

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
WEA 01	33267009	5939058	53	32	55.031	11	28	58.282	Plate	1	166	☒	41782
WEA 02	33267050	5938727	53	32	44.406	11	29	1.393	Plate	1	175	☒	41782

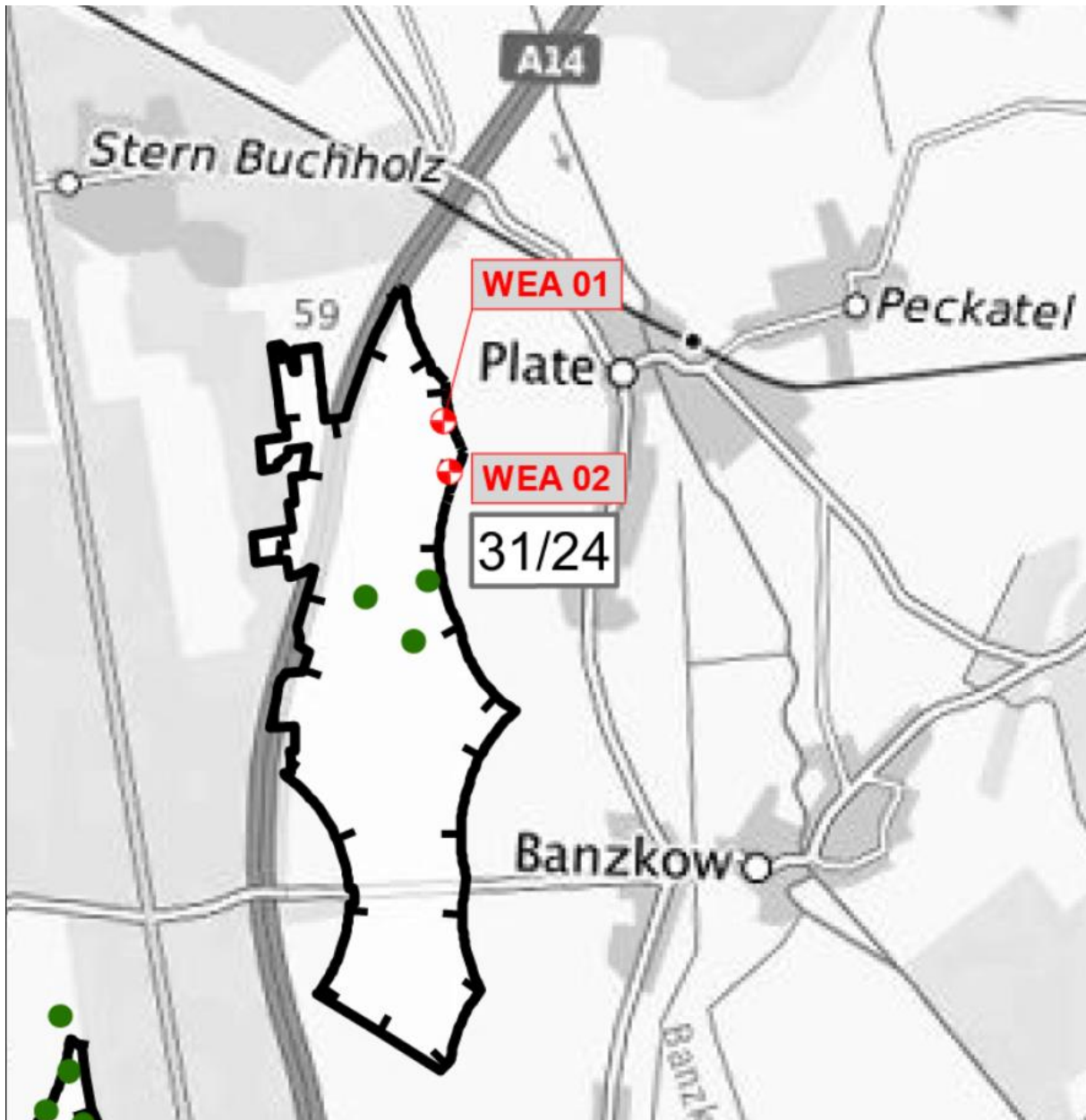
16.1.2 Raumordnung/Zielabweichung/Regionalplanung

Anlagen:

- 16.1.2 Raumordnung, Zielabweichung, Regionalplanung.pdf

Raumordnung / Zielabweichung / Regionalplanung

Die Standorte der Windenergieanlagen liegen innerhalb des im vierten Entwurf des Regionalen Raumentwicklungsprogrammes Westmecklenburg (Stand: März 2024) ausgewiesenen Vorranggebiets Wind **31/24 Plate**.



16.1.3 Sicherheitstechnische Einrichtungen und Vorkehrungen

Anlagen:

- 16.1.3 Vestas - Gutachten Vestas Ice Detection (Ersatzdok).pdf



Gutachten

Vestas Ice Detection System (VID)

Integration des BLADEcontrol Ice Detector BID in die Steuerung von Vestas Windenergieanlagen

Integration of the BLADEcontrol Ice Detector BID into the Controller of Vestas Wind Turbine Generators

Report Nr.: 75172, Rev.6

Datum: 18.10.2021

DNV – Energy Systems

Hersteller	Vestas Wind Systems A/S Hedeager 44 8200 Aarhus N Denmark
Auftragsnr.	4800/14/46271/256
Sachverständiger	Dr. Karl Steingröver
Adresse	DNV – Energy Systems Brooktorkai 18 20457 Hamburg Germany
Revision 6:	Documents 1.4 and 1.5 updated

Seite 2 von 7

1 MITGELTENDE DOKUMENTATION *APPLICABLE DOCUMENTS*

- 1.1 Type Certificate BLADEcontrol Ice Detector BID. DNV GL Renewables Certification; Certificate No. TC-DNVGL-SE-0439-04314-1, ausgestellt am 20.10.2020
- 1.2 Certification Report for the Ice Detection System "BLADEcontrol Ice Detector BID", DNV GL Renewables Certification Report No. CR-CMS-DNVGL-SE-0439-04314-1, ausgestellt am 20.10.2020
- 1.3 Gutachten "Ice Detection System BLADEcontrol Ice Detector BID", GL Renewables Report No. 75138, Rev. 7 ausgestellt am 23.11.2020
- 1.4 Turbine Integration Description. Vestas doc. no. 0046-4946 VER04, ausgestellt im Okt. 2021
- 1.5 Merkblatt der Struktur- und Genehmigungsdirektionen Nord für Vorhaben zur Errichtung von Windenergieanlagen hinsichtlich immissionsschutzrechtlicher und arbeitsschutzrechtlicher Anforderungen an die Antragsunterlagen im Genehmigungsverfahren nach dem Emmissionsschutzgesetz - BLmSchG. Rheinland-Pfalz, 2019

2 PRÜFKRITERIUM UND PRÜFUMFANG *ASSESSMENT CRITERIA AND SCOPE OF ASSESSMENT*

Die Prüfung der Integration des „BLADEcontrol Ice Detectors“ (BID) in die Steuerung der Vestas Windenergieanlagen (WEA) wird anhand der folgenden Richtlinien durchgeführt:

DNVGL-SE-0439:2016-06 Certification of condition monitoring ¹⁾

Germanischer Lloyd: GL Rules and Guidelines – IV Industrial Services – Guideline for the Certification of Wind Turbines, Edition 2010

Im Rahmen dieses Gutachtens wird die Integration der Ausgangssignale des BID in die Steuerung der Vestas WEA geprüft. Die integrierte Eiserkennungslösung wird als Vestas Ice Detection (VID) vermarktet. Die Steuerung sowie das Sicherheitssystem der Vestas WEA sind nicht Gegenstand dieses Gutachtens, da alle Vestas WEA ein gültiges Typenzertifikat aufweisen und im Rahmen der jeweiligen Typenprüfung die Funktionalität der Steuerung sowie des Sicherheitssystems geprüft wurde. Die jeweiligen Typenzertifikate sind auf den home pages von DNV bzw. GL angeführt. Zentrale Punkte dieses Gutachtens sind das sichere Abschalten der WEA bei Eisansatz sowie das Wiederanfahren der WEA im eisfreien Zustand.

Dieses Gutachten deckt somit den Punkt 8 von 1.5 ab. Die Punkte 1 bis 7 aus 1.5 sind bereits durch das in 1.3 angeführte Gutachten abgedeckt.

¹⁾ Diese Richtlinie ersetzt die in den vorherigen Revisionen zitierte Richtlinie Germanischer Lloyd: GL Rules and Guidelines – IV Industrial Services – Guideline for the Certification of Condition Monitoring Systems for Wind Turbines, Edition 2013 (GL-IV-4:2013).

Seite 3 von 7

DNVGL-SE-0439:2016-06 und GL-IV-4:2014 sind vom Inhalt her identisch.

The assessment of the integration of the „BLADEcontrol Ice Detector“ (BID) into the controller of Vestas wind energy converters (WEC) was done according to the following guidelines:

DNVGL-SE-0439:2016-06 Certification of condition monitoring ¹⁾

Germanischer Lloyd: GL Rules and Guidelines – IV Industrial Services – Guideline for the Certification of Wind Turbines, Edition 2010

Within this expertise the integration of the output signals of the BID into the controller of Vestas WEC will be assessed. The integrated ice detection solution is marketed as Vestas Ice Detection (VID). The controller and also the safety system of the Vestas WEC are not part of this expertise, because all Vestas WEC hold a valid Type Certificate where within the type assessment the functionality of the controller and the safety system was assessed. The corresponding Type Certificates are listed on the home pages of DNV resp. GL. Key points of this expertise are the safe shut-down of the WEC when icing occurs and the start-up of the WEC if there is no icing.

Hence this expertise covers point 8 from 1.5. The points 1 to 7 from 1.5 are already covered by the expertise listed in 1.3.

¹⁾ This guideline replaces the guideline Germanischer Lloyd: GL Rules and Guidelines – IV Industrial Services – Guideline for the Certification of Condition Monitoring Systems for Wind Turbines, Edition 2013 (GL-IV-4:2013) listed in previous revisions.

The contents of DNVGL-SE-0439:2016-06 and GL-IV-4:2014 are identical.

3 SACHVERSTÄNDIGER EXPERT IN CHARGE

Dieses Gutachten wurde durch den Sachverständigen Dr. Karl Steingröver, Senior Principal Engineer bei DNV – Energy Systems, erstellt.

This expertise was generated by the expert in charge, Dr. Karl Steingröver, Senior Principal Engineer with DNV – Energy Systems.

4 SYSTEMBESCHREIBUNG DESCRIPTION OF THE SYSTEM

Der BID ist in 1.3 ausführlich beschrieben. In diesem Gutachten wird nur die Integration der Ausgangssignale des BID in die Steuerung von Vestas WEA sowie die Signalverarbeitung dargestellt und beurteilt. Das in die Steuerung der Vestas WEA integrierte (BID) stellt drei Ausgangssignale zur Verfügung.

- Alive: Signal, welches die Funktionsfähigkeit des BID anzeigt (watch dog).

Seite 4 von 7

- Icing Evaluation: Signal, ob eine Eisauswertung beim aktuellen Anlagenzustand ein verwertbares Ergebnis liefert.
- Icing Alarm: Signal, dass den Zustand der Rotorblätter mit „Eisfrei“ oder „Eisansatz“ charakterisiert.

The BID is described in detail in 1.3. Within this expertise only the integration of the output signals of the BID into the controller of Vestas WEC along with the signal processing are described and verified. The BID integrated into the controller of Vestas WEC provides three output signals:

- *Alive: Signal, which shows the operational capability of the BID (watch dog).*
- *Icing Evaluation: Signal, if an ice analysis within the actual status of the site allows an exploitable result.*
- *Icing Alarm: Signal, which characterizes the status of the rotor blades with „no ice“ or „ice“.*

4.1 Abschalten der WEA *Shut-down of the WEC*

Wenn die Rotordrehzahl kleiner als 2 min^{-1} ist, werden die BID Signale nicht ausgewertet und somit bleibt der Betriebszustand der WEA unbeeinflusst. Ist die Rotordrehzahl größer als 2 min^{-1} , erfolgt eine Temperaturmessung. Bei den Vestas WEA erfolgt eine Temperaturmessung in Nabenhöhe. Ist die Umgebungstemperatur in Nabenhöhe größer als $5 \text{ }^{\circ}\text{C}$, werden die BID Signale nicht ausgewertet und somit bleibt der Betriebszustand der WEA unbeeinflusst. Ist die Umgebungstemperatur kleiner als $5 \text{ }^{\circ}\text{C}$, so werden die Signale des BID ausgewertet. Das Signal „Alive“ wird dabei kontinuierlich ausgewertet. Ist die Funktionsfähigkeit des BID nicht gewährleistet, so wird die WEA automatisch abgeschaltet und in den Leerlaufmodus (Trudeln der Anlage) gesetzt. Beträgt die Rotordrehzahl mehr als 2 min^{-1} und ist die Umgebungstemperatur kleiner als $5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ und ist die Funktionalität des BID gewährleistet und wenn der BID ein verwertbares Ergebnis liefert, wird das Signal „Icing Evaluation“ ausgewertet. Liefert dieses Signal kein verwertbares Ergebnis, so wird die WEA in den Leerlaufmodus gesetzt. Ist die Rotordrehzahl größer als 2 min^{-1} , die Umgebungstemperatur kleiner als $5 \text{ }^{\circ}\text{C}$, die Funktionsfähigkeit des BID gewährleistet und liefert der BID ein verwertbares Ergebnis, wird das Signal „Icing Alarm“ ausgewertet. Wird Eis erkannt, wird die WEA automatisch abgeschaltet und in den Leerlaufmodus gesetzt.

If the rotor speed is below 2 rounds per minute, the signals from the BID are not interpreted and thereby the WEC operational mode is not affected. If the rotor speed is above 2 rounds per minute, then the temperature will be checked. At the Vestas WEC a temperature measurement is done in hub height. If the environmental temperature in hub height is higher than $5 \text{ }^{\circ}\text{C}$, the signals from the BID are not interpreted and thereby the WEC operational mode is not affected. If the environmental temperature is below $5 \text{ }^{\circ}\text{C}$, the signals from the BID are interpreted. The signal "Alive" will be interpreted continuously. If the function of the BID is not guaranteed, the WEC will be shutdown automatically and set into the idling mode (idling of the wind turbine). If the functionality of the BID is guaranteed, the signal "Icing Evaluation" will be interpreted. If this signal does not deliver an exploitable result, the WEC will be set into idling mode. If the rotor speed is higher than 2 rounds per minute and if the environmental

Seite 5 von 7

temperature is lower than 5 °C and if the functionality of the BID is guaranteed and if the BID delivers and exploitable result, the signal "Icing Alarm" will be interpreted. If ice is recognized the WEC will be shutdown automatically and set into idling mode.

4.2 Wiederanfahren der WEA *Start-up of the WEC*

Bevor die WEA wieder in den Produktionsmodus gefahren werden kann, überprüft die Steuerung, ob der aktuelle Leerlaufmodus durch den BID ausgelöst wurde. Solange dieses der Fall ist, verbleibt die WEA im Leerlaufmodus. Erst wenn die Umgebungstemperatur größer als 5 °C ist oder die Umgebungstemperatur kleiner als 5 °C sowie die Funktionsfähigkeit des BID gewährleistet ist, ein verwertbares Ergebnis des BID vorliegt sowie kein Eis erkannt wird, wird die WEA wieder in den Produktionsmodus gefahren.

Before the WEC can be set again into the production mode, the controller checks if the actual idling mode was caused by the BID. As long as this is the case, the WEC stays within the idling mode. Only if the environmental temperature is higher than 5 °C or if the environmental temperature is below 5 °C and if the functionality of the BID is guaranteed, an exploitable result is delivered from the BID and no ice is recognized, the WEC will be set into the production mode.

5 PRÜFUNG ASSESSMENT

Im Rahmen dieses Gutachtens wurde die Integration der Signale des BID in die Steuerung von Vestas WEA im Hinblick auf zuverlässige Eiserkennung und sicheren Betrieb auf Basis der in 2 angegebenen Richtlinien geprüft.

Within this expertise the integration of the signals of the BID into the controller of Vestas WEC in view of safe detection of icing and safe operation will be assessed on the basis of the guidelines listed in 2.

5.1 Abschalten bei Eisansatz und Wiederanfahren bei eisfreiem Zustand *Shut-down in case of icing and start-up in ice-free condition*

Das Abschalten bei Eisansatz sowie das Wiederanfahren bei eisfreiem Zustand wurden anhand der in 1.4 dargestellten Dokumentation überprüft. Die Prüfung ergab, dass die Signale des BID so in die Steuerung der Vestas WEA eingebunden sind, dass bei Eisansatz oder bei Nichtvorliegen von verwertbaren Messdaten oder bei Ausfall des BID die WEA automatisch in den Leerlaufmodus gefahren wird. Die Steuerung der Vestas WEA fährt diese erst wieder in den Produktionsmodus, wenn Eisfreiheit vorliegt und der BID verwertbare Messdaten liefert. Ist letzteres nicht der Fall oder liegt ein Ausfall des BID vor, kann die WEA nicht in den Produktionsmodus überführt werden, auch wenn ein eisfreier Zustand vorliegen sollte.

The shut-down in case of icing and the start-up in ice-free condition was assessed using the documentation listed in 1.4. The assessment showed, that the signals of the BID are integrated into the

Seite 6 von 7

controller of the Vestas WEC in that way, that if icing occurs or if exploitable measuring data is not available or if the BID is malfunctioning the WEC will be set automatically into the idling mode. The controller of the Vestas WEC sets the WEC back into the production mode only in that case if there is no ice and if the BID delivers exploitable results. If the latter is not the case or if the BID is malfunctioning, the WEC cannot be set into the production mode, even if the condition is ice-free.

5.2 Einfluss auf die Gültigkeit des Typenzertifikats einer Anlage *Influence on the validity of the Type Certificate of the wind turbine*

Der Einfluss der Integration der Signale des BID in die Steuerung von Vestas WEA auf das Sicherheitssystem der WEA wurde geprüft. Die Prüfung ergab, dass die Sicherheitsfunktionen der Vestas WEA hiervon nicht beeinflusst werden und umgekehrt. So kann z.B. bei gedrücktem „Not-Aus“-Schalter die Anlage bei Eisfreiheit und umgekehrt bei entriegeltem „Not-Aus“ Schalter und Vorliegen von Eis nicht wieder anfahren.

The influence of the integration of the signals of the BID into the controller of Vestas WEC on the safety system of the WEC was assessed. The assessment showed that the safety functions of the Vestas WEC are not influenced by this and vice versa. I.e., if the emergency button is locked and the condition is ice-free and vice versa if the emergency button is unlocked and icing occurs, the wind turbine cannot start-up.

5.3 Installation und Inbetriebnahme *Installation and commissioning*

Installation und Inbetriebnahme werden entsprechend den in 2 angegebenen Richtlinien sowie den Prozeduren für Installation und Inbetriebnahme des BID durchgeführt. Die Installation und die Inbetriebnahme werden mit einer Funktionsprüfung durch das Installationsteam abgeschlossen

Installation and commissioning is conducted according to the guidelines listed in 2 and the procedures for installation and commissioning of the BID. Installation and commissioning is concluded with a functionality check by the installation team.

6 ZUSAMMENFASSUNG SUMMARY

Die Prüfung der Integration der Signale des BID in die Steuerung von Vestas WEA in Zusammenhang mit der in 1.3 dargestellten Prüfung des BID hat ergeben, dass die behördlichen Anforderungen für eine sichere Abschaltung bei Gefahr von Eisabwurf im laufenden Betrieb als „sonstige Gefahr“ im Sinne des § 5 BImSchG erfüllt werden. Die Integration entspricht damit dem Stand der Technik. Der in Vestas WEA integrierte BID ist auch unter konservativen Annahmen als zur Gefahrenabwehr geeignet einzustufen. Dieses Gutachten behält seine Gültigkeit, so lange ein gültiges Typenzertifikat für den BID vorliegt.

Seite 7 von 7

The assessment of the integration of the signals of the BID into the controller of Vestas WEC in conjunction with the assessment of the BID listed in 1.3 showed, that the governmental requirements for a safe shut-down if danger by dropping ice during production mode are fulfilled according § 5BLmSchG. The integration confirms to the state of art. The BID integrated into Vestas WEC is classified for danger prevention even under conservative assumptions. This expertise is valid as long as a valid Type Certificate for the BID is available.

KarSte

DNV – Energy Systems



Dr. Karl Steingröver
Expert in Charge

16.1.4 Standsicherheit

Anlagen:

- 16.1.4.1 Gutachten zur Standorteignung.pdf
- 16.1.4.2.1 Prüfbericht für eine Typenprüfung - Hybridturm - Ersatzdokument.pdf
- 16.1.4.2.2 Prüfbericht für eine Typenprüfung - Flachgründung mit Auftrieb - Ersatzdokument.pdf
- 16.1.4.3 Baugrundgutachten.pdf



Gutachten zur Standorteignung von WEA am Standort Plate

Referenz-Nummer:

2024-A-075-P3-R0

Auftraggeber:

ÖKOTEC Windenergie GmbH
Schillerstr. 3, 10625 Berlin

Die Ausarbeitung des Gutachtens erfolgte durch:

Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG
Borsteler Chaussee 178, 22453 Hamburg, www.f2e.de

Verfasser:

M.Sc. Andres Flügel, Sachverständiger,

Hamburg, 24.01.2025

Geprüft:

Dipl.-Ing. (FH) Silva Mäusling, Sachverständige,

Hamburg, 24.01.2025

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. Eine Veröffentlichung und Bereitstellung der ungekürzten Fassung des Gutachtens 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 Nachweis durch Vergleich der Windbedingungen.....	4
2.2 Nachweis durch Vergleich der Lasten.....	10
2.3 Auslegungswerte.....	11
2.3.1 Turbulenzintensität.....	11
2.3.2 Windgeschwindigkeit.....	11
2.3.3 Weitere Windbedingungen.....	11
2.4 Erläuterungen zu den verwendeten Methoden.....	12
2.4.1 Bestimmung der Komplexität.....	12
2.4.2 Bestimmung der Umgebungsturbulenzintensität.....	13
2.4.3 Bestimmung der effektiven Turbulenzintensitäten.....	14
2.4.4 Bestimmung der Extremwerte der Turbulenzintensitäten.....	16
2.4.5 Bestimmung der Luftdichte.....	16
2.4.6 Bestimmung des Höhenexponenten.....	16
2.4.7 Bestimmung der Schräganströmung.....	17
2.4.8 Extrapolation der Winddaten.....	17
2.5 Gültigkeit der Ergebnisse.....	18
2.5.1 Betriebsbeschränkungen.....	19
2.6 Darstellung von Betriebsbeschränkungen im Gutachten.....	20
2.6.1 Einfluss von benachbarten Windenergieanlagen.....	20
2.6.2 Alternative Betriebsbeschränkungen.....	20
2.6.3 Einfluss der Umgebungsbedingungen.....	22
3 Eingangsdaten.....	23
3.1 Windparkkonfiguration und Auslegungswerte.....	23
3.2 Windgeschwindigkeitsverteilung am Standort.....	23
3.3 Extremwind am Standort.....	24
3.4 Umgebungsturbulenzintensität am Standort.....	24
3.5 Sektorielle Betriebsbeschränkungen.....	24
4 Bestimmung der Standortbedingungen.....	24
4.1 Standortbesichtigung.....	24
4.2 Ergebnisse Standortbedingungen.....	25
4.2.1 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren.....	26
5 Nachweis der Standorteignung.....	26
5.1 Allgemeine Hinweise.....	26
5.2 Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Windbedingungen.....	26
5.2.1 Erläuterungen und Hinweise.....	29



5.2.2 Einschränkungen.....	29
5.3 Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Lasten.....	29
5.3.1 Erläuterungen und Hinweise.....	30
5.3.2 Einschränkungen.....	31
6 Zusammenfassung.....	32
7 Literaturangaben.....	34
Anhang: wake2e-Bericht, Projektname Plate.....	A.1

1 Aufgabenstellung

Die Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG ist beauftragt worden, Windenergieanlagen (WEA) hinsichtlich ihrer Standorteignung gemäß Kapitel 16 (Standorteignung von Windenergieanlagen) der DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /2.8/ zu betrachten und zu bewerten.

Voraussetzung für einen Nachweis der Standorteignung ist gemäß /2.8/ das Vorliegen einer gültigen Typenprüfung bzw. Einzelprüfung für die WEA. Im Folgenden ist die Möglichkeit der Einzelprüfung stets eingeschlossen, wenn von Typenprüfung gesprochen wird, auch wenn dies nicht explizit erwähnt wird.

Der Nachweis der Standorteignung der WEA erfolgt entweder durch einen Vergleich der am jeweiligen Standort der WEA herrschenden Windbedingungen mit den Windbedingungen, die der Typenprüfung zugrunde liegen, oder durch einen Vergleich der standortspezifischen Lasten mit den Lasten, die der Typenprüfung zugrunde liegen (siehe auch Kapitel 2).

Die Windbedingungen sind in den jeweiligen DIBt-Richtlinien /2.6, 2.7, 2.8/ festgelegt und Bestandteil der Typenprüfung einer WEA. Auf Basis dieser Windbedingungen und der daraus resultierenden Lasten garantiert eine Typenprüfung nach /2.6, 2.7, 2.8/ eine Entwurfslebensdauer der WEA von mindestens 20 Jahren.

Aufgrund fehlender Kriterien für einen Immissionsgrenzwert für die durch Nachbar-WEA erhöhte Turbulenzbelastung einer WEA können ersatzweise die Kriterien der Standorteignung für eine Turbulenzimmissionsprognose im Rahmen eines BImSchG-Antrages herangezogen werden. Es wird dabei davon ausgegangen, dass die Reduktion der Lebenszeit und der zusätzliche Verschleiß der WEA zumutbar sind, solange die Standorteignung hinsichtlich der Auslegungswerte der Turbulenzintensität oder hinsichtlich der Auslegungslasten gewährleistet bleibt.

Das vorliegende Gutachten zur Standorteignung ist daher gleichzeitig eine Turbulenz-Immissionsprognose im Sinne des BImSchG.



2 Grundlagen

WEA sind Umweltbedingungen und elektrischen Bedingungen ausgesetzt, die Belastung, Haltbarkeit und den Betrieb beeinflussen können. Die Umweltbedingungen werden in Wind- und andere Umweltbedingungen unterteilt. Für die Integrität der Konstruktion sind die Windbedingungen die primär zu berücksichtigenden Einflussfaktoren.

Der Nachweis der Standsicherheit von Turm und Gründung einer WEA wird in Form einer Typenprüfung nach der jeweils gültigen DIBt-Richtlinie /2.6, 2.7, 2.8/ geführt. Hierzu definieren die Richtlinien Windzonen in Abhängigkeit von Windgeschwindigkeit und Turbulenzparametern, welche die meisten Anwendungsfälle erfassen sollen, jedoch keinen spezifischen Standort einer WEA exakt abbilden. Auf Basis der Windbedingungen der Windzone werden anschließend die Lasten der WEA durch den Hersteller ermittelt.

Das vom Hersteller verwendete Modell zur Berechnung der Lasten und die Berechnungsergebnisse werden durch unabhängige Berechnungen im Rahmen der Typenprüfung durch eine akkreditierte Stelle geprüft und bestätigt.

Im konkreten Einzelfall der Errichtung einer WEA ist die Anwendbarkeit der Typenprüfung nachzuweisen. Dies kann auf zwei Wegen geschehen. Zum einen durch einen Vergleich der standortspezifischen Windbedingungen mit den Windbedingungen der Typenprüfung oder zum anderen durch einen Vergleich der standortspezifischen Lasten mit den Lasten der Typenprüfung. Im zweiten Fall dienen die standortspezifischen Windbedingungen als Eingangswerte für die Ermittlung der standortspezifischen Lasten. Das bedeutet insbesondere, dass kein neuer Standsicherheitsnachweis für Turm und Gründung geführt wird, sondern dass jeweils die Randbedingungen der Typenprüfung, also des bestehenden Standsicherheitsnachweises, überprüft werden.

Abbildung 2.1.1 gibt einen Überblick über das Prüfverfahren.

2.1 Nachweis durch Vergleich der Windbedingungen

Gemäß /2.2, 2.3/ sind für neu geplante WEA folgende Windbedingungen auf Nabenhöhe nachzuweisen:

- 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren v_{50}
- Windgeschwindigkeitsverteilung im Bereich von $0.2v_{ref} - 0.4v_{ref}$
- Turbulenzintensität für Windgeschwindigkeiten von $0.2v_{ref} - 0.4v_{ref}$

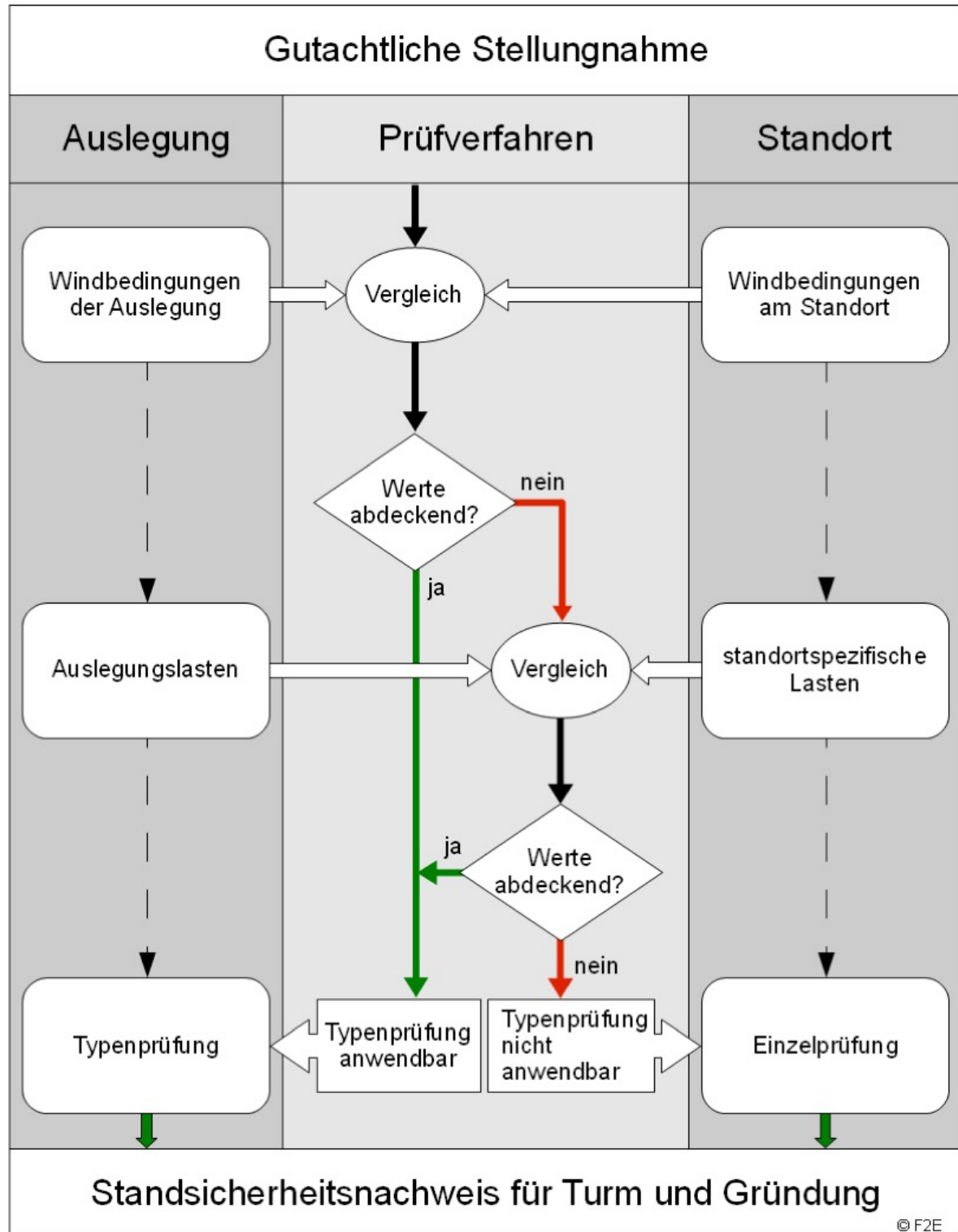


Abbildung 2.1.1: Schematische Darstellung des Prüfverfahrens.



- Extremwerte der Turbulenzintensität,
- Höhenexponent α des vertikalen Windgeschwindigkeitsprofils,
- mittlere Neigung der Anströmung,
- mittlere Luftdichte ρ für Windgeschwindigkeiten $\geq v_r$.

In /2.4/ wurde der Windgeschwindigkeitsbereich, für den die Windgeschwindigkeitsverteilung und die Turbulenzintensität nachgewiesen werden müssen, von $0.2v_{\text{ref}} - 0.4v_{\text{ref}}$ auf $v_{\text{ave}} - 2v_{\text{ave}}$ geändert. Dieser Windgeschwindigkeitsbereich kann daher alternativ zugrunde gelegt werden.

Überschreitungen der Extremwerte der Turbulenzintensität treten typischerweise stets mit Überschreitungen der Auslegungswerte der Turbulenzintensität auf. Für einen Nachweis durch einen Vergleich der Windbedingungen werden die Extremwerte der Turbulenzintensität daher nicht explizit ausgewiesen. Diese sind gegebenenfalls dann im Rahmen eines Nachweises durch einen Vergleich der Lasten (siehe Kapitel 2.2) zu berücksichtigen und werden daher in den Ergebnissen im Anhang aufgeführt.

Zusätzlich werden in /2.3/ Nachweise für Extremwerte des Windgradienten gefordert. Der Nachweis für Extremwerte des Windgradienten ist mit /2.4/ wieder entfallen und wird daher hier nicht berücksichtigt.

Werden abweichend von den in /2.2 - 2.4/ definierten Turbulenzkategorien individuelle Auslegungswerte der Turbulenzintensität definiert, kann es notwendig sein, den zu bewertenden Windgeschwindigkeitsbereich auf den gesamten Betriebsbereich der WEA auszudehnen.

Den Ermittlungen der Standortbedingungen ist nach /2.8/ dabei eine Standortbesichtigung zugrunde zu legen.

Alternativ zum oben genannten Nachweis nach /2.2, 2.3/ kann nach /2.8/ ein vereinfachtes Verfahren angewendet werden, wenn der jeweilige Standort der geplanten WEA nicht orografisch komplex gemäß der Definition in /2.2, 2.3/ ist. Nach dem vereinfachten Verfahren sind folgende Windbedingungen auf Nabenhöhe nachzuweisen:

- mittlere Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe,
- Turbulenzintensität,
- 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren v_{50} (nur wenn die Windzone der Typenprüfung nicht die Windzone des jeweiligen Standortes der WEA abdeckt).

Nach /2.8/ muss dabei die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit v_{ave} auf Nabenhöhe



5% kleiner sein als der Auslegungswert oder die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit v_{ave} auf Nabenhöhe muss kleiner gleich dem Auslegungswert und der Formparameter k der Weibull-Verteilung gleichzeitig größer gleich 2 sein.

Das vereinfachte Verfahren setzt an dieser Stelle voraus, dass der Auslegungswert des Formparameters der Weibullverteilung einen Wert von 2.0 aufweist. Bei abweichenden Auslegungswerten muss die Bewertung der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit und des Formparameter k der Weibull-Verteilung über einen Vergleich der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit mit der Verteilung der Auslegung entsprechend /2.2, 2.3/ erfolgen.

Im Rahmen der Überarbeitung der internationalen Richtlinie /2.2, 2.3/ wurde ein Verfahren entwickelt, das die Bewertung der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit auf Basis der Parameter der entsprechenden Weibull-Verteilung ermöglicht /2.4/. Dieses Verfahren kann angewendet werden, wenn sich die standortspezifische Kurve der Häufigkeitsverteilung und die der Auslegung schneiden. Gemäß /2.4/ sind verschiedene Kombinationen des Formparameters k der Weibull-Verteilung und der normierten mittleren Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe möglich, die durch den schraffierten Bereich in Abbildung 2.1.2 dargestellt sind. Für WEA, die nicht für einen Formparameter der Weibullverteilung von $k = 2$ ausgelegt sind, kann das Diagramm in konservativer Weise angepasst werden.

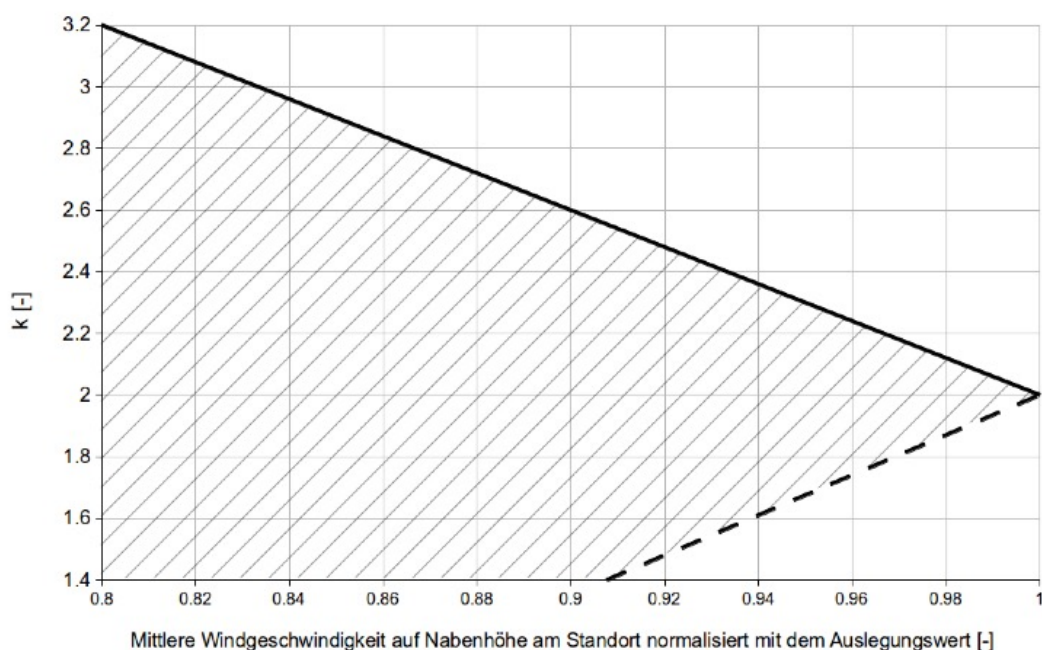


Abbildung 2.1.2: Mögliche Kombinationen von normierter Windgeschwindigkeit und Formparameter k der Weibull-Verteilung (schraffierter Bereich).



Für bestehende WEA, die nach den DIBt-Richtlinien von 1995 bzw. 2004 /2.6, 2.7/ errichtet wurden, darf der Nachweis der Standorteignung weiterhin nach dem in der DIBt-Richtlinie von 2004 /2.7/ genannten Verfahren erfolgen.

Gemäß /2.4/ kann bei Luftdichten, die die Auslegungswerte überschreiten, der Nachweis alternativ erbracht werden, indem gezeigt wird, dass folgende Bedingung erfüllt ist:

$$\rho_{Auslegung} \cdot (V_{ave, Auslegung})^2 \geq \rho_{Standort} \cdot (V_{ave, Standort})^2$$

Die Bedingung entspricht einem Vergleich des standortspezifischen, mittleren Geschwindigkeitsdrucks mit dem Wert der Auslegung.

Der nachzuweisenden Turbulenzintensität kommt insofern eine besondere Bedeutung zu, da die Turbulenzintensität die einzige Windbedingung ist, über die eine Bewertung des Einflusses der WEA untereinander erfolgt.

Dieser Einfluss ist nach DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /2.8/ zu berücksichtigen, wenn der auf den Rotordurchmesser D der jeweils größeren WEA bezogene Abstand zwischen zwei WEA für typische küstennahe Standorte kleiner gleich fünf und für typische Binnenstandorte kleiner gleich acht Rotordurchmesser beträgt /2.8/. Für größere Abstände braucht eine Beeinflussung der WEA untereinander nicht betrachtet zu werden. Im Folgenden wird dabei konservativ immer der größere Einflussbereich von 8D zugrunde gelegt.

Hieraus folgen unmittelbar die benachbarten WEA, für die eine Standorteignung im Rahmen des betrachteten Zubaus der geplanten WEA erneut nachzuweisen ist. Da es einen Einfluss der geplanten WEA auf diese benachbarten WEA nur in Form einer Erhöhung der Turbulenzintensität gibt, ist für benachbarte WEA unabhängig von der anzuwendenden DIBt-Richtlinie auch nur diese Windbedingung erneut zu überprüfen.

Abbildung 2.1.3 gibt einen Überblick über die jeweils nachzuweisenden Windbedingungen.

Liegt eine der oben aufgeführten für den Nachweis der Standorteignung erforderlichen Windbedingungen oberhalb des entsprechenden Auslegungswertes, der bei der jeweiligen Typenprüfung der WEA zugrunde gelegt wurde, ist ein Nachweis der Standorteignung der WEA durch einen Vergleich der Windbedingungen nicht möglich.

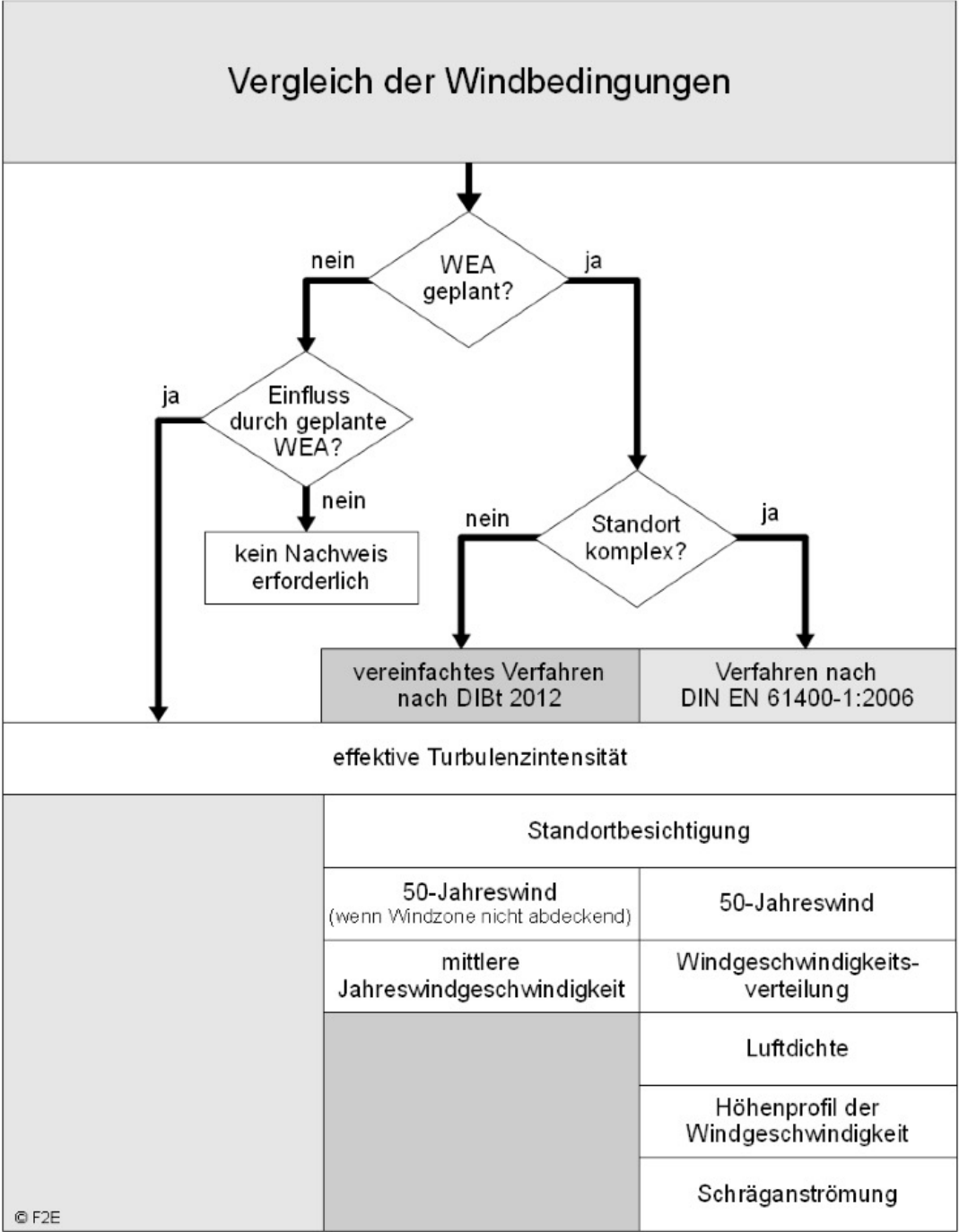


Abbildung 2.1.3: Nachweis durch Vergleich der Windbedingungen gemäß /2.8/.



2.2 Nachweis durch Vergleich der Lasten

Die entsprechend dem in Kapitel 2.1 beschriebenen Verfahren ermittelten Windbedingungen können als Eingangsparameter für einen standortspezifischen Nachweis durch einen Vergleich der Lasten verwendet werden.

Im Falle eines Windparks mit entsprechendem Einfluss von benachbarten WEA sind nach /2.2/ sowohl die Betriebs- als auch die Extremlasten nachzuweisen. Für die Betriebslasten sind gemäß /2.2, 2.3/ hierzu der Auslegungslastfall DLC 1.2 unter Berücksichtigung der effektiven Turbulenzintensität und für die Extremlasten die Auslegungslastfälle DLC 1.1 oder 1.3 sowie der DLC 1.5 nachzurechnen.

Alternativ hierzu kann nach /2.8/ ein vereinfachtes Verfahren angewendet werden, wenn der jeweilige Standort der geplanten WEA nicht orografisch komplex gemäß der Definition in /2.2, 2.3/ ist. Nach dem vereinfachten Verfahren sind folgende Lasten zu ermitteln:

- Betriebslasten, wenn die mittlere Windgeschwindigkeit oder die Turbulenzintensität überschritten sind.
- Extremlasten, wenn der 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren v_{ref} überschritten ist.

Eine solche standortspezifische, detaillierte Lastberechnung ist im Vergleich zu dem in Kapitel 2.1 dargestellten Nachweis durch einen Vergleich der Windbedingungen sehr aufwändig. Sie kann in der Regel nur vom jeweiligen Hersteller durchgeführt werden.

Diese standortspezifischen Lasten können mit den entsprechenden Auslegungslasten der Typenprüfung verglichen werden. Liegen die standortspezifischen Lasten unterhalb bzw. auf dem Niveau der Auslegungslasten, die bei der jeweiligen Typenprüfung der WEA zugrunde gelegt wurden, ist die Standorteignung der WEA gegeben.

Liegen die standortspezifischen Lasten oberhalb der Auslegungslasten, die bei der jeweiligen Typenprüfung der WEA zugrunde gelegt wurden, ist ein Nachweis der Standorteignung der WEA durch einen Vergleich der Lasten nicht möglich.

In diesem Fall kann die Typenprüfung der WEA nicht angewendet werden und ein Einzelnachweis durch den Hersteller ist erforderlich.



2.3 Auslegungswerte

2.3.1 Turbulenzintensität

Die Auslegungswerte der Turbulenzintensität sind in den DIBt-Richtlinien von 1993/1995 /2.6/ und 2004 /2.7/ noch unabhängig von der Windzone definiert. Der Auslegungswert liegt gemäß DIBt-Richtlinie von 1993/1995 konstant bei 0.2 (20%). Die DIBt-Richtlinie von 2004 /2.7/ schreibt die Turbulenzkategorie A nach /2.1/ vor.

In der DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /2.8/ wird die Turbulenzkategorie A nach DIN EN 61400-1:2006 /2.2/ nur noch empfohlen. Grundsätzlich können auch andere Auslegungswerte der Turbulenzintensität zugrunde gelegt werden. In vielen Fällen finden hier die in den internationalen Richtlinien /2.2, 2.3, 2.4/ definierten Turbulenzkategorien Anwendung.

2.3.2 Windgeschwindigkeit

Die Typenprüfung nach DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /2.8/ erfolgt für eine bestimmte Windzone. Abhängig von der Windzone ist sowohl der Auslegungswert des 10-min-Mittelwertes der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren v_{ref} als auch die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe v_{ave} definiert. Diese Werte sind abhängig von der Nabenhöhe und unterscheiden sich in den einzelnen Windzonen. Der 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren v_{ref} kann weiterhin entweder gemäß /2.9/ oder nach einer vereinfachten Formel gemäß /2.8/ bestimmt werden. Die Auslegungswerte sind daher der individuellen Typenprüfung der WEA zu entnehmen und können nicht allgemeingültig angegeben werden. Die Windgeschwindigkeitsverteilung ergibt sich in allen Fällen aus der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe unter Verwendung einer Rayleigh-Verteilung.

Nach den DIBt-Richtlinien /2.6, 2.7, 2.8/ werden die Auslegungswerte der Windgeschwindigkeit in die Windzonen 1 bis 4 bzw. I bis IV unterteilt, wobei die Windzone 4 oder IV die höchsten Auslegungswerte aufweist. In der zitierten Literatur werden hier sowohl arabische als auch römische Zahlen verwendet.

2.3.3 Weitere Windbedingungen

Den nach /2.2, 2.3/ zusätzlich nachzuweisenden Windbedingungen liegen im allgemeinen nach den DIBt-Richtlinien /2.7, 2.8/ folgende Auslegungswerte zugrunde:

- Höhenexponent des vertikalen Windgeschwindigkeitsprofils: $\alpha = 0.2$,

- mittlere Neigung der Anströmung: 8°,
- mittlere Luftdichte: $\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$.

2.4 Erläuterungen zu den verwendeten Methoden

Kommen im Einzelfall andere Berechnungsmethoden oder Eingangsdaten zur Anwendung als hier aufgeführt wird dies in Kapitel 4 entsprechend dargestellt.

2.4.1 Bestimmung der Komplexität

Große Geländesteigungen und Höhenunterschiede können zu erhöhten Umgebungsturbulenzintensitäten führen und müssen daher in orografisch komplexem Gelände bewertet werden. Der Einfluss der Geländeorografie kann nach /2.2, 2.3, 2.4/ durch einen Turbulenzstrukturparameter erfasst werden, der als Faktor auf die Turbulenzintensität wirkt.

Die Bestimmung der Komplexität kann gemäß DIBt-Richtlinie /2.8/ auf Basis der IEC 61400-1 Edition 3 /2.3/ erfolgen. Da die Bewertung der Komplexität in der IEC 61400-1 mit der Edition 4 /2.4/ maßgeblich überarbeitet wurde, erfolgt im Folgenden die Bestimmung der Komplexität gemäß /2.4/.

Die Bewertung der orografischen Komplexität eines WEA-Standortes erfolgt nach /2.4/ auf Basis von Geländesteigungen und Geländedifferenzen zu insgesamt 39 Ausgleichsebenen. Die Ausgleichsebenen werden mit der Methode der kleinsten Fehlerquadrate durch die Höhendaten gelegt. Zur Bewertung werden in /2.4/ Kriterien definiert, nach denen sowohl eine bestimmte Anströmrichtung als auch der gesamte Standort als „non complex“, „low complex“ (L), „medium complex“ (M) oder „high complex“ (H) charakterisiert werden kann.

Den einzelnen Komplexitätskategorien wird dann ein Turbulenzstrukturparameter gemäß Tabelle 2.4.1.1 zugeordnet. Der maximale sektorielle Turbulenzstrukturparameter, der für eine Anströmrichtung ermittelt wird, wirkt dabei als Faktor auf die aus dieser Richtung ermittelte Umgebungsturbulenzintensität.

Tabelle 2.4.1.1: Turbulenzstrukturparameter C_{CT} für die verschiedenen Komplexitätskategorien L, M und H nach /2.4/.

	Komplexitätskategorie		
	L	M	H
C_{CT}	1.05	1.10	1.15

Das vereinfachte Verfahren zur Bewertung der Standorteignung nach /2.8/ wird im



Weiteren nur angewandt, wenn der gesamte Standort gemäß /2.4/ als nicht komplex eingestuft werden kann.

2.4.2 Bestimmung der Umgebungsturbulenzintensität

Die Turbulenzintensität ist definiert als das Verhältnis der Standardabweichung der zeitlichen Windgeschwindigkeitsverteilung zu ihrem Mittelwert bezogen auf ein Intervall von 600s. Die Umgebungsturbulenzintensität beschreibt dabei ausschließlich die Turbulenz der freien Strömung ohne den Einfluss von WEA.

Für die spätere Berechnung der effektiven Turbulenzintensität ist nicht die mittlere Umgebungsturbulenzintensität sondern abhängig von der Auslegung der jeweiligen WEA die charakteristische Turbulenzintensität (DIBt 1993/95, DIBt 2004 und IEC 61400-1 Edition 2) bzw. die repräsentative Turbulenzintensität (DIBt 2012, IEC 61400-1 Edition 3) zugrunde zu legen. Die charakteristische Turbulenzintensität ergibt sich aus der Addition der mittleren Umgebungsturbulenzintensität und der einfachen Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität. Die repräsentative Turbulenzintensität ergibt sich aus der Addition der mittleren Umgebungsturbulenzintensität und der 1.28fachen Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität.

Wenn keine ausreichenden Messdaten zur Turbulenzintensität am Standort vorliegen, wird die mittlere langfristig zu erwartende Umgebungsturbulenzintensität rechnerisch ermittelt.

Im Bereich der atmosphärischen Bodengrenzschicht ergibt sich die zu berücksichtigende Umgebungsturbulenzintensität im Wesentlichen aus dem Einfluss der Rauigkeitselemente des Bodens wie Bäumen, Büschen, Bauwerken etc.. Hierzu erfolgt eine Typisierung von Geländeoberflächen hinsichtlich ihres Bewuchses, ihrer Bebauung und Nutzung auf Basis detaillierter Satellitendaten zur Bodenbedeckung /1.7/, wobei Geländeabschnitte bis 25km Entfernung um die jeweilige Koordinate einbezogen werden. Den einzelnen Geländeabschnitten werden anschließend Rauigkeitsklassen gemäß der Empfehlungen des für die Kommission der Europäischen Gemeinschaften veröffentlichten Europäischen Windatlanten /1.3/ zugeordnet. Der Einfluss der verschiedenen Geländeabschnitte wird abhängig vom Abstand zur Koordinate in zwölf Richtungssektoren à 30° bewertet, wodurch sich gewichtete Mittel für die Rauigkeiten in den jeweiligen Sektoren ergeben.

Auf Grundlage dieser Rauigkeitsklassifizierung werden die notwendigen Werte von uns auf Basis der Empfehlungen der VDI-Richtlinie VDI 3783 Blatt 12 /1.1/ sowie der DIN EN 1991-1-4 /2.9/ bestimmt.

Die zu berücksichtigenden Umgebungsturbulenzintensitäten sind im Gegensatz zu



den Rauigkeiten nicht nur richtungsabhängig, sondern auch abhängig von der Windgeschwindigkeit und Höhe über Grund und werden entsprechend für die verschiedenen Richtungen und Windgeschwindigkeiten für jede einzelne WEA auf Nabenhöhe ermittelt und in den weiteren Berechnungen berücksichtigt. Der Windgeschwindigkeitsverlauf orientiert sich dabei am Normalen Turbulenzmodell (NTM) der IEC 61400-1 /2.3/.

Einzelstrukturen und orografische Hindernisse, die auf Grund ihrer Entfernung und Höhe so groß sind, dass der direkte Einfluss der Nachlaufströmung dieser Einzelstrukturen und orografischen Hindernisse auf den Rotor einer WEA nicht ausgeschlossen werden kann, können nicht als Rauigkeitselemente aufgelöst werden. Ihr Einfluss ist gegebenenfalls gesondert zu bewerten (siehe hierzu Kapitel 4.1).

2.4.3 Bestimmung der effektiven Turbulenzintensitäten

In /1.4/ ist ein Verfahren beschrieben, um den Einfluss mehrerer, verschieden weit entfernter WEA unter Berücksichtigung der Häufigkeit der Nachlaufsituationen zu bewerten. Die Bewertung erfolgt mit Hilfe einer effektiven Turbulenzintensität. Die effektive Turbulenzintensität ist eine Ersatzgröße, welche über die gesamte Lebensdauer der WEA anzusetzen ist. Sie gewichtet die Belastung durch die Umgebungsturbulenzintensität und die zusätzlich durch die Nachlaufsituation induzierte Belastung. Das Verfahren wird sowohl im internationalen Regelwerk als auch in der DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /2.8/ empfohlen. Eine zusätzliche Belastung besteht nach diesem Berechnungsverfahren nicht mehr, wenn der Abstand zur benachbarten WEA mehr als zehn Rotordurchmesser beträgt. Da dieses Berechnungsverfahren im Folgenden Anwendung findet, wird bei der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität einer WEA daher der Einfluss aller benachbarten WEA berücksichtigt, die bis zu 10D (bezogen auf ihren jeweiligen Rotordurchmesser) entfernt stehen.

Gegenüber der in /1.4/ dargestellten Form des Berechnungsverfahrens verwenden wir das Verfahren mit zwei Modifikationen, welche im Folgenden erläutert werden.

Das in /1.4/ eingesetzte Modell für die zusätzlich im Nachlauf produzierte Turbulenzintensität ist abhängig vom Schubbeiwert c_T der WEA. Hier verwenden wir für die Modellierung der zusätzlich im Nachlauf produzierten Turbulenzintensität ein aufwändigeres Modell nach /1.2/, in das neben dem Schubbeiwert c_T der WEA auch die Schnelllaufzahl der WEA und die Umgebungsturbulenzintensität als Parameter eingehen. Ist es möglich eine WEA leistungsreduziert oder in einem veränderten Betriebsmodus zu betreiben, verwenden wir die zur jeweiligen Nennleistung bzw. dem Betriebsmodus gehörenden oder abdeckende Parameter. Sowohl in /1.4/ als



auch im internationalen Regelwerk /2.2, 2.3/ ist weiterhin ein Modell zur Bestimmung der zusätzlich im Nachlauf produzierten Turbulenzintensität angegeben, das ganz ohne anlagenspezifische Parameter auskommt. Hier wird ein generalisierter, konservativer Verlauf der Schubbeiwerte zugrunde gelegt /1.4/. Dieses Modell wird von uns verwendet, wenn für eine WEA die anlagenspezifischen Parameter nicht vorliegen oder diese einen Verlauf zeigen, der deutlich von denen der WEA abweicht, die der ursprünglichen Validierung zugrunde lagen.

Die zweite Modifikation betrifft die Häufigkeit der jeweiligen Nachlaufsituation, die nach /2.8/ mit 6% angenommen werden kann. Dieser konstanten Häufigkeit liegt die Annahme eines voll ausgebildeten Nachlaufs (far wake) zugrunde, der sich typischerweise drei bis fünf Rotordurchmesser hinter der WEA einstellt. Um auch für geringe Anlagenabstände konservative Werte zu erhalten, wird die Häufigkeit der jeweiligen Nachlaufsituation von uns davon abweichend auf Basis der realen geometrischen Verhältnisse im Windpark und unter Berücksichtigung der Häufigkeitsverteilung der Windrichtungen berechnet. Zusätzliche Sicherheit für den Nahbereich entsteht durch die Annahme, dass der Nachlauf der WEA von Anfang an eine deutlich größere Ausdehnung als der Rotor aufweist.

Die Ausdehnung des Nachlaufs wird auch in vertikaler Richtung berücksichtigt, so dass bei ausreichendem Höhenunterschied kein Einfluss des Nachlaufs auf die deutlich niedrigere bzw. höhere WEA mehr besteht.

Für den materialspezifischen Wöhlerlinien-Koeffizienten m wird der höchste Koeffizient für die schwächste Strukturkomponente der WEA zugrunde gelegt. Daraus ergibt sich ein abdeckender Wert von $m = 10$ /1.5/ für glasfaserverstärkte Kunststoffe mit einem Faseranteil von 30 bis 55 Volumen-% /2.5/. Für kohlefaserverstärkte Kunststoffe mit einem Faseranteil von 50 bis 60 Volumen-% wird nach /2.5/ ein Wert von $m = 14$ zugrunde gelegt. Herstellerspezifisch können abweichende Wöhlerlinien-Koeffizienten für die schwächste Strukturkomponente der WEA verwendet werden. Wenn nicht anders gekennzeichnet, beziehen sich die hier dargestellten effektiven Turbulenzintensitäten auf einen Wöhlerlinien-Koeffizienten von $m = 10$.

Die DIBt von 2004 und 2012 /2.7, 2.8/ definiert die Auslegungswerte der Turbulenzintensität windgeschwindigkeitsabhängig. Demgegenüber definiert die DIBt von 1995 /2.6/ einen konstanten mittleren Auslegungswert für die Turbulenzintensität von 20%, der allen Windgeschwindigkeiten zugeordnet ist.

Da im Falle eines standortspezifischen Nachweises der Betriebslasten diese auf Basis der ermittelten windgeschwindigkeitsabhängigen effektiven Turbulenzintensitäten berechnet werden müssen, werden für alle betrachteten WEA die windgeschwindigkeitsabhängigen Werte ausgewiesen.



Für die WEA, für die Auslegungswerte der Turbulenzintensität auf Basis der DIBt von 1995 (1993) /2.6/ zugrunde gelegt werden, sind entsprechende konstante mittlere effektive Turbulenzintensitäten ausgewiesen. Benachbarte WEA mit einer sehr geringen oder sehr hohen Leistung pro Quadratmeter der Rotorfläche oder benachbarte WEA mit einer sehr niedrigen oder sehr hohen Nennwindgeschwindigkeit können dabei qualitativ abweichende Ergebnisse im Vergleich zu einer Bewertung auf Basis von windgeschwindigkeitsabhängigen Auslegungswerten hervorrufen. In diesen Fällen kann der Vergleich mit den windgeschwindigkeitsabhängigen Auslegungswerten zugrunde gelegt werden.

2.4.4 Bestimmung der Extremwerte der Turbulenzintensitäten

Die Extremwerte der Turbulenzintensität werden entsprechend den Vorgaben in /2.3/ unter Berücksichtigung der Nachlaufsituationen bestimmt. Als Maß dient der über alle Richtungen gebildete Maximalwert der Turbulenzintensität im Zentrum des Nachlaufs.

2.4.5 Bestimmung der Luftdichte

Zur Berechnung der Luftdichte wird die mittlere Temperatur in 2m Höhe über den Zeitraum von 1981 bis 2010 aus einem 1km-Raster des Deutschen Wetterdienstes zugrunde gelegt /1.9/. Die Luftdichte auf Nabenhöhe der WEA wird anschließend auf Grundlage der Berechnungsvorschrift nach DIN ISO 2533 /2.12/ ermittelt und gemäß /2.4/ für Windgeschwindigkeiten oberhalb der Nennwindgeschwindigkeit korrigiert.

2.4.6 Bestimmung des Höhenexponenten

Der Höhenexponent unterliegt sehr starken tageszeitlichen und saisonalen Schwankungen. Die Stabilität der Atmosphäre beeinflusst den Höhenexponenten dabei maßgeblich. Stabilitätsbedingte große Höhenexponenten sind dabei jedoch oft mit niedrigen Turbulenzen korreliert und werden bezüglich der Lasten durch diese oft ausgeglichen. Da entsprechend dem Regelwerk ein einziger über alle Zeiten, Windrichtungen und Windgeschwindigkeiten gemittelter Wert gefordert wird, erfolgt die Berechnung des mittleren Höhenexponenten daher alleine auf Basis der ermittelten Rauigkeiten. Einflüsse der Stabilität der Atmosphäre werden im Mittel dabei vernachlässigt.

Der Einfluss des Höhenexponenten auf die Lasten der einzelnen Komponenten einer WEA ist sehr unterschiedlich. Sowohl sehr kleine als auch sehr große Werte des Höhenexponenten können zu einer Erhöhung der Lasten führen. Ein einfacher Vergleich mit dem Auslegungswert des Höhenexponenten ist daher nicht möglich.



Der Mittelwert des Höhenexponenten sollte bei einem Auslegungswert von 0.2 gemäß /2.4/ in einem Wertebereich von 0.05 bis 0.25 liegen und kann damit um 25% nach oben und um 75% nach unten abweichen. Für andere Auslegungswerte des Höhenexponenten können analoge Gültigkeitsbereiche definiert werden.

Stehen die geplanten WEA in orografisch exponierter Lage auf oder in der Nähe von Hügelkuppen oder sind schroffe Geländekanten oder Steilhänge in direkter Umgebung vorhanden, ist zu überprüfen, ob es zu erhöhten Windgeschwindigkeitsgradienten in vertikaler Richtung im Bereich des Rotors der WEA kommen kann. Falls erforderlich, wird hierauf in Kapitel 4 hingewiesen.

2.4.7 Bestimmung der Schräganströmung

Die Bewertung der Schräganströmung kann gemäß /2.3/ auf Basis der durch die Höhendaten am Standort gelegten Ausgleichsebenen erfolgen. Da die Bewertung der Komplexität des Standortes, für den diese Ausgleichsebenen erzeugt werden, hier entsprechend der IEC 61400-1 Ed. 4 /2.4/ erfolgt, wird abweichend von der DIBt-Richtlinie /2.8/ die Bewertung der Schräganströmung ebenfalls nach /2.4/ durchgeführt. Dies ist erforderlich, um ein Bewertungsverfahren zu verwenden, das konform mit den Komplexitätskriterien nach /2.4/ ist.

Gemäß /2.4/ kann dabei angenommen werden, dass das energiegewichtete Mittel der Steigungen der sektoriellen Ausgleichsebenen, ermittelt für einen Umkreis vom fünffachen der Nabenhöhe der WEA, ein Maß für die Schräganströmung des WEA-Standortes darstellt.

Im Falle ausgeprägter Kuppen- oder Kammlagen, sind eventuell weitere Ausgleichsebenen gemäß Kapitel 2.4.1 heranzuziehen und werden dann zusätzlich in Kapitel 4 ausgewiesen.

2.4.8 Extrapolation der Winddaten

Die zur Verfügung gestellten Winddaten werden nicht in der Horizontalen umgerechnet. Es findet vielmehr in Abstimmung mit dem Auftraggeber eine Zuordnung der WEA-Standorte zu dem oder den Windreferenzpunkten statt. Diese Zuordnung kann dem Anhang entnommen werden.

Besteht ein signifikanter Höhenunterschied zwischen Bezugshöhe der Winddaten und Nabenhöhe der WEA findet eine Umrechnung der Winddaten in der Vertikalen statt. Diese Extrapolation erfolgt unter Annahme eines logarithmischen Höhenprofils der Windgeschwindigkeit. Die erforderlichen mittleren Rauigkeitslängen werden für die WEA auf Basis der Rauigkeitsklassifizierung ermittelt.



Eine Haftung für die Richtigkeit der extrapolierten Werte wird nicht übernommen.

Mit zunehmendem Höhenunterschied zwischen Bezugshöhe der Winddaten und Nabenhöhe der WEA steigen die mit der Umrechnung verbundenen Unsicherheiten. Gleiches gilt für einen zunehmenden Abstand zwischen den WEA-Standorten und den Referenzpunkten der Winddaten. Diese Unsicherheiten können die Verwendung der Winddaten insbesondere als Eingangsdaten für eine standortspezifische Lastrechnung einschränken. Auf eine solche Einschränkung wird gegebenenfalls im Gutachten hingewiesen.

2.5 Gültigkeit der Ergebnisse

Alle Werte mit Höhenbezug beziehen sich, wenn nichts anderes angegeben ist, auf die Nabenhöhe (z_{hub}) der entsprechenden WEA.

Die für den Nachweis der Standorteignung notwendige effektive Turbulenzintensität hängt von mehreren Faktoren ab. Dies sind die Windparkkonfiguration in Form der WEA-Daten (Koordinaten, WEA-Typ, Nabenhöhe, Nennleistung und eventuelle vorhandene Betriebsbeschränkungen), die Windbedingungen (Häufigkeitsverteilung der Windrichtung, sektorielle Weibull-Parameter der Windgeschwindigkeitsverteilung sowie die Umgebungsturbulenzintensität) und die Typenprüfung der WEA, die festlegt, welcher statistische Wert der Umgebungsturbulenzintensität zugrunde zu legen ist.

Jede Änderung dieser Randbedingungen erfordert daher eine Neubewertung der Standorteignung hinsichtlich der Auslegungswerte der Turbulenzintensität.

Änderungen in der Nabenhöhe von $\pm 1\text{m}$ liegen innerhalb der Toleranzen und sind durch die Ergebnisse abgedeckt.

Da bei den betrachteten WEA anlagenspezifische Werte (siehe Kapitel 2.1) berücksichtigt werden, kann insbesondere bei einem Wechsel auf einen anderen WEA-Typ mit z.B. kleinerem Rotordurchmesser nicht unterstellt werden, dass die Aussage des Gutachtens weiterhin gültig ist.

Bei den verwendeten anlagenspezifischen Werten (siehe Kapitel 2.1) kann es sich um berechnete oder gemessene Größen des Herstellers handeln. Diese können voneinander abweichen und zu unterschiedlichen Ergebnissen führen.

Die Ergebnisse beziehen sich dabei auf eine vorliegende gültige Typenprüfung für die betrachteten WEA. Der Typenprüfung müssen mindestens die jeweils aufgeführten Auslegungswerte zugrunde liegen. Für alle betrachteten WEA wird für die Bewertung die Entwurfslebensdauer der Typenprüfung zugrunde gelegt.

Für bestehende WEA, die ihre Entwurfslebensdauer bereits überschritten haben,



kann es durch eine Neuplanung zu einer Verkürzung der möglichen Weiterbetriebszeit kommen. Eine Bewertung der Zumutbarkeit dieses Einflusses ist nicht Gegenstand dieses Gutachtens. Die ermittelten Ergebnisse können aber als Eingangsparameter für standortspezifische Berechnungen der Betriebslasten verwendet werden, um den Einfluss der geplanten WEA auf die mögliche Weiterbetriebszeit zu ermitteln.

Zum Zeitpunkt der Erstellung des Gutachtens steht nicht fest, welche Dokumente im Rahmen des Genehmigungsverfahrens später bei der Behörde eingereicht werden. Die im Gutachten zitierten Quelldokumente der verwendeten Auslegungswerte müssen daher nicht zwingend mit den Dokumenten übereinstimmen, welche im Rahmen des Bauantrages bzw. der Baugenehmigung vorgelegt werden. Sie dienen hier lediglich als Quellenangabe für die verwendeten Auslegungswerte.

Wenn in den uns vorliegenden Dokumenten zur Auslegung der WEA kein eindeutiger Rückschluss auf Auslegungswerte möglich ist, verwenden wir konservativ abdeckende Werte. Eine Haftung für die Richtigkeit der ermittelten Werte wird nicht übernommen.

Auf Basis des Gutachtens ist zu prüfen, ob die im Gutachten aufgeführten Auslegungswerte mit den Auslegungswerten in den zur Baugenehmigung vorgelegten Dokumenten übereinstimmen. Wenn die Auslegungswerte übereinstimmen ist die Gültigkeit des Gutachtens unabhängig von den zitierten Quelldokumenten gegeben.

Die bei sehr geringen Abständen mögliche gegenseitige Beeinflussung benachbarter WEA durch die Nachlaufschleppe der Turmbauwerke wird nicht betrachtet. Ebenso wird ein möglicher Einfluss von sehr nahe liegenden großen Einzelstrukturen wie z.B. hohen Gebäuden auf betrachtete WEA nicht untersucht.

2.5.1 Betriebsbeschränkungen

Wenn bei sonst gleichbleibenden Randbedingungen WEA entfallen oder zusätzliche Betriebsbeschränkungen definiert werden, führt dies stets zu gleichbleibenden bzw. niedrigeren effektiven Turbulenzintensitäten. Die getroffenen Aussagen zur Standorteignung sind daher in diesen Fällen weiterhin anwendbar.

Der Einfluss neu geplanter WEA auf bestehende WEA kann sich aber stärker abbilden. Aussagen zu einem nicht signifikanten Einfluss neu geplanter WEA auf bestehende WEA behalten in diesen Fällen daher nicht immer ihre Gültigkeit und sind neu zu bewerten.

Aufgeführte Betriebsbeschränkungen stellen Mindestanforderungen dar. Eine Prüfung der technischen Umsetzbarkeit wird nicht vorgenommen.



2.6 Darstellung von Betriebsbeschränkungen im Gutachten

2.6.1 Einfluss von benachbarten Windenergieanlagen

Betriebsbeschränkungen, bei denen der Einfluss einer windaufwärts gelegenen WEA auf eine windabwärts gelegene WEA reduziert oder ausgeschlossen wird, werden in Kapitel A.2.6 des Anhangs aufgeführt.

Für verschiedene Berechnungsvarianten können dabei unterschiedliche Betriebsbeschränkungen definiert werden. Die Betriebsbeschränkungen werden daher in Gruppen zusammengefasst. Diese Betriebsbeschränkungs-Gruppen werden dann den Berechnungsvarianten zugeordnet. Die Zuordnung ist in der Übersicht der Berechnungsvarianten in Kapitel A.2.5 des Anhangs dargestellt.

Innerhalb der Betriebsbeschränkungs-Gruppe werden die einzelnen Betriebsbeschränkungen durchnummeriert.

2.6.2 Alternative Betriebsbeschränkungen

Da die Lasten bei einer abgeschalteten WEA auch in der erhöhten Turbulenz der Nachlaufströmung der verursachenden Nachbar-WEA geringer sind als im Betrieb bei ungestörter Anströmung, kann statt der windaufwärts gelegenen, verursachenden WEA alternativ auch die zu schützende WEA abgeschaltet werden.

Betriebsbeschränkungen, bei denen für einen bestimmten Windgeschwindigkeits- und Windrichtungsbereich Abschaltungen definiert sind, decken Betriebsbeschränkungen, bei denen ein anderer Betriebsmodus oder eine Blattwinkelverstellung für dieselben Bereiche definiert wird, ab.

Es ergeben sich also zu jeder definierten Betriebsbeschränkung automatisch entweder zwei mögliche Alternativen (Beispiel a in Abbildung 2.6.2.1) oder eine mögliche Alternative (Beispiel b in Abbildung 2.6.2.1).

In den Ergebnissen wird oft nur eine der Betriebsbeschränkungsvarianten dargestellt. Die genannten Alternativen sind aber stets möglich.

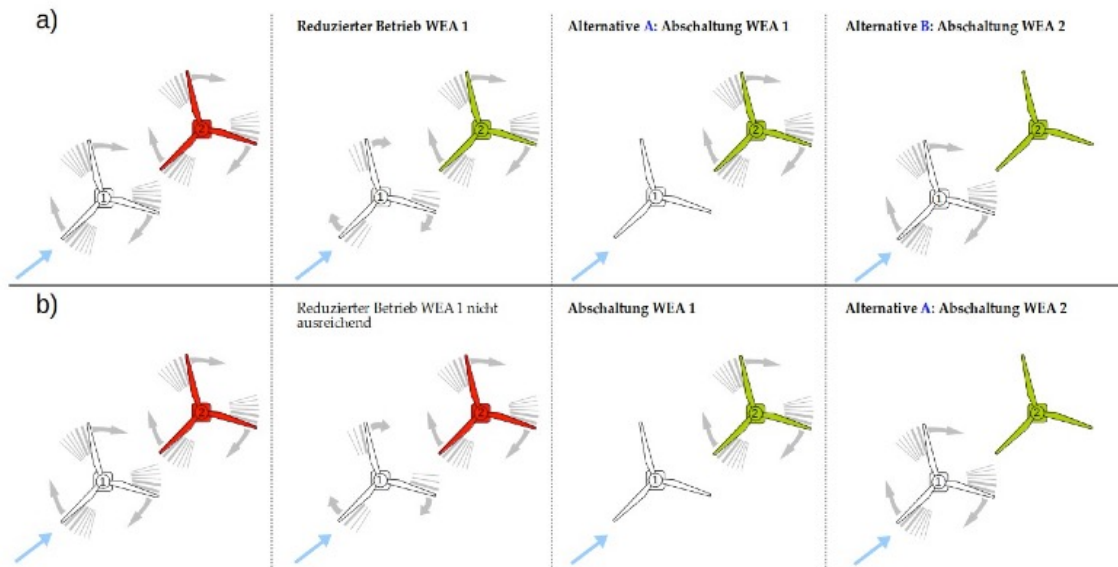


Abbildung 2.6.2.1: Betriebsbeschränkung mit zwei Alternativen (a) und mit nur einer Alternative (b) für die verursachende WEA 1 und die zu schützende WEA 2.

Abbildung 2.6.2.2 zeigt ein Beispiel für die Darstellung einer Betriebsbeschränkungs-Gruppe mit zwei Betriebsbeschränkungen im Gutachten, wenn auch die Alternativen mit aufgeführt werden.

In der obersten Tabelle in Abbildung 2.6.2.2 wird zunächst eine Übersicht dargestellt. Die WEA 3 wird zum Schutz der WEA 2 bei einigen Windgeschwindigkeiten in einem anderen Betriebsmodus betrieben (Betriebsbeschränkung Nr. 1). Die WEA 3 wird weiterhin zum Schutz der WEA 4 bei einigen Windgeschwindigkeiten abgeschaltet (Betriebsbeschränkung Nr. 2).

In der zweiten Tabelle in Abbildung 2.6.2.2 sind die Details der Betriebsbeschränkung dargestellt.

In der dritten und vierten Tabelle in Abbildung 2.6.2.2 folgen dann die oben genannten Alternativen, die sich automatisch ergeben. Die Betriebsbeschränkung Nr. 2 besitzt dabei nur eine mögliche, sich automatisch ergebende Alternative. Die Betriebsbeschränkung Nr. 2 ist daher in der zweiten und dritten Tabelle identisch.

Für jede Betriebsbeschränkung muss eine der Alternativen umgesetzt werden. Es ist aber nicht erforderlich für alle Betriebsbeschränkungen die Alternativen aus der selben Tabelle umzusetzen. Für die Betriebsbeschränkung Nr. 1 kann also z.B. die Variante aus der zweiten Tabelle in Abbildung 2.6.2.2 und für die Betriebsbeschränkung Nr. 2 die Variante aus der vierten Tabelle gewählt werden.

3 Eingangsdaten

3.1 Windparkkonfiguration und Auslegungswerte

Am Standort Plate (Mecklenburg-Vorpommern) plant der Auftraggeber die Errichtung von zwei Windenergieanlagen (WEA 1 und 2). Am Standort befinden sich 16 weitere benachbarte WEA.

Die vom Auftraggeber übermittelten Daten zur Windparkkonfiguration sind in Tabelle A.2.2.1 des Anhangs bzw. in Abschnitt A.2.7 des Anhangs dargestellt.

Die Zuordnung der einzelnen WEA zu den Winddatensätzen (Kapitel A.2.4 des Anhangs und gegebenenfalls zu den Datensätzen der Umgebungsturbulenzintensität (Kapitel A.2.1 des Anhangs) kann den letzten beiden Spalten (Datensatz-Nr.) der Tabelle A.2.2.1 des Anhangs entnommen werden.

Alle Benennungen von WEA im Dokument beziehen sich auf die Nomenklatur von Spalte 2 (Nr.) in Tabelle A.2.2.1 des Anhangs.

Für die zu betrachtenden WEA werden die in Tabelle 3.1.1 dargestellten Auslegungen zugrunde gelegt.

Die zu den Auslegungen gehörenden Auslegungswerte sind im Anhang in den Tabellen A.2.3.1 und A.2.3.2 dargestellt.

Tabelle 3.1.1: Auslegungen der zu betrachtenden WEA (Detailwerte und Quellenangaben siehe Anhang Tabellen A.2.3.1 und A.2.3.2 sowie A.5).

WEA		Auslegung	
	Lfd. Nr.	Richtlinie	Windzone
	1, 2	DIBt 2012	WZ S
	3 – 5, 7, 8, 10	DIBt 2012	---

3.2 Windgeschwindigkeitsverteilung am Standort

Die relativen Häufigkeiten der Windrichtung und Windgeschwindigkeiten am Standort wurden in Absprache mit dem Auftraggeber durch die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland /3.1/ bestimmt.

Die verwendeten Daten werden als richtig und repräsentativ für die freie Anströmung im Windpark am Standort Plate vorausgesetzt.

3.3 Extremwind am Standort

Durch die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH wurde in /3.3/ der 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren standortspezifisch ermittelt.

Der in /3.3/ ermittelte Wert ist in Tabelle 3.3.1 aufgeführt.

Tabelle 3.3.1: 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren /3.3/.

WEA		v_{50} [m/s]
	Lfd. Nr.	
	1, 2	30.65

3.4 Umgebungsturbulenzintensität am Standort

Die Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität erfolgt gemäß Kapitel 2.4.2 und den dort genannten Eingangsdaten.

Die Bewertung des Orografieeinflusses erfolgt im vorliegenden Fall auf Basis von Höhendaten nach /1.8/.

3.5 Sektorielle Betriebsbeschränkungen

Die in Tabelle 5.2.1 dargestellten Ergebnisse berücksichtigen keine Betriebsbeschränkungen.

4 Bestimmung der Standortbedingungen

4.1 Standortbesichtigung

Gemäß DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /2.8/ ist eine Standortbesichtigung durchzuführen. Im Rahmen des Nachweises der Standorteignung dient die Standortbesichtigung der Dokumentation der aktuellen Situation vor Ort und der Bestimmung der Geländekategorie nach /2.9/.

Weiterhin sollen Einzelstrukturen und orografische Hindernisse identifiziert werden, die auf Grund ihrer Entfernung und Höhe so groß sind, dass der direkte Einfluss der Nachlaufströmung dieser Einzelstrukturen und orografischen Hindernisse auf den Rotor einer WEA nicht ausgeschlossen werden kann. Diese Einzelstrukturen können dann nicht als Rauigkeitselement aufgelöst werden und ihr Einfluss ist gesondert zu bewerten.

Im schwächer gestörten Bereich hinter einer Einzelstruktur kommt es dabei im



Wesentlichen zu erhöhten Turbulenzintensitäten und der Einfluss auf eine WEA kann in Form erhöhter Umgebungsturbulenzintensitäten berücksichtigt werden. Dieser Einfluss ist auch für bestehende WEA zu berücksichtigen, da diese im Zuge des Zubaus hinsichtlich der Turbulenzintensität bewertet werden. Im Falle orografischer Hindernisse im weiteren Umfeld der WEA erfolgt eine solche Bewertung automatisch durch die Bestimmung des Orografiebeiwertes (siehe Kapitel 2.4.1).

Im stärker gestörten Bereich hinter einer Einzelstruktur kommt es zu weiteren Effekten, die detaillierte Untersuchungen durch z.B. eine dreidimensionale Strömungsberechnung erfordern. Dieser Einfluss ist nur für die geplanten WEA zu untersuchen.

Benachbarte WEA sind nicht als Einzelstrukturen zu betrachten. Die Verifizierung der Windparkkonfiguration (siehe Kapitel 3) ist daher nicht Umfang der Standortbesichtigung.

Der Standort Plate wurde am 22.07.2024 besichtigt /3.2/.

Der Standort lässt sich in die Geländekategorie II nach /2.9/ einordnen.

Relevante Einzelstrukturen, deren Nachlaufströmungen gesondert zu betrachten wären, wurden nicht identifiziert.

4.2 Ergebnisse Standortbedingungen

Die ermittelten Standortbedingungen sind in den Tabellen A.3.2.1 - A.3.2.4 des Anhangs dargestellt. Überschreitungen der Auslegungswerte der Turbulenzintensität sind in Tabelle A.3.2.1 des Anhangs rot markiert.

Entsprechend der DIBt-Richtlinie /2.8/ werden die Ergebnisse für alle WEA ausgewiesen, deren Abstand bezogen auf den Rotordurchmesser D der geplanten WEA kleiner gleich acht Rotordurchmesser ist. Diese Betrachtungsweise ist abdeckend für alle Referenzwindgeschwindigkeiten v_{ref} (siehe Kapitel 2).

Für die WEA, die in Tabelle A.3.2.4 des Anhangs als komplex markiert sind, kann das vereinfachte Verfahren zum Nachweis der Standorteignung nach DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /2.8/ nicht angewendet werden.

In Tabelle A.2.5.1 ist eine Übersicht aller durchgeführten Berechnungsvarianten dargestellt.

Es ist zusätzlich in der Tabelle A.3.1.1 des Anhangs die Situation vor dem Zubau der WEA 1 und 2 dargestellt.

Es sind zusätzlich in den Tabellen A.3.3.1 und A.3.4.1 des Anhangs effektive



Turbulenzintensitäten für die Wöhlerlinien-Koeffizienten $m = 4$ und 8 dargestellt.

4.2.1 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren

Die Windzone der Standorte der geplanten WEA und der zugehörige 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren wurden gemäß /2.10/ bzw. /2.11/ ermittelt und können Tabelle A.3.2.4 des Anhangs entnommen werden.

Sofern in Kapitel 3.3 kein standortspezifischer Wert ermittelt wurde, finden diese Werte Anwendung.

Sofern es sich um einen küstennahen Standort der höchsten Windzone handelt wird der 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren sowohl für die Geländekategorie I als auch für die Geländekategorie II angegeben. Der Wert für die Geländekategorie I ist zu verwenden, wenn die Standortbesichtigung eine Einordnung in Geländekategorie I ergeben hat (siehe Kapitel 4.1). In allen anderen Fällen kann der Wert der Geländekategorie II angesetzt werden.

5 Nachweis der Standorteignung

5.1 Allgemeine Hinweise

- Bezüglich der Gültigkeit der getroffenen Aussagen gelten die in Kapitel 2.5 genannten Anmerkungen.

5.2 Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Windbedingungen

In Tabelle 5.2.1 ist das Ergebnis des Nachweises der Standorteignung durch einen Vergleich der Windbedingungen sowie die Einzelergebnisse für die einzelnen Windparameter in einer Übersicht dargestellt. Die Bewertung beruht auf einem Vergleich der in Tabelle 3.3.1 sowie in den Tabellen A.3.2.1 und A.3.2.4 des Anhangs dargestellten Werte mit den Auslegungswerten in den Tabellen A.2.3.1 und A.2.3.2. Für die Bewertung der Windgeschwindigkeitsverteilung werden die Parameter A und k der Weibullverteilung dabei nicht direkt verglichen, sondern dienen als Eingangswerte für die in Kapitel 2.1 aufgeführten Nachweismethoden.

Das Gesamtergebnis ist nur positiv, wenn alle Einzelergebnisse positiv bewertet sind. Für bestehende WEA wird nur der Einfluss der geplanten WEA auf Auslegungswerte der Turbulenzintensität betrachtet (siehe Kapitel 2.1).



Laut DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /2.8/ ist eine Verwendung von Windgeschwindigkeitsklassen mit einer Klassenbreite von 2m/s zulässig. Überschreitungen bei der effektiven Turbulenzintensität in einzelnen isolierten Windgeschwindigkeitsbereichen mit einer Breite von nur 1m/s können daher in der Regel als vernachlässigbar bewertet werden.

Die Bewertung der effektiven Turbulenzintensität in Tabelle 5.2.1 bezieht sich auf den zu bewertenden Windgeschwindigkeitsbereich (siehe Kapitel 2.1). Überschreitungen außerhalb dieses Bereiches können als vernachlässigbar bewertet werden.

Weisen zu betrachtende WEA bereits vor dem Zubau der hier als geplant betrachteten WEA Überschreitungen bei der effektiven Turbulenzintensität auf, wird in Tabelle 5.2.1 darauf hingewiesen, ob es zu einer signifikanten Erhöhung dieser Werte und damit zu einem signifikanten Einfluss der geplanten WEA kommt.

Betriebsbeschränkungen, die als Randbedingungen in die Berechnung eingehen, werden in Tabelle 5.2.1 jeweils der zu schützenden WEA zugeordnet. Verwiesen wird dabei jeweils auf die Übersichtstabelle der Betriebsbeschränkungen im Anhang. Details und mögliche Alternativen können den darauffolgenden Tabellen des jeweiligen Kapitels im Anhang entnommen werden (siehe auch Kapitel 2.6.2).

Tabelle 5.2.1: Übersicht über das Ergebnis des Nachweises der Standorteignung durch einen Vergleich der Windbedingungen (+: erfüllt, -: nicht erfüllt, ---: Bewertung nicht erforderlich).

WEA			Randbedingungen	Einzelergebnisse						Gesamt- ergebnis	Kommentar
	Lfd. Nr.	Bezeichnung	BBS	I _{eff}	α	φ	ρ	A, k	v ₅₀		
	1	WEA 01	---	-	---	---	---	+	+	-	---
	2	WEA 02	---	-	---	---	---	+	+	-	---
	3	WEA 1	---	-	---					-	Einfluss durch  vernachlässigbar
	4	WEA 2	---	-	---					-	Einfluss durch  vernachlässigbar
	5	WEA 3	---	-	---					-	Einfluss durch  vernachlässigbar
	7	WEA 5	---	-	---					-	Einfluss durch  vernachlässigbar
	8	WEA 6	---	-	---					-	Einfluss durch  signifikant
	10	WEA 8	---	+	---					+	---



5.2.1 Erläuterungen und Hinweise

- Bezüglich der in /3.1/ getroffenen Aussage zu den langjährigen mittleren Windverhältnissen ist gemäß /3.1/ die Möglichkeit einer Fehleinschätzung der in /3.1/ ausgewiesenen langjährigen mittleren Windverhältnisse bei einem natürlichen Parameter wie der Windgeschwindigkeit nicht auszuschließen, da die langjährigen mittleren Windverhältnisse nicht vorhersagbaren klimatologischen Einflüssen unterworfen sind.
- Bezüglich der in /3.3/ getroffenen Aussage zum 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren ist gemäß /3.3/ die Möglichkeit einer Überschreitung des in /3.3/ ausgewiesenen Extremwertes nicht auszuschließen, da Extremwinde nicht vorhersagbaren klimatologischen Einflüssen unterworfen sind und somit Extremwinde eines längeren Bezugszeitraumes auch in einem kürzeren Zeitraum auftreten können.

5.2.2 Einschränkungen

Die Aussagen zum Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Windbedingungen unterliegen keinen Einschränkungen.

5.3 Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Lasten

Die in den Tabellen A.3.2.1 - A.3.2.4, A.3.3.1 und A.3.4.1 des Anhangs dargestellten Werte oder diese bezüglich der Lasten abdeckende Werte können als Eingangsparameter für standortspezifische Berechnungen der Betriebs- und Extremlasten durch den Hersteller verwendet werden, um die Standorteignung der zu betrachtenden WEA durch einen Vergleich mit den Auslegungslasten zu überprüfen.

Die Komplexität von WEA-Standorten kann dabei entweder in der effektiven Turbulenzintensität über entsprechende Turbulenzstrukturparameter erfasst werden oder sie ist in den standortspezifischen Berechnungen der Betriebslasten gemäß /2.2, 2.3/ durch eine Erhöhung der lateralen und vertikalen Komponente der Standardabweichung der Windgeschwindigkeit auf den einfachen bzw. den 0.7fachen Wert der longitudinalen Komponente zu berücksichtigen.

Die Richtlinien /2.1 - 2.4, 2.6 - 2.8/ definieren keine Anwendungsgrenzen für die Verwendung effektiver Turbulenzintensitäten als Eingangsdaten für eine Lastrechnung hinsichtlich enger Abstände zwischen den WEA. Grundsätzlich gelten die effektiven Turbulenzintensitäten auch im sogenannten near-wake-Bereich, der



sich auf einen Abstand von etwa 2 bis 3 Rotordurchmesser hinter der WEA erstreckt /1.4/. Werden Lastrechnungsmodelle im near-wake-Bereich eingesetzt, wird deren Anwendbarkeit vorausgesetzt. Besondere Anforderungen an die Modellierung, die eventuell in den verschiedenen Lastrechnungsmodellen für den near-wake-Bereich existieren, obliegen der Verantwortung des Erstellers der Lastrechnung und sind nicht Teil der hier durchgeführten Plausibilitätsprüfung der Lastrechnung.

Die Windbedingungen der Lastrechnung müssen die hier genannten Werte abdecken. Für Windbedingungen, die im Rahmen dieses Gutachtens nicht ermittelt wurden, können die entsprechenden Auslegungswerte verwendet werden. Standortspezifische Windbedingungen, die in diesem Gutachten nicht ermittelt wurden, werden im Rahmen der Prüfung der Lastrechnung nur auf Plausibilität überprüft.

Mit den Windbedingungen für die WEA 1, 2 und 8 wurden die resultierenden standortspezifischen Betriebslasten mit der Vestas Site Check Software entsprechend den Anforderungen der Richtlinie /2.2/ überprüft. Dazu wurden in /3.4/ die Winddaten auf die Standorte der WEA 1, 2 und 8 umgerechnet. Der vorliegende standortspezifische Bericht /3.4/ wird als richtig vorausgesetzt und wurde auf Plausibilität hinsichtlich der Eingangsdaten geprüft. Auf Basis der Berechnungen kann laut /3.4/ eine Entwurfslebensdauer der WEA 1 und 2 von 20 Jahren und der WEA 8 von 25 Jahren bestätigt werden.

Die Vestas Site Check Software wurde durch Det Norske Veritas (DNV) für den WEA-Typ der WEA 8 zertifiziert /3.5/. Der DNV kommt in /3.5/ zu dem Ergebnis, dass die Vestas Site Check Software geeignet ist, den Nachweis der Integrität der Konstruktion durch Lastberechnungen mit Bezug auf standortspezifische Bedingungen einschließlich der Standardfundamente gemäß /2.2, 2.3/ zu erbringen.

5.3.1 Erläuterungen und Hinweise

Die Plausibilitätsprüfung der Lastrechnung /3.4/ konnte nur eingeschränkt durchgeführt werden, da Details zu den quantitativen Ergebnissen nicht dargestellt wurden.

Die vorliegende standortspezifische Lastberechnung /3.4/ für die WEA 1, 2 und 8 gilt nur vorbehaltlich einer vorliegenden gültigen Typen- bzw. Einzelprüfung für die WEA 1, 2 und 8. Der Typen- bzw. Einzelprüfung müssen dabei mindestens die in /3.4/ unterstellten Auslegungslasten zugrunde liegen, die zu den in den Tabellen 5.3.1.1 und 5.3.1.2 dargestellten Auslegungswerten gehören.

Tabelle 5.3.1.1: In /3.4/ zugrunde gelegte Auslegungswerte.

WEA		Auslegungswerte					
	Lfd. Nr.	Richtlinie	Windzone	Turbulenzkategorie	τ_{design} [a]	v_{ave} [m/s]	k [-]
	1, 2	DIBt 2012	---*	S	20	7.5	2.00
	8	---**	---**	---**	---**	---**	---**

---*: Die Bewertung erfolgte mit der zertifizierten Vestas Site Check Software. Die dort hinterlegten Auslegungswerte sind im Bericht /3.4/ nicht ausgewiesen.

---**: Angaben zu den Auslegungswerten sind im Bericht /3.4/ nicht ausgewiesen.

Tabelle 5.3.1.2: In /3.4/ zugrunde gelegte weitere Windbedingungen der Auslegung.

Weitere Windbedingungen	Wert
Höhenexponent α des vertikalen Windgeschwindigkeitsprofils [-]	0.27
Mittlere Neigung der Anströmung [°]	8
Mittlere Luftdichte ρ [kg/m³]	1.225

5.3.2 Einschränkungen

Die in /3.4/ getroffenen und überprüften Aussagen unterliegen den folgenden Einschränkungen:

- Voraussetzung für die Verwendung der Vestas Site Check Software für den Nachweis der Betriebslasten eines spezifischen WEA-Typs ist der Nachweis, dass entsprechend dem in /3.6/ definierten Prozess die Berechnungsergebnisse zu einer akzeptablen Lastabschätzung führen und in einem Bericht dokumentiert werden /3.7/. Ein entsprechender Bericht liegt für den WEA-Typ der WEA 1 und 2 nicht vor.



6 Zusammenfassung

Am Standort Plate (Mecklenburg-Vorpommern) plant der Auftraggeber die Errichtung von zwei Windenergieanlagen (WEA). Am Standort befinden sich 16 weitere benachbarte WEA.

Die Planung wurde von uns daraufhin bewertet, ob die Standorteignung der zu betrachtenden WEA gemäß DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /2.8/ gewährleistet ist.

Die Ergebnisse beziehen sich dabei auf eine vorliegende gültige Typenprüfung für die betrachteten WEA. Der Typenprüfung müssen mindestens die in den Tabellen A.2.3.1 und A.2.3.2 aufgeführten Auslegungswerte zugrunde liegen.

Die berücksichtigte Entwurfslebensdauer der geplanten WEA ist in Tabelle A.2.3.1 dargestellt.

Die Ergebnisse dienen gleichzeitig als Turbulenz-Immissionsprognose im Sinne des BImSchG. Das heißt, die Immissionen sind zumutbar, solange die Standorteignung hinsichtlich der Auslegungswerte der Turbulenzintensität oder hinsichtlich der Auslegungslasten gewährleistet bleibt.

Die abschließenden Aussagen zur Standorteignung der geplanten WEA bzw. der weiteren zu betrachtenden WEA sind in Tabelle 6.1 dargestellt. Gemäß DIBt-Richtlinie /2.8/ erfolgt der Nachweis der Standorteignung der weiteren zu betrachtenden WEA, sofern keine Lastrechnung vorliegt, hinsichtlich des Einflusses benachbarter WEA.

Für WEA, für die in Tabelle 6.1 ein vernachlässigbarer Einfluss durch die neu geplanten WEA ausgewiesen wird, ist ein abschließender Nachweis der Standorteignung im Rahmen des Zubaus der geplanten WEA nicht erforderlich und wurde nicht erbracht, da die Standorteignung dieser WEA durch den Zubau der geplanten WEA nicht gefährdet wird.

Betriebsbeschränkungen werden in Tabelle 6.1 jeweils der zu schützenden WEA zugeordnet. Verwiesen wird dabei jeweils auf die Übersichtstabelle der Betriebsbeschränkungen im Anhang. Details und mögliche Alternativen können den darauffolgenden Tabellen des jeweiligen Kapitels im Anhang entnommen werden (siehe auch Kapitel 2.6.2).

Tabelle 6.1: Übersicht über die Bewertung der Standorteignung für die geplanten WEA  und für die weiteren zu betrachtenden WEA  (Bewertungen: - = nicht nachgewiesen, $\Delta \approx 0$ = vernachlässigbarer Einfluss durch die geplanten WEA, + = nachgewiesen).

	Lfd. Nr. WEA	Bewertung	Lastrechnung berücksichtigt	Einzuhaltende BBS	Einschränkungen
	1, 2	+	X	---	Kapitel 5.3.2
	3 – 5, 7	$\Delta \approx 0$	---	---	---
	8	+	X	---	---
	10	+	---	---	---



7 Literaturangaben

Allgemein

- /1.1/ Verein Deutscher Ingenieure; VDI 3783 Blatt 12; Umweltmeteorologie - Physikalische Modellierung von Strömungs- und Ausbreitungsvorgängen in der atmosphärischen Grenzschicht; Dezember 2000; Düsseldorf, Deutschland.
- /1.2/ ECN Solar & Wind Energy; Dekker, J.W.M.; Pierik, J.T.G. (Eds.); European Wind Turbine Standards II; 1998; Petten, Netherlands.
- /1.3/ Risø National Laboratory; European Wind Atlas; 1989; Risø, Denmark.
- /1.4/ Risø National Laboratory; Frandsen, St. T.; Turbulence and turbulence-generated structural loading in windturbine clusters; Wind Energy Department; Januar 2007; Roskilde, Risø-R-1188(EN), Denmark.
- /1.5/ Kunte A.; Landesamt für Landwirtschaft; Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein; Turbulenz-Immissionsprognosen vereinheitlicht; WIND-KRAFT Journal; Verlag Natürliche Energien, Ausgabe 4/2009, Seite 28-30; Seevetal, Deutschland.
- /1.6/ OpenStreetMap und Mitwirkende; siehe Internet: <http://www.openstreetmap.org>, <http://opendatacommons.org>, <http://creativecommons.org>.
- /1.7/ European Environment Agency; CORINE Land Cover (CLC) 2018, Version 20.0; Juni 2019; Copenhagen, Denmark.
- /1.8/ U.S. Geological Survey (USGS); EROS Archive - Digital Elevation - Shuttle Radar Topography Mission (SRTM) 1 Arc-Second Global.
- /1.9/ Deutscher Wetterdienst; DWD Climate Data Center (CDC), Vieljährige mittlere Raster der Lufttemperatur (2m) für Deutschland 1981-2010, Version v1.0; Offenbach, Deutschland.

Normen

- /2.1/ International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1, Wind turbines - Part 1: Design requirements; Edition 2, 1999-02; Geneva, Switzerland (Deutsche Fassung: Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1 (VDE 0127-1); Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:1999); August 2004; Berlin, Deutschland).
- /2.2/ International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1, Wind turbines - Part 1: Design requirements; Edition 3, 2005-08; Geneva, Switzerland (Deutsche Fassung: Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1 (VDE 0127-1); Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005); Juli 2006; Berlin, Deutschland).
- /2.3/ International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1, Amendment 1, Wind turbines - Part 1: Design requirements; Edition 3, 2010-10; Geneva, Switzerland (Deutsche Fassung: Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1 (VDE 0127-1):2011-08; Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005 + A1:2010); August 2011; Berlin, Deutschland).
- /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/ Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH; Guidelines for the Certification of Wind Turbines; 2010; Hamburg, Deutschland.
- /2.6/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt); Richtlinie für Windkraftanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Juni 1993; 2. Aufl., 1995; Berlin, Deutschland.
- /2.7/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt); Richtlinie für Windkraftanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung März 2004; Berlin, Deutschland.
- /2.8/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt); Richtlinie für Windkraftanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Oktober 2012 sowie korrigierte Fassung März 2015; Berlin, Deutschland.
- /2.9/ Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 1991-1-4 und DIN EN 1991-1-4/NA (Nationaler Anhang); Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke - Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen - Windlasten; Dezember 2010; Berlin, Deutschland.
- /2.10/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt); Zuordnung der Windzonen nach Verwaltungsgrenzen, 'Windzonen_Formular_nach_Verwaltungsgrenzen.xlsx'; Fassung April 2019.
- /2.11/ DIN Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN 4131; Antennentragwerke aus Stahl; November 1991; Berlin, Deutschland.
- /2.12/ Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN ISO 2533; Normatmosphäre; Dezember 1979; Berlin, Deutschland.

Projektspezifisch

- /3.1/ anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; Abschätzung des langjährigen mittleren Windpotentials auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Plate, Windatlas Vorabschätzung; Standort: Plate, Mecklenburg-Vorpommern; Berichts-Nr.: 24-466-7240987-Rev.00-WV-MEK; 1. Juli 2024; Reppenstedt, Deutschland.
- /3.2/ Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG; Dokumentation der Standortbesichtigung im Rahmen der Bewertung der Standorteignung von WEA am Standort Plate; Referenz-Nr.: 2024-A-075-P1; Juli 2024; Hamburg, Deutschland.
- /3.3/ anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; Extremwindabschätzung auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Plate; Berichts-Nr.: 24-466-7241426-Rev.00-EX-AR; 18. September 2024; Reppenstedt, Deutschland.
- /3.4/ Vestas Wind Systems A/S; Vestas Site Specific Load Calculation Plate - Germany (pdf-File); Document No. WS-Loads-C4C: 303902, Revision 0; 17-12-2024.
- /3.5/ Det Norske Veritas; Statement of Compliance Vestas Site Check, Number CPN-1691-1; Hellerup, Denmark, 2013-06-13; einschließlich Vestas Site Check (VSC) Update: Database inclusion for V112-3.3MW turbine; DNV Doc. No: OC-641691-1T5FDQD; 2015-06-15; Hellerup, Denmark; einschließlich Vestas Site Check (VSC) Update: Database inclusion for V117-3.3MW and V126-3.3MW turbine; DNV Doc. No: OC-641691-1VUHUMP; 2015-08-03; Hellerup, Denmark; einschließlich Vestas Site Check (VSC) Update: Database inclusion for V112-3.45MW; DNV Doc. No: OC-641691-1ZBCNQB, Rev01; 2016-03-29; Hellerup, Denmark; einschließlich Vestas Site Check (VSC) Update: Database inclusion for V117-3.3/3.45MW and V126-3.3/3.45MW turbine; DNV Doc. No: OC-641691-1VUHUMP; 2016-06-08; Hellerup,



Denmark; einschließlich Vestas Site Check (VSC): Database inclusion for V126-3.45 MW and V136-3.45 MW MK3B 50Hz and 60Hz; LTR-03806-20180702; 2019-01-15; Hellerup, Denmark; einschließlich Vestas Site Check (VSC) database inclusion and loads with Power Speed Adaptor (PSA) for Vestas Mk3E wind turbines; 10212391; 2020-11-06; Hellerup, Denmark; einschließlich DNV Energy Systems, Verification of for Vestas Site Check (VSC) database of Enventus V150 turbine, 10295535; 2022-02-24; Hellerup, Denmark; einschließlich Verification of for Vestas Site Check (VSC) database of Enventus V162 turbine; LTR-08084-2-20220825_Rev 0; 2022-08-25; Hellerup, Denmark; einschließlich Verification of for Vestas Site Check (VSC) database of V162-6.2MW turbines; LTR-09436-20230228, Rev.1; 2023-03-06; Hellerup, Denmark.

/3.6/ Vestas Wind Systems A/S; Vestas Site Check Load Basis Generation and Check Procedure; Type T03, Item no. 0035-4757 V00; Randers, Denmark, 2012-12-05.

/3.7/ Det Norske Veritas; A Review and Assessment of the Vestas Site Check Code (Auszug); DNV Report No.: PD-641691-13U IHH3-6; Hellerup, Denmark, 15 May 2013.

A.1 Allgemeine Daten

A.1.1 Einstellungen

Benutzername	Andres Flügel, F2E
Kunde	ÖKOTEC Windenergie GmbH
Projektname	Plate
Referenznummer	2024-A-075-P3-R0
Software	Wake2e 3.11.5.9 WEA-Bibliothek Version 7.432.0
Koordinatensystem	UTM WGS84/ETRS89, Nord-Hemisphäre
Abstand der relevanten WEA	8.0D

A.1.2 Filter-Einstellungen

Geplante WEA	Angezeigt
Relevante WEA	Angezeigt
Vorhandene WEA	Eingabedaten angezeigt, Ergebnisse nicht angezeigt
Irrelevante WEA	Eingabedaten angezeigt, Ergebnisse nicht angezeigt
Inaktive WEA	Nicht angezeigt

A.1.3 Standortbesichtigung

Datum der Besichtigung	22.07.2024
Durchgeführt von	Kay-Uwe Rosseburg für F2E
Ermittelte Geländekategorie	II
Orografisch relevante Struktur	Nein

A.2 Eingabedaten

A.2.1 Umgebungsturbulenzintensitäten

Methode Rauigkeitsdaten für jeden WEA-Standort aus den Landnutzungsdaten
 Datensatz European Environment Agency; CORINE Land Cover (CLC) 2018, Version 20; June 2019; Copenhagen, Denmark.
 Höhendaten "USGS EROS Archive - Digital Elevation - Shuttle Radar Topography Mission (SRTM) 1 Arc-Second Global" by Earth Resources Observation and Science (EROS) Center - July 30, 2018

A.2.2 Windparkkonfiguration

Tabelle A.2.2.1: Windparkkonfiguration

Nr.	Bezeichnung	WEA				Koordinaten		Datensatz-Nr.	
		WEA-Typ	P _N [MW]	z _{hub} [m]	D [m]	Ost	Nord	Wind	Turbulenz
	1 WEA 01	Vestas V162-7.2 Mode SO7200 (not HH 138m 166m) restricted	7.2	169	162	32664490	5936170	1	—
	2 WEA 02	Vestas V162-7.2 Mode SO7200 (not HH 138m 166m) restricted	7.2	169	162	32664559	5935844	1	—
	3 WEA 1	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	5.6	148	150	32664063	5934951	1	—
	4 WEA 2	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	5.6	148	150	32664459	5935085	1	—
	5 WEA 3	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	5.6	148	150	32664402	5934685	1	—
	6 WEA 4	Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	5.6	148	150	32663850	5934579	1	—
	7 WEA 5	Vestas V162-5.6 5.6MW Mode 0	5.6	148	162	32664147	5935287	1	—
	8 WEA 6	Vestas V162-5.6 5.6MW Mode 0	5.6	148	162	32664056	5935901	1	—
	9 WEA 7	Vestas V162-7.2 Mode SO7200 (not HH 138m 166m) restricted	7.2	169	162	32663397	5935230	1	—
	10 WEA 8	Vestas V162-7.2 Mode SO7200 (not HH 138m 166m) restricted	7.2	169	162	32663523	5936123	1	—
	11 WEA 01	Vestas V162-7.2 Mode SO7200 (not HH 138m 166m) restricted	7.2	169	162	32664097	5934326	1	—

Diese Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Tabelle A.2.2.1: Windparkkonfiguration

WEA			Koordinaten					Datensatz-Nr.	
Nr.	Bezeichnung	WEA-Typ	P _N [MW]	z _{hub} [m]	D [m]	Ost	Nord	Wind	Turbulenz
 12	WEA 02	Vestas V162-7.2 Mode SO7200 (not HH 138m 166m) restricted	7.2	169	162	32664815	5934509	1	—
 13	WEA 03	Vestas V162-7.2 Mode SO7200 (not HH 138m 166m) restricted	7.2	169	162	32664123	5933918	1	—
 14	WEA 04	Vestas V162-7.2 Mode SO7200 (not HH 138m 166m) restricted	7.2	169	162	32664535	5934156	1	—
 15	WEA 05	Vestas V162-7.2 Mode SO7200 (not HH 138m 166m) restricted	7.2	169	162	32665047	5934205	1	—
 16	WEA 06	Vestas V162-7.2 Mode SO7200 (not HH 138m 166m) restricted	7.2	169	162	32664777	5933845	1	—
 17	WEA 07	Vestas V162-7.2 Mode SO7200 (not HH 138m 166m) restricted	7.2	169	162	32664506	5933490	1	—
 18	WEA 08	Vestas V162-7.2 Mode SO7200 (not HH 138m 166m) restricted	7.2	169	162	32664812	5933254	1	—

A.2.3 Auslegungswerte

Tabelle A.2.3.1: WEA-Auslegung

Nr.	Richtlinie	WZ	I _{amb}	I _{des}	τ _{design}	v _{ave}	k	α _{min}	α _{max}	φ	ρ	v ₅₀	Quellen
 1	DIBt 2012	WZ S	Repräsentativ	29	20	7.5	2	0.27	0.27	8	1.225	37.6	/A.1-A.3/
 2	DIBt 2012	WZ S	Repräsentativ	29	20	7.5	2	0.27	0.27	8	1.225	37.6	/A.1-A.3/
 3	DIBt 2012	WZ S	Repräsentativ	34	25	7.3	2.22	0.27	0.27	8	1.224	37	/A.1, A.4-A.5/
 4	DIBt 2012	WZ S	Repräsentativ	34	25	7.3	2.22	0.27	0.27	8	1.224	37	/A.1, A.4-A.5/
 5	DIBt 2012	WZ S	Repräsentativ	34	25	7.3	2.22	0.27	0.27	8	1.224	37	/A.1, A.4-A.5/
 7	DIBt 2012	WZ S	Repräsentativ	35	25	7.3	2.22	0.27	0.27	8	1.224	37	/A.1, A.6/
 8	DIBt 2012	WZ S	Repräsentativ	35	25	7.3	2.22	0.27	0.27	8	1.224	37	/A.1, A.6/

Diese Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Tabelle A.2.3.1: WEA-Auslegung

Nr.	Richtlinie	WZ	I_{amb}	I_{des}	τ_{design}	v_{ave}	k	α_{min}	α_{max}	φ	ρ	v_{50}	Quellen
10	DIBt 2012	WZ S	Repräsentativ	35	25	7	2	0.27	0.27	8	1.225	37.6	/A.1, A.7/

Tabelle A.2.3.2: Auslegungswerte der Turbulenzintensität I_{des} [%]

WEA		Auslegungswerte für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																											
Id	Turbulenzkategorie	Alle	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
29	Vestas V150-5.x/6.0 V162 (20y lifetime) not HH105m	—	39.0	36.0	33.4	30.7	28.4	26.5	25.2	22.9	20.7	18.7	16.9	16.0	15.4	14.9	14.5	14.2	13.9	13.7	13.7	13.5	13.3	13.1	13.0	—	—	—	—
34	Vestas V150-5.x/6.0 (25y lifetime) not HH105m	—	37.0	34.0	30.6	28.1	26.0	24.3	23.0	21.6	19.2	16.8	15.8	14.7	14.2	13.6	13.3	12.9	12.7	12.4	12.3	12.2	12.0	11.8	11.7	—	—	—	—
35	Vestas V162 (25y lifetime)	—	37.0	34.0	30.6	28.1	26.0	24.3	23.0	21.6	19.2	16.8	15.8	14.7	14.2	13.6	13.3	12.9	12.7	12.4	12.3	12.2	12.0	11.8	11.8	—	—	—	—

A.2.4 Winddaten

Quelle Externe Datei
 Dateiname info_se_plate_rev0_hma.csv

Tabelle A.2.4.1: Wind-Datensatz "Wind 1"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Mittelwerte über alle Richtungen			Koordinaten des Referenzpunkts	
A [m/s]	6	6.18	7.04	7.49	7.48	7.75	7.83	8.97	9.77	9.4	8.45	6.67	A [m/s]	8.28	Aus der Eingabedatei	Höhe über Grund [m]	169
k [-]	2.37	2.4	2.49	2.46	2.56	2.6	2.58	2.65	2.95	2.86	2.65	2.4	k [-]	2.490	Aus der Eingabedatei	Ost	32664525
Häufigkeit (100%=1)	0.0445	0.0396	0.0554	0.0674	0.0674	0.0705	0.0681	0.1007	0.1576	0.1517	0.1205	0.0567	v _{ave} [m/s]	7.34	Aus der Eingabedatei	Nord	5936007

A.2.5 Berechnungsvarianten

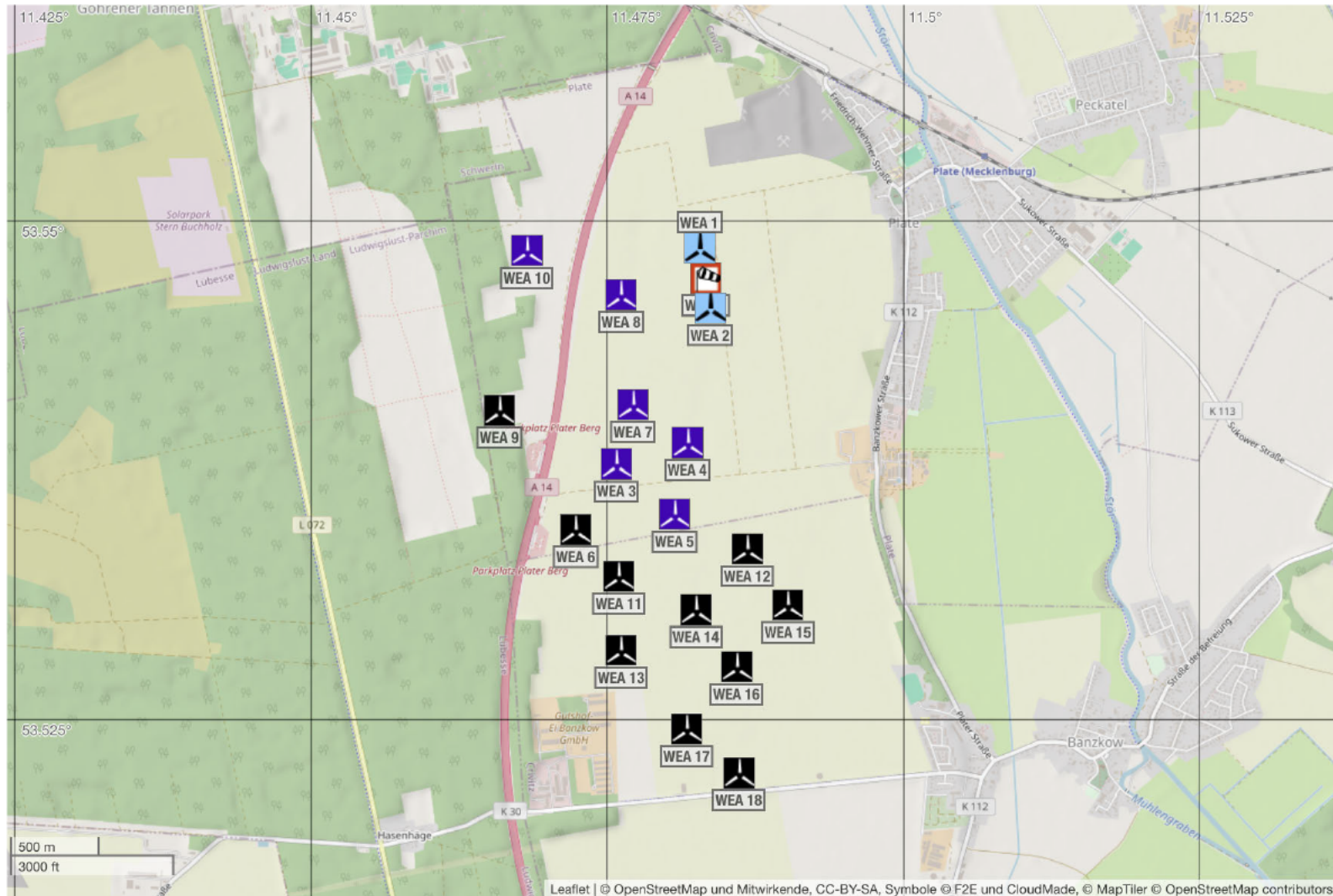
Tabelle A.2.5.1: Berechnungsvarianten

Id	Beschriftung	BBS-Gruppe	Wöhlerlinien-Koeffizient	Einfluss der Orografie ignorieren	Ergebnisse im Abschnitt
1	Situation vor dem Zubau	—	Projekt-Vorgabewert	Nein	A.3.1
2	Situation nach dem Zubau	—	Projekt-Vorgabewert	Nein	A.3.2
3	Woehlerlinien-Koeffizient $m=4$	—	4	Nein	A.3.3
4	Woehlerlinien-Koeffizient $m=8$	—	8	Nein	A.3.4

A.2.6 Betriebsbeschränkungen (BBS)

Es gibt in diesem Bericht keine Betriebsbeschränkungen.

A.2.7 Karte des Windparks



A.2.8 Abstände zwischen aktiven Windenergieanlagen

Tabelle A.2.8.1: Abstände zu den nächsten fünf aktiven WEA in Rotordurchmessern der jeweiligen Nachbar-WEA

WEA		Nachbar 1		Nachbar 2		Nachbar 3		Nachbar 4		Nachbar 5	
Nr.	Bezeichnung	Nr.	Entfernung	Nr.	Entfernung	Nr.	Entfernung	Nr.	Entfernung	Nr.	Entfernung
 1	WEA 01	2	2.06	8	3.15	7	5.85	10	5.98	4	7.24
 2	WEA 02	1	2.06	8	3.12	7	4.28	4	5.10	10	6.62
 3	WEA 1	7	2.14	4	2.79	6	2.86	5	2.87	11	3.86
 4	WEA 2	7	2.29	5	2.69	3	2.79	12	4.18	2	4.73
 5	WEA 3	4	2.69	12	2.77	3	2.87	11	2.91	14	3.37
 7	WEA 5	3	2.31	4	2.48	8	3.83	2	4.28	5	4.36
 8	WEA 6	2	3.12	1	3.15	10	3.56	7	3.83	9	5.81
 10	WEA 8	8	3.56	9	5.57	1	5.98	7	6.44	2	6.62

A.3 Ergebnisse

A.3.1 Situation vor dem Zubau

BBS definiert ☐ Nein
 Einfluss der Orografie bewerten ☒ Ja
 Ist Vorherfall ☒ Ja

Tabelle A.3.1.1: Effektive Turbulenzintensitäten auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA [%]

WEA			Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																											
Nr.	Bezeichnung	m	Alle	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	3 WEA 1	10	—	38.1	34.4	32.0	29.6	27.6	26.2	25.4	23.1	20.4	18.1	16.7	15.7	15.0	14.5	14.1	13.7	13.4	13.2	13.1	13.1	13.0	13.0	13.0	—	—	—	—
	4 WEA 2	10	—	38.6	35.4	33.7	31.6	29.9	28.9	28.3	25.7	22.6	20.1	18.5	17.3	16.5	15.7	15.2	14.7	14.2	13.8	13.7	13.5	13.4	13.3	13.1	—	—	—	—
	5 WEA 3	10	—	37.6	33.6	31.4	29.7	28.0	26.7	25.7	23.4	21.3	19.1	17.5	16.4	15.6	14.9	14.4	14.0	13.7	13.4	13.3	13.2	13.1	13.1	13.1	—	—	—	—
	7 WEA 5	10	—	39.6	36.2	33.0	31.0	29.6	28.7	28.3	26.3	23.2	20.3	18.4	17.1	16.2	15.5	14.9	14.5	14.1	13.7	13.6	13.6	13.6	13.6	—	—	—	—	—
	8 WEA 6	10	—	32.7	28.2	26.4	24.9	23.4	22.1	21.1	19.2	17.9	16.6	15.6	14.8	14.3	13.9	13.5	13.2	13.0	12.8	12.7	12.7	12.7	12.7	—	—	—	—	—
	10 WEA 8	10	—	31.2	26.1	23.5	21.4	19.8	18.7	17.8	16.4	15.4	14.8	14.3	13.9	13.6	13.3	13.1	12.9	12.7	12.5	12.6	12.6	12.6	12.6	12.6	—	—	—	—

Tabelle A.3.1.2: Differenzen zwischen Auslegungswerten und effektiven Turbulenzintensitäten auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA [%]

WEA			Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																										
Nr.	Bezeichnung	Alle	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	3 WEA 1	—	1.1	0.4	1.4	1.5	1.6	1.9	2.4	1.5	1.2	1.3	0.9	1.0	0.8	0.9	0.8	0.8	0.7	0.8	0.8	0.9	1.0	1.2	1.3	—	—	—	—
	4 WEA 2	—	1.6	1.4	3.1	3.5	3.9	4.6	5.3	4.1	3.4	3.3	2.7	2.6	2.3	2.1	1.9	1.8	1.5	1.4	1.4	1.3	1.4	1.5	1.4	—	—	—	—
	5 WEA 3	—	0.6	0.4	0.8	1.6	2.0	2.4	2.7	1.8	2.1	2.3	1.7	1.7	1.4	1.3	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.3	1.4	—	—	—	—
	7 WEA 5	—	2.6	2.2	2.4	2.9	3.6	4.4	5.3	4.7	4.0	3.5	2.6	2.4	2.0	1.9	1.6	1.6	1.4	1.3	1.3	1.4	1.6	1.8	—	—	—	—	—
	8 WEA 6	—	4.3	5.8	4.2	3.2	2.6	2.2	1.9	2.4	1.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.3	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.7	0.9	—	—	—	—	—
	10 WEA 8	—	5.8	7.9	7.1	6.7	6.2	5.6	5.2	5.2	3.8	2.0	1.5	0.8	0.6	0.3	0.2	0.0	0.0	0.1	0.3	0.4	0.6	0.8	0.8	—	—	—	—

A.3.2 Situation nach dem Zubau

BBS definiert Nein
 Einfluss der Orografie bewerten Ja
 Ist Vorherfall Nein

Tabelle A.3.2.1: Effektive Turbulenzintensitäten auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA [%]

WEA			Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																											
Nr.	Bezeichnung	m	Alle	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	1 WEA 01	10	—	35.1	32.2	32.1	31.0	29.2	27.6	26.3	23.2	20.9	18.6	16.7	15.5	14.7	14.2	13.7	13.4	13.0	12.7	12.6	12.6	12.5	12.4	11.9	—	—	—	—
	2 WEA 02	10	—	36.7	33.3	32.8	31.1	28.8	26.7	24.9	21.7	19.2	17.1	15.7	14.9	14.3	13.8	13.4	13.1	12.8	12.6	12.5	12.5	12.5	12.4	12.2	—	—	—	—
	3 WEA 1	10	—	38.1	34.4	32.0	29.6	27.6	26.2	25.4	23.1	20.4	18.1	16.7	15.7	15.0	14.5	14.1	13.7	13.4	13.2	13.1	13.1	13.0	13.0	13.0	—	—	—	—
	4 WEA 2	10	—	38.7	35.4	33.7	31.6	29.9	28.9	28.3	25.7	22.6	20.1	18.5	17.3	16.5	15.7	15.2	14.7	14.2	13.8	13.7	13.5	13.4	13.3	13.1	—	—	—	—
	5 WEA 3	10	—	37.6	33.7	31.5	29.7	28.0	26.7	25.7	23.4	21.3	19.1	17.5	16.4	15.6	14.9	14.4	14.0	13.7	13.4	13.3	13.2	13.1	13.1	13.1	—	—	—	—
	7 WEA 5	10	—	39.6	36.2	33.1	31.1	29.6	28.7	28.4	26.3	23.2	20.3	18.4	17.1	16.2	15.5	14.9	14.5	14.1	13.7	13.6	13.6	13.6	13.6	—	—	—	—	—
	8 WEA 6	10	—	33.8	29.5	28.0	26.5	24.8	23.3	22.1	19.9	18.5	17.0	15.8	14.9	14.3	13.9	13.5	13.2	13.0	12.8	12.7	12.7	12.7	12.7	—	—	—	—	—
	10 WEA 8	10	—	31.3	26.3	23.6	21.5	20.0	18.8	17.9	16.5	15.5	14.8	14.3	13.9	13.6	13.3	13.1	12.9	12.7	12.5	12.6	12.6	12.6	12.6	12.6	—	—	—	—

Tabelle A.3.2.2: Extremwerte der Turbulenzintensität auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA [%]

WEA			Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																										
Nr.	Bezeichnung	m	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	1 WEA 01	10	40.6	37.9	38.4	37.2	35.1	33.2	31.6	27.8	25.4	22.4	19.7	17.8	16.3	15.2	14.3	13.6	13.1	12.7	12.5	12.4	12.4	12.4	12.4	—	—	—	—
	2 WEA 02	10	42.2	39.3	39.8	38.5	36.4	34.4	32.7	28.8	26.4	23.3	20.5	18.5	17.1	15.9	14.9	14.2	13.5	12.9	12.5	12.4	12.3	12.2	12.1	—	—	—	—
	3 WEA 1	10	42.2	38.6	37.8	35.3	33.2	31.8	31.0	27.0	23.3	20.6	18.8	17.5	16.5	15.7	15.1	14.6	14.0	13.6	13.4	13.2	13.0	13.0	13.0	—	—	—	—
	4 WEA 2	10	43.1	39.3	38.3	35.7	33.5	32.1	31.2	27.4	23.9	21.1	19.2	17.9	16.9	16.0	15.4	14.8	14.3	13.8	13.6	13.4	13.2	13.1	13.0	—	—	—	—
	5 WEA 3	10	40.4	36.4	34.5	33.0	31.0	29.3	27.8	25.3	23.1	20.8	18.8	17.4	16.4	15.5	14.8	14.3	13.8	13.4	13.1	13.0	12.9	12.9	12.9	—	—	—	—
	7 WEA 5	10	46.6	42.9	38.9	36.4	34.6	33.4	32.9	30.4	26.6	23.1	20.7	19.1	17.8	16.8	16.0	15.3	14.7	14.1	13.8	13.5	13.3	13.2	—	—	—	—	—

Diese Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Tabelle A.3.2.2: Extremwerte der Turbulenzintensität auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA [%]

WEA		Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																											
Nr.	Bezeichnung	m	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	8 WEA 6	10	37.3	32.9	31.4	29.7	27.9	26.4	25.0	22.5	21.0	19.2	17.6	16.5	15.6	15.0	14.4	13.9	13.5	13.2	13.0	12.9	12.9	12.9	—	—	—	—	—
	10 WEA 8	10	33.7	28.9	27.2	25.1	23.5	22.3	21.6	19.3	17.0	15.8	15.2	14.8	14.5	14.2	13.9	13.7	13.4	13.3	13.3	13.3	13.3	13.3	13.3	—	—	—	—

Tabelle A.3.2.3: Differenzen zwischen Auslegungswerten und effektiven Turbulenzintensitäten auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA [%]

WEA		Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																											
Nr.	Bezeichnung	Alle	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	1 WEA 01	—	3.9	3.8	1.3	0.3	0.8	1.1	1.1	0.3	0.2	0.1	0.2	0.5	0.7	0.7	0.8	0.8	0.9	1.0	1.1	0.9	0.8	0.7	1.1	—	—	—	—
	2 WEA 02	—	2.3	2.7	0.6	0.4	0.4	0.2	0.3	1.2	1.5	1.6	1.2	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.2	1.0	0.8	0.7	0.8	—	—	—	—
	3 WEA 1	—	1.1	0.4	1.4	1.5	1.6	1.9	2.4	1.5	1.2	1.3	0.9	1.0	0.8	0.9	0.8	0.8	0.7	0.8	0.8	0.9	1.0	1.2	1.3	—	—	—	—
	4 WEA 2	—	1.7	1.4	3.1	3.5	3.9	4.6	5.3	4.1	3.4	3.3	2.7	2.6	2.3	2.1	1.9	1.8	1.5	1.4	1.4	1.3	1.4	1.5	1.4	—	—	—	—
	5 WEA 3	—	0.6	0.3	0.9	1.6	2.0	2.4	2.7	1.8	2.1	2.3	1.7	1.7	1.4	1.3	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.3	1.4	—	—	—	—
	7 WEA 5	—	2.6	2.2	2.5	3.0	3.6	4.4	5.4	4.7	4.0	3.5	2.6	2.4	2.0	1.9	1.6	1.6	1.4	1.3	1.3	1.4	1.6	1.8	—	—	—	—	—
	8 WEA 6	—	3.2	4.5	2.6	1.6	1.2	1.0	0.9	1.7	0.7	0.2	0.0	0.2	0.1	0.3	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.7	0.9	—	—	—	—	—
	10 WEA 8	—	5.7	7.7	7.0	6.6	6.0	5.5	5.1	5.1	3.7	2.0	1.5	0.8	0.6	0.3	0.2	0.0	0.0	0.1	0.3	0.4	0.6	0.8	0.8	—	—	—	—

Tabelle A.3.2.4: Eigenschaften und Windbedingungen der jeweiligen WEA

WEA-Eigenschaften					Nächste WEA					Ergebnisse										
Nr.	WEA-Typ	z _{hub} [m]	D [m]	BBS	Abstand in D	Nr.	Geschützt durch BBS	m [-]	Komplex	α _n [-]	φ [°]	ρ [kg/m³]	WZ	v ₅₀ GK2 [m/s]	v ₅₀ GK1 [m/s]	A [m/s]	A ρ _{kor.} [m/s]	k [-]	v _{ave} [m/s]	v _{ave} ρ _{kor.} [m/s]
	1 Vestas V162-7.2 Mode SO7200 (not HH 138m 166m) restricted	169	162	Nein	2.056	2	Nein	10	Nein	0.13	0.1	1.231	2 / II	39.3		8.28	8.29	2.49	7.34	7.36
	2 Vestas V162-7.2 Mode SO7200 (not HH 138m 166m) restricted	169	162	Nein	2.056	1	Nein	10	Nein	0.13	0.1	1.231	2 / II	39.3		8.28	8.29	2.49	7.34	7.36
	3 Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	148	150	Nein	2.137	7	Nein	10	Nein	0.14	0.4	1.235	2 / II	38.5		8.13	8.17	2.448	7.21	7.24

Diese Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Tabelle A.3.2.4: Eigenschaften und Windbedingungen der jeweiligen WEA

WEA-Eigenschaften					Nächste WEA										Ergebnisse									
Nr.	WEA-Typ	z _{hub} [m]	D [m]	BBS	Abstand in D	Nr.	Geschützt durch BBS	m [-]	Komplex	α _n [-]	φ [°]	ρ [kg/m³]	WZ	v ₅₀ GK2 [m/s]	v ₅₀ GK1 [m/s]	A [m/s]	A ρ _{kor.} [m/s]	k [-]	v _{ave} [m/s]	v _{ave} ρ _{kor.} [m/s]				
	4 Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	148	150	Nein	2.294	7	Nein	10	Nein	0.14	0.1	1.235	2 / II	38.5		8.13	8.17	2.448	7.21	7.24				
	5 Vestas V150-5.6 5.6MW Mode 0	148	150	Nein	2.693	4	Nein	10	Nein	0.14	0.1	1.234	2 / II	38.5		8.13	8.17	2.448	7.21	7.24				
	7 Vestas V162-5.6 5.6MW Mode 0	148	162	Nein	2.308	3	Nein	10	Nein	0.14	0.2	1.234	2 / II	38.5		8.13	8.16	2.448	7.21	7.24				
	8 Vestas V162-5.6 5.6MW Mode 0	148	162	Nein	3.124	2	Nein	10	Nein	0.14	0.1	1.234	2 / II	38.5		8.13	8.16	2.448	7.21	7.24				
	10 Vestas V162-7.2 Mode SO7200 (not HH 138m 166m) restricted	169	162	Nein	3.564	8	Nein	10	Nein	0.14	0.2	1.232	2 / II	39.3		8.28	8.3	2.49	7.34	7.36				

A.3.3 Berechnungsvariante “Woehlerlinien-Koeffizient m=4”

BBS definiert Nein
 Einfluss der Orografie bewerten Ja
 Ist Vorherfall Nein

Tabelle A.3.3.1: Effektive Turbulenzintensitäten auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA [%]

WEA			Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																											
Nr.	Bezeichnung	m	Alle	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	1 WEA 01	4	—	34.0	29.9	28.6	27.1	25.6	24.4	23.4	21.2	19.4	17.8	16.6	15.8	15.2	14.7	14.3	13.9	13.6	13.3	13.3	13.2	13.1	13.1	11.9	—	—	—	—
	2 WEA 02	4	—	35.3	30.9	29.1	26.9	24.8	23.2	22.0	19.9	18.1	16.7	15.8	15.2	14.7	14.3	13.9	13.6	13.4	13.2	13.1	13.2	13.2	13.3	12.7	—	—	—	—
	3 WEA 1	4	—	38.2	33.6	30.6	28.1	26.1	24.6	23.5	21.5	19.3	17.6	16.4	15.6	15.0	14.5	14.1	13.8	13.5	13.3	13.3	13.3	13.3	13.3	13.3	—	—	—	—
	4 WEA 2	4	—	38.3	34.3	32.1	30.2	28.8	27.8	27.4	25.2	22.7	20.5	19.1	18.1	17.3	16.6	16.1	15.6	15.2	14.8	14.6	14.5	14.3	14.2	14.0	—	—	—	—
	5 WEA 3	4	—	38.4	33.9	31.4	29.4	27.6	26.3	25.3	23.2	21.2	19.2	17.8	16.8	16.0	15.4	14.9	14.5	14.2	13.9	13.8	13.8	13.8	13.8	13.9	—	—	—	—
	7 WEA 5	4	—	38.2	33.9	30.8	28.7	27.2	26.1	25.6	23.8	21.4	19.3	17.9	16.9	16.2	15.6	15.2	14.9	14.5	14.3	14.3	14.3	14.4	14.5	—	—	—	—	—
	8 WEA 6	4	—	34.0	29.2	27.0	25.2	23.5	22.1	20.9	19.1	17.8	16.6	15.6	14.9	14.4	13.9	13.6	13.3	13.0	12.8	12.7	12.7	12.7	12.7	—	—	—	—	—
	10 WEA 8	4	—	31.5	26.3	23.4	21.2	19.6	18.4	17.4	16.4	15.5	14.8	14.3	13.9	13.6	13.3	13.1	12.9	12.7	12.5	12.5	12.6	12.6	12.6	12.6	—	—	—	—

Tabelle A.3.3.2: Differenzen zwischen Auslegungswerten und effektiven Turbulenzintensitäten auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA [%]

WEA			Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																										
Nr.	Bezeichnung	Alle	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	1 WEA 01	—	5.0	6.1	4.8	3.6	2.8	2.1	1.8	1.7	1.3	0.9	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4	0.3	0.2	0.0	1.1	—	—	—	—
	2 WEA 02	—	3.7	5.1	4.3	3.8	3.6	3.3	3.2	3.0	2.6	2.0	1.1	0.8	0.7	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.6	0.3	0.1	0.2	0.3	—	—	—	—
	3 WEA 1	—	1.2	0.4	0.0	0.0	0.1	0.3	0.5	0.1	0.1	0.8	0.6	0.9	0.8	0.9	0.8	0.9	0.8	0.9	1.0	1.1	1.3	1.5	1.6	—	—	—	—
	4 WEA 2	—	1.3	0.3	1.5	2.1	2.8	3.5	4.4	3.6	3.5	3.7	3.3	3.4	3.1	3.0	2.8	2.7	2.5	2.4	2.3	2.3	2.3	2.4	2.3	—	—	—	—
	5 WEA 3	—	1.4	0.1	0.8	1.3	1.6	2.0	2.3	1.6	2.0	2.4	2.0	2.1	1.8	1.8	1.6	1.6	1.5	1.5	1.5	1.6	1.8	2.0	2.2	—	—	—	—
	7 WEA 5	—	1.2	0.1	0.2	0.6	1.2	1.8	2.6	2.2	2.2	2.5	2.1	2.2	2.0	2.0	1.9	2.0	1.8	1.9	2.0	2.1	2.4	2.7	—	—	—	—	—
	8 WEA 6	—	3.0	4.8	3.6	2.9	2.5	2.2	2.1	2.5	1.4	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.3	0.4	0.4	0.5	0.7	0.9	—	—	—	—	—
	10 WEA 8	—	5.5	7.7	7.2	6.9	6.4	5.9	5.6	5.2	3.7	2.0	1.5	0.8	0.6	0.3	0.2	0.0	0.0	0.1	0.2	0.4	0.6	0.8	0.8	—	—	—	—

A.3.4 Berechnungsvariante “Woehlerlinien-Koeffizient m=8”

BBS definiert Nein
Einfluss der Orografie bewerten Ja
Ist Vorherfall Nein

Tabelle A.3.4.1: Effektive Turbulenzintensitäten auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA [%]

WEA			Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																											
Nr.	Bezeichnung	m	Alle	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	1 WEA 01	8	—	34.6	31.4	31.1	29.9	28.2	26.7	25.5	22.5	20.4	18.2	16.5	15.5	14.8	14.2	13.8	13.4	13.1	12.8	12.7	12.7	12.6	12.5	11.9	—	—	—	—
	2 WEA 02	8	—	36.1	32.5	31.7	29.9	27.6	25.6	24.0	21.0	18.6	16.8	15.6	14.9	14.3	13.9	13.5	13.2	12.9	12.7	12.6	12.6	12.6	12.6	12.3	—	—	—	—
	3 WEA 1	8	—	37.8	34.0	31.5	29.0	27.1	25.7	24.8	22.6	20.0	17.9	16.5	15.6	14.9	14.4	14.0	13.7	13.4	13.2	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	—	—	—	—
	4 WEA 2	8	—	38.3	34.9	33.1	31.1	29.5	28.5	28.0	25.5	22.5	20.1	18.5	17.4	16.5	15.9	15.3	14.8	14.4	14.0	13.8	13.7	13.5	13.4	13.3	—	—	—	—
	5 WEA 3	8	—	37.6	33.5	31.3	29.5	27.8	26.4	25.5	23.3	21.1	19.1	17.5	16.4	15.6	15.0	14.5	14.1	13.8	13.5	13.4	13.3	13.2	13.2	13.2	—	—	—	—

Diese Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Tabelle A.3.4.1: Effektive Turbulenzintensitäten auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA [%]

WEA			Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																											
Nr.	Bezeichnung	m	Alle	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	7 WEA 5	8	—	38.9	35.4	32.3	30.3	28.8	27.9	27.6	25.6	22.6	19.9	18.2	17.0	16.1	15.4	14.9	14.5	14.1	13.8	13.7	13.7	13.7	13.7	—	—	—	—	—
	8 WEA 6	8	—	33.7	29.3	27.7	26.0	24.3	22.9	21.7	19.6	18.2	16.8	15.7	14.9	14.3	13.9	13.5	13.2	13.0	12.8	12.7	12.7	12.7	12.7	—	—	—	—	—
	10 WEA 8	8	—	31.3	26.2	23.4	21.4	19.8	18.6	17.7	16.4	15.5	14.8	14.3	13.9	13.6	13.3	13.1	12.9	12.7	12.5	12.6	12.6	12.6	12.6	12.6	—	—	—	—

Tabelle A.3.4.2: Differenzen zwischen Auslegungswerten und effektiven Turbulenzintensitäten auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA [%]

WEA			Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																										
Nr.	Bezeichnung	Alle	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	1 WEA 01	—	4.4	4.6	2.3	0.8	0.2	0.2	0.3	0.4	0.3	0.5	0.4	0.5	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8	0.9	1.0	0.8	0.7	0.6	1.1	—	—	—	—
	2 WEA 02	—	2.9	3.5	1.7	0.8	0.8	0.9	1.2	1.9	2.1	1.9	1.3	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	0.9	0.7	0.5	0.7	—	—	—	—
	3 WEA 1	—	0.8	0.0	0.9	0.9	1.1	1.4	1.8	1.0	0.8	1.1	0.7	0.9	0.7	0.8	0.7	0.8	0.7	0.8	0.8	0.9	1.1	1.3	1.4	—	—	—	—
	4 WEA 2	—	1.3	0.9	2.5	3.0	3.5	4.2	5.0	3.9	3.3	3.3	2.7	2.7	2.3	2.3	2.0	1.9	1.7	1.6	1.5	1.5	1.5	1.6	1.6	—	—	—	—
	5 WEA 3	—	0.6	0.5	0.7	1.4	1.8	2.1	2.5	1.7	1.9	2.3	1.7	1.7	1.4	1.4	1.2	1.2	1.1	1.1	1.1	1.1	1.2	1.4	1.5	—	—	—	—
	7 WEA 5	—	1.9	1.4	1.7	2.2	2.8	3.6	4.6	4.0	3.4	3.1	2.4	2.3	1.9	1.8	1.6	1.6	1.4	1.4	1.4	1.5	1.7	1.9	—	—	—	—	—
	8 WEA 6	—	3.3	4.7	2.9	2.1	1.7	1.4	1.3	2.0	1.0	0.0	0.1	0.2	0.1	0.3	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.7	0.9	—	—	—	—	—
	10 WEA 8	—	5.7	7.8	7.2	6.7	6.2	5.7	5.3	5.2	3.7	2.0	1.5	0.8	0.6	0.3	0.2	0.0	0.0	0.1	0.3	0.4	0.6	0.8	0.8	—	—	—	—

A.4 Legende

Erläuterung der Begriffe		
	Geplante WEA	WEA, deren Standorteignung 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 gehen in die Berechnungen ein.
	Inaktive WEA	WEA, die nicht als Vorbelastung zu berücksichtigen sind und daher nicht in die Berechnungen eingehen. Diese WEA werden in der Regel nicht im Gutachten aufgeführt.
	Betrachtete WEA	Für alle betrachteten WEA werden Ergebnisse ausgewiesen und abschließende Aussagen getroffen.
	Windpark	Der Begriff wird im Sinne des Anhangs A der DIBt-Richtlinie von 2004 verwendet und umfasst "geplante" und "benachbarte" WEA.
	Referenzpunkt der Winddaten	Jeweiliger Standort, auf dessen Koordinaten sich die verwendeten Winddaten beziehen.

Farbliche Zuordnung der Symbole	
	Geplante WEA
	Benachbarte WEA, die aufgrund ihres Abstandes zu den geplanten WEA zu betrachten sind.
	Benachbarte WEA, die aufgrund ihres Abstandes zu den geplanten WEA nicht zu betrachten sind, die aber Einfluss auf die zu betrachtenden WEA () ausüben. Diese WEA sind eventuell nur zum Teil in der Kartendarstellung abgebildet.
	Benachbarte WEA, die aufgrund ihres Abstandes zu den geplanten WEA nicht zu betrachten sind und die keinen Einfluss auf die zu betrachtenden WEA () ausüben. Diese WEA sind eventuell nur zum Teil in der Kartendarstellung abgebildet.
	Inaktive WEA.
	Referenzpunkte der Winddaten.
	Referenzpunkt der Winddaten auf den Koordinaten einer (in diesem Fall geplanten) WEA.

A.5 Literaturangaben

- /A.1/ Vestas Deutschland GmbH; Verfügbare und geplante Typenprüfungen für Projekte in Deutschland; 07.02.2023; Hamburg, Deutschland.
- /A.2/ Vestas Wind Systems A/S; Gutachterinformation Auslegungswerte Turbulenz EnVentus V162-7.2 MW 50/60 Hz 20 Jahre; Documentnr.: 0114-3581 V01; 20.12.2021; Aarhus N, Dänemark.
- /A.3/ Vestas Wind Systems A/S; Leistungsspezifikationen EnVentus™ V162-7.2 MW 50/60 Hz; Dokument-Nr.: 0114-3777 V02; 31.03.2022; Aarhus N, Dänemark.
- /A.4/ Vestas Wind Systems A/S; Gutachterinformation Auslegungswerte Turbulenz V150-5.6 MW 50/60 Hz 25 Jahre; Dokumentennr.: 0079-4772 V01; 31.03.2020; Aarhus N, Dänemark.
- /A.5/ Vestas Deutschland GmbH; Angaben zu den Auslegungswerten per E-Mail vom Hersteller; 14.04.2020; Hamburg, Deutschland.
- /A.6/ Vestas Wind Systems A/S; Gutachterinformation Auslegungswerte Turbulenz V162-5.6 MW 50/60 Hz 25 Jahre; Dokumentennr.: 0079-4774 V01; 31.03.2020; Aarhus N, Dänemark.
- /A.7/ Vestas Wind Systems A/S; Gutachterinformation Auslegungswerte Turbulenz EnVentus V162-7.2 MW 50/60 Hz 25 Jahre; Documentnr.: 0114-3579 V01; 20.12.2021; Aarhus N, Dänemark.

A.6 Abkürzungen und Formelzeichen

WEA	Windenergieanlage
DIBt	Deutsches Institut für Bautechnik
IEC	Internationale Elektrotechnische Kommission
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
NTM	Normales Windturbulenzmodell
DLC	Auslegungslastfall
PD	Potsdam-Datum
ETRS89	Europäisches Terrestrisches Referenzsystem 1989
UTM	Universale Transversale Mercator Projektion
WGS84	World Geodetic System 1984
WZ	Windzone
BBS	Betriebsbeschränkung
LR	Lastrechnung
GK	Geländekategorie
üNN	über Normal-Null

D	Rotordurchmesser	[m]
z_{hub}	Nabenhöhe der WEA	[m]
P_N	Nennleistung der WEA	[MW]
c_T	Schubbeiwert des Rotors	[-]
C_{ct}	Turbulenzstrukturparameter	[-]
I_{eff}	Effektive Turbulenzintensität	[-]
A	Skalierungsparameter der Weibull-Verteilung	[m/s]
k	Formparameter der Weibull-Verteilung	[-]
h	Höhe über Grund	[m]
m	Wöhlerlinienkoeffizient	[-]
v	Windgeschwindigkeit	[m/s]
v_{ave}	Jahresmittel der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
v_{ref}	Referenz-Windgeschwindigkeit (Auslegungswert für v_{50})	[m/s]
v_{50}	10-min-Mittel der extremen Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren	[m/s]
v_r	Nennwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
v_{in}	Einschaltwingsgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
v_{out}	Abschaltwingsgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
Σ	Summe	[-]
α	Höhenexponent des vertikalen Windgeschwindigkeitsprofils	[-]
α_n	Höhenexponent des vertikalen Windgeschwindigkeitsprofils für neutrale Schichtung	[-]
φ	Neigung der Anströmung	[°]
β	Blattwinkelverstellung	[°]
γ_{start}	Startwinkel der BBS	[°]
γ_{stop}	Endwinkel der BBS	[°]
v_{start}	Startwindgeschwindigkeit der BBS	[m/s]
v_{stop}	Endwindgeschwindigkeit der BBS	[m/s]
ρ	Mittlere Luftdichte	[kg/m ³]
τ_{design}	Entwurfslebensdauer in Jahren	[a]
	Altgrad (Vollkreis = 360°)	[°]

Prüfbericht für eine Typenprüfung – Hybridturm

V162-7.2 MW

Nabenhöhe 169m

Hinweis:

Das Dokument „**Prüfbericht für eine Typenprüfung – Hybridturm**“ enthält gemäß des Windenergieanlagenherstellers Vestas vertrauliche Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse und wird daher nach § 10 (2) BImSchG und § 10 (3) 9. BImSchV nicht im Rahmen der Auslage des Antrags veröffentlicht.

Die Unterlage liegt der zuständigen Behörde zur Prüfung vor.

Inhaltsdarstellung:

Bei dem Dokument handelt es sich um den Prüfbericht für die Typenprüfung des Hybridturms der beantragten Windenergieanlage vom o.g. Typ. Das Dokument enthält die folgenden Unterkapitel:

Inhaltsverzeichnis

1.	Unterlagen	3
1.1.	Geprüfte Unterlagen.....	3
1.2.	Eingesehene Unterlagen.....	3
2.	Prüfgrundlage	5
3.	Beschreibung	6
3.1.	Maße:.....	7
3.2.	Baustoffe:.....	7
3.3.	Lastannahmen:	8
4.	Prüfumfang	8
5.	Prüfbemerkungen.....	8
6.	Prüfergebnis.....	11
	Anhang 1: Verzeichnis geprüfter Pläne	15

Im Ergebnis werden Auflagen notiert, die für die Errichtung der Anlage zu berücksichtigen sind.

Prüfbericht für eine Typenprüfung – Flachgründung mit Auftrieb

V162-7.2 MW

Nabenhöhe 169m

Hinweis:

Das Dokument „**Prüfbericht für eine Typenprüfung – Flachgründung mit Auftrieb**“ enthält gemäß des Windenergieanlagenhersteller Vestas vertrauliche Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse und wird daher nach § 10 (2) BImSchG und § 10 (3) 9. BImSchV nicht im Rahmen der Auslage des Antrags veröffentlicht.

Die Unterlage liegt der zuständigen Behörde zur Prüfung vor.

Inhaltsdarstellung:

Bei dem Dokument handelt es sich um den Prüfbericht für die Typenprüfung der Flachgründung der beantragten Windenergieanlage vom o.g. Typ. Das Dokument enthält die folgenden Unterkapitel:

Inhaltsverzeichnis

1.	Unterlagen	3
1.1.	Geprüfte Unterlagen.....	3
1.2.	Eingesehene Unterlagen.....	3
2.	Prüfgrundlage	4
3.	Beschreibung	5
3.1.	Baustoffe.....	5
3.2.	Lastannahmen	5
3.3.	Baugrund	5
4.	Prüfumfang	6
5.	Prüfbemerkungen.....	6
6.	Prüfergebnis.....	7
	Auflagen.....	7

Im Ergebnis werden Auflagen notiert, die für die Errichtung der Anlage zu berücksichtigen sind.

Baugrundgutachten

Das Baugrundgutachten wird nach Erhalt der beantragten Genehmigung und rechtzeitig vor Baubeginn dem Prüfsingenieur zur Prüfung der Standsicherheit vorgelegt.

16.1.5 Anlagenwartung

Anlagen:

- 16.1.5.1 Vestas - Prüfprotokoll zur Jahreswartung - Ersatzdokument.pdf
- 16.1.5.2 Vestas - Prüfprotokoll zur Wartung nach 3 Monaten - Ersatzdokument.pdf

Prüfprotokoll

zur Jahreswartung

Hinweis:

Das Dokument „**Prüfprotokoll zur Jahreswartung**“ enthält gemäß des Windenergieanlagenherstellers Vestas vertrauliche Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse und wird daher nach § 10 (2) BImSchG und § 10 (3) 9. BImSchV nicht im Rahmen der Auslage des Antrags veröffentlicht.

Die Unterlage liegt der zuständigen Behörde zur Prüfung vor.

Inhaltsdarstellung:

Im Dokument werden der Prüfumfang sowie die Prüfschritte der Jahreswartung der Windenergieanlagen protokolliert.

Nachfolgend erfolgt die Darstellung des Inhaltsverzeichnisses:

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 Wartung nach drei Monaten

Hinweis:

Das Dokument „**Prüfprotokoll für Wartung nach drei Monaten**“ enthält gemäß des Windenergieanlagenherstellers Vestas vertrauliche Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse und wird daher nach § 10 (2) BImSchG und § 10 (3) 9. BImSchV nicht im Rahmen der Auslage des Antrags veröffentlicht.

Die Unterlage liegt der zuständigen Behörde zur Prüfung vor.

Inhaltsdarstellung:

Im Dokument werden der Prüfumfang sowie die Prüfschritte der Wartung der Windenergieanlagen nach drei Monaten protokolliert.

Nachfolgend erfolgt die Darstellung des Inhaltsverzeichnisses:

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

16.1.6 Zuwegung, Kabelverbindung, Kranstellfläche

Anlagen:

- 16.1.6.1 Anforderungen an Transportwege u. Kranstellflächen - Vestas.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: Umladeplatz 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 9
--------------------------------	--	--

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 gewonnen Bodenproben im Baugrundlabor zur Ermittlung der Bodenparameter (Rechenwerte) bzw. zur Bestätigung der in den Normen genannten Rechenwerte vorzunehmen.

Für die Planung der Transportwege wird gefordert, in den schwierigen Fällen (Kategorie 2)

- 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.
- je Bodenschicht- und/ oder Bodeneigenschaftswechsel oder Tiefenmeter mindestens eine Bodenprobe zu entnehmen.
- die Auswertung der gewonnen Bodenproben im Baugrundlabor zur Ermittlung der Bodenparameter (Rechenwerte) bzw. zur Bestätigung der in den Normen genannten Rechenwerte vorzunehmen.

Der erforderliche Umfang der Baugrunderkundungen richtet sich nach den geologischen Gegebenheiten vor Ort und liegt im Verantwortungsbereich des Baugrundsachverständigen.

Dieser hat in beiden Fällen die Anforderung zu erfüllen und im Rahmen seines Hauptgutachtens in einem Extrakapitel oder, je nach Umfang, in einem separaten Gutachten fachlich begründete Vorgaben für die Planung der Transportwege zu tätigen.

Folgende Informationen sind in Bezug auf die Planung und Ausführung der Transportwege und Kranstellflächen in dem Baugrundgutachten mindestens zu tätigen:

- Nennung der Bodenarten, Bodenschichtungen und Homogenbereiche
- Nennung der Bodenkenngößen (Korngröße und Korngrößenverteilung, Kornform, Korngefüge und Beimengungen, Wassergehalt und Wasseraufnahmevermögen, Durchlässigkeit, Bodendichte, Bodenwichte, Porenanteil, Lagerungsdichte, Verdichtungsfähigkeit, Zustandsformen etc.)
- Nennung der Festigkeits- und Formänderungseigenschaften (Scherfestigkeit, Zusammendrückbarkeit, Bodendynamische Kennwerte etc.)
- Nennung der Bodenkenngößen für bindige und nichtbindige Böden (hier: Rechenparameter)

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.

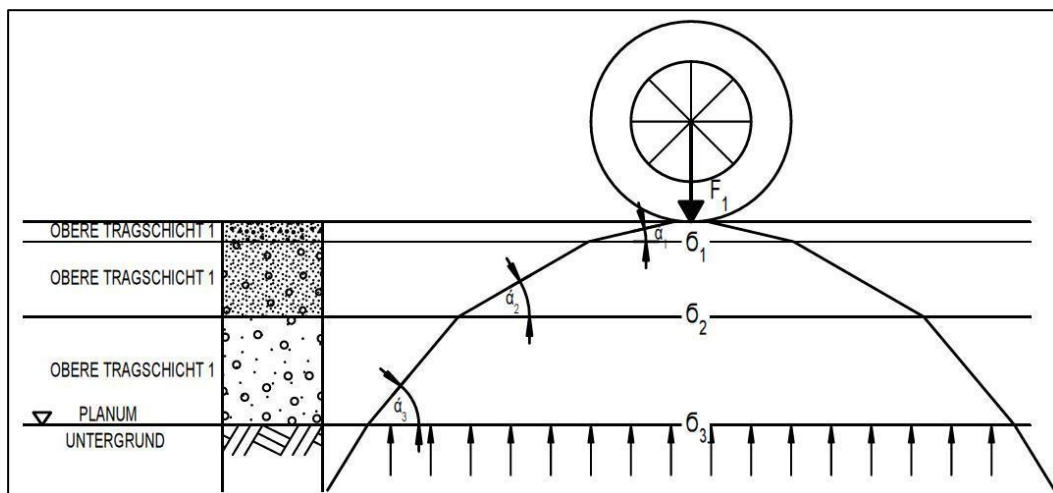
2.3.2 Statische und konstruktive Planung

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, Frostepfindlichkeit)

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 Betonturmbau* möglich.

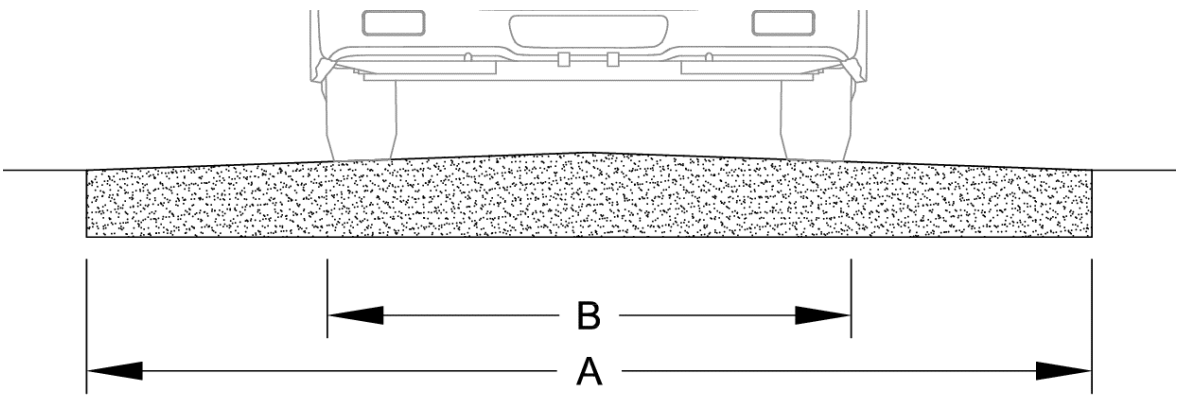
- A Durchfahrtsbreite 5,5m
B Durchfahrtshöhe 5,0m

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
--------------------------------	--	----------------------------------

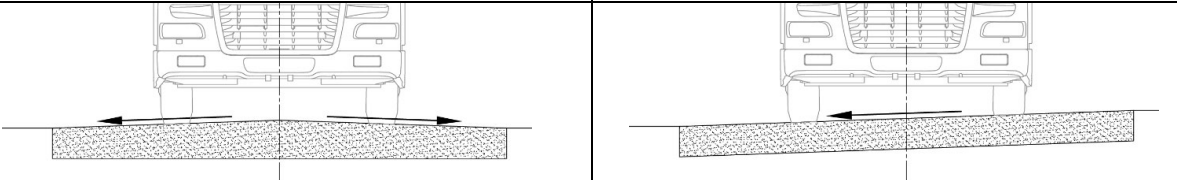
FAHRBAHN TRAGFÄHIGE OBERFLÄCHE		
A	Breite tragfähige Fahrbahn (Geraden)	4,50 m
B	Fahrzeug Spurbreite (Geraden)	2,50 m – 3,00 m
	Breite tragfähige Fahrbahn (Kurven/-radien)	s. Kapitel 2.3.4.



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	$\leq 3\%$
Geraden	$\leq 3\%$



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

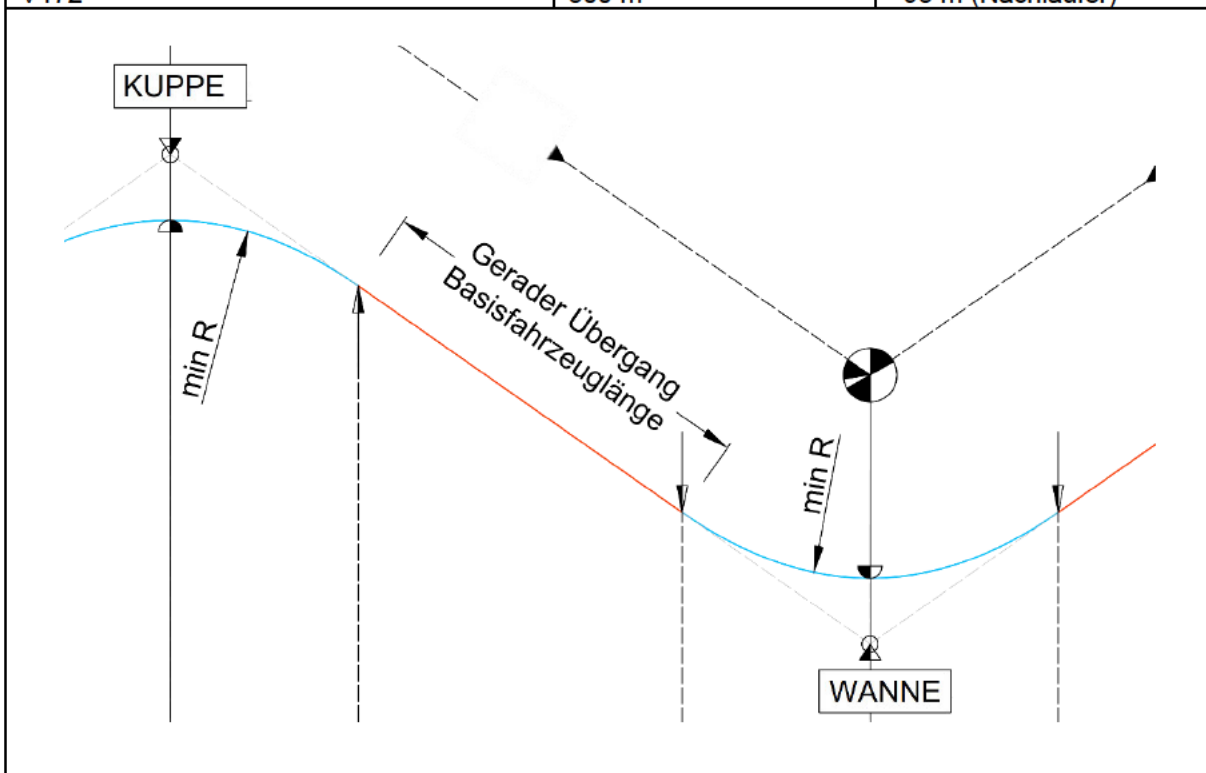
Hybridturm: Ab einer Steigung von 7% müssen ggfs. Zusatzmaßnahmen getroffen werden, wie z.B. das Umladen auf eine Transporttechnik, die zusätzlich schlepp- und bremsbar ist. Dies ist im Detail mit Vestas und Max Bögl abzustimmen bzw. Festzulegen. Hierfür wird ein entsprechender Umladeplatz notwendig.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

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

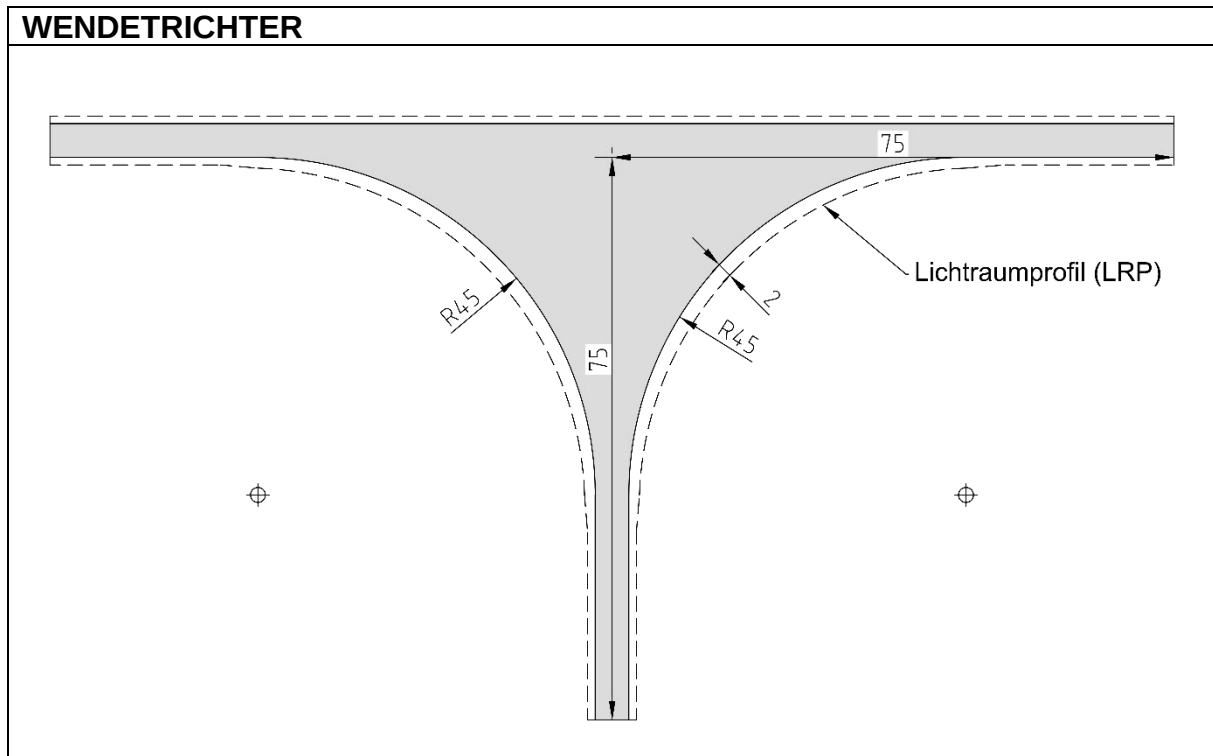
Bei nicht einsehbaren Streckenabschnitten und/oder Längen $\geq 0,5$ km und im Streckenabschnitt der Hauptzufahrt sind Ausweichbuchten für Massentransporte von 20 m (Länge) x 4,0 m (Zusatzfahrbahnbreite) anzulegen, um ein Vorbeifahren von entgegenkommendem Verkehr (ausgenommen sind Schwerlasttransporte), 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 exklusive 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 $2 \times R25m$ und Stichlänge 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.

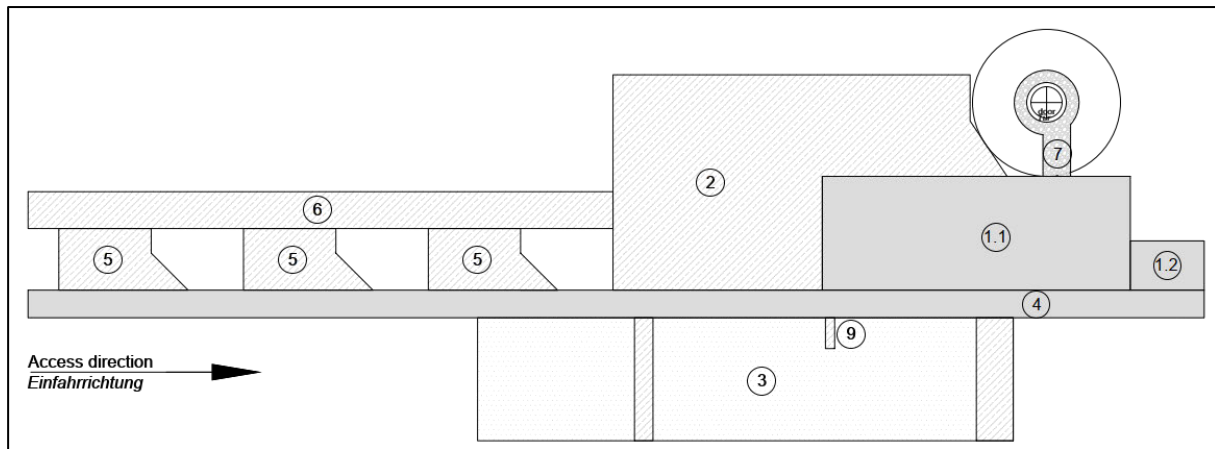
Tabelle 3: Bezeichnung, Belastung und Anforderungen an die Kranstell(teil)flächen

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	Werkzeuglager	Lagerfläche	12	<2 % Gefälle, temporär ausgebaut

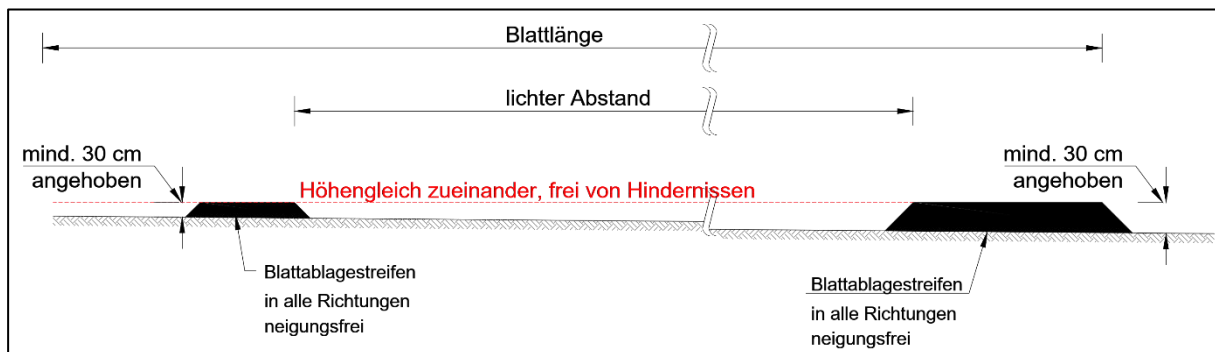
⁽²⁾ Standortspezifische Berechnung empfohlen.

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 Kranaufbauten 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
--------------------------------	--	----------------------------------

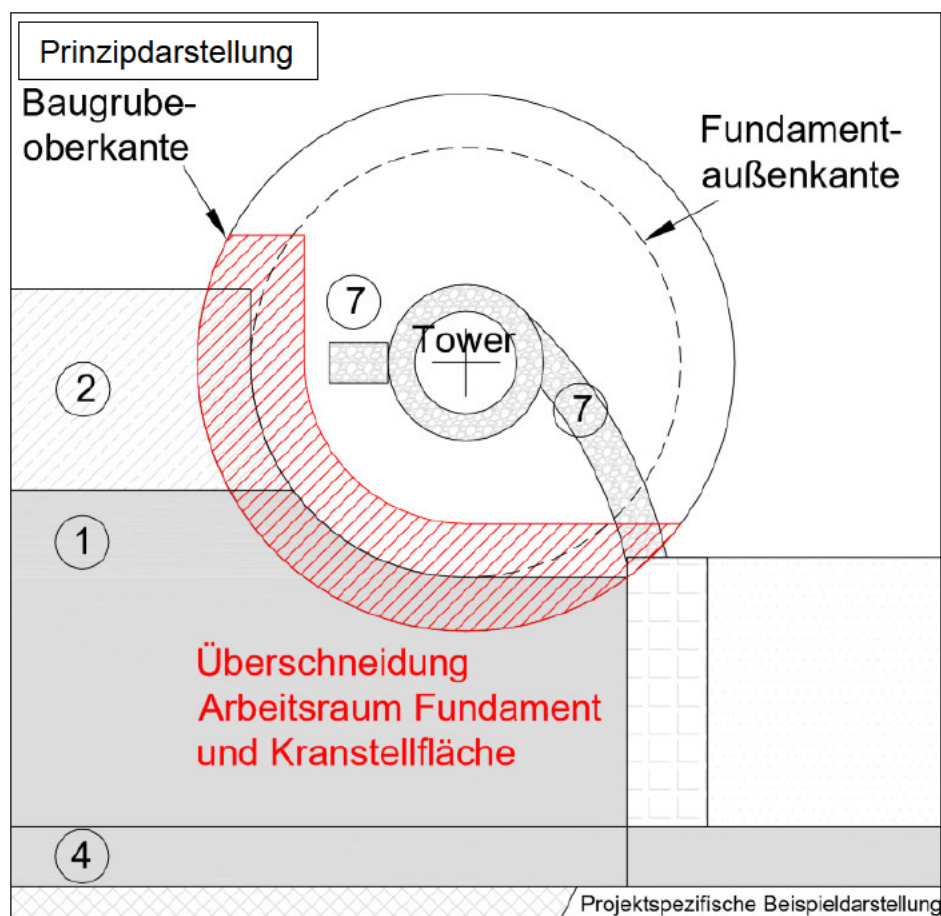
4 Anforderungen an die Bauausführung

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	Verformungs- modul E_{v2}	Verhältnis- wert 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 Verhältnisswert ist, desto besser ist die Verdichtung des Baugrundes. Der bestmögliche Verhältnisswert 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

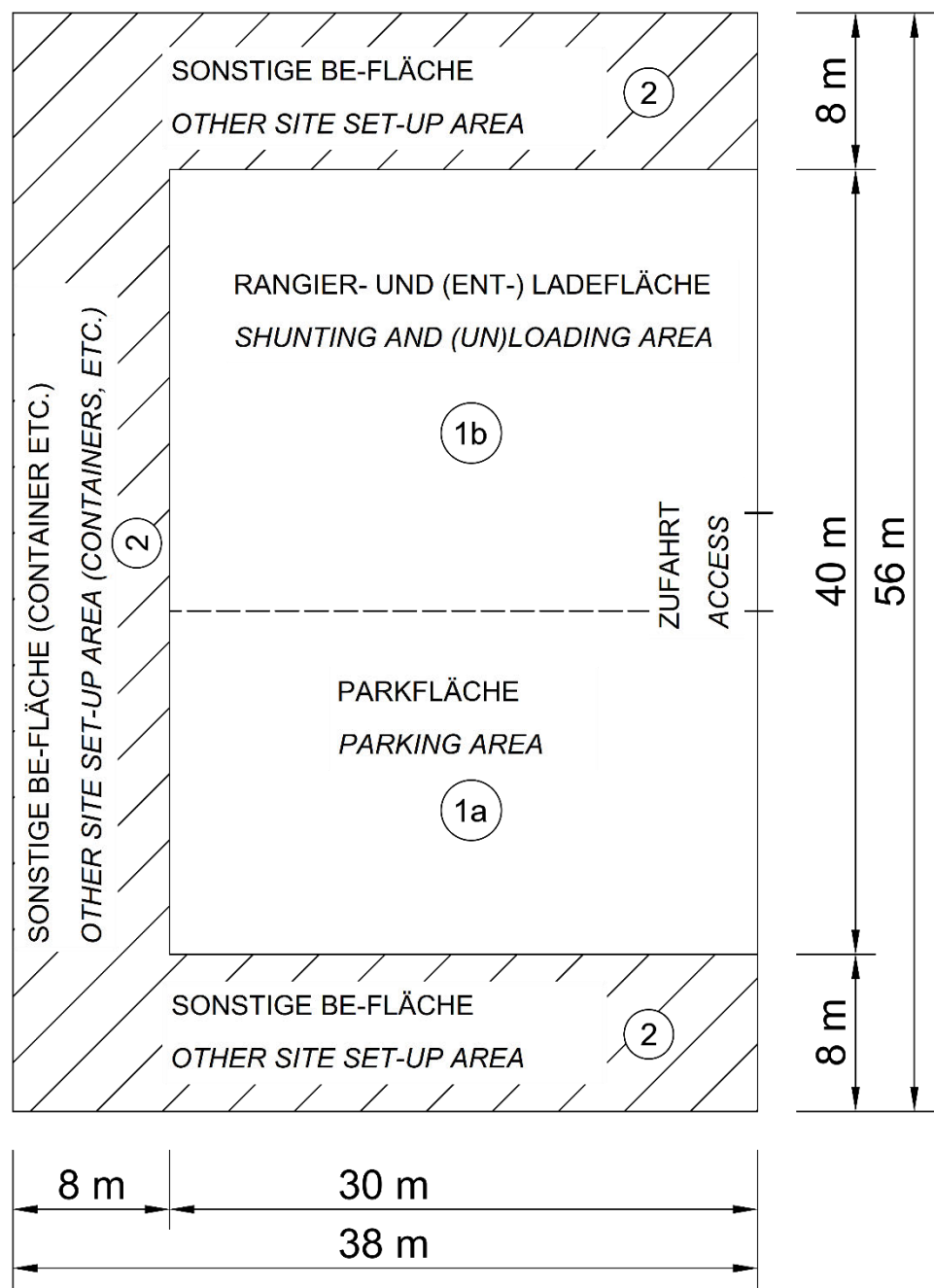
Folgende sonstige Anforderungen und Hinweise werden formuliert:

- 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:

16.1.7 Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen

Anlagen:

- 16.1.7.1 Datenblatt zum Luftfahrthindernis.pdf
- 16.1.7.2 Bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung.pdf
- 16.1.7.3 Kostenübernahmeerklärung Flugsicherung.pdf
- 16.1.7.4 Tages- und Nachtkennzeichnung - Vestas.pdf

Hindernis: 2 WEA des Typs Vestas V-162-7.2 mit einer Nabenhöhe von jeweils 169 m

Standort:	PLZ, Ort	19086, Plate		
	Landkreis	Ludwigslust-Parchim	Gemarkungen	Plate
	Straße	Außenbereich		
	zuständige Behörde	Staatliches Amt für Landwirtschaft und Umwelt Westmecklenburg	Reg-Nr.	

Detaillierte Standortangaben:

Nr.	Anlagentyp	Geographische Koordinaten in WGS 84			Gemarkung	Flur	Flurstück
1	Vestas V162-7.2	11° 28' 58.282"	53° 32' 55.031"		Plate	1	166
2	Vestas V162-7.2	11° 29' 1.393"	53° 32' 44.406"		Plate	1	175

Höhenangaben:

Nr.	1	2
Bauwerk (über Grund)	250 m	250 m
Nabenhöhe	169 m	169 m
Rotordurchmesser	162 m	162 m
Geländehöhe (über NN)	62 m	61 m
Gesamthöhe (über NN)	312 m	311 m

Tageskennzeichnung	☒	Farbanstrich der Rotorblätter	☐	weißblitzende Feuer i.V.m. Farbring am Mast
WKA>150mGND	☒	+ Maschinenhaus + Mastring	☐	+ Farbanstrich Rotorblätter (1Feld)
Nachtkennzeichnung	☐	Blattspitzenhindernisfeuer i.V.m. Hindernisfeuer auf Maschinenhausdach		
	☒	Feuer "W-rot"	☐	Gefahrenfeuer
	1	zusätzliche Kennzeichnungsebenen bei Anlagen > 150 m über Grund		
Sichtweitenmessung	☒			
Dämmerungsschalter	☒			
bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung	☒			

Adresse des
Betreibers
Tel. / FAX

ÖKOTEC Windenergie GmbH
Schillerstraße 3
10625 Berlin
(030) 8968380-0

Adresse des
Kostenschuldners
Tel:

ÖKOTEC Windenergie GmbH
Schillerstraße 3
10625 Berlin
(030) 8968380-0

Ort, Datum: Berlin 15.10.24

Unterschrift:



Folgende Unterlagen sind dem Antrag auf Stellungnahme / Zustimmung zur Errichtung und zum Betrieb von Luftfahrthindernissen beigelegt:

- Bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung
- Kostenübernahmeerklärung Flugsicherung
- Tages- und Nachtkennzeichnung von Vestas Windenergieanlagen in Deutschland
- Topographische Karte (siehe Kapitel 2.1 der Antragsunterlagen)
- Kurzbeschreibung (siehe Kapitel 1.2 der Antragsunterlagen)

Bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung

Unter Berücksichtigung des Anhangs 6 der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV) soll eine **bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung (BNK)** eingesetzt werden.

Die konkrete Auswahl des BNK-Systems wird zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen. Vor Inbetriebnahme wird die geplante Installation der BNK der zuständigen Luftfahrtbehörde schriftlich oder elektronisch angezeigt.

Folgende Unterlagen sind dann vorzulegen:

- Nachweis der Baumusterprüfung gemäß Anhang 6 Nummer 2 AVV durch eine vom Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur benannte Stelle;
- Nachweis des Herstellers und/oder Anlagenbetreibers über die standortbezogene Erfüllung der Anforderungen auf Basis der Prüfkriterien nach Anhang 6, Nummer 2 AVV.

Wir bitten um Prüfung, ob an dem geplanten Standort eine BNK grundsätzlich zulässig ist, sofern die Vorgaben des Anhangs 6 der AVV erfüllt werden.

Kostenübernahmeerklärung

Gutachtliche Stellungnahme der Deutschen Flugsicherung

Adressat: Staatliches Amt für Landwirtschaft und Umwelt Westmecklenburg
Bleicherufer 13
19053 Schwerin

Bezug: Antragsverfahren nach § 4 BImSchG für zwei
Windenergieanlagen (Windpark Plate Nord)

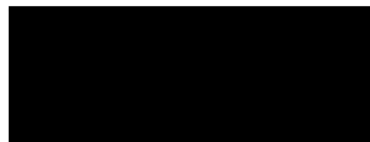
Antragsteller: ÖKOTEC Windenergie GmbH
Schillerstraße 3
10625 Berlin

Beschreibung des Vorhabens: Errichtung und Betrieb von zwei Windenergieanlagen:

Typ:	Vestas V162
Leistung:	7,2 MW
Nabenhöhe:	169 m
Rotordurchmesser:	162 m
Gesamthöhe:	250 m

Hiermit erklärt der Betreiber der Windenergieanlagen, als Antragsteller zum o. g. Genehmigungsverfahren, die Übernahme der entstehenden Kosten für die **Einholung der gutachtlichen Stellungnahme der Deutschen Flugsicherung**.

Berlin 15.10.24
Ort, Datum



Jacqueline Riebe, B.Sc.
Geschäftsführerin
ÖKOTEC Windenergie GmbH

PUBLIC		
T05		
DOKUMENT: 0049-8134.V26	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	

2024-07-24 15:07 UTC - v.harjes@oekootec.berlin - Vincent Harjes

Tages- und Nachtkennzeichnung von Vestas Windenergieanlagen in Deutschland

QMS 00091 VER 00

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 Turmbefeuern korrigiert
05	18/12/2015	Tageskennzeichnung von Maschinenhäusern an Windenergieanlagen <150 m korrigiert, neue Maschinenhauskennzeichnung
06	01/02/2016	Redaktionelle Änderungen, aktualisierte Turmbefeuern 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 – Turmbefeuern 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 Befeuern 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 Befeuern angepasst
22	28.04.2022	V172-7.2MW hinzugefügt
23	29.11.2022	Marginale Korrekturen an den Zeichnungen der folgenden Anlagen: - 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
24	14.08.2023	Update Referenzen, neue Versionen der Hardware
25	22.09.2023	V172-7.2MW HH114m hinzugefügt
26	16.05.2024	Korrektur V172-7.2MW HH114m

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

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.	114M NABENHÖHE (200M SPITZENHÖHE)	33
2.8.2.	164M NABENHÖHE (250M SPITZENHÖHE)	34
2.8.3.	175M NABENHÖHE (261M SPITZENHÖHE)	35
2.8.4.	199M NABENHÖHE (285M SPITZENHÖHE)	36
3.	VERWEISE	37

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.

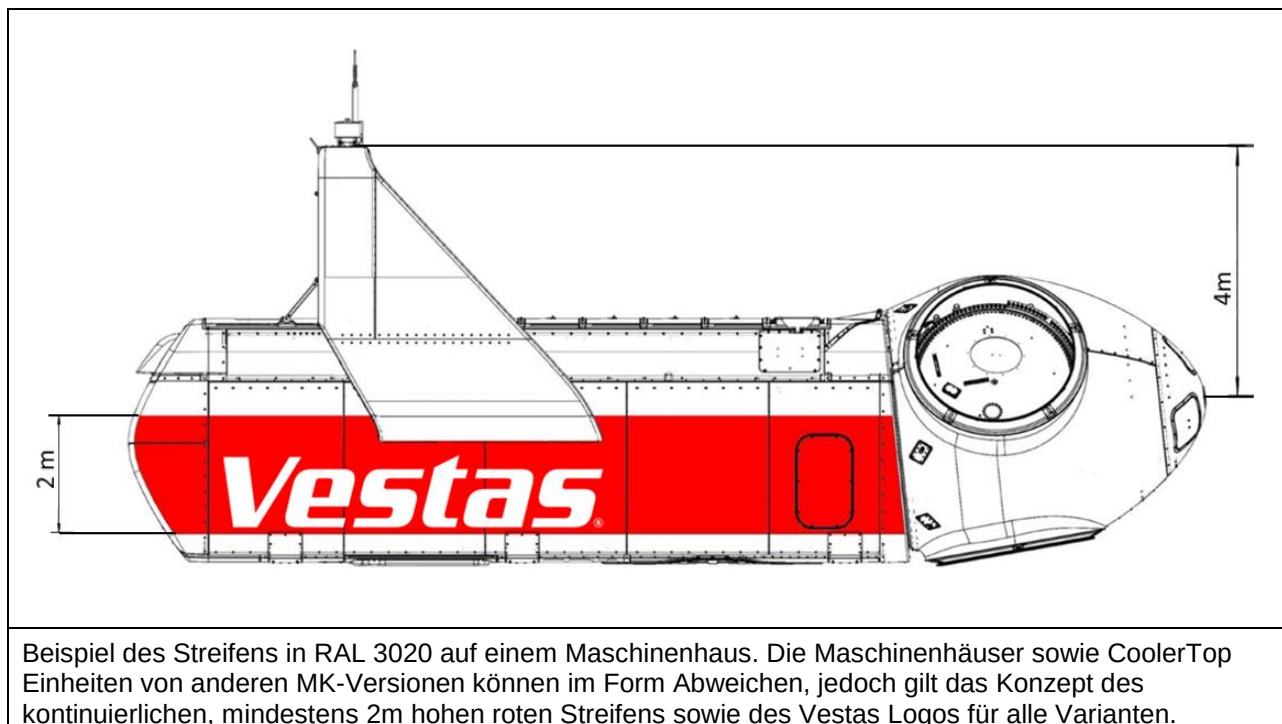
1.1. Geltungsbereich

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 Hybriddtürmen 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.V26	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 6/37

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 Befeuerung (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].

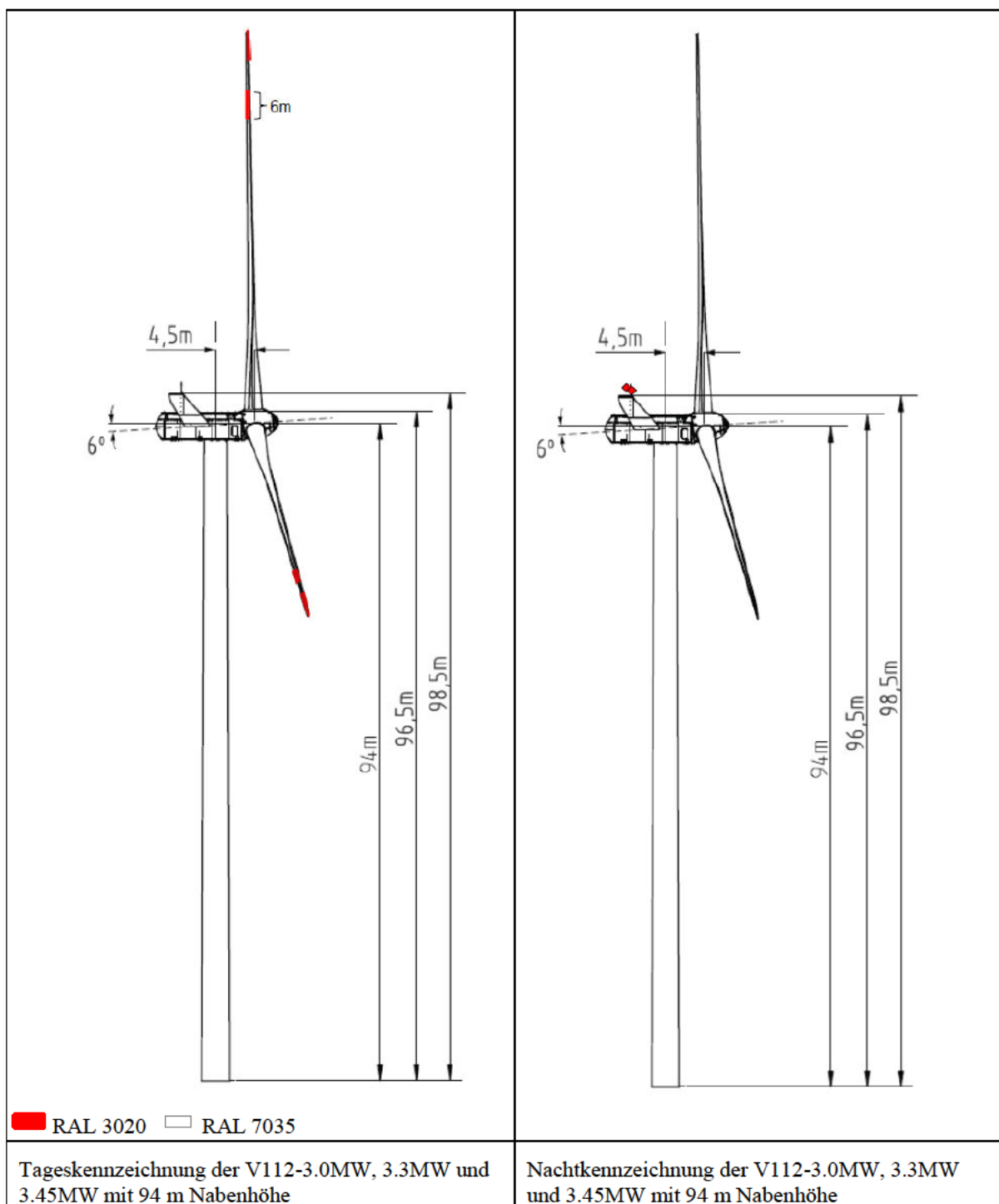
Optional ist auf Wunsch ein Sichtweitenmessgerät gemäß Spezifikation in [4] und/oder eine Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) gemäß Spezifikation in [5] von Vestas erhältlich, um den Störeinfluss der Befeuerung zu reduzieren bzw. um der Forderung der AVV nach einer Notversorgung der Befeuerung während eines Netzausfalls nachzukommen.

2. Anlagenkennzeichnungen – Standard nach AVV

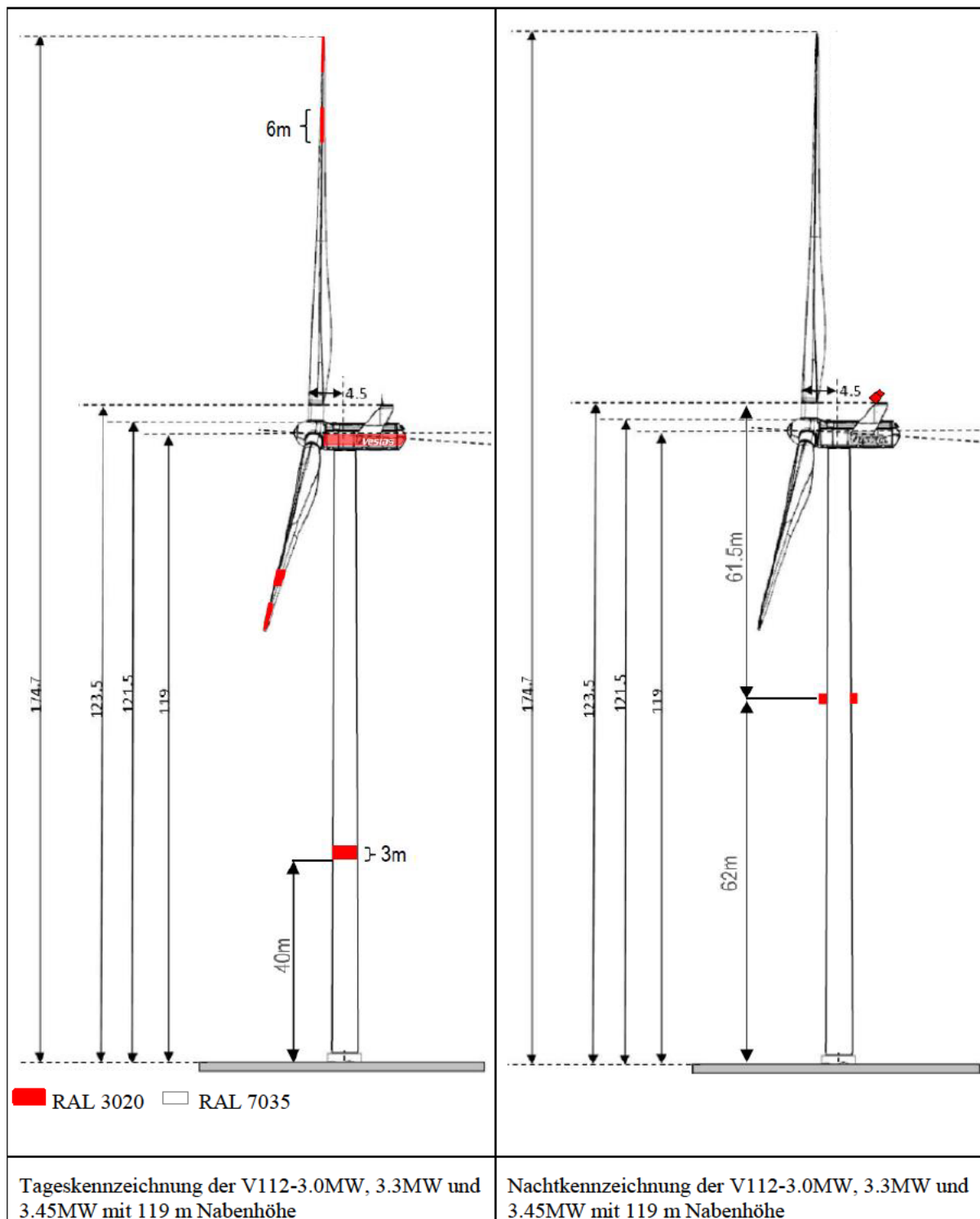
Die Grafiken auf den folgenden Seiten zeigen die standardmäßig konfigurierten Tages- und Nachtkennzeichnungen an Vestas-Produkten aus dem aktuellen deutschen Lieferprogramm.

2.1. V112-3.3MW und 3.45MW

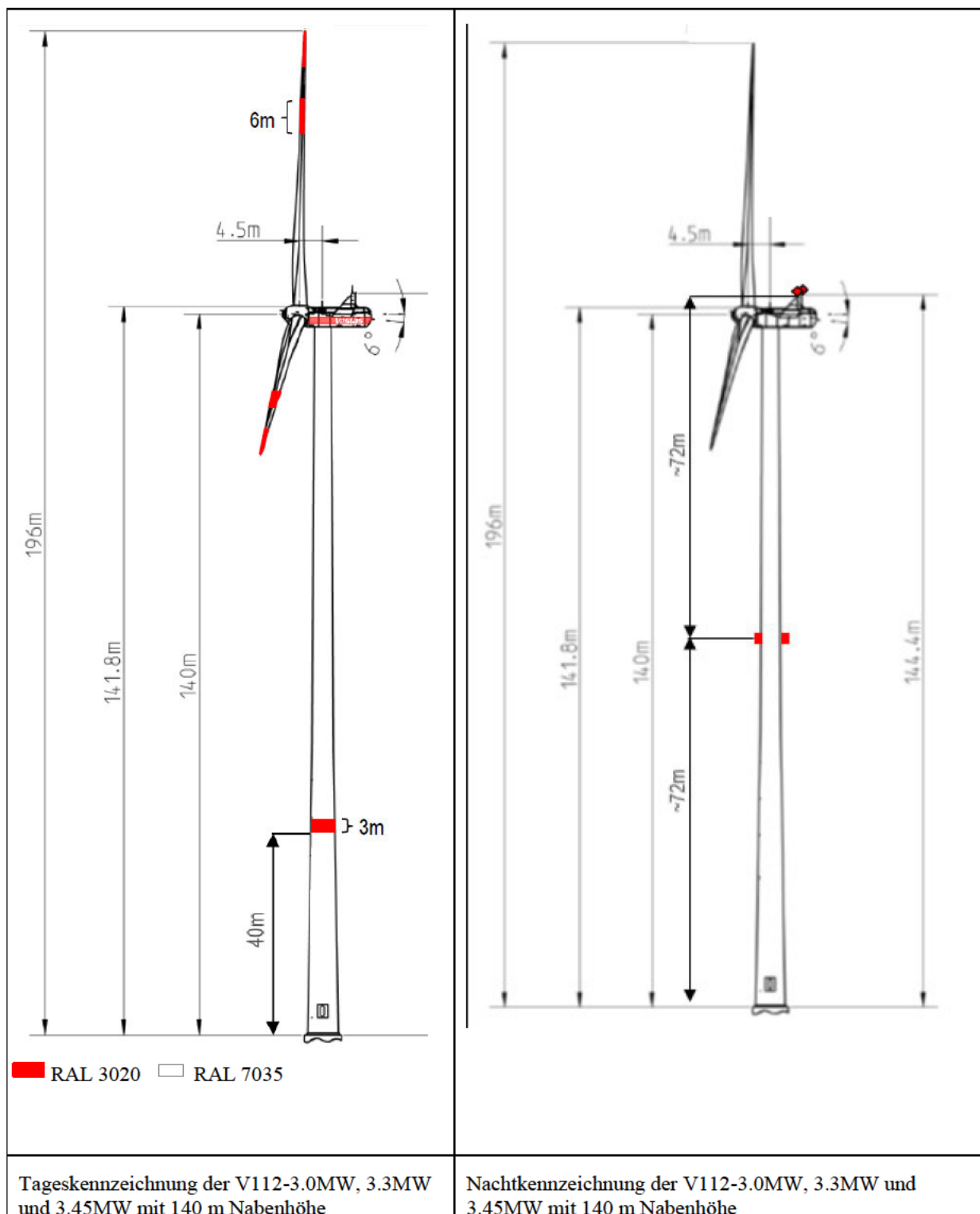
2.1.1. 94m Nabenhöhe (150m Spitzenhöhe)



2.1.2. 119m Nabenhöhe (175m Spitzenhöhe)



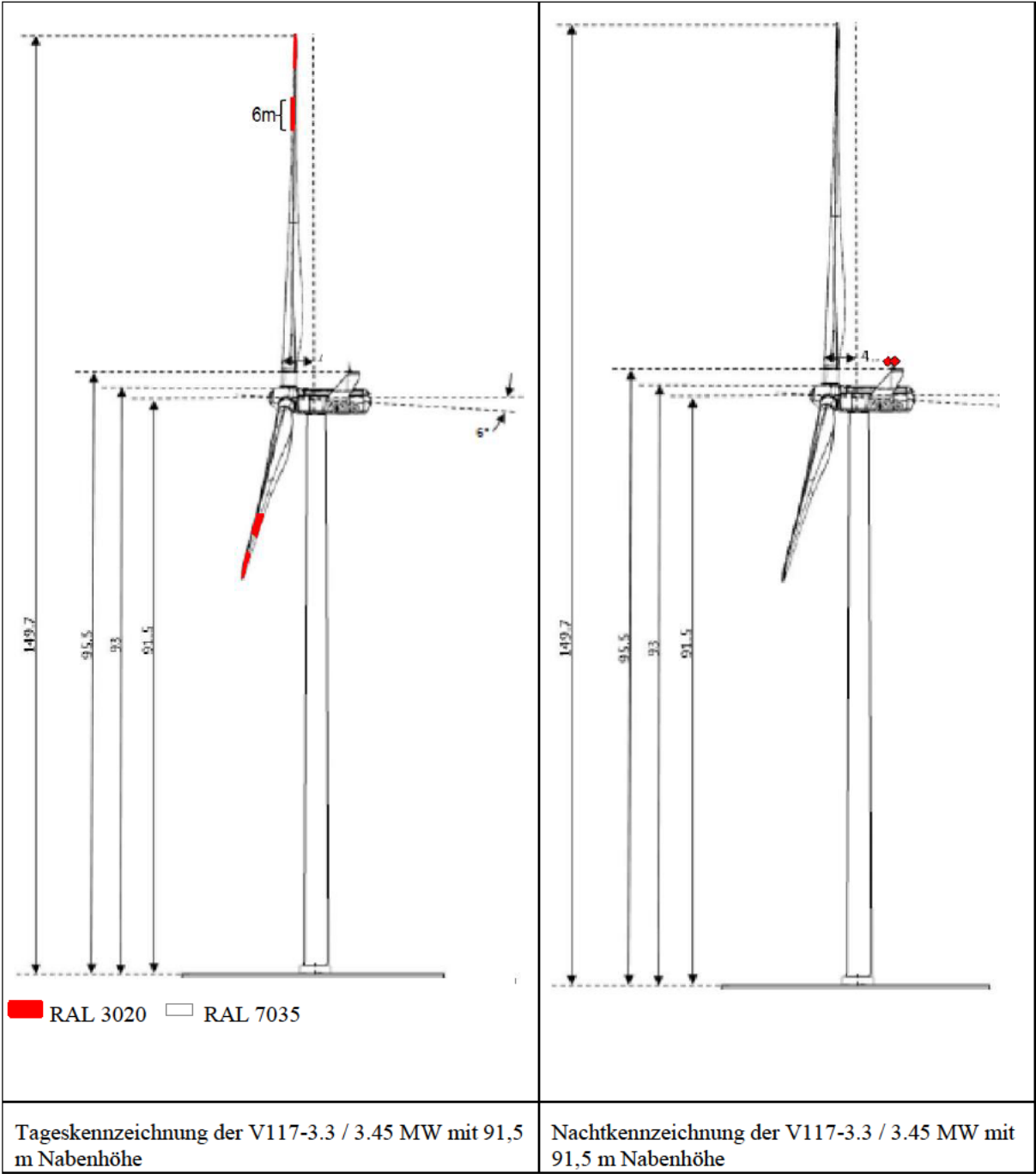
2.1.3. 140m Nabenhöhe (196m Spitzenhöhe)



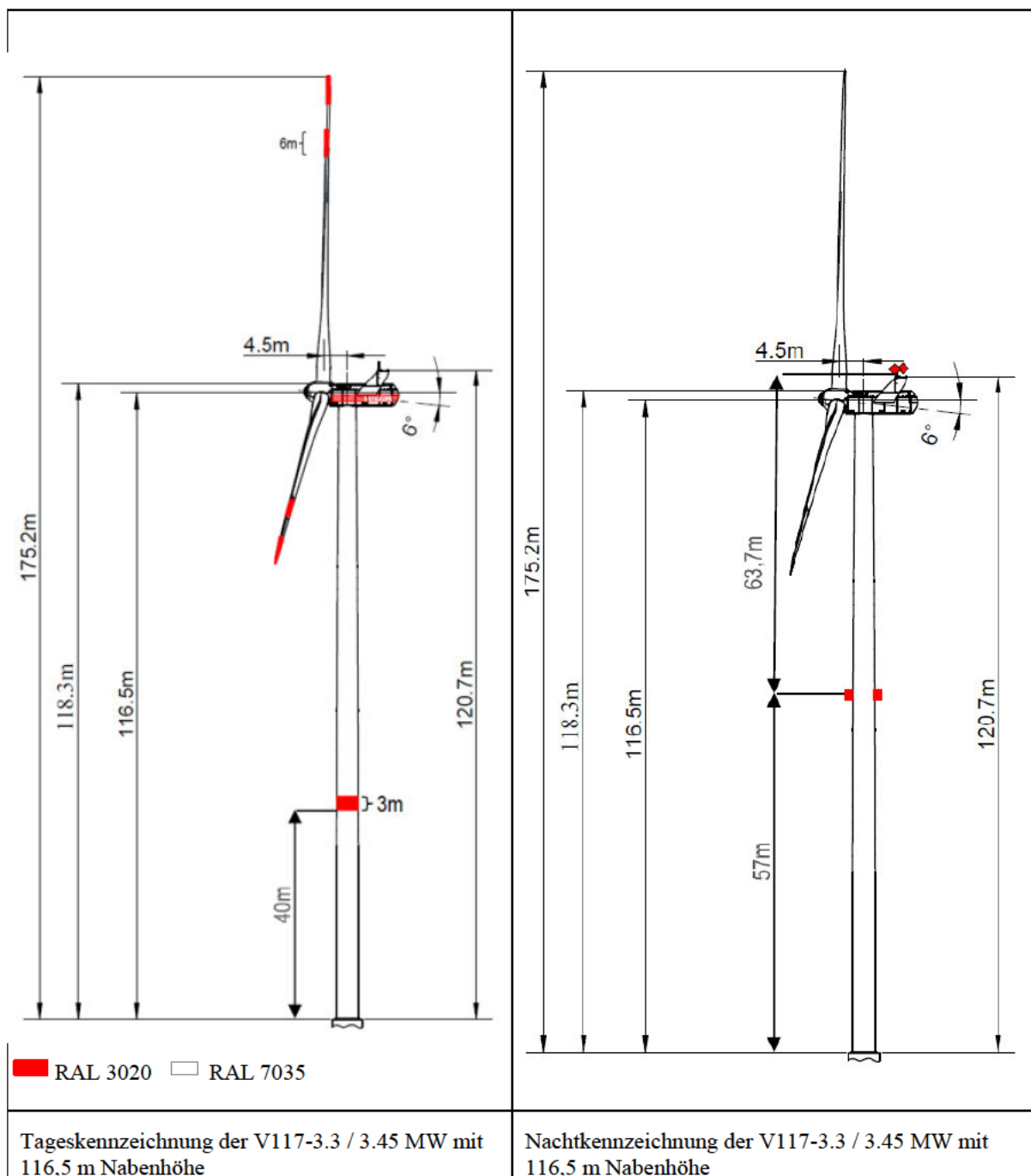
PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V26	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 10/37

2.2. V117-3.3MW und 3.45MW

2.2.1. 91,5m Nabenhöhe (150m Spitzenhöhe)

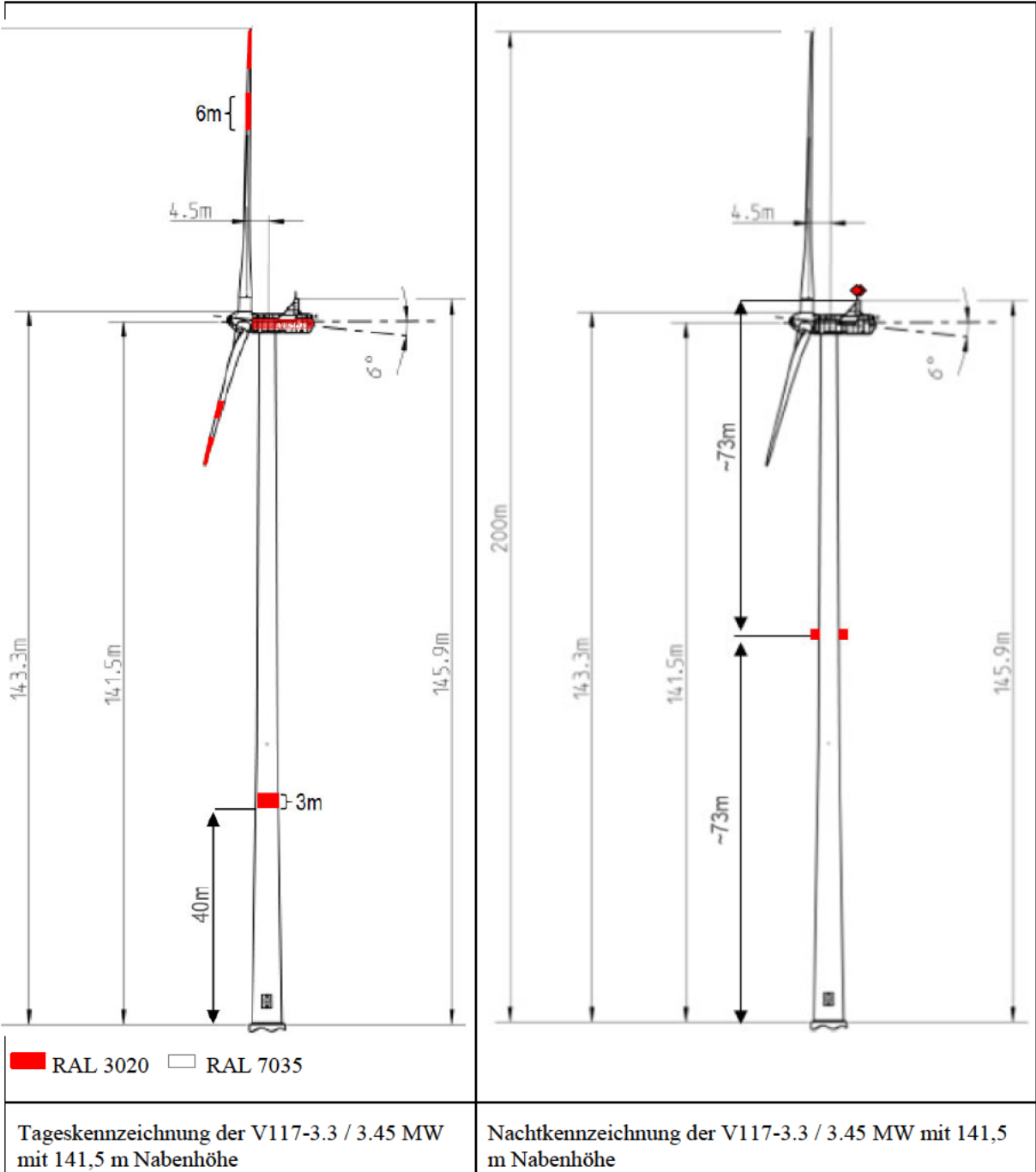


2.2.2. 116,5m Nabenhöhe (175m Spitzenhöhe)



		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V26	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 12/37

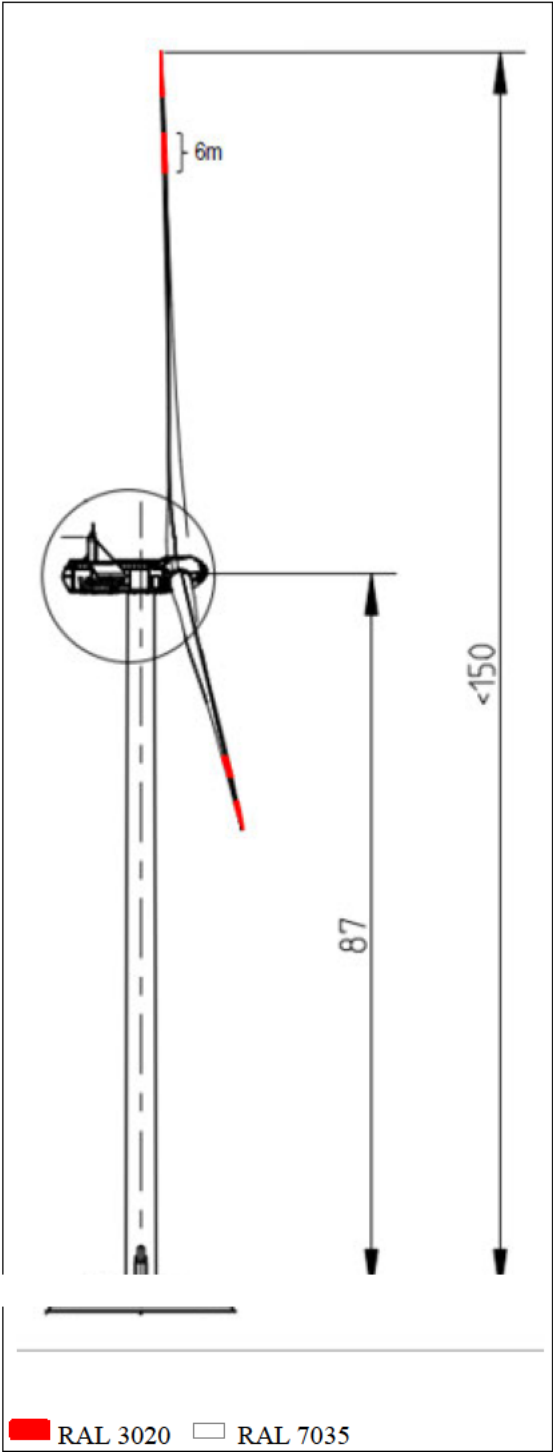
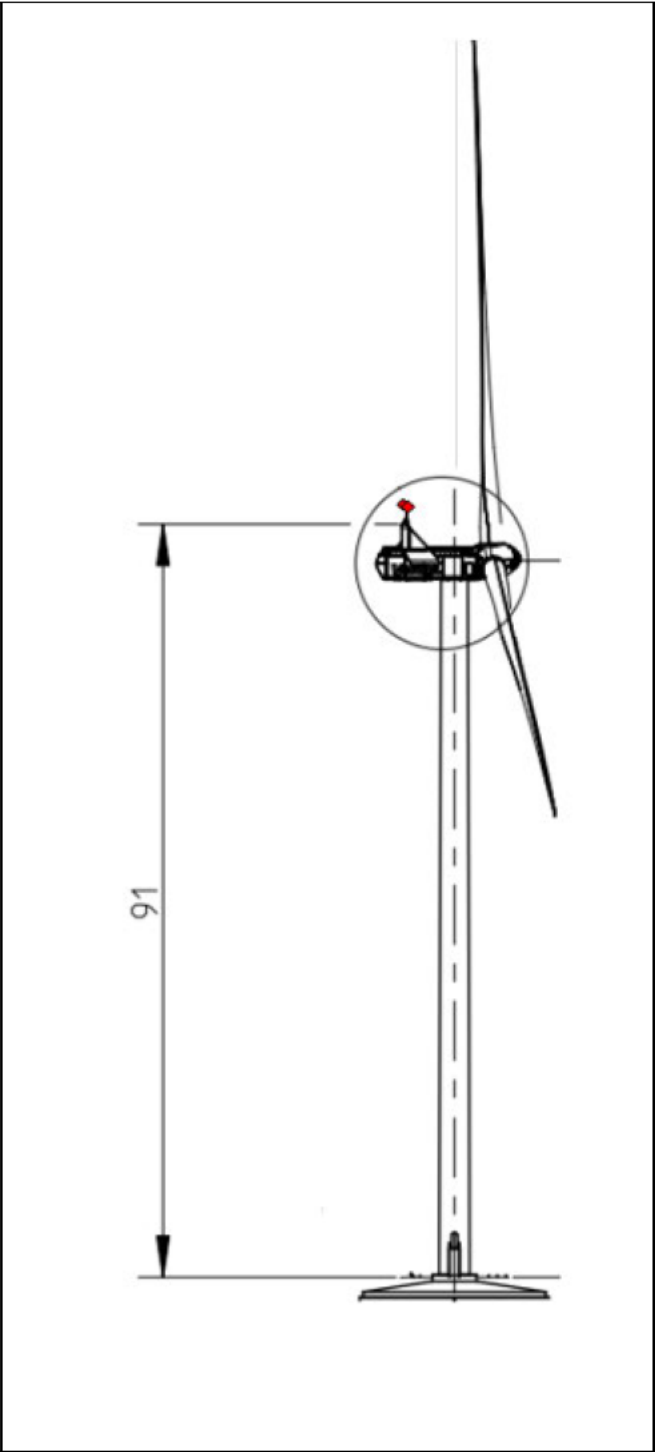
2.2.3. 141,5m Nabenhöhe (200m Spitzenhöhe)



PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V26	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 13/37

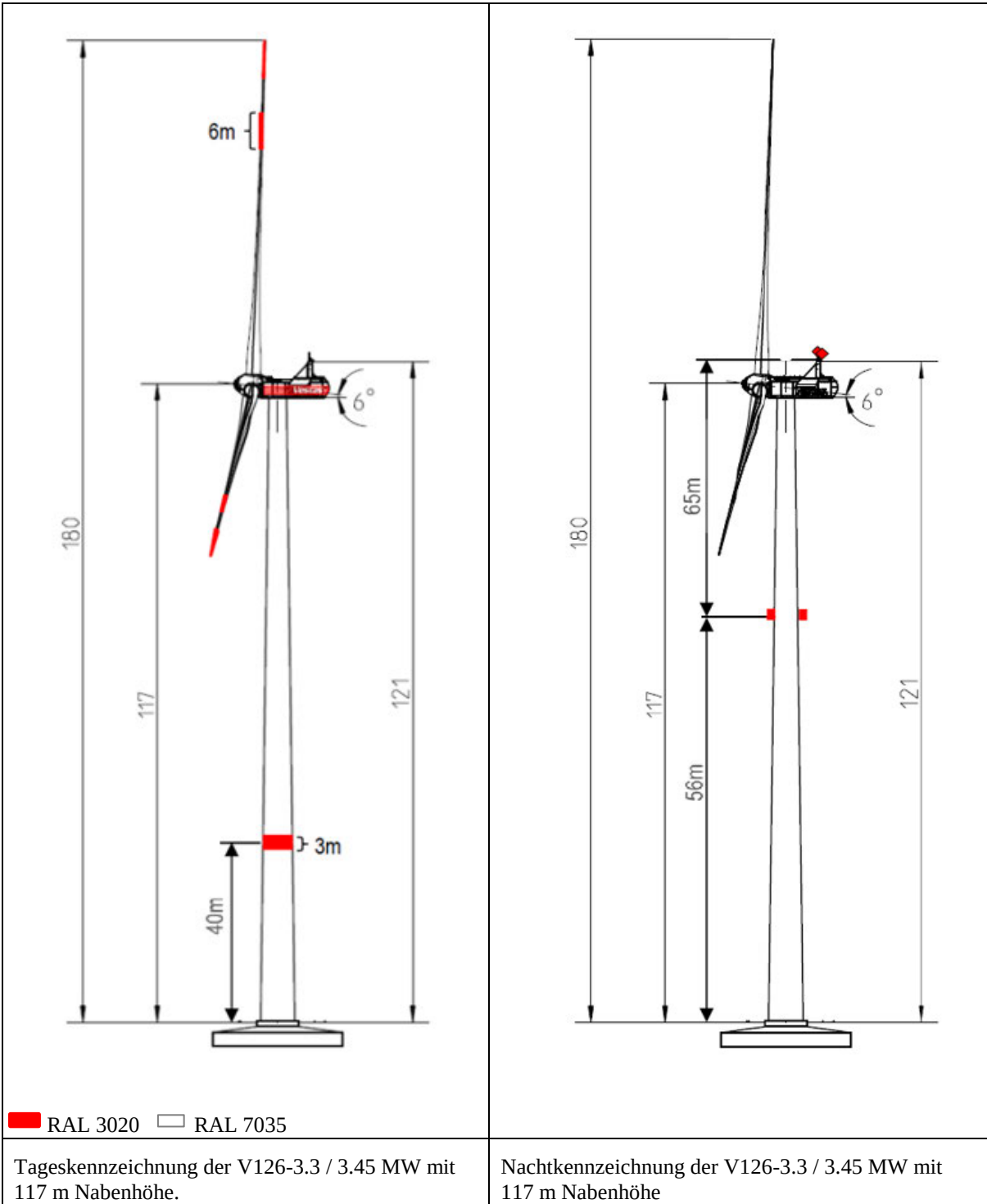
2.3. V126-3.3MW, 3.45MW und 3.6MW

2.3.1. 87m Nabenhöhe (150m Spitzenhöhe)

 ■ RAL 3020 □ RAL 7035	
Tageskennzeichnung der V126-3.45 / 3.6 MW mit 87m Nabenhöhe. Nabenhöhe nicht bei der V126-3.3/3.45 (MK3A) verfügbar.	Nachtkennzeichnung der V126-3.45 / 3.6 MW mit 87m Nabenhöhe. Nabenhöhe nicht bei der V126-3.3/3.45 (MK3A) verfügbar.

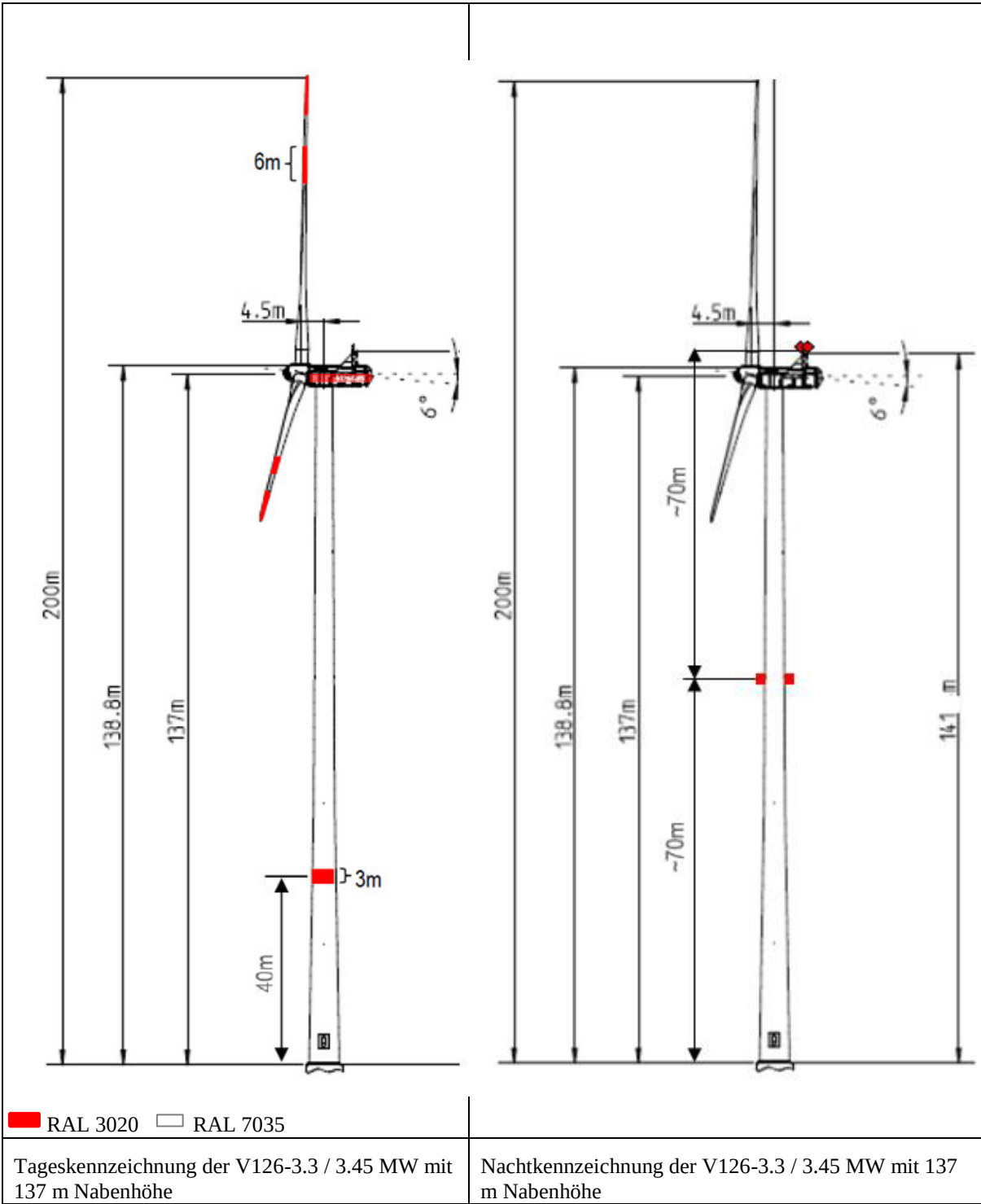
PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V26	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 14/37

2.3.2. 117m Nabenhöhe (180m Spitzenhöhe)



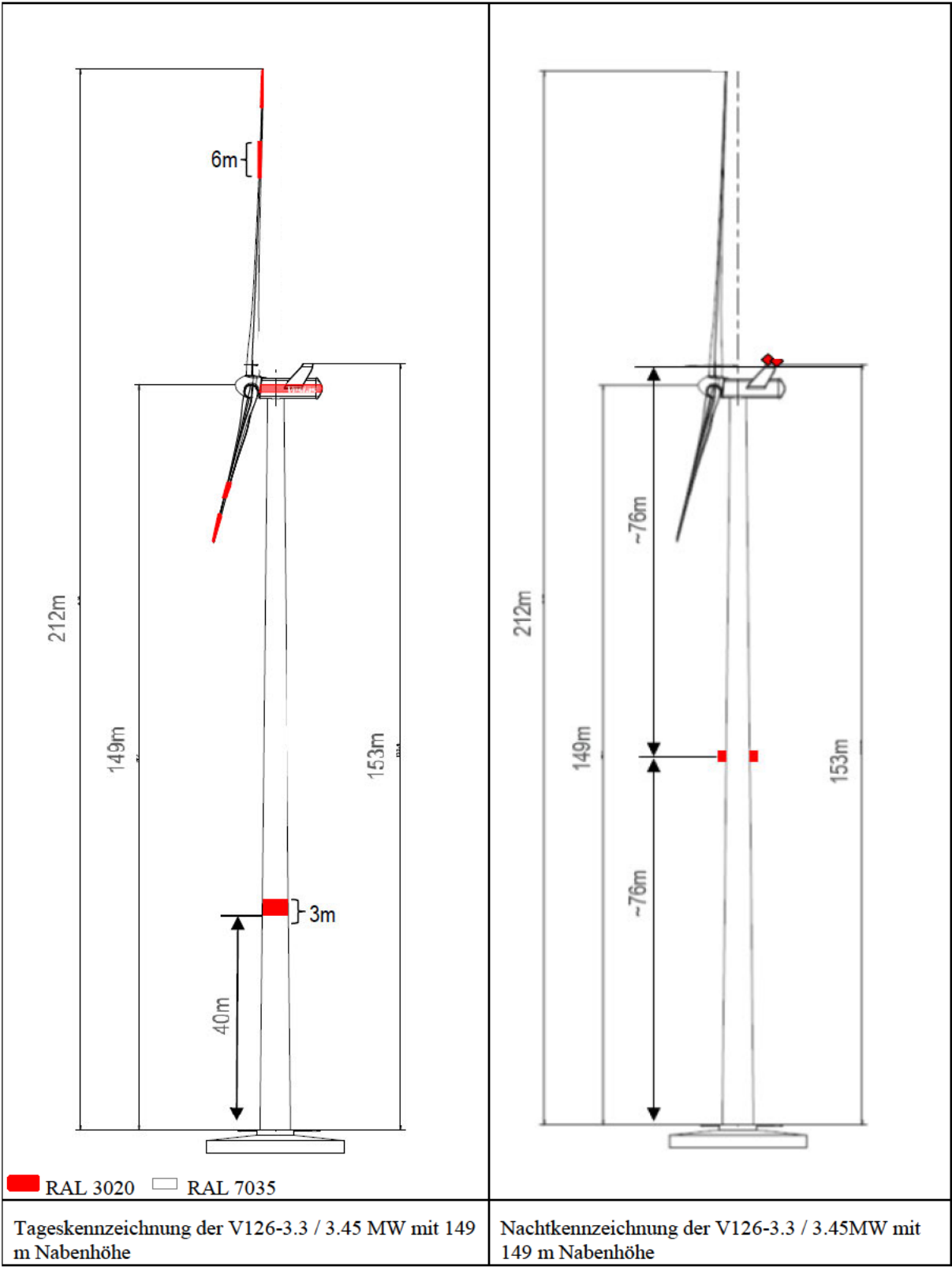
		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V26	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 15/37

2.3.3. 137m Nabenhöhe (200m Spitzenhöhe)



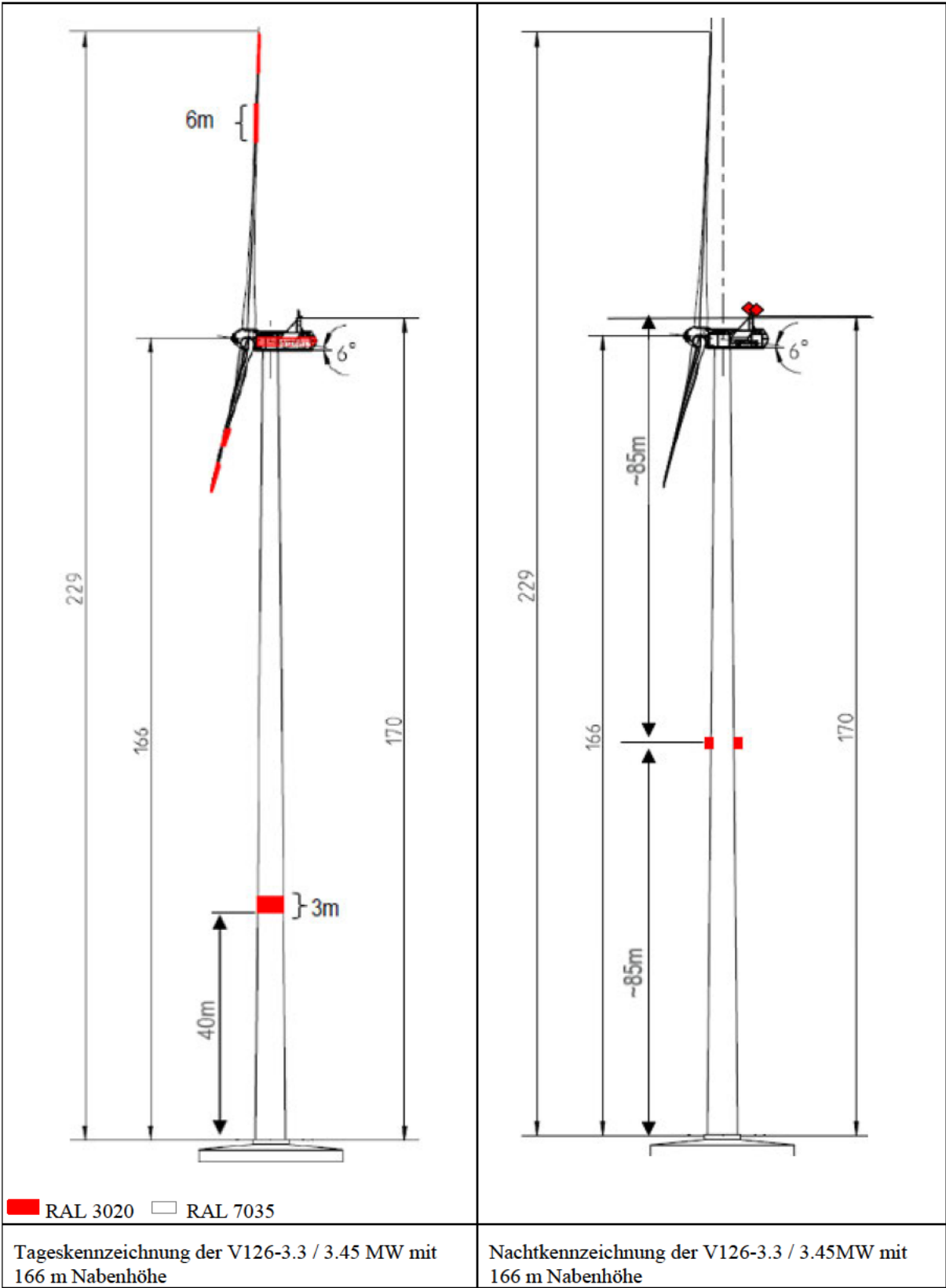
PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V26	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 16/37

2.3.4. 149m Nabenhöhe (212m Spitzenhöhe)



		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V26	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 17/37

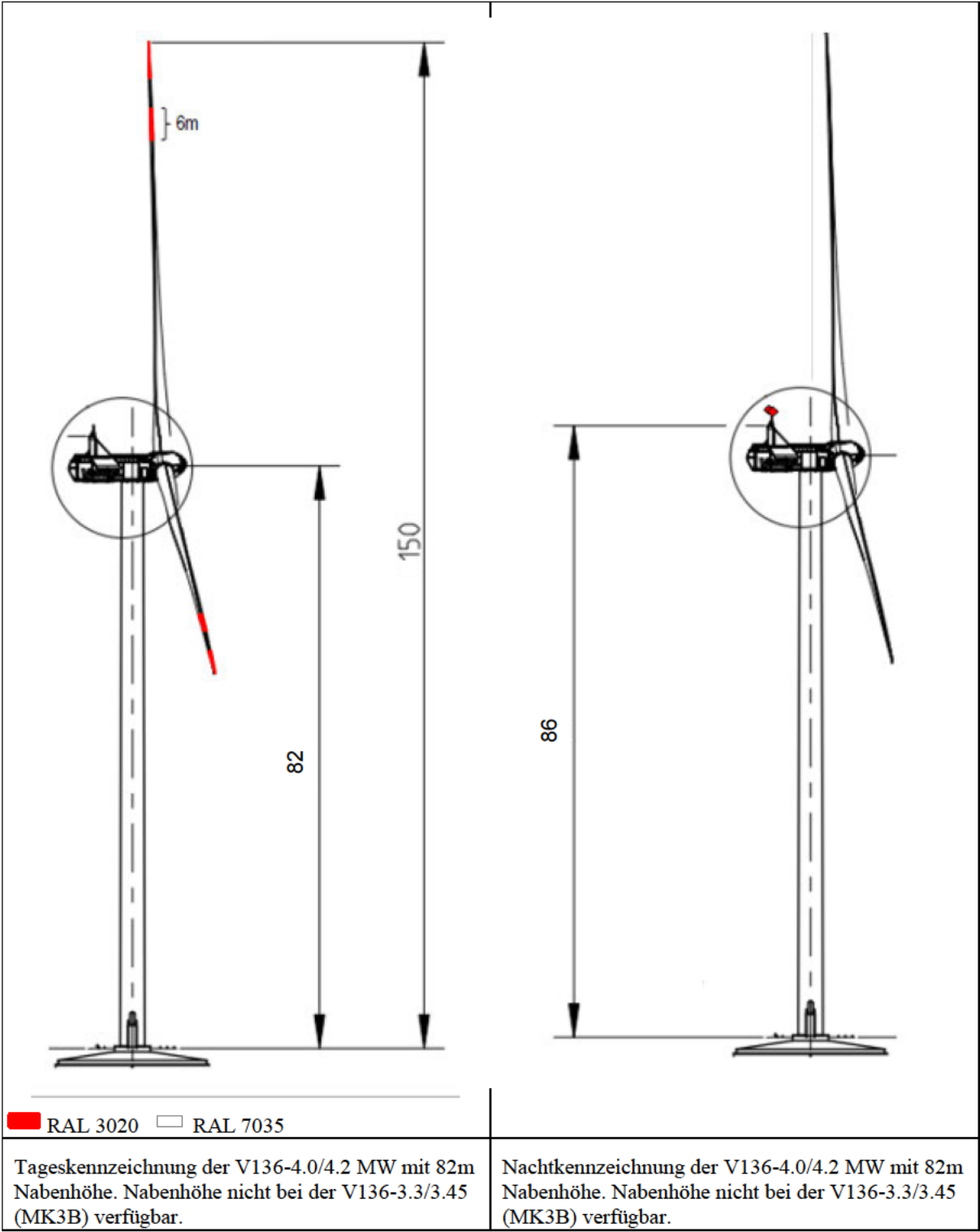
2.3.5. 166m Nabenhöhe (229m Spitzenhöhe)



PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V26	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 18/37

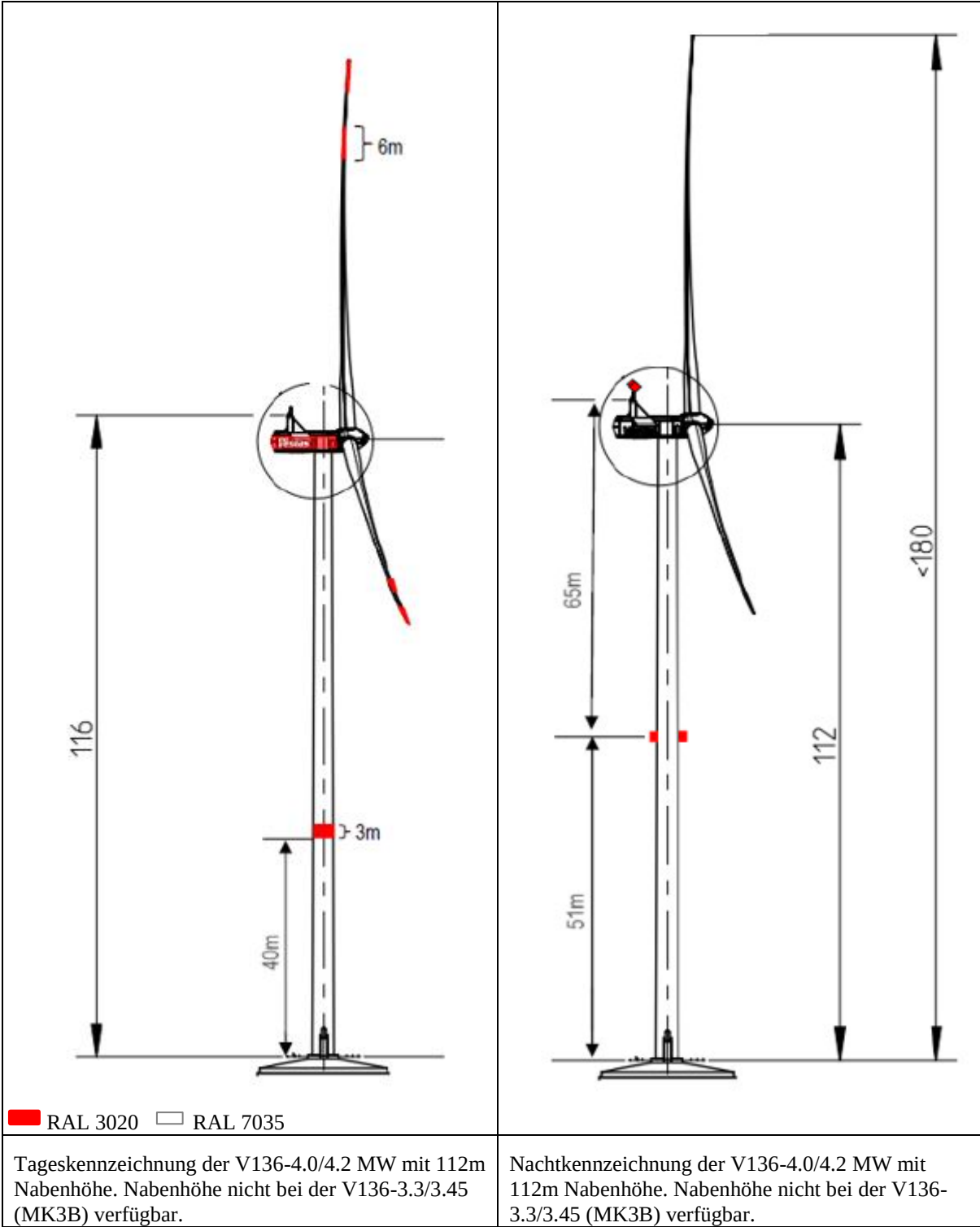
2.4. V136-3.45 / 3.6 / 4.0 / 4.2MW

2.4.1. 82m Nabenhöhe (150m Spitzenhöhe)



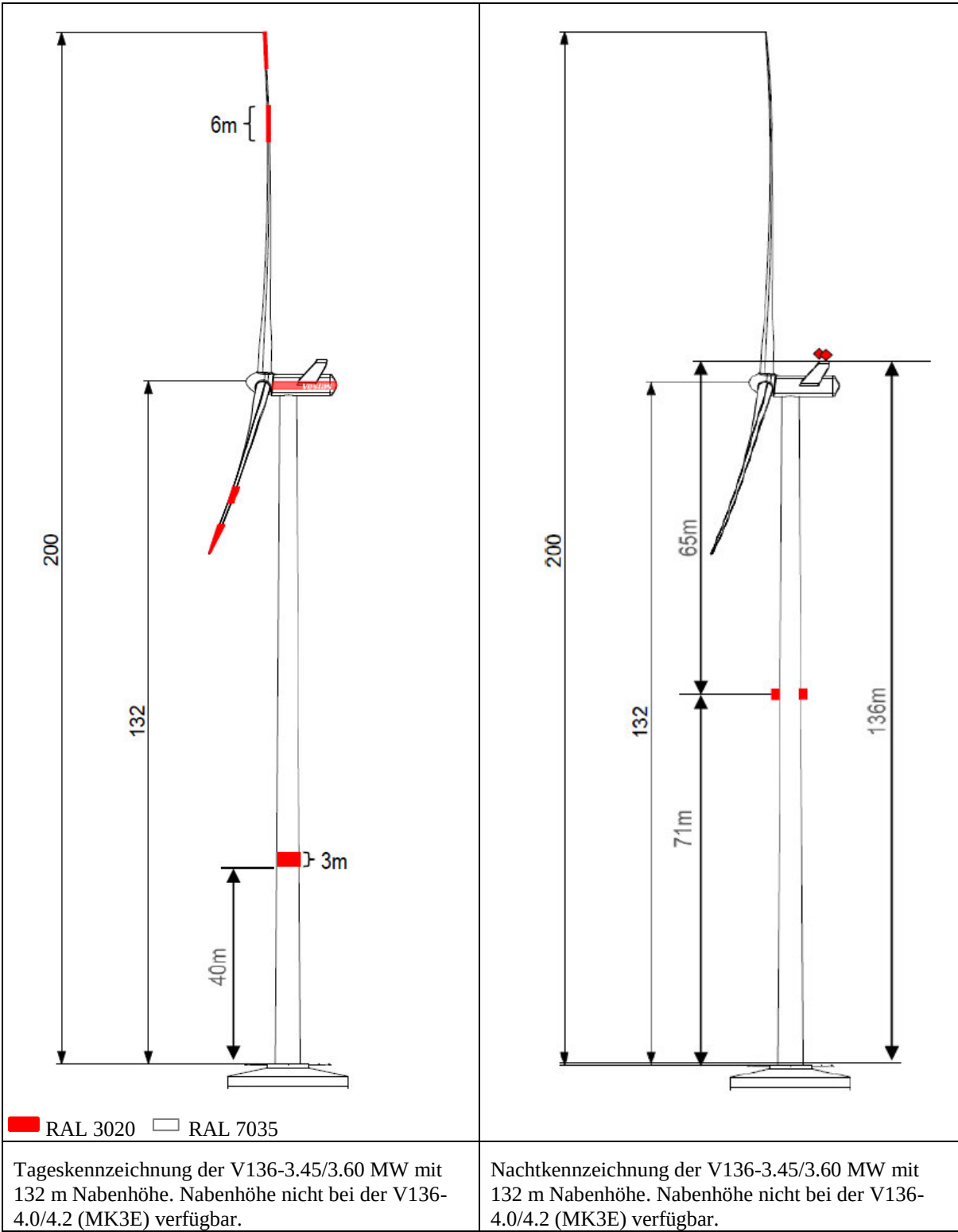
		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V26	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 19/37

2.4.2. 112m Nabenhöhe (180m Spitzenhöhe)

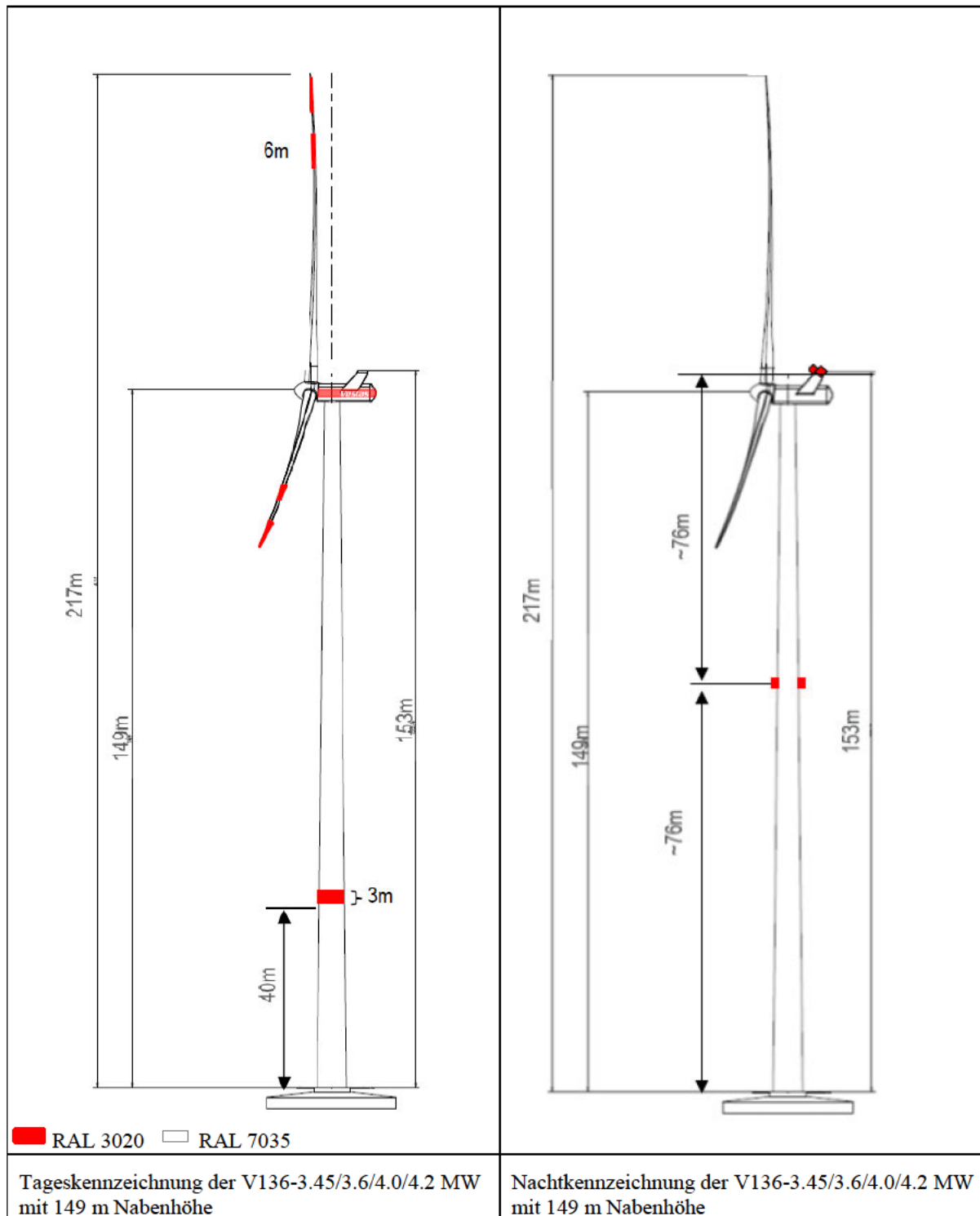


		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V26	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 20/37

2.4.3. 132m Nabenhöhe (200m Spitzenhöhe)

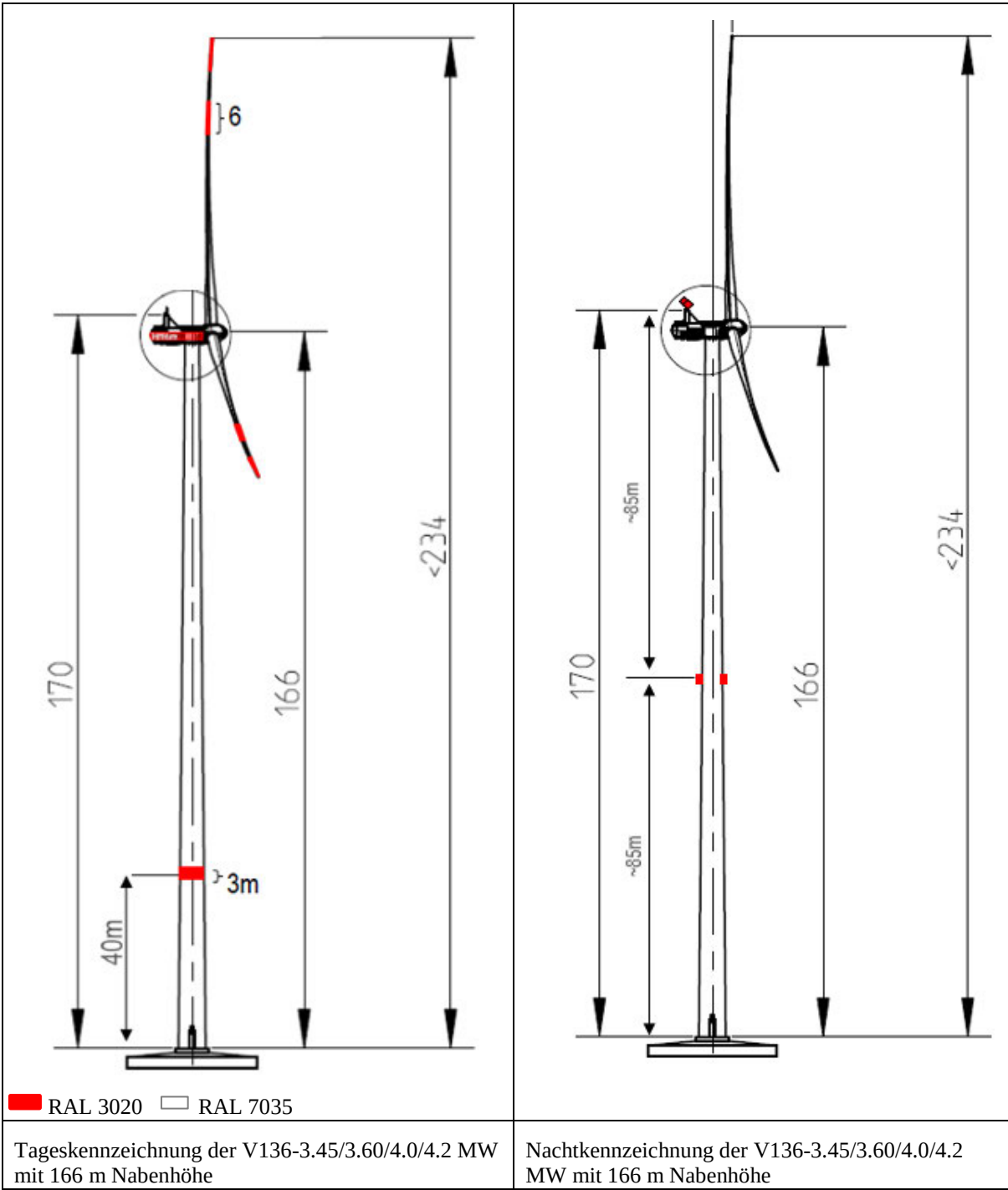


2.4.4. 149m Nabenhöhe (217m Spitzenhöhe)



PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V26	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 22/37

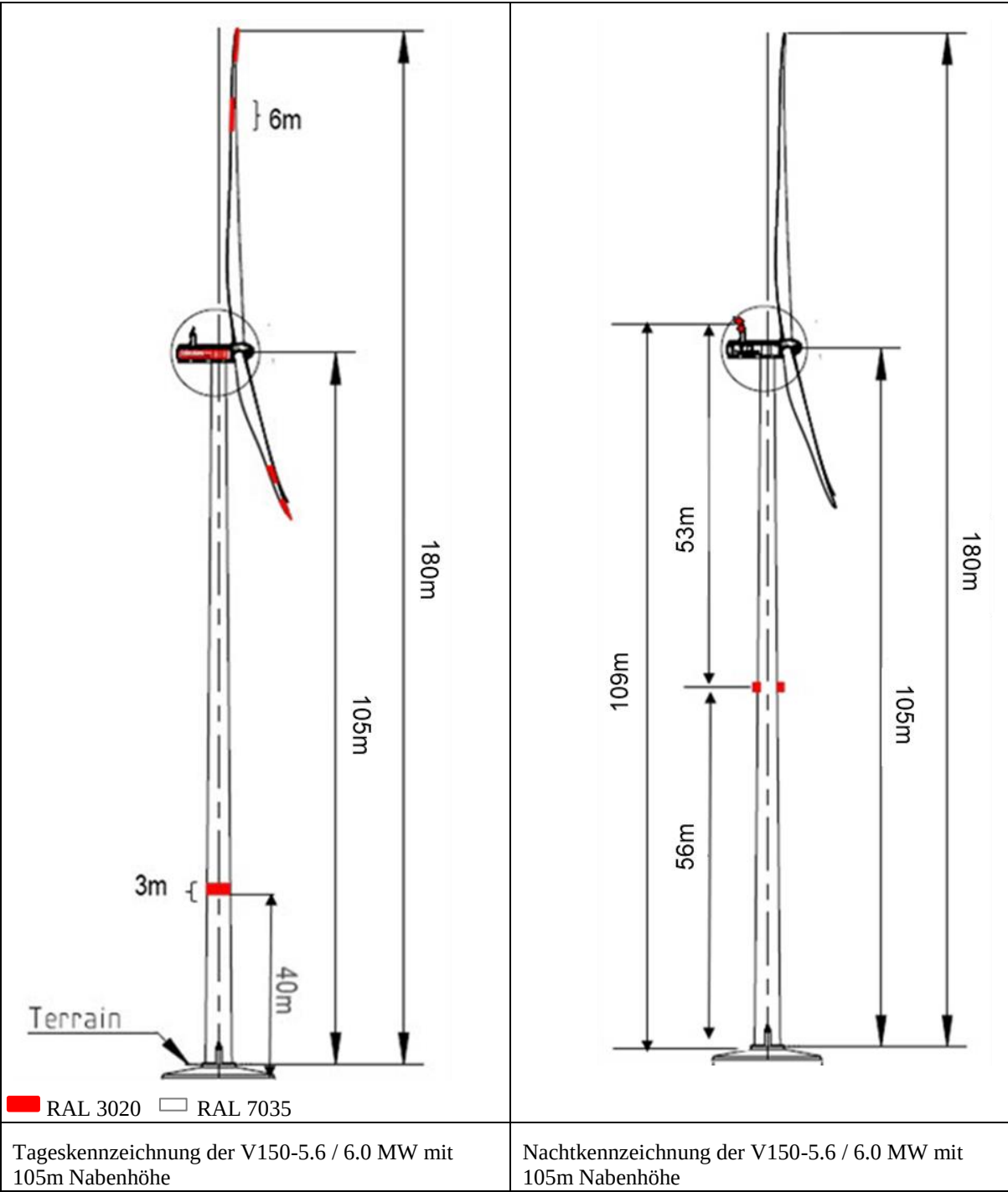
2.4.5. 166m Nabenhöhe (234m Spitzenhöhe)



PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V26	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 23/37

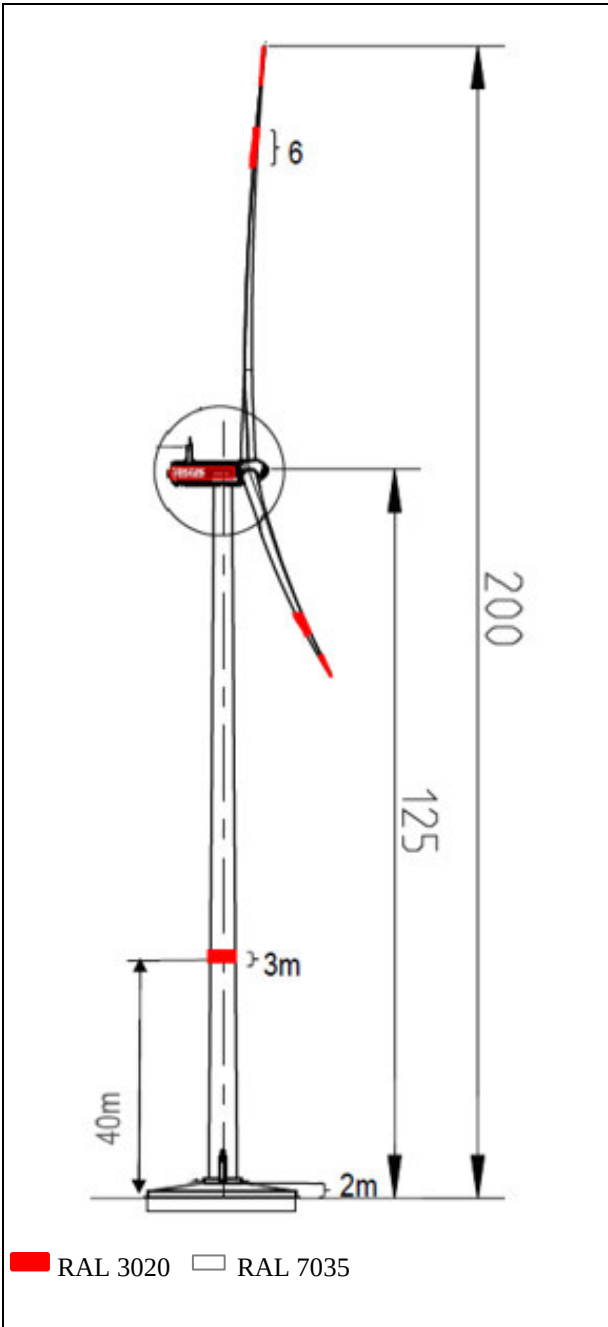
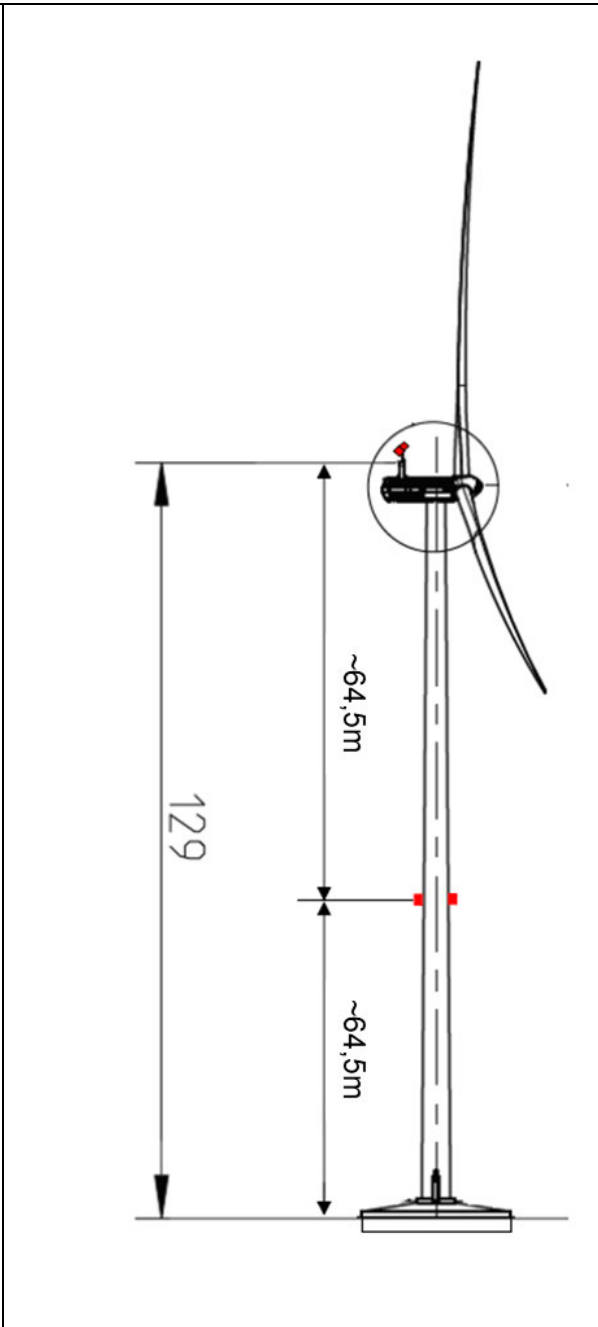
2.5. V150-4.0 / 4.2MW -5.6 / 6.0MW

2.5.1. 105m Nabenhöhe (180m Spitzenhöhe)

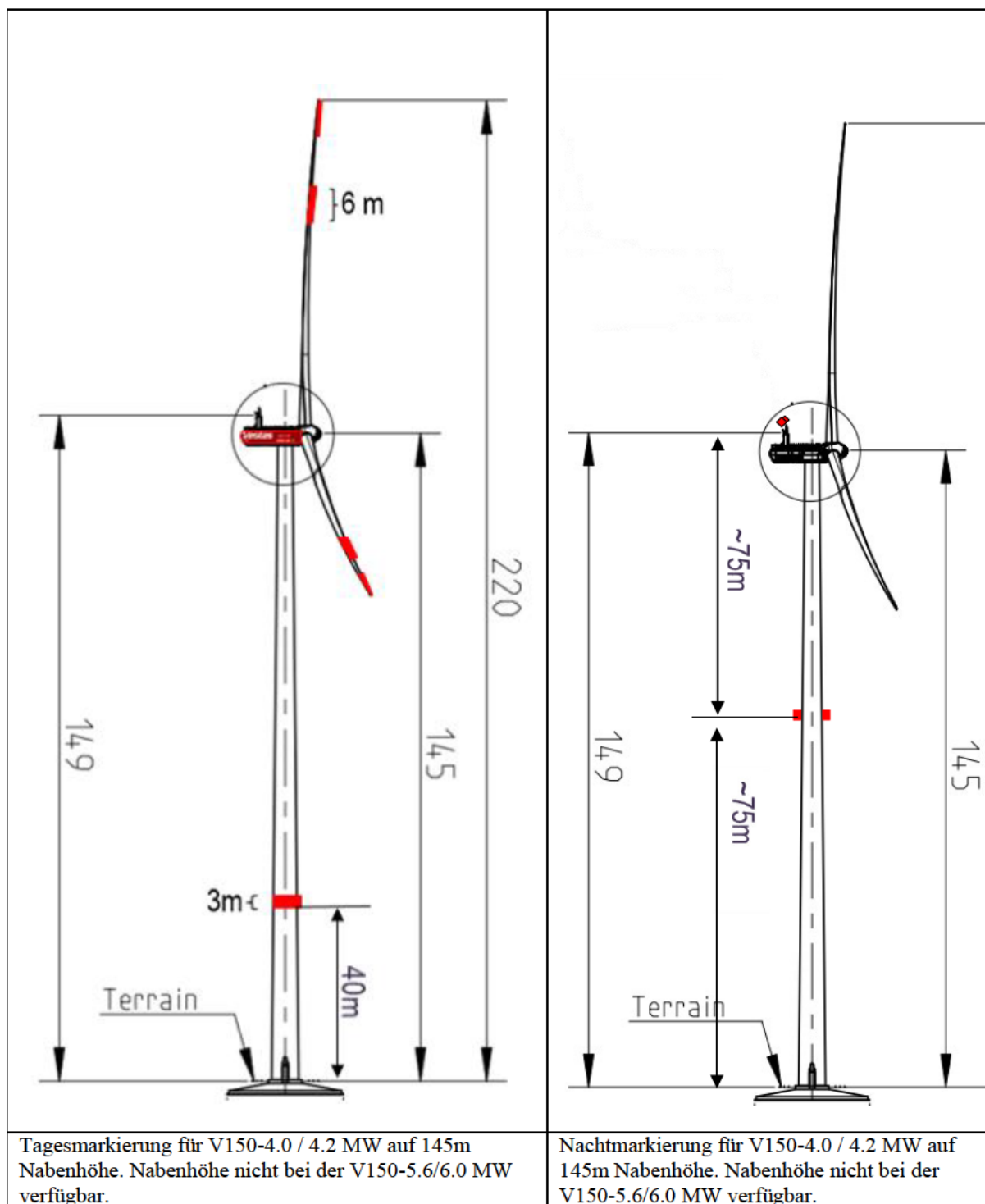


PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V26	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 24/37

2.5.2. 125m Nabenhöhe* (200m Spitzenhöhe)

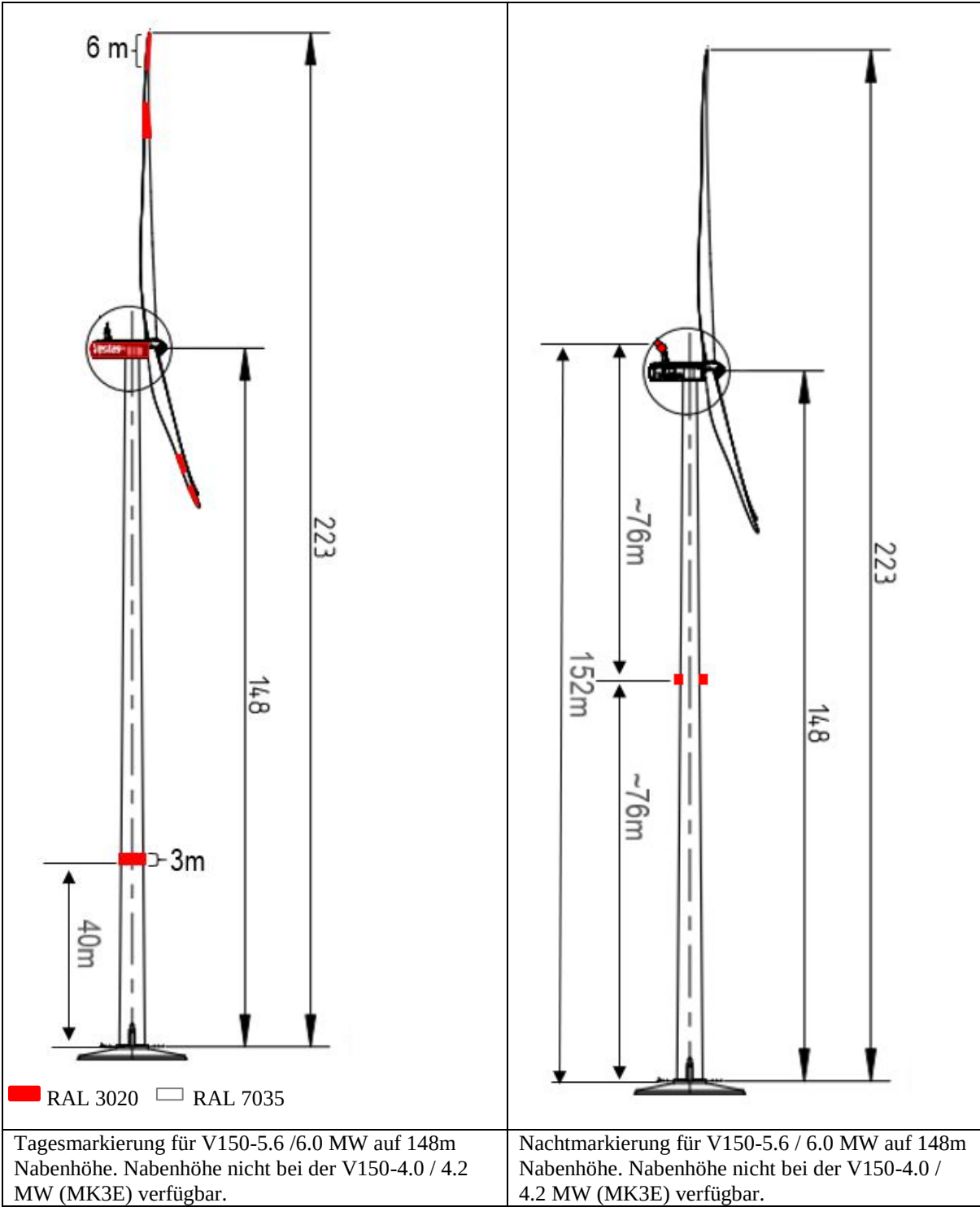
 ■ RAL 3020 □ RAL 7035	
Tageskennzeichnung der V150-4.0 / 4.2 / 5.6 / 6.0 MW mit 125m Nabenhöhe Bei der 4.0/4.2MW (MK3E) Variante handelt es sich um einen 123m Turm mit einer 2 m hohen Fundamenterhöhung	Nachtkennzeichnung der V150-4.0 / 4.2 / 5.6 / 6.0 MW mit 125m Nabenhöhe Bei der 4.0/4.2MW (MK3E) Variante handelt es sich um einen 123m Turm mit einer 2 m hohen Fundamenterhöhung

2.5.3. 145m Nabenhöhe (220m Spitzenhöhe)



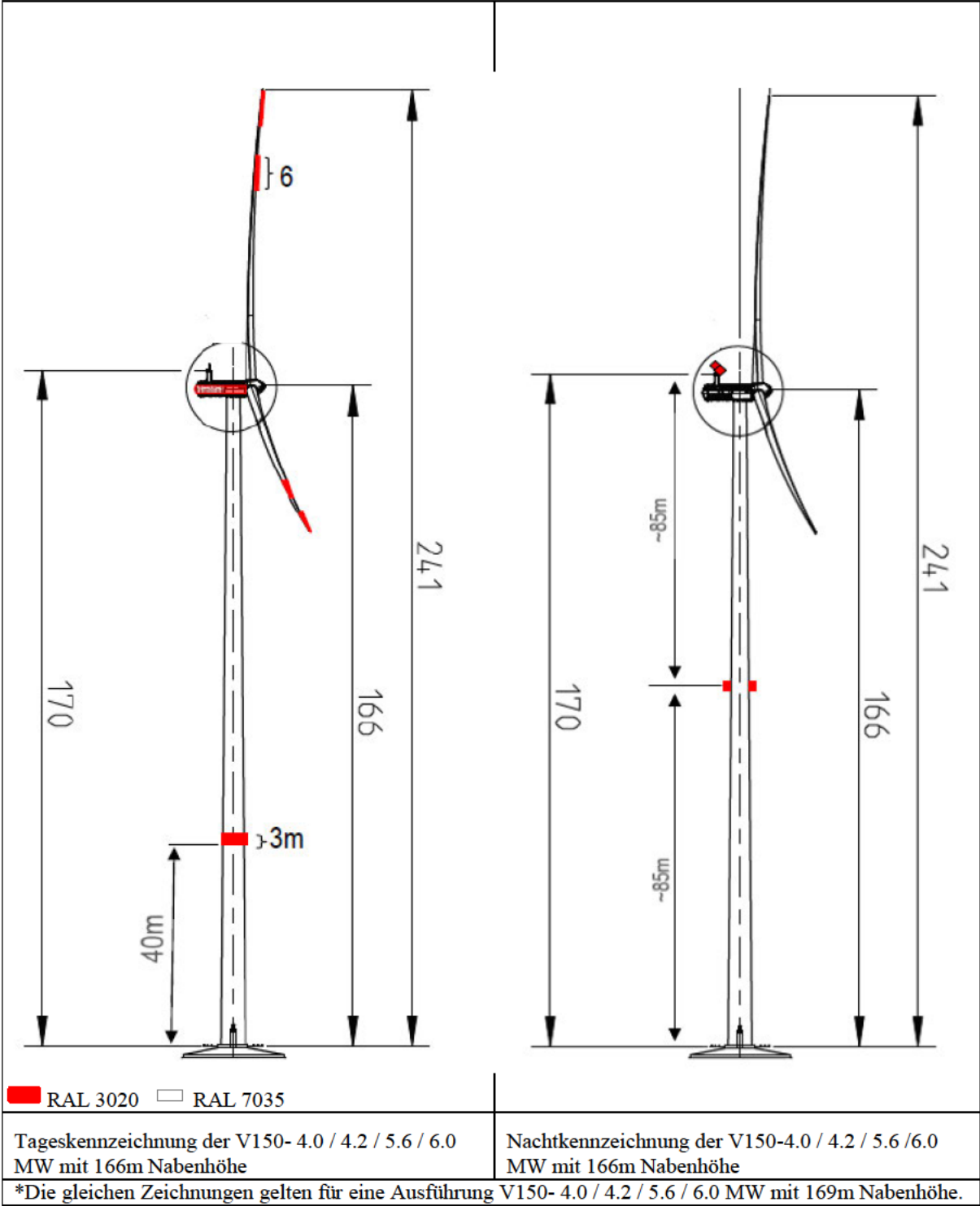
PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V26	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 26/37

2.5.4. 148m Nabenhöhe (223m Spitzenhöhe)



PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V26	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 27/37

2.5.5. 166/169m Nabenhöhe
(241/244m Spitzenhöhe)

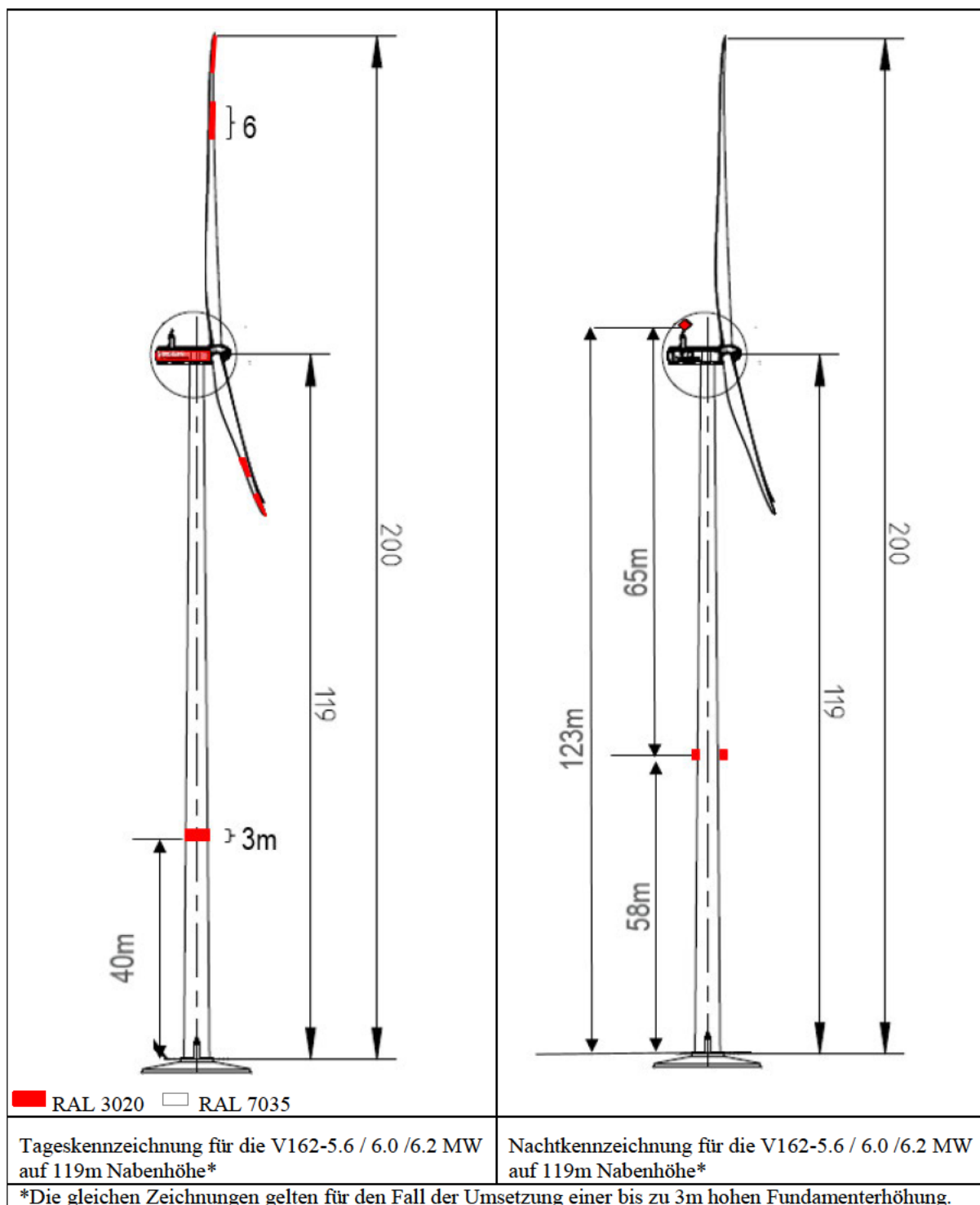


2024-07-24 15:07 UTC - v.harjes@oeko-tec-berlin - Vincent Harjes

T05 0049-8134 Ver 26 - Approved- Exported from DMS: 2024-05-21 by INVOL

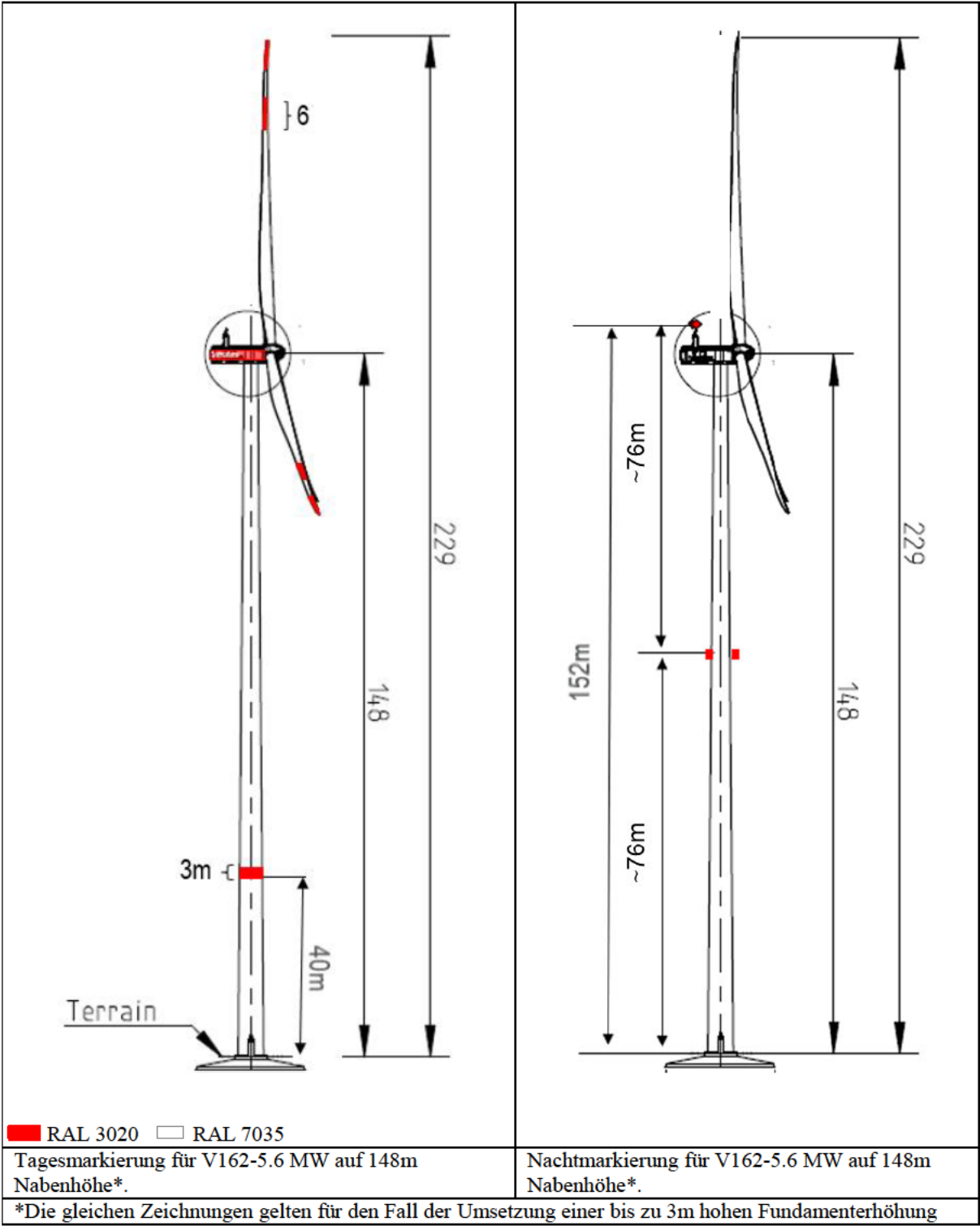
2.6. V162-5.6 / 6.0 / 6.2MW

2.6.1. 119m Nabenhöhe (200m Spitzenhöhe)



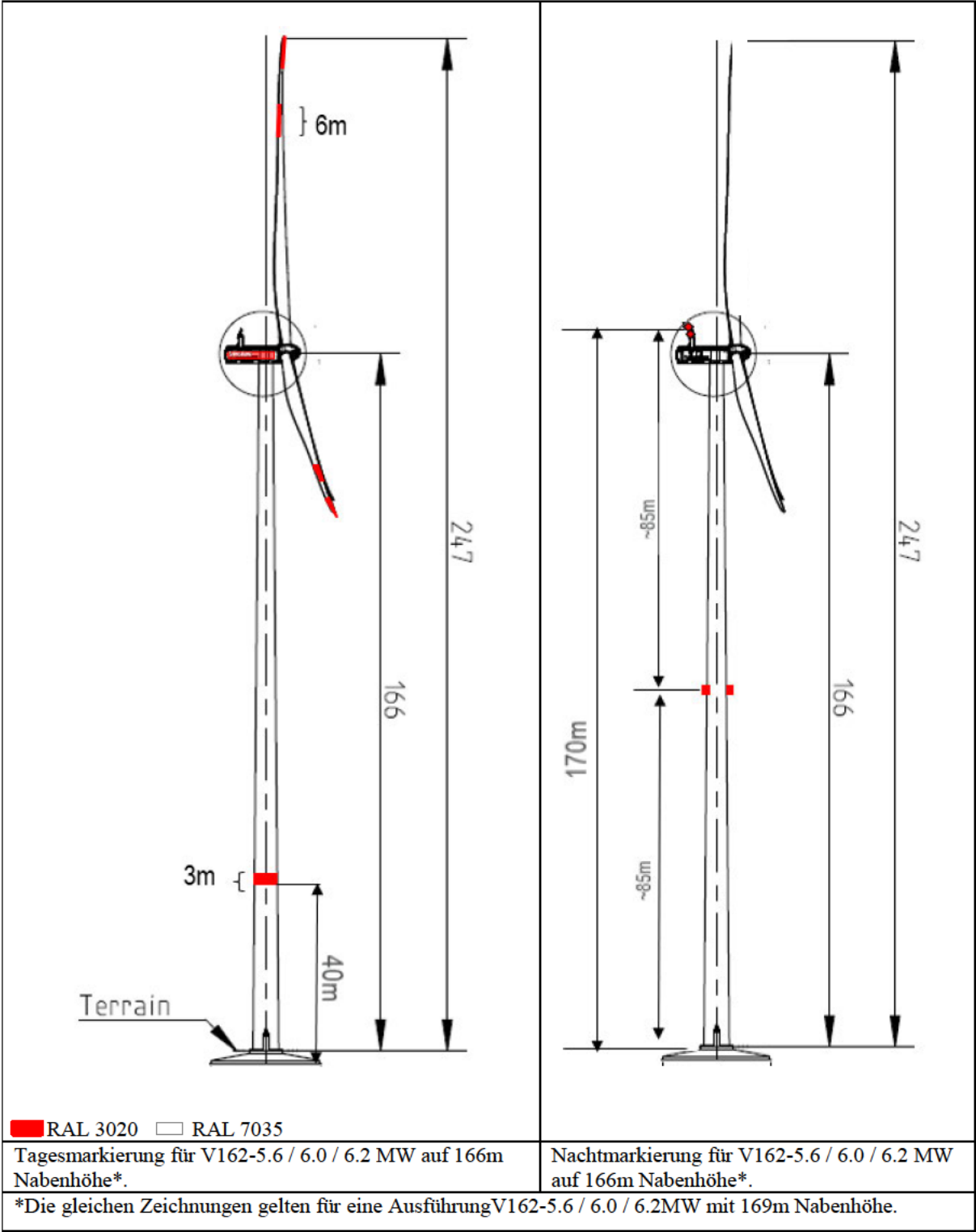
PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V26	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 29/37

2.6.2. 148m Nabenhöhe (229m Spitzenhöhe)



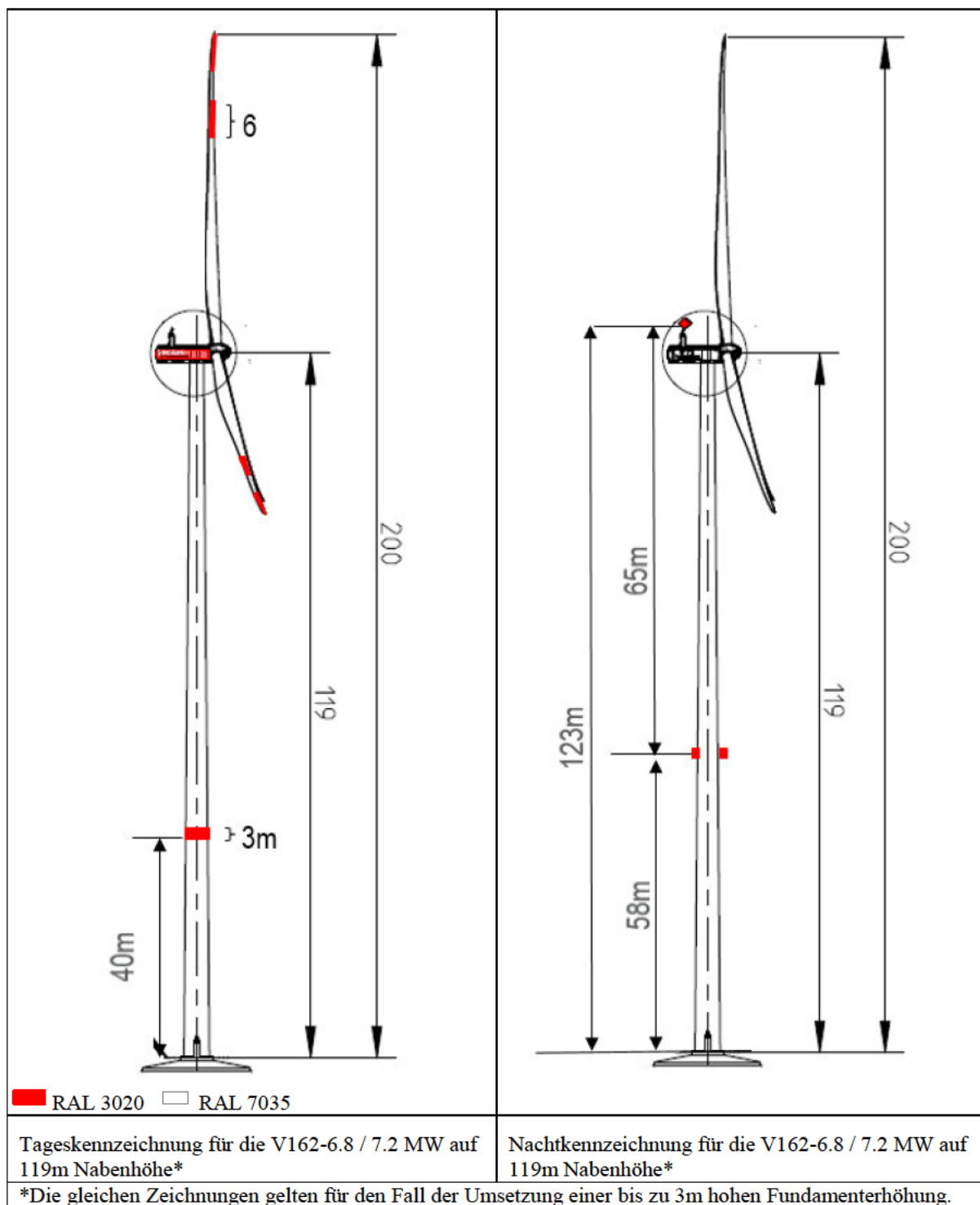
		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V26	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 30/37

2.6.3. 166m/169m Nabenhöhe (247/250m
Spitzenhöhe)



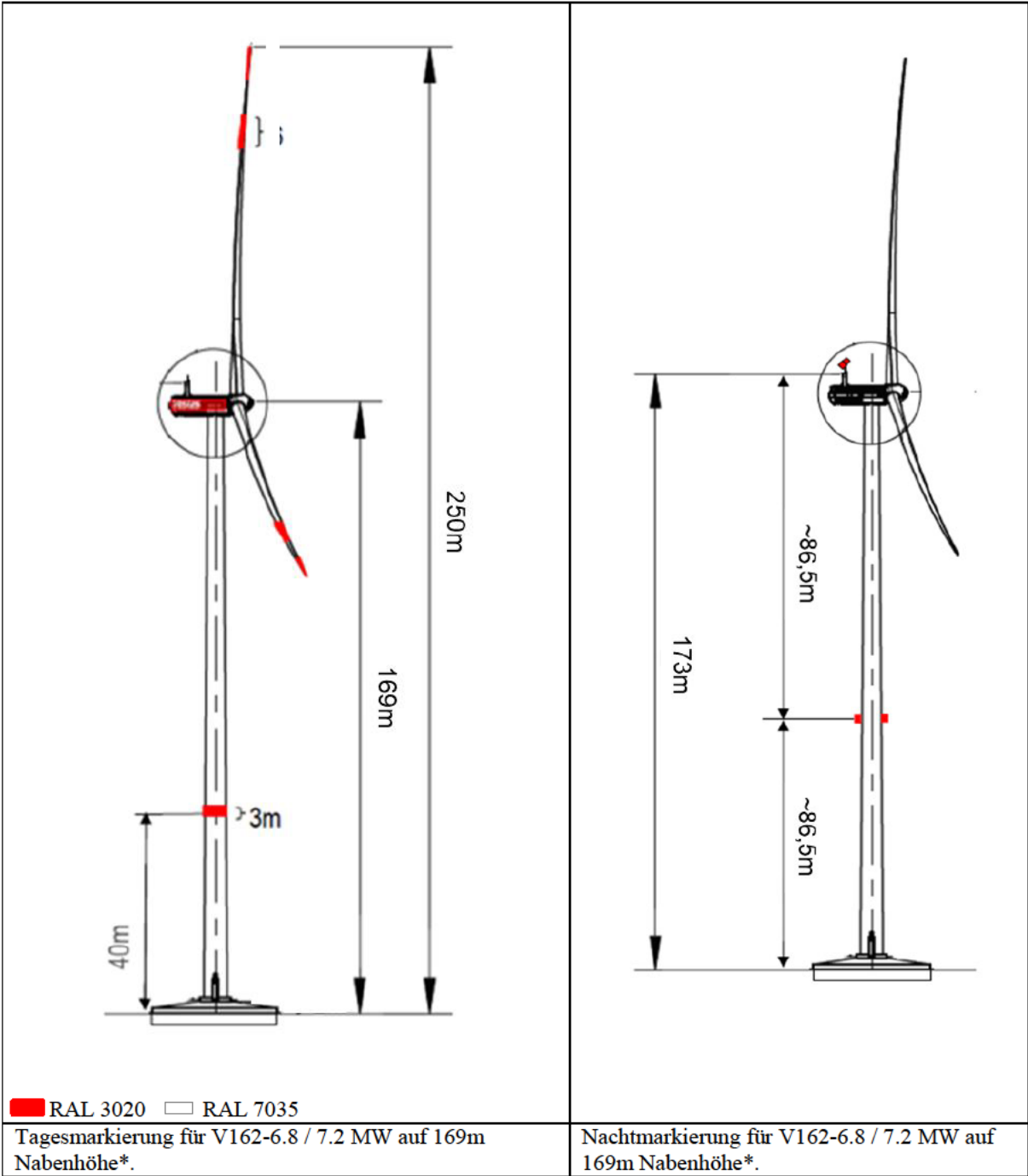
2.7. V162-7.2MW

2.7.1. 119m Nabenhöhe (200m Spitzenhöhe)



PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V26	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 32/37

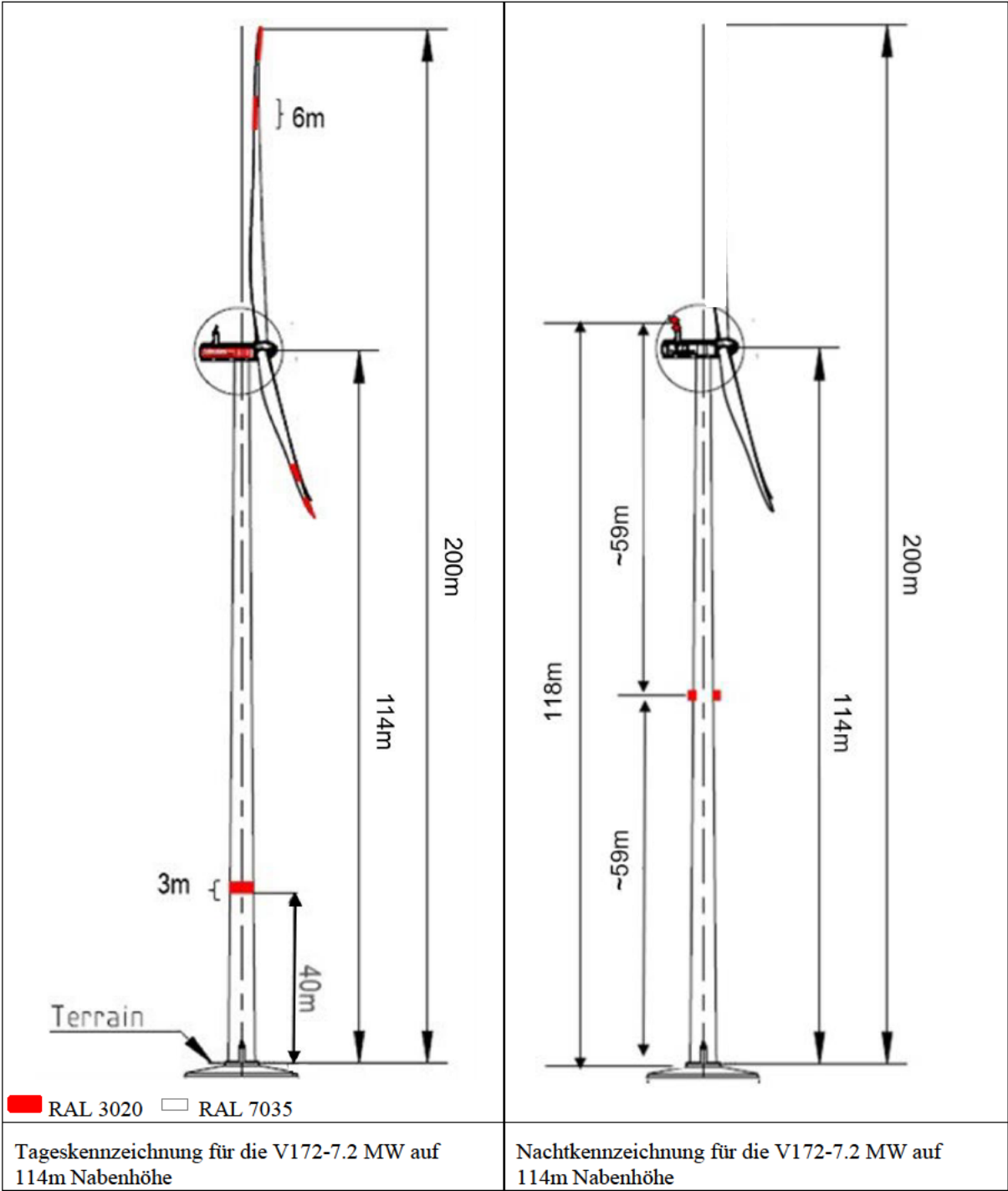
2.7.2. 169m Nabenhöhe (250m Spitzenhöhe)



PUBLIC		
DOKUMENT: 0049-8134.V26	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 33/37

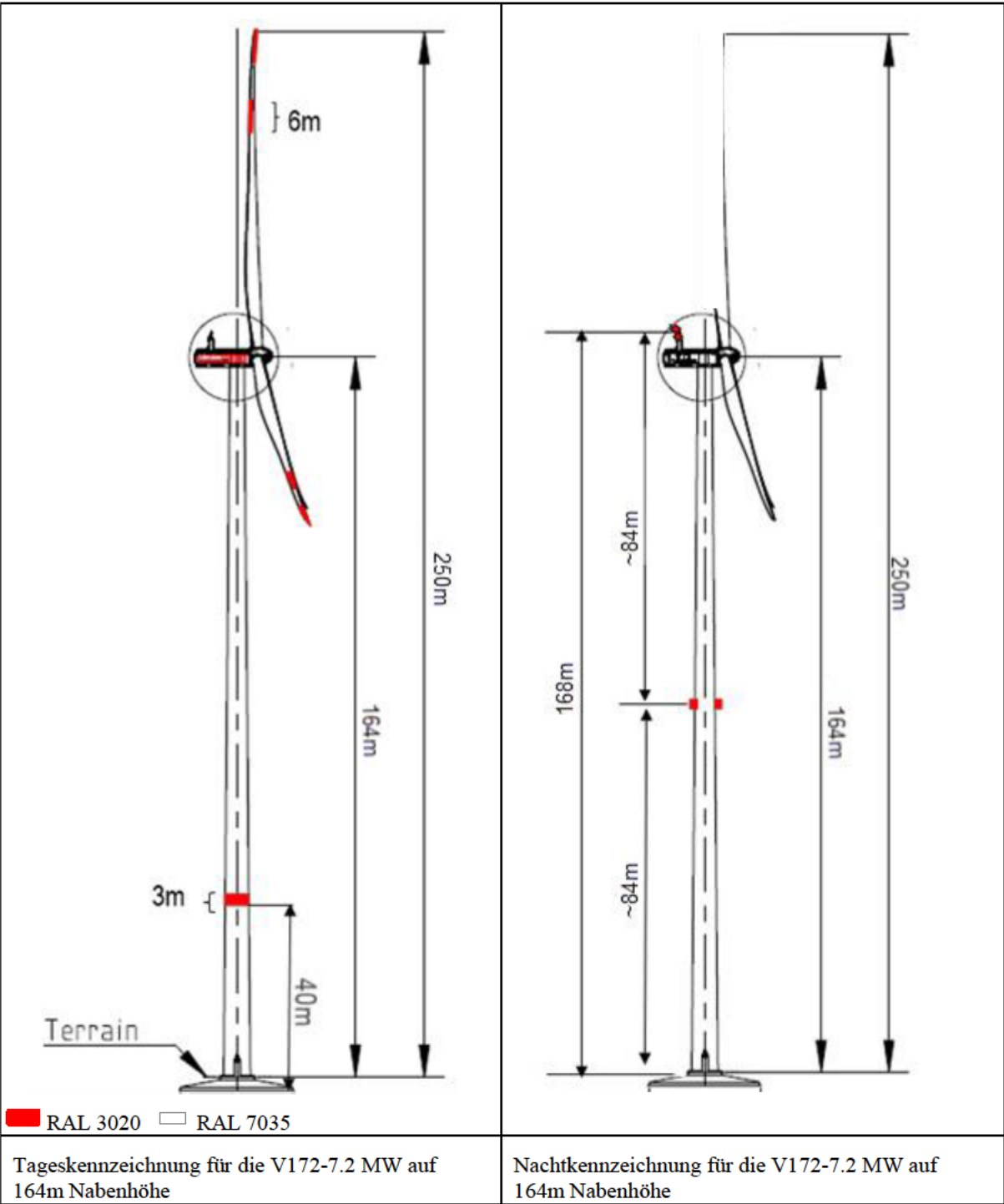
2.8. V172-7.2MW

2.8.1. 114m Nabenhöhe (200m Spitzenhöhe)



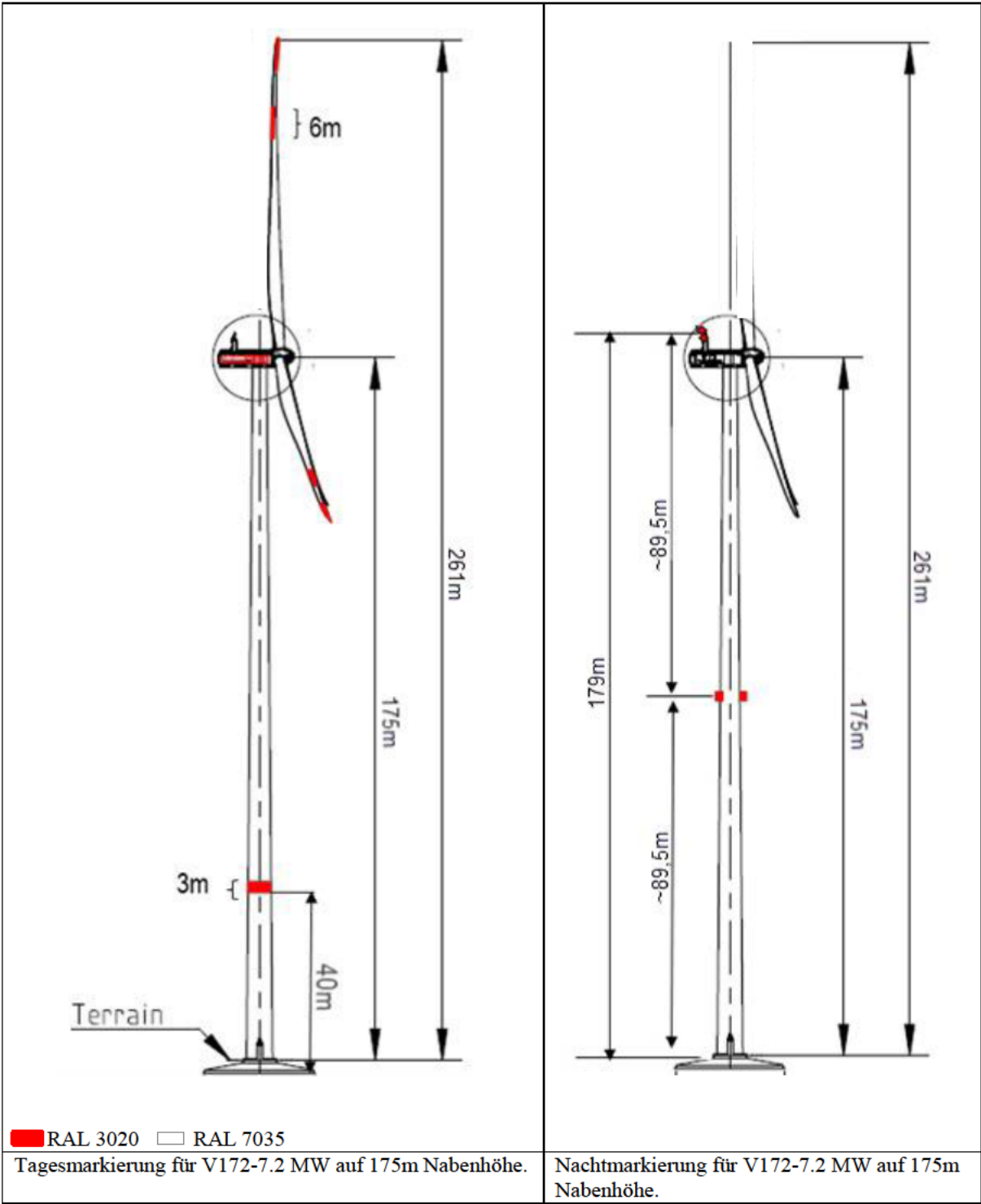
		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V26	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 34/37

2.8.2. 164m Nabenhöhe (250m Spitzenhöhe)



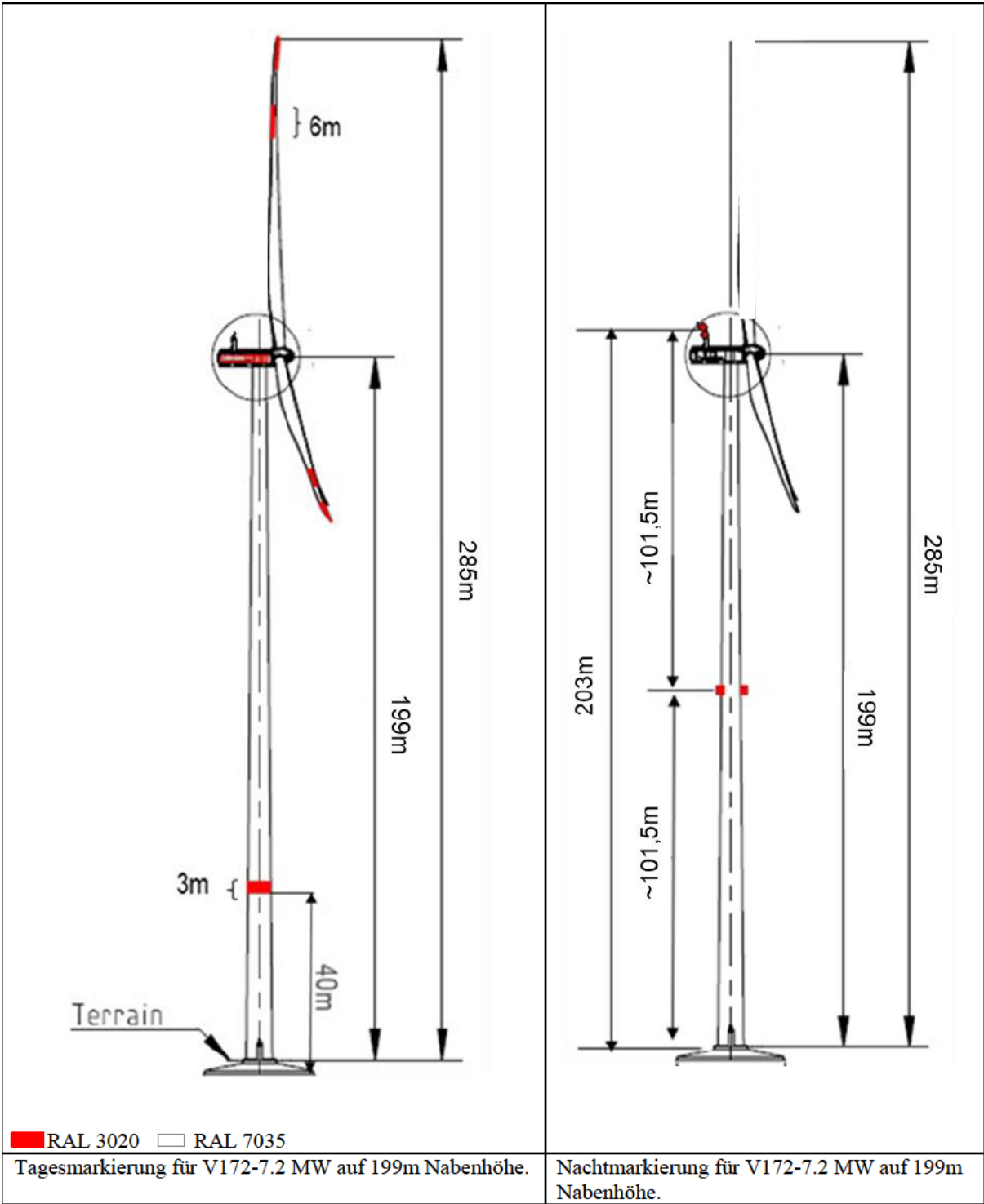
		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V26	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 35/37

2.8.3. 175m Nabenhöhe (261m Spitzenhöhe)



		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V26	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 36/37

2.8.4. 199m Nabenhöhe (285m Spitzenhöhe)



DOKUMENT: 0049-8134.V26	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 37/37
----------------------------	--	----------------

3. Verweise

[1] Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen

[Link Banz AT 30.04.2020 B4](#)

Aufgerufen: Mai 2020

[2] **0092-1230 / 0107-7605** Vestas-Spezifikation für Feuer W, rot und Feuer W, rot ES in Kombination mit einer Infrarotbefeuerung (Maschinenhausbefeuerung)

[3] **0107-8717** Vestas-Spezifikationen für Turmbefeuerung

[4] **0087-9628** Vestas-Spezifikation für Sichtweitenmessgerät

[5] **0107-9741** Vestas-Spezifikation für USV

16.1.8 Abstände / Erschließung (pro Anlage aus 16.1.1 ein Formblatt 16.1.8)

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA 01			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
Vestas V162	ÖKOTEC Windenergie GmbH		33267009	5939058

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Plate	Plate	1	166		

Abstand nach LBauO

					☐
--	--	--	--	--	--------------------------

Erschließung

Plate	Plate	1	174	Gemeinde Plate	☒
Plate	Plate	1	157/2	Gemeinde Plate	☒
Plate	Plate	1	158/2	Gemeinde Plate	☒
Plate	Plate	1	159/2	Gemeinde Plate	☒
Plate	Plate	1	160/2	Gemeinde Plate	☒
Plate	Plate	1	161/2	Gemeinde Plate	☒
Plate	Plate	1	155/2	Gemeinde Plate	☒

Gewässerquerung

					☐
--	--	--	--	--	--------------------------

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

Anlagentyp		ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung			Zustimmung
Betreiber		Ostwert		Nordwert		Datum		AZ.:	
Gemeinde		Gemarkung		Flur		Flurstücke			☐

16.1.8 Abstände / Erschließung (pro Anlage aus 16.1.1 ein Formblatt 16.1.8)

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA 02			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
Vestas V162	ÖKOTEC Windenergie GmbH		33267050	5938727

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Plate	Plate	1	175		

Abstand nach LBauO

					☐
--	--	--	--	--	--------------------------

Erschließung

Plate	Plate	1	174	Gemeinde Plate	☒
Plate	Plate	1	157/2	Gemeinde Plate	☒
Plate	Plate	1	158/2	Gemeinde Plate	☒
Plate	Plate	1	159/2	Gemeinde Plate	☒
Plate	Plate	1	160/2	Gemeinde Plate	☒
Plate	Plate	1	161/2	Gemeinde Plate	☒
Plate	Plate	1	155/2	Gemeinde Plate	☒

Gewässerquerung

					☐
--	--	--	--	--	--------------------------

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

Anlagentyp		ETRS 89/UTM Koordinaten		Genehmigung		Zustimmung
Betreiber		Ostwert		Nordwert		
Gemeinde		Gemarkung		Flur		☐

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
WEA 01	Windpark Plate Nord	Vestas	V162-7.2 MW	-	169	162	250	7,2	
WEA 02	Windpark Plate Nord	Vestas	V162-7.2 MW	-	169	162	250	7,2	

16.1.10 Oktav-Schallleistungspegel (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
WEA 01	tags	9,6	90,2	98,1	101,5	101,9	100,4	95,9	88,3	77,6	107,2
WEA 02	tags	9,6	90,2	98,1	101,5	101,9	100,4	95,9	88,3	77,6	107,2
WEA 01	nachts	8,0	85,3	92,9	96,1	96,3	94,7	90,3	82,8	72,4	101,7
WEA 02	nachts	8,3	86,3	93,9	97,1	97,3	95,7	91,2	83,7	73,2	102,7