eine integrierte Fotozelle. Diese leitet einen Messwert für die Umgebungslichtintensität an die Steuerung des Luftfahrtsystems weiter, damit die Gefahrenfeuer zwischen Tag-, Dämmerungs- und Nachtmodus umschalten können.

4.4 Notstromversorgung

Eine USV-Notstromversorgung für das Gefahrenfeuer ist eine Option, die je nach landes- bzw. standortspezifischen Anforderungen gewählt werden kann. Die gewünschte Dauer USV-Notstromversorgung hängt von den landesspezifischen Anforderungen ab.

5 Blitzschutz

Das Gefahrenfeuersystem erfüllt mindestens die gängigen Industrienormen hinsichtlich EMV und Blitzschutz. Zusätzlich zur Einhaltung der strengen Prüfnormen verfügt die Einheit über einen eingebauten Überspannungsschutz.

6 Maße

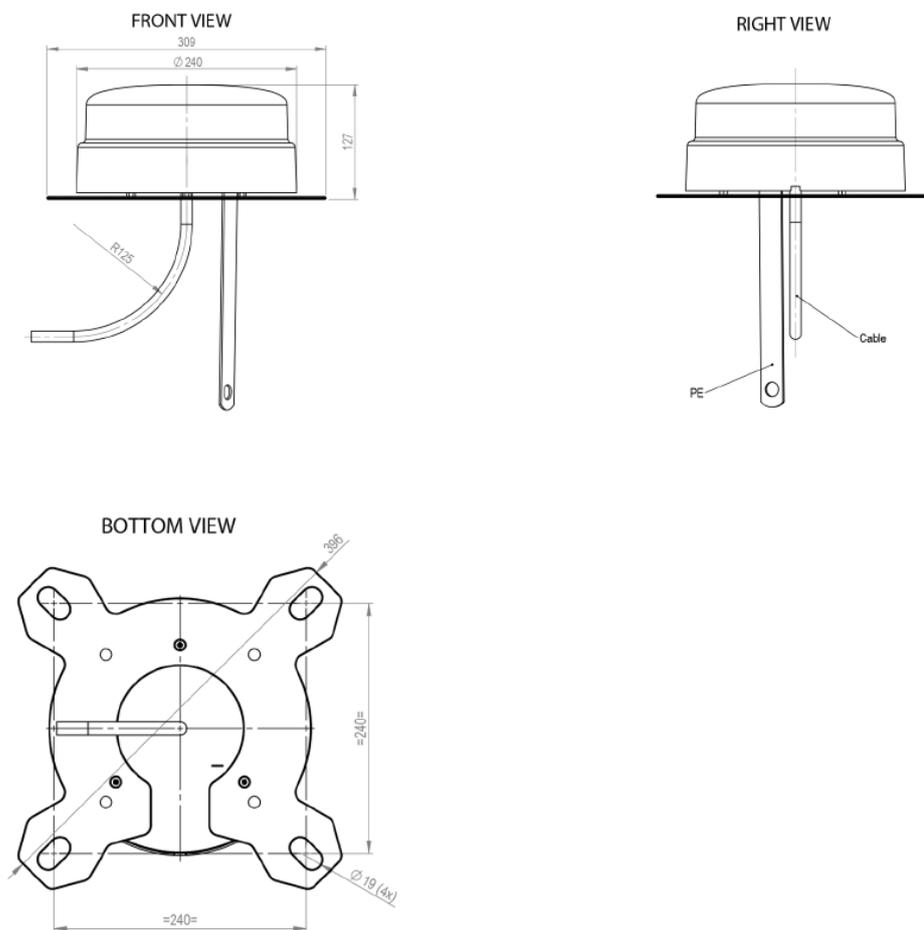


Abbildung 6-1: Abmessungen – Gefahrenfeuer L240-GFW-IRG-G-BR.

7 Erklärungen und Zertifikate

Die Bauart des Gefahrenfeuers erfüllt die Vorgaben der folgenden Normen:



EU-Declaration of Conformity

Wij, Orga BV, verklaren geheel onder eigen verantwoordelijkheid dat het product
 We, Orga BV, declare under sole responsibility that the product

AERONAUTICAL OBSTRUCTION LIGHT type L240

waarop deze verklaring betrekking heeft, in overeenstemming is met de volgende norm(en) en andere normatie(f)(ve) document(en):
 to which this declaration relates is in conformity with the following standard(s) or other normative document(s):

NEN-EN-IEC 61000-6-2 : 2019
 NEN-EN-IEC 61000-6-4 : 2007
 IEC 61000-6-4 : 2018
 NEN-EN-IEC 60598-1 : 2015
 NEN-EN 50581 : 2012

In overeenstemming met de volgende (bepaling(en) (indien van toepassing):
 Following the provisions of directive(s) (if applicable):

EMC-RICHTLIJN: 2014/30/EU
 EMC-DIRECTIVE: 2014/30/EU

LAAGSPANNINGS-RICHTLIJN: 2014/35/EU
 LOW VOLTAGE DIRECTIVE: 2014/35/EU

RoHS Richtlijn: 2011/65/EG
 ROHS DIRECTIVE: 2011/65/EC

Schiedam, 30/07/2019


 P. Voorwald-Snijder
 Compliance Manager



EG04SL240_R02

Orga BV
 Strickledeweg 13
 3125 AT Schiedam
 The Netherlands

Postal address
 P.O. Box 3046
 3101 EA Schiedam
 The Netherlands

+31 (0)10 208 5555
 +31 (0)10 437 8445

info@orga.nl
 www.orga.nl



Manufacturer's Declaration

Date
10-06-2020

Order no.
NA
Our reference
NA

Client
NA
Your reference
NA

Orga Aviation BV
Strickledeweg 13
3125 AT Schiedam
The Netherlands

Postal address
P.O. Box 353
3100 AJ Schiedam
The Netherlands

+31 (0)10 208 5511
+31 (0)10 462 6853

info@orga.nl
www.orga.nl

To whom it may concern,

Based on internal measurements at Orga we herewith declare the following Orga products are in compliance with the German Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen dated 24-04-2020:

- L240-GFW-IRG-G, L550-GFW-IRG-G and L550-GFW-ES-IRG-G; Feuer W, rot according to anhang 2 and Feuern zur Infrarotkennzeichnung according to anhang 3
- L240-IRG-G; Feuern zur Infrarotkennzeichnung according to anhang 3

Both of these products are in the process of certification by Fachstelle der WSV für Verkehrstechniken.

Orga Representative,

Jan-Willem Deé
Technical Product Coordinator

Orga Aviation BV is part of
Orga Holding Group.



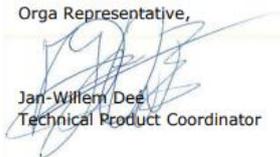
Manufacturer's Declaration

Date
05-10-2021

Subject
German day/night switching point

We herewith confirm that obstacle light systems consisting of the light types as mentioned in this document comply to the *Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen* and therefore are provided with a photocell which will switch on the lights between 50 and 150 Lux as required as required in this *Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen*.

Products:
L550-GFW-xxx
L240-GFW-xxx
L92-AVV-xxx

Orga Representative,

Jan-Willem Deeg
Technical Product Coordinator

Orga Aviation BV
Strickledeweg 13
3125 AT Schiedam
The Netherlands

Postal address
P.O. Box 353
3100 AJ Schiedam
The Netherlands

+31 (0)10 208 5511
+31 (0)10 462 6853

info@orga.nl
www.orga.nl

Orga Aviation BV is part of
Orga Holding Group.

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0092-1230 VER 03

T05 0092-1230 Ver 03 - Approved- Exported from DMS: 2023-02-13 by INVOL

WASSERSTRÄßEN- UND SCHIFFFAHRTSVERWALTUNG DES BUNDES
Fachstelle der WSV für Verkehrstechniken



Zertifikat
nach Nr. 22 der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift
zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV Kennzeichnung) zur Vorlage
bei der zuständigen Genehmigungsbehörde nach dem Luftverkehrsgesetz

Art des Feuers	Feuer W, rot IR-Feuer
Hersteller	ORGA BV Strickledeweg 13 3125 AT Schiedam (Niederlande)
Typenbezeichnung	L240-GFW-IRG-G

Aufgrund der technischen Überprüfung durch die Fachstelle der Wasserstraßen- und Schifffahrtsverwaltung für Verkehrstechniken vom 30.07.2020 wird festgestellt, dass das vorgestellte Produktmuster des oben bezeichneten Leuchtentyps den lichttechnischen und/oder radiometrischen Anforderungen gemäß AVV Kennzeichnung in der Fassung vom 24. April 2020 (BAnz AT 30.04.2020 B4 vom 30.04.2020) entspricht. Die Ergebnisse der Prüfung sind im Prüfbericht LS227, vom 27.08.2020 dokumentiert.

Der Leuchtentyp darf, vorbehaltlich einer Änderung der genannten Anforderungen und unter Einhaltung eventueller Vorgaben auf Grund des Prüfprotokolls, zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen verwendet werden.

Koblenz, den 27.08.2020



[Handwritten Signature]
(Polschinski)

Eingeschränkte Weitergabe
Dokumentennr.: 0107-8717 V02
17.01.2022

Allgemeine Spezifikation Gefahrenfeuer – Turm KIT AL TOW MLC402 1-4-L92-AVV-ES



Version Nr.	Datum	Beschreibung der Änderungen
02	17.01.2022	EU-Erklärung hinzugefügt

Inhaltsverzeichnis

- 1 **Haftungsausschluss** 3
- 2 **Abkürzungen und Fachbegriffe** 3
- 3 **Einführung**..... 3
- 4 **Allgemeine Beschreibung** 4
- 4.1 Komponentenübersicht 4
- 4.2 Kabel 5
- 4.3 Daten des Turm-Gefahrenfeuers 5
- 4.4 Alarm 6
- 4.5 Hauptfunktionen..... 6
- 5 **Blitzschutz**..... 6
- 6 **Maßstabsgetreue Zeichnung**..... 6
- 7 **Zertifikate und Prüfberichte** 7

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0107-8717 VER 02

0107-8717 Ver 02 - Approved- Exported from DMS: 2023-08-16 by INVOL

1 Haftungsausschluss

- © 2017 Vestas Wind Systems A/S. Dieses Dokument wurde von Vestas Wind Systems A/S und/oder einer der Tochtergesellschaften des Unternehmens erstellt und enthält urheberrechtlich geschütztes Material, Markenzeichen und andere geschützte Informationen. Alle Rechte vorbehalten. Das Dokument darf ohne vorherige schriftliche Erlaubnis durch Vestas Wind Systems A/S weder als Ganzes noch in Teilen reproduziert oder in irgendeiner Weise oder Form (grafisch, elektronisch oder mechanisch, einschließlich Fotokopien, Bandaufzeichnungen oder mittels Datenspeicherungs- und Datenzugriffssystemen) vervielfältigt werden. Die Nutzung dieses Dokuments über den ausdrücklich von Vestas Wind Systems A/S gestatteten Umfang hinaus ist untersagt. Marken-, Urheberrechts- oder sonstige Vermerke im Dokument dürfen nicht geändert oder entfernt werden.
- Die vorliegende „Allgemeine Spezifikation“ stellt kein Verkaufsangebot dar. Sie beinhaltet keine Garantie oder Zusage und auch keine Prüfung der Leistungskurve bestimmter Optionen.

2 Abkürzungen und Fachbegriffe

Abkürzung	Erklärung
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
GPS	Global Positioning System (Globales Positionierungssystem)
OVP	Überspannungsschutz
SCADA	System zur Prozesssteuerung und Datenerfassung
IR	Infrarot
CIP	Communication and Interface Processor (Kommunikations- und Schnittstellenprozessor)

Tabelle 2-1: Abkürzungen

3 Einführung

Dieses Dokument beschreibt die Optionen für Turm-Gefahrenfeuer bei Vestas-Windenergieanlagen. Die von Vestas gelieferten Turm-Gefahrenfeuer sind vollständig in die Elektrik und das SCADA-Überwachungssystem integrierte mechanische Montageoptionen.

4 Allgemeine Beschreibung

Das Turm-Gefahrenfeuersystem verfügt über folgende Komponenten:

- Steuereinheit (MLC402)
- Turmbeleuchtung (L92-AVV-ES)
- Kabel für den Anschluss aller Elemente,
- Montageklammer

Die Turmbeleuchtung (L92-AVV-ES) ist ein konstant leuchtendes Gefahrenfeuer mit geringer Lichtstärke. Die Turmbeleuchtung (L92-AVV-ES) ist um den Turm herum (eine Reihe, vier Turmbeleuchtungen) auf der Halterung angebracht.

Die Steuereinheit (MLC402) wird mit einer 230-V-Wechselstromversorgung von der CIP402-Einheit betrieben. Die Steuereinheit (MLC402) besitzt einen integrierten Transformator. Der integrierte Transformator hat eine 230-V-Wechselstrom-Primärversorgung und eine 24-V-Gleichstrom-Sekundärversorgung. Die Turmbeleuchtung (L92-AVV-ES) wird mit 24 V Gleichspannung versorgt.

4.1 Komponentenübersicht



Abbildung 4-1:
 Steuereinheit (MLC402) für
 Markierungsleuchten, bis zu vier Stück

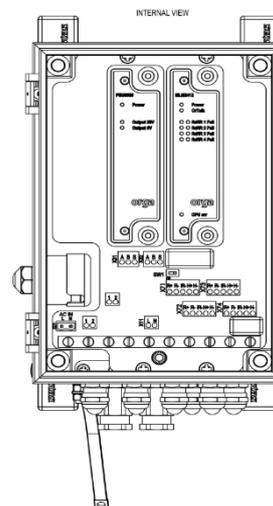


Abbildung 4-2:
 Interne Ansicht der Steuereinheit
 (MLC402)

Für jede Ebene ist eine Steuereinheit (MLC402) erforderlich.



Abbildung 4-3: Turmbeleuchtung (L92-AVV-ES)

4.2 Kabel

- Stromkabel von CIP zu MLC: 3 x 1,5 mm²
- Datenkabel von CIP zu MLC: 1 x 2 x 0,25 mm².
- Stromkabel von MLC zu einer Turmbeleuchtung (L92-AVV-ES): 3 x 2 x 0,5 mm²

4.3 Daten des Turm-Gefahrenfeuers

Parameter	Wert für Einzelleuchte
Vestas item number	29226065
Artikelnummer von Vestas	29226065
Typ	KIT AL TOW MLC402 1-4-L92-AVV-ES
Standard	ICAO, AVV
Betriebsspannung	24 V DC
Energieverbrauch sichtbares Licht	3 W
Energieverbrauch MLC402	5,5 W
Intensität Rotes Licht	10 cd
Horizontale Lichtverteilung	> 180°
Überspannungsschutzklasse	IEC 61643-1
Betriebstemperaturbereich	-40 °C bis +55 °C
Umweltschutzklasse	IP66
Blinkt ein Mal pro Minute	Leuchtet kontinuierlich
Farbe	Rot

Tabelle 4-1: Technische Daten

4.4 Alarm

Das Gefahrenfeuer erhält über einen Kommunikationsanschluss ein Alarmsignal, das in der CIP402-Einheit festgestellt und verwendet werden kann.

4.5 Hauptfunktionen

- Eine Gefahrenfeuer-Ebene besteht aus vier Turmbeleuchtungen (L92-AVV-ES) von geringer Intensität und mit Halterungen auf jeder Ebene.
- Geschirmte Strom- und Alarmkabel.
- Über die Turmbeleuchtung gesteuerte Integration mit der CIP402-Einheit.
- MLC402 mit eingebautem OVP.

5 Blitzschutz

Das Gefahrenfeuersystem erfüllt mindestens die gängigen Industrienormen hinsichtlich EMV und Blitzschutz. Zusätzlich zur Einhaltung der strengen Prüfnormen verfügt die Einheit über einen eingebauten Überspannungsschutz.

6 Maßstabsgetreue Zeichnung

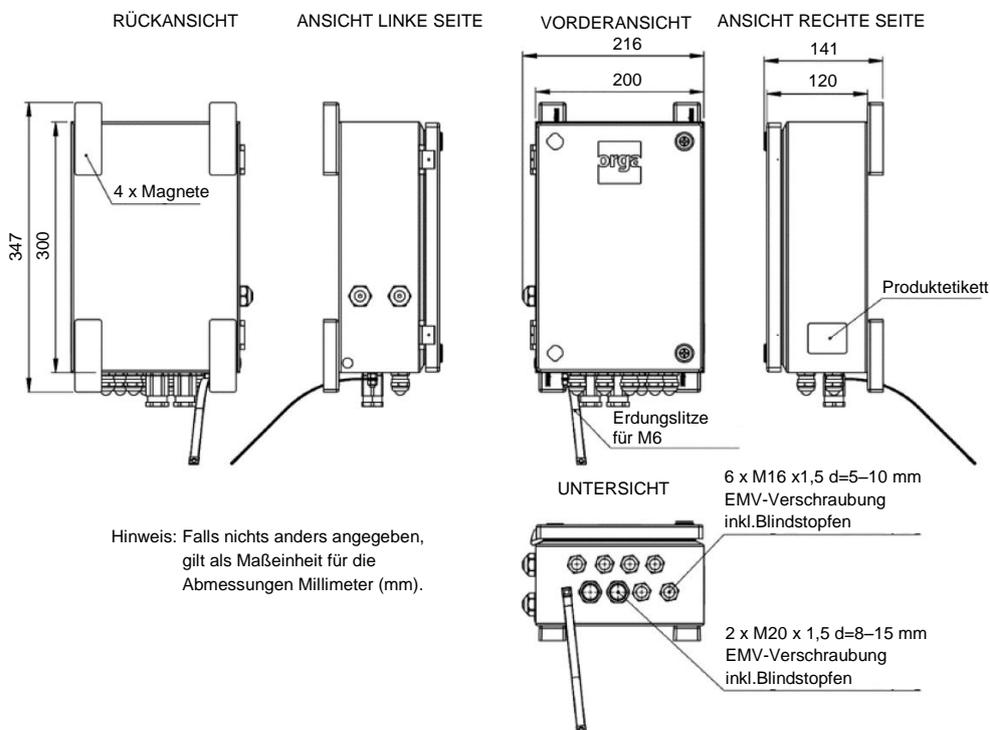


Abbildung 6-1: Steuereinheit (MLC402) für Markierungsleuchten, bis zu vier Stück

7 Zertifikate und Prüfberichte

Die Bauart des Gefahrenfeuers erfüllt die Vorgaben der folgenden Normen:
Nicht harmonisierte Normen:



EU-Übereinstimmungserklärung

Wir, Orga BV, erklären in alleiniger Verantwortung, dass das Produkt:
We, Orga BV, declare under sole responsibility that the product

TURMBELEUCHTUNGSSYSTEMSTEUERUNG Typ MLC402-XX

auf das sich diese Erklärung bezieht, mit den folgenden Normen oder anderen normativen Dokumenten übereinstimmt:
to which this declaration relates is in conformity with the following standard(s) or other normative document(s):

- NEN-EN-IEC 61000-6-2: 2019
- NEN-EN-IEC 61000-6-4: 2019
- NEN-EN-IEC 61439-1: 2011
- NEN-EN-IEC 61439-2: 2011
- NEN-EN 50581: 2012

Gemäß den Regelungen der Richtlinie(n) (falls zutreffend):
Following the provisions of directive(s) (if applicable):

EMV-RICHTLINIE: 2014/30/EU
EMC-DIRECTIVE: 2014/30/EU

NIEDERSPANNUNGSRICHTLINIE: 2014/35/EU
LOW VOLTAGE DIRECTIVE: 2014/35/EU

RoHS-RICHTLINIE: 2011/65/EU
RoHS-DIRECTIVE: 2011/65/EU

Orga BV
Strickledeweg 13
3125 AT Schiedam
Niederlande
Postanschrift
P.O. Box 3046
3101 EA Schiedam
Niederlande
+31 (0)10 208 5555
+31 (0)10 437 8445
info@orga.nl
www.orga.nl

Schiedam, 18. Oktober 2019

P. Voorwald-Snijder
Übereinstimmungsmanager

EG047 MLC402_R100





EU-Übereinstimmungserklärung

Wir, Orga BV, erklären in alleiniger Verantwortung, dass das Produkt:
We, Orga BV, declare under sole responsibility that the product

LUFTFAHRT-GEFAHRENFEUER Typ L92

auf das sich diese Erklärung bezieht, mit den folgenden Normen oder anderen normativen Dokumenten übereinstimmt:
to which this declaration relates is in conformity with the following standard(s) or other normative document(s):

- NEN-EN-IEC 61000-6-2: 2019
- NEN-EN-IEC 61000-6-4: 2007
- IEC 61000-6-4: 2018
- NEN-EN-IEC 60598-1: 2015
- NEN-EN 50581: 2012

Gemäß den Regelungen der Richtlinie(n) (falls zutreffend):
Following the provisions of directive(s) (if applicable):

EMV-RICHTLINIE: 2014/30/EU
EMC-DIRECTIVE: 2014/30/EU

NIEDERSPANNUNGSRICHTLINIE: 2014/35/EU
LOW VOLTAGE DIRECTIVE: 2014/35/EU

RoHS-RICHTLINIE: 2011/65/EG
ROHS DIRECTIVE: 2011/65/EC

Orga BV
Strickledeweg 13
3125 AT Schiedam
Niederlande

Postanschrift
P.O. Box 3046
3101 EA Schiedam
Niederlande

+31 (0)10 208 5555
+31 (0)10 437 8445

info@orga.nl
www.orga.nl

P. Voorwald-Snijder
Übereinstimmungsmanager

Schiedam, 30.07.2019



EG045L92_R102

Harmonisierte Normen:



EU-Übereinstimmungserklärung

Diese Konformitätserklärung wird in der alleinigen Verantwortung des Herstellers Orga B.V. ausgestellt.
This declaration of conformity is issued under the sole responsibility of the manufacturer Orga B.V..

Gegenstand der Erklärung:
Object of the declaration:

TURMBELEUCHTUNGSSYSTEMSTEUERUNG Typ MLC402-XX

Der oben beschriebene Gegenstand der Erklärung entspricht den einschlägigen Harmonisierungsrechtsvorschriften der Union:
The object of the declaration described above is in conformity with the relevant Union harmonisation legislation:

EMV-RICHTLINIE: 2014/30/EU
EMC-DIRECTIVE: 2014/30/EU

NIEDERSpannungsRICHTLINIE 2014/35/EU
LOW VOLTAGE DIRECTIVE 2014/35/EU

ROHS-RICHTLINIE: 2011/65/EU
ROHS-DIRECTIVE: 2011/65/EU

Relevante harmonisierte Norm(en) oder andere normative Dokumente:
Relevant harmonised standard(s) or other normative document(s):

- EN 61000-6-2: 2005 + AC: 2005
- EN 61000-6-4: 2007 + A1: 2011
- EN 61439-1: 2011
- EN 61439-2: 2011
- EN IEC 63000: 2018

Orga BV
Strickledeweg 13
3125 AT Schiedam
Niederlande

Postanschrift
P.O. Box 3046
3101 EA Schiedam
Niederlande

+31 (0)10 208 5555
+31 (0)10 437 8445

info@orga.nl
www.orga.nl

Schiedam, 22.11.2021

P. Voorwald-Snijder
Übereinstimmungsmanager

EGM47 MLC402_R01



EU-Übereinstimmungserklärung

Diese Konformitätserklärung wird in der alleinigen Verantwortung des Herstellers Orga B.V. ausgestellt.

This declaration of conformity is issued under the sole responsibility of the manufacturer Orga B.V..

Gegenstand der Erklärung:
Object of the declaration:

LUFTFAHRT-GEFAHRENFEUER Typ L92

Der oben beschriebene Gegenstand der Erklärung entspricht den einschlägigen Harmonisierungsrechtsvorschriften der Union:

The object of the declaration described above is in conformity with the relevant Union harmonisation legislation:

EMV-RICHTLINIE: 2014/30/EU

EMC-DIRECTIVE: 2014/30/EU

NIEDERSPANNUNGSRICHTLINIE: 2014/35/EU

LOW VOLTAGE DIRECTIVE: 2014/35/EU

RoHS-RICHTLINIE: 2011/65/EU

RoHS-DIRECTIVE: 2011/65/EU

Relevante harmonisierte Norm(en) oder andere normative Dokumente:
Relevant harmonised standard(s) or other normative document(s):

- EN 61000-6-2: 2005 + AC: 2005
- EN 61000-6-4: 2007 + A1: 2011
- EN 60598-1: 2015 + A1: 2018
- EN IEC 63000: 2018

Orga BV
Strickledeweg 13
3125 AT Schiedam
Niederlande

Postanschrift
P.O. Box 3046
3101 EA Schiedam
Niederlande

+31 (0)10 208 5555
+31 (0)10 437 8445

info@orga.nl
www.orga.nl

Schiedam,

P. Voorwald-Snijder
Übereinstimmungsmanager

EG0045 L92_R08

Adresse des	Naturwind GmbH Schwerin
Betreibers	Schelfstraße 35
	19055 Schwerin
Tel. / FAX	0385 – 77 88 370
Adresse des	Naturwind GmbH
Kostenschuldners	Schelfstraße 35
	19055 Schwerin
Tel:	0385 – 77 88 370

Wir bestätigen die Kenntnisnahme der Hinweise über die Gebührenpflichtigkeit gem. Hinweisblatt.

Ort, Datum: Schwerin, 26.04.2013 Unterschrift: ppa. A. Ma

Anlage 1

Anlagentyp	Nr.	Geographische Koordinaten in WGS 84		Bauwerk (über Grund)	Nabenhöhe	Rotor- durchmesse r	Gesamt- höhe (über NN)	Gemarkung	Flur	Flur- stück
		N	E							
Vestas V162 7.2	1	53° 18' 16.3"	11° 17' 17.6"	250,0	169	162	305,9	Loosen	7	22, 21
Vestas V162 7.2	2	53° 18' 30.7"	11° 17' 15.2"	250,0	169	162	302,9	Krenzliner Hütte	2	10
Vestas V162 7.2	3	53° 18' 41.5"	11° 17' 26.2"	250,0	169	162	299,9	Alt Krenzlin	3	63
Vestas V162 7.2	4	53° 18' 29.9"	11° 16' 54.5"	250,0	169	162	298,0	Loosen	7	14
Vestas V162 7.2	5	53° 18' 34.4"	11° 16' 35.9"	250,0	169	162	292,8	Loosen	7	13
Vestas V162 7.2	6	53° 18' 34.1"	11° 16' 6.8"	250,0	169	162	288,5	Loosen	7	6
Vestas V162 7.2	7	53° 18' 56.9"	11° 16' 24.2"	250,0	169	162	291,4	Alt Krenzlin	3	47, 48/1
Vestas V162 7.2	8	53° 18' 54.5"	11° 16' 49.4"	250,0	169	162	291,5	Alt Krenzlin	3	50, 52
Vestas V162 7.2	9	53° 19' 01.3"	11° 17' 1.6"	250,0	169	162	292,8	Alt Krenzlin	3	28
Vestas V162 7.2	10	53° 19' 09.6"	11° 16' 43.7"	250,0	169	162	291,8	Alt Krenzlin	3	111, 112
Vestas V162 7.2	11	53° 19' 15.3"	11° 17' 6.7"	250,0	169	162	291,8	Alt Krenzlin	3	16
Vestas V162 7.2	12	53° 19' 23.6"	11° 16' 47.9"	250,0	169	162	290,2	Alt Krenzlin	3	108
Vestas V162 7.2	13	53° 19' 34.1"	11° 17' 12.3"	250,0	169	162	290,8	Alt Krenzlin	3	2, 3

16.1.7 Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen

Der Anlagenhersteller VESTAS empfiehlt in seinem aktuellen Dokument "Tages und Nacht Kennzeichnung von Vestas Windenergieanlagen Deutschland" (siehe Punkt 16.1.7) zwei mögliche Systeme.

Die Entscheidung, welches System installiert wird, trifft der Betreiber kurz vor Baubeginn und kann daher zum jetzigen Zeitpunkt nicht bestimmt werden.

PUBLIC	
--------	---

T05	
DOKUMENT: 0049-8134.V23	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)

Tages- und Nachtkennzeichnung von Vestas Windenergieanlagen in Deutschland

Versionshistorie

VERSION:	DATUM:	ÄNDERUNG: :
00	17/12/2014	Erstfassung MASEP
01	13/01/2015	Korrigierte Turmkennzeichnung
02	14/01/2015	Korrigierte CoolerTop-Kennzeichnung, Sichtweitenmessgerät und USV
03	03/08/2015	Neue Türme hinzugefügt und an neue AVV (vom 10.07.2015) angepasst
04	31/08/2015	V136 hinzugefügt, V126 Turmbefuerung korrigiert
05	18/12/2015	Tageskennzeichnung von Maschinenhäusern an Windenergieanlagen <150 m korrigiert, neue Maschinenhauskennzeichnung
06	01/02/2016	Redaktionelle Änderungen, aktualisierte Turmbefuerungen V126 & V136
07	10/11/2016	166m Turm zu der V126 und V136 zugefügt
08	23/06/2017	V126 MK3B HTq, V136 MK3E, und V150 zugefügt
09	23/02/2018	V150-4.2MW 145mNH zugefügt
10	15/01/2019	V150-5.6 und V162-5.6MW zugefügt
11	31.07.2019	V162-5.6 auf 166m – Turmbefuerung wegen Turmflansch verlegt
12	06.09.2019	Kap. 2.5: Dargestellter Wert Abstand Blattspitze zu Turmzentrum der V150 nicht korrekt – gilt nicht für beide V150 Varianten. Alle dargestellten Dimensionen zum Abstand Blattspitze zu Turmzentrum in Kapitel 5 entfernt. [4] in Kap. 2 ergänzt um 0067-0753
13	28.11.2019	CHT Betonfarbe und 169m NH Anpassungen gemacht
14	21.04.2020	V136-4.2MW auf 82m hinzugefügt, AVV 2020 Anpassungen
15	16.06.2020	V136-3.45/3.6/4.0/4.2MW auf 149m Nabenhöhe korrigiert, AVV Link korrigiert
16	06.10.2020	V162-5.6MW wurde für NH 119m und 169m auf 6.0MW erweitert
17	26.10.2020	Aufnahme V150-5.6MW 105 m Nabenhöhe
18	26.02.2021	Aufnahme V150-6.0MW für 105m, 125m, 148m und 166m; Referenzdokumente zur Befuerung angepasst
19	10.08.2021	V162-5.6/6.0MW wurde für NH 119m und 169m auf 6.2MW erweitert
20	20.01.2022	V150-5.6/6.0MW für 169m wurde 6.0MW zugefügt
21	25.02.2022	V162-7.2MW hinzugefügt, Referenzdokumente zur Befuerung angepasst
22	28.04.2022	V172-7.2MW hinzugefügt
23	29.11.2022	Marginale Korrekturen an den Zeichnungen der folgenden Anlagen: <ul style="list-style-type: none"> - V136-4.0/4.2MW NH112 - V150-4.0/4.2MW NH145 - V150-5.6/6.0MW NH105 - V150-4.0/4.2/5.6/6.0MW NH125 - V162-5.6MW NH148 - V162-6.8/7.2MW NH169 V172-7.2MW NH199 hinzugefügt

Inhaltsverzeichnis

1. GESETZLICHE GRUNDLAGE FÜR KENNZEICHNUNGSANFORDERUNGEN	4
1.1. GELTUNGSBEREICH	4
1.2. ANFORDERUNGEN AN DIE TAGESKENNZEICHNUNG	4
1.3. BESTANDTEILE DER NACHTKENNZEICHNUNG.....	5
1.3.1. MASCHINENHAUSBEFEUERUNG	5
1.3.2. TURMBEFEUERUNG	6
1.3.3. ZUSATZEINRICHTUNGEN	6
1.3.4. NACHTKENNZEICHNUNG VON VESTAS WINDENERGIEANLAGEN	6
2. ANLAGENKENNZEICHNUNGEN – STANDARD NACH AVV	7
2.1. V112-3.3MW UND 3.45MW	7
2.1.1. 94M NABENHÖHE (150M SPITZENHÖHE)	7
2.1.2. 119M NABENHÖHE (175M SPITZENHÖHE)	8
2.1.3. 140M NABENHÖHE (196M SPITZENHÖHE)	9
2.2. V117-3.3MW UND 3.45MW	10
2.2.1. 91,5M NABENHÖHE (150M SPITZENHÖHE)	10
2.2.2. 116,5M NABENHÖHE (175M SPITZENHÖHE)	11
2.2.3. 141,5M NABENHÖHE (200M SPITZENHÖHE)	12
2.3. V126-3.3MW, 3.45MW UND 3.6MW.....	13
2.3.1. 87M NABENHÖHE (150M SPITZENHÖHE)	13
2.3.2. 117M NABENHÖHE (180M SPITZENHÖHE)	14
2.3.3. 137M NABENHÖHE (200M SPITZENHÖHE)	15
2.3.4. 149M NABENHÖHE (212M SPITZENHÖHE)	16
2.3.5. 166M NABENHÖHE (229M SPITZENHÖHE)	17
2.4. V136-3.45 / 3.6 / 4.0 / 4.2MW	18
2.4.1. 82M NABENHÖHE (150M SPITZENHÖHE)	18
2.4.2. 112M NABENHÖHE (180M SPITZENHÖHE)	19
2.4.3. 132M NABENHÖHE (200M SPITZENHÖHE)	20
2.4.4. 149M NABENHÖHE (217M SPITZENHÖHE)	21
2.4.5. 166M NABENHÖHE (234M SPITZENHÖHE)	22
2.5. V150-4.0 / 4.2MW -5.6 / 6.0MW.....	23
2.5.1. 105M NABENHÖHE (180M SPITZENHÖHE)	23
2.5.2. 125M NABENHÖHE* (200M SPITZENHÖHE).....	24
2.5.3. 145M NABENHÖHE (220M SPITZENHÖHE)	25
2.5.4. 148M NABENHÖHE (223M SPITZENHÖHE)	26
2.5.5. 166/169M NABENHÖHE (241/244M SPITZENHÖHE)	27
2.6. V162-5.6 / 6.0 / 6.2MW	28
2.6.1. 119M NABENHÖHE (200M SPITZENHÖHE)	28
2.6.2. 148M NABENHÖHE (229M SPITZENHÖHE)	29

		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V23	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 4/36

2.6.3.	166M/169M NABENHÖHE (247/250M SPITZENHÖHE)	30
2.7.	V162-7.2MW	31
2.7.1.	119M NABENHÖHE (200M SPITZENHÖHE)	31
2.7.2.	169M NABENHÖHE (250M SPITZENHÖHE)	32
2.8.	V172-7.2MW	33
2.8.1.	164M NABENHÖHE (250M SPITZENHÖHE)	33
2.8.2.	175M NABENHÖHE (261M SPITZENHÖHE)	34
3.	VERWEISE	36

1. Gesetzliche Grundlage für Kennzeichnungsanforderungen

Die Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (im Folgenden „die AVV“) [1] regelt die Anforderungen der Hinderniskennzeichnung an in Deutschland errichteten Windenergieanlagen. Das vorliegende Dokument erläutert die zur Erfüllung der Anforderungen der AVV in der aktuellen, im Staatsanzeiger im April 2020 veröffentlichten Fassung erforderliche Standardkonfiguration der von Vestas gelieferten Windenergieanlagen. Im Zuge des Antragsverfahrens für eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung kann die örtliche Luftfahrtbehörde nach eigenem Ermessen den Wunsch nach zusätzlichen Kennzeichnungen äußern, um dadurch die Luftverkehrssicherheit in der Region verantwortlich zu gewährleisten. Sie kann bei Errichtung an Standorten mit geringem Gefährdungspotenzial auch einer eingeschränkten Kennzeichnung aus ästhetischen Gründen zustimmen (z.B. Blockbefeuerung). In Einzelfällen können also von Vestas Abweichungen von den hier gezeigten Standardkennzeichnungen gefordert werden.

1.1. Geltungsbereich

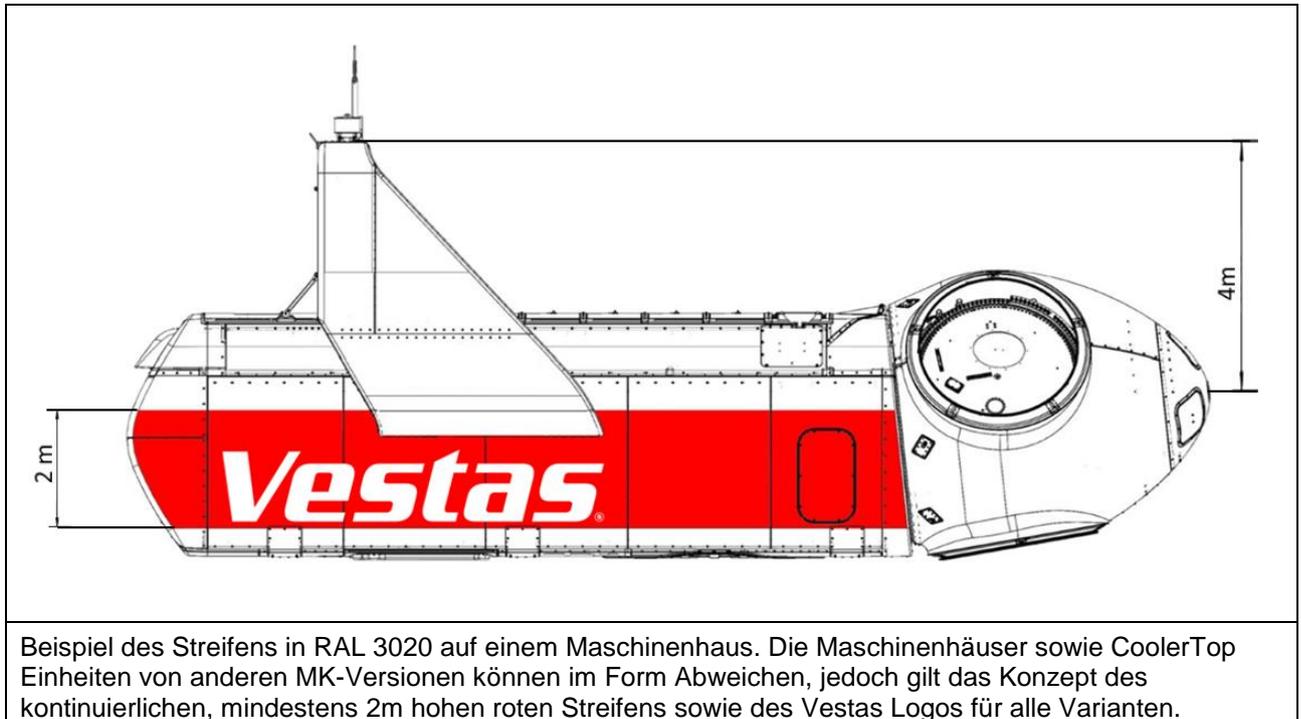
Die AVV beschreibt in ihrer aktuellen Fassung die erforderliche Kennzeichnung von Bauwerken innerhalb von Flugplatzbereichen, von Bauwerken mit einer Höhe von mehr als 150 m in dicht besiedelten Gebieten außerhalb von Flugplatzbereichen sowie von Bauwerken mit einer Höhe von mehr als 100 m in weniger dicht besiedelten Gebieten außerhalb von Flugplatzbereichen. In der Regel fallen Windenergieanlagen nur in die letzte Kategorie. Daher sind die in diesem Dokument beschriebenen Kennzeichnungen so konfiguriert, dass sie den Anforderungen an diese Kategorie entsprechen. Sofern keine abweichenden Einzelfallregelungen vorliegen, sind alle Windenergieanlagen innerhalb eines Windparks mit diesen Kennzeichnungen zu liefern. Das vorliegende Dokument bezieht sich auf Onshore-Anlagen. Für Windparks im Küstenvorfeld können daher zusätzliche Vorschriften gelten.

1.2. Anforderungen an die Tageskennzeichnung

Die für Windenergieanlagen geltenden Tageskennzeichnungen werden in den Kapiteln 2 und 4 der AVV behandelt. Als Hauptanforderung gilt die Sichtbarkeit der Windenergieanlage aus der Luft durch einen rot/weißen Anstrich. Bei Kennzeichnung durch weiß-rote Streifen sind die folgenden Kombinationen zulässig: vgl. AVV Teil 2 – Technische Spezifikationen Punkt 4 sowie Teil 4 – Windenergieanlagen, Abschnitt 2 – Tageskennzeichnung Punkt 14.

Stahltürme, Maschinenhäuser und Rotorblätter von Vestas Windenergieanlagen sind mit RAL 7035 angestrichen. Betonsegmente bei Hybridtürmen werden in der Standardkonfiguration ohne Anstrich in

Beton-Grau ausgeliefert, der Farbton von Beton ähnelt mit dem Farbton RAL 7035, weshalb ein zusätzlicher Anstrich nicht notwendig ist. Optional kann ein Anstrich in RAL 7035 angeboten werden. Daher werden die roten Streifen am Turm, am Maschinenhaus sowie auf den Rotorblättern in RAL 3020 ausgeführt. Dies sind die im vorliegenden Dokument dargestellten Konfigurationen. Die folgende Abbildung zeigt die Maschinenhaus-Kennzeichnung. Wie in der AVV angefordert, läuft der rote Streifen mit einer Höhe von mindestens 2m um das Maschinenhaus herum. Grafische Elemente beanspruchen maximal ein Drittel der Fläche der jeweiligen Maschinenhausseite.



1.3. Bestandteile der Nachtkennzeichnung

Die Nachtkennzeichnung von Windenergieanlagen bis zu einer Gesamthöhe von 315m ist gemäß Teil 4 – Windenergieanlagen, Abschnitt 3 Nachtkennzeichnung der AVV auszuführen. Die Nachtkennzeichnung der Windenergieanlagen ist durch das spezielle deutsche „Feuer W, rot“ oder „Feuer W, rot ES“ zu erfolgen. Nach Ziffer 16.4 ist zusätzlich eine Infrarotkennzeichnung gemäß Anhang 3 der AVV auf dem Maschinenhausdach vorzusehen.

1.3.1. Maschinenhausbefeuerung

Die Lampen müssen paarweise auf dem Dach des Maschinenhauses angebracht werden, um zu gewährleisten, dass jederzeit mindestens ein Feuer aus jeder Richtung sichtbar ist. Die Bauwerksspitze darf bis einschließlich 315m betragen. Die Blinkfolge wird in der AVV festgelegt.

		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V23	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 6/36

1.3.2. Turmbefeuerung

Gemäß AVV müssen Windenergieanlagen mit einer maximalen Spitzenhöhe von mehr als 150 m mit einer zusätzlichen Hindernisbefeuerungsebenen am Turm ausgestattet werden, wobei aus jeder Richtung mindestens zwei Hindernisfeuer sichtbar sein müssen. Diese ist auf halber Höhe zwischen Gondelbefeuerung und Geländeoberkante anzubringen und darf technisch bedingt davon abweichen.

1.3.3. Zusatzeinrichtungen

Eine bestimmte Reduzierung der Lichtstärken der Tagesbefeuerung (Gefahrenfeuer und Feuer W, rot) abhängig von den Messungen eines zertifizierten Sichtweitenmessgerätes ist zulässig.

Einem Ausfall der Hindernisbefeuerung ist durch Installation einer Notstromversorgung mit ausreichender Kapazität zur Überbrückung der Stromversorgung von mind. 16h vorzubeugen. Die Aktivierung der Notstromversorgung darf nicht später als 2 Minuten nach dem Stromausfall erfolgen. Fehler in diesem Ablauf, die einen Ausfall der Befeuerung verursachen, müssen eine entsprechende Meldung an den Anlagenbetreiber auslösen, sodass dieser die NOTAM-Zentrale unverzüglich telefonisch benachrichtigen kann. Ist eine Behebung innerhalb von zwei Wochen nicht möglich, so ist die NOTAM-Zentrale nach zwei Wochen erneut zu informieren.

1.3.4. Nachtkennzeichnung von Vestas Windenergieanlagen

Vestas Windenergieanlagen werden in Deutschland standardmäßig mit zwei blinkenden Feuern W, rot, in Kombination mit einer Infrarotbefeuerung auf dem CoolerTop (ca. 4 m über der Nabenhöhe) geliefert. Die allgemeine Spezifikation für diese Komponenten findet sich in [2]. Eine Tageskennzeichnung mittels Weißblitz ist nicht vorgesehen.

Eine zusätzliche Befeuerung des Turms mit einer Reihe von vier Hindernisfeuern, die um den Turmumfang in rechten Winkeln zueinander angeordnet sind, ist gemäß den folgenden Zeichnungen installiert. Technisch bedingt kann zu marginalen Abweichungen der Höhe der Turmbefeuerungsebene kommen. Die Spezifikation für diese Komponenten findet sich in [3].

Optional ist auf Wunsch ein Sichtweitenmessgerät gemäß Spezifikation in [4] und/oder eine Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) gemäß Spezifikation in [5] von Vestas erhältlich, um den Störeinfluss der Befeuerung zu reduzieren bzw. um der Forderung der AVV nach einer Notversorgung der Befeuerung während eines Netzausfalls nachzukommen.

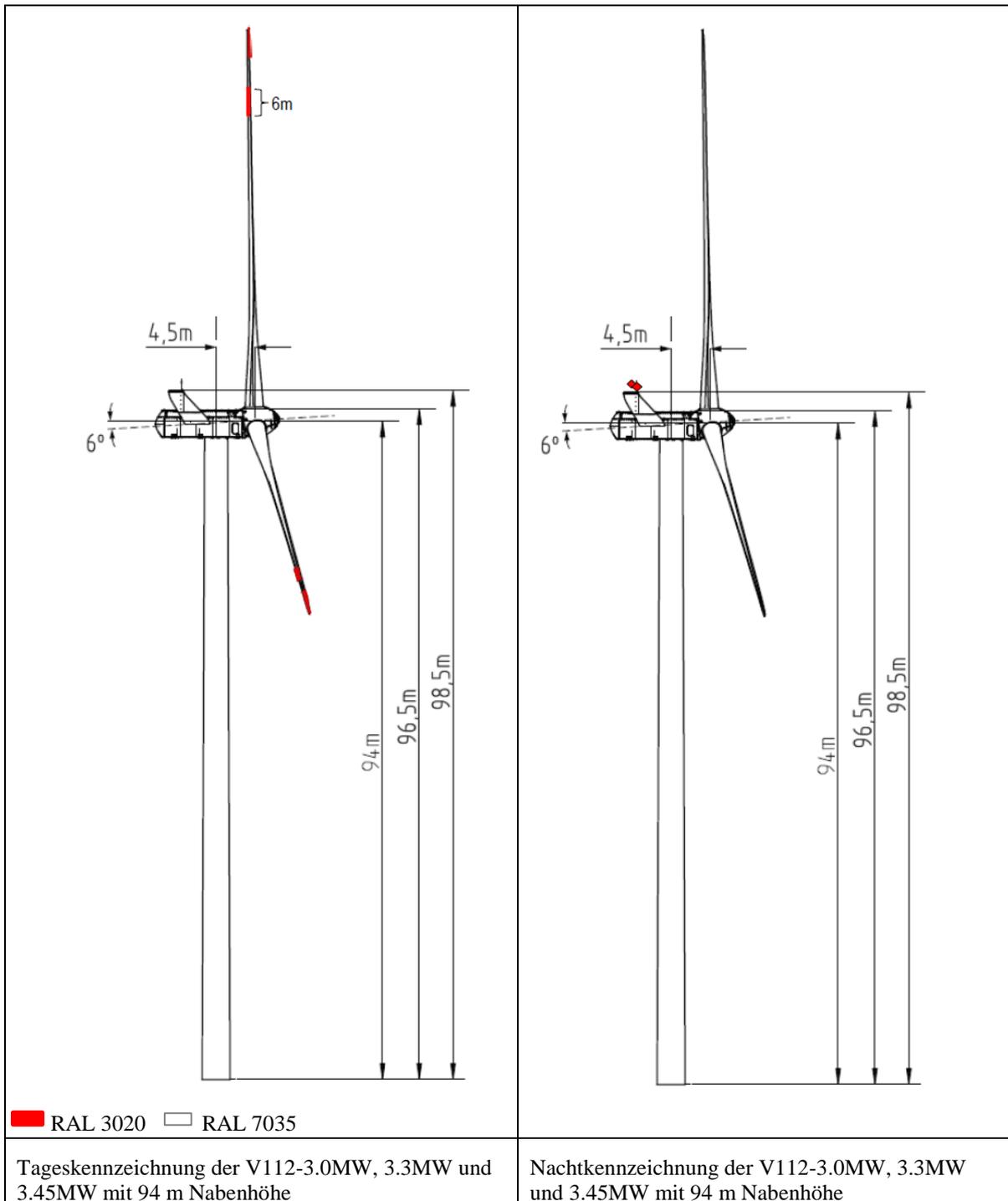
		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V23	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 7/36

2. Anlagenkennzeichnungen – Standard nach AVV

Die Grafiken auf den folgenden Seiten zeigen die standardmäßig konfigurierten Tages- und Nachtkennzeichnungen an Vestas-Produkten aus dem aktuellen deutschen Lieferprogramm.

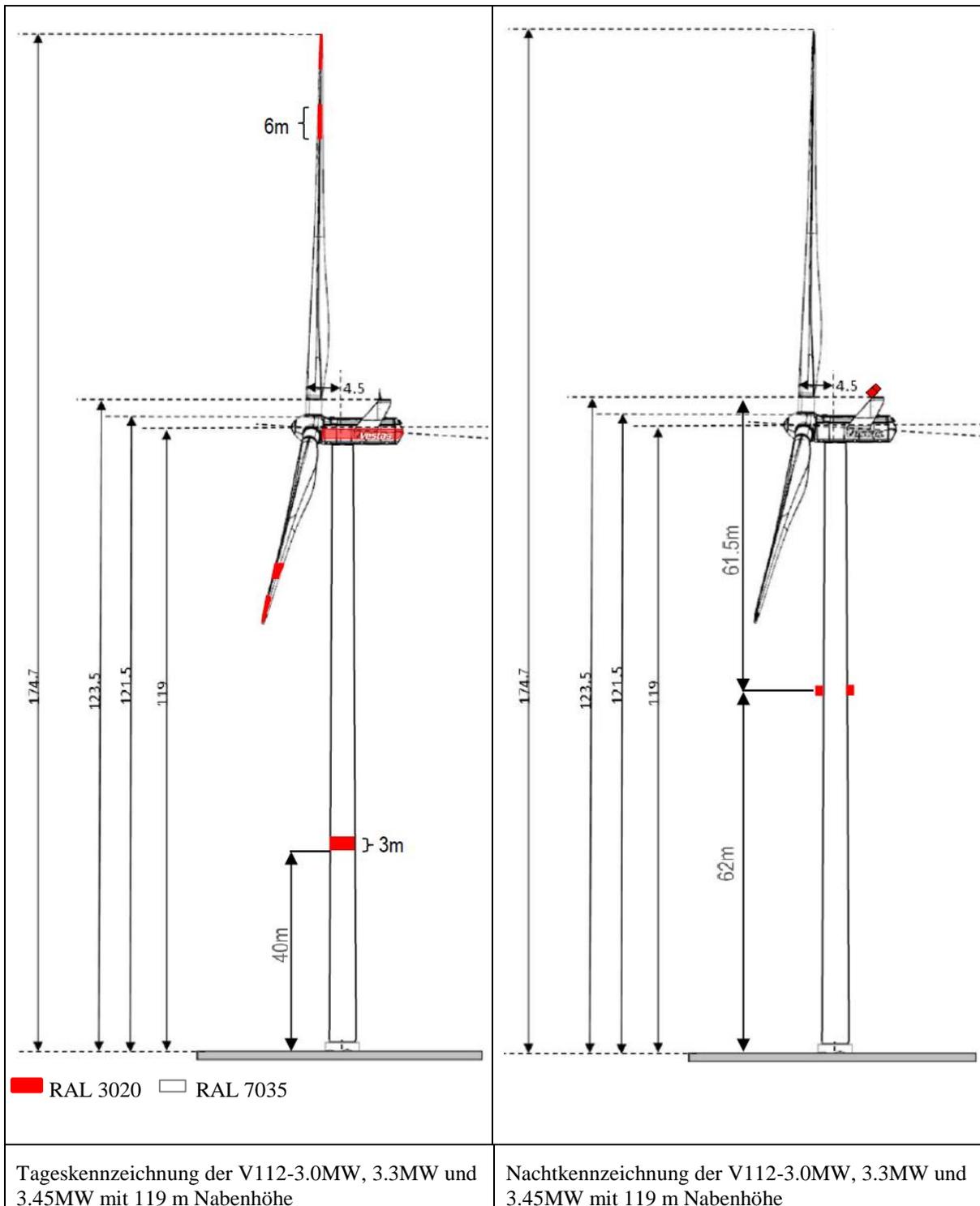
2.1. V112-3.3MW und 3.45MW

2.1.1. 94m Nabenhöhe (150m Spitzenhöhe)

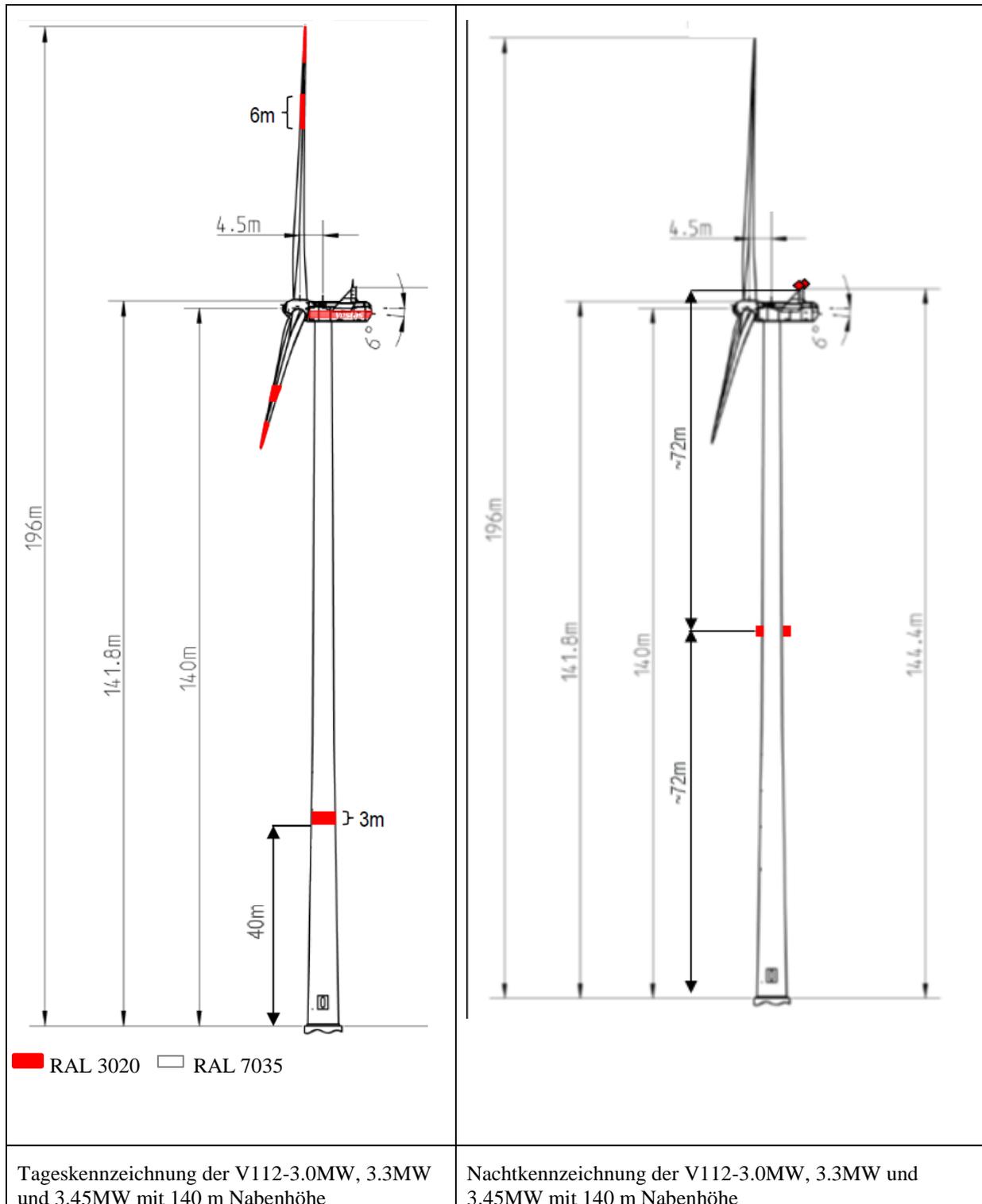


		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V23	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 8/36

2.1.2. 119m Nabenhöhe (175m Spitzenhöhe)



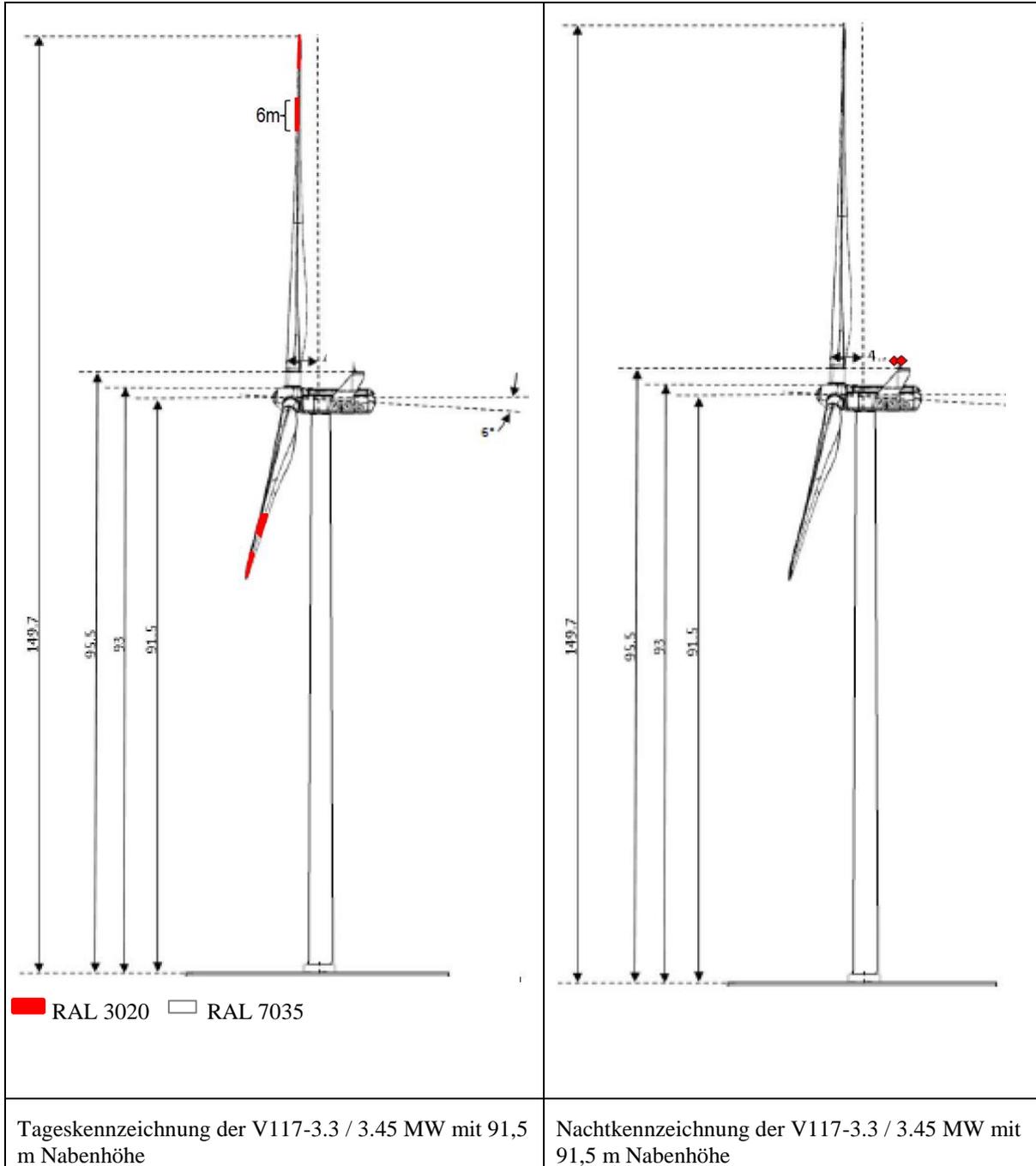
2.1.3. 140m Nabenhöhe (196m Spitzenhöhe)



		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V23	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 10/36

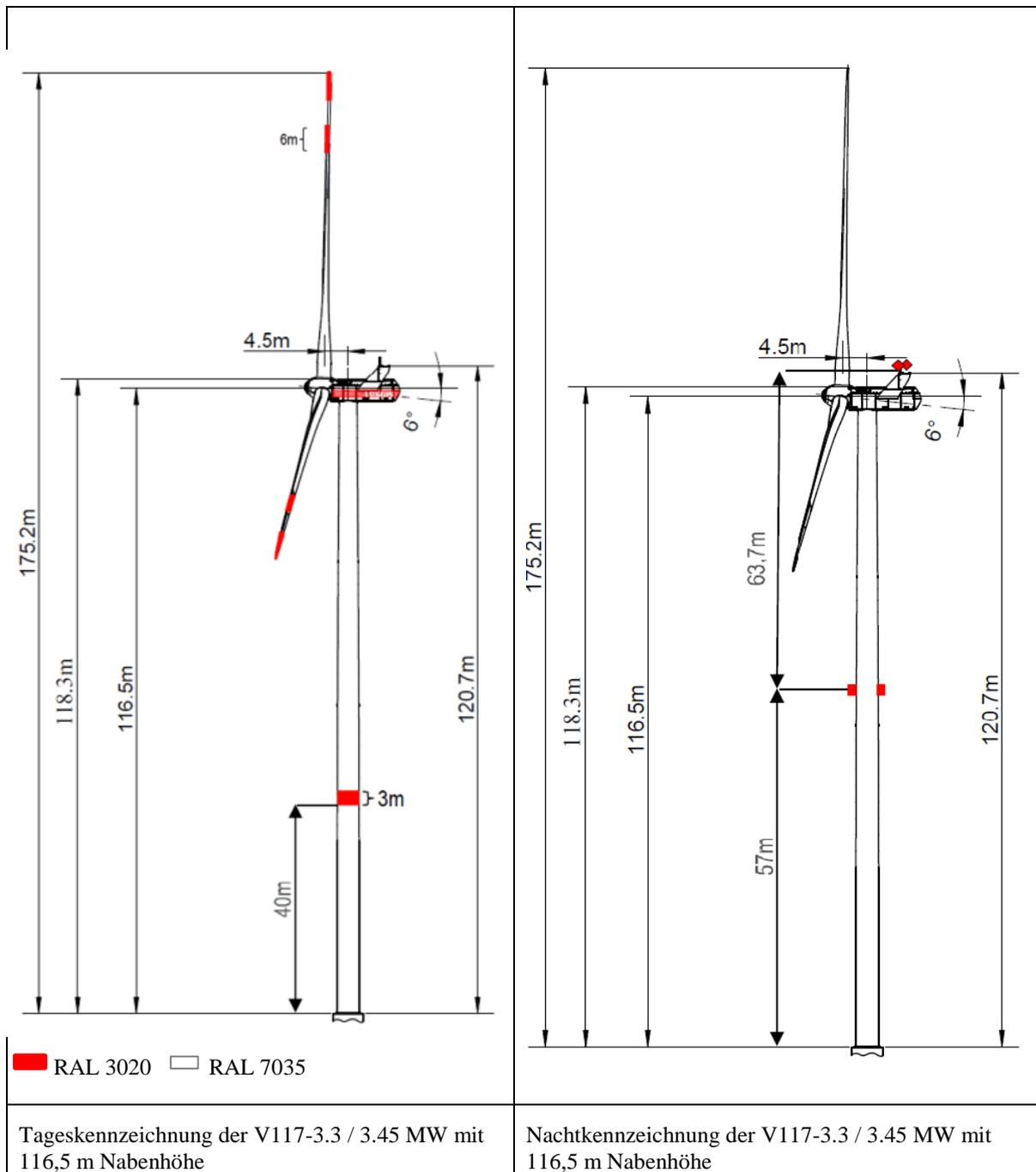
2.2. V117-3.3MW und 3.45MW

2.2.1. 91,5m Nabenhöhe (150m Spitzenhöhe)



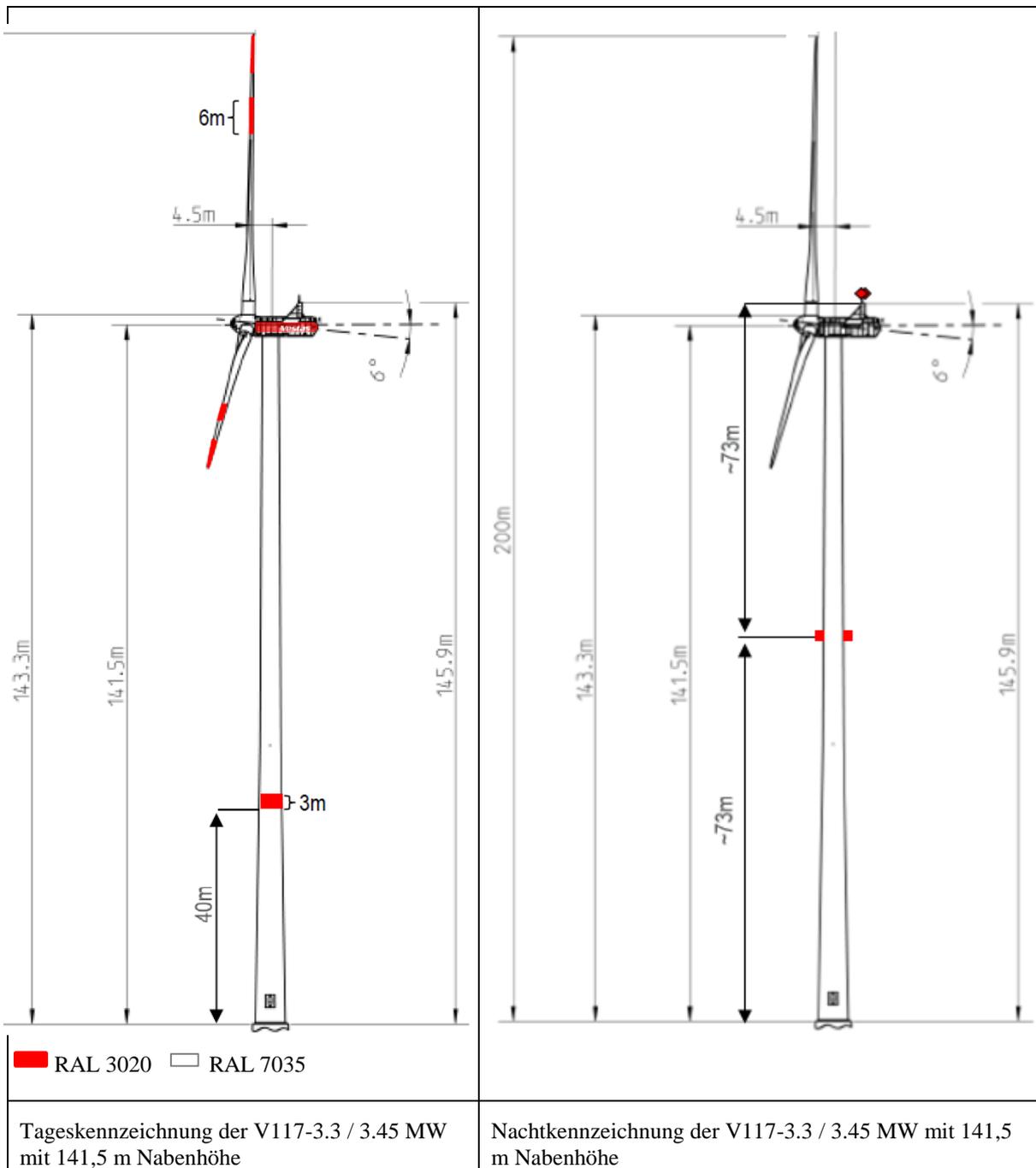
		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V23	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 11/36

2.2.2. 116,5m Nabenhöhe (175m Spitzenhöhe)



		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V23	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 12/36

2.2.3. 141,5m Nabenhöhe (200m Spitzenhöhe)



		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V23	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 13/36

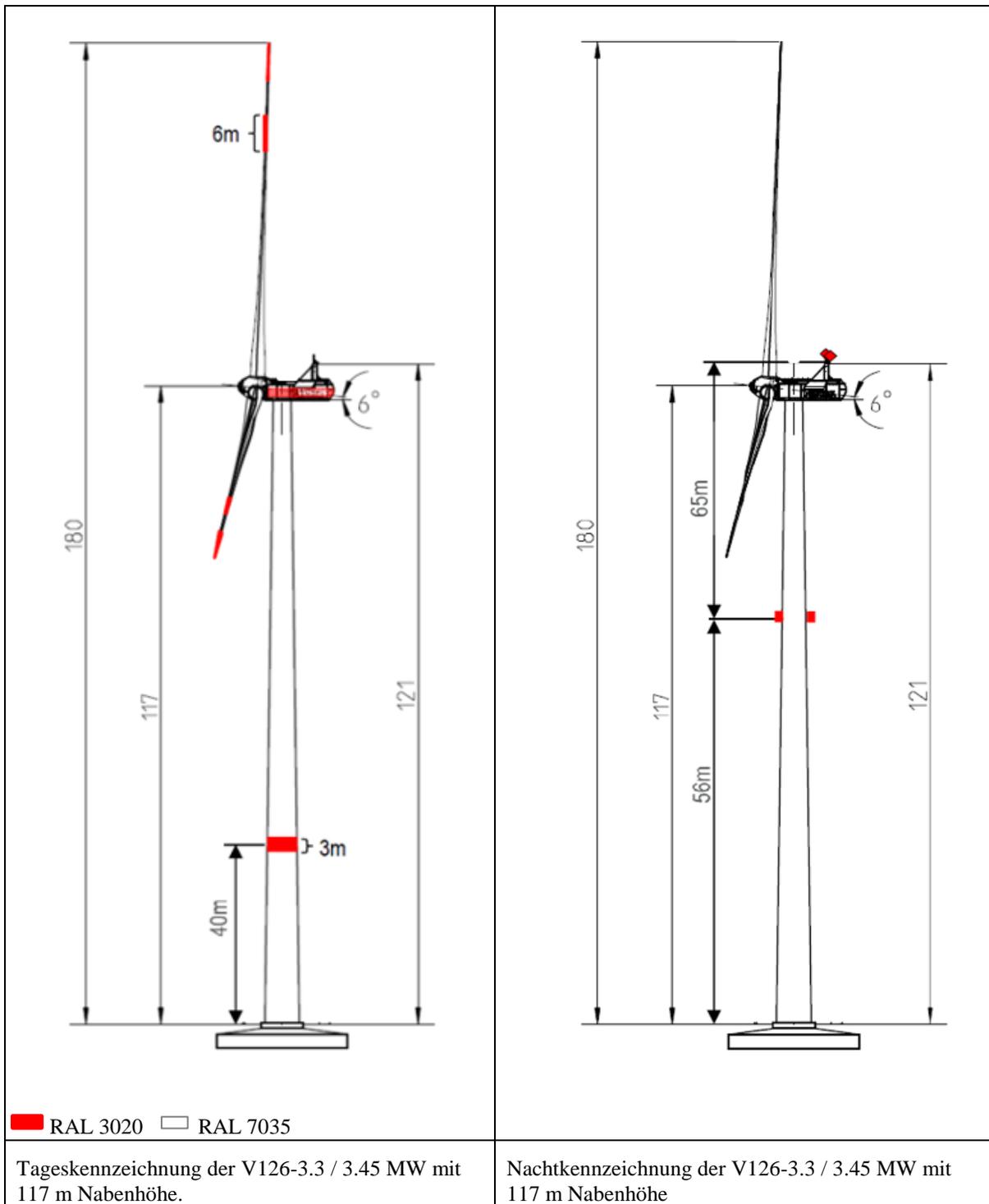
2.3. V126-3.3MW, 3.45MW und 3.6MW

2.3.1. 87m Nabenhöhe (150m Spitzenhöhe)

<p>■ RAL 3020 □ RAL 7035</p> <p>Tageskennzeichnung der V126-3.45 / 3.6 MW mit 87m Nabenhöhe. Nabenhöhe nicht bei der V126-3.3/3.45 (MK3A) verfügbar.</p>	<p>Nachtkennzeichnung der V126-3.45 / 3.6 MW mit 87m Nabenhöhe. Nabenhöhe nicht bei der V126-3.3/3.45 (MK3A) verfügbar.</p>

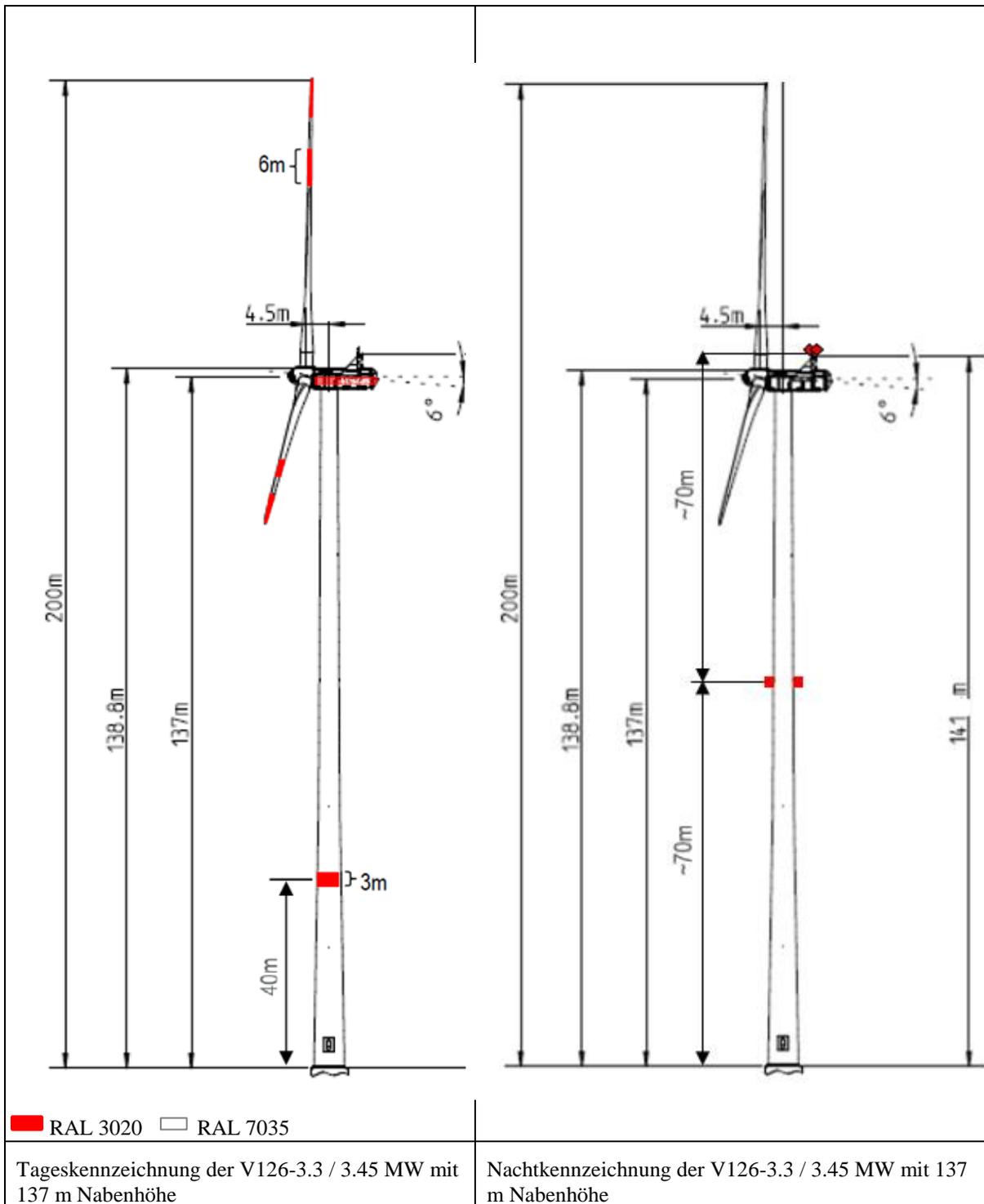
		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V23	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 14/36

2.3.2. 117m Nabenhöhe (180m Spitzenhöhe)

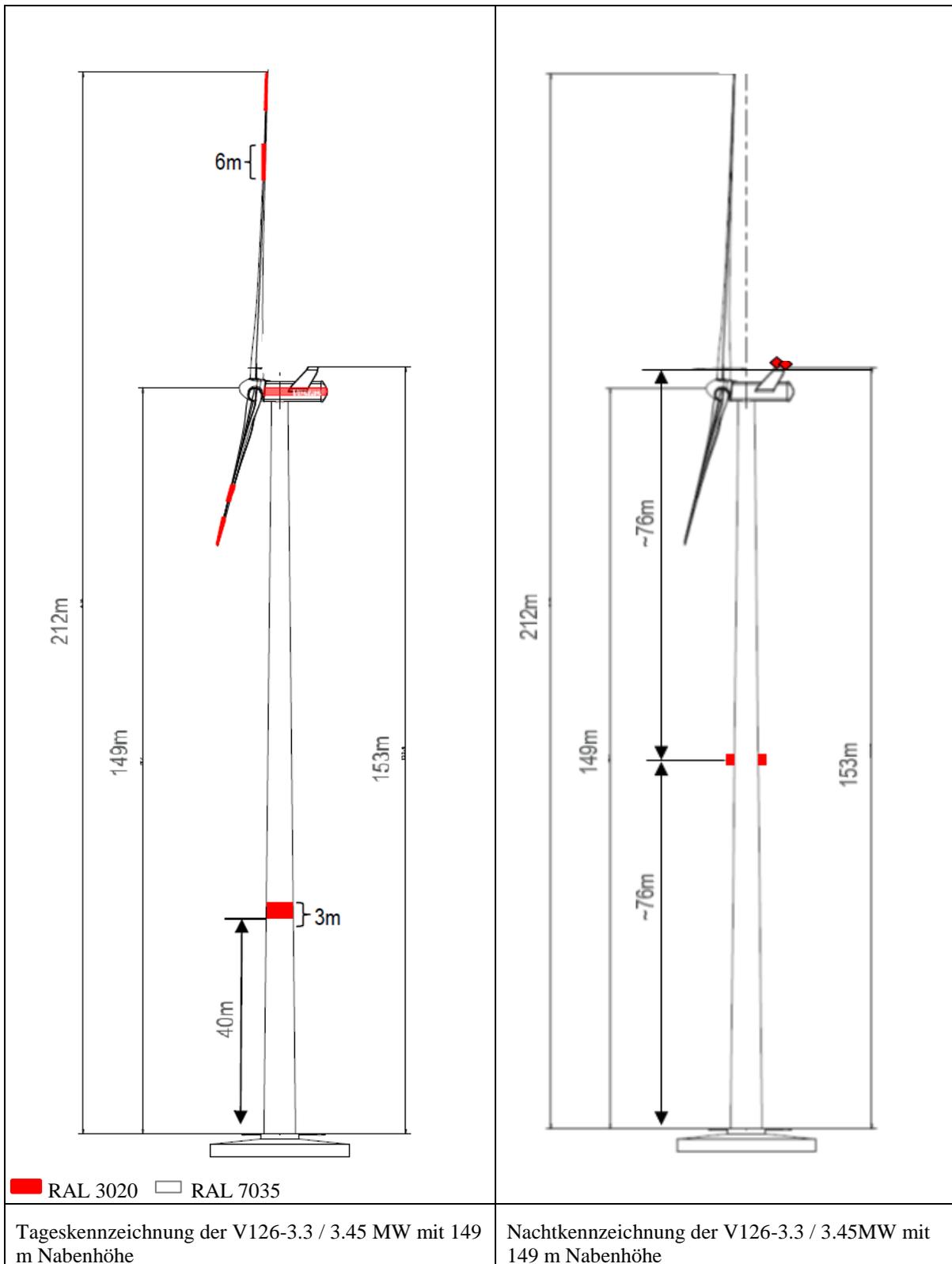


		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V23	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 15/36

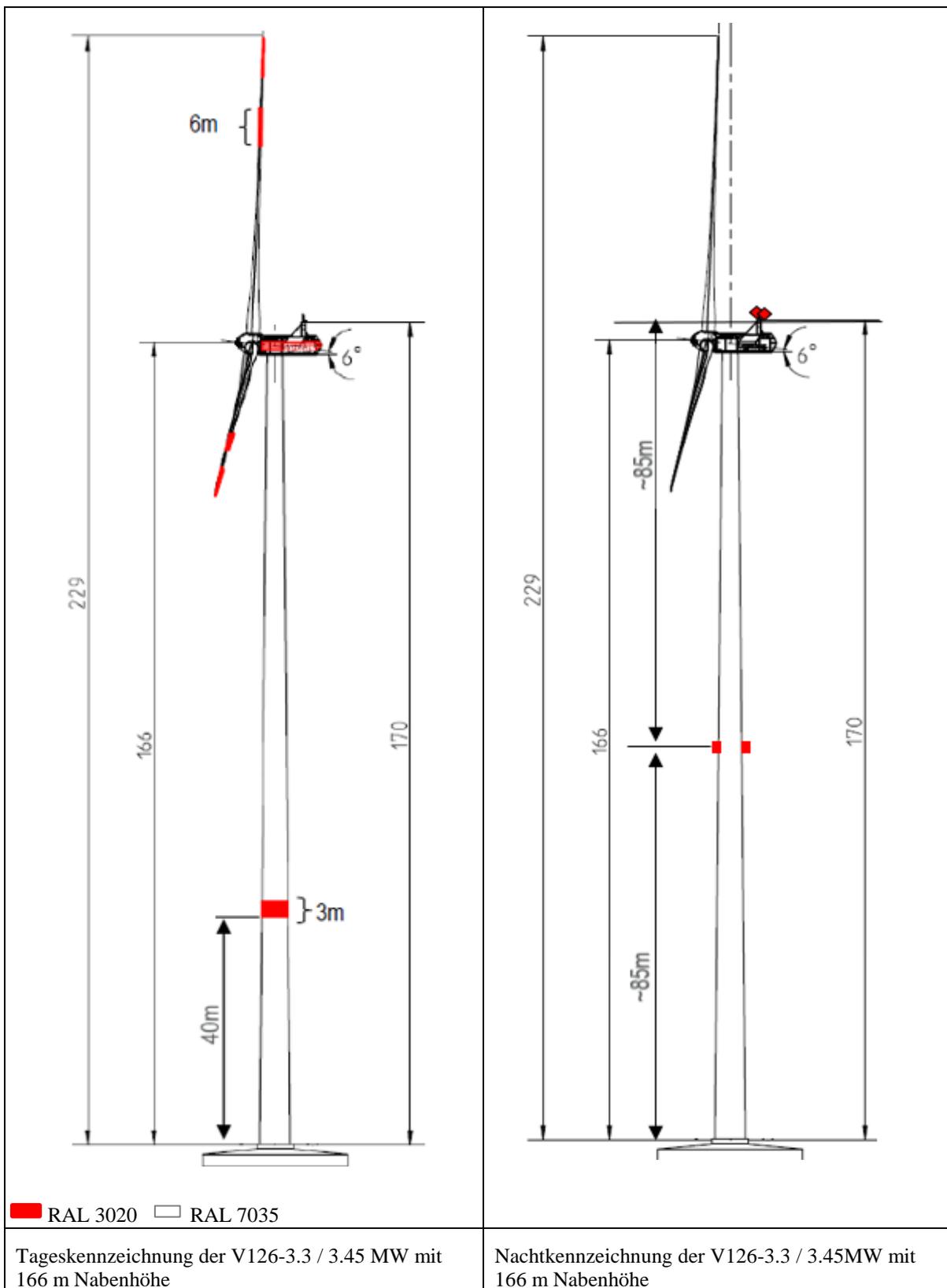
2.3.3. 137m Nabenhöhe (200m Spitzenhöhe)



2.3.4. 149m Nabenhöhe (212m Spitzenhöhe)



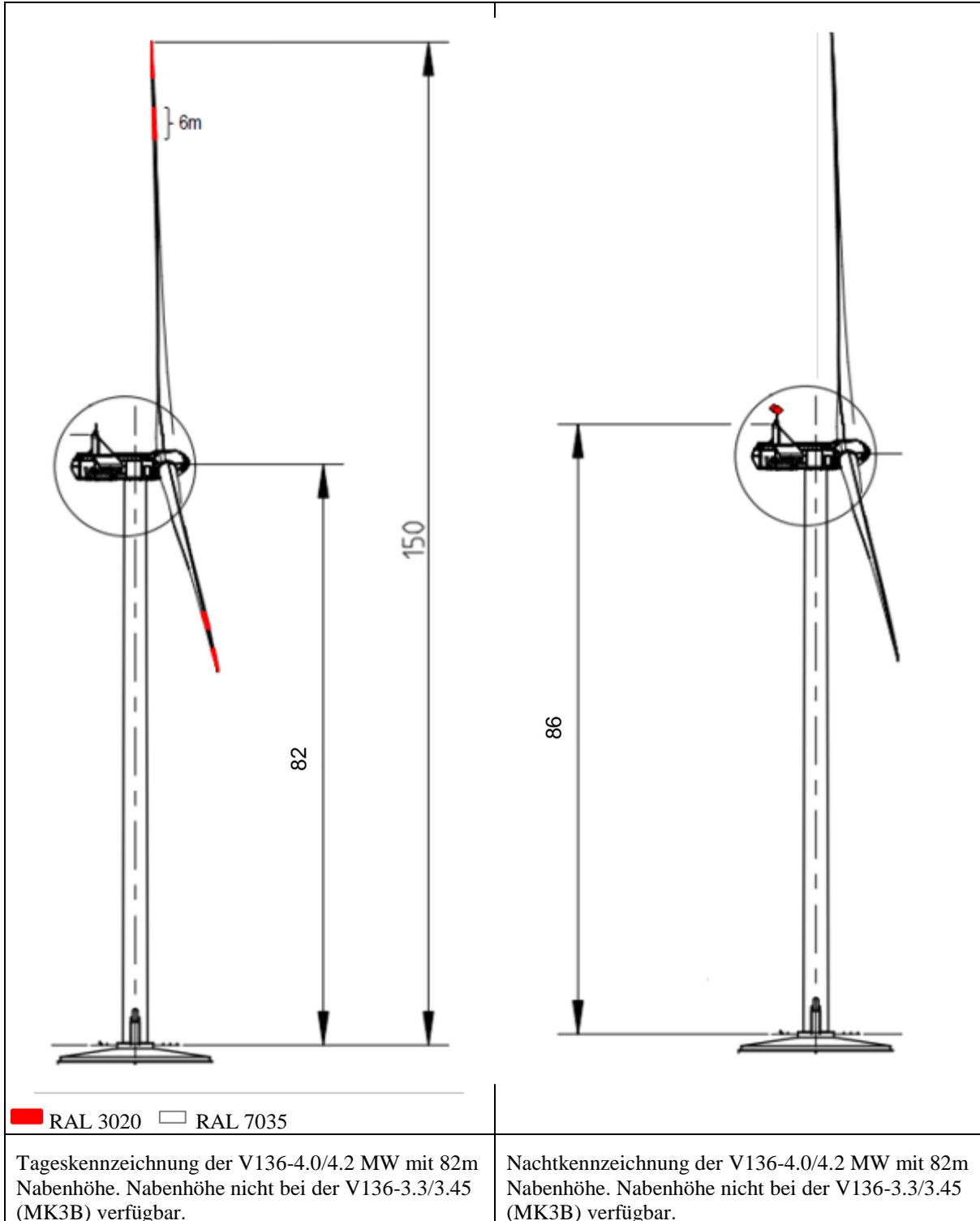
2.3.5. 166m Nabenhöhe (229m Spitzenhöhe)



		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V23	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 18/36

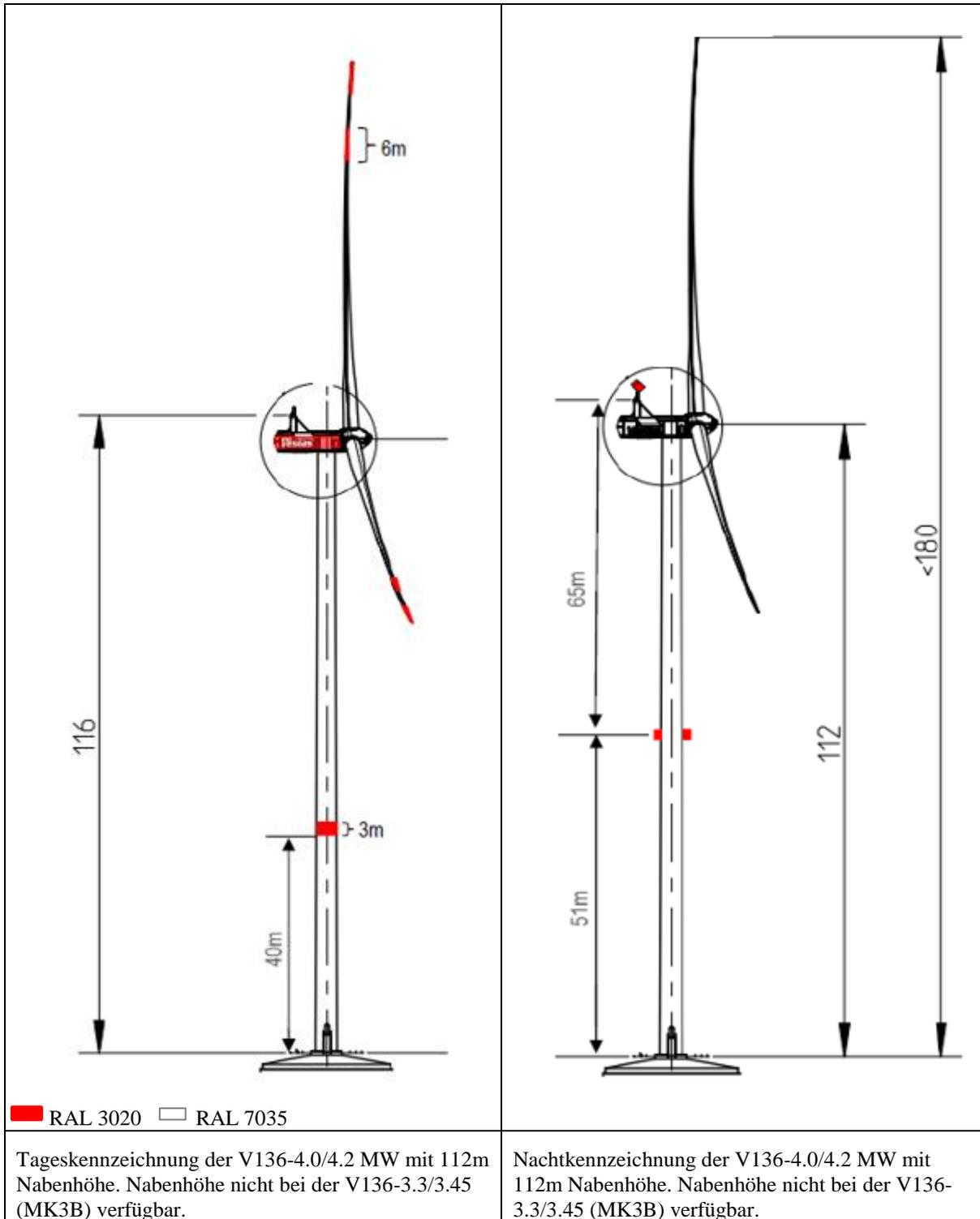
2.4. V136-3.45 / 3.6 / 4.0 / 4.2MW

2.4.1. 82m Nabenhöhe (150m Spitzenhöhe)



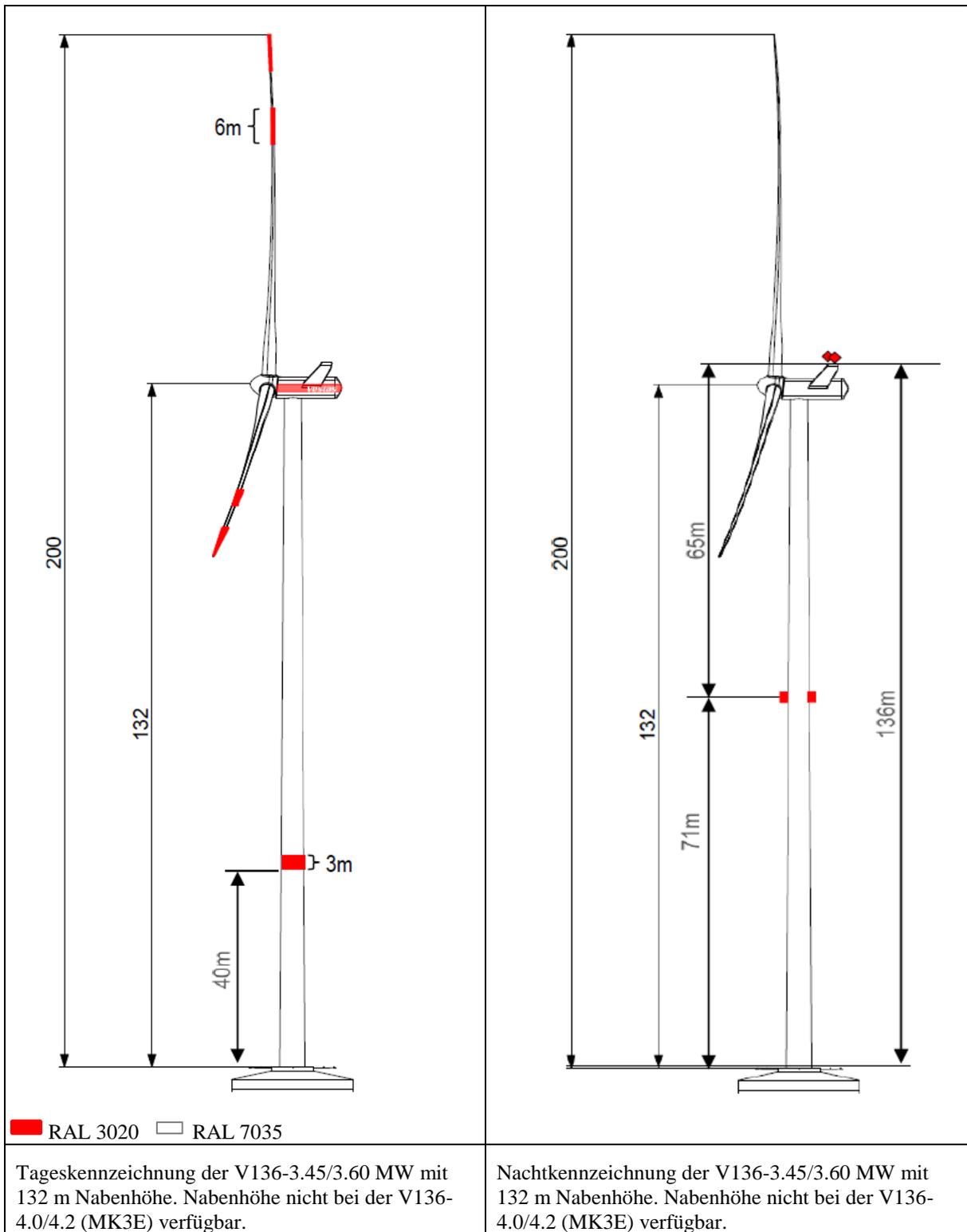
		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V23	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 19/36

2.4.2. 112m Nabenhöhe (180m Spitzenhöhe)



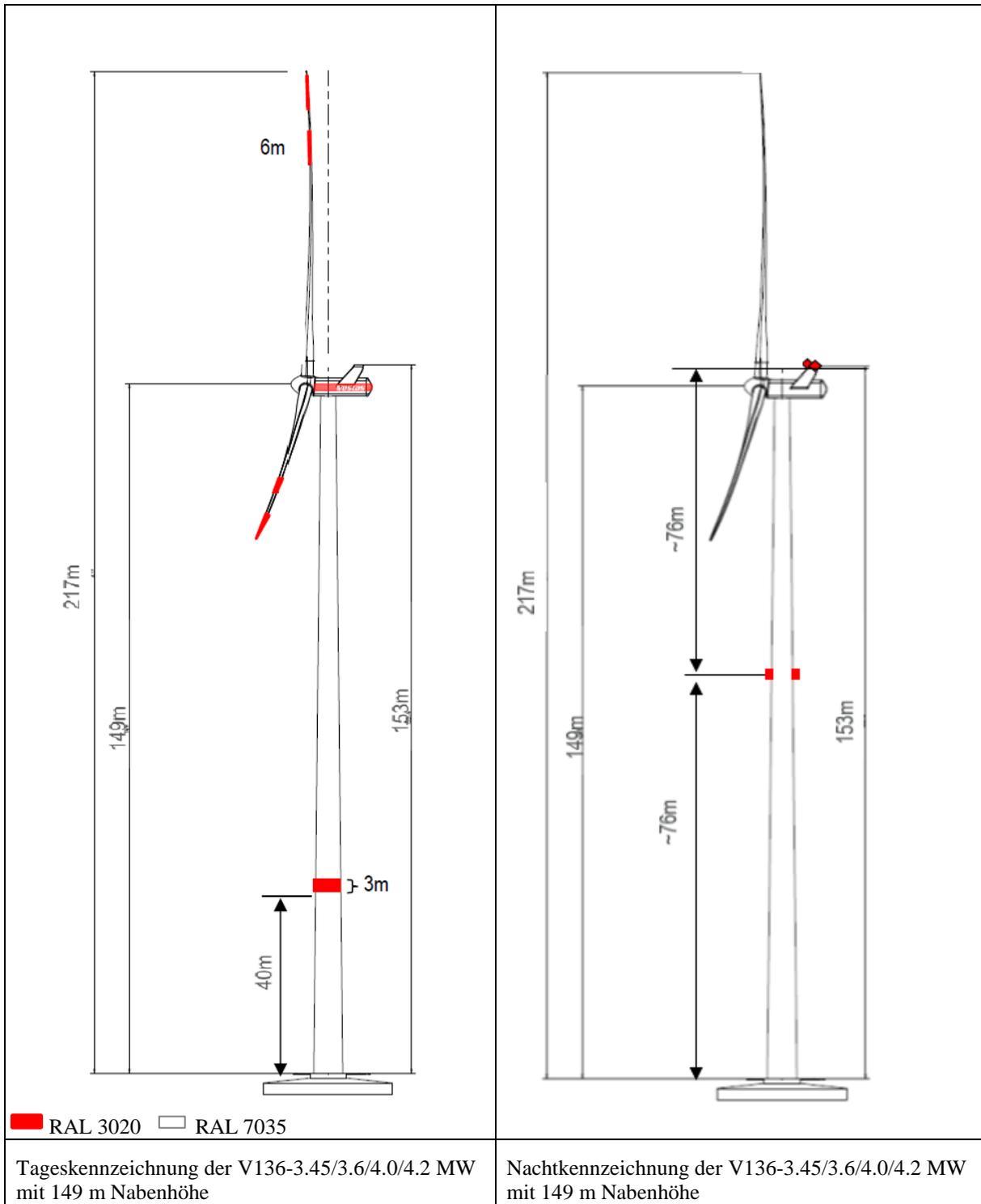
		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V23	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 20/36

2.4.3. 132m Nabenhöhe (200m Spitzenhöhe)

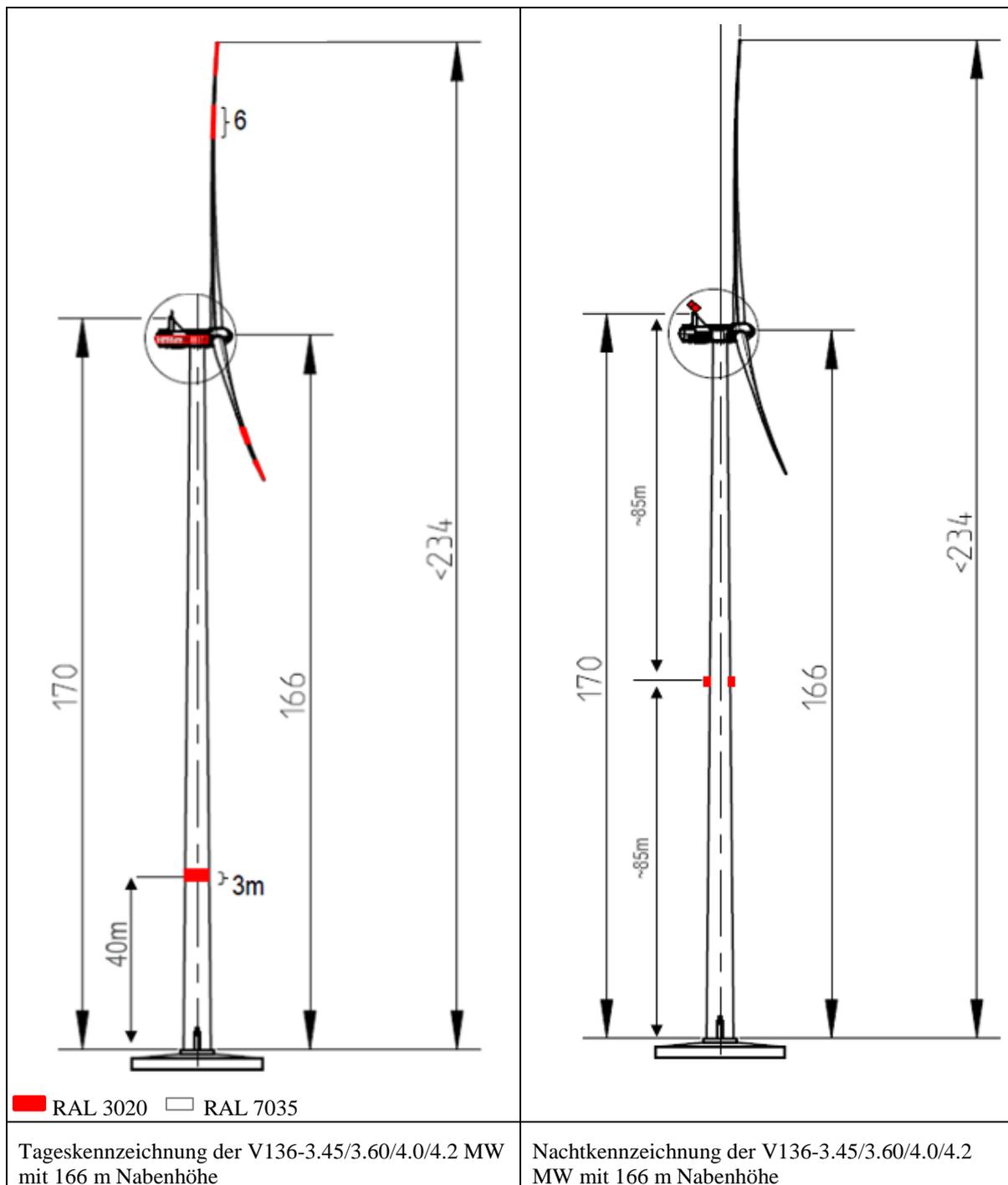


		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V23	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 21/36

2.4.4. 149m Nabenhöhe (217m Spitzenhöhe)



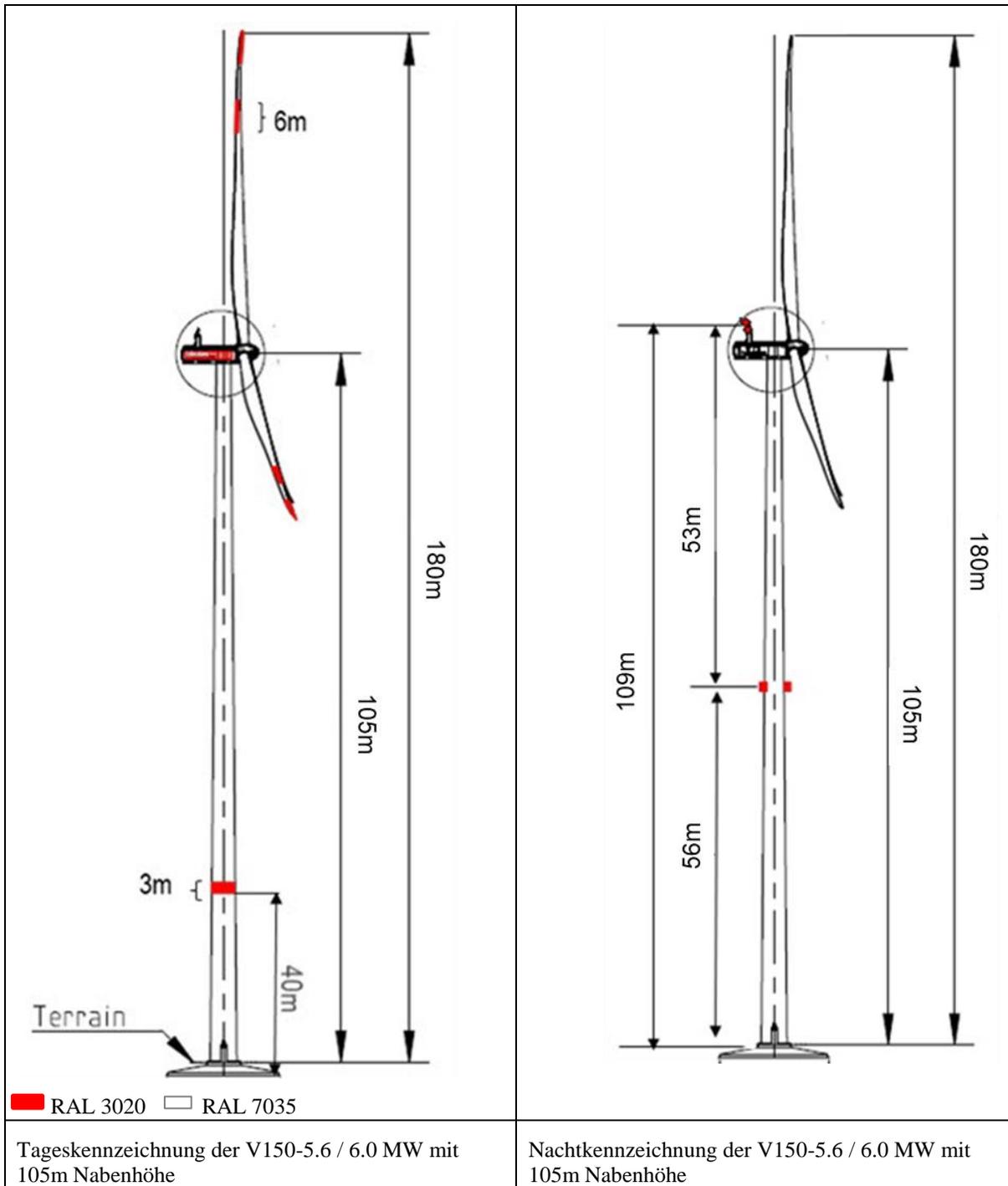
2.4.5. 166m Nabenhöhe (234m Spitzenhöhe)



		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V23	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 23/36

2.5. V150-4.0 / 4.2MW -5.6 / 6.0MW

2.5.1. 105m Nabenhöhe (180m Spitzenhöhe)



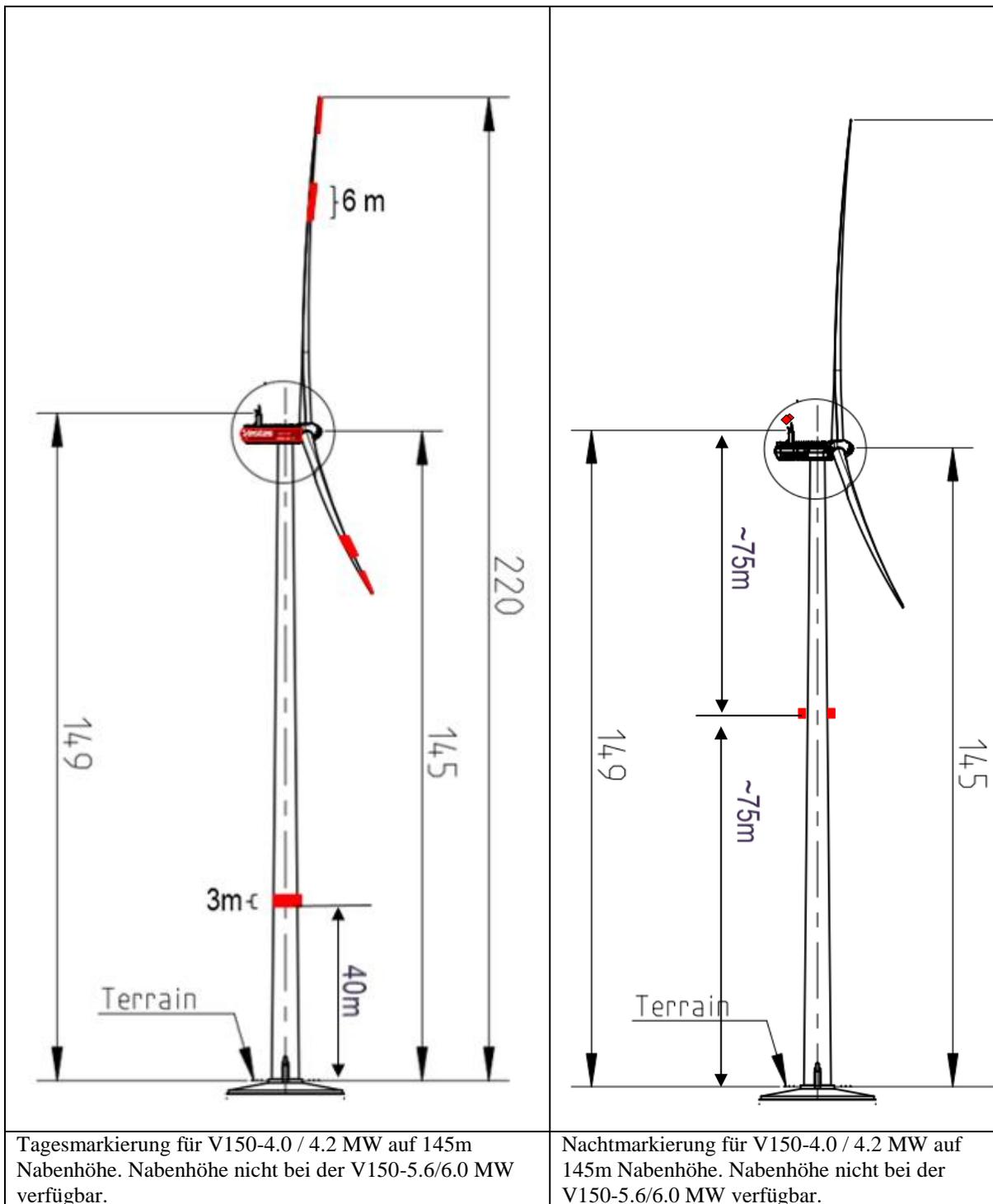
		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V23	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 24/36

2.5.2. 125m Nabenhöhe* (200m Spitzenhöhe)

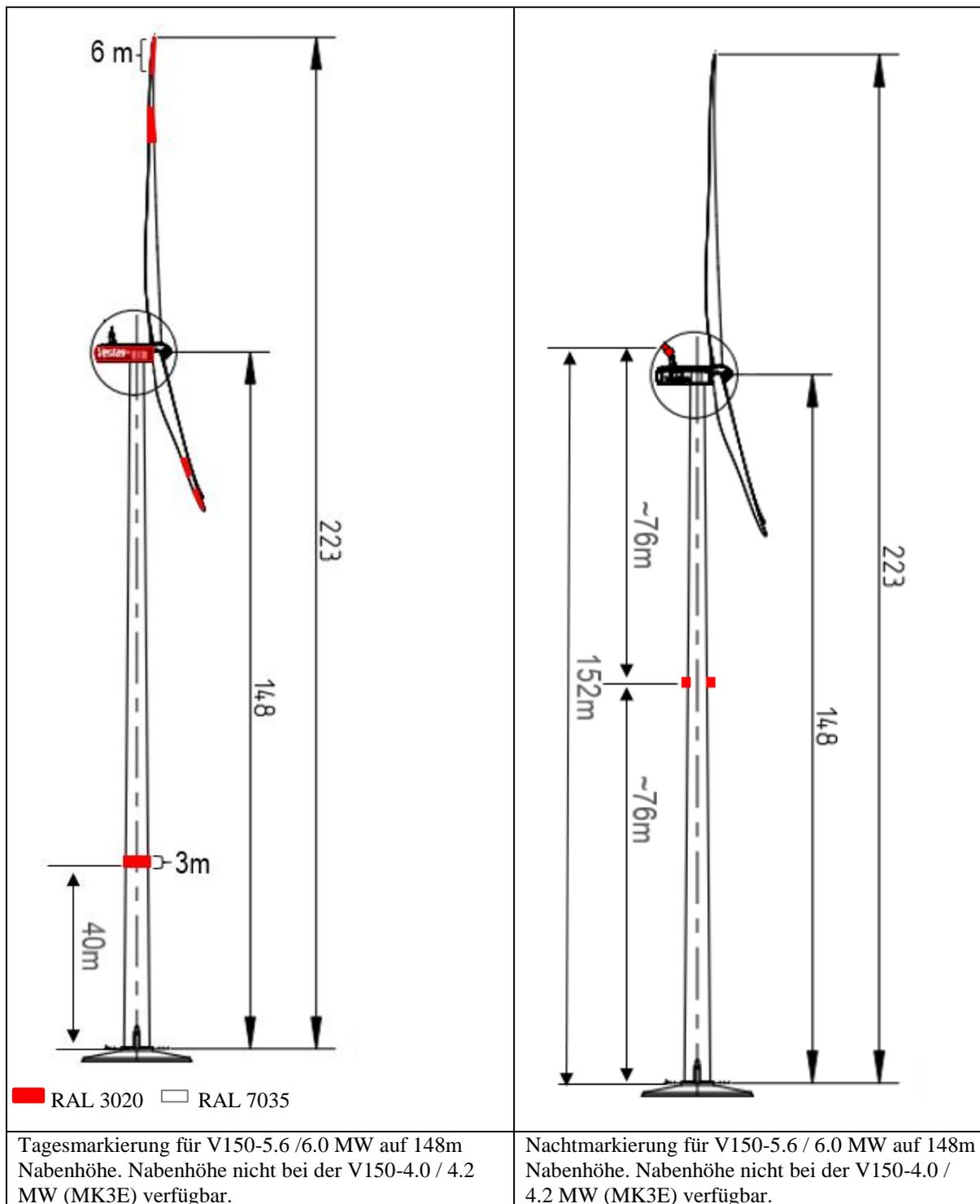
<p> ■ RAL 3020 □ RAL 7035 </p>	
<p>Tageskennzeichnung der V150-4.0 / 4.2 / 5.6 / 6.0 MW mit 125m Nabenhöhe</p> <p>Bei der 4.0/4.2MW (MK3E) Variante handelt es sich um einen 123m Turm mit einer 2 m hohen Fundamenterhöhung</p>	<p>Nachtkennzeichnung der V150-4.0 / 4.2 / 5.6 / 6.0 MW mit 125m Nabenhöhe</p> <p>Bei der 4.0/4.2MW (MK3E) Variante handelt es sich um einen 123m Turm mit einer 2 m hohen Fundamenterhöhung</p>

		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V23	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 25/36

2.5.3. 145m Nabenhöhe (220m Spitzenhöhe)

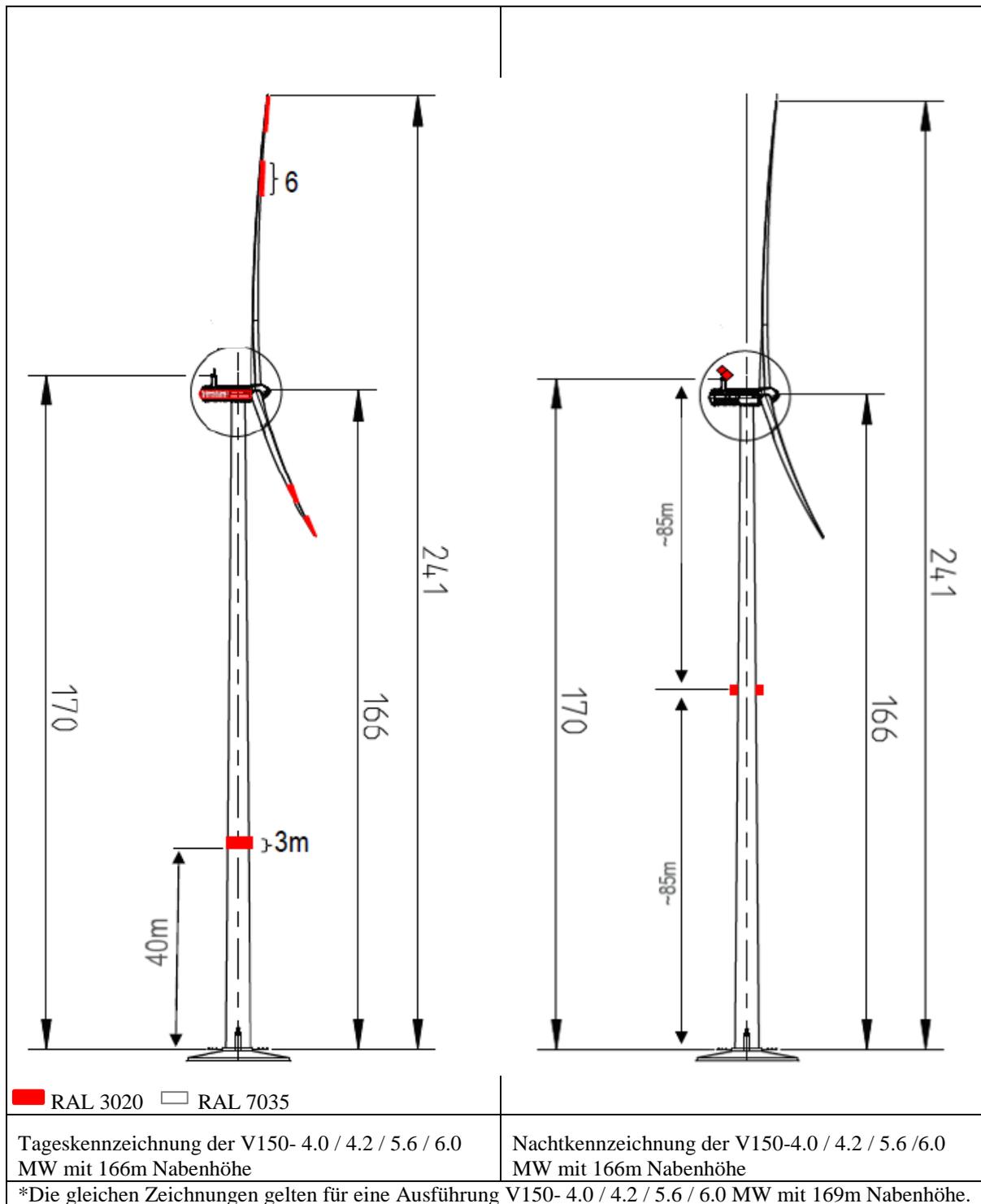


2.5.4. 148m Nabenhöhe (223m Spitzenhöhe)



		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V23	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 27/36

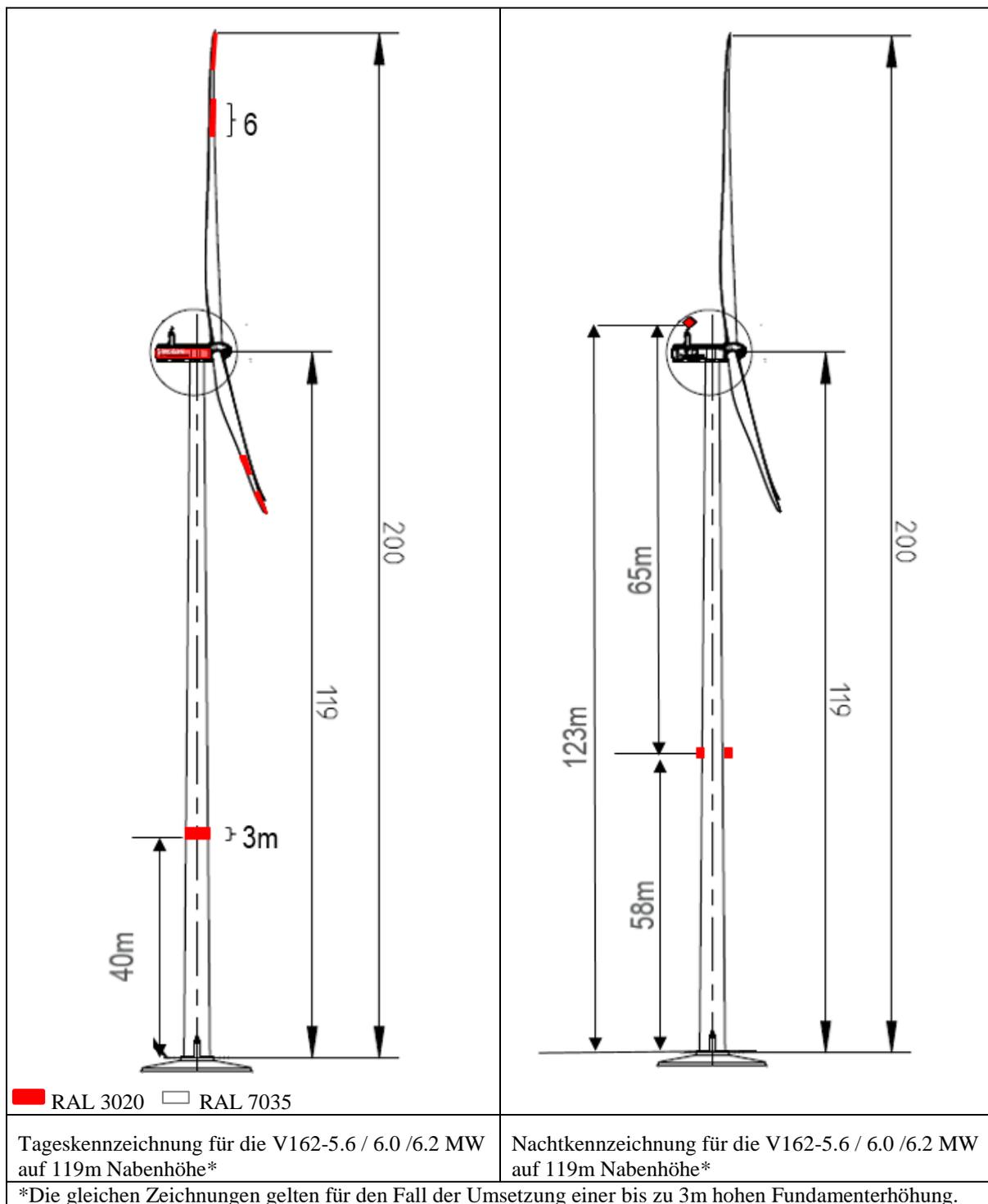
2.5.5. 166/169m Nabenhöhe (241/244m Spitzenhöhe)



		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V23	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 28/36

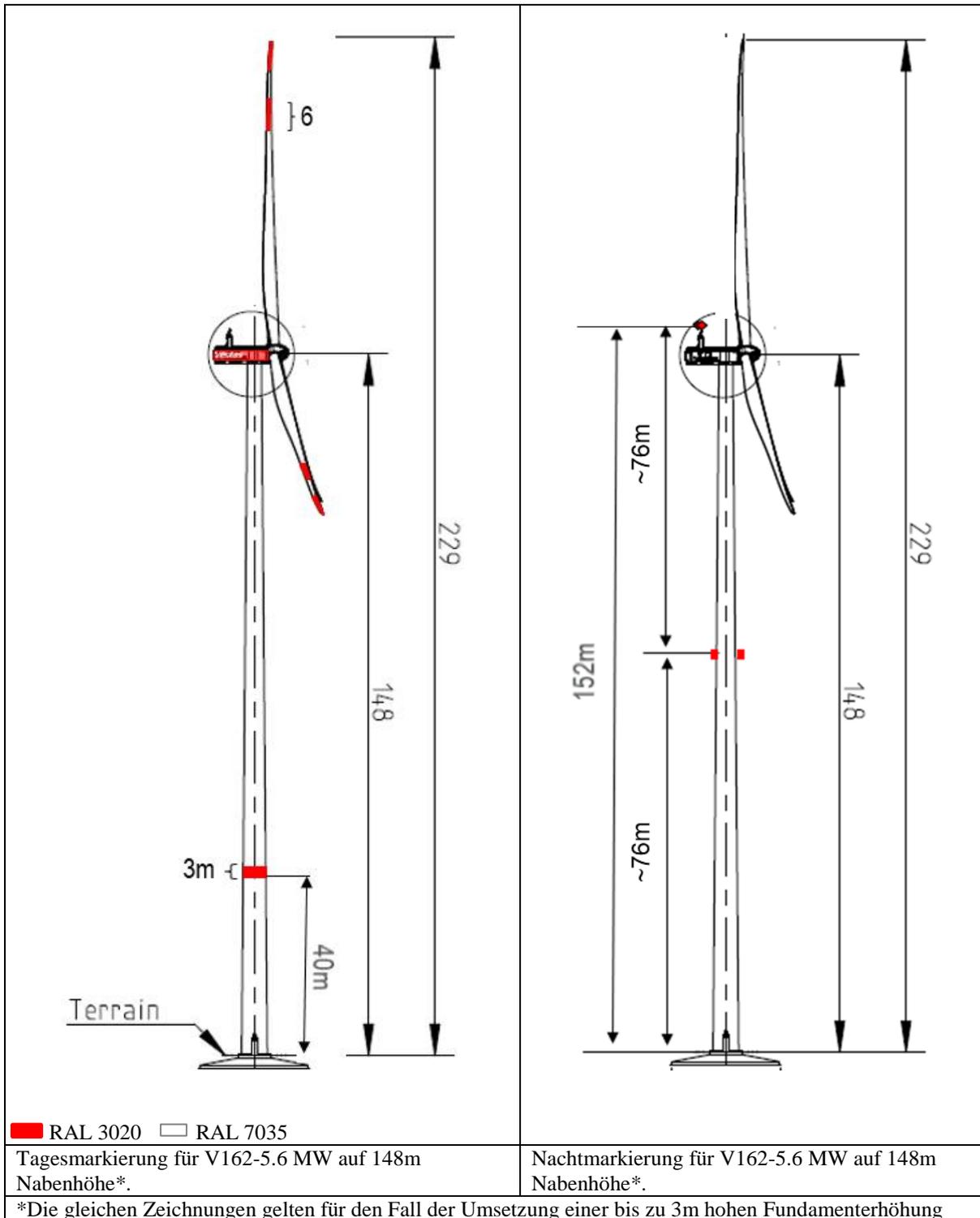
2.6. V162-5.6 / 6.0 / 6.2MW

2.6.1. 119m Nabenhöhe (200m Spitzenhöhe)



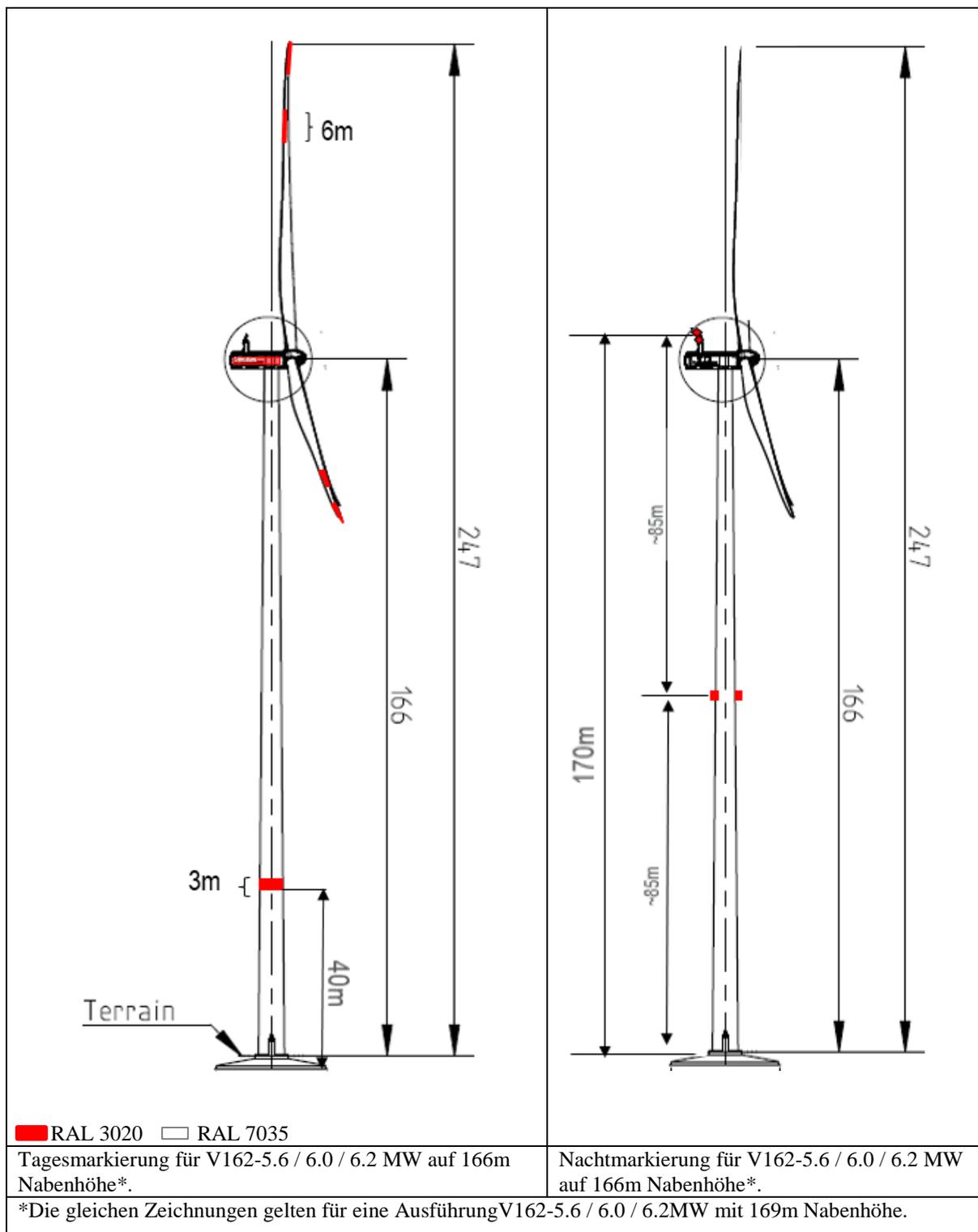
		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V23	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 29/36

2.6.2. 148m Nabenhöhe (229m Spitzenhöhe)



		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V23	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 30/36

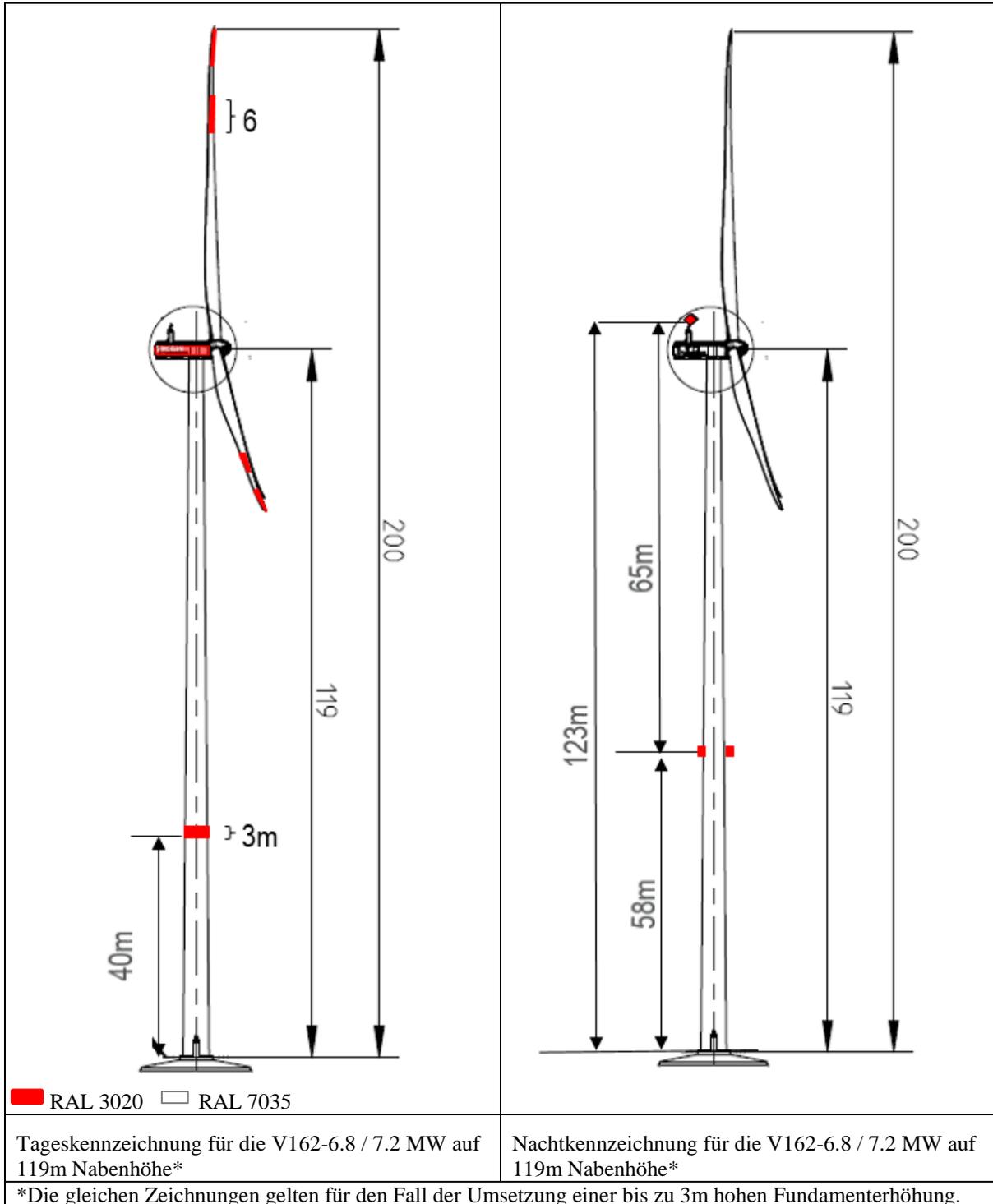
2.6.3. 166m/169m Nabenhöhe (247/250m Spitzenhöhe)



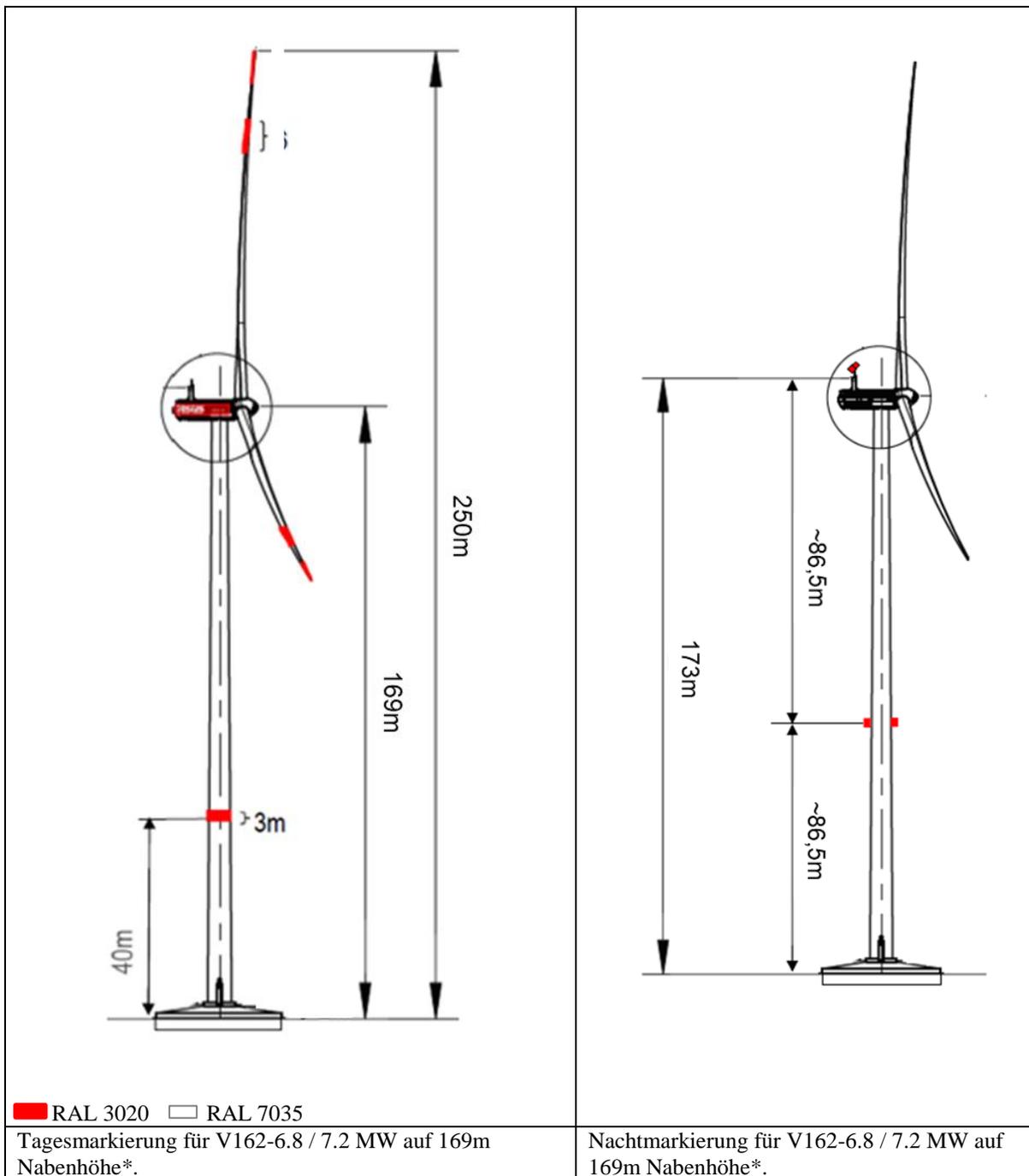
		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V23	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 31/36

2.7. V162-7.2MW

2.7.1. 119m Nabenhöhe (200m Spitzenhöhe)



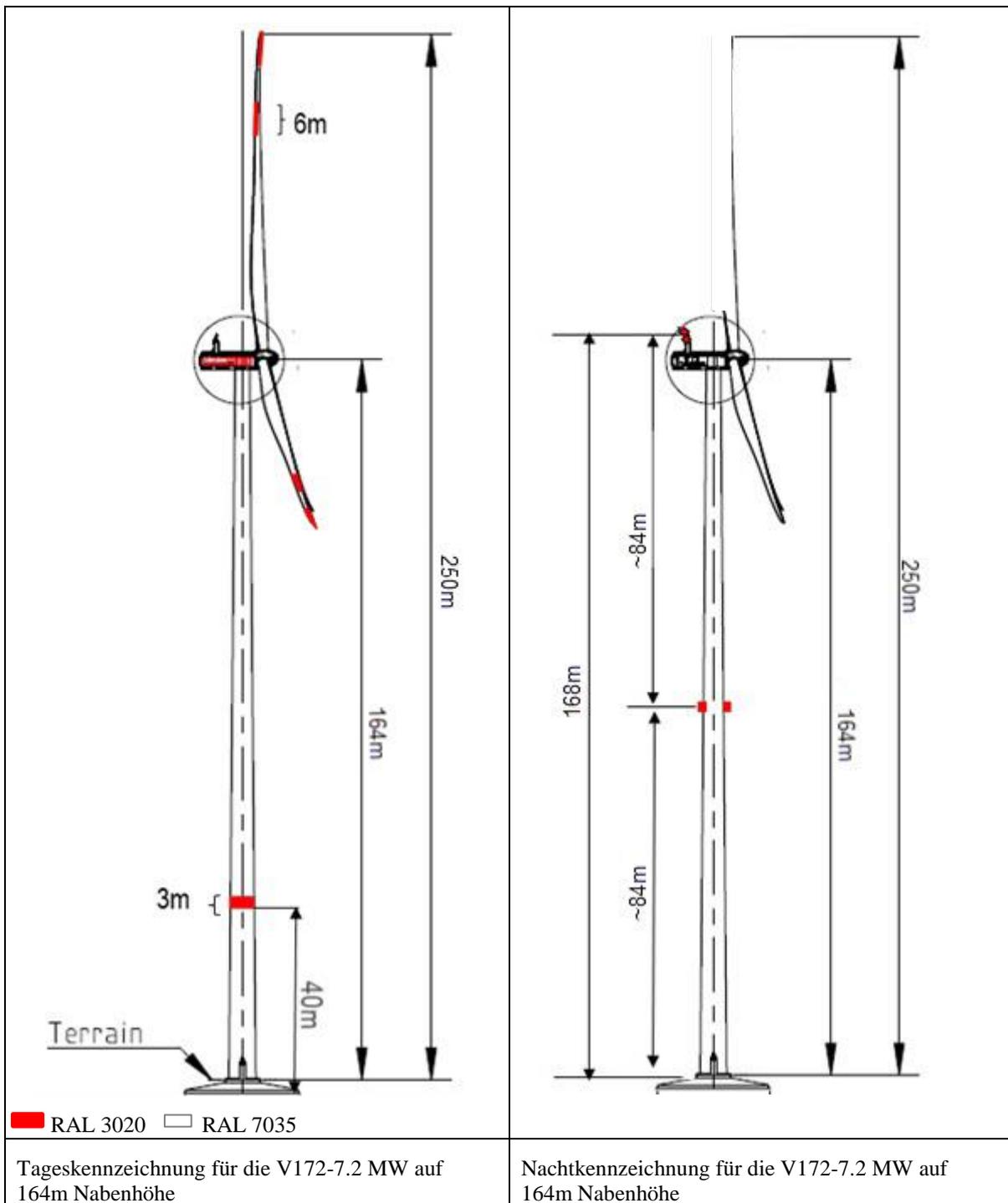
2.7.2. 169m Nabenhöhe (250m Spitzenhöhe)



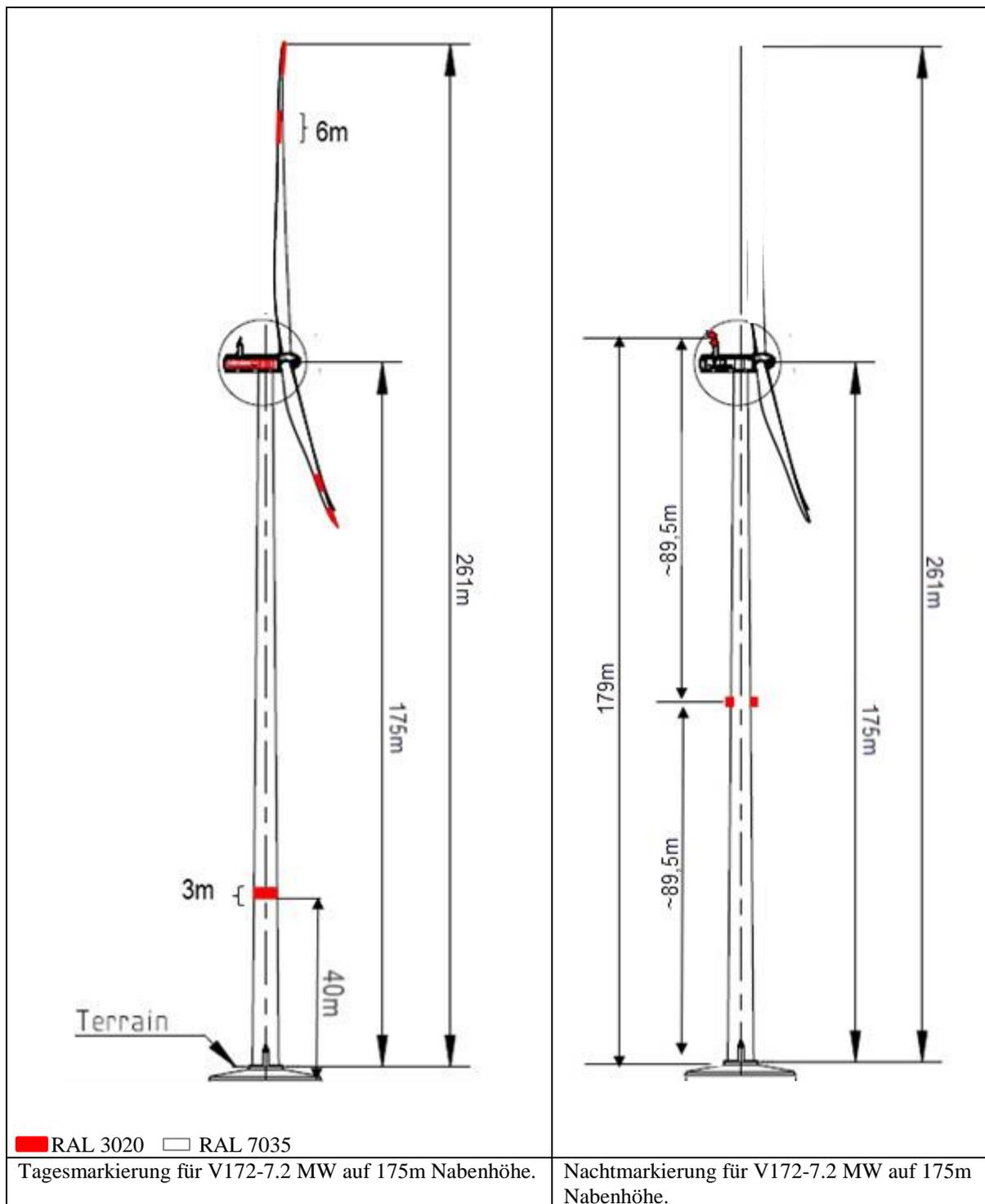
		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V23	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 33/36

2.8. V172-7.2MW

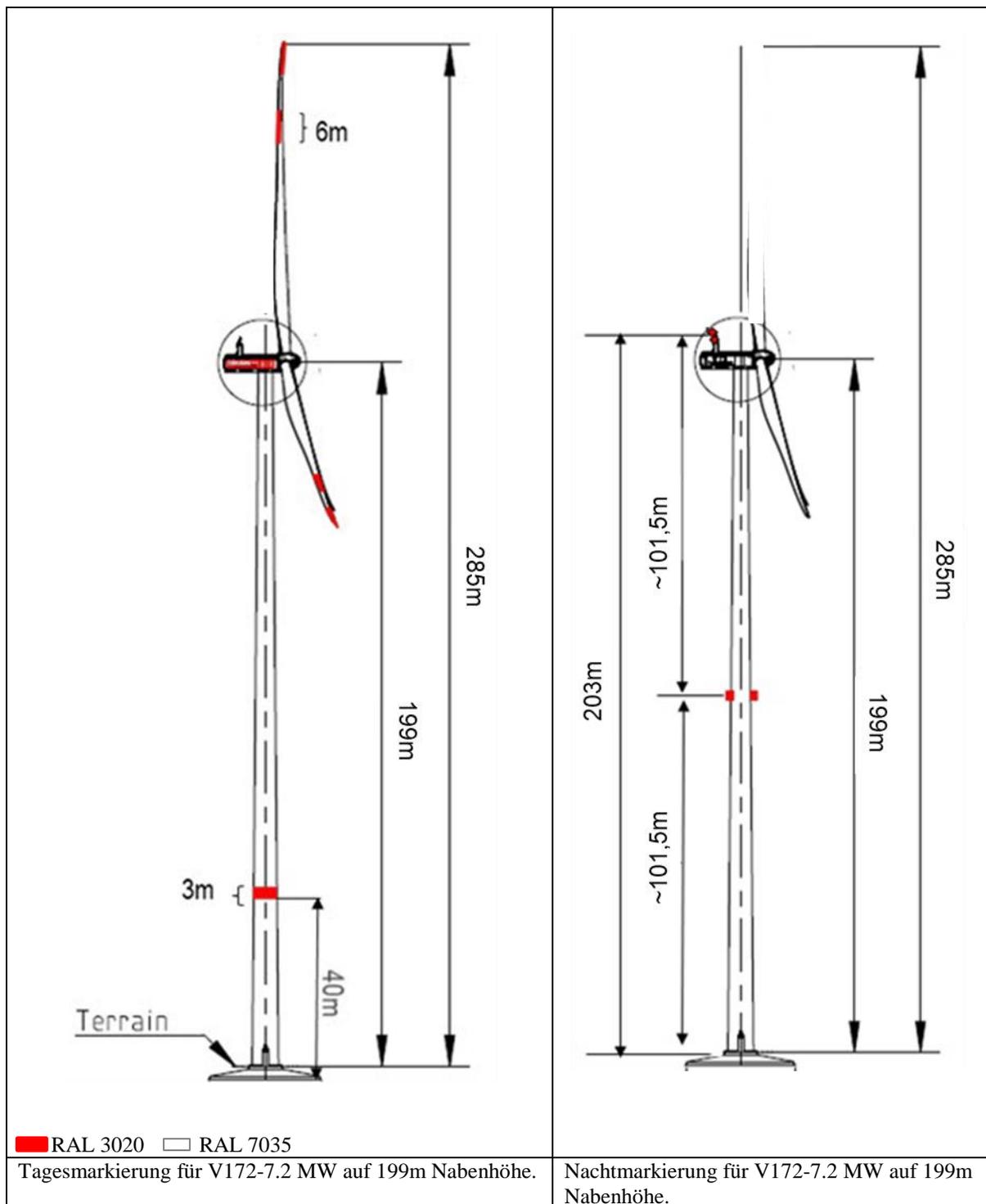
2.8.1. 164m Nabenhöhe (250m Spitzenhöhe)



2.8.2. 175m Nabenhöhe (261m Spitzenhöhe)



2.8.3. 199m Nabenhöhe (285m Spitzenhöhe)



DOKUMENT:
0049-8134.V23

BESCHREIBUNG:
Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)

SEITE
36/36

3. Verweise

[1] Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen

[Link Banz AT 30.04.2020 B4](#)

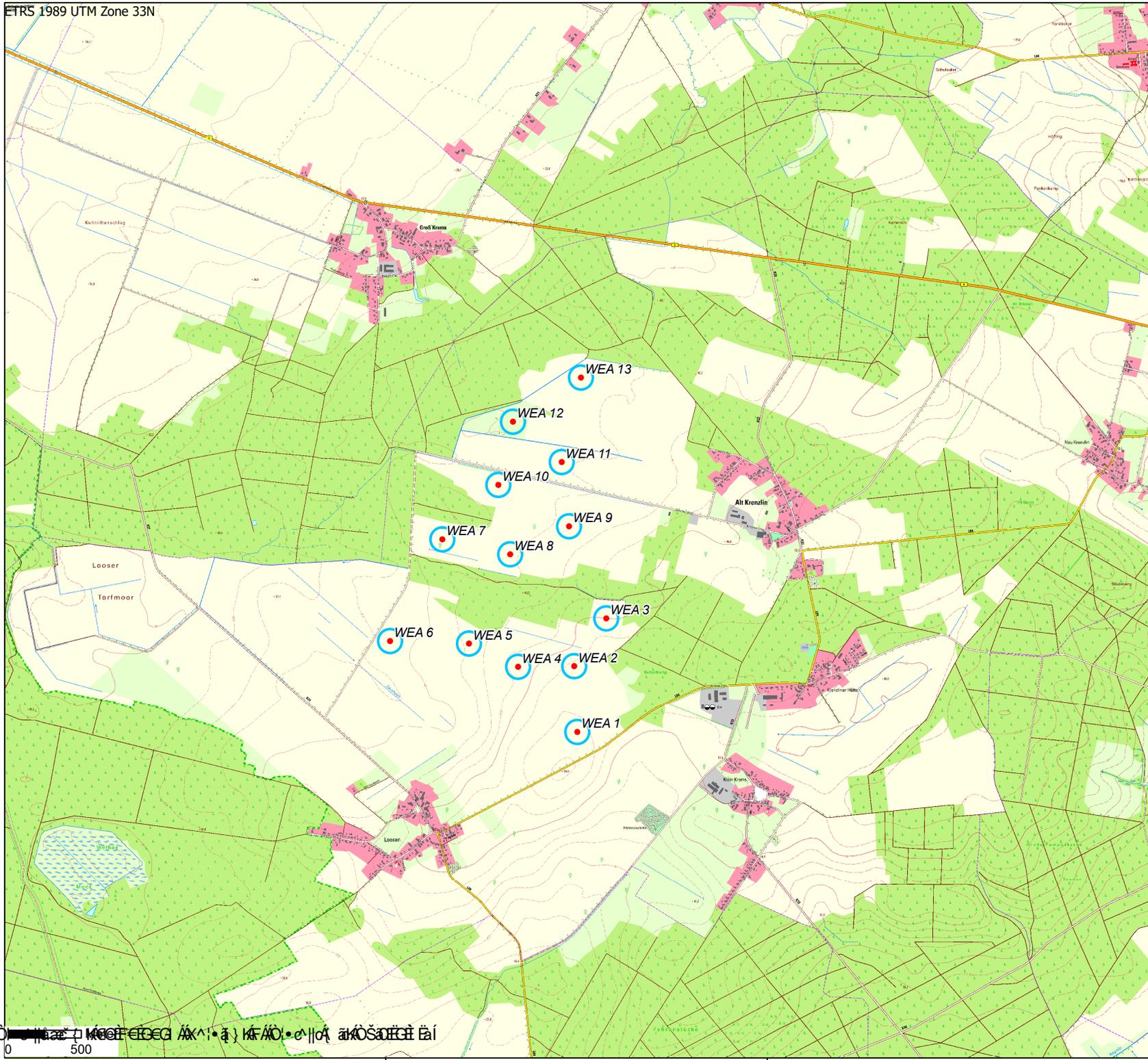
Aufgerufen: Mai 2020

[2] 0097-1016 / 0092-1230 / 0101-2404 / 0097-6802 Vestas-Spezifikation für Feuer W, rot und Feuer W, rot ES in Kombination mit einer Infrarotbefeuerung (Maschinenhausbefeuerung)

[3] 0082-3013 Vestas-Spezifikationen für Turmbefeuerung

[4] 0055-7838 Vestas-Spezifikation für Sichtweitenmessgerät

[5] 0040-8699 Vestas-Spezifikation für USV



Legende

- WEA Standort
- WEA Rotorrecht



Schelfstraße 35 19055 Schwerin
 Tel.: 0385 / 77 88 37 0 Fax.: 0385 / 77 88 37 29

Proj.-Bez.	Antrag BImSchG Alt Krenzlin II		
Titel	Übersichtsplan WEA Standorte		
Proj.-Nr.	000	gezeichnet von:	C.Fehlandt
Anl.-Nr.	16.1.7	Projektleitung:	GG
Datum:	26.04.2023	Maßstab:	1:25.000
© naturwind GmbH 2023			
Kartenquellen:	© GeoBasis-DE/M-V (2023)		272/276

Antrag nach BImSchG "Neubau von 13 WEA Vestas V162 in der Gemeinde Alt Krenzlin"

Bauherr: naturwind GmbH, Schelfstraße 35, 19055 Schwerin

Entwurfsverfasser: Ing.-Büro PLANKON, Dipl.-Ing. Roman Wagner vom Berg

Koordinatenübersicht der beantragten Anlagen

WEA-NR	Anlagentyp	Nabenhöhe [m]	Leistung [kW]	Rotor-durchmesser (RD) [m]	Geländeoberkante (GOK) [mNN]	Gauß-Krüger-Bessel 4. Merid.		ETRS89, UTM Zone 33		WGS 84		Anlagen-gesamt-höhe [m über GOK]	Gesamt-bauhöhe [mNN]
						Rechtswert	Hochwert	Ost	Nord	Ost	Nord		
1	Vestas V162	169	7.200	162,0	55,9	252707	5912573	252707	5912573	11,28822573	53,30451481	250,0	305,9
2	Vestas V162	169	7.200	162,0	52,9	252686	5913020	252686	5913020	11,28756138	53,30851769	250,0	302,9
3	Vestas V162	169	7.200	162,0	49,9	252906	5913345	252906	5913345	11,29059822	53,31153302	250,0	299,9
4	Vestas V162	169	7.200	162,0	48	252302	5913016	252302	5913016	11,28180847	53,30829889	250,0	298,0
5	Vestas V162	169	7.200	162,0	42,8	251965	5913174	251965	5913174	11,27664893	53,30956046	250,0	292,8
6	Vestas V162	169	7.200	162,0	38,5	251425	5913191	251425	5913191	11,26854274	53,30945964	250,0	288,5
7	Vestas V162	169	7.200	162,0	41,4	251783	5913882	251783	5913882	11,27336272	53,31582761	250,0	291,4
8	Vestas V162	169	7.200	162,0	41,5	252247	5913781	252247	5913781	11,28039925	53,3151339	250,0	291,5
9	Vestas V162	169	7.200	162,0	42,8	252650	5913971	252650	5913971	11,28628947	53,3170301	250,0	292,8
10	Vestas V162	169	7.200	162,0	41,8	252166	5914253	252166	5914253	11,27881661	53,31932991	250,0	291,8
11	Vestas V162	169	7.200	162,0	41,8	252600	5914408	252600	5914408	11,28519954	53,32092573	250,0	291,8
12	Vestas V162	169	7.200	162,0	40,2	252266	5914682	252266	5914682	11,27997993	53,3232278	250,0	290,2
13	Vestas V162	169	7.200	162,0	40,8	252732	5914982	252732	5914982	11,28672394	53,32613899	250,0	290,8

16.1.8 Abstände / Erschließung (pro Anlage aus 16.1.1 ein Formblatt 16.1.8)
--

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1					
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten		Ostwert	Nordwert
	naturwind GmbH				

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung

Abstand nach LBauO

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

Erschließung

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

Gewässerquerung

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

Anlagentyp		ETRS 89/UTM Koordinaten			Genehmigung			Zustimmung
Betreiber		Ostwert		Nordwert		Datum	AZ.:	
Gemeinde		Gemarkung		Flur		Flurstücke		<input type="checkbox"/>

16.1.9 Daten der beantragten Anlage / Daten der Anlagen im Windpark
--

Betriebsinterne Bezeichnung der Anlage	Bezeichnung des Windparks/ Konzentrations- zone	WEA-Hersteller	WEA-Typ	Serie/ Seriennummer	Narbenhöhe (m)	Rotordurch- messer (m)	Gesamthöhe (m)	Leistung (MW)	BNK-Funktionsart
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

16.1.10 Oktav-Schalleistungspegel (SLP) der beantragten Anlage / der Anlagen im Windpark

Betriebsinterne Bezeichnung der Anlage	Betriebs- modus	Rotor- umdrehung (1/min)	63 Hz (db [A])	125 Hz (db [A])	250 Hz (db [A])	500 Hz (db [A])	1000 Hz (db [A])	2000 Hz (db [A])	4000 Hz (db [A])	8000 Hz (db [A])	Gesamtschall- leistungspegel (db [A])
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12