

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"
	Ostwert	Nordwert	Breitengrad (Latitude)			Längengrad (Longitude)							
			Grad °	Minuten '	Sekunden " (Nord)	Grad °	Minuten '	Sekunden " (Ost)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Repoweringvorhaben - Rückbau von 5 Alt-WEA vom Typ Nordex (Alt-WEA 1 bis Alt-WEA 5) und Errichtung und Betrieb von 4 WEA vom Typ VESTAS V150-5.6 MW mit STE (WEA 1 bis WEA 4) WEA Nr: WEA-Typ; Gesamthöhe; Nabenhöhe; Rotor Durchmesser WEA 1: VESTAS V150-5.6 MW; 200,00 m; 125,00 m; 150,00 m WEA 2: VESTAS V150-													

Antragsteller: Windpark Neubukow GmbH & Co. Betriebs-KG

Aktenzeichen:

Erstelldatum: 16.05.2024 Version: 1 Erstellt mit: ELiA-2.8-b4

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 "						Grad °	Minuten '	Sekunden "
		(Nord)		(Ost)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
5.6 MW; 200,00 m; 125,00 m; 150,00 m WEA 3: VESTAS V150- 5.6 MW; 200,00 m; 125,00 m; 150,00 m WEA 4: VESTAS V150- 5.6 MW; 200,00 m; 125,00 m; 150,00 m													
WEA 1	33279894	5991465	54	1	27.9	11	38	22.5	Buschmühl en	1	157	<input type="checkbox"/>	
WEA 2	33279793	5991761	54	1	37.3	11	38	16.2	Buschmühl en	1	163	<input type="checkbox"/>	
WEA 3	33279510	5991527	54	1	29.3	11	38	1.2	Buschmühl en	1	161/2	<input type="checkbox"/>	
WEA 4	33279500	5991879	54	1	40.7	11	37	59.8	Buschmühl en	1	167/2	<input type="checkbox"/>	

16.1.2 Raumordnung/Zielabweichung/Regionalplanung

Das Vorhaben befindet sich im Vorranggebiet für Windenergie Nr. 22 "Neubukow" gemäß RREP Region Rostock.

16.1.3 Sicherheitstechnische Einrichtungen und Vorkehrungen

Aufgrund von Herstellervorgaben sind folgende vertrauliche Dokumente nicht in der Auslegung enthalten:

- Gutachten Maschinenkonstruktion

Anlagen:

- 16_1_3_1_Blitzschutz und elektromagnetische Vertraeglichkeit.pdf
- 16_1_3_2_allgemeine Beschreibung Vestas Erdungssystem.pdf
- 16_1_3_3_Allgemeine Spezifikation Vestas Eiserkennung.pdf
- 16_1_3_3_1_Stellungnahme Option Eiserkennungssystem Deutschland.pdf
- 16_1_3_3_2_Weidmueller BLADEcontrol Ice Detector Certification.pdf
- 16_1_3_3_3_Gutachten Integration BLADEcontrol Ice Detector.pdf
- 16_1_3_4_Gutachten Maschinenkonstruktion_Deckblatt.pdf
- 16_1_3_5_Betriebsanleitung Service-Lift_1.pdf
- 16_1_3_6_Service-Lift Kurzanleitung_1.pdf
- 16_1_3_7_Service-Lift Konformitaetserklaerung_1.pdf

Blitzschutz und elektromagnetische Verträglichkeit

Dokument-Nr.: 0077-8468 v02

Klassifizierung: EINGESCHRÄNKTE WEITERGABE

Typ: T09

Datum: 26.09.2019

Windenergieanlagentyp
EnVentus

Inhaltsverzeichnis

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

1 Abkürzungen und technische Begriffe

Tabelle 1-1: Abkürzungen

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

Tabelle 1-2 Erklärung von Fachbegriffen

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

2 Einleitung

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

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

3 Blitzschutz

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

Das Vestas-Blitzschutzsystem umfasst äußere und innere Blitzschutzsysteme.

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

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

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

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

3.1 Schutzklasse

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

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

Tabelle 3-1: Numerische Werte des Blitzstroms

Blitzparameter			Schutzklasse 1
Scheitelwert des Blitzstroms	I_{max}	[kA]	200
Gesamtladung	Q_{total}	[C]	300
Spezifische Energie	W/R	[kJ/Ω]	10000
Durchschnittliche Steilheit	$di/dt_{30/90\%}$	[kA/μs]	200

3.2 Definition von Blitzschlagpunkten

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

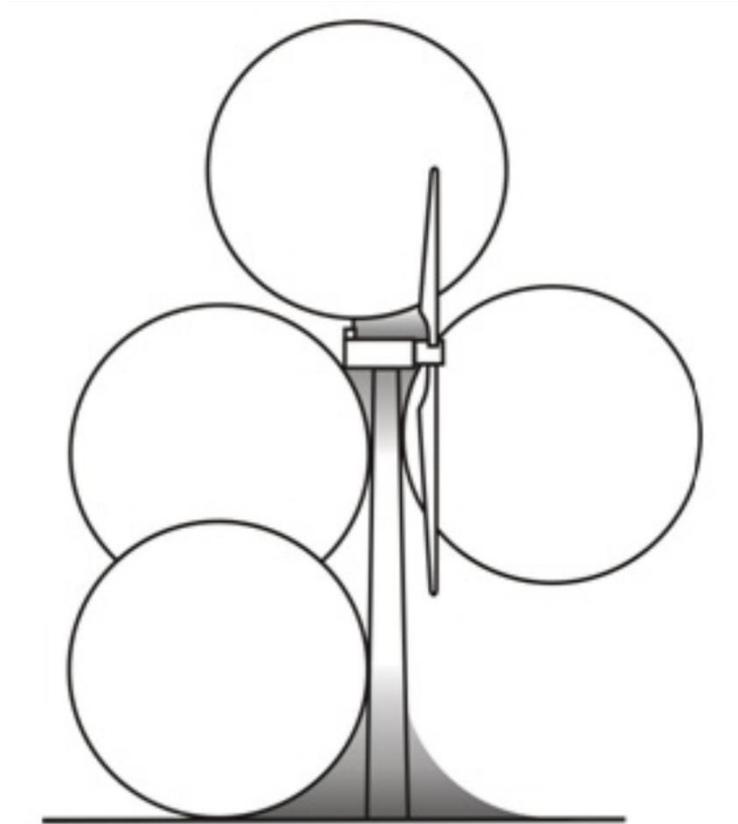


Tabelle 3-2 Das Rollkugelverfahren

3.3 Überblick über das Blitzschutzsystem

Die Windenergieanlage ist darauf ausgelegt, direkte Blitzeinschläge auszuhalten.

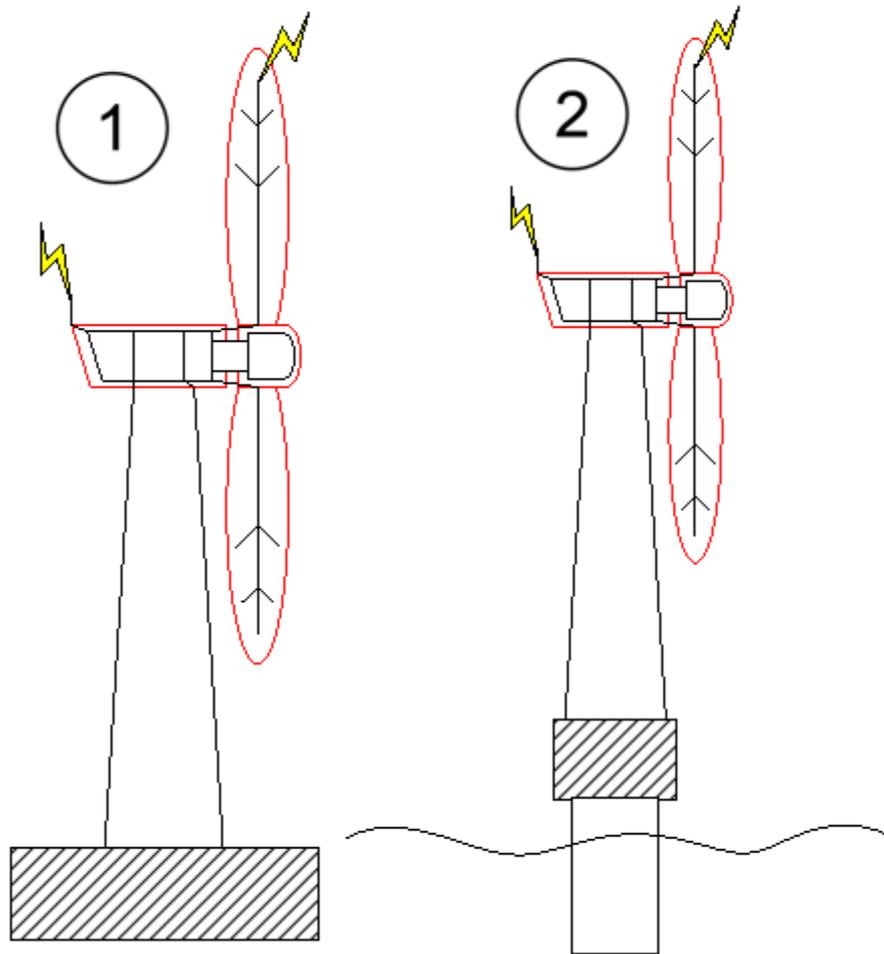


Abbildung 3-1 Blitzschlagpunkte und Blitzableitungssystem

1 Onshore-Windenergieanlage 2 Offshore-Windenergieanlage

3.3.1 Blitzschlagpunkte

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

Maschinenhaus

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

Turm

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

Rotorblätter

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

Blitzstromableiter (LCTU)

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

Erdungssystem

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

Blitzableitungssystem

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

3.4 Rotorblattschutz

EnVentus-Rotorblätter

Das Blitzschutzsystem des Blatts verfügt über vier Hauptelemente: Spitzenschutz-Rezeptoren, Oberflächenschutz, Ableitungssystem und Blitzableiterband.

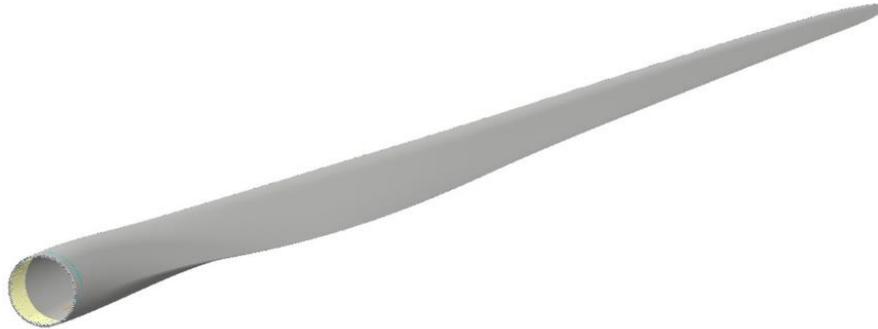


Abbildung 3-2 Rotorblatt mit Blitzableiterband

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

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

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

Das Ableitungssystem endet am Rotorblattband an der Blattwurzel. Das Blattband dient als Schnittstelle zum Blitzstromableiter. Siehe [3.6 Hauptlagerschutz](#) [Seite 8](#) für weitere Informationen zum Blitzstromableiter.

3.5 Schutz des CoolerTop®

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

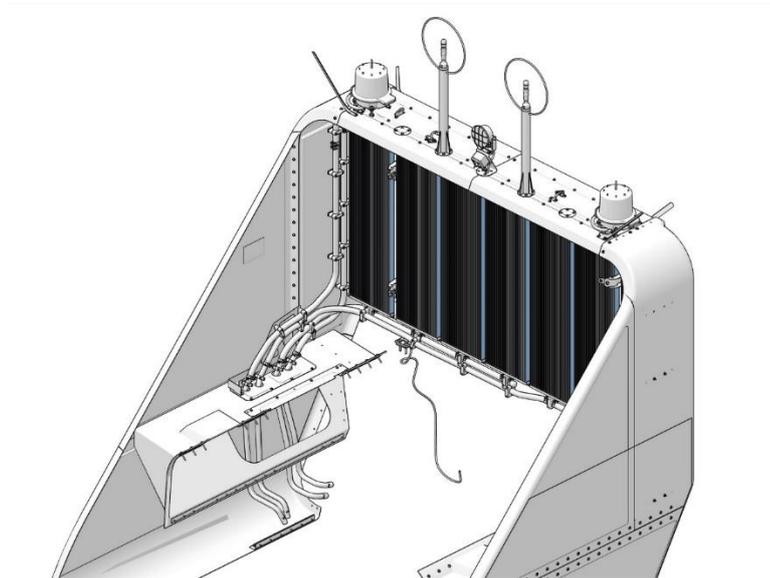


Abbildung 3-3 Darstellung von Ultraschall-Anemometer und Gefahrenfeuer am CoolerTop® an der Rückseite des Maschinenhausdaches beschrieben.

3.6 Hauptlagerschutz

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

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

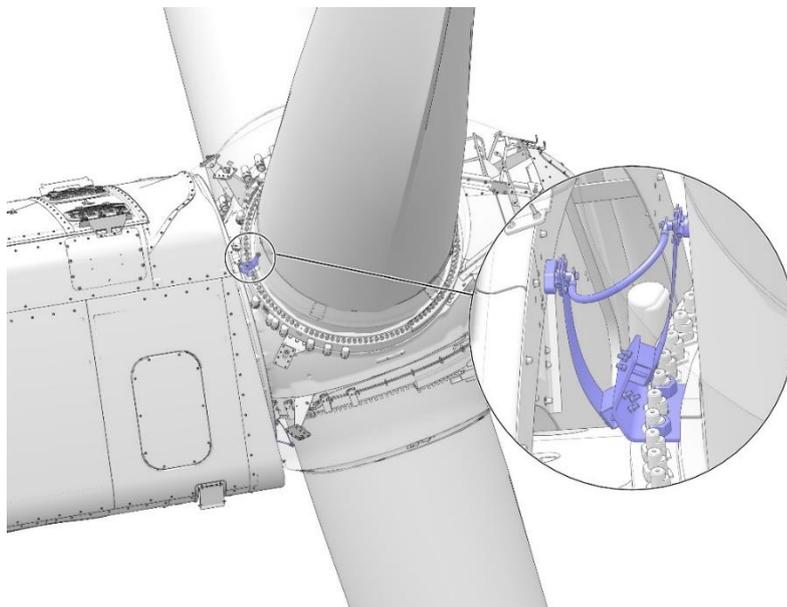


Abbildung 3-4 Darstellung eines Blitzstromableiters zwischen den Rotorblättern und der Maschinenhausstruktur

3.7 Ableitung vom Maschinenhaus zum Turm

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

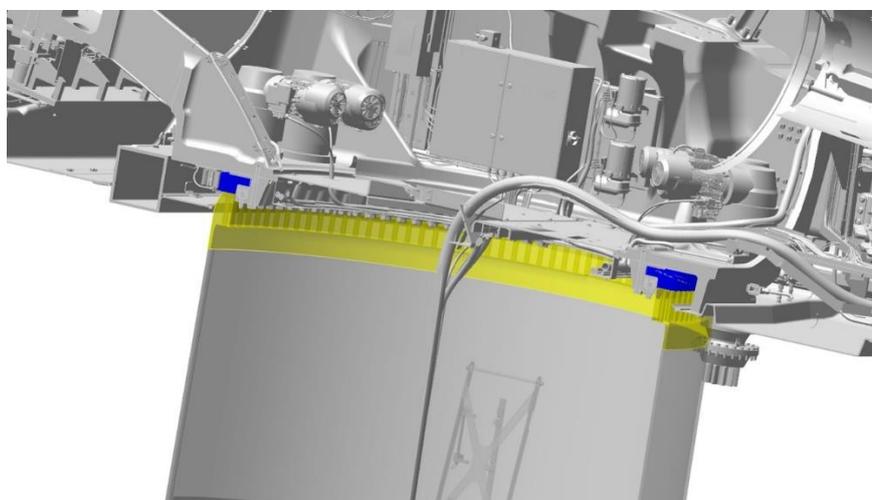
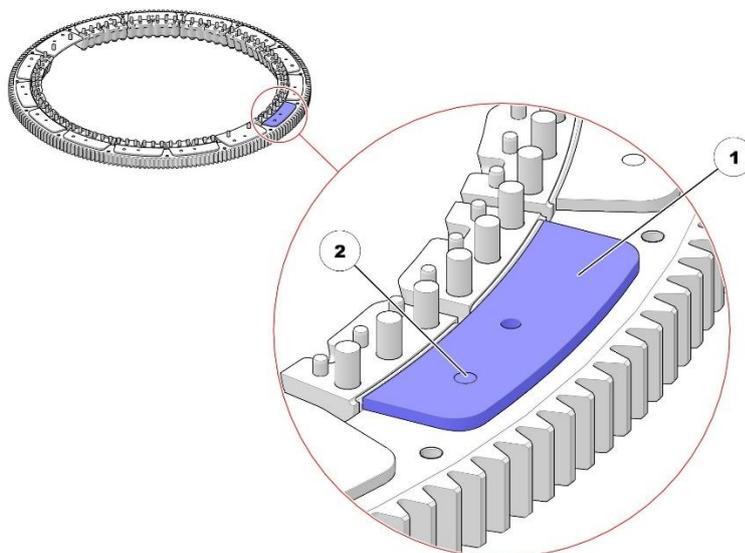


Abbildung 3-5 Darstellung eines Azimutlagerschutzes



1 Gleitplatte

2 Bronzeelement



Abbildung 3-6 Darstellung eines Bronzeelements in einer Nylon-Gleitplatte, die das Maschinenhaus elektrisch mit dem Turm verbindet.

3.8 Turmkonstruktion

Es gibt zwei Arten von Türmen:

- Stahlrohrturm
- Hybridturm (Oberteil aus Stahl und Betonsockel)

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

3.9 Das Ableitungssystem vom Turmfuß zum Erdungssystem

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

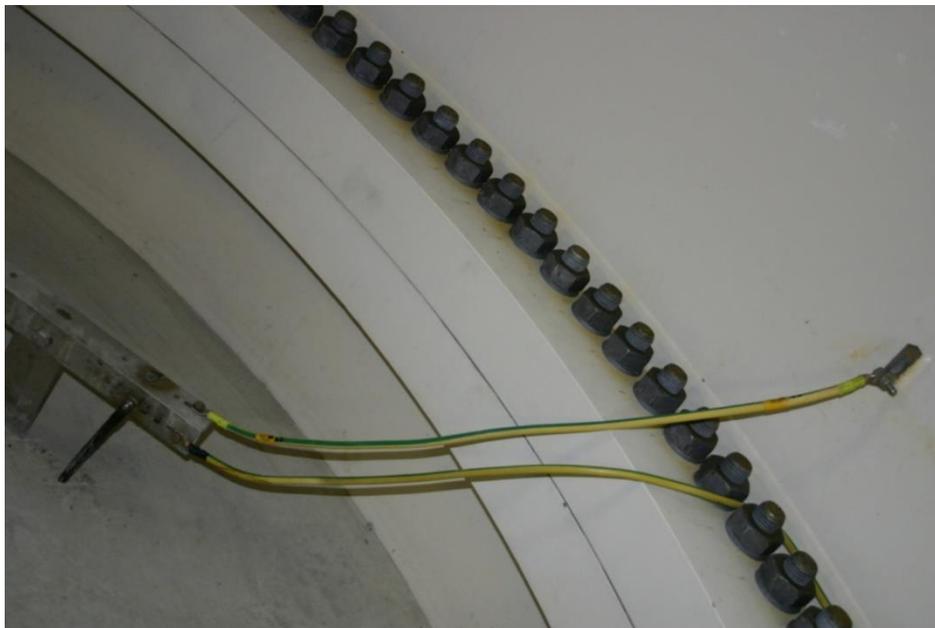


Abbildung 3-7 Verbindung zwischen dem Turm und der Haupterdungsschiene

3.10 Schutz der Elektrik und der Steuerungssysteme

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

3.11 Erdungssysteme

3.11.1 Onshore-Windenergieanlage

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

Das Hybridturm-Erdungssystem ist eine Kombination aus dem Erdungssystem von Vestas und dem

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

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

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

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

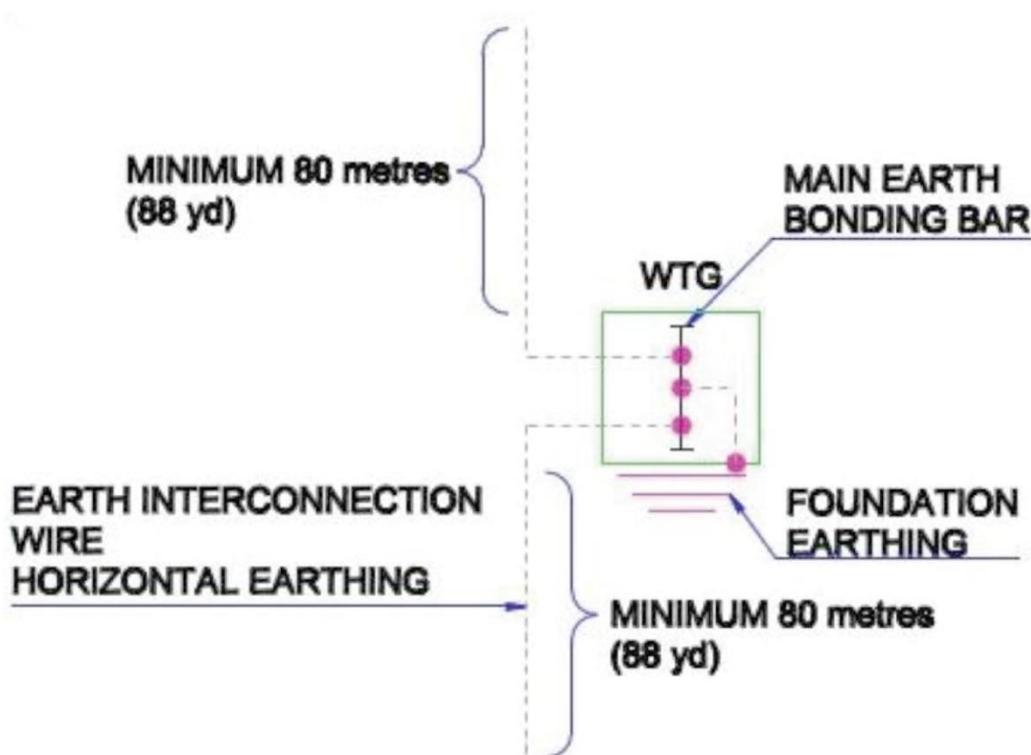


Abbildung 3-8 Prinzipdarstellung des Vestas-Erdungssystems

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

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

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

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

Die Anforderungen der Spezifikation und der Arbeitsanweisung für das Vestas-Erdungssystem entsprechen den Mindestanforderungen von Vestas und der IEC.

Lokale und nationale sowie projektspezifische Anforderungen können gegebenenfalls zusätzliche Maßnahmen erforderlich machen.

3.11.2 Offshore-Windenergieanlage

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

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

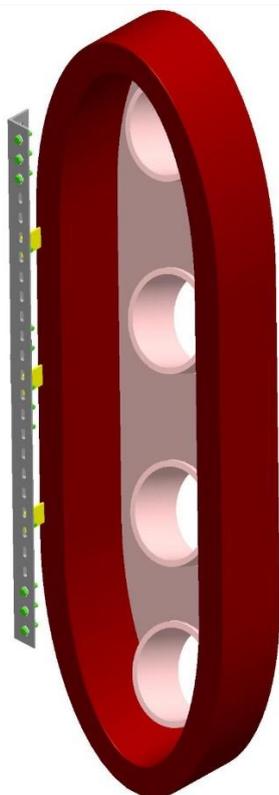


Abbildung 3-9 Mögliche Einbaulage der Hauptpotenzialausgleichsschiene

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

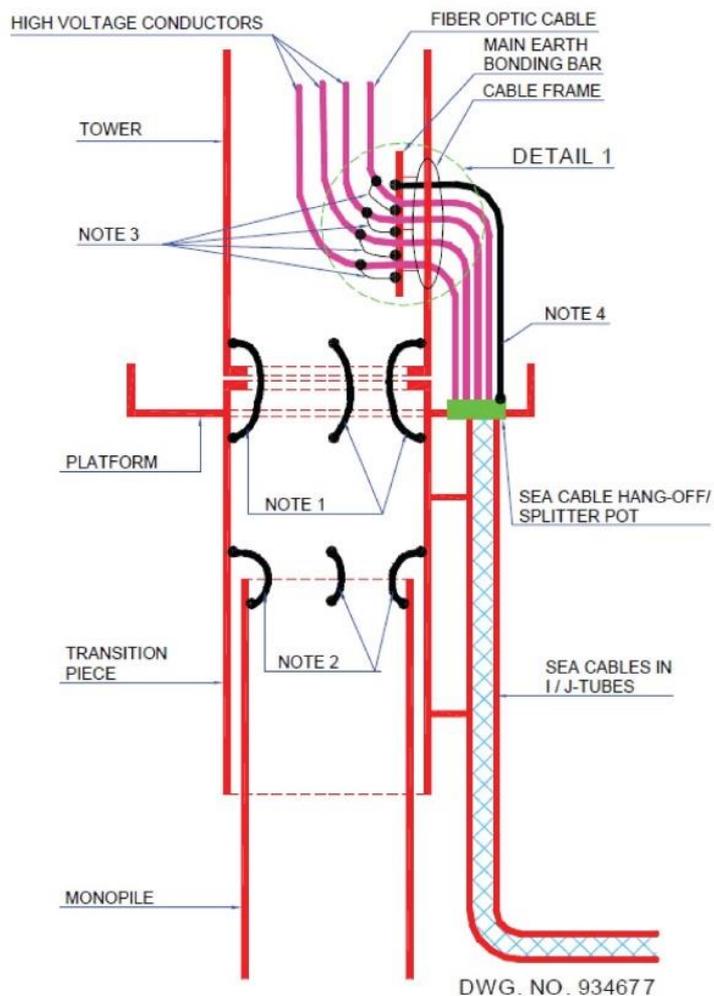


Abbildung 3-10 Prinzipdarstellung des Vestas-Erdungssystems bei J-Rohr-Aufstellung

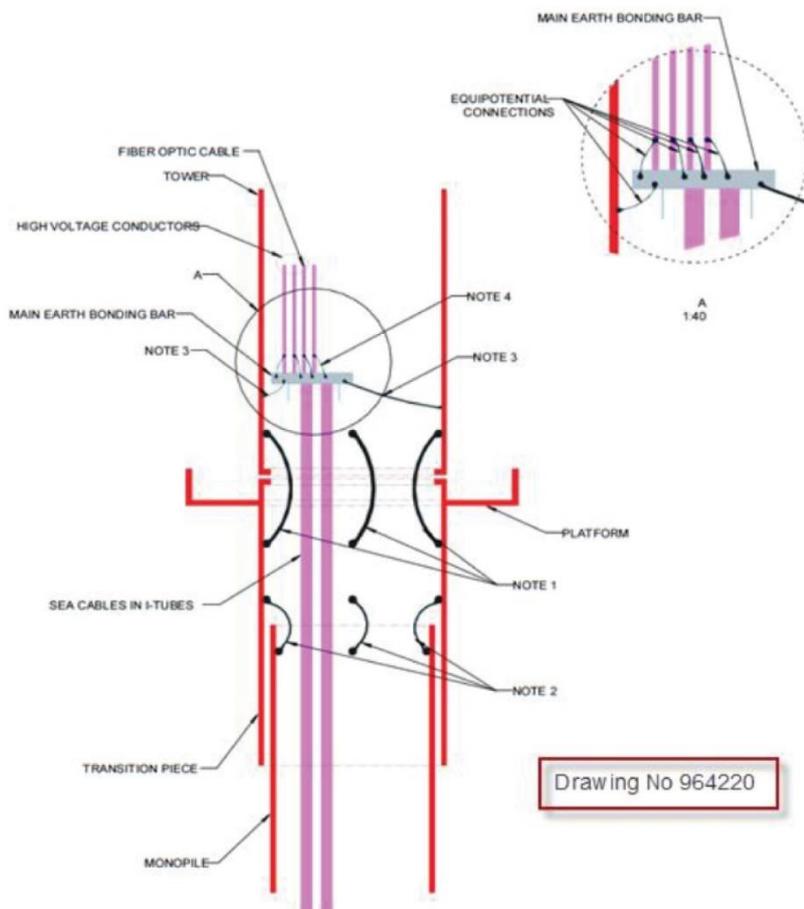


Abbildung 3-11 Prinzipdarstellung des Vestas-Erdungssystems bei I-Rohr-Aufstellung

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

das umgebende Erdreich auf dasselbe Potenzial (Spannung) gebracht werden, entsteht kein inakzeptables Berührungs- oder Schrittspannungspotenzial (Spannung).

3.12 Überprüfung

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

4 EMV

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

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

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

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

4.1 Rechtsvorschriften

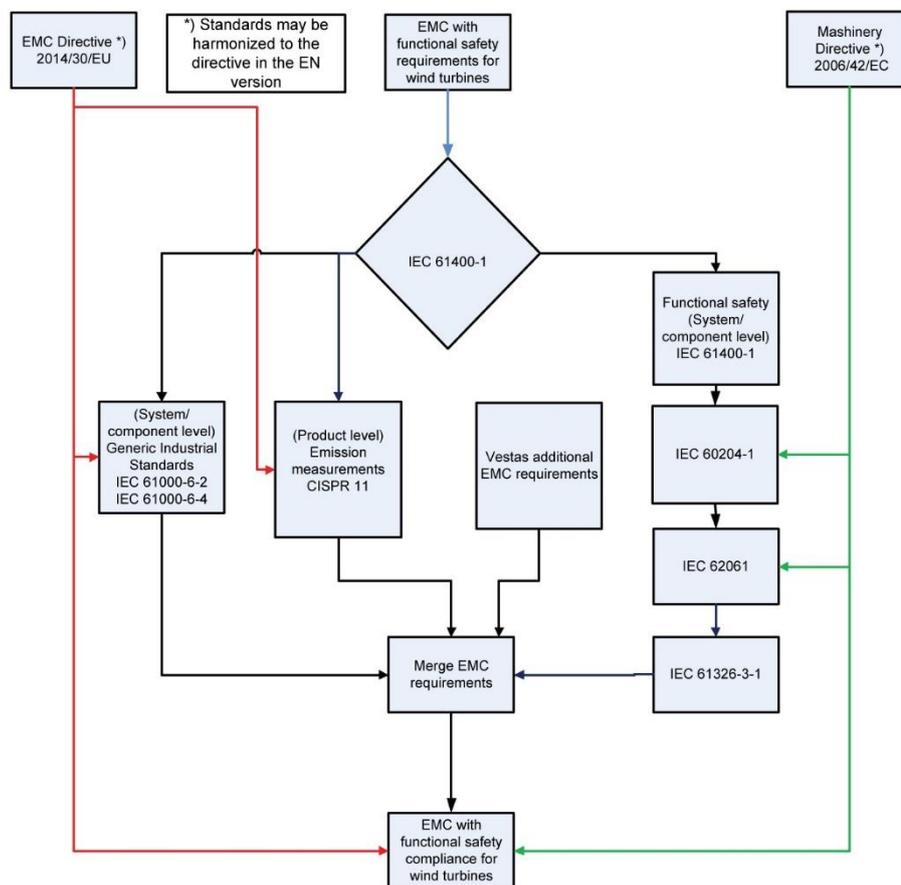


Abbildung 4-1 Rechtsvorschriften

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

RICHTLINIE 2014/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26.
Februar 2014

zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über die elektromagnetische Verträglichkeit (Neufassung).

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

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

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

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

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

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

4.1.1 Grundlegende EMV-Anforderungen

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

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

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

4.2 Konformität der Windenergieanlagen

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

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

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



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

4.3 Anerkannte Regeln der Technik

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

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

4.4 Komponentenübergreifende Konformität

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

Hinsichtlich der Immunität gegenüber ausgestrahlten und leistungsgestrahlten Störungen erfüllen alle in der Windenergieanlage verbauten Komponenten die jeweiligen Produktstandards oder zumindest die Anforderungen

von IEC 61000-6-2 Ed. 3 und IEC 61400-24 Ed. 2. Für elektronische Komponenten gilt im Hinblick auf die Beurteilung der funktionalen Sicherheit die Norm IEC 61326-3-1 Ed. 2.

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

Vestas-Erdungssystem

Windenergieanlagen typ	Mk-Version
Alle Vestas-CTR	Alle Mk-Versionen

Dokumentenhistorie

Rev.-Nr.	Datum	Änderungsbeschreibung
12	08.04.2015	Vorlage und Dokumenttyp aktualisiert

Inhaltsverzeichnis

1	Abkürzungen und technische Begriffe.....	2
2	Zweck.....	2
3	Einleitung	2
4	Systembeschreibung.....	3
5	Referenzdokumente.....	5
5.1	Liste der IEC-Normen	5
5.2	Liste der zugehörigen Dokumente	5
5.3	Referenzdokumente.....	7
5.3.1	Dokumente für Standardfundamente Typ 1	7
5.3.2	Dokumente für Standardfundamente von Patrick & Henderson	8
5.3.3	Dokumente für in Nordamerika verbreitete Fundamente	9
5.3.4	Dokumente für Offshore-Einzelpfahlgründung	9
5.3.5	Dokumente für Pfahlgründungen von Patrick & Henderson	10
5.3.6	Dokumente für Felsgründungen.....	10
5.3.7	Dokumente für Ankerkorbfundamente.....	11

1 Abkürzungen und technische Begriffe

Abkürzung	Erläuterung
Keine	

Tabelle 1-1: Abkürzungen

Begriff	Erläuterung
Keine	

Tabelle 1-2: Erläuterung von Begriffen

2 Zweck

Dieses Dokument enthält die technische Beschreibung des Vestas-Erdungssystems

3 Einleitung

Das Vestas-Erdungssystem besteht aus einzelnen Erdungselektroden, die zu einem gemeinsamen Erdungssystem verbunden sind.

Das Vestas-Erdungssystem ist als Sicherheitserdung und Funktionserdung konzipiert.

Das Vestas-Erdungssystem besteht aus den folgenden Untersystemen:

- Mittelspannungssystem,
- Niederspannungssystem,
- Blitzschutzsystem,
- Fundamenterdung,
- Erdung zwischen Windenergieanlagen.

In jedem Erdungsdokument werden je nach verwendetem Fundamenttyp verschiedene Arbeitsanweisungen angegeben. Siehe Kapitel 5.2 Liste der zugehörigen Dokumente, S. 5.

Die Blitzschutzfunktion ist in das Vestas-Erdungssystem integriert.

Ein Teil des Vestas-Erdungssystems ist die Haupterdungsschiene, die sich am Kabeleintritt aller Zuleitungen zur Windenergieanlage befindet. Die Erdungselektroden werden mit der Haupterdungsschiene verbunden. Zusätzlich sind an allen ankommenden und abgehenden Kabeln der Windenergieanlage Potenzialausgleichsverbindungen installiert.

Die Spezifikationen und die Arbeitsanweisung für das Vestas-Erdungssystem entsprechen den Mindestanforderungen von Vestas und den IEC-Normen. Regionale und nationale Anforderungen können zusätzliche Maßnahmen erforderlich machen.

4 Systembeschreibung

Das Vestas-Erdungssystem für einzelne Windenergieanlagen besteht aus den folgenden beiden einzelnen Erdungsmethoden:

1. Fundamenterdung,
2. Erdverbindungskabel (horizontale Erdungselektrode).

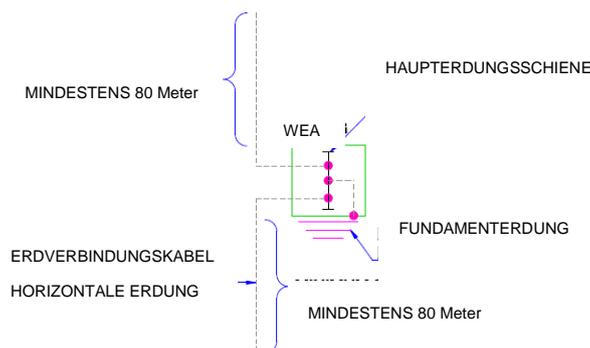


Abbildung 4-1: Vestas-Erdungssystem für eine einzelne Windenergieanlage
(Zeichnungsnr.: 934675)

Die Windenergieanlagen in einem Windpark oder Netz von Windenergieanlagen sind zusätzlich mit Erdverbindungskabeln verbunden.

Dieses Erdverbindungskabel ist sowohl Teil des Erdungssystems als auch Teil des Blitzschutzes. Zwischen den einzelnen Windenergieanlagen und dem Umspannwerk verlaufen Mittelspannungskabel.

Vestas-Erdungssystem

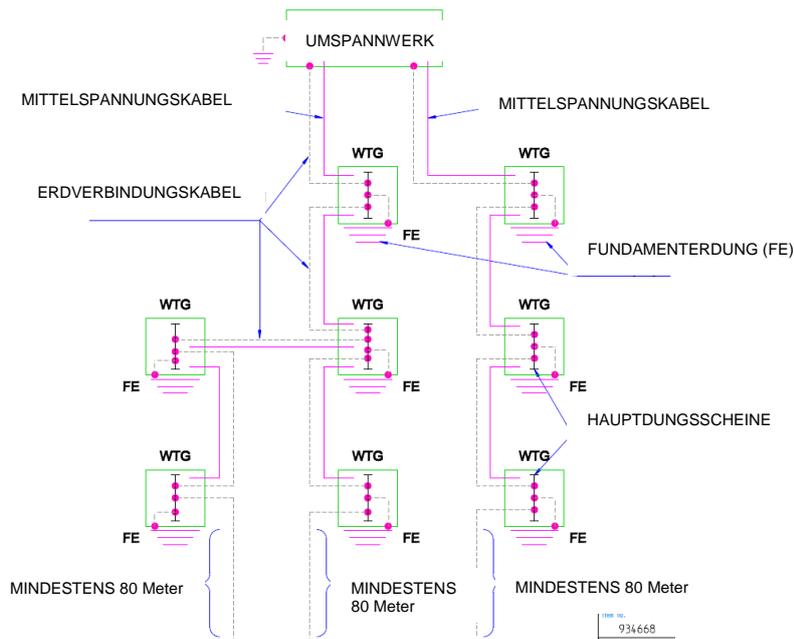


Abbildung 4-2: Erdungssystem in einem Netz (Transformator und Schaltanlage in der Windenergieanlage) (Zeichnungsnr.: 934668)

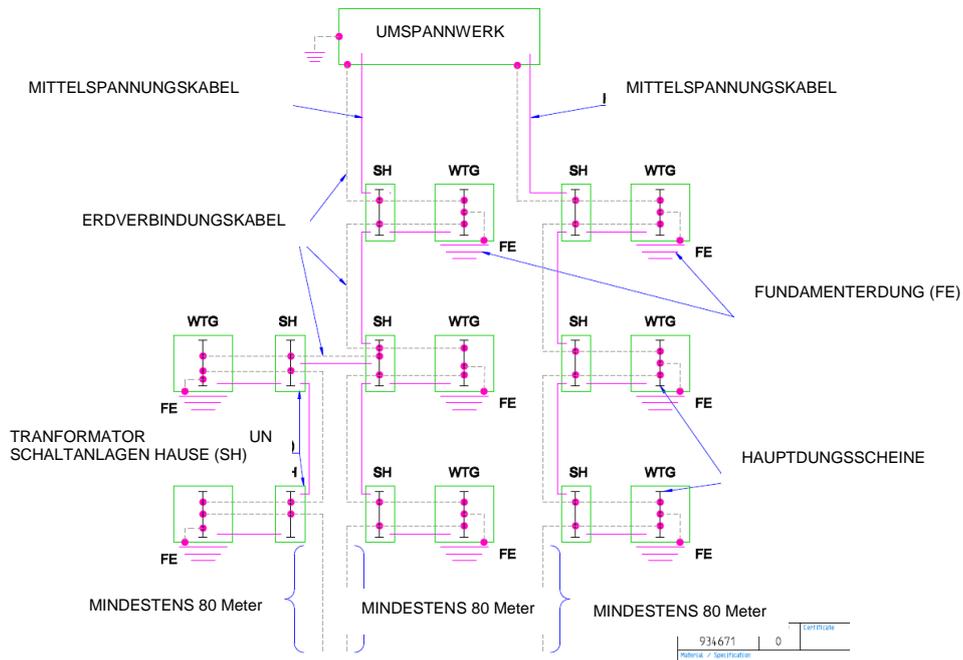


Abbildung 4-3: Erdungssystem in einem Netz (Transformator und/oder Schaltanlage außerhalb der Windenergieanlage) (Zeichnungsnr.: 934671)

5 Referenzdokumente

5.1 Liste der IEC-Normen

Die Bauweise des Vestas-Erdungssystems basiert auf und entspricht den Anforderungen der folgenden internationalen Normen und Richtlinien:

Dokumentennr.	Titel
IEC 61400-24	Windenergieanlagen - Teil 24: Blitzschutz
IEC 60364-5-54	Zweite Ausgabe 2002-06. Elektrische Anlagen in Gebäuden – Teil 5-54: Auswählen und Montieren von elektrischer Ausrüstung – Erdung, Schutzleiter und Potenzialausgleichsleiter
IEC 61936-1	Erste Ausgabe 2002-10. Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV - Teil 1: Allgemeine Bestimmungen

5.2 Liste der zugehörigen Dokumente

In den im nachfolgenden Diagramm aufgeführten Dokumenten wird eine ausführliche Beschreibung des Erdungssystems gegeben. Die Dokumente werden in Abhängigkeit vom Fundamenttyp in verschiedene Modelle eingeteilt.

Nach der Auswahl des zu verwendenden Fundamenttyps sind die zum jeweiligen Fundamenttyp gehörigen Dokumente mit der ausführlichen Beschreibung des Erdungssystems einzusehen. Diese Liste von Dokumenten enthält Arbeitsanweisungen und Spezifikationen zur Qualitätskontrolle.

Im Erdungsüberblicksdiagramm sind die zum Vestas-Erdungssystem gehörigen Dokumente angegeben. Siehe Abbildung 5-1, S. 6.

Vestas-Erdungssystem

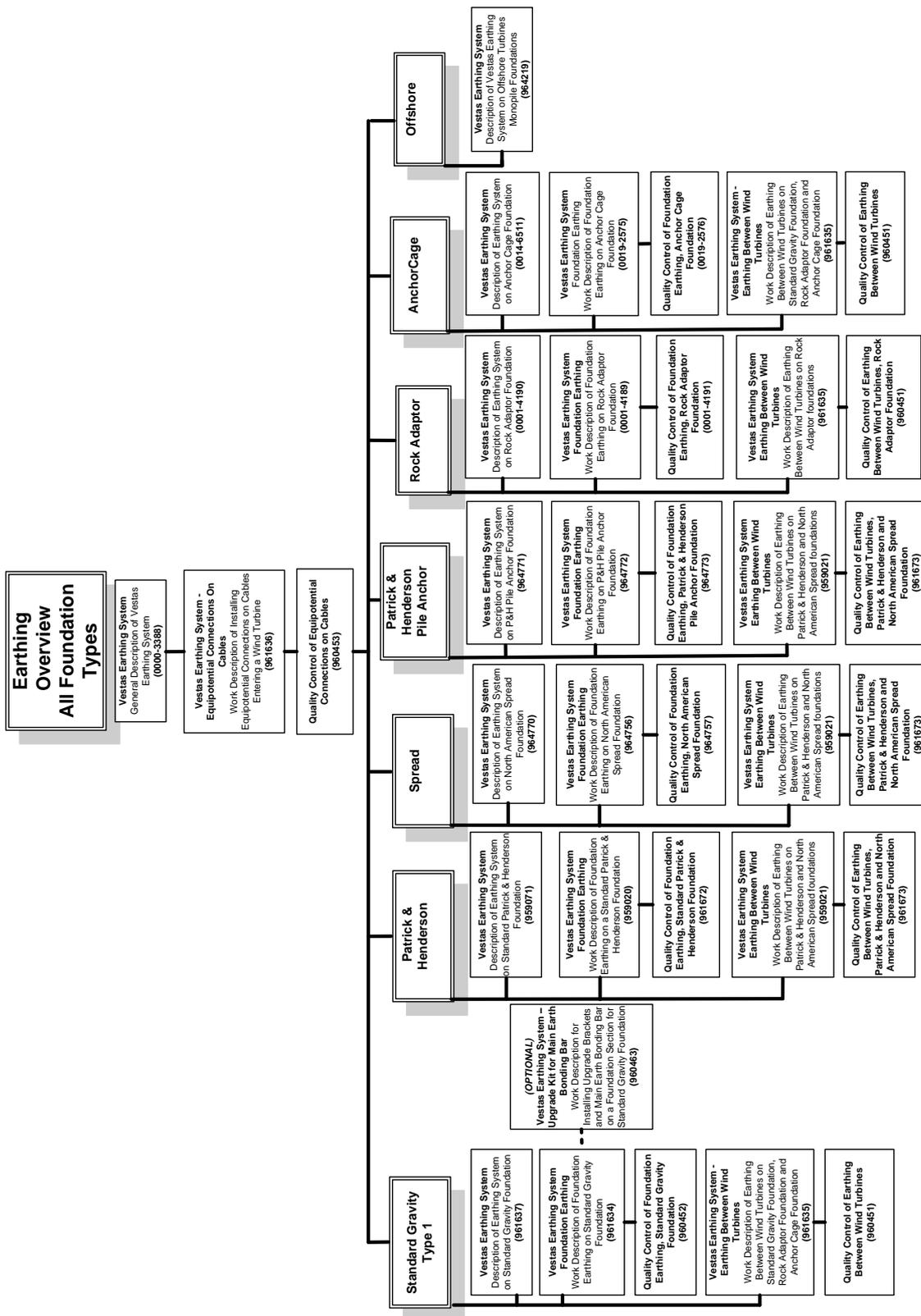


Abbildung 5-1: Erdungsüberblick

5.3 Referenzdokumente

5.3.1 Dokumente für Standardfundamente Typ 1

Dokumentennr.	Titel
961637	Vestas-Erdungssystem Beschreibung des Erdungssystems bei Standard-Schwerkraftfundamenten
961634	Fundamenterdung. Arbeitsanweisung für die Fundamenterdung bei Standard-Schwerkraftfundamenten vom Typ 1
960452	Qualitätskontrolle der Fundamenterdung, Standard-Schwerkraftfundament
961635	Erdung zwischen Windenergieanlagen. Arbeitsanweisung für die Erdung zwischen Windenergieanlagen.
960451	Qualitätskontrolle der Erdung zwischen Windenergieanlagen
961636	Potentialausgleichsverbindungen bei Kabeln. Arbeitsanweisung für die Installation von Potentialausgleichsverbindungen von Kabeln, die in Windenergieanlagen eingeführt werden.
960453	Qualitätskontrolle der Potentialausgleichsverbindungen bei Kabeln
961699	Vestas-Erdungssystem, Erdungswiderstandsberechnung

Tabelle 5-1: Referenzdokumente für Standardfundamente vom Typ 1

5.3.2 Dokumente für Standardfundamente von Patrick & Henderson

Dokumentennr.	Titel
959071	Vestas-Erdungssystem Beschreibung des Erdungssystems bei Standardfundamenten von Patrick & Henderson
959020	Fundamenterdung. Arbeitsanweisung für die Fundamenterdung bei Standardfundamenten von Patrick & Henderson
961672	Qualitätskontrolle der Fundamenterdung, Standardfundamente von Patrick & Henderson
959021	Erdung zwischen Windenergieanlagen. Arbeitsanweisung für die Erdung zwischen Windenergieanlagen bei Fundamenten von Patrick & Henderson und in Nordamerika verbreiteten Fundamenten
961673	Qualitätskontrolle der Erdung zwischen Windenergieanlagen
961636	Potentialausgleichsverbindungen bei Kabeln. Arbeitsanweisung für Potentialausgleichsverbindungen von Kabeln zu Windenergieanlagen
960453	Qualitätskontrolle der Potentialausgleichsverbindungen bei Kabeln
961699	Vestas-Erdungssystem, Erdungswiderstandsberechnung

Tabelle 5-2: Referenzdokumente für Standardfundamente von Patrick & Henderson

5.3.3 Dokumente für in Nordamerika verbreitete Fundamente

Dokumentennr.	Titel
964770	Vestas-Erdungssystem Beschreibung des Erdungssystems von in Nordamerika verbreiteten Fundamenten
964756	Fundamenterdung. Arbeitsanweisung für die Fundamenterdung von in Nordamerika verbreiteten Fundamenten.
964757	Qualitätskontrolle der Fundamenterdung, in Nordamerika verbreitete Fundamente
959021	Erdung zwischen Windenergieanlagen. Arbeitsanweisung für die Erdung zwischen Windenergieanlagen bei Fundamenten von Patrick & Henderson und in Nordamerika verbreiteten Fundamenten
961673	Qualitätskontrolle der Erdung zwischen Windenergieanlagen.
961636	Potenzialausgleichsverbindungen bei Kabeln, Arbeitsanweisung für die Installation von Potenzialausgleichsverbindungen von Kabeln, die in Windenergieanlagen eingeführt werden
960453	Qualitätskontrolle der Potentialausgleichsverbindungen bei Kabeln
961699	Vestas-Erdungssystem, Erdungswiderstandsberechnung

Tabelle 5-3: Referenzdokumente für in Nordamerika verbreitete Fundamente

5.3.4 Dokumente für Offshore-Einzelpfahlgründung

Dokumentennr.	Titel
964219	Vestas-Erdungssystem Beschreibung des Vestas-Erdungssystems für Offshore-Windenergieanlagen mit Einzelpfahlgründung.
961636	Potentialausgleichsverbindungen bei Kabeln. Arbeitsanweisung für Potentialausgleichsverbindungen von Kabeln zu Windenergieanlagen
960453	Qualitätskontrolle der Potentialausgleichsverbindungen bei Kabeln

Tabelle 5-4: Referenzdokumente für Offshore-Einzelpfahlgründung

5.3.5 Dokumente für Pfahlgründungen von Patrick & Henderson

Dokumentennr.	Titel
964771	Vestas-Erdungssystem Beschreibung des Erdungssystems bei Pfahlgründung von Patrick & Henderson
964772	Fundamenterdung. Arbeitsanweisung für die Fundamenterdung bei Pfahlgründung von Patrick & Henderson
964773	Qualitätskontrolle der Fundamenterdung, Pfahlgründungen von Patrick & Henderson
959021	Erdung zwischen Windenergieanlagen. Arbeitsanweisung für die Erdung zwischen Windenergieanlagen bei Fundamenten von Patrick & Henderson und in Nordamerika verbreiteten Fundamenten
961673	Qualitätskontrolle der Erdung zwischen Windenergieanlagen
961636	Potentialausgleichsverbindungen bei Kabeln. Arbeitsanweisung für Potentialausgleichsverbindungen von Kabeln zu Windenergieanlagen
960453	Qualitätskontrolle der Potentialausgleichsverbindungen bei Kabeln

Tabelle 5-5: Referenzdokumente für Pfahlgründungen von Patrick & Henderson

5.3.6 Dokumente für Felsgründungen

Dokumentennr.	Titel
0001-4190	Vestas-Erdungssystem Beschreibung des Erdungssystems für Felsgründung
0001-4189	Fundamenterdung. Arbeitsanweisung für die Fundamenterdung einer Felsgründung
0001-4191	Qualitätskontrolle der Fundamenterdung, Felsgründungen
961635	Erdung zwischen Windenergieanlagen. Arbeitsanweisung für die Erdung zwischen Windenergieanlagen
960451	Qualitätskontrolle der Erdung zwischen Windenergieanlagen
961636	Potentialausgleichsverbindungen bei Kabeln. Arbeitsanweisung für Potentialausgleichsverbindungen von Kabeln zu Windenergieanlagen
960453	Qualitätskontrolle der Potentialausgleichsverbindungen bei Kabeln

Tabelle 5-6: Referenzdokumente für Felsgründungen

5.3.7 Dokumente für Ankerkorbfundamente

Dokumentennr.	Titel
0014-6511	Vestas-Erdungssystem Beschreibung des Erdungssystems bei Ankerkorbfundamenten
0019-2575	Vestas-Erdungssystem Fundamenterdung Arbeitsanweisung für die Fundamenterdung für Ankerkorbfundamente
0019-2576	Qualitätskontrolle der Fundamenterdung, Ankerkorbfundament
961635	Vestas-Erdungssystem – Erdung zwischen Windenergieanlagen, Arbeitsanweisung für die Erdung zwischen Windenergieanlagen
960451	Qualitätskontrolle der Erdung zwischen Windenergieanlagen
961636	Potentialausgleichsverbindungen bei Kabeln. Arbeitsanweisung für Potentialausgleichsverbindungen von Kabeln zu Windenergieanlagen
960453	Qualitätskontrolle der Potentialausgleichsverbindungen bei Kabeln

Tabelle 5-7: Referenzdokumente für Ankerkorbfundamente

Eingeschränkt
Dokument-Nr.: 0051-2750 V10
30. April 2020

Allgemeine Spezifikation

Vestas Eiserkennungssystem (VID)

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

V117/V136/V150 – 4.0/4.2MW 50/60Hz

V150/V162 – 5.6MW 50/60Hz



Inhaltsverzeichnis

1 Referenzen 3
2 Allgemeine Beschreibung 4
3 Mechanische Konstruktion 5
3.1 Rotorblätter 5
3.2 NABE 5
4 Elektrisches System 5
4.1 Spannungsversorgung 5
4.2 Elektrische Daten des VID-Systems 6
4.3 Unterbrechung der Stromversorgung 6
5 WEA-Schutzsysteme 6
5.1 Blitzschutz von Rotorblättern, Maschinenhaus, Rotorblattnabe und Turm 6
5.2 EMV-System 6
5.3 Windenergieanlagen 6
6 Betriebsstrategie, Betriebsbereich und Leistungsmerkmale 6
6.1 Aktivierung des VID-Systems 6
6.2 Betriebsstrategie 7
6.3 Über VestasOnline® SCADA verfügbare Daten 8
7 Allgemeine Einschränkungen, Hinweise und Haftungsausschlüsse 9

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

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0049-7921 VER 13

T05 0051-2750 Ver 10 - Approved- Exported from DMS: 2020-05-29 by INVOL

1 Referenzen

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

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0049-7921 VER 13

T05 0051-2750 Ver 10 - Approved- Exported from DMS: 2020-05-29 by INVOL

2 Allgemeine Beschreibung

Bei dem optionalen Vestas Eiserkennungssystem (VID) handelt es sich um ein komplett in die Windenergieanlage integriertes System, das den Anlagenbetrieb (Stromerzeugung) unterbricht, wenn sich auf den Rotorblättern eine Eisschicht bildet (Eisansatz) und bestimmte weitere Bedingungen erfüllt sind. Dies dient zur Verringerung der Gefahr von Eisabwurf [4]. Erst wenn die Vereisung beseitigt ist, geht die Windenergieanlage wieder in Betrieb oder kann manuell wieder in Betrieb gesetzt werden.

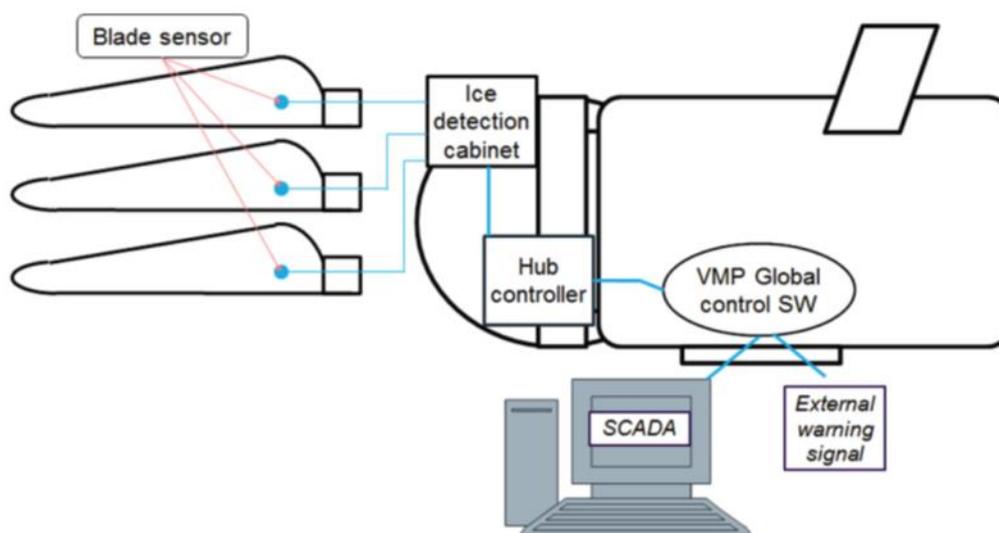


Abbildung 1: Systemübersicht

Sie besteht aus einem bzw. zwei Sensoren in jedem Rotorblatt, die mit einem in der NABE angeordneten Schaltschrank (Schaltschrank des Eiserkennungssystems) verbunden sind, welcher wiederum mit der NABENSTEUERUNG der Windenergieanlage verbunden ist.

Die Rotorblattsensoren messen die Schwingungsfrequenzen des Rotorblatts, diese werden vom System überwacht. Eisansatz verändert die Grundfrequenzen.

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

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

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

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

Das VID-System ist derzeit für bestimmte Markversionen von Vestas-Windenergieanlagen erhältlich: für Windenergieanlagen der Typen V105/V112/V117/V126/V136 3.45/3.6MW, V117/V136/V150 4.0/4.2MW und V150/V162 5.6MW. Sollten Sie Fragen zur Verfügbarkeit des Systems für eine bestimmte Windenergieanlage haben, wenden Sie sich bitte an einen Repräsentanten von Vestas. Die entsprechenden allgemeinen Spezifikationen für die jeweilige 3.45/3.6-MW-Windenergieanlage sind in den Referenzen in Abschnitt 1 zu finden.

3 Mechanische Konstruktion

3.1 Rotorblätter

Die Versionen der Standardrotorblätter für die VID sind V105/112/V117/V126/V136, V117/V136/V150 und V150/V162. In diesen Standardrotorblättern sind ein bzw. zwei Sensoren montiert.

3.2 NABE

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

4 Elektrisches System

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

4.1 Spannungsversorgung

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

4.2 Elektrische Daten des VID-Systems

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

Tabelle 1: Elektrische Daten des VID-Systems

4.3 Unterbrechung der Stromversorgung

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

5 WEA-Schutzsysteme

5.1 Blitzschutz von Rotorblättern, Maschinenhaus, Rotorblattnabe und Turm

Mit dem VID-System wird kein leitendes Material in die Blätter eingebaut, das Auswirkungen auf das Blitzschutzsystem hat oder ausübt. Die Sensoren befinden sich bei R3.

5.2 EMV-System

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

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

5.3 Windenergieanlagen

Diese allgemeine Spezifikation für das VID-System gilt für bestimmte Markversionen für Windenergieanlagen der Typen V105/V112/V117/V126/V136 – 3.45/3.6MW, V117/V136/V150 – 4.0/4.2MW und V150/V162 – 5.6MW.

6 Betriebsstrategie, Betriebsbereich und Leistungsmerkmale

6.1 Aktivierung des VID-Systems

Während der Installation des Vestas Eiserkennungssystems verbindet der Monteur seinen PC mit dem Schaltschrank der Eiserkennung und konfiguriert das System. Bis zum Abschluss der Inbetriebnahme muss das Vestas Eiserkennungssystem für jede Windenergieanlage einzeln kalibriert werden, da jedes Rotorschwingungsmuster einzigartig ist. Die Kalibrierung läuft normalerweise einige Tage lang im Hintergrund, bis sie vollständig durchgeführt wurde. Nach Abschluss des Kalibrierungszeitraums kann die endgültige Inbetriebnahme des Vestas Eiserkennungssystems erfolgen.

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

6.2 Betriebsstrategie

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

In der Steuerung im Turmfuß steht ein 24-V-DC-Ausgang für den Anschluss externer Signaleinrichtungen (Akustikalarm, Warnleuchten usw.) bereit, um bei Abschaltung der Windenergieanlage durch das VID-System einen entsprechenden Alarm auszugeben.

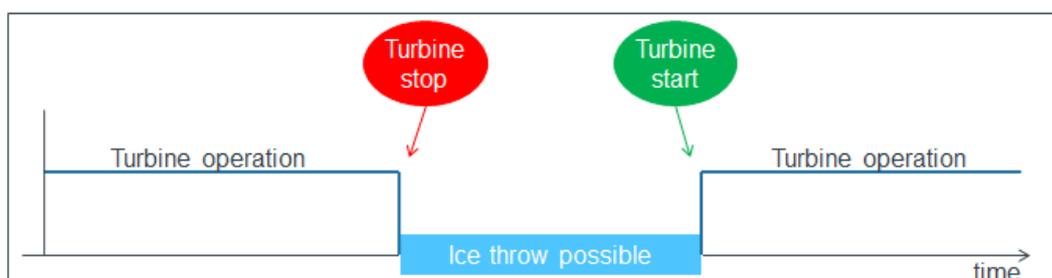


Abbildung 2

Es stehen zwei Konfigurationsvarianten für die Eiserkennung zur Verfügung:

1. Variante Eis-Alarm/Eis-Sicherheitsstopp
Wenn das VID-System Eis erkennt oder nicht in der Lage ist, den Eisansatz zu messen (etwa aufgrund eines Systemausfalls), wird die Windenergieanlage abgeschaltet, sobald die Temperatur unter 5 °C sinkt.
Diese Konfiguration bietet drei Modi, die definieren, wie die Turbine nach einem Alarm wieder anspricht, d. h. entweder „*automatisch*“, „*manuell von der Fernsteuerung*“ oder „*manuell lokal vor Ort*“.
2. Variante Eis-Warnung.

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

6.3 Über VestasOnline® SCADA verfügbare Daten

Die folgenden Daten sind über SCADA verfügbar:

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

7 Allgemeine Einschränkungen, Hinweise und Haftungsausschlüsse

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

Classification: **Restricted**

An den Planer/zukünftigen Betreiber
der Vestas-Windenergieanlage

**Stellungnahme zu der Option „Eiserkennungssystem“ an Vestas WEA
(gültig für Standorte innerhalb Deutschlands)**

An Standorten innerhalb Deutschlands, wo eine Ausrüstung mit einem Eiserkennungssystem erforderlich ist, bietet VESTAS standardmäßig dem Kunden die Installation und Integrierung des BLADEcontrol Ice Detector System (BID) der Firma Weidmüller.

Das Gesamtsystem, BLADEcontrol Ice Detector System (BID) in Vestas Windenergieanlagen gemäß [1] integriert, wird unter der Produktbezeichnung Vestas Ice Detection (VID) vertrieben, d.h. das Eiserkennungssystem Vestas Ice Detection (VID) ist identisch mit den BLADEcontrol Ice Detector System (BID).

Folgende Gutachten über das BID-System und über die Integrierung des Systems in Vestas Windenergieanlagen liegen vor und sind ggf. bei einem BImSchG-Antrag einzureichen:

Ref.	Vestas DMS-Nr.	Berichts-Nr. und Datum	Bezeichnung
[1]	0047-7240.V06	75172, Rev.5 erstellt am 07.01.2019	Gutachten Ice Detection System Integration des BLADEcontrol Ice Detector BID in die Steuerung von Vestas Windenergieanlagen Ersteller: DNV GL - Energy, Renewables Certification
[2]	0080-9248.V01 (Seite 2 – 3)	TC-DNV GL-SE-0439- 04314-0 erstellt am 18.10.2018	Typenzertifikat Eisdetektorsystem BLADEcontrol Ice Detector (BID) Ersteller: DNV GL - Energy, Renewables Certification (Übersetzung von [5] - Deutsch)
[3]	0080-9248.V01 (Seite 4 – 14)	Übersetzung CR-CMS-DNVGL-SE- 0439-04314-0 erstellt am 18.10.2018	Zertifizierungsbericht Eisdetektorsystem BLADEcontrol Ice Detector (BID) Ersteller: DNV GL - Energy, Renewables Certification (Übersetzung von [6] - Deutsch)
[4]	0080-9248.V01 (Seite 15 – 19)	75138, Rev.6 erstellt am 15.11.2018	Gutachten Ice Detection System BLADEcontrol Ice Detector BID Ersteller: DNV GL - Energy, Renewables Certification (Original - Deutsch)
[5]	0080-9248.V01 (Seite 20 – 21)	TC-DNV GL-SE-0439- 04314-0 erstellt am 18.10.2018	Type Certificate Ice Detection System BLADEcontrol Ice Detector (BID) Ersteller: DNV GL - Energy, Renewables Certification (Original - Englisch)
[6]	0080-9248.V01 (Seite 22 – 32)	CR-CMS-DNVGL-SE- 0439-04314-0 erstellt am 18.10.2018	Certification Report Ice Detection System BLADEcontrol Ice Detector (BID) Ersteller: DNV GL - Energy, Renewables Certification (Original - Englisch)
[7]	0051-2750.V10	30.04.2020	Allgemeine Spezifikation Vestas Eiserkennung (VID)

Die oben aufgeführten Gutachten wurden aufgrund der Anforderungen seitens der Behörde Struktur- und Genehmigungsdirektion Nord Rheinland-Pfalz erstellt.

Hamburg, 23.07.2020 / PAPUP

Vestas Deutschland GmbH

Kapstadtring 7, 22297 Hamburg, Deutschland
Tel: +49 4841 971 0, Fax: +49 4841 971 360, vestas-centraleurope@vestas.com, www.vestas.com
Bank: UniCredit Bank - HypoVereinsbank, München
IBAN: DE45 7002 0270 0666 8897 54, BIC: HYVEDEMMXXX
Handelsregister: Hamburg HRB 154968, Umsatzsteueridentifikationsnummer: DE 134 657 783
Steueridentifikationsnummer: 27/197/00066 Firmenname: Vestas Deutschland GmbH
Geschäftsführer: Cornelis de Baar, Hans Martin Smith, Guido Hinrichs

TYPE CERTIFICATE

Certificate No.:
TC-DNVGL-SE-0439-04314-1

Issued:
2020-10-20

Valid until:
2022-10-19

Issued for:

Ice Detection System BLADEcontrol Ice Detector (BID)

Issued to:

Weidmüller Monitoring Systems GmbH

Else-Sander-Str. 8
01099 Dresden
Germany

According to:

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

Based on the documents:

CR-CMS-DNVGL-SE-0439-04314-1

Certification Report Ice Detection System BLADEcontrol Ice Detector (BID), dated 2020-10-20

Changes of the system design, the production or the manufacturer's quality system are to be approved by DNV GL.

Hellerup, 2020-10-20

For DNV GL Renewables Certification



Bente Vestergaard
Service Line Leader Type and Component Certification



By DAkKS according DIN EN IEC/ISO 17065 accredited Certification Body for products. The accreditation is valid for the fields of certification listed in the certificate.

Hamburg, 2020-10-20

For DNV GL Renewables Certification



Robert Kasch
Senior Project manager

TYPE CERTIFICATE - ANNEX 1

Certificate No.: TC-DNVGL-SE-0439-04314-1

Page 2 of 2

General

System name	BLADEcontrol Ice Detector (BID) Vestas Ice Detector (VID) Retrofit Ice Detector (RID)
-------------	---

Hardware

Measuring unit	HMU V3.0 / HMU V4.0 / HMECU V3.0 / HMECU V4.0
Number of channels per blade	2
Number of digital channels	-
Evaluation communication unit	ECU_ V6.3 / ECU_ V6.4 / ECU_ V7.0
Vibration sensor type	BCA403b / BCA423 / BCA503b / BCA523
<i>alternative</i> Strain sensor type	BCE101 / BCE201

Software

Name	cmrbl
Version	2.5.sqlite / 2.6 / 4.0

Gutachten

Ice Detection System BLADEcontrol Ice Detector BID

Report Nr.: 75138, Rev. 6

Datum: 15.11.2018

DNV GL - Energy Renewables Certification

Hersteller	Weidmüller Monitoring Systems GmbH Else-Sander-Str. 8 01099 Dresden Germany
GL Renewables Auftragsnr.	10123335
Sachverständiger	Dr. Karl Steingröver
Revision 6	Update Typenzertifikat
Adresse	DNV GL - Energy Renewables Certification Brooktorkai 18 20457 Hamburg Germany

Page 2 of 5

1 MITGELTENDE DOKUMENTATION

- 1.1 Type Certificate "BLADEcontrol Ice Detector BID", TC-DNVGL-SE-0439-04314, ausgestellt am 18.10.2018
- 1.2 Certification Report for the Ice Detection System "BLADEcontrol Ice Detector BID", CR-CMS-DNVGL-SE-0439-04314-0, ausgestellt am 18.10.2018

2 PRÜFKRITERIUM / STAND DER TECHNIK

Im Bereich von Windenergieanlagen (WEA) existiert nur eine Richtlinie, in der der Stand der Technik zur Eiserkennung auf Rotorblättern dargestellt ist:

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

Auf Basis dieser Richtlinie kann die Fähigkeit von Condition Monitoring Systemen hinsichtlich Detektierung von relevanten Zustandsänderungen, die Abweichungen vom normalen Betriebsverhalten darstellen, beurteilt werden. Das Eiserkennungssystem „BLADEcontrol Ice Detector BID“ gehört zur Kategorie der Condition Monitoring Systeme für Rotorblätter; Eisansatz stellt eine Abweichung vom normalen Betriebsverhalten dar. Der Personenschutz ist hierbei der Hauptaspekt zur Beurteilung. Diese Richtlinie ist somit das maßgebliche Prüfkriterium für dieses Gutachten. Sie enthält aktuell allerdings noch keine Grenzwerte für Eisdicken, die als unkritisch angesehen werden können.

Die Form im Betrieb abgeworfener Eisstücke sowie deren Abmessungen hängt von vielen Faktoren ab. Diese sind z.B. Abwurfgeschwindigkeit, Windwiderstand, mögliche Flugbahn und Windgeschwindigkeit. Der aktuelle Wissensstand ist, dass Eisstücke umso eher durch den Einfluss des Windes im Flug vor dem Auftreffen auf dem Boden aufgrund ihrer größeren relativen Oberfläche in unkritische kleinere Stücke und damit unkritische impulsgebende Massen zerbrechen, je dünner sie sind und je niedriger die Dichte der Eisanhaftung ist. Als konservativer Wert wird hier eine Eisdicke von 1,5 cm bis max. 2 cm angesehen, unterhalb dessen keine Gefahr für die Umgebung angesehen wird.

3 SACHVERSTÄNDIGER

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

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).

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

4 SYSTEMBESCHREIBUNG

Bei dem Eiserkennungssystem (BID) handelt es sich um ein in sich geschlossenes System, welches sowohl beim WEA-Hersteller als auch nachträglich in einer WEA aufgebaut werden kann. Das Messverfahren ermittelt die aktuelle Vereisungssituation direkt an den Rotorblättern. Der BID besteht im Wesentlichen aus Sensoren, die in die Rotorblätter appliziert werden, sowie einer Auswerteeinheit, die in einem Gehäuse in der Gondel der WEA an geeigneter Stelle angebracht wird. Die in den Rotorblättern installierten Beschleunigungssensoren nehmen dabei die Eigenschwingungen des elastischen Rotorblattes auf. Von der Auswerteeinheit wird aus den Schwingungssignalen ein Frequenzspektrum gebildet, aus dem Rotorblatttyp-spezifische Schwingungsmodi gezielt analysiert werden. Bei Eisansatz auf dem Rotorblatt verlangsamt das Eis die Eigenschwingung des Rotorblattes, was sich in einen messbaren Frequenzabfall zeigt. Diese relative Frequenzänderung ist dabei umgekehrt proportional zur relativen Masseänderung. Nach erfolgreicher Installation und Inbetriebnahme liefert der BID elektrische Signale, welche den Zustand der Rotorblätter mit „Eisfrei“ oder „Eisansatz“ charakterisieren. Die Bestimmung der Empfindlichkeit des Systems ist in 5 beschrieben. Das Signal „Eisansatz“ wird gegeben, wenn die Frequenzabweichung ein eingestelltes Maß überschreitet. Dieses eingestellte Maß ist dabei so festgelegt, dass eine Gefährdung der Umgebung durch Eisabwurf im laufenden Betrieb sowie im Leerlauf nicht erfolgt. Eine Herleitung dieses Maßes ist in 6 dargestellt. Der BID gibt zudem ein Signal aus, dass seine Funktionsfähigkeit anzeigt („watch dog“) sowie ein Signal, ob eine Eisauswertung beim aktuellen Anlagenzustand ein verwertbares Ergebnis liefert. Diese Signale können vom WEA-Betriebssystem oder vom SCADA-System der WEA zum Ein- und Ausschalten der WEA verwendet werden. Da WEA-Betriebs- und SCADA-Systeme Hersteller-spezifisch sind, ist das Ein- und Ausschalten der WEA jedoch nicht Gegenstand dieses Gutachtens. Dieses muss für jede Anlagensteuerung in einem separaten Gutachten beurteilt werden. In den separaten Gutachten wird dargelegt, wie die WEA auf die unterschiedlichen Signalkombinationen des BID reagiert, um eine Gefährdung für die Umgebung durch Eisabwurf auszuschließen.

5 PRÜFUNG

Der BID inklusive der Sensoren und Software sowie der Betriebsmethode wurden im Rahmen der in 1 angeführten Zertifizierung des Eiserkennungssystems im Hinblick auf zuverlässige Eiserkennung und sicheren Betrieb auf Basis der in 2 angegebenen Richtlinie geprüft. Dabei wurden die Anforderungen der DIN EN ISO 13849-1 erfüllt. Die Eiserkennung wurde erfolgreich in einem beim Hersteller in Dresden durchgeführten Systemtest am 18.03.2008 nachgewiesen. Hier wurde gezeigt, dass eine Zusatzmasse, welche 0,1 % der Rotorblattmasse entsprach, eine Frequenzabweichung in vierfacher Höhe der Messauflösung erzeugt. Für eine sichere Detektion ist eine Abweichung in Höhe der zweifachen Messauflösung ausreichend, der BID erreicht somit eine Empfindlichkeit von 0,5 ‰ der Rotorblattmasse. Bei Eisansatz vereist zumindest ein 10 cm breiter Bereich an der Vorderkante des Blattes welcher sich über mindestens der äußeren Hälfte der Blattlänge erstreckt. Für ein 55 Meter langes Rotorblatt ergibt

Page 4 of 5

sich somit ein vereister Bereich von 2,75 m². Ein derartiges Rotorblatt hat eine Masse von 12 Tonnen. Die Empfindlichkeit des BID beträgt somit für dieses Rotorblatt 6 kg. Bei einer gegebenen Dichte für Eis von 910 kg/m³ ergibt sich so für dieses Beispiel eine detektierbare Eisdicke von 2,4 Millimetern. Der BID ist somit zur Eiserkennung entsprechend dem Stand der Technik hinreichend sensibel.

Die Installation des BID auf einer WEA wurde in Bremerhaven am 14.11.2008 gemäß der in 2 angegebenen Richtlinie geprüft. Der Einbau des BID in die WEA beeinflusst nicht das Systemverhalten der WEA. Die unabhängige Funktion des Betriebssystems der WEA sowie des BID wurde dabei durch einen Systemtest geprüft. Der BID entspricht somit den Anforderungen der in 2 angegebenen Richtlinie, was durch das in 1.1 angeführte Zertifikat bescheinigt wurde. Der Einbau des BID in eine WEA beeinflusst in keiner Weise das Typenzertifikat der jeweiligen WEA.

6 WEA-BEZOGENE EINSTELLUNGEN

Aufgrund unterschiedlicher Rotorblattmassen und Rotorblattabmessungen wird der BID bei Inbetriebnahme WEA-Typ spezifisch eingestellt. Dies betrifft einerseits die Festlegung der auszuwertenden Schwingungsmodi (Frequenzpeaks) und andererseits die Festlegung der zulässigen Frequenzabweichung, ab der ein Signal für Eisansatz ausgegeben wird. Diese Einstellungen und Justierungen werden in dem jeweiligen Installationsprotokoll vermerkt.

7 STANDORTBEZOGENE / ORTSSPEZIFISCHE EINSTELLUNGEN UND ABNAHMEN

WEA-Typ spezifische Einstellungen und Justierungen des BID (siehe 6) werden im Rahmen der Installation getätigt. Die in 1.2 sowie in 5 beschriebene Prüfung der Installation des BID auf einer WEA hat gezeigt, dass keine standortbezogenen Abnahmen notwendig und nach der Installation keine ortsspezifischen Einstellungen und Justierungen durchzuführen sind. Aufgrund der in 4 beschriebenen „watch dog“-Funktion (Funktionsanzeige) sind keinerlei wiederkehrende Prüfungen oder Nachjustierungen zu einem späteren Zeitpunkt erforderlich.

Generell ist es möglich, die Abschaltgrenzen, die auf die in 2 erläuterten unkritischen Eisdicken abgestimmt sind, zu ändern. Diese Änderungen können aber weder vom WEA-Betreiber noch vom WEA-Hersteller vorgenommen werden, sondern aus Gründen der Betriebssicherheit ausschließlich vom Hersteller des BID. Dabei kann ein Wunsch nach Veränderung hin zu früheren Signalisierungen, d.h. bereits bei geringerem Eisansatz, vom Betreiber formlos dem Hersteller des Eiserkennungssystems mitgeteilt werden, der dann entsprechende Anpassungen vornimmt. Eine Veränderung hin zu späteren Abschaltungen wird nur umgesetzt, wenn die Unbedenklichkeit der Maßnahme nachgewiesen und behördlicherseits akzeptiert ist. Dies ist dem Hersteller des BID entsprechend zu belegen.

8 ABSCHALTEN / ANFAHREN DER WEA BEI EISANSATZ

Bei Erkennen von Eisansatz bei laufender WEA stellt das BID elektrische Signale zur Verfügung, mit deren Hilfe die WEA vom Betriebssystem abgeschaltet werden kann. Nach Stillsetzung der Anlage ist das Eiserkennungssystem in der Lage, auch im Stillstand zu messen. Der aktuelle Eisstatus wird der Anlage somit auch vor einem beabsichtigten Wiederanlauf mitgeteilt. Die Ausführung der Abschaltung der WEA bei Eisansatz bzw. das Anfahren der WEA bei Eisfreiheit unter Berücksichtigung der Signalisierung des Eiserkennungssystems ist nicht Gegenstand dieses Gutachtens. Dieses muss für jede Anlagensteuerung in einem separaten Gutachten beurteilt werden.

9 ZUSAMMENFASSUNG

Die Prüfung des BID hat ergeben, dass der BID die Gefahr von Eisabwurf im laufenden Betrieb als „sonstige Gefahr“ im Sinne des § 5 BImSchG durch Detektion der durch Eisansatz auf den Rotorblättern entstehenden Zusatzmasse aufgrund von Messungen der Blatt-Eigenfrequenzen mit einer Empfindlichkeit erkennt, die das mindestens notwendige Maß deutlich überschreitet. Das System entspricht damit dem Stand der Technik. Der BID ist auch unter konservativen Annahmen als zur Gefahrenabwehr geeignet einzustufen. Der Hersteller der WEA hat durch ein entsprechendes Gutachten die zweckmäßige und sicherheitstechnisch vollständige Einbindung der Signalisierung des BID in die Anlagensteuerung, entweder direkt oder über eine Einbindung in das SCADA, zu belegen, damit diese Aussage für den mit dem BID ausgestatteten WEA-Typ Gültigkeit hat. Dieses Gutachten behält seine Gültigkeit, so lange ein gültiges Typenzertifikat für den BID vorliegt.

Stgr

DNV GL - Energy
Renewables Certification



Dr. Karl Steingröver
Expert in Charge

Gutachten

Ice Detection System

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. 5

Datum: 07.01.2019

DNV GL - Energy Renewables Certification

Hersteller	Vestas Wind Systems A/S Hedeager 44 8200 Aarhus N Denmark
GL Renewables Auftragsnr.	4800/14/46271/256
Sachverständiger	Dr. Karl Steingröver
Adresse	DNV GL Energy Renewables Certification Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH Brooktorkai 18 20457 Hamburg Germany
Revision 5:	Documents 1.1 and 1.2 corrected

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-0439-04314-0, ausgestellt am 18.10.2018
- 1.2 Certification Report for the Ice Detection System "BLADEcontrol Ice Detector BID", DNV GL Renewables Certification Report No. CR-CMS- DNVGL-SE-0439-04314-0, ausgestellt am 18.10.2018
- 1.3 Gutachten "Ice Detection System BLADEcontrol Ice Detector BID", GL Renewables Report No. 75138, Rev. 6, ausgestellt am 15.11.2018
- 1.4 Turbine Integration Description. Vestas doc. no. 0046-4946 VER03, ausgestellt im April 2016
- 1.5 Merkblatt der Struktur- und Genehmigungsdirektionen Nord und Süd für Vorhaben zur Errichtung von Windenergieanlagen hinsichtlich immissionsschutzrechtlicher und arbeitsschutzrechtlicher Anforderungen an die Antragsunterlagen im Genehmigungsverfahren. Rheinland-Pfalz, 2014

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 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).

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

Seite 3 von 7

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 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 DNVGL Energy, Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH erstellt.

This expertise was generated by the expert in charge, Dr. Karl Steingröver, Senior Principal Engineer with DNVGL Energy, Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH.

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).
- 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.

Seite 4 von 7

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 temperature is lower than $5 \text{ }^\circ\text{C}$ 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.

Seite 5 von 7**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 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

Seite 6 von 7

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.

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 § 5BImSchG. The integration confirms to the state of art. The BID integrated into Vestas WEC is classified for danger



Seite 7 von 7

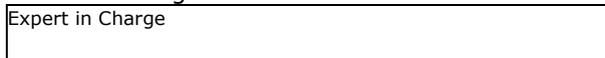
prevention even under conservative assumptions. This expertise is valid as long as a valid Type Certificate for the BID is available.

Stgr

DNV GL - Energy
Renewables Certification

Dr. Karl Steingröver

Expert in Charge



**Maschinengutachten der Windenergieanlage
VESTAS EnVentus V150-5.0 MW / V150-5.4 MW / V150-5.6 MW
der Firma Vestas Wind Systems A/S**

**mit 125 m Nabenhöhe für DIBt 2012 Klasse S
mit 148 m Nabenhöhe für DIBt 2012 Klasse S
mit 166 m Nabenhöhe für DIBt 2012 Klasse S
mit 166 m Nabenhöhe Hybrid-Betonturm für DIBt 2012 Klasse S
mit 169 m Nabenhöhe Hybrid-Betonturm für DIBt 2012 Klasse S**

beinhaltend

Gutachterliche Stellungnahmen

zu den Nachweisen

- der Rotorblätter,
- der maschinenbaulichen Komponenten einschl.
der Verkleidung von Maschinenhaus und der Nabe,
- der Sicherheitseinrichtungen (Sicherheitsgutachten) und
- der elektrotechnischen Komponenten und des Blitzschutzes,

sowie zu

- Bedienungsanleitung,
- Inbetriebnahmeprotokoll (Vordruck) und
- Wartungspflichtenbuch

Berichtsnummer: M-05475-0

Revision: Rev. 2

Berichtsdatum: 2020-08-28

Auftraggeber: Vestas Wind Systems A/S

Hedeager 42

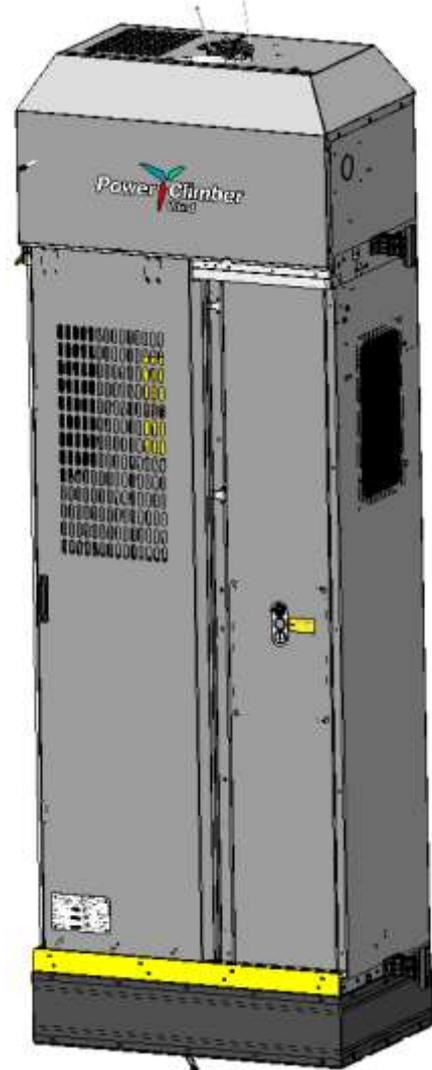
DK – 8200 Aarhus N

BETRIEBSANLEITUNG

SERVICE- AUFZUG FÜR WINDKRAFT- ANLAGEN

**TYP: SHERPA-SD4
(SCHIEBETÜR 4)**

**IN ÜBEREINSTIMMUNG
MIT MASCHINENRICHTLINIE 2006/42/EG**



WARNHINWEISE:

- Alle Personen, die die Betriebseinrichtung benutzen, müssen diese Anleitung gelesen und verstanden haben.
- Alle Personen müssen im Umgang mit dieser Betriebseinrichtung gründlich geschult sein, deren Betriebs- und Sicherheitsfunktionen beherrschen und die täglichen Routine-Checks durchführen können.
- Für den Umgang mit dieser Betriebseinrichtung sind nur befugte und körperlich belastbare Personen geeignet.
- Alle Personen müssen im Umgang mit dieser Betriebseinrichtung stets einen Sicherheitsgurt tragen.
- Jegliche Nichtbeachtung dieser Betriebsanleitung erfolgt auf eigene Gefahr des Betreibers und kann zu schweren Verletzungen führen.
- Bewahren Sie dieses Handbuch stets beim Service-Aufzug auf.
- Es dürfen ausschließlich Ersatzteile und Stahlseile von POWER CLIMBER WIND Verwendung finden.

Hersteller: Power Climber b.v.b.a, Satenrozen 7, B-2550 Kontich BELGIEN

Referenz: 38921-OM-DE	Ausgabedatum: 24. März 2014	Änderungs- stand: A	Seite 1 von 22
-----------------------	--------------------------------	------------------------	----------------

Tel. +32 3-451 05 00

E-Mail: Info@PowerClimber.be
Webseite: www.PowerClimberWind.com

Fax +32 3-451 05 01

BESCHREIBUNG

Die Verwendung des Service-Aufzugs dient der Beförderung von Personen und deren Werkzeugen für Wartung und Inspektion im Turm von Windenergieanlagen (WEA). Der Service-Aufzug ist jeweils einer WEA zugeordnet und verbleibt dort dauerhaft.

Der Service-Aufzug besteht aus:

- Fünf Aluminiumwände (links, rechts, vorne, hinten und Haube)
- Aluminiumboden
- Aluminiumdach
- Einteilige Aluminium-Schiebetür
- Power Climber Zugwinde, auf einem Overhead-Stahlbügel montiert
- Elektrische Steuerungskomponenten und Kabel
- Sicherheitsvorrichtungen
- Ein System von Führungsseilen, die dazu verwendet werden, den Aufzug durch die befestigten Plattformen des Turms hindurchzuleiten
- Zwei Stahlseile zur Aufhängung und Sicherung des Aufzugs

TECHNISCHE DATEN		690 V-Modell	400 V-Modell	400 V/60 Hz
Spannungsversorgung		3 x 690 V / 50 Hz + E	3 x 400 V / 50 Hz + E	3 x 400 V / 60 Hz + E
Eigengewicht des Aufzugs (*)		160 kg		
Max. Tragfähigkeit (Max.Tf.)		2400 N (240 kg) oder 2 Personen		
Hubgeschwindigkeit:		17 m/min.	20 m/min.	
Max. Tragfähigkeit von Zugwinde (Max. Tf. ZW)		4000 N (400 kg)		
Ampere bei Max. Tf. ZW	AUFWÄRTS	2,7 A	4,7 A	5,3 A
	ABWÄRTS	0,7 A	1,2 A	3,3 A
Motorleistung		1,3 kW		1,56 kW
Lärmpegel:		70 dBA		
Durchmesser Zugseil		Ø 8,4 mm (s. Abschnitt: „Stahlseil“)		
Durchmesser Führungsseil		Ø 12 mm, verzinkt (Zur Verwendung mit Seilführungen und Seilhalter)		

(*) Hinweis: Eigengewichtsangabe ohne Stahlseil (0,25 kg/m) und Stromversorgungskabel (H07RNF 4G1.5 = 0,2 kg/m)

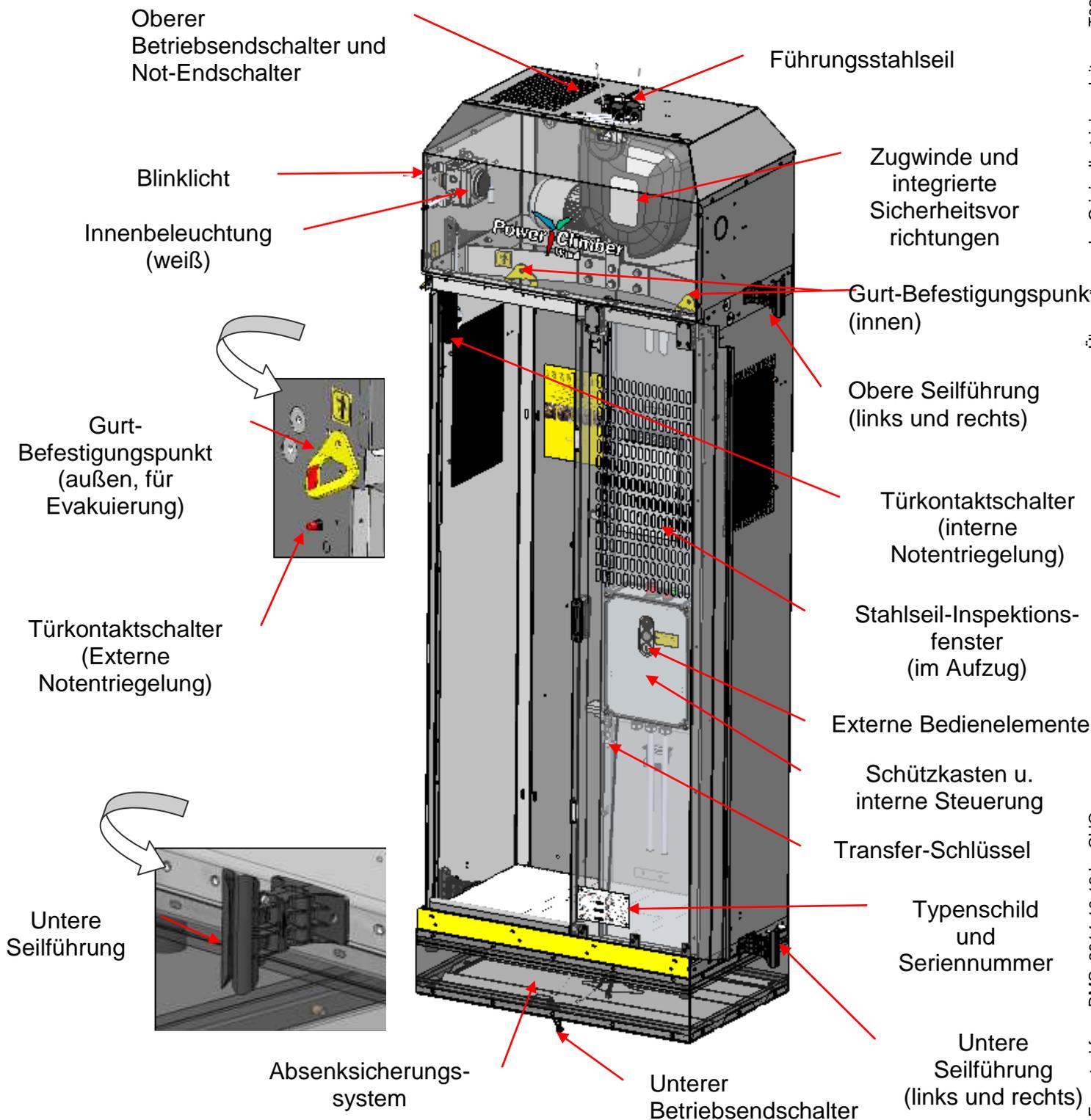
INSTANDHALTUNG

Die Instandhaltung darf nur von geschultem Personal durchgeführt werden. Hinweise für die Instandhaltung sind im SHERPA-SD4 SERVICEHANDBUCH (38921-SM) beschrieben.

1. Tägliche Kontrolle vor der Nutzung des Service-Aufzugs!
2. Jährliche Inspektion!
3. Überholung der Zugwinde und Prüfung nach 210 Std. Betrieb.

Referenz: 38921-OM-DE	Ausgabedatum: 24. März 2014	Änderungsstand: A	Seite 2 von 22
-----------------------	--------------------------------	-------------------	----------------

ALLGEMEINE ÜBERSICHT



Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T09 0044-5081 VER 00

T09 0046-8784 Ver 00 - Approved - Exported from DMS: 2014-10-13 by CHG

Referenz: 38921-OM-DE	Ausgabedatum: 24. März 2014	Änderungsstand: A	Seite 3 von 22
-----------------------	--------------------------------	-------------------	----------------

Tel. +32 3-451 05 00

E-Mail: Info@PowerClimber.be
Webseite: www.PowerClimberWind.com

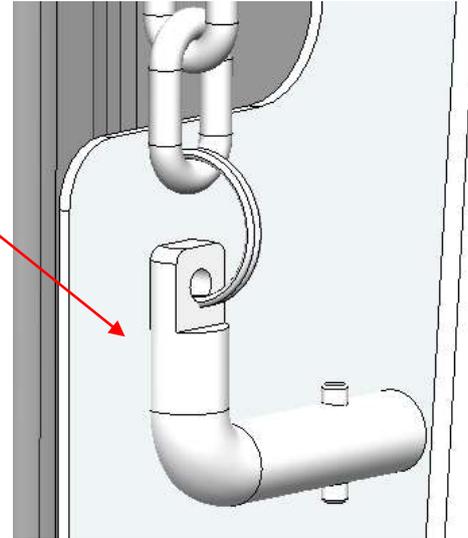
Fax +32 3-451 05 01

AUFZUGSSTEUERUNG

Interne Bedienelemente

Transfer-Schlüssel

Dieser Schlüssel wird zum Öffnen der Ausgangstür verwendet, um von der Plattform zum Service-Aufzug und zurück zu gehen. Die Kette verhindert, dass sich die Schiebetür des Aufzugs schließt, solange sich Schlüssel und Kette nicht in der Kabine befinden.



Notausschalter

Drücken, um die komplette Stromversorgung zu unterbrechen. Zum Zurücksetzen ziehen Sie den Knopf wieder in seine ursprüngliche Position. Eine Warnlampe leuchtet im Notausschalter auf, falls dieser defekt ist.

AUFWÄRTS / ABWÄRTS - Knebelschalter

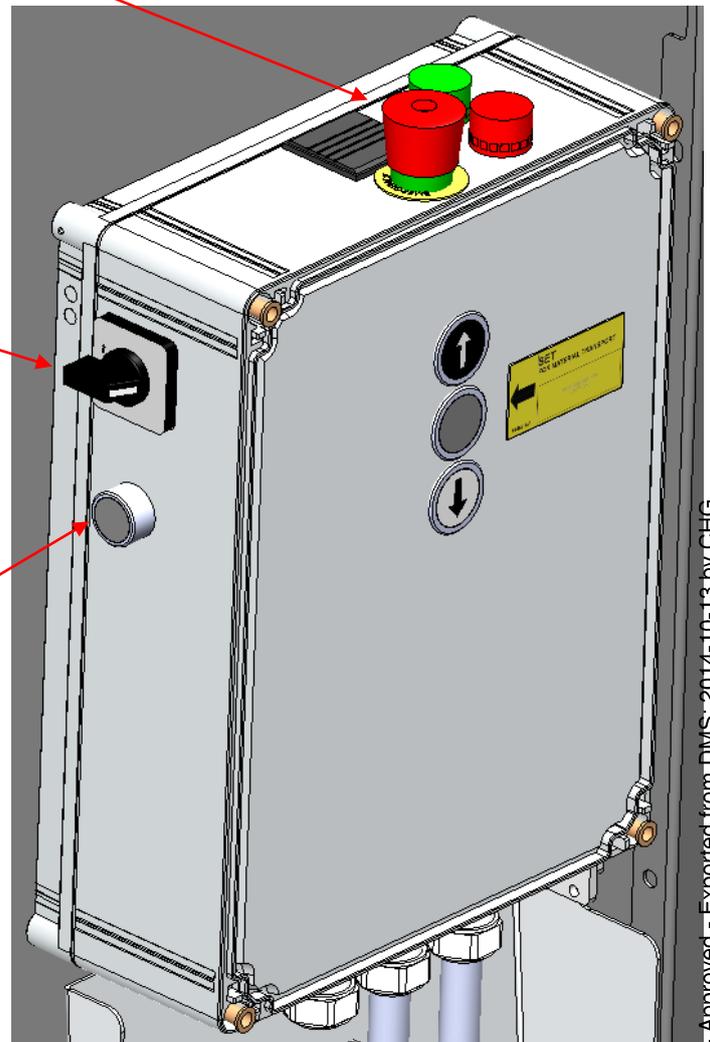
Drehen Sie den Schalter nach oben/unten, um die Winde zu betreiben (selbsttätige Rückstellung).

Override-Knopf

Drücken, um den UNTEREN BETRIEBSENDSCHALTER UND DAS ABSENKSICHERUNGSSYSTEM ZU ÜBERBRÜCKEN und den Aufzug unten auf Bodenniveau aufzusetzen.

WARNHINWEIS:

Fahren Sie den Aufzug nur so weit nach unten, bis er auf den Puffer aufliegt.
Fahren Sie den Aufzug nicht weiter nach unten, da er ansonsten beschädigt wird!



Referenz: 38921-OM-DE

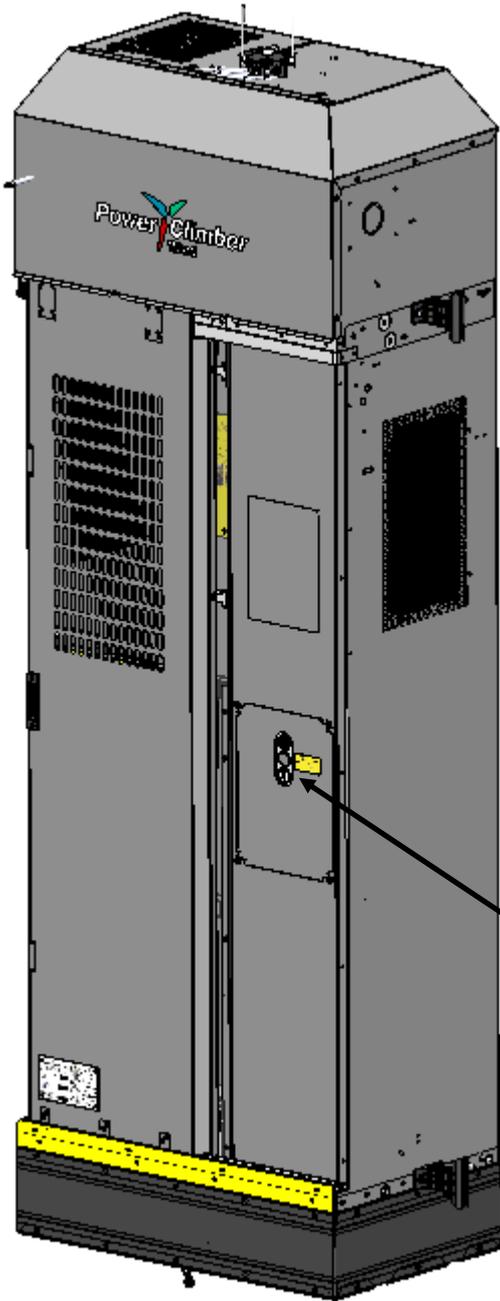
Ausgabedatum:
24. März 2014Änderungs-
stand: A

Seite 4 von 22

Tel. +32 3-451 05 00

E-Mail: Info@PowerClimber.be
Webseite: www.PowerClimberWind.com

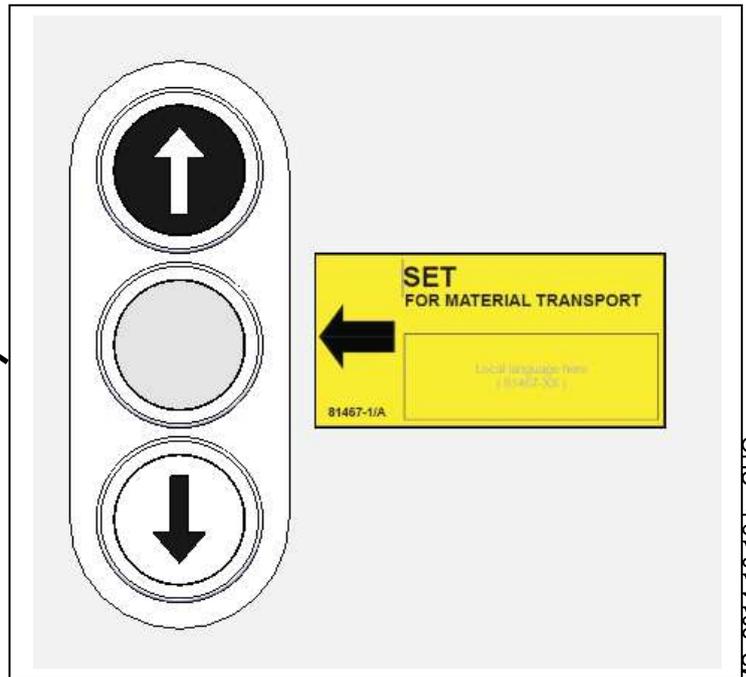
Fax +32 3-451 05 01



Aufwärts/Abwärts - Drucktasten außen

Wenn Sie den Aufzug als Materialaufzug verwenden möchten, aktivieren Sie zunächst die Außensteuerung, indem Sie die Set-Taste zwischen den Aufwärts/Abwärts-Tasten drücken.

Drücken Sie die AUFWÄRTS- bzw. ABWÄRTS-Taste, um den Aufzug an die obere oder untere Halteposition des Turms zu schicken.



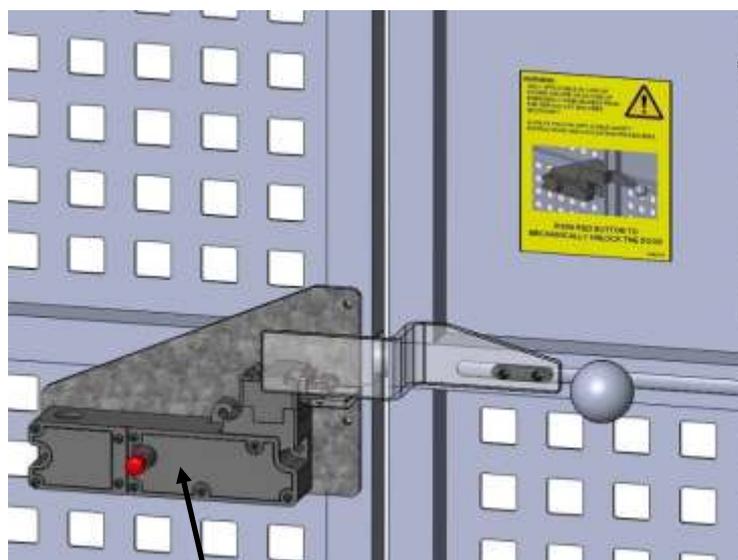
ACHTUNG:
 WENN DER LIFT ZUR BEFÖRDERUNG VON MATERIAL BENUTZT WIRD, IST DER AUFENTHALT VON PERSONEN IM SERVICELIFT UNTERSAGT !

Referenz: 38921-OM-DE	Ausgabedatum: 24. März 2014	Änderungsstand: A	Seite 5 von 22
-----------------------	--------------------------------	-------------------	----------------

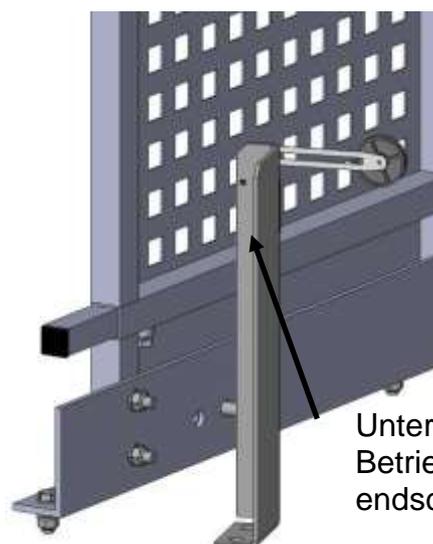
Untere Halteposition

Der Ausgang wird auf Bodenniveau durch einen elektromechanischen Türwächter überwacht. Solange die Ausgangstür geöffnet ist, wird die gesamte Stromversorgung des Aufzugs abgeschaltet. Die Ausgangstür ist immer mechanisch verriegelt, außer in dem Fall, in dem der Aufzug den unteren Betriebs-Endschalter auslöst.

Bei Stromausfall kann der Ausgang manuell von innen durch Drücken des roten Knopfes am Türwächter geöffnet werden.



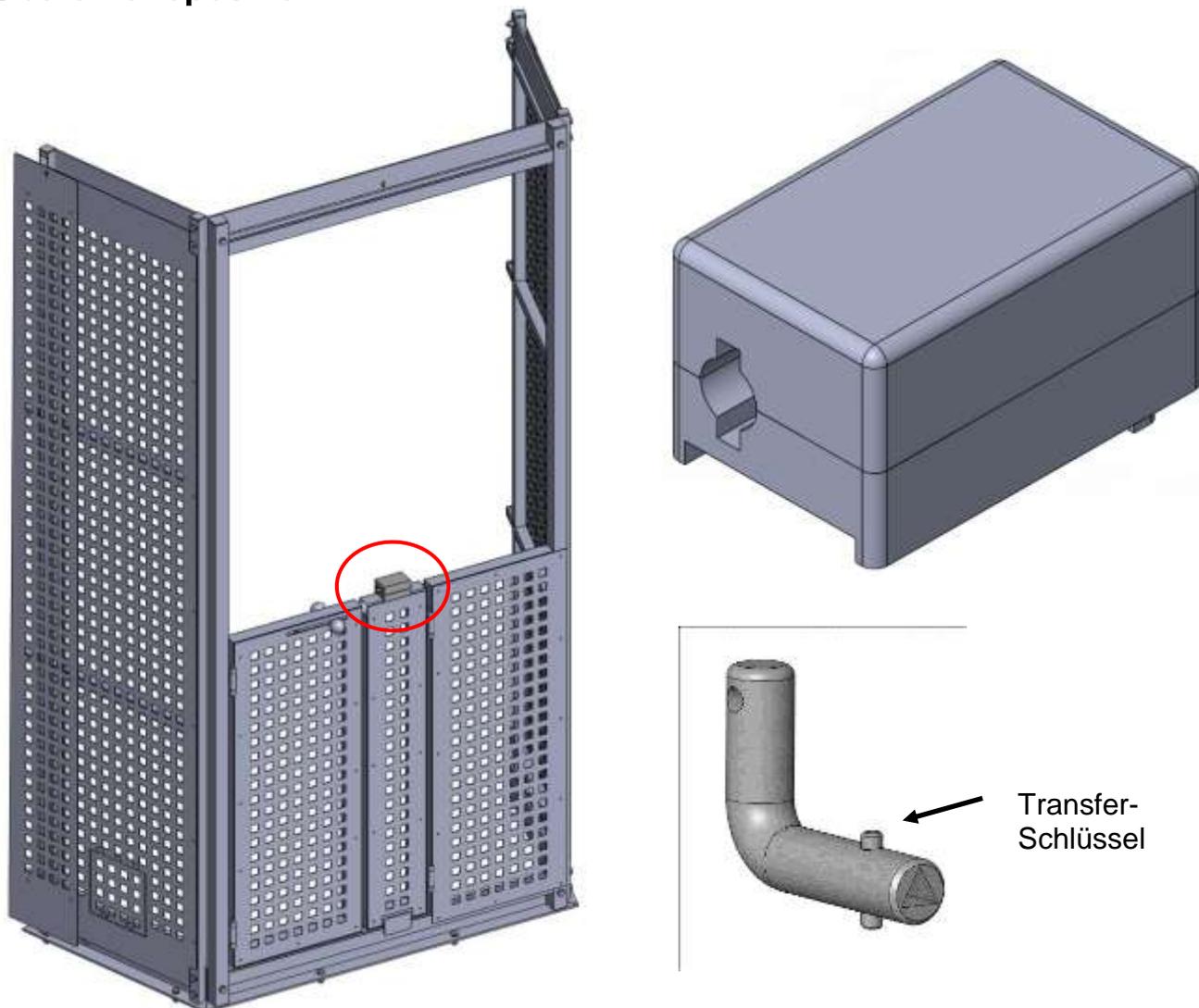
Türwächter



Unterer Betriebs-endschalter

Referenz: 38921-OM-DE	Ausgabedatum: 24. März 2014	Änderungsstand: A	Seite 6 von 22
-----------------------	--------------------------------	-------------------	----------------

Obere Halteposition

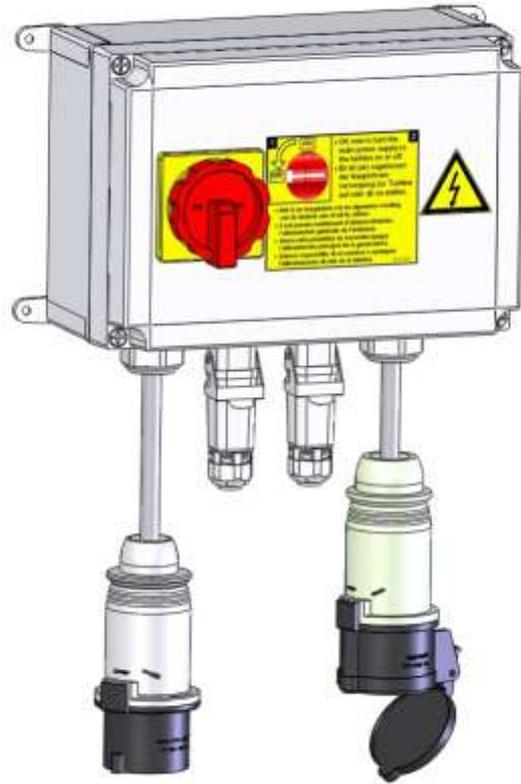


Die Ausgangstür ist an der oberen Halteposition mechanisch durch das Schlüsseltransfersystem verriegelt. Verwenden Sie den Transfer-Schlüssel zum Öffnen des Ausgangs.

Der Transfer-Schlüssel ist im Service-Aufzug hinterlegt. Die Ausgangstür kann also nur geöffnet werden, wenn der Aufzug vor der oberen Halteposition steht. Ebenso kann der Service-Aufzug nur dann benutzt werden, wenn die Ausgangstür verschlossen und der Schlüssel mit Kette in den Service-Aufzug zurückgebracht wurde (siehe Abschnitt „Interne Bedienelemente“).

Referenz: 38921-OM-DE	Ausgabedatum: 24. März 2014	Änderungsstand: A	Seite 7 von 22
-----------------------	--------------------------------	-------------------	----------------

Hauptnetzschalter



Schaltet die Stromversorgung EIN / AUS.

Der Hauptnetzschalter ist am Türgitter an der unteren Halteposition angebracht. Der Hauptnetzschalter kann mit einem Vorhängeschloss verriegelt werden. Der Türwächter und der untere Betriebs-Endschalter (siehe Abschnitt „Untere Halteposition“) sind mit dem Hauptschaltkasten per Steckverbindung angeschlossen.

WARNHINWEIS:

ACHTEN SIE IMMER DARAUF, DASS SICH DER HAUPTSCHALTER IN DER "AUS" -POSITION BEFINDET, BEVOR SIE HAUPTSTROMVERSORGUNG EIN- ODER AUSSCHALTEN, UNABHÄNGIG DAVON, OB EIN ANLAGENGENERATOR ODER TURBINENGENERATOR DEN STROM LIEFERT.

DIESE VORSICHTSMASSNAHME IST ERFORDERLICH, UM DIE ELEKTRISCHEN KOMPONENTEN DES SERVICE-AUFZUGS VOR SPANNUNGSSPITZEN ZU SCHÜTZEN.

Referenz: 38921-OM-DE

Ausgabedatum:
24. März 2014

Änderungs-
stand: A

Seite 8 von 22

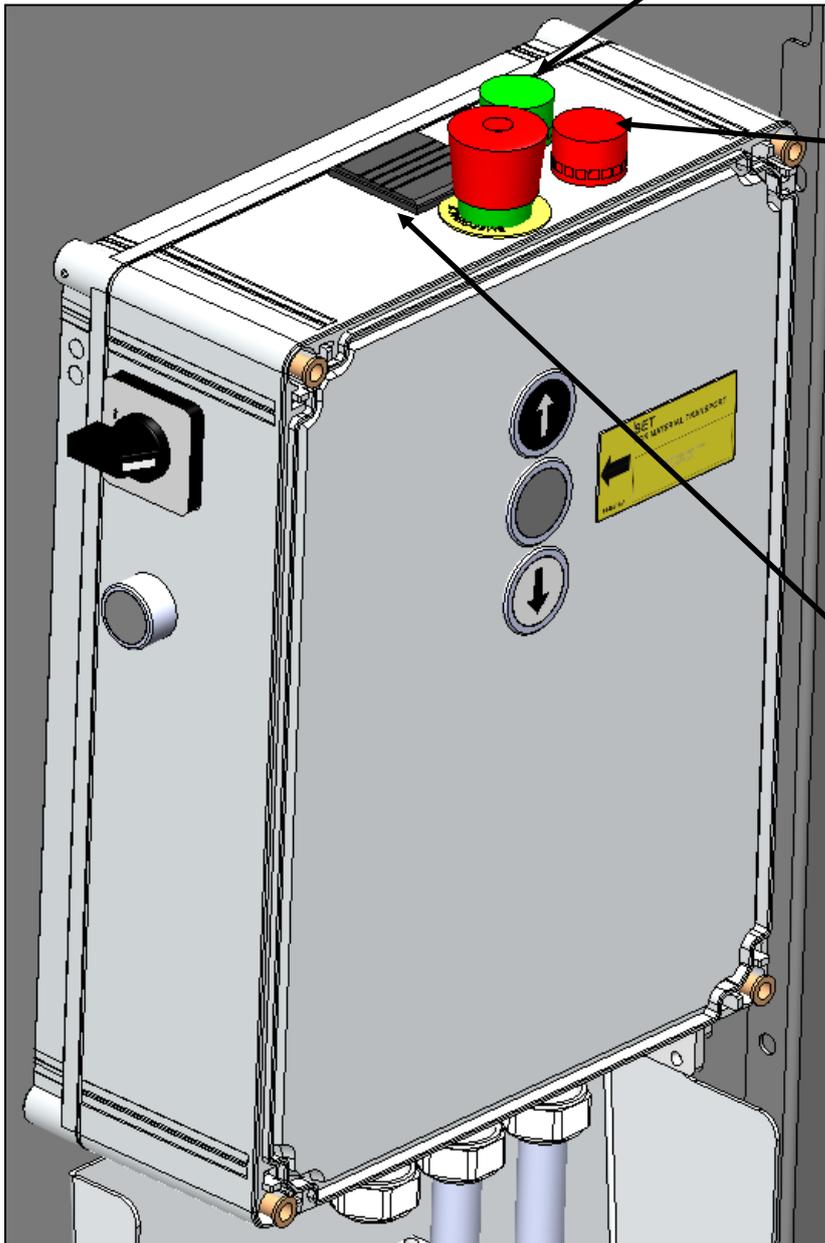
Tel. +32 3-451 05 00

E-Mail: Info@PowerClimber.be
Webseite: www.PowerClimberWind.com

Fax +32 3-451 05 01

AUFZUGSSTEUERUNG (Forts.)

Anzeigeleuchten



Sicherheitsleuchte (grün)

Das Licht leuchtet, wenn sich der Service-Aufzug in einer sicheren Zone für den Ausstieg/Einstieg befindet. Die Tür kann nur dann geöffnet werden, wenn dieses Licht aufleuchtet und der Service-Aufzug stillsteht. Diese Bedingungen sind nur an der unteren oder oberen Halteposition erfüllt.

Sicherheitsintegritäts-Gefahrenleuchte (rot)

Das Licht leuchtet, wenn:

- Die Traglast von 240 kg um 25% überschritten wurde (Überlast)
- Der Notausschalter gedrückt ist
- Die Schiebetür geöffnet ist
- Der Überhitzungsschutz des Elektromotors der Zugwinde ausgelöst hat
- Der Not-Endschalter ausgelöst hat
- Der Transfer-Schlüssel noch auf einem Korridor in der Verriegelung steckt
- Der Motor nicht angeschlossen ist
- Das Absenksicherungssystem ausgelöst hat

Betriebsstundenzähler

Der Betriebsstundenzähler beginnt zu zählen, sobald der Service-Aufzug nach oben oder unten läuft. Er zeigt die aktuelle Gesamtzeit an, in der der Service-Aufzug in Betrieb war.

Referenz: 38921-OM-DE

Ausgabedatum:
24. März 2014

Änderungs-
stand: A

Seite 9 von 22

Tel. +32 3-451 05 00

E-Mail: Info@PowerClimber.be
Webseite: www.PowerClimberWind.com

Fax +32 3-451 05 01

AUFZUGSBETRIEB

TRANSPORT VON PERSONEN

- Schalten Sie den Hauptnetzschalter ein
- Schließen Sie die Ausgangstür am Korridor und verriegeln Sie sie durch die Entnahme der Transfer-Schlüssel aus dem Schloss.
- Schließen Sie die Schiebetür (Achten Sie darauf, dass sich der Transfer-Schlüssel im Service-Aufzug befindet, bevor die Tür geschlossen wird).
- Drehen Sie den Knebelschalter in die AUFWÄRTS- Stellung, um nach oben oder in die ABWÄRTS- Stellung, um nach unten zu fahren.

TRANSPORT VON MATERIAL

ACHTUNG: WENN DER LIFT ZUR BEFÖRDERUNG VON MATERIAL BENUTZT WIRD, IST DER AUFENTHALT VON PERSONEN IM SERVICELIFT UNTERSAGT!

- Schalten Sie den Hauptnetzschalter ein.
- Schließen Sie die Ausgangstür am Korridor.
- Achten Sie darauf, dass sich der Schlüssel im Service-Aufzug befindet, bevor die Tür geschlossen wird.
- Schließen Sie die Schiebetür.
- Drücken Sie die Set-Taste zwischen den AUFWÄRTS/ABWÄRTS-Tasten um die Außensteuerung zu aktivieren.
- Drücken Sie außen auf die Aufwärts- bzw. Abwärts-Taste, um den Aufzug automatisch an die obere oder untere Halteposition des Turms zu schicken.

Hinweis: Während des extern gesteuerten Betriebs, können Sie den Aufzug jederzeit stoppen

- indem Sie einmal auf eine der internen Bedienelemente Aufwärts/Abwärts-Taste oder den Notausschalter an den internen Bedienelementen drücken.
- indem Sie den Hauptnetzschalter AUSSCHALTEN

WARNHINWEIS:



PERSONEN AUF ALLEN TURMEBENEN MÜSSEN AUF GEFAHREN DURCH EINKLEMMEN UND QUETSCHUNGEN VON HÄNDEN, KOPF UND KÖRPER DURCH UNMITTELBAR AN GELÄNDERN UND BÖDEN VORBEIFAHRENDEN AUFZÜGEN ACHTEN

CHECK-LISTE NACH DER BENUTZUNG

Nach der Verwendung muss am Ende des Tages der Aufzug durch das Bedienpersonal „außer Betrieb“ genommen werden.

- Dazu gehört die Entnahme aller Werkzeuge und Ausrüstungen aus dem Aufzug.
- Schließen Sie die Ausgangstür am Bodenkorridor.
- Achten Sie darauf, dass sich der Netzschalter in der OFF (AUS) -Stellung befindet.

Hinweis: Der Hauptnetzschalter kann mit einem Vorhängeschloss verriegelt werden. Hinterlegen Sie den Schlüssel beim Objektverantwortlichen am Standort, um unbefugte Benutzung des Aufzugs zu vermeiden.

Referenz: 38921-OM-DE	Ausgabedatum: 24. März 2014	Änderungsstand: A	Seite 10 von 22
-----------------------	--------------------------------	-------------------	-----------------

SICHERHEITSVORRICHTUNGEN

1. Automatische Schlaffseilsicherung

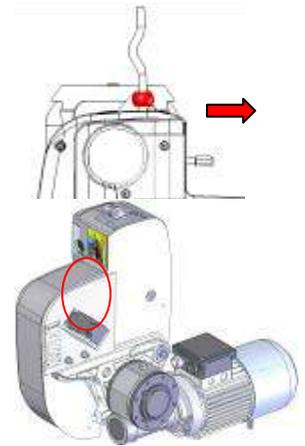
Die automatische Schlaffseilsicherung arretiert am Sicherungsseil, wenn das Tragseil die Seilspannung verliert oder bricht.

2. Überlasterkennung

Die Überlasterkennung ist ab Werk so eingestellt, dass ein Fahren in beide Richtungen („Auf“ und „Ab“) unterbunden wird, wenn die maximale Traglast von 240 kg um 25 % überschritten wurde.

Die rote Gefahrenleuchte leuchtet bei entsprechender Überlast.

Um die Überlasterkennung zurückzusetzen, entfernen Sie das überschüssige Gewicht.

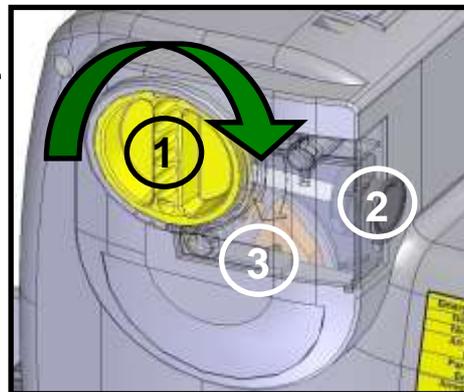
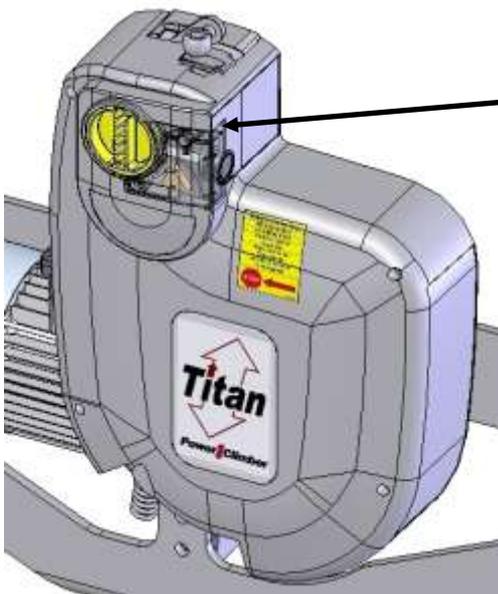


Hinweis: Neben der Beseitigung des überschüssigen Gewichts ist es evt. erforderlich, einen Teil der normalen Last zu entfernen, bis sich die Sicherheitsvorrichtung zurückgesetzt hat. Nachdem sich die Vorrichtung zurückgesetzt hat, kann der Aufzug wieder mit der vollen Nennlast beladen werden.

3. Sicherheitsfangvorrichtung

Die Sicherheitsfangvorrichtung arretiert am Tragseil, wenn das Tragseil mit mehr als 24 m/min durch die Zugwinde (Sinkgeschwindigkeit) läuft.

Die Fangvorrichtung kann auch durch Drücken des Knopfes für manuelle Fahrt ausgelöst werden.



(1) Reset-Knopf. Zum Zurücksetzen der Fangvorrichtung in Pfeilrichtung drehen

(2) Knopf für manuelle Fahrt

(3) Sichtfenster und Geschwindigkeitsbegrenzer (durch das Fenster sichtbar)

Um die Fangvorrichtung zurückzusetzen, fahren Sie zunächst die Zugwinde ein paar Zentimeter nach oben und drehen dann den Reset-Knopf im Uhrzeigersinn in Pfeilrichtung.

Referenz: 38921-OM-DE	Ausgabedatum: 24. März 2014	Änderungsstand: A	Seite 11 von 22
-----------------------	--------------------------------	-------------------	-----------------

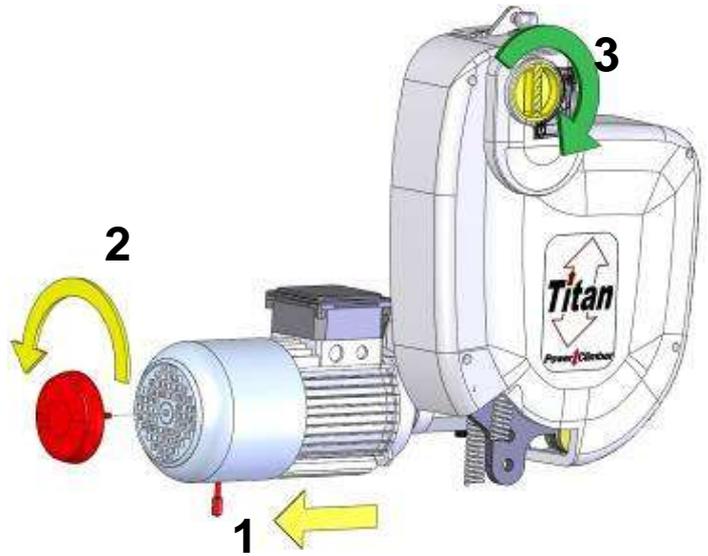
SICHERHEITSVORRICHTUNGEN (Forts.)

Verwendung des Handrads zur Rücksetzung der Fangvorrichtung bei Stromausfall

Wenn die Fangvorrichtung/ Schlaufseilsicherung ausgelöst hat und kein Strom zur Verfügung steht, ist es notwendig, die Zugwinde einige Zentimeter von Hand hochzuziehen, um den Reset-Knopf drehen oder das Seil spannen zu können.

- a.) Entfernen Sie das Handrad aus seiner Normalstellung und führen Sie die Welle in die Nabe der Betriebsbremse.
- b.) Ziehen Sie den Hebel zum manuellen, stromlosen Ablassen (1), um die Bremse zu entriegeln und drehen Sie die Winde gleichzeitig $\frac{1}{2}$ Umdrehung gegen den Uhrzeigersinn (2) in Aufwärtsrichtung.

Lassen Sie den Ablasshebel los und wiederholen Sie den Vorgang.



Hinweis: Greifen Sie das Handrad fest, wenn Sie die Bremse öffnen, um eine Umkehr der Zugwinde mit Absenken zu verhindern.

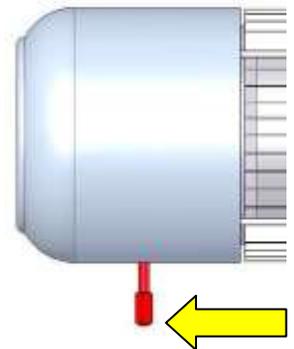
- c.) Setzen Sie die Sicherheitsfangvorrichtung (3) zurück.
- d.) Bringen Sie das Handrad nach Gebrauch wieder in Normalstellung

Warnhinweis: Setzen Sie die Sicherheitsfangvorrichtung niemals zurück, bevor der Grund für die Auslösung festgestellt und das Problem behoben wurde.

4. „Stromloses“ Ablassen

Bei einem Stromausfall kann der Aufzug mit kontrollierter Geschwindigkeit durch Ziehen des Ablasshebels an der elektromagnetischen Betriebsbremse abgelassen werden.

Achtung: Verwenden Sie niemals den manuellen, „stromlosen“ Ablassvorgang, wenn normaler Strombetrieb möglich ist.



5. Überhitzungsschutz des Elektromotors der Zugwinde

Der Elektromotor der Zugwinde ist mit einem Überhitzungsschutz ausgestattet, der die Stromzufuhr zum Motor im Falle einer Überhitzung unterbricht.

Die rote Sicherheitsintegritäts-Gefahrenleuchte leuchtet dann auf.

Wenn der Überhitzungsschutz ausgelöst hat, wird ein Fahren in beide Richtungen gestoppt. Wenn ein Hebemotor überhitzt ist, lassen Sie ihn vor dem Weiterbetrieb abkühlen.

Hinweis: Das „stromlose“ Ablassen funktioniert auch dann, wenn der Überhitzungsschutz ausgelöst hat.

Referenz: 38921-OM-DE	Ausgabedatum: 24. März 2014	Änderungsstand: A	Seite 12 von 22
-----------------------	--------------------------------	-------------------	-----------------

SICHERHEITSVORRICHTUNGEN (Forts.)

6. Oberer Betriebsendschalter

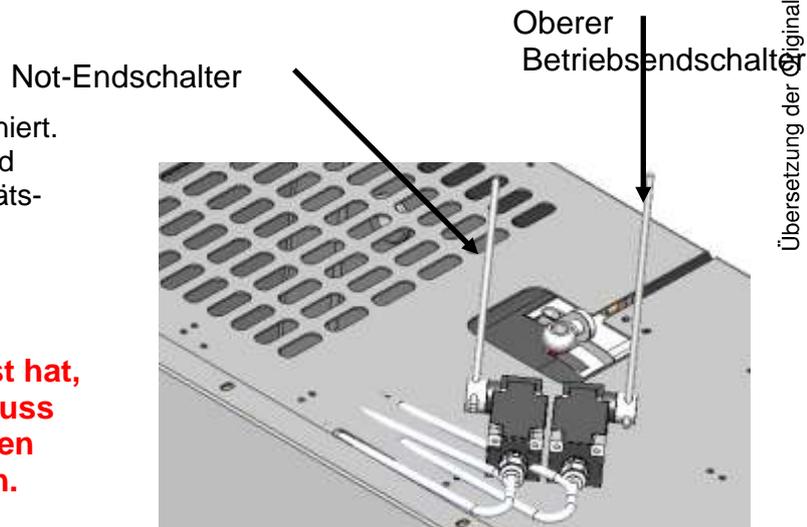
Der obere Betriebsendschalter stoppt das Aufwärtsfahren, sobald er durch die Anschlagplatte auslöst, die am Sicherheitsseil am oberen Ende der Fahrstrecke angebracht ist. Wenn der obere Betriebsendschalter ausgelöst hat, kann der Aufzug elektrisch nach unten, aber nicht weiter nach oben fahren.

7. Not-Endschalter

Der Not-Endschalter löst aus, wenn der obere Betriebsendschalter nicht funktioniert. Der Not-Endschalter unterbricht ein Auf- und Abwärtsfahren. Die rote Sicherheitsintegritäts-Gefahrenleuchte leuchtet auf, sobald der Not-Endschalter auslöst.

WARNHINWEIS:
Sobald der Not-Endschalter ausgelöst hat, stoppt der Aufzug den Betrieb und muss sofort in seine Parkstellung nach unten und außer Betrieb genommen werden.

1. Senken Sie den Aufzug manuell um einen Meter ab, wie unter „Stromloses Ablassen“ beschrieben.
2. Drücken Sie die „Abwärts-Taste“ und bringen Sie den Aufzug auf Bodenniveau..
3. Evakuieren Sie den Aufzug und nehmen Sie ihn „außer Betrieb“, indem Sie den Hauptschalter ausschalten.
4. Benachrichtigen Sie sofort den Objektverantwortlichen über den Betriebszustand des Aufzugs.

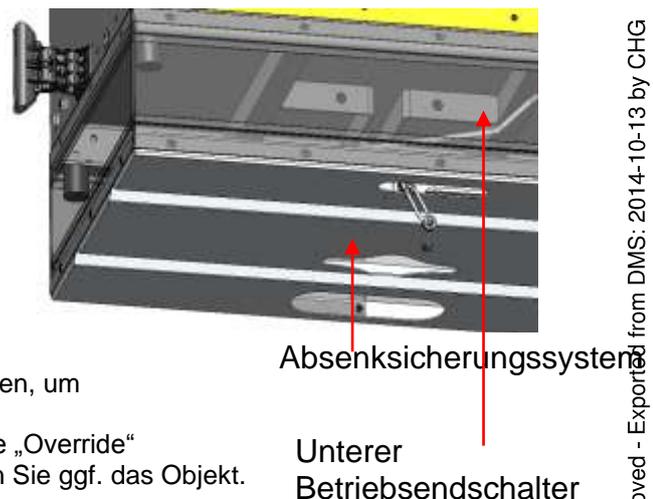


8. Absenksicherungssystem und unterer Betriebs-Endschalter

Das Absenksicherungssystem befindet sich unterhalb des Aufzugs und unterbricht das Fahren, sobald es auf ein Hindernis stößt. Wenn das Absenksicherungssystem ausgelöst hat, ist der Aufzug in jede Richtung gestoppt. Der untere Betriebsendschalter beendet die Fahrt des Service-Aufzugs, sobald Bodenniveau erreicht ist

Hinweis: Es ist notwendig, sowohl die „Abwärts“-Taste als auch den Override-Knopf (Unt. Betriebsendschalter/ Override-Knopf der Absenksicherung) gleichzeitig zu bedienen, um den Aufzug auf den Puffern aufzusetzen.

Wenn die Absenksicherung ausgelöst hat, verwenden Sie die „Override“ und „Aufwärts“-Tasten, um aufwärts zu fahren und beseitigen Sie ggf. das Objekt.



WARNHINWEIS: Fahren Sie den Aufzug nur so weit nach unten, bis er auf den Puffern aufliegt. Fahren Sie den Aufzug NICHT weiter nach unten, da er ansonsten beschädigt wird!

Referenz: 38921-OM-DE	Ausgabedatum: 24. März 2014	Änderungsstand: A	Seite 13 von 22
-----------------------	--------------------------------	-------------------	-----------------

SICHERHEITSVORRICHTUNGEN (Forts.)

9. Türkontaktschalter

Der elektro-mechanische Türkontaktschalter überwacht und verriegelt die Schiebetür des Service-Aufzugs. Der Türkontaktschalter entriegelt die Tür nur dann, wenn sich der Service-Aufzug in einer sicheren Zone befindet und zum Stillstand gekommen ist. Er stellt auch sicher, dass der Aufzug nicht fahren kann, solange die Tür geöffnet ist. In diesem Fall LEUCHTET die rote Sicherheitsintegritäts-Gefahrenleuchte. Die grüne Sicherheitsleuchte LEUCHTET, wenn sich der Aufzug in einer sicheren Zone befindet, um die Tür zu öffnen.

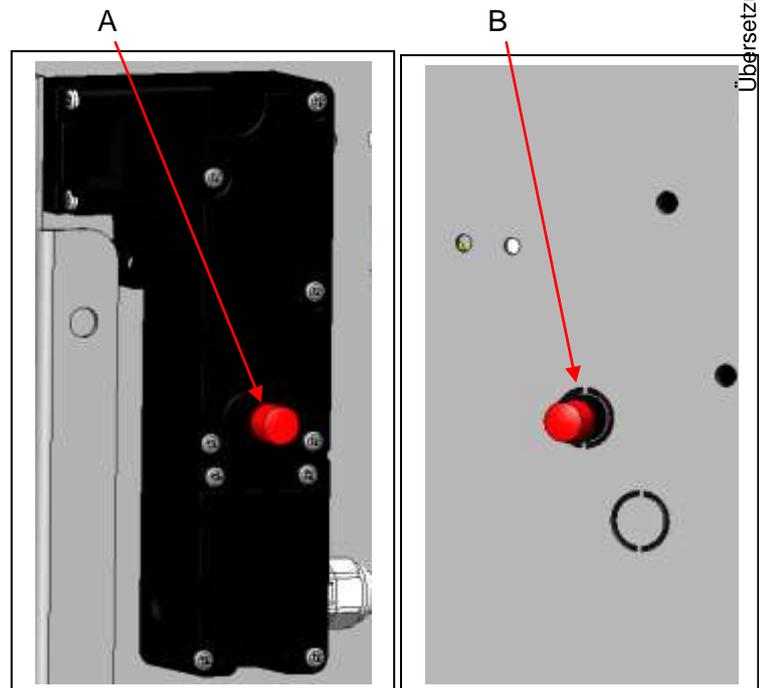
EINE SICHERHEITZONE STELLEN DIE UNTERE UND OBERE HALTEPOSITION DAR

ACHTUNG:

Bei Stromausfall kann die Tür manuell über den Notentriegelungsknopf (A) im Inneren des Service-Aufzugs oder auf der Außenseite des Service-Aufzug (B) entriegelt werden.

Der Benutzer muss vor der manuellen Türentriegelung durch optische Kontrolle sicherstellen, dass sich der Aufzug an einem sicheren Ort befindet.

Hinweis: Befolgen Sie bei Stromausfall den Vorgang zum „stromlosen“ Ablassen des Aufzugs, um den Aufzug auf ein Niveau für einen sicheren Ausstieg zu bringen.



WICHTIG:

Das manuelle Entriegeln der Tür ist Teil eines Gesamtevakuiierungsprozesses. Das manuelle Entriegeln der Tür im Normalbetrieb ist untersagt.

Referenz: 38921-OM-DE	Ausgabedatum: 24. März 2014	Änderungsstand: A	Seite 14 von 22
-----------------------	--------------------------------	-------------------	-----------------

STÖRUNGSSUCHE

Problem	Wahrscheinliche Ursache	Lösung
Die weiße Leuchte ist AUS Der Aufzug geht beim Drehen des „Aufwärts/ Abwärts“-Schalters oder Drücken der äußeren „Auf/Ab“-Tasten weder nach oben noch nach unten.	Stromversorgung unterbrochen	Prüfen Sie, ob der Hauptnetzscharter eingeschaltet ist. Prüfen Sie, ob das Stromkabel noch richtig montiert ist. Wenn sich der Aufzug nicht mehr am Boden befindet, starten Sie den Vorgang zum „stromlosen“ Ablassen des Aufzugs.
	Sicherungen sind deaktiviert	Service-Verantwortlichen rufen.
	Phasen sind vertauscht.	Service-Verantwortlichen rufen, um die Phasen richtig anzuschließen.
Die weiße Leuchte ist AN . Der Aufzug geht beim Drehen des „Aufwärts/ Abwärts“-Schalters oder Drücken der äußeren „Auf/Ab“-Tasten weder nach oben noch nach unten. Die rote Sicherheitsintegritäts-Gefahrenleuchte ist AN .	Das Absenksicherungssystem hat ausgelöst	Prüfen Sie, ob die Bodenplatte mit einem Hindernis in Kontakt kam. Verwenden Sie den Override, um den Lift nach oben zu fahren und das Hindernis zu beseitigen. Prüfen Sie auf mögliche Schäden
	Der Transfer-Schlüssel steckt noch am Korridor	Entfernen Sie den Schlüssel aus der Verriegelung und bringen Sie ihn in den Aufzug.
	Die Tür ist offen / nicht richtig geschlossen.	Schließen Sie die Tür.
	Der Notausschalter hat ausgelöst.	Setzen Sie den Notausschalter durch Ziehen des Knopfes zurück.
	Der Aufzug ist überladen. (>240 kg)	Entfernen Sie die überschüssige Last. Reset erfolgt automatisch.
	Der Not-Endschalter hat ausgelöst.	Rufen Sie den Service-Verantwortlichen.
	Der Überhitzungsschutz des Elektromotors der Zugwinde hat ausgelöst	Lassen Sie den Motor abkühlen. Reset erfolgt automatisch. <i>Hinweis: Das „stromlose“ Ablassen funktioniert auch dann, wenn der Überhitzungsschutz ausgelöst hat.</i>
Die weiße Leuchte ist AN Der Aufzug fährt nicht nach unten.	Der untere Betriebsend- schalter hat ausgelöst.	Prüfen Sie, ob der untere Betriebsend- schalter mit einem Hindernis in Kontakt kam. Fahren Sie den Aufzug nach oben, führen Sie eine Sichtprüfung durch und beseitigen Sie das Hindernis. <i>Hinweis: Der untere Betriebsend- schalter löst bei normalem Gebrauch aus, wenn er auf die untere Halteplattform trifft.</i>
FALLS EIN PROBLEM WEITERHIN BESTEHT, WENDEN SIE SICH AN DEN SERVICE-VERANTWORTLICHEN		

Referenz: 38921-OM-DE	Ausgabedatum: 24. März 2014	Änderungs- stand: A	Seite 15 von 22
-----------------------	--------------------------------	------------------------	-----------------

STÖRUNGSSUCHE

Problem	Wahrscheinliche Ursache	Lösung
Die weiße Leuchte ist AN . Der Aufzug fährt nicht nach oben.	Der obere Betriebsend-schalter hat ausgelöst	Prüfen Sie, ob der obere Betriebsend-schalter mit einem Hindernis in Kontakt gekommen ist. Fahren Sie den Aufzug nach unten, um das Hindernis zu beseitigen. Hinweis: Der obere Betriebsend-schalter löst bei normalem Gebrauch aus, wenn er auf die Anschlagplatte am oberen Ende der Fahrstrecke trifft.
Zugwinde summt, startet behäbig und schwergängig oder fährt den beladenen Aufzug nicht hoch.	Starker Spannungsabfall	Rufen Sie den Service-Verantwortlichen.
	Ausfall der Betriebsbremse	
Die Zugwinde arbeitet einige Zeit und stoppt dann. Der Elektromotor ist überhitzt.	Der Überhitzungsschutz hat ausgelöst	Lassen Sie den Motor abkühlen. Reset erfolgt automatisch. Hinweis: Das „stromlose“ Ablassen funktioniert auch dann, wenn der Überhitzungsschutz ausgelöst hat.
Die weiße Leuchte ist AN . Die Zugwinde dreht sich in Richtung unten, aber der Aufzug fährt nicht herunter und manuelles Ablassen ist auch nicht möglich. Aufwärtsfahren ist dagegen möglich.	Die Schlaufseilsicherung hat ausgelöst.	Prüfen Sie, ob der Aufzug auf ein Hindernis auffährt und ob er korrekt waagrecht ausgerichtet ist.. Fahren Sie den Aufzug nach oben, um das Hindernis zu beseitigen.
	Die Sicherheitsfangvorrichtung hat ausgelöst	Zum Zurücksetzen drehen Sie den Reset-Knopf der Sicherheitsfangvorrichtung im Uhrzeigersinn (siehe Pfeil) Warnhinweis: Setzen Sie Sicherheitsfangvorrichtung niemals zurück, bis der Grund für die Auslösung festgestellt und das Problem behoben wurde. Hinweis: Der Aufzug kann trotz ausgelöster Fangvorrichtung nach oben fahren. Ein Abwärtsfahren ist jedoch nicht möglich. Wenn der Aufzug bei ausgelöster Fangvorrichtung ganz nach oben gefahren wird und dort der Betriebsend-schalter durch die Anschlagplatte auslöst, gerät der Aufzug außer Betrieb und kann erst durch einen Servicetechniker wieder gängig gemacht werden.

Referenz: 38921-OM-DE	Ausgabedatum: 24. März 2014	Änderungsstand: A	Seite 16 von 22
-----------------------	--------------------------------	-------------------	-----------------

STÖRUNGSSUCHE

Problem	Wahrscheinliche Ursache	Lösung
Die weiße Leuchte LEUCHTET. Die Zugwinde dreht sich, aber der Aufzug lässt sich in keine Richtung fahren.	Das Tragseil ist gebrochen und die Schlaufseilsicherung hat ausgelöst.	Prüfen Sie den Zustand des Tragseils. >Aufzug hängt am Sicherheitsseil Evakuieren Sie den Aufzug und befolgen Sie den Evakuierungsvorgang im Anhang. Rufen Sie den Service-Verantwortlichen.
Schwungrad für die Fangvorrichtung dreht sich nicht.	Schmutz oder Korrosion in der Sicherheitsfangvorrichtung	Rufen Sie den Service-Verantwortlichen
Sicherheitsfangvorrichtung lässt sich nicht zurücksetzen.	Sicherheitsfangvorrichtung ist überladen.	Drehen Sie die „Aufwärts“-Taste und entlasten Sie die Fangvorrichtung. Hinweis: Im Falle eines Stromausfalls fahren Sie den Aufzug mit dem Handrad einige Zentimeter nach oben, um einen Reset der Fangvorrichtung durchführen zu können.
FALLS EIN PROBLEM WEITERHIN BESTEHT, WENDEN SIE SICH AN DEN SERVICE-VERANTWORTLICHEN		

Referenz: 38921-OM-DE	Ausgabedatum: 24. März 2014	Änderungsstand: A	Seite 17 von 22
-----------------------	--------------------------------	-------------------	-----------------

STAHLSEIL

ES DÜRFEN AUSSCHLIESSLICH VON POWER CLIMBER WIND EMPFOHLENE STAHLSEILE VERWENDUNG FINDEN.	
Durchmesser	8,4 mm
Ausführung	5 x 26 WSR (Warrington Seale verdichtet) + PP (Polypropylen)-Kern
Struktur	Kreuzschlag rechtsgängig - leicht vorgeformt
Toleranz	(+0/-0,2 mm)
Zugfestigkeit	1960 N/mm ² / 2160 N/mm ²
Mindestbruchlast (wirklich)	≥ 50 kN
Mindestbruchlast (rechnerisch)	≈ 66,0 kN
Gewicht	0,255 kg/m
Verfahren	Galvanisch verzinkt
Kenzeichnung	Farbige Litze

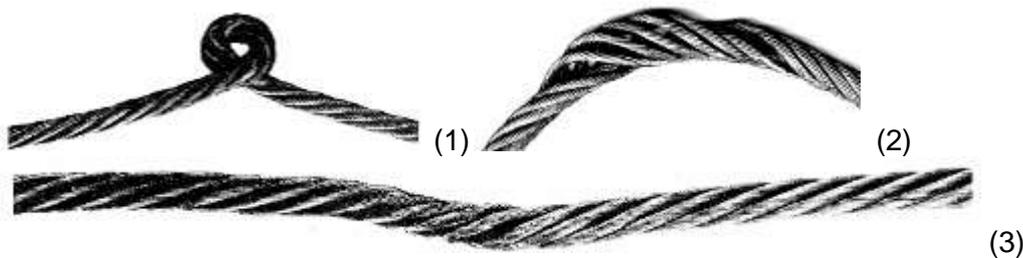
- Das Ende des Drahtseils sollte in Kugelform hartverlötet sein - mit einer maximalen Länge von 10 mm, ohne lose oder gebrochene Drähte.
- Tragen Sie Schutzhandschuhe bei der Arbeit mit den Stahlseilen.



WARNHINWEIS:

Stahldrahtseile müssen unter folgenden Voraussetzungen ersetzt werden:

- Mehr als 10 Drähte sind auf einer Länge von 240 mm gebrochen
- Übermäßige Korrosion
- Beschädigungen durch Hitze
- Verringerung des Nenndurchmessers um mehr als 10 Prozent
- Knicken (1), Brechen (2), Korbformbildung (3) oder andere Veränderungen der Seilstruktur.



Referenz: 38921-OM-DE	Ausgabedatum: 24. März 2014	Änderungsstand: A	Seite 18 von 22
-----------------------	--------------------------------	-------------------	-----------------

VORSICHTSMASSNAHMEN UND EINSCHRÄNKUNGEN

1. Allgemeine Nutzungsbedingungen

Temperaturbereich:	-20° C bis 55° C
Luftfeuchtigkeitsbereich:	30% bis 95%
Verunreinigungen:	Schutzgrad IP54
Spannungsbereich	Nennspannung +10% bis -15%

2. Vorsichtsmaßnahmen vor der Verwendung

- Die Benutzung des Service-Aufzugs ist nur geschultem Personal gestattet
- Vor der Benutzung der Ausrüstung sind die täglichen Routine-Checks durchzuführen und es ist sicherzustellen, dass sich die Anlage in einwandfreiem Zustand befindet.
- Bei Benutzung des Service-Aufzug muss jeder Benutzer stets seine persönliche Fallschutzausrüstung tragen.
- Nicht alle Gefährdungen beim Auftreffen des Aufzugs auf Hindernisse sind vollständig durch die Sicherheitseinrichtungen des Aufzugs abgedeckt. Der Benutzer hat dafür Sorge zu tragen, dass die Fahrstrecke ohne Hindernisse ist.

3. Vorsichtsmaßnahmen bei der Verwendung

- Eine Verwendung des Aufzugs ist dann untersagt, wenn eine Sicherheitsgefährdung aufgrund von Mängeln, Schäden oder anderen Gegebenheiten vorliegt. In diesem Fall ist umgehend der Service-Verantwortliche zu verständigen.
- Bei der Verwendung des Aufzugs ist jeder Benutzer gehalten, ein geeignetes Kommunikationsmittel (z.B. Mobiltelefon) mit sich zu führen.

4. Schnittstelle mit den Turmeinbauten

Da (die Risikobewertung in Bezug auf) die Maschinenrichtlinie 2006/42/EG Einschränkungen für die Schnittstellen des Service-Aufzugs mit den Turmeinbauten vorschreibt, sind die Korridore so konzipiert, um die Gefahren und Risiken auf ein absolutes Minimum zu reduzieren. Diese Korridore sind im Kapitel „Korridore nach MRL 2006/42/EG“ veranschaulicht. Auf allen Ebenen ist ein Warnhinweis gut sichtbar an den Korridoren anzubringen, der auf die Gefährdung durch Kontakt mit dem Service-Aufzug bzw. Quetschgefahr hinweist.

Normale Verwendung

Die Verwendung des Service-Aufzugs besteht aus Fahrten vom unteren zum oberen Halt und umgekehrt.

Besondere Verwendung

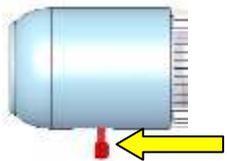
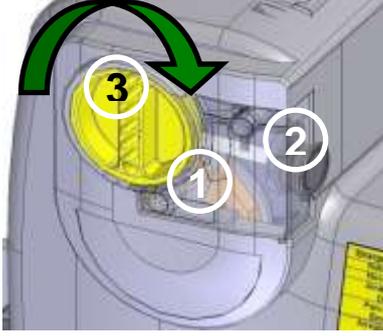
Es ist davon auszugehen, dass die Benutzer nur sehr selten zu den Zwischenebenen, den so genannten Flanschverbindungs-Plattformen fahren. Zugang zu diesen Zwischenebenen ist möglich. In diesem Fall sind die folgenden erforderlichen Maßnahmen zu treffen, um ein Gefährdungsrisiko auf das zulässige Mindestmaß zu begrenzen:

- Vermeiden Sie direkten Kontakt mit dem fahrenden Service-Aufzug.
- Vermeiden Sie jede Quetschgefahr durch entsprechenden Abstand von den Korridoren
- Ziehen Sie alle Arten von Warnungen in Betracht, um einen Benutzer auf die Gefahr eines fahrenden Service-Aufzugs aufmerksam zu machen.

Achten Sie auf den Abstand zwischen der Korridorvorderseite und dem Service-Aufzug von 120 mm (zur Vermeidung eines Fingerkontakts mit dem fahrenden Aufzug) bis 300 mm (zur Vermeidung eines Absturzes zwischen Aufzug und Korridor hindurch).

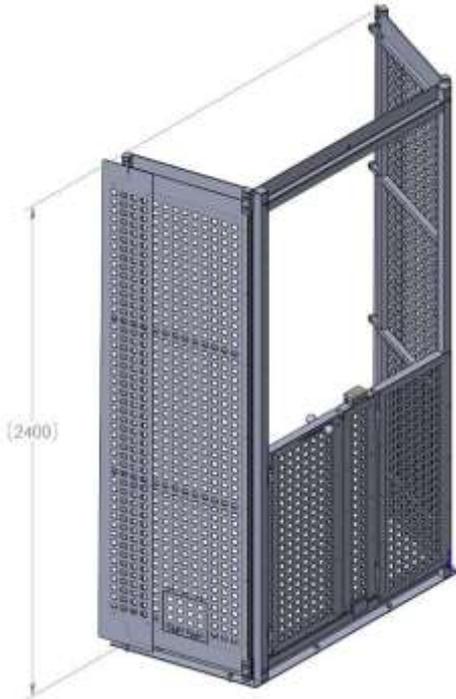
Referenz: 38921-OM-DE	Ausgabedatum: 24. März 2014	Änderungsstand: A	Seite 19 von 22
-----------------------	--------------------------------	-------------------	-----------------

TÄGLICHE CHECKLISTE

DIE PRÜFUNGEN MÜSSEN VOR JEDER VERWENDUNG DES AUFZUGS DURCHGEFÜHRT WERDEN	
1	Sichtprüfung des Aufzugs bezüglich beschädigter, loser oder fehlender Teile.
2	Öffnen Sie den Ausgang am Bodenkorridor . Die weiße Leuchte ist AUS. Stellen Sie sicher, dass der Aufzug weder nach oben noch nach unten fahren kann.
3	Stellen Sie sicher, dass die grüne „ Sicherheitsleuchte “ leuchtet und schließen Sie die Tür. Prüfen Sie, ob die Tür wieder geöffnet werden kann.
4	Öffnen Sie die Tür . Die rote Sicherheitsintegritäts-Gefahrenleuchte LEUCHTET. Stellen Sie sicher, dass d. Aufzug weder nach oben noch nach unten fahren kann.
5	Drücken Sie die Notaustaste und vergewissern Sie sich, dass der Aufzug weder nach oben noch nach unten fahren kann.
↑ Fahren Sie den Lift für weitere Tests einen Meter in die Höhe ↑	
6	Versuchen Sie, die Tür zu öffnen. Dies sollte nicht möglich sein.
7	Ziehen Sie den Hebel zum „ manuellen stromlosen Ablassen “ und prüfen Sie, ob die Winde ein Abwärtsfahren mit einer gesteuerten Geschwindigkeit zulässt. 
8	Fahren Sie den Aufzug einen Meter nach oben und unten und schauen Sie durch das Sichtfenster, ob sich der Geschwindigkeitsbegrenzer (1) dreht. Prüfen Sie auch, ob die Gewichte am Geschwindigkeitsbegrenzer freigängig sind und sich leicht bewegen während sich der Geschwindigkeitsbegrenzer dreht. <ul style="list-style-type: none"> a) Fahren Sie den Aufzug nach unten und drücken Sie den Knopf für manuelle Fahrt bei Überdrehzahl (2). Die Abwärtsbewegung der Winde wird angehalten. b) Ziehen Sie am Hebel zum „manuellen stromlosen Ablassen“ und vergewissern Sie sich, dass kein weiteres Herunterfahren möglich ist. c) Zum Zurücksetzen fahren Sie die Winde etwa 10 cm hoch und drehen den Reset-Knopf (3) im Uhrzeigersinn, bis die Fangvorrichtung wieder in ihre „offene“ Position einklickt und zurückgesetzt ist. <p>WICHTIG: Stellen Sie sicher, dass die Fangvorrichtung zurückgesetzt ist, bevor der Aufzug wiederverwendet wird. Die Nichtbeachtung kann zu einer Blockierung des Seils führen.</p> 
9	Fahren Sie d. Aufzug wieder auf Bodenniveau und prüfen Sie, ob der untere Endschalter auslöst und d. Aufzug stoppt, bevor die Bodenpuffer den Boden berühren.
NUR TADELLOS FUNKTIONIERENDE AUSRÜSTUNG VERWENDEN !	
NIEMALS END- UND SICHERHEITSSCHALTER ÜBERBRÜCKEN !	

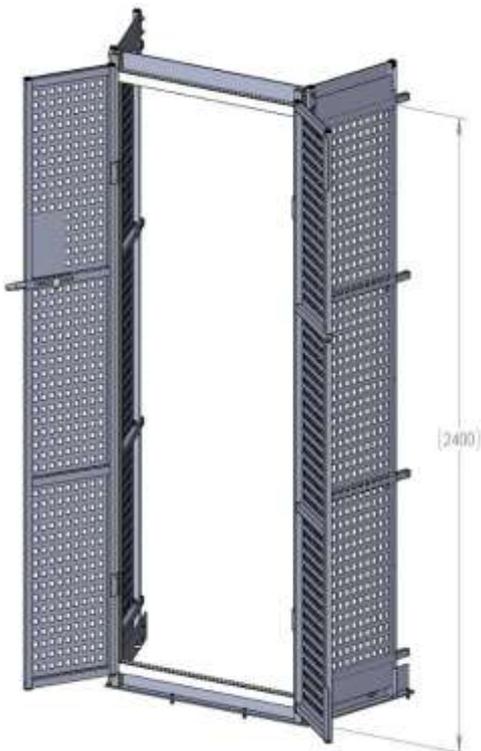
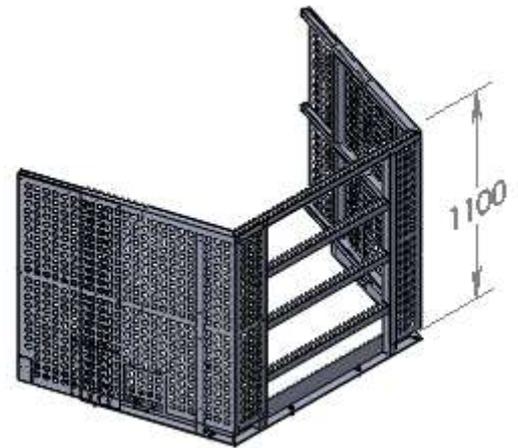
Referenz: 38921-OM-DE	Ausgabedatum: 24. März 2014	Änderungsstand: A	Seite 20 von 22
-----------------------	--------------------------------	-------------------	-----------------

Korridore für Service-Aufzug nach Maschinenrichtlinie 2006/42



Dieser Korridor findet nur auf der oberen Plattform Verwendung.
 Der Ausgang wird über ein Verriegelungssystem überwacht:
 Das Schlüsseltransfersystem öffnet den Ausgang mit einem Schlüssel, der mit dem Service-Aufzug verbunden ist. Dies bedeutet, dass der Ausgang nur zu öffnen ist, wenn der Aufzug vorhanden ist. Der Aufzug kann nur wiederum nur dann verwendet werden, wenn der Ausgang geschlossen wurde und der Transferschlüssel innerhalb des Service-Aufzugs aktiviert wird.

Dieser Korridor wird auf Plattformen mit niedriger Risikoeinstufung verwendet, beispielsweise auf Flanschverbindungs-Plattformen.



Dieser Korridor wird auf Plattformen mit Hochrisikoeinstufung verwendet, zu denen in der Regel die untere Plattform gehört. Die Türen werden durch einen elektromechanischen Türwächter überwacht, der die komplette Stromversorgung unterbricht, wenn die Türen geöffnet werden.

Referenz: 38921-OM-DE	Ausgabedatum: 24. März 2014	Änderungsstand: A	Seite 21 von 22
-----------------------	--------------------------------	-------------------	-----------------

EVAKUIERUNGSVORGANG

Bei Benutzung des Service-Aufzug muss jeder Benutzer stets seine persönliche Fallschutzausrüstung tragen. Die Fallschutzausrüstung besteht aus einem Ganzkörpergurt mit Fallschutzvorrichtung, einem Schlüsselband mit einem Falldämpfer und Schlüsselband mit einem Extender. Zusätzlich ist jeder Benutzer bei Verwendung des Aufzugs gehalten, ein geeignetes Kommunikationsmittel (z.B. Mobiltelefon) mit sich zu führen.

Befolgen Sie immer die Betriebsverfahren und -vorschriften der Windkraftanlage vor Ort

DER FOLGENDE EVAKUIERUNGSVORGANG IST NUR DURCHZUFÜHREN, WENN EIN NORMALER BETRIEB ODER MANUELLES ABLASSEN NICHT MÖGLICH SIND!

DIESER EVAKUIERUNGSVORGANG GILT IN VERBINDUNG MIT UND ALS ZUSÄTZLICHE MASSNAHME ZUM EVAKUIERUNGSVORGANG DER WINDKRAFTANLAGE.

- | | | |
|--|--|--|
| <p>1. Verbinden Sie Ihren Sicherheitshaken mit der am nächsten zur Tür befindlichen Einhängeöse in der Kabine.</p> | <p>2. Drücken Sie manuell den Notriegelungsknopf des Türkontaktschalters (innerhalb oder außerhalb des Aufzugs).</p> | <p>3. Verbinden Sie den zweiten Sicherheitshaken mit der Einhängeöse an der Außenseite des Aufzugs. Lösen Sie dann den Haken von der Einhängeöse in der Kabine und haken Sie sich an einem der Sicherheitsankerpunkte an der Leiter ein.</p> |
|--|--|--|



- | | |
|--|---|
| <p>4. Lösen Sie den Sicherheitshaken an der Außenseite des Aufzugs und befestigen Sie ihn ebenfalls an einem der Sicherheitsankerpunkte an der Leiter.</p> | <p>5. Steigen Sie die Leiter hinab wie in den allgemeinen Sicherheitsvorschriften für die Verwendung der Leiter in der Windkraftanlage beschrieben.</p> |
|--|---|



Referenz: 38921-OM-DE	Ausgabedatum: 24. März 2014	Änderungsstand: A	Seite 22 von 22
-----------------------	--------------------------------	-------------------	-----------------

SERVICE-AUFZUG SHERPA-SD4 (VESTAS)

VOR DER BENUTZUNG DES SERVICE-AUFZUGS MÜSSEN SIE DIE BETRIEBSANLEITUNG GELESEN UND VERSTANDEN HABEN UND DIESE BEACHTEN FÜHREN SIE STETS DIE TÄGLICHE KONTROLLE DURCH. BEVOR SIE DAS SYSTEM BENUTZEN

Oberer Betriebs-endschalter
Unterbricht ein Aufwärtsfahren und entsperrt die Tür

Not-Endschalter
Unterbricht ein Auf- und Abwärtsfahren

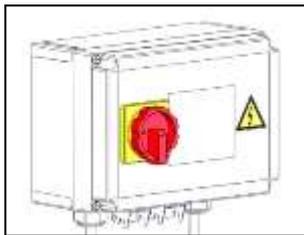
Gurt-Befestigungspunkt
(gelb, zwei weitere am Bügel innen)

Türkontaktschalter
(Innen, mit interner & externer Entriegelung)

Typenschild und Seriennummer

Unterer Betriebsendschalter
unterbricht ein Abwärtsfahren und entsperrt die Tür

Absenksicherungs system
Unterbricht ein Auf- und Abwärtsfahren, wenn ausgelöst



Hauptnetzschalter
Schaltet die Stromversorgung EIN / AUS.

WARNUNG (SCHUTZ VOR SPANNUNGSSPITZEN):
ACHTEN SIE IMMER DARAUF, DASS SICH DER HAUPTSCHALTER IN DER "AUS" -POSITION BEFINDET, BEVOR SIE DIE HAUPTSTROMVERSORGUNG EIN- ODER AUSSCHALTEN, UNABHÄNGIG DAVON, OB EIN ANLAGENGENERATOR ODER TURBINENGENERATOR DEN STROM LIEFERT.

Tragseil und Sicherungsseil sowie Führungsstahlseile

Zugwinde und Sicherheitsvorrichtungen

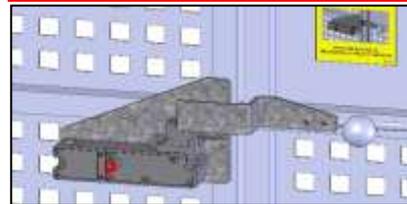
Seilführung (links und rechts, oben und unten)

Innenfenster für die Stahlseilprüfung

Schiebetür mit Türkontaktschalter
Wenn die Tür geöffnet oder entriegelt ist, wird ein Auf- und Abwärtsfahren gestoppt.

Interne und externe Bedienelemente

Türwächter
Wenn der Aufzug auf Bodenniveau ankommt, wird der Ausgang elektrisch entriegelt. Solange die Ausgangstür geöffnet ist, wird die gesamte Stromversorgung des Aufzugs abgeschaltet.



Das Produkt entspricht den CE - Bestimmungen
(Maschinenrichtlinie 2006/42/EG)

Interne Bedienelemente und Externe Bedienelemente

Notausschalter

Drücken, um die komplette Stromversorgung zu unterbrechen. Zum Zurücksetzen ziehen Sie den Knopf wieder heraus

INTERN



AUFWÄRTS / ABWÄRTS - Knebschalter

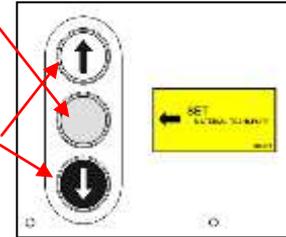
Drehen Sie den Schalter nach oben/ unten, um die Winde zu betreiben

Override-Knopf

Setzt das Absenksicherungssystem und den unteren Betriebsendschalter außer Kraft und fährt den Aufzug ganz nach unten, wo er auf seine Puffer aufsetzt.

EXTERN

SET-Taste
Aktiviert die Außensteuerung



AUFWÄRTS / ABWÄRTS - Tasten:
Drücken Sie die Tasten, um den Aufzug automatisch an die obere oder untere Halteposition des Turms zu schicken.

Warnhinweis:

Fahren Sie den Aufzug nicht weiter nach unten, da er ansonsten beschädigt wird!
Achten Sie vor dem Schließen der Tür darauf, dass sich der

Warnhinweis:

Der Aufenthalt von Personen im Servicelift ist im externen Modus untersagt. Dieser ist nur zur Beförderung von Materialien zu verwenden!

SICHERHEITSGEFÄHRE U. SICHERHEITSSZONE

Sicherheitsintegritäts-Gefahrenleuchte (ROT)

Das Licht leuchtet (und ein Aufwärts-/Abwärtsfahren ist NICHT mehr möglich), wenn:

- Der Notausschalter gedrückt ist.
- Die nominale Traglast von 240 kg um 25% überschritten wurde (Überlast)
- Die Schiebetür offen oder entsperrt ist.
- Der Not-Endschalter ausgelöst hat
- Der Überhitzungsschutz des Elektromotors ausgelöst hat
- Das Absenksicherungssystem ausgelöst hat



Sicherheitsleuchte (GRÜN)

Das Licht leuchtet (und die Türverriegelung wird elektrisch entriegelt), wenn:

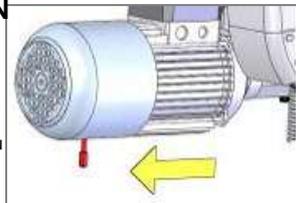
- Der Service-Aufzug in einer sicheren Zone (an der oberen oder unteren Plattform des Turms) angekommen ist

Die Tür wird NUR an besagten Orten elektrisch entriegelt. Die Tür kann NUR geöffnet werden, wenn das grüne Licht leuchtet.

Stromausfall

MANUELLES ABLASSEN

(Hebel zur manuellen Bremsenentriegelung)
Ziehen Sie zum manuellen Ablassen der Serviceplattform bei Stromausfall den Hebel, um den Aufzug auf ein Niveau für einen sicheren Ausstieg zu bringen.

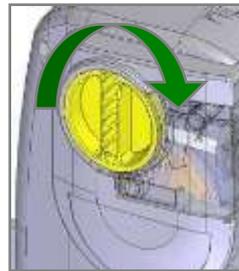


MAN. AUFWÄRTSFAHREN (Handrad)

Zur Rücksetzung der Sicherheitsfangvorrichtung bei Stromausfall: Handrad fest greifen und 1/2 Umdrehung gegen den Uhrzeigersinn drehen sowie zeitgleich den Bremshebel zur Entriegelung der Bremse ziehen. Vorgang wiederholen, bis die Fangvorrichtung zurückgesetzt ist werden kann.



SICHERHEITSFANGVORRICHTUNG



Bei Stromausfall:

- Angaben zum Bewegen des Aufzugs nach oben finden Sie unter „Manuelles Aufwärtsfahren“.
- Drehen Sie den Reset-Knopf in Richtung des Pfeiles.

Bei KEINEM Stromausfall:

- Drehen Sie den Knebschalter in Stellung „AUFWÄRTS“, um den Aufzug nach oben zu bewegen.
- Drehen Sie den Reset-Knopf in Richtung des Pfeiles.

Warnhinweis:

Setzen Sie die Sicherheitsfangvorrichtung niemals zurück, bevor der Grund für die Auslösung festgestellt und das Problem behoben wurde.

EVAKUIERUNG

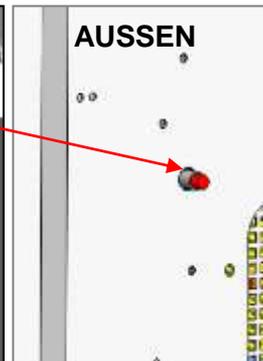
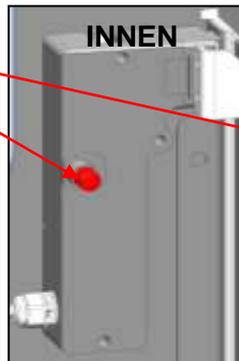
Die Tür kann mit Hilfe der Notentriegelungsknöpfe manuell entriegelt werden.

Warnhinweis:

Diese Funktion ist Teil des Gesamtevakuierungsvorgangs!
Der Benutzer muss vor der manuellen Türentriegelung durch optische Kontrolle sicherstellen, dass sich der Aufzug an einem sicheren Ort befindet.

EVAKUIERUNGSVORGANG

(siehe Betriebsanleitung) NUR DURCHFÜHREN, WENN NORMALER BETRIEB ODER MANUELLES ABLASSEN NICHT MÖGLICH SIND!



Ref.: 38921-QR-DE

Ausstellungsdatum. 24. März 2014

POWER CLIMBER WIND

Wind@PowerClimber.be

www.PowerClimberWind.com

Dieses Dokument und alle Kopien sind Eigentum von Power Climber bvba. Alle Maße und Daten sind unverbindlich. Der Anwender muss sicherstellen, dass das Gerät den örtlichen Regeln und Vorschriften entspricht



AIB-VINÇOTTE International s.a. / n.v.
 SAFETY, QUALITY, ENVIRONMENT
 Member of the Group AIB-VINÇOTTE
 Head office : Boulevard A. Reyers 80 - B-1030 Brussels

VINÇOTTE - CERTEST PRODUCTS
 Cross Point - Leuvensesteenweg 248 / B-1800 Vilvoorde
 Tel. : +32(0)2 674.57.50 - Fax : +32(0)2 674.57.85
 E-Mail : avi.conformity.marks@vincotte.be

EC TYPE EXAMINATION CERTIFICATE

No. Z 14-258-170-B

Issued by AIB-VINÇOTTE International (N°0026)

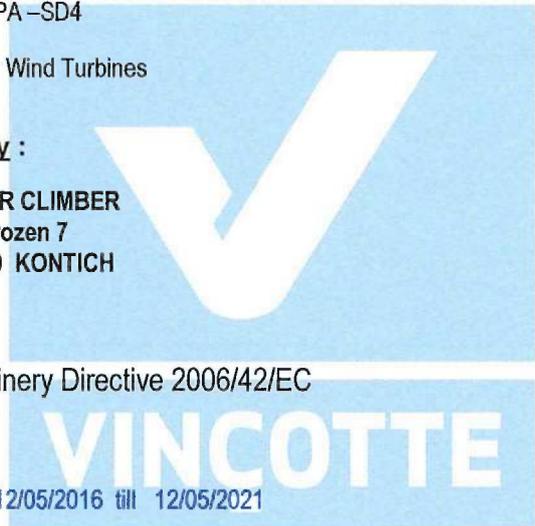
For the product(s) described hereafter :

Product group : MACHINERY
 Product family : For lifting of persons
 Make : Power Climber
 Type(s) : SHERPA –SD4
 Particularities : Lift for Wind Turbines

Conformity examination requested by :

POWER CLIMBER
 Satenrozen 7
 B 2550 KONTICH

Vincotte



Criteria for certification : Machinery Directive 2006/42/EC

Validity of the certificate : From 12/05/2016 till 12/05/2021

Conclusions of the examination :

The products comply with the above mentioned certification criteria, as confirmed by the test report of AVI no AUD/03/60570653/00/NL/001

This certificate of conformity is based on test results of one sample of the presented product, in accordance with the applicable specific criteria. It includes no appreciation of all the manufactured products, nor a statement of conformity with any other criteria that are not explicitly mentioned in this report.

This certificate is issued in English.

Brussels, 12/05/2016

Tom Derveaux
 Contract Manager Design Review

For the Certification Committee
 Christian Lefebvre.
 President of the certification Committee

D.056 00 01

Annex(es) : Description of the certified product(s) : (1 Page)

V-CERTCONF-e

	Z14 -258-170-B 12/05/2016 Page 2 / 2	
---	--	--

POWER CLIMBER

SHERPA- SD4

CHARACTERISTICS	VALUES
Main platform Dimensions (m)	0.95 x 0.6
Rated load (kg) /Nb. of persons max	240 / 2 pers.
Max working height (m)	200 m
Hoisting speed (m/min)	17
Self weight platform	Max. 160 kg
Hoist wire rope Diameter	8.4 mm
Guide wire rope Diameter	12 mm
Power supply voltage	3*690V : (50 Hz / 60 Hz) +E 3* 400V (50 Hz / 60 Hz) +E
Power motor	1 x 1.3 Kw
Control system:	230 V ac
Noise level (dB (A))	Max. 70 dBA

Available options:

- Right or Left Sliding door
- Tension system for wire ropes guiding system:
 - o Tension system above Floor
 - o Tension system underneath Floor connect on T-Beam
 - o Tension system underneath Floor
- Depending on the tower layout, option for emergency step is available or required.
- The lift is designed for access from ground level to top level and vice versa as normal use, option for safezone detection at intermediate platforms.
- Call Send Box
- Extra Emergency stop box
- Supply cable system:
 - o Storage Bin System
 - o Cable loop System
- Top obstruction system
- Back retainer system in combination with Top obstruction system
- Top retainer system in combination with Top obstruction system
- Bottom & top landing platforms, intermediate platforms (design)

© Vincotte

D 056 00 01

16.1.4 Standsicherheit

Anlagen:

- 16_1_4_Turbulenzgutachten.pdf



Gutachten zur Standorteignung von Windenergieanlagen
nach DIBt 2012 für den Windpark Buschmühlen
Deutschland

Bericht-Nr.: I17-SE-2020-454 Rev.02

Gutachten zur Standorteignung von WEA nach DIBt 2012 für den
Windpark Buschmühlen

Bericht-Nr.: I17-SE-2020-454 Rev.02

Auftraggeber: WIND-projekt Ingenieur- und
Projektentwicklungsgesellschaft mbH
Am Strom 1 - 4
D- 18119 Rostock OT Seebad Warnemünde

Auftragnehmer: I17-Wind GmbH & Co. KG
Am Westersielzug 11
25840 Friedrichstadt
Tel.: 04881 – 936 498 – 0
Fax.: 04881 – 936 498 – 19
E-Mail: mail@i17-wind.de
Internet: www.i17-wind.de

Datum: 11. Mai 2021

Haftungsausschluss und Urheberrecht

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

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

Die I17-Wind GmbH & Co. KG ist Mitglied im Sachverständigenbeirat des Bundesverbandes WindEnergie (BWE) e.V. und erfüllt damit die Voraussetzung zur Anerkennung der gutachterlichen Stellungnahme eines Sachverständigen gemäß Anlage 2.7/12 Fußnote 2 der Musterliste der Technischen Baubestimmungen über die örtlich auftretende Turbulenzbelastung und über die Zulässigkeit von vorgesehenen Abständen zu benachbarten Windenergieanlagen in Bezug auf die Standsicherheit der geplanten und bestehenden Anlagen.

Anmerkung zu Typenprüfung und Anlagenparametern der WEA

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

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

Revisionsnummer	Datum	Änderung	Verfasser
0	03.11.2020	Erste Ausgabe - ENTWURF	Lenz
1	22.02.2021	Änderung des Windparklayouts - ENTWURF	Lenz
2	11.05.2021	Berücksichtigung aktualisierter Anlagenparameter der Bestands-WEA W11	Lenz

Verfasser:

M. Sc. Kristine Lenz, Sachverständige
Friedrichstadt, 11.05.2021



Geprüft:

B. Eng. Heiko Pauls, Sachverständiger
Friedrichstadt, 12.05.2021



Freigegeben:

Dipl.-Ing. (FH) Christian Kebbel, Sachverständiger
Friedrichstadt, 12.05.2021



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

Inhaltsverzeichnis

1	Vorbemerkung.....	7
1.1	Allgemeines	7
1.2	Geführte Nachweise.....	7
1.2.1	Nachweis der Standorteignung an topografisch nicht komplexen Standorten durch Vergleich der Windbedingungen.....	8
1.2.2	Nachweis der Standorteignung an topografisch komplexen Standorten durch Vergleich der Windbedingungen.....	8
1.2.3	Verfahren bei Überschreitungen – Nachweis durch Vergleich der Lasten	9
1.3	Abweichungen von den Richtlinien.....	10
1.4	Modellunsicherheiten	11
2	Aufgabenstellung und Standort	12
2.1	Umfang des Gutachtens	12
2.2	Standortbeschreibung.....	12
2.3	Auslegungswindbedingungen der geplanten WEA	12
3	Vergleich der Windbedingungen.....	15
3.1	Grundlagen.....	15
3.2	Vergleich v_{ave} und v_{m50}	16
3.2.1	Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave}	16
3.2.2	Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50}	16
3.3	Vergleich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}	17
3.3.1	Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität	17
3.3.2	Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität	19
3.3.3	Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}	21
4	Zusammenfassung.....	26
4.1	Neu geplante WEA	26
4.2	Bestehende WEA.....	27
5	Standortbesichtigung	28
	Abkürzungs- und Symbolverzeichnis.....	29
	Literaturverzeichnis.....	31

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration; Kartenmaterial: [19.1, 19.2]..... 14

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration	13
Tabelle 2.2: Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA	13
Tabelle 3.1: Windverhältnisse am Standort [22.1].....	15
Tabelle 3.2: Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} auf Nabenhöhe der geplanten WEA..	16
Tabelle 3.3: Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50} auf Nabenhöhe der geplanten WEA	17
Tabelle 3.4: Richtlinienabhängige Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität	18
Tabelle 3.5: Komplexitätskriterien nach DIN EN 61400-1:2011-08 [7]	20
Tabelle 3.6: Anzusetzende Turbulenzstrukturparameter nach [7]	20
Tabelle 3.7: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort.....	21
Tabelle 3.8: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (vor Zubau)	24
Tabelle 3.9: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau).....	25
Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA.....	26
Tabelle 4.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA.....	27

1 Vorbemerkung

1.1 Allgemeines

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

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

1.2 Geführte Nachweise

Die Richtlinie DIBt 2012 [1.1] fordert in Kapitel 16 ein alternatives, vereinfachtes Verfahren zum Nachweis der Standorteignung von WEA, das jedoch nur angewendet werden darf, wenn die Standorte der geplanten WEA nach DIN EN 61400-1:2011-08 [7] als nicht topografisch komplexe Standorte zu bezeichnen sind. Sind vereinzelte Standorte neu geplanter WEA als topografisch komplex zu bezeichnen, wird der vereinfachte Nachweis der Standorteignung um die Kriterien nach DIN EN 61400-1:2011-08 [7] oder IEC 61400-1 ed.4 [6], jeweils Abschnitt 11.9, erweitert. Die folgenden Abschnitte stellen beide Verfahrensweisen dar. Die Vergleiche der Auslegungswerte für die zu untersuchenden Größen mit den im Rahmen dieses Gutachtens ermittelten Werten sind nach der DIBt Richtlinie Fassung Oktober 2012 nur für neu geplante Anlagen zu führen [1.1]. Für bestehende Anlagen, die nach der DIBt 1993 [3] oder DIBt 2004 [2] typengeprüft wurden, darf im Falle einer Parkänderung / -erweiterung der Nachweis der Standorteignung auch weiterhin nach dem Verfahren der DIBt 2004 erbracht werden [1.1].

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

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

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

- i. Liegt einer neu geplanten Anlage eine Typenprüfung gemäß DIBt 2004 [2] zu Grunde, wird der Nachweis der Standorteignung basierend auf dem vereinfachten Verfahren nach DIBt 2012 [1.1], beschrieben in Abschnitt 1.2.1, geführt. Dieser Nachweis entspricht den Mindestanforderungen der zum Nachweis der Standorteignung der Typenprüfung nach DIBt 2004 [2] zu Grunde gelegten Richtlinie DIN EN 61400-1:2004 [8], bzw. IEC 61400-1 ed.2 [4].
- ii. Da davon auszugehen ist, dass für bereits genehmigte, bzw. bestehende Anlage mit einer Typenprüfung nach DIBt 2012 [1.1] die Standorteignung in deren Genehmigungsverfahren nachgewiesen wurde, werden nur durch hinzukommende Anlagen beeinflusste Parameter geprüft und mit den Auslegungswerten verglichen. Dies entspricht lediglich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} , welche durch einen Zubau erhöht werden kann.

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

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

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

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

Handelt es sich nach Abschnitt 11.2 der DIN EN 61400-1:2011-08 [7] um einen als topografisch komplex zu bezeichnenden Standort und liegt der zu untersuchenden WEA eine Typenprüfung nach DIBt 2012 [1.1] zu Grunde, wird der vereinfachte Nachweis zur Standorteignung nach Abschnitt 1.2.1 um folgende Nachweise der Windbedingungen auf Nabenhöhe der geplanten WEA, basierend auf DIN EN 61400-1:2011-08 [7] oder IEC 61400-1 ed.4 [6] erweitert.

- i. Das Maximum bzw. Minimum der Schräganströmung δ darf den vorgegebenen Wert von $\pm 8^\circ$, bzw. den in der Typenprüfung angegebenen Wert, nicht überschreiten bzw. unterschreiten.
 - (1) Die IEC 61400-1 ed.4 [6] sieht für den Nachweis zur Standorteignung bezüglich der Schräganströmung den Vergleich des energiegewichteten Mittelwertes aller Richtungen mit dem vorgegebenen Wert von $\pm 8^\circ$, bzw. dem in der Typenprüfung angegebenen Wert vor. Der Vergleich erfolgt dann auf Basis der nach [6] ermittelten Ausgleichsebene mit Radius $5z_{hub}$, erweitert um $2z_{hub}$ hinter der WEA.
 - (2) Die DIN EN 61400-1:2011-08 [7] sieht für den Nachweis der Standorteignung bezüglich der Schräganströmung den Vergleich des sektoriellen Maximal- bzw. Minimalwertes mit einem vorgegebenen Wert von $\pm 8^\circ$, bzw. dem in der Typenprüfung angegebenen Wert vor. Der Vergleich erfolgt dann auf Basis der nach [7] ermittelten Ausgleichsebene mit Radius $5z_{hub}$.
- ii. Der Standortmittelwert des Höhenexponenten α darf den vorgegebenen Minimal- bzw. Maximalwert nicht unter- bzw. überschreiten:
 - (1) Die IEC 61400-1 ed.4 [6] fordert für den Nachweis zur Standorteignung bezüglich des Höhenexponenten den Vergleich des energiegewichteten Mittelwertes über alle Richtungen mit dem vorgegebenen Wert von $0.05 \leq \alpha \leq 0.25$, bzw. dem in der Typenprüfung angegebenen Wert.

(2) Die DIN EN 61400-1:2011-08 [7] fordert für den Nachweis zur Standorteignung bezüglich des Höhenexponenten den Vergleich des sektoriellen Maximal- bzw. Minimalwertes von $0 \leq \alpha \leq 0.2$ oder dem in der Typenprüfung angegebenen Wert.

- iii. Der Standortmittelwert der Luftdichte ρ darf bei allen Windgeschwindigkeiten größer gleich der Nennwindgeschwindigkeit den Wert 1.225 kg/m^3 oder den in der Typenprüfung angegebenen Wert nicht überschreiten [7]. Die IEC 61400-1 ed.4 [6] fordert für den Nachweis zur Standorteignung bezüglich der Luftdichte die Einhaltung folgender Ungleichung:

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

- iv. Die standortspezifische extreme Turbulenz muss nach [7] ermittelt und der Nachweis erbracht werden, dass die Auslegungswerte des ETM im Sektor mit der höchsten mittleren Windgeschwindigkeit nicht überschritten werden. Nach [6] ist der Nachweis zu erbringen, dass die Auslegungswerte des ETM in der Nachlaufsituation mit der höchsten Nachlaufturbulenz, im Zentrum des Nachlaufs, nicht überschritten werden.
- v. Der standortspezifische Extremwert des horizontalen Windgradienten darf den Extremwert nach [7], Kapitel 6.3.2.6 nicht überschreiten. Die IEC 61400-1 ed.4 [6] sieht diesen Nachweis nicht mehr vor.

1.2.3 Verfahren bei Überschreitungen – Nachweis durch Vergleich der Lasten

Kann der vereinfachte Nachweis der Windbedingungen nach DIBt 2012 [1.1] aus Abschnitt 1.2.1 nicht geführt werden, da die zu prüfenden Parameter nicht eingehalten werden, kann die Standorteignung auf Basis eines Lastvergleiches unter Berücksichtigung der standortspezifischen Windbedingungen aus Abschnitt 1.2.1 durchgeführt werden. Demnach ist bei einer Überschreitung der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} , oder bei Überschreitung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} , der Nachweis der Standorteignung der jeweiligen WEA auf Basis eines Lastvergleiches der Betriebsfestigkeitslasten (Vergleich der standortspezifischen Lasten mit den Lastannahmen der Typenprüfung) zu führen. Bei einer Überschreitung der 50-Jahreswindgeschwindigkeit $v_{m50}(h)$ ist der Nachweis der Standorteignung der jeweiligen WEA auf Basis eines Lastvergleiches der Extremlasten (Vergleich der standortspezifischen Lasten mit den Lastannahmen der Typenprüfung) zu führen.

Kann der Nachweis der Windbedingungen an einem als topografisch komplex zu bezeichnenden Standort nach Abschnitt 1.2.1 und Abschnitt 1.2.2 nicht geführt werden, da die zu prüfenden Werte nicht eingehalten werden, kann die Standorteignung entsprechend DIN EN 61400-1:2011-08 [7] und IEC 61400-1 ed.4 [6] auf Basis eines Lastvergleiches unter Berücksichtigung der standortspezifischen Windbedingungen aus Abschnitt 1.2.1 und Abschnitt 1.2.2 durchgeführt werden. Demnach ist der Nachweis der Standorteignung der jeweiligen WEA auf Basis eines Lastvergleiches der Betriebsfestigkeitslasten und der Extremlasten zu führen.

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

Die Berechnung der standortspezifischen Lasten erfolgt in der Regel durch den/die Hersteller der betrachteten WEA. Der zugehörige Bericht zur durchgeführten Lastberechnung wird der I17-Wind GmbH & Co. KG im Rahmen einer Geheimhaltungsvereinbarung vorgelegt. Die Berichte werden von der I17-Wind GmbH & Co. KG dahingehend überprüft, ob die Eingangsdaten korrekt übernommen und angesetzt wurden. Das Ergebnis der Lastberechnung wird als richtig vorausgesetzt.

1.3 Abweichungen von den Richtlinien

Folgende, von der DIBt 2012 Richtlinie [1.1] und der DIN EN 61400-1:2011-08 [7] abweichende, Verfahren wurden für das vorliegende Gutachten zur Standorteignung von WEA gewählt:

- I. Entsprechend der DIBt 2012 [1.1] ist es für eine Prüfung der Standorteignung Voraussetzung, dass für die WEA eine Typenprüfung bzw. eine Einzelprüfung vorliegt. Ist dies nicht der Fall, wird der Vergleich auf Basis von vorläufigen Auslegungswerten, für die die Typenprüfung voraussichtlich angestrebt wird, durchgeführt. Somit behält das vorliegende Gutachten im Falle einer Typenprüfung bzw. Einzelprüfung, welche die zu Grunde gelegten Auslegungsparameter abdeckt, seine Gültigkeit.
- II. Der Vergleich des Standortwertes der mittleren Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe v_{ave} mit dem Auslegungswert kann nur nach [1.1] erfolgen, wenn die Auslegungswerte der zu betrachtenden WEA einen Formparameter k der Weibullverteilung von $k = 2.0$ ausweisen. Wenn die Auslegungswerte der zu betrachtenden WEA einen Formparameter $k \neq 2.0$ ausweisen, kann der in [1.1] geforderte Vergleich nicht mehr erfolgen. In diesem Fall wird das Verfahren nach [7] und [6] gewählt, welches einen Vergleich der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion pdf_{NH} der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten mit der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion pdf_{TP} der Typenprüfung in einem Bereich von $0.2v_{ref}$ - $0.4v_{ref}$ nach [7], bzw. in einem Bereich von $v_{ave} - 2v_{ave}$ nach [6] fordert. Die zu prüfenden Bereiche aus [7] und [6] sind in der Regel annähernd deckungsgleich, es wird jedoch immer der von beiden Normen abdeckende Bereich geprüft. In dem zu untersuchenden Bereich muss die Bedingung $pdf_{NH} \leq pdf_{TP}$ erfüllt sein. Die Berechnung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen pdf_{NH} und pdf_{TP} erfolgt entsprechend [6] auf Basis der Standortmittelwerte A_{NH} und k_{NH} bzw. der Auslegungswerte A_{TP} und k_{TP} der zu untersuchenden WEA.
- III. Erfolgt der Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Windbedingungen nach Abschnitt 1.2.1 und 1.2.2, hat der Vergleich der standortspezifischen effektiven Turbulenzintensität und der Auslegungsturbulenz nach NTM in dem Bereich zwischen $0.2v_{m50}(h)$ und $0.4v_{m50}(h)$ zu erfolgen [1.1]. Liegt einer zu betrachtenden WEA keine Auslegungsturbulenz nach NTM vor, erfolgt der Vergleich mit der in der Typenprüfung aufgeführten Auslegungsturbulenz. Ist die Leistungskurve der WEA bekannt, hat der Vergleich nach [7] in dem Bereich zwischen $0.6v_r$ und v_{out} zu erfolgen. Erfolgt der Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Lasten nach Abschnitt 1.2.3, sind der Lastberechnung nach [1.1] mindestens die standortspezifischen effektiven Turbulenzintensitäten von v_{in} bis $0.4v_{m50}(h)$ bzw. von v_{in} bis v_{out} nach [7] zu Grunde zu legen. Im vorliegenden Gutachten werden die standortspezifischen effektiven Turbulenzintensitäten mindestens im Windgeschwindigkeitsbereich von 5 m/s bis 25 m/s (bzw. v_{out} wenn $v_{out} < 25$ m/s) ausgewiesen, was die oben beschriebenen Anforderungen für den Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Windbedingungen nach [1.1], [6] und [7] abdeckt. Erfolgt der Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Lasten, werden dem Anlagenhersteller grundsätzlich die standortspezifischen effektiven Turbulenzintensitäten in dem Bereich von v_{in} bis v_{out} zur Verfügung gestellt. Liegt einer zu prüfenden WEA eine Typenprüfung nach [2] zu Grunde, erfolgt der Vergleich mit der Turbulenzkurve für Turbulenzkategorie A nach [1.1], da dieser Verlauf den nach [2] anzusetzenden mit abdeckt.
- IV. Bezüglich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} werden grundsätzlich alle Anlagen im Umkreis des 10fachen Rotordurchmessers D der geplanten Anlage(n) in die Betrachtung einbezogen und nachgewiesen. Dieses Kriterium deckt alle Kriterien nach [1.1], [6] und [7] ab.
- V. Der standortspezifische Mittelwert der Luftdichte ρ wird abdeckend für alle Windgeschwindigkeiten angegeben. Kann der Nachweis der Standorteignung in Bezug auf die Luftdichte nicht nach [7] geführt werden, erfolgt ggf. eine Überprüfung und eine Bewertung auf Basis der differenzierteren Betrachtung nach [6].

- VI. Der standortspezifische Extremwert des horizontalen Windgradienten wird entsprechend der IEC 61400-1 ed.4 [6] nicht berücksichtigt.
- VII. Auf Grund der verwendeten Berechnungsprogramme und deren Zahlenausgabeformat, werden die im vorliegenden Gutachten ausgewiesenen Ergebnisse in der Regel mit dem Dezimaltrennzeichen „Punkt“ versehen.
- VIII. Auf Grund der unterschiedlichen Begrifflichkeiten und Bezeichnungen identischer Größen in den zu Grunde gelegten Richtlinien und Normen, werden im vorliegenden Gutachten teilweise Begriffe und Bezeichnungen gewählt bzw. eingeführt, die, soweit möglich, eine Ähnlichkeit zu den jeweiligen Begriffen und Bezeichnungen in den Richtlinien und Normen aufweisen, um sie diesen zuordnen zu können. Die korrekte Umsetzung der in den Richtlinien und Normen geforderten Vergleiche bleibt davon unberührt.

1.4 Modellunsicherheiten

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

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

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

2 Aufgabenstellung und Standort

2.1 Umfang des Gutachtens

Da im geplanten Windpark kein Anlagenstandort einer nach DIBt 2012 typengeprüften Anlage nach DIN EN 61400-1:2011-08 [7], bzw. IEC 61400-1 ed.4 [6] als topografisch komplexer Standort zu bezeichnen ist, findet das vereinfachte Verfahren nach Abschnitt 1.2.1 für alle Anlagen Anwendung.

2.2 Standortbeschreibung

Der Auftraggeber plant die Errichtung von vier WEA des Typs Vestas V150-5.6 MW auf 125.0 m Nabenhöhe. Das Standortzentrum liegt ca. 2.3 km westlich der Kleinstadt Neubukow im Landkreis Rostock in Mecklenburg-Vorpommern.

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

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

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

Im vorgegeben Windparklayout ergibt sich der geringste relative Abstand s einer neu geplanten WEA zu einer anderen WEA von 2.09, bezogen auf den größeren Rotordurchmesser D . Dies betrifft die WEA W1 und W2.

2.3 Auslegungswindbedingungen der geplanten WEA

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

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration

Interne W-Nr.	Bezeichnung Auftraggeber	Neu / Bestand	Innerhalb 10 D	Topografisch komplex	UTM ETRS89 Zone 33		Hersteller	WEA Typ	NH [m]	D [m]	FEH [m]	P _N [kW]	Prüfgrundlage DIBt	TK	m _{max, TP} [-]
					X [m]	Y [m]									
W1	WEA 01	Neu	Ja	Nein	279894	5991465	Vestas	V150-5.6 MW	125.0	150.0	0.0	5600	2012	S	10
W2	WEA 02	Neu	Ja	Nein	279793	5991761	Vestas	V150-5.6 MW	125.0	150.0	0.0	5600	2012	S	10
W3	WEA 03	Neu	Ja	Nein	279510	5991527	Vestas	V150-5.6 MW	125.0	150.0	0.0	5600	2012	S	10
W4	WEA 04	Neu	Ja	Nein	279500	5991879	Vestas	V150-5.6 MW	125.0	150.0	0.0	5600	2012	S	10
W5	WEA 06	Bestand	Ja	Nein	279079	5991354	Nordex	S77/1500	61.5	77.0	0.0	1500	1993	A	10
W6	WEA 07	Bestand	Ja	Nein	279716	5991150	Nordex	S77/1500	61.5	77.0	0.0	1500	1993	A	10
W7	WEA 08	Bestand	Ja	Nein	278684	5991937	Vestas	V117-3.45 MW	91.5	117.0	0.0	3450	2012	A	10
W8	WEA 09	Bestand	Ja	Nein	279026	5991930	Vestas	V117-3.45 MW	91.5	117.0	0.0	3450	2012	A	10
W9	WEA 10	Bestand	Ja	Nein	278810	5992157	Vestas	V117-3.45 MW	91.5	117.0	0.0	3450	2012	A	10
W10	WEA 11	Bestand	Ja	Nein	279139	5992210	Vestas	V117-3.45 MW	91.5	117.0	0.0	3450	2012	A	10
W11	WEA e.n.o.	Bestand	Ja	Nein	279137	5991645	eno energy	eno 152-5.6 MW	124.0	152.0	0.0	5600	2012	A	12

Tabelle 2.2: Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	Prüfgrundlage	WZ	GK	v _{ave, TP} [m/s]	k _{TP} [-]	v _{m50, TP} [m/s]	TK	δ _{TP} [°]	α _{TP} [-]	ρ _{TP} [kg/m ³]	ETM	Auslegungslbensdauer [a]	Quelle
W1 – W4	DIBt 2012	S	S	7.0	2.22	36.1	S	8.0	0.27	1.224	A	20	[24.1] [24.2]

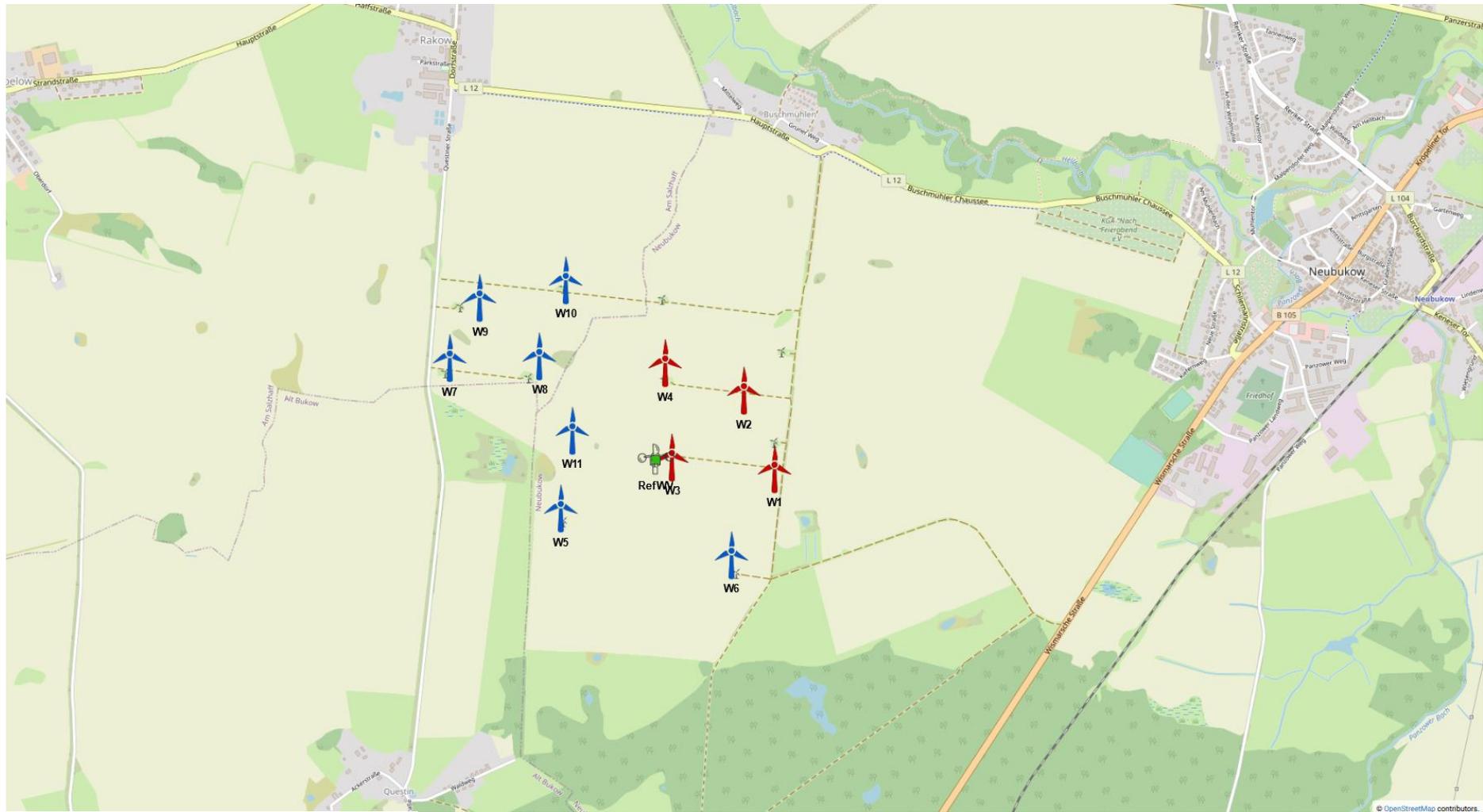


Abbildung 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration; Kartenmaterial: [19.1, 19.2]

3 Vergleich der Windbedingungen

3.1 Grundlagen

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

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

Tabelle 3.1: Windverhältnisse am Standort [22.1]

Höhe: 125 m ü. Grund				A [m/s]	k [-]	p [%]
UTM ETRS89 Zone 33						
X [m]	279448	Y [m]	5991549			
Sektor	Windrichtung [°]					
N	0			7.7	2.15	4.9
NNO	30			6.7	2.26	4.6
ONO	60			6.4	2.37	5.1
O	90			8.9	2.67	9.0
OSO	120			8.2	2.62	8.0
SSO	150			7.9	2.60	5.9
S	180			7.0	2.40	7.9
SSW	210			8.5	2.64	14.5
WSW	240			10.6	2.65	15.7
W	270			10.0	2.40	12.7
WNW	300			9.5	2.26	7.4
NNW	330			8.3	2.07	4.6
Gesamt				8.7	2.29	100.3
v _{ave} [m/s]				7.70		

3.2 Vergleich v_{ave} und v_{m50}

3.2.1 Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave}

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

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

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

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

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

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

Interne W-Nr.	$v_{ave, NH}$ [m/s]	$v_{ave, TP}$ [m/s]	k_{NH} [-]	k_{TP} [-]	Wenn $k_{TP} = 2$: $v_{ave, NH} / v_{ave, TP}$ [-]	Wenn $k_{TP} \neq 2$: $pdf_{NH} \leq pdf_{TP}$	Nachweis möglich (gemäß 1.2.1)	Lastvergleich erforderlich (gemäß 1.2.3)
W1 – W4	7.70	7.00	2.29	2.22	-	Nein	Nein	Ja

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

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

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

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

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

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

Interne W-Nr.	WZ _{TP}	GK _{TP}	$v_{m50, TP}$ [m/s]	WZ _{NH}	GK _{NH}	$v_{m50, NH}$ [1.1] [m/s]	$v_{m50, NH}$ [22.2] [m/s]	Nachweis möglich (gemäß 1.2.1)	Lastvergleich erforderlich (gemäß 1.2.3)
W1 – W4	S	S	36.10	3	II	41.19	33.73	Ja	Nein

3.3 Vergleich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}

3.3.1 Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität

Für die Turbulenzintensität auf Nabenhöhe einer nach der DIBt 2012 [1.1] typengeprüften WEA gibt es windgeschwindigkeitsabhängige Auslegungswerte in vier Kategorien, welche in der DIN EN 61400-1:2011-8 [7] aufgeführt sind und der Typenprüfung zu Grunde gelegt werden müssen. Bei den Turbulenzkategorien wird zwischen den vorgegebenen Kategorien A, B, C und der durch den WEA-Hersteller definierbaren Kategorie S unterschieden. Mit der IEC 61400-1 ed.4 [6] wurde eine weitere Turbulenzkategorie A+ eingeführt.

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

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

Tabelle 3.4: Richtlinienabhängige Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität

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

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

3.3.2 Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität

3.3.2.1 Datengrundlage

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

3.3.2.2 Vorgehensweise

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

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

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

Die repräsentative Turbulenzintensität I_{rep} wird nach dem beschriebenen Verfahren für jede zu betrachtende, nach DIBt 2012 [1.1] typen-/einzelgeprüfte, WEA auf Nabenhöhe ermittelt und den weiteren Berechnungen zu Grunde gelegt. Für Anlagen, deren Typen-/Einzelprüfung auf der Richtlinie DIBt 2004 [2] oder DIBt 1993 [3] basiert, findet die charakteristische Turbulenzintensität I_{char} Anwendung.

3.3.2.3 Untersuchung der topografischen Komplexität der Anlagenstandorte

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

Die Standorte aller zu betrachtenden Anlagen werden basierend auf den Vorgaben der geltenden Norm DIN EN 61400-1:2011-08 [7] auf topografische Komplexität untersucht. Die topografische Komplexität des Standortes wird dargestellt durch die Neigung des Geländes und die Abweichungen der Topografie des Geländes von einer dem Gelände angenäherten Ebene. Die Beurteilungskriterien sind in Tabelle 3.5 dargestellt.

Tabelle 3.5: Komplexitätskriterien nach DIN EN 61400-1:2011-08 [7]

Abstand von der betrachteten WEA [m]	Sektoramplitude [°]	Größte Neigung der angenäherten Ebene	Größte Geländeabweichung [m]
< 5NH	360	< 10	< 0.3NH
< 10NH	30		< 0.6NH
< 20NH	30		< 1.2NH

Ein Standort wird als topografisch komplex eingestuft, wenn 15 % der Windenergie aus Sektoren kommt, die die Kriterien in Tabelle 3.5 nicht erfüllen [7].

3.3.2.4 Ermittlung des Turbulenzstrukturparameters

Um der Deformation der turbulenten Anströmung durch die Topografie Rechnung zu tragen, erfolgt die Einführung des von der Energieverteilung abhängigen Turbulenzstrukturparameters C_{CT} . Hierfür wird nach DIN EN 61400-1:2011-08 [7] der Komplexitätsindex i_c ermittelt und angesetzt, siehe Tabelle 3.6. Bei der Ermittlung von i_c werden alle Energieanteile aus den Sektoren aufsummiert, welche die Kriterien aus Tabelle 3.5 nicht erfüllen. Der errechnete Turbulenzstrukturparameter C_{CT} kommt dann in jedem dieser Sektoren zum Tragen. Dieser wird auf Basis des verwendeten Höhenmodells [14] und der übermittelten Windverhältnisse [22.1] berechnet.

Tabelle 3.6: Anzusetzende Turbulenzstrukturparameter nach [7]

Anteil an der Energieverteilung [%]	Komplexitätsindex i_c [-]	Turbulenzstrukturparameter C_{CT} [-]
0 - 5	0	1.000
6	0.1	1.015
7	0.2	1.030
8	0.3	1.045
9	0.4	1.060
10	0.5	1.075
11	0.6	1.090
12	0.7	1.105
13	0.8	1.120
14	0.9	1.135
15	1	1.150
16 - 100	1	1.150

3.3.2.5 Repräsentative Turbulenzintensität

In Tabelle 3.7 werden die sektoriell nach dem in Abschnitt 3.3.2.2 beschriebenen Verfahren ermittelten, repräsentativen, Turbulenzintensitäten, bezogen auf eine Windgeschwindigkeit von 15 m/s, für eine Anlagenposition aufgeführt.

Tabelle 3.7: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort

Standort: W1	NH: 125 m	I_{rep} [-]
Sektor	Windrichtung [°]	
N	0	0.102
NNO	30	0.119
ONO	60	0.127
O	90	0.121
OSO	120	0.122
SSO	150	0.125
S	180	0.126
SSW	210	0.125
WSW	240	0.108
W	270	0.102
WNW	300	0.101
NNW	330	0.109

3.3.3 Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}

3.3.3.1 Grundlagen

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

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

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

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

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

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

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

Die Ergebnisse der ermittelten, effektiven Turbulenzintensitäten bei Anlagenabständen von unter $2.0 D$ können nicht für eine standortspezifische Lastrechnung (siehe Abschnitt 1.2.3) herangezogen werden. In diesen Nachlaufsituationen ist in jedem Fall eine Abschaltung erforderlich. Die Ergebnisse der ermittelten, effektiven Turbulenzintensitäten bei Anlagenabständen von mindestens $2.3 D$ können uneingeschränkt für eine standortspezifische Lastrechnung (siehe Abschnitt 1.2.3) herangezogen werden. Bei relativen Anlagenabständen zwischen $2.0 D$ und $2.3 D$ wird nach einschlägigen Kriterien im Einzelfall entschieden, ob die Ergebnisse für eine Lastrechnung verwendet werden können, oder nicht. In der Einzelfallprüfung werden folgende Größen im Bereich der zu untersuchenden Nachlaufsituation bewertet:

- Der Formparameter der Weibullverteilung k
- Der Energieanteil
- Die Kriterien nach Tabelle 3.5

Ergibt die Einzelfallprüfung, dass die Ergebnisse nicht für eine Lastrechnung herangezogen werden können, werden sektorielle Abschaltungen oder Betriebsbeschränkungen gefordert, um die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität nachzuweisen.

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

3.3.3.2 Berücksichtigte sektorische Betriebsbeschränkungen (WSM)

Bei der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} können sektorische Betriebsbeschränkungen (WSM) an WEA berücksichtigt werden. Die Betriebsbeschränkungen können sich aus zu geringen Abständen und einer negativen Einzelfallprüfung nach Abschnitt 3.3.3.1 ergeben, oder an bereits bestehenden WEA Bestandteil der Genehmigung sein. Des Weiteren kann ein WSM dafür genutzt werden, den Einfluss einer neu geplanten WEA auf den zu berücksichtigenden Bestand derart zu reduzieren, dass die geplante WEA keinen signifikanten Einfluss mehr auf die effektive Turbulenzintensität I_{eff} einer Bestandsanlage hat oder um Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} an dieser zu verhindern. Die im Folgenden aufgeführten Betriebsbeschränkungen stellen immer eine Mindestanforderung dar, deren technische Umsetzbarkeit nicht geprüft wurde. Wenn möglich, wird für jedes WSM an einer beeinflussenden WEA ein alternatives WSM an der beeinflussten WEA ausgewiesen. Hierbei handelt es sich in der Regel um eine Abschaltung an der beeinflussten WEA, da die Lasten an einer abgeschalteten WEA geringer sind, als die Lasten im frei angeströmten Betrieb. Die ausgewiesenen Alternativen stellen einen Vorschlag dar, werden aber nicht in der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} berücksichtigt. Soll eine ausgewiesene Alternative berücksichtigt werden, erfordert dies eine neue Bewertung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} .

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

3.3.3.3 Ergebnis

Die folgende Tabelle 3.8 stellt die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten vor Zubau der geplanten WEA in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit dar. Aufgeführt werden nur Bestands-WEA, für die ein Vergleich der Situation vor mit der Situation nach dem geplanten Zubau durchgeführt wird. Tabelle 3.9 stellt die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten nach Zubau der geplanten WEA in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit dar. Die nach der jeweils zu Grunde gelegten Richtlinie ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten werden der Referenzkurve nach DIBt 2012 [1.1] oder der Referenzkurve der jeweiligen Typenprüfung gegenübergestellt. Überschreitungen sind **fett kursiv** dargestellt. Für WEA die nach der Richtlinie DIBt 1993 [3] typengeprüft sind, ist nur die mittlere konstante effektive Turbulenzintensität am unteren Ende der Tabelle relevant.

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

v_{hub}	W7[A]	W9[A]	Referenz Klasse A
3	0.404	0.431	0.419
4	0.348	0.377	0.344
5	0.309	0.338	0.299
6	0.281	0.311	0.269
7	0.257	0.288	0.248
8	0.237	0.269	0.232
9	0.224	0.258	0.220
10	0.211	0.246	0.210
11	0.184	0.215	0.201
12	0.160	0.185	0.195
13	0.143	0.163	0.189
14	0.132	0.148	0.184
15	0.123	0.136	0.180
16	0.115	0.127	0.176
17	0.110	0.119	0.173
18	0.105	0.113	0.170
19	0.102	0.108	0.167
20	0.099	0.104	0.165
21	0.097	0.101	0.163
22	0.095	0.098	0.161
23	0.094	0.096	0.159
24	0.092	0.094	0.157
25	0.091	0.092	0.156

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

v_{hub}	W1[S]	W2[S]	W3[S]	W4[S]	W5[A]	W6[A]	W7[A]	W8[A]	W9[A]	W10[A]	W11[A]	Referenz Klasse S	Referenz Klasse A
3	0.336	0.376	0.352	0.372	0.348	0.336	0.404	0.390	0.431	0.386	0.368	0.390	0.419
4	0.308	0.344	0.317	0.339	0.300	0.296	0.348	0.337	0.377	0.335	0.341	0.360	0.344
5	0.261	0.312	0.282	0.309	0.267	0.264	0.309	0.301	0.338	0.300	0.281	0.334	0.299
6	0.241	0.290	0.260	0.287	0.244	0.241	0.281	0.277	0.311	0.276	0.259	0.307	0.269
7	0.228	0.274	0.244	0.272	0.226	0.224	0.257	0.258	0.288	0.255	0.243	0.284	0.248
8	0.218	0.264	0.233	0.263	0.211	0.212	0.237	0.242	0.269	0.239	0.232	0.265	0.232
9	0.216	0.261	0.228	0.260	0.200	0.205	0.224	0.230	0.258	0.229	0.227	0.252	0.220
10	0.201	0.240	0.211	0.240	0.186	0.187	0.211	0.216	0.246	0.218	0.211	0.229	0.210
11	0.178	0.209	0.185	0.209	0.168	0.163	0.184	0.195	0.215	0.192	0.187	0.207	0.201
12	0.157	0.180	0.163	0.181	0.153	0.143	0.160	0.177	0.185	0.168	0.164	0.187	0.195
13	0.143	0.160	0.147	0.161	0.137	0.132	0.143	0.156	0.163	0.151	0.148	0.169	0.189
14	0.133	0.147	0.136	0.146	0.126	0.123	0.132	0.141	0.148	0.139	0.136	0.160	0.184
15	0.125	0.136	0.127	0.135	0.118	0.117	0.123	0.131	0.136	0.129	0.127	0.154	0.180
16	0.119	0.128	0.120	0.126	0.112	0.112	0.115	0.122	0.127	0.122	0.119	0.149	0.176
17	0.114	0.121	0.114	0.118	0.107	0.108	0.110	0.116	0.119	0.116	0.113	0.145	0.173
18	0.110	0.116	0.109	0.112	0.104	0.105	0.105	0.111	0.113	0.111	0.107	0.142	0.170
19	0.106	0.110	0.105	0.107	0.101	0.103	0.102	0.107	0.108	0.107	0.103	0.139	0.167
20	0.102	0.106	0.102	0.103	0.099	0.100	0.099	0.104	0.104	0.104	0.100	0.137	0.165
21	0.099	0.102	0.099	0.100	-	-	0.097	0.101	0.101	0.101	0.097	0.137	0.163
22	0.097	0.099	0.097	0.098	-	-	0.095	0.099	0.098	0.099	0.095	0.135	0.161
23	0.095	0.096	0.095	0.096	-	-	0.094	0.097	0.096	0.097	0.093	0.133	0.159
24	0.093	0.094	0.094	0.094	-	-	0.092	0.096	0.094	0.095	0.092	0.131	0.157
25	0.092	0.092	0.092	0.093	-	-	0.091	0.095	0.092	0.094	0.091	0.130	0.156
DIBt 1993	-	-	-	-	0.190	0.188	-	-	-	-	-	-	0.200

4 Zusammenfassung

4.1 Neu geplante WEA

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

- i. W1 – W4 eine Überschreitung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten pdf_{NH} im Vergleich zur Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Typenprüfung pdf_{TP} aufweisen (siehe Abschnitt 3.2.1),
- ii. W1 – W4 an einem Standort errichtet werden sollen, der den Auslegungswert der 50-Jahreswindgeschwindigkeit $v_{m50, TP}$ nicht überschreitet (siehe Abschnitt 3.2.2),
- iii. W2 und W4 Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} gegenüber den Auslegungswerten aufweisen (siehe Abschnitt 3.3.3.3) und
- iv. W1 und W3 keine Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} gegenüber den Auslegungswerten aufweisen (siehe Abschnitt 3.3.3.3).

Für die WEA W1 - W4 hat eine seitens des Herstellers Vestas durchgeführte Überprüfung der standortspezifischen Lasten der WEA, in der geplanten Konfiguration nach Tabelle 2.1, anhand der dem Hersteller zur Verfügung gestellten Ergebnisse aus Kapitel 3 ergeben, dass die Auslegungslasten der WEA nicht überschritten werden [25.1]. Die Ergebnisse in [25.1] wurden von der I17-Wind GmbH & Co. KG hinsichtlich der berücksichtigten Eingangsdaten geprüft und werden als richtig vorausgesetzt.

Die Standorteignung gemäß DIBt 2012 [1.1] ist für die WEA W1 – W4 unter Berücksichtigung der standortspezifischen Lastrechnung [25.1] durch das vorliegende Gutachten nachgewiesen.

Anmerkung: Es ist zu beachten, dass die Rotorblattlager an W1, W2 und W3 gemäß [25.1] einem erhöhten Wartungsaufwand unterliegen. Hierzu wird seitens des Anlagenherstellers Vestas eine gesonderte Servicestrategie durchgeführt, um eine Lebensdauer von 20 Jahren aufrechtzuerhalten.

Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA

Interne W-Nr.	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W1	Vestas	V150-5.6 MW	125.0	0.0	Ja
W2	Vestas	V150-5.6 MW	125.0	0.0	Ja
W3	Vestas	V150-5.6 MW	125.0	0.0	Ja
W4	Vestas	V150-5.6 MW	125.0	0.0	Ja

4.2 Bestehende WEA

Für die Bestands-WEA W5 und W6 konnte die nach DIBt 2012 [1.1] nachzuweisende Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität durch den Vergleich mit den Auslegungswerten nachgewiesen werden.

Die Bestands-WEA W7 und W9 weisen Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität nach der Richtlinie DIBt 2012 [1.1] auf. Durch einen Vergleich der Situation vor, mit der Situation nach dem geplanten Zubau konnte gezeigt werden, dass der geplante Zubau keinen signifikanten Einfluss auf die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensitäten der WEA W7 und W9 hat. Bei diesem Vergleich wurde die Erhöhung der effektiven Turbulenzintensität durch den Zubau und ggf. deren Einfluss auf die PEL nach [20] untersucht. Somit ist die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität für diese WEA unter Maßgabe einer in deren Genehmigungsverfahren nachgewiesenen Standorteignung weiterhin nachgewiesen.

Für die Bestands-WEA W8 und W10 hat eine seitens des Herstellers Vestas durchgeführte Überprüfung der standortspezifischen Lasten der WEA, in der geplanten Konfiguration nach Tabelle 2.1, anhand der dem Hersteller zur Verfügung gestellten Ergebnisse aus Kapitel 3 ergeben, dass die Auslegungslasten der WEA nicht überschritten werden [25.1]. Die Ergebnisse in [25.1] wurden von der I17-Wind GmbH & Co. KG hinsichtlich der berücksichtigten Eingangsdaten geprüft und werden als richtig vorausgesetzt.

Die Standorteignung gemäß DIBt 2012 [1.1] ist für die Bestands-WEA W8 und W10 unter Berücksichtigung der standortspezifischen Lastrechnung [25.1] durch das vorliegende Gutachten nachgewiesen.

Für die Bestands-WEA W11 hat eine seitens des Herstellers eno energy durchgeführte Überprüfung der standortspezifischen Lasten der WEA, in der geplanten Konfiguration nach Tabelle 2.1, anhand der dem Hersteller zur Verfügung gestellten Ergebnisse aus Kapitel 3 ergeben, dass die Auslegungslasten der WEA nicht überschritten werden [25.2] [25.3]. Die Ergebnisse in [25.2] wurden von der I17-Wind GmbH & Co. KG hinsichtlich der berücksichtigten Eingangsdaten geprüft und werden als richtig vorausgesetzt.

Die Standorteignung gemäß DIBt 2012 [1.1] ist für die Bestands-WEA W11 unter Berücksichtigung der standortspezifischen Lastrechnung [25.2] [25.3] durch das vorliegende Gutachten nachgewiesen.

Tabelle 4.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA

Interne W-Nr.	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W5	Nordex	S77/1500	61.5	0.0	Ja
W6	Nordex	S77/1500	61.5	0.0	Ja
W7	Vestas	V117-3.45 MW	91.5	0.0	Ja
W8	Vestas	V117-3.45 MW	91.5	0.0	Ja
W9	Vestas	V117-3.45 MW	91.5	0.0	Ja
W10	Vestas	V117-3.45 MW	91.5	0.0	Ja
W11	eno energy	eno 152-5.6 MW	124.0	0.0	Ja

5 Standortbesichtigung

Entsprechend der Forderung in der Richtlinie DIBt Fassung Oktober 2012 [1.1] nach einer Standortbesichtigung wurde diese im März 2019 durch einen Mitarbeiter der I17-Wind GmbH & Co. KG durchgeführt [23].

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

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

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

Symbol	Bedeutung	Einheit
A	Skalenparameter der Weibullverteilung	[m/s]
C_{CT}	Turbulenzstrukturparameter	[-]
c_t	Schubbeiwert	[-]
D	Rotordurchmesser	[m]
FEH	Fundamenterrhöhung	[m]
I_{amb}	Umgebungsturbulenzintensität	[-]
i_c	Komplexitätsindex	[-]
I_{char}	Charakteristische Turbulenzintensität	[-]
I_{eff}	Effektive Turbulenzintensität auf Nabenhöhe	[-]
I_{rep}	Repräsentative Turbulenzintensität	[-]
k	Formparameter der Weibullverteilung	[-]
λ	Schnelllaufzahl	[-]
m	Wöhlerlinienkoeffizient	[-]
NH	Nabenhöhe	[m]
p	Sektorielle Häufigkeit	[%]
P_N	Nennleistung	[kW]
s	Dimensionsloser Abstand zwischen WEA, bezogen auf den jeweils größeren Rotordurchmesser	[-]
v_{ave}	Jahresmittel der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
v_{hub}	Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
v_{in}	Einschaltwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
v_{m50}	10-Minuten Mittelwert der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
v_{out}	Abschaltwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
v_r	Nennwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]

Symbol	Bedeutung	Einheit
v_{ref}	Auslegungswert des 10-Minuten Mittelwerts der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit	[m/s]
X	Rechtswert	[m]
Y	Hochwert	[m]
z_0	Rauigkeitslänge	[m]
z_{hub}	Nabenhöhe der betrachteten WEA	[m]
α	Höhenexponent	[-]
δ	Schräganströmung	[°]
ρ	Luftdichte	[kg/m ³]
σ	Standardabweichung der Windgeschwindigkeit	[m/s]
σ_σ	Standardabweichung der Turbulenzintensität	[-]

Literaturverzeichnis

- [1.1] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Referat I 8 Bautechnisches Prüfamts Grundlagen der Standsicherheit; Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Oktober 2012 und korrigierte Fassung März 2015;*
- [1.2] *DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik; DKE/AK 383.0.01/Untergruppe DIBt2012 an die PG „Windenergieanlagen“ des DIBt; Anwendung der DIBt 2012 zur Prüfung der Standorteignung, 30.01.2015;*
- [2] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung März 2004; Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik Reihe B, Heft 8;*
- [3] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Richtlinie für Windkraftanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Juni 1993; 2. Überarbeitete Auflage 1995; Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik Reihe B, Heft 8;*
- [4] *International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1 Edition 2.0 International Standard Wind turbine generator systems – Part 1: Safety requirements;*
- [5] *International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1 Edition 3.0 International Standard Wind turbines – Part 1: Design requirement; Mit Implementierung von 61400-1/A1, Amendment 1, 2009;*
- [6] *International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1 Edition 4.0 International Standard Wind energy generation systems – Part 1: Design requirements; Februar 2019;*
- [7] *Deutsches Institut für Normung; DIN EN 61400-1:2011-08 Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005 + A1:2012); Deutsche Fassung EN 61400-1:2005 + A1:2010;*
- [8] *Deutsches Institut für Normung; DIN EN 61400-1:2004 Windenergieanlagen – Teil 1: Sicherheitsanforderungen (IEC 61400-1:1999); Deutsche Fassung EN 61400-1:2004;*
- [9] *Deutsches Institut für Normung; DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 mit DIN EN 1991-1-4:2010-12; Nationaler Anhang – Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen: Windlasten;*
- [10] *ECN Solar & Wind Energy, J.W.M. Dekker und J.T.G. Pierik [Hrsg.]: European Wind Turbine Standards II, Petten, (NLD), 1998;*
- [11] *Deutsches Institut für Bautechnik; Windzonen nach Verwaltungsgrenzen; Windzonen_Formular_nach_Verwaltungsgrenzen.xlsx; Stand 27.09.2018;*
- [12] *European Wind Atlas, Risø National Laboratory, Roskilde (DK), 1989 Troen, Ib; Petersen, Erik L.;*
- [13] *European Environment Agency; Corine Land Cover (CLC) 2012, Version 18.5.1; Veröffentlicht am 19.09.2016;*
- [14] *U.S. Geological Survey Earth Resources Observation & Science Center (EROS); SRTM 1 Arc-Sec Global; Download am 02.12.2016;*
- [15] *Risø DTU National Laboratory for Sustainable Energy, Windfarm Assessment Tool Version 3.3.0.128;*
- [16] *Frandsen, Sten T. (2007): Turbulence and turbulence-generated structural loading in wind turbine clusters. Roskilde (DK);*

- [17] EMD International A/S; WindPRO / ENERGY; Modelling of the variation of air density with altitude through pressure, humidity and temperature; 12.05.2014;
- [18] EMD online Katalog oder Anlagendokumentation der Hersteller;
- [19.1] OpenStreetMap und Mitwirkende; SRTM | Kartendarstellung: OpenTopoMap (CC-BY-SA); Siehe auch: <https://creativecommons.org>;
- [19.2] Microsoft Corporation; © 2019 Digital Globe © CNES (2019) Distribution Airbus DS; Siehe auch: <https://www.microsoft.com/en-us/maps/product>;
- [20] Rodenhausen M., Moser W., Hülsmann C., Bergemann C., Könker M., McKenna R.; Prüfung der Standorteignung für Windenergieanlagen: Ein pragmatischer Ansatz; Ernst & Sohn Verlag für Architektur und technische Wissenschaften GmbH & Co. KG, Berlin. Bautechnik 93 (2016) Heft 10;
- [21] WIND-projekt Ingenieur- und Projektentwicklungsgesellschaft mbH; E-Mail mit dem Betreff: "WP Buschmühlen Repowering / Rev. Schall+Schatten+Standicherheit" vom 22.02.2021; Datei: 210222_WP Buschmühlen_Anlagenkonfiguration_4xV150+Vorbelastung.xlsx;
- [22.1] WIND-projekt Ingenieur- und Projektentwicklungsgesellschaft mbH; E-Mail mit dem Betreff: "WP Buschmühlen Repowering / Rev. Schall+Schatten+Standicherheit" vom 22.02.2021; Daten zur Verfügung gestellt in WakeGuard® Layout-ID: 1232985;
- [22.2] anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; Extremwindabschätzung auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Buschmühlen; 20-231-7020575-Rev.00-EX-MS; 26.10.2020;
- [23] I17-Wind GmbH & Co. KG; Standortdokumentation für ein Gutachten zur Standorteignung nach DIBt 2012 für den Windpark Buschmühlen; Bericht-Nr.: I17-SV-2020-259; 03.11.2020;
- [24.1] DNV GL Energy Renewables Certification Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH; Gutachterliche Stellungnahme für Lastannahmen zur Turmberechnung der Vestas V150-5.0/5.4/5.6 MW mit 125 m Nabenhöhe (Entwurfslebensdauer 20 Jahre) für Windzone WZ2GK2 (S); Berichts-Nr. L-04353-A052-1a Rev2; 21.08.2020;
- [24.2] Gutachterinformation Auslegungswerte Turbulenz V150-5.6 MW 50/60 Hz 20 Jahre; Dokumentennr.: 0079-1164 V00; 24.10.2018;
- [25.1] Vestas Wind Systems A/S; Vestas Site Specific Load Calculation Buschmühlen – Germany Revision 1; WS-Loads-C4C: 44069; T13 0104-3937 Ver 01; 09.04.2021;
- [25.2] eno energy systems GmbH; Site-specific load calculation for Wind Turbine Converter (WTC) eno152 – 124m 5.6 MW at site Rakow-Buschmühlen; Document name: eno152_124m5P6MW_RakowBuschmuehlen_LoadCalc_rev0.docx; Project: eno152 – 124m – 5.6MW; 28.04.2021;
- [25.3] eno energy GmbH; E-Mail mit dem Betreff: „AW: Lastrechnung Rakow-Buschmühlen eno152“ vom 11.05.2021;

16.1.5 Anlagenwartung

Anlagen:

- 16_1_5_1_Prüfprotokoll Jahreswartung.pdf
- 16_1_5_2_Wartungsmaßnahmen nach 3 Mon..pdf

Prüfprotokoll zur Jahreswartung

Windenergieanlagentyp	Mk-Version
EnVentus™	Mk 0

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

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

Inhaltsverzeichnis

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

Prüfprotokoll zur Jahreswartung

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

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

Prüfprotokoll zur Jahreswartung

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

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

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

Prüfprotokoll zur Jahreswartung

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Prüfprotokoll zur Jahreswartung

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

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

Prüfprotokoll für Wartung nach drei Monaten

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

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

Inhaltsverzeichnis

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

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

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

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

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

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

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

16.1.6 Zuwegung, Kabelverbindung, Kranstellfläche

Anlagen:

- 16_1_6_1_Mindestanforderung Zuwegung, Kranstellflaechen.pdf

Dokument-Nr.: 0040-4327 V11	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2020 Seite 1
--------------------------------	--	---------------------------------

Dokument Nr.: 0040-4327 V11
01.04.2020

Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen

V100, V110, V112, V117, V126, V136, V150, V162

Dokument-Nr.: 0040-4327 V11	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2020 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	17
3.3	Anforderungen an die Planung.....	19
3.3.1	Baugrundgutachten und Baugrunderkundungen	19
3.3.2	Statische und konstruktive Planung	20
3.3.3	Geometrische Anforderungen.....	20
4	Anforderungen an die Bauausführung	21
4.1	Lieferung der Ankerkorbkonstruktion.....	22
4.2	Prüfung der Tragfähigkeit.....	23
4.3	Wartungs- und Kennzeichnungspflicht.....	24

Dokument-Nr.: 0040-4327 V11	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2020 Seite 4
--------------------------------	--	--

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

Anlagenverzeichnis

Anlage 1a:	Darstellung der Baustelleneinrichtungsfläche (BE-Fläche)	26
Anlage 1b:	Bestätigung der ordnungsgemäßen Ausführung der Arbeiten in statischer und konstruktiver Hinsicht	27
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)
CHT	Concrete Hybrid Tower (Beton-Hybridurm)
TST	Tubular Steel Tower (Stahlrohrurm)
HH	Hub Height (Nabenhöhe)

Dokument-Nr.: 0040-4327 V11	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2020 Seite 5
--------------------------------	--	--

1 Allgemeines

1.1 Vorbemerkungen

Das vorliegende Dokument 0040-4327 V11 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 V100 bis V162, 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 V11	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2020 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 V11	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2020 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 V11	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2020 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	≥ 50 cm unter GOK	$\geq 2,5$ 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 V11	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2020 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 V11	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2020 Seite 10
--------------------------------	--	----------------------------------

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

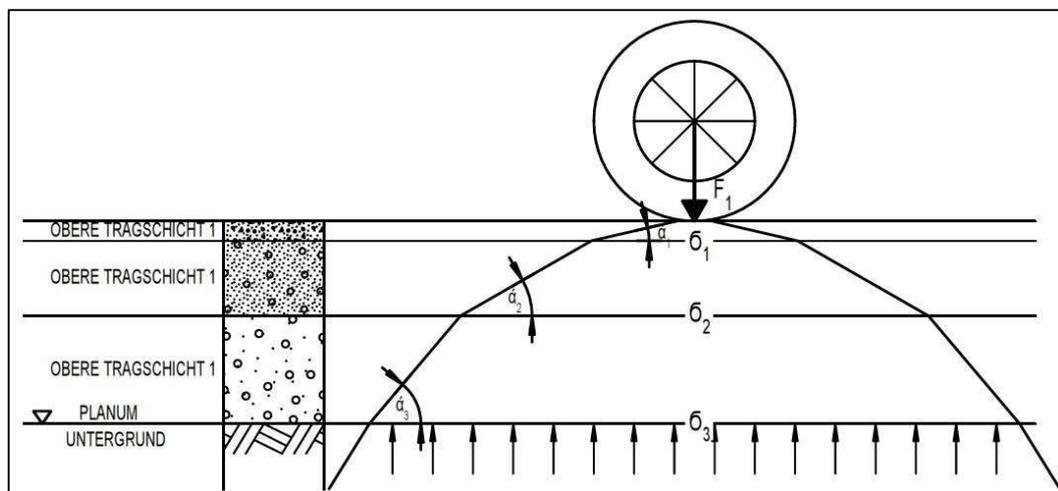
2.3.2 Statische und konstruktive Planung

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

Folgende erdstatische Nachweise sind prüffähig zu führen:

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

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



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

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

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

Dokument-Nr.: 0040-4327 V11	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2020 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.

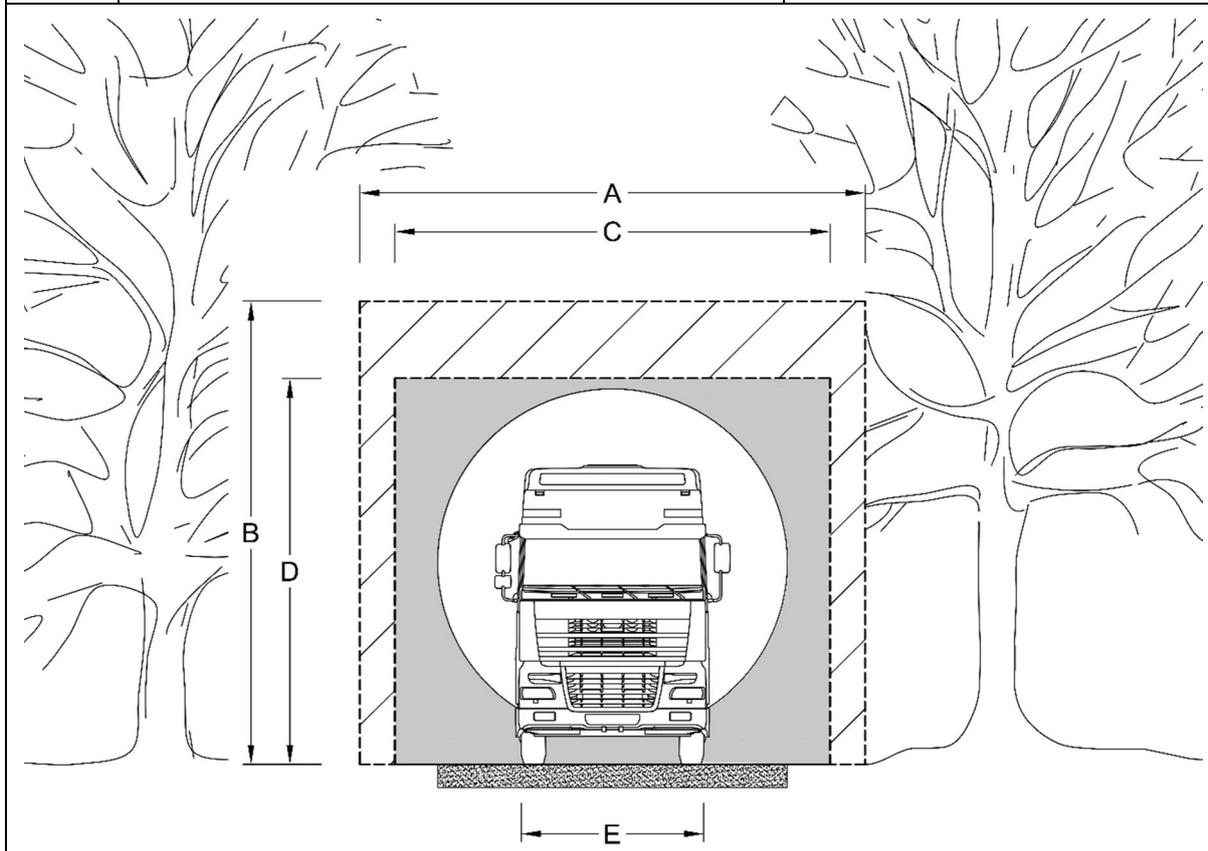
Schwerlastfahrzeuge sind keine geländegängigen Fahrzeuge und für den Verkehr auf befestigten Straßen konstruiert und vorgesehen. Daher bestehen an die Transportwege besondere Anforderungen nicht nur in Bezug auf die Tragfähigkeit, sondern auch an die Gebrauchstauglichkeit.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V11	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2020 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:

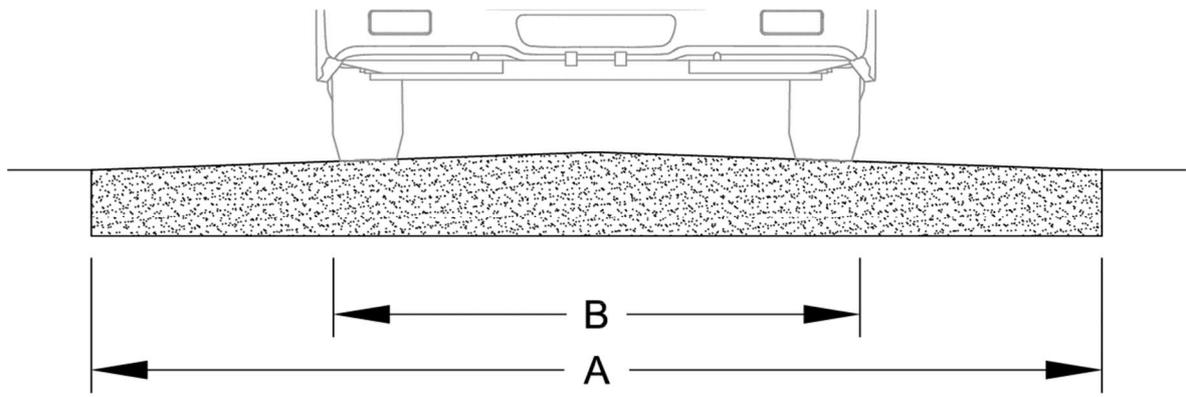
STANDARD-LICHTRAUMPROFIL		
	Durchfahrtsbreite (Kurven)	s. Kapitel 2.3.4.
A	Durchfahrtsbreite (Geraden)	6,00 m (TST) 6,00 m (CHT) 6,50 m (LDST ⁽¹⁾) 7,00 m (nur LDST V162 NH166)
B	Durchfahrtshöhe	5,50 m
C	Transportbreite	4,60 - 5,90 m
D	Transporthöhe	5,00 m
E	Spurbreite	3,00 m



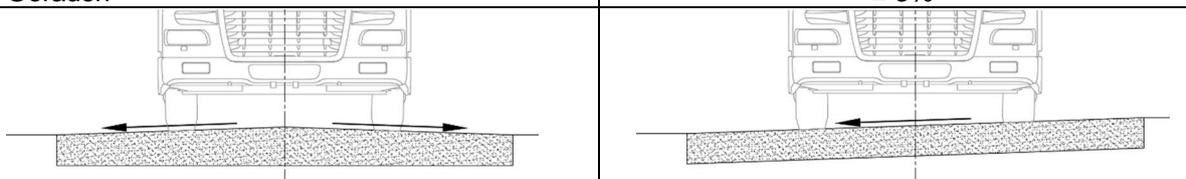
⁽¹⁾ Auswahl gemäß WEA-Typ Kapitel 7

Dokument-Nr.: 0040-4327 V11	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2020 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.



GRENZWERTE VON QUERGEFÄLLEN	
Kurven	≤ 3%
Geraden	≤ 3%

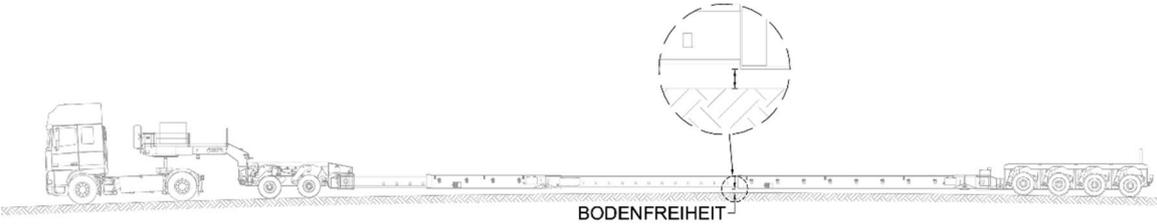


LÄNGSGEFÄLLE / MAXIMALWERTE BEI STEIGUNGEN / GEFÄLLE	
Fahrt vorwärts (Schichten ohne Bindemittel)	< 7%
Fahrt vorwärts (mit gebundener Deckschicht)	≥ 7 % (projektspezifische Bedingungen wie z.B. Zug- /Bremshilfe, Traktion, Kurvenradien und Straßenbreite u.a.)
Fahrt rückwärts	≤ 3%

Dokument-Nr.: 0040-4327 V11	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2020 Seite 14
--------------------------------	--	----------------------------------

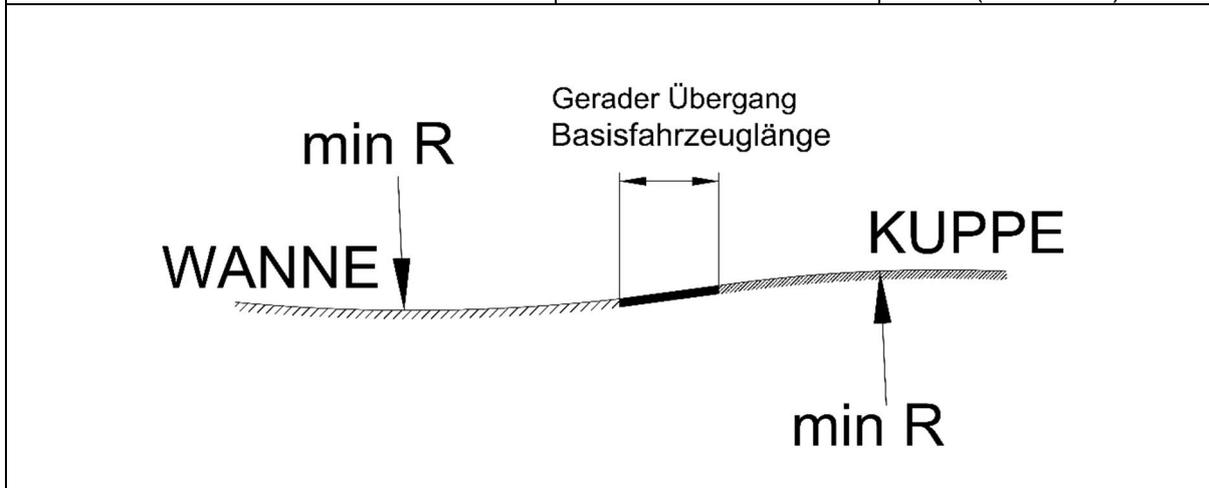
BODENFREIHEIT

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



KUPPEN & WANNEN

WEA-Typ	Minimum Radius	Basisfahrzeuglänge
V100 / V110 / V112	400 m	60 m
V117	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)



Dokument-Nr.: 0040-4327 V11	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2020 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

Besonderer Hinweis aus dem Kapitel 1.3:

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

2.3.5 Anforderungen an Ausweichbuchten und Wendebereiche

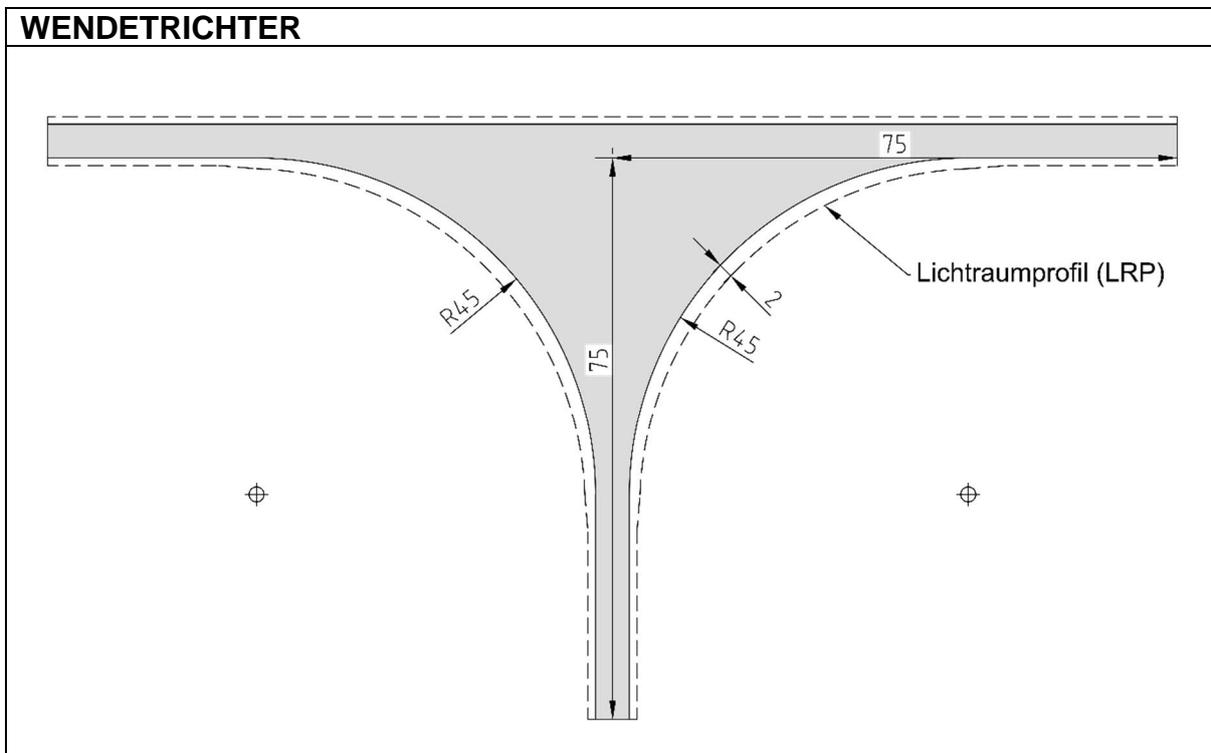
Bei nicht einsehbaren Streckenabschnitten und/oder Längen $\geq 0,5$ km und im Streckenabschnitt der Hauptzufahrt sind Ausweichbuchten für Massentransporte von 20 m (Länge) x 4,0 m (Zusatzfahrbahnbreite) anzulegen, um ein Vorbeifahren von entgegenkommendem Verkehr (ausgenommen sind Schwerlasttransporte),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

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

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.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V11	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2020 Seite 16
--------------------------------	--	----------------------------------

Beispieldarstellung eines Wendetrichters



Für Ausweichbuchten sowie alle Wendemöglichkeiten gelten die gleichen statischen und konstruktiven Anforderungen wie an die Transportwege.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V11	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2020 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 90 t
- 3 Rotorblätter 12-25 t
- Werkzeugcontainer
- Baustelleneinrichtung

Hinweis: Anlagenspezifisch abweichend.

3.2 Belastungen und Belastungsbereiche

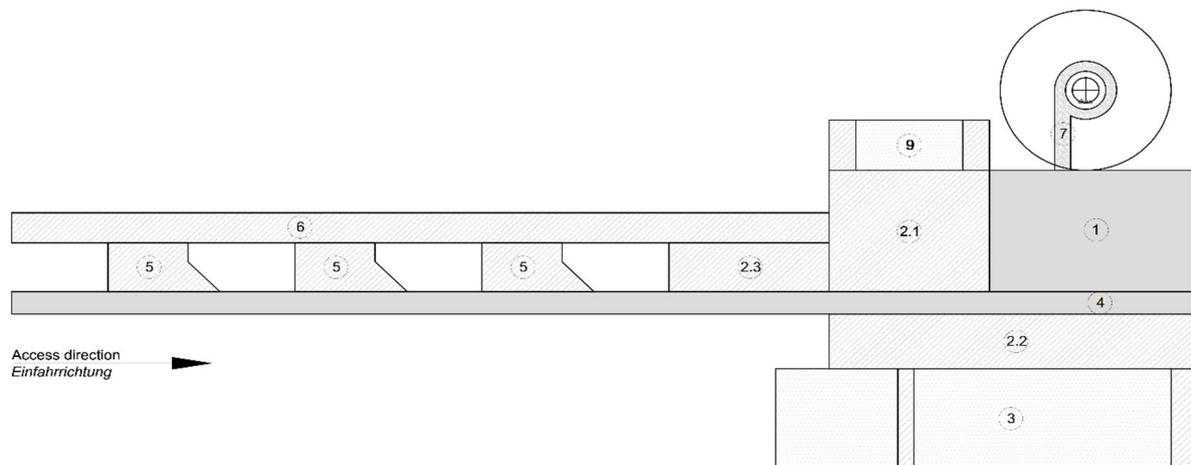
Für die Kranstellflächen gelten die in Kapitel 2.1 definierten Belastungen und Anforderungen gleichlautend. Jedoch gelten für die verschiedenen Teilflächen/ Teilbereiche der Kranstellflächen verschiedene Belastungsstufen und Anforderungsprofile.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V11	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2020 Seite 18
--------------------------------	--	----------------------------------

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

Nr.	Teilflächen- bezeichnung	Verwendung	Achslast (t)	Anforderungen/ Beschaffenheit
1	Kranstellfläche	Montagekran		0% Gefälle, Flächenlast: 260 kN/m ² für NH ≤152m 350 ⁽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 höhengleich zueinander- und in alle Richtungen neigungsfrei, temporär ausgebaut, bei abweichender Einfahrtrichtung der Blätter ist eine Absprache mit Vestas erforderlich
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

Prinzipdarstellung einer Kranstellfläche



(2) Standortspezifische Berechnung empfohlen.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V11	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2020 Seite 19
--------------------------------	--	---

3.3 Anforderungen an die Planung

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 V11	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2020 Seite 20
--------------------------------	--	---

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. 350 kN/m² zu führen.

Ergänzend gilt noch ein besonderer Hinweis auf die möglichen Überschneidungen der Lastauswirkungsbereiche der Kranstellflächen mit denen des Fundamentes. Die Überschneidungen der Lastauswirkungsbereiche sind in der Planung statisch sowie konstruktiv zu berücksichtigen.

3.3.3 Geometrische Anforderungen

Neben den in Kapitel 2.3.3 bis 2.3.5 definierten Anforderungen sind ergänzend die in den jeweiligen Zeichnungen vermerkten geometrischen Werte einzuhalten.

Die zeichnerischen Darstellungen in der aktuellen Anlage 3 stellen die jeweiligen Maße der zur Verfügung zu stellenden tragfähigen Nutzungsoberflächen ohne evtl. lastfreie Bereiche, Drainagegräben etc. dar.

Bei einer Planung von in den Typenprüfungen abweichenden Höhendifferenzen zwischen Fundamentoberkante und Geländeoberfläche ist eine gesonderte Absprache mit Vestas zu führen und schriftlich festzuhalten. Bei gegenüber der Typenprüfung erhöhten oder niedrigeren Fundamenten kann es durch ggf. notwendige abweichende Kranbauten und erweiterten Maschinen-/ Zeitaufwand zu Mehrkosten kommen. Ein höher, oder niedriger liegendes Fundament darf durch notwendige Böschungskanten nicht die Maße der tragfähigen Kranstellfläche verringern. Entsprechend notwendige Sicherheitsabstände zu belastbaren Kanten sind in der Planung zu berücksichtigen.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V11	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2020 Seite 21
--------------------------------	--	---

4 Anforderungen an die Bauausführung

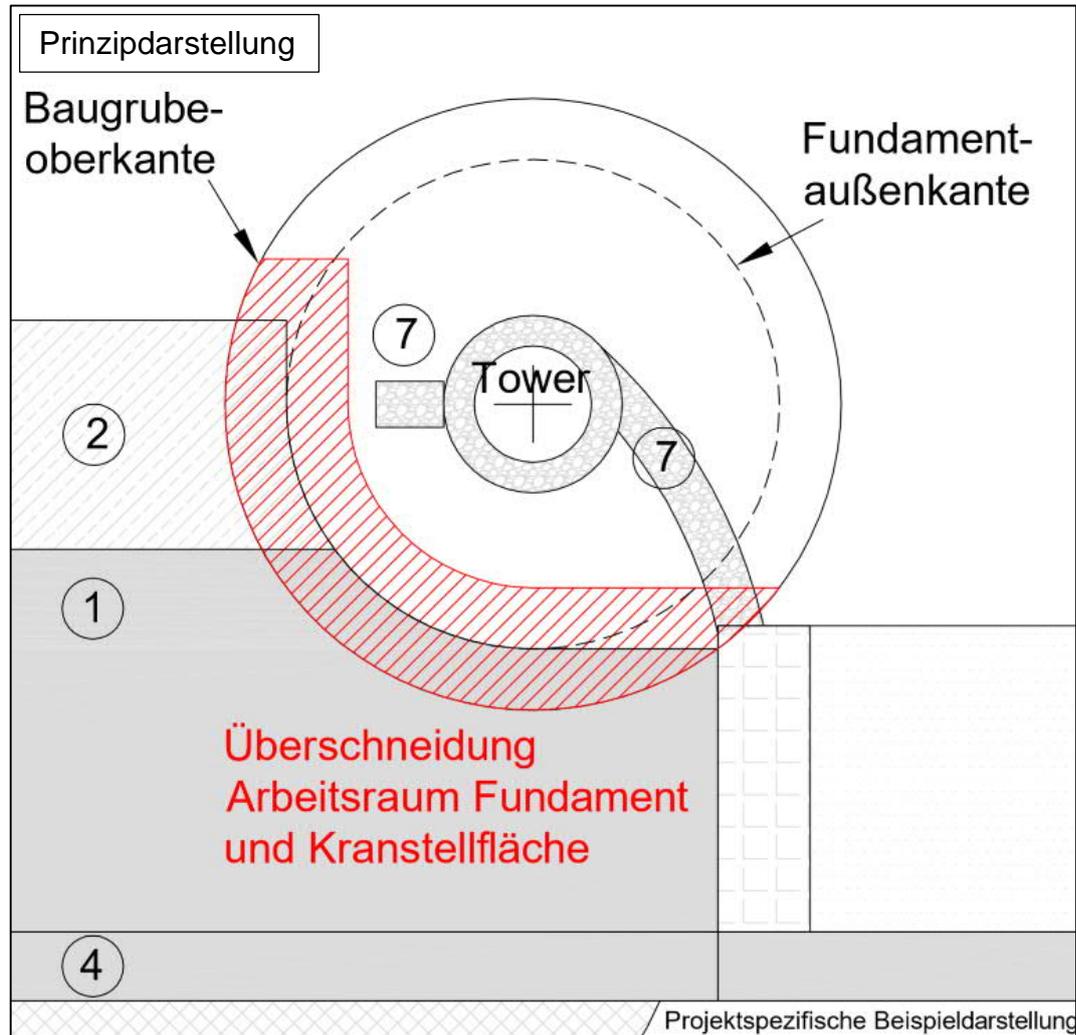
Die Arbeiten sind durch eine Fachbauleitung zu überwachen. Baustellenprotokolle sind zu führen. Abnahmen und Anweisungen der Fachingenieure (verantwortliche Personen gem. Kapitel 1.2) sind zu protokollieren und neben den Baustellenprotokollen, den Lieferscheinen etc. in der Bauakte zu archivieren.

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 betonierte und der Arbeitsraum verfüllt und verdichtet ist. So lässt sich ausschließen, dass es zu zusätzlichen Aufwendungen und Mehrkosten kommt.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V11	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2020 Seite 22
--------------------------------	--	----------------------------------

Abbildung 2: Überschneidung Arbeitsraum Fundament und Kranstellfläche



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.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V11	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2020 Seite 23
--------------------------------	--	---

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,
 - 2 Stück je km-Transportweg mit 21 t Achslast.

Der Verdichtungserfolg ist letztendlich durch den Nachweis eines Verdichtungsgrades von $D_{Pr} \geq 98\%$ für maximale Achslasten bis 12 t bzw. $D_{Pr} \geq 100\%$ für maximale Achslasten bis 21 t nachzuweisen.

Bei den Transportwegen und Kranstell(teil)flächen mit einer maximalen Achslast von 12 t muss der Verformungsmodul $E_{v2} \geq 80 \text{ MN/m}^2$ und der Verhältnisswert $E_{v2}/E_{v1} \leq 2,5$ betragen.

Bei den Transportwegen und Kranstell(teil)flächen mit einer maximalen Achslast von 21 t muss der Verformungsmodul $E_{v2} \geq 100 \text{ MN/m}^2$ und der Verhältnisswert $E_{v2}/E_{v1} \leq 2,5$ betragen.

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.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V11	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2020 Seite 24
--------------------------------	--	---

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.

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.

Dokument-Nr.: 0040-4327 V11	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen	Datum: 01.04.2020 Seite 25
--------------------------------	--	---

5 Anforderungen an die Baustelleneinrichtungsflächen

Für die befestigte Baustelleneinrichtungsfläche 30m x 40m gelten die in Kapitel 2.1 definierten Belastungen und Anforderungen gleichlautend. 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.

6 Sonstige Anforderungen und Hinweise

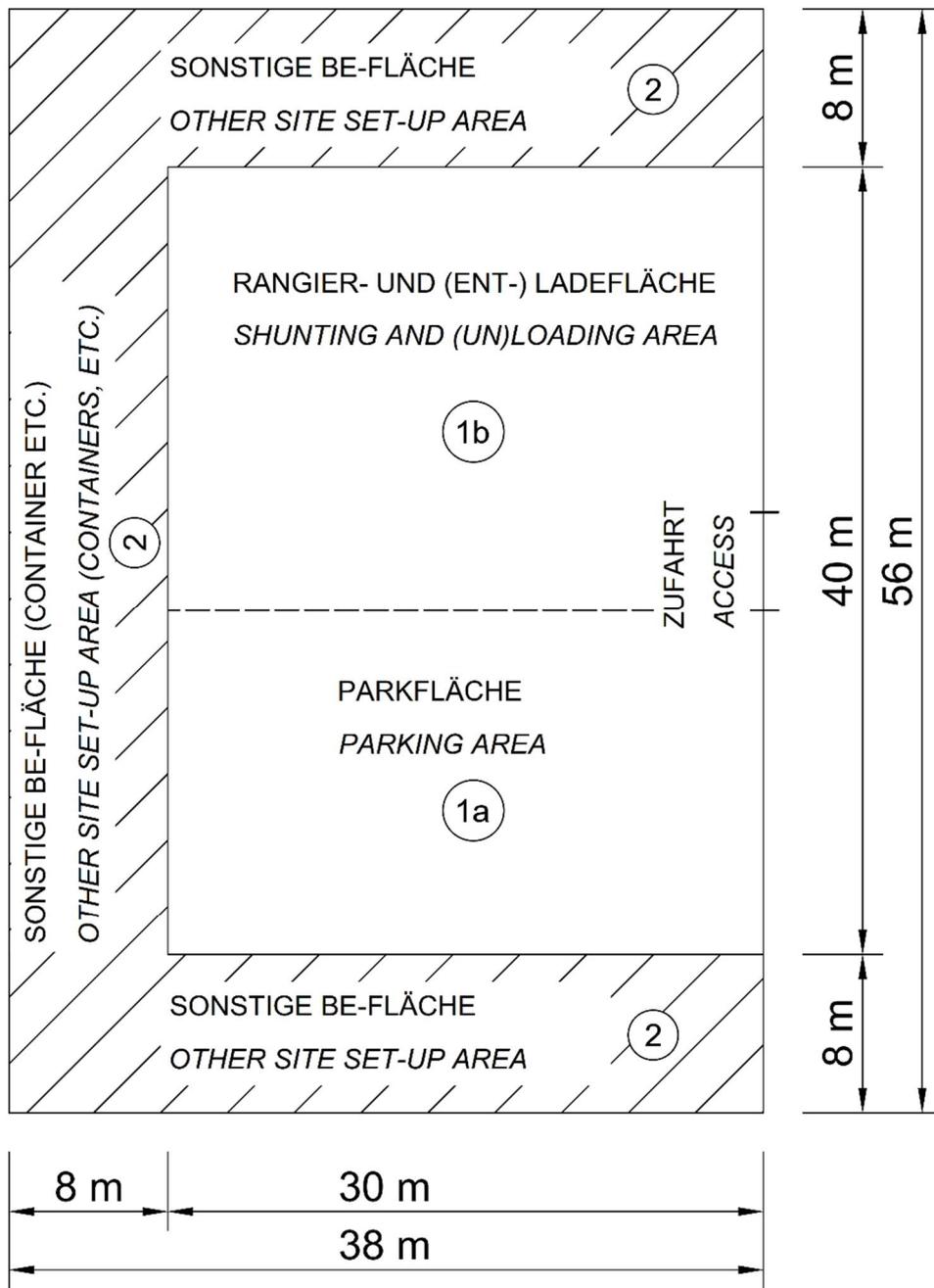
Folgende sonstige Anforderungen und Hinweise werden formuliert:

- 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 V11	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen Anlage 1a	Datum: 01.04.2020 Seite 26
-------------------------------	---	----------------------------------

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 V11	Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen Anlage 1b	Datum: 01.04.2020 Seite 27
-------------------------------	---	---

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 V11 – 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_Allgemeine Spezifikation Gefahrenfeuer gemäß AVV.pdf
- 16_1_7_2_Allgemeine Spezifikation USV-Option Gefahrenfeuer.pdf
- 16_1_7_3_Allgemeine Spezifikation Sichweitensensor.pdf
- 16_1_7_4_Tages-und-Nachtkennzeichnung.pdf

Restricted
Dokument-Nr.: 0097-6802 V00
2020-06-05

Allgemeine Spezifikation Aviation Obstruction Light (Gefahrenfeuer)

ORGA AL L550-GFW-ES-IRG-G 20M Feuer W, Rot ES Intensität, Rot blinkend/Infrarot blinkend



V150 5.6MW EnVentus
V162 5.6MW EnVentus

Version Nr.	Datum	Beschreibung der Änderungen
00	2020-06-05	Neues Dokument

Inhaltsverzeichnis

1 **Abkürzungen und technische Begriffe**..... 3

2 **Einleitung** 3

3 **Allgemeine Beschreibung** 4

3.1 Daten des Gefahrenfeuers..... 4

3.2 Halterung 5

3.3 Controller 5

3.3.1 OVP-Schaltschrank..... 5

3.3.2 Erweiterter Schaltschrank (ORGA CIP400)..... 5

3.4 GPS und Fotozelle..... 5

3.4.1 GPS 5

3.4.2 Fotozelle 6

3.5 Notstromversorgung 6

4 **Blitzschutz**..... 6

5 **Abmessungen** 6

6 **Zertifikate und Erklärungen** 7

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0092-1255 VER 00

T05 0097-6802 Ver 00 - Approved- Exported from DMS: 2020-08-20 by INVOL

1 Abkürzungen und technische Begriffe

Abkürzung	Erklärung
AC	Alternating Current (Wechselstrom)
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
GPS	Global Positioning System (Globales Positionierungssystem)
OVP	Überspannungsschutz
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition (System zur Prozesssteuerung und Datenerfassung)
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung

Tabelle 1-1: Abkürzungen

Begriff	Erklärung
Keine	

Tabelle 1-2: Begriffserklärung

2 Einleitung

Dieses Dokument beschreibt die Gefahrenfeueroption für Vestas-Windenergieanlagen. Die von Vestas gelieferten Gefahrenfeuer sind vollständig in die Elektrik und das SCADA-Überwachungssystem integrierte mechanische Montageoptionen.

Dieses Modell ist für den Einsatz in Deutschland ausgelegt und erfüllt die Anforderungen der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV Kennzeichnung) vom 24.04.2020.



Abbildung 2-1: Gefahrenfeuer AL L550-GFW-ES-IRG-G 20M

3 Allgemeine Beschreibung

Das bzw. die Gefahrenfeuer sind oben auf dem Maschinenhaus an einer bzw. mehreren Halterung(en) montiert und werden durch die Steuerung des Luftfahrtsystems mit Strom versorgt und gesteuert.

3.1 Daten des Gefahrenfeuers

Parameter	Wert
Artikelnummer von Vestas	29197893
Vestas Typenbezeichnung	AL L550-GFW-ES-IRG-G 20M
Typenbezeichnung Lieferant	L550-GFW-ES-IRG-G
Standard	Deutsch AVV '2020
Leuchtkraft – Tag	Entf.
Leuchtkraft – Dämmerung	Entf.
Leuchtkraft – Nacht	„Feuer W ES“ + IR
Farbe – Tag	Entf.
Farbe – Dämmerung	Entf.
Farbe – Nacht	Rot und IR
Blinkverhalten – Tag	Entf.
Blinkverhalten – Dämmerung	Entf.
Blinkverhalten – Nacht	Rot - W Rot Zyklus; IR – 60 fpm
Intensität IR-Licht	Gemäß AVV '2020, deutsch
IR-Wellenlänge	ca. 850 nm
Vertikale Lichtverteilung (min)	Gemäß AVV '2020, deutsch
Horizontale Lichtverteilung	360°
Leuchtmitteltyp	LED
Eingangsspannung	120 - 240 VAC
Eingangsfrequenz	50–60 Hz
Energieverbrauch	5/5/13 W Tag/Dämmerung/Nacht
Überspannungsschutzklasse	Klasse III gemäß IEC 61643-1
Betriebstemperaturbereich (°C)	–40 °C bis +55 °C
Umweltschutzklasse	IP65
Abmessungen in mm (L x B x H)	510 x 510 x 240
Gewicht (kg)	12 kg (17,2 kg mit Kabel)

Tabelle 3-1: Technische Daten

3.2 Halterung

Das Gefahrenfeuer wird mithilfe der Halterung(en) oben auf dem Maschinenhaus montiert. Die Halterungen für Gefahrenfeuer wurden speziell für WEA geprüft und entwickelt. Korrekte Erdung/Masse im Hinblick auf EMV und Blitze sowie Windlasten und Gewicht werden berücksichtigt. Die Halterungen sind im Lieferumfang enthalten.

3.3 Controller

3.3.1 OVP-Schaltschrank

Der OVP-Schaltschrank wird verwendet, wenn ein oder zwei Gefahrenfeuer an einer Windenergieanlage erforderlich sind und kein externes Eingangssteuerungssignal benötigt wird. Der OVP-Schaltschrank stellt den Überspannungsschutz für die Wechselstrom-Versorgungsspannung sowie Klemmen, die als Schnittstellen zwischen der WEA und dem Gefahrenfeuer für Leistungsstrom und Alarmsignale dienen, zur Verfügung. Die Betriebssteuerung des Gefahrenfeuers übernimmt die im Gehäuse des Gefahrenfeuers integrierte Steuerung.

3.3.2 Erweiterter Schaltschrank (ORGA CIP400)

Anstelle der im Gefahrenfeuer integrierten Steuerung kommt eine erweiterte Steuerung des Luftfahrtsystems vom Typ ORGA CIP400 zum Einsatz, wenn ein oder mehrere externe Eingangssignale erforderlich sind. Ein erweiterter Schaltschrank vom Typ ORGA CIP400 ist mit denselben Klemmen und OVP-Einrichtungen ausgestattet, die auch im OVP-Steuerschrank vorhanden sind. Außerdem verfügt er über eine Zusatzsteuerung mit weiteren Funktionen. Die Funktionen der Zusatzsteuerung sind folgende:

- Implementierung des Sichtweitensensors
- Verarbeitung der aus dem SCADA-System kommenden externen Steuerungssignale über die Ethernet-Anschlusskabel zum Ethernet-Switch der Windenergieanlage
- Zusätzliche Einbeziehung der Turmbeleuchtung

Der erweiterte Schaltschrank übermittelt die Zustandsinformationen mithilfe der internen Software der WEA.

Das SCADA-System lässt sich so konfigurieren, dass es die Betriebsstatusmeldungen erfasst.

3.4 GPS und Fotozelle

3.4.1 GPS

Das Gefahrenfeuer ist mit einem in das Produkt integrierten GPS-Blinkpositionsgeber ausgestattet (nur die Version –G). Der Blinkpositionsgeber verwendet die Daten des GPS-Satellitensystemsignals. Alle Gefahrenfeuer blinken, aufeinander abgestimmt, gleichzeitig.

3.4.2 Fotozelle

Das AL L550-GFW-ES-IRG-G 20M verfügt über eine integrierte Fotozelle. Sie leitet einen Messwert für die Umgebungslichtintensität an die Steuerung des Luftfahrtsystems weiter, um das Gefahrenfeuer zwischen Tag-, Dämmerungs- und Nachtmodus umschalten zu können.

3.5 Notstromversorgung

Eine USV als Notstromversorgung für das Gefahrenfeuer ist eine mögliche Option, hängt jedoch jeweils vom Standort und von den landesspezifischen Anforderungen im vorgesehenen Installationsland ab. Die Backup-Zeit der USV sollte sich ebenfalls nach den Anforderungen im vorgesehenen Installationsland richten.

4 Blitzschutz

Das Gefahrenfeuersystem erfüllt mindestens die gängigen Industrienormen hinsichtlich EMV und Blitzschutz. Zusätzlich zu strengeren Prüfnormen verfügt das Gefahrenfeuer über einen integrierten Überspannungsschutz (OVP).

5 Abmessungen

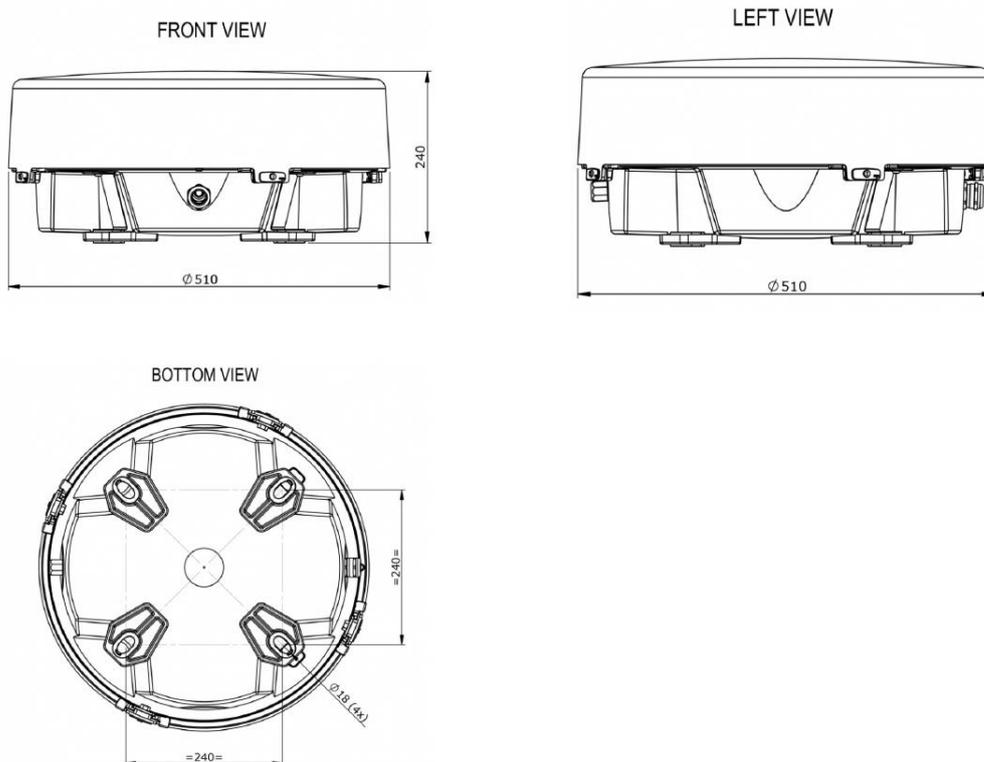


Abbildung 5-1: Gefahrenfeuer – Abmessungen

6 Zertifikate und Erklärungen



EU-Declaration of Conformity

Wij, Orga BV, verklaren geheel onder eigen verantwoordelijkheid dat het product
We, Orga BV, declare under sole responsibility that the product

AERONAUTICAL OBSTRUCTION LIGHT type L550

waarop deze verklaring betrekking heeft, in overeenstemming is met de volgende norm(en) en andere normatie(f)(ve) document(en):
to which this declaration relates is in conformity with the following standard(s) or other normative document(s):

NEN-EN-IEC 61000-6-2 : 2019
NEN-EN-IEC 61000-6-4 : 2007
IEC 61000-6-4 : 2018
NEN-EN-IEC 60598-1 : 2015
NEN-EN 50581 : 2012

In overeenstemming met de volgende (bepaling(en) (indien van toepassing):
Following the provisions of directive(s) (if applicable):

EMC-RICHTLIJN: 2014/30/EU
EMC-DIRECTIVE: 2014/30/EU

LAAGSPANNINGS-RICHTLIJN: 2014/35/EU
LOW VOLTAGE DIRECTIVE: 2014/35/EU

RoHS Richtlijn: 2011/65/EG
ROHS DIRECTIVE: 2011/65/EC


 P. Voorwald-Snijder
 Compliance Manager

Schiedam, 30/07/2019



EG04S450_R06

Orga BV
Strickledeweg 13
3125 AT Schiedam
The Netherlands

Postal address
P.O. Box 3046
3101 EA Schiedam
The Netherlands

+31 (0)10 208 5555
+31 (0)10 437 8445

info@orga.nl
www.orga.nl



Manufacturer's Declaration

Date
10-06-2020

Order no.	Client
NA	NA
Our reference	Your reference
NA	NA

Orga Aviation BV
Strickledeweg 13
3125 AT Schiedam
The Netherlands

Postal address
P.O. Box 353
3100 AJ Schiedam
The Netherlands

+31 (0)10 208 5511
+31 (0)10 462 6853

info@orga.nl
www.orga.nl

To whom it may concern,

Based on internal measurements at Orga we herewith declare the following Orga products are in compliance with the German Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen dated 24-04-2020:

- L240-GFW-IRG-G, L550-GFW-IRG-G and L550-GFW-ES-IRG-G; Feuer W, rot according to anhang 2 and Feuern zur Infrarotkennzeichnung according to anhang 3
- L240-IRG-G; Feuern zur Infrarotkennzeichnung according to anhang 3

Both of these products are in the process of certification by Fachstelle der WSV für Verkehrstechniken.

Orga Representative,

Jan-Willem Deé
Technical Product Coordinator

Orga Aviation BV is part of
Orga Holding Group.

Restricted

Dokument-Nr.: 0040-8699 V06

2020-05-08

Allgemeine Spezifikation

Gefahrenfeuer

ORGA USV SPS60



V90-1.8/2.0 MW Mk 8–9
 V90-3.0 MW Mk 1–9
 V100-1.8/2.0/2.2 MW Mk 10
 V105-3.3/3.45 MW Mk 2–3
 V110-1.8/2.0/2.2 MW Mk 10
 V112-3.3/3.45 MW Mk 2–3
 V116-2.0 MW Mk 11B
 V117-3.3/3.45 MW Mk 2–3
 V117-4.0/4.2 MW Mk 3E
 V120-2.0/2.2 MW Mk 11C
 V126-3.3/3.45 MW Mk 2–3
 V136-3.45/3.60 MW Mk 3
 V136-4.0/4.2 MW Mk 3E
 V150-4.0/4.2 MW Mk 3E
 V150 5.6MW EnVentus
 V162 5.6MW EnVentus

Version Nr.	Datum	Beschreibung der Änderungen
06	2018-04-10	Tabelle der Windenergieanlagentypen aktualisiert
07	2020-02-22	Aktualisiert mit Datentabelle Aktualisiert mit neuen Beispielen für die theoretische Laufzeit-und Berechnungswerkzeug
08	2020-05-08	Aktualisierter Anhang A mit aktualisierten Lösungen für die deutsche AVV '2020-Regelung

Inhaltsverzeichnis

1	Referenzen	3
2	Abkürzungen und technische Begriffe.....	3
3	Einleitung	3
4	Allgemeine Beschreibung	4
4.1	Daten zur Gefahrenfeuer-USV	4
4.2	Funktion.....	4
4.3	Montagevorschriften	5
5	Abmessung	5
6	USV-Laufzeit.....	6
7	Hardware	6
8	Prüfung und Bescheinigung	7
9	Anhang A: Theoretische Laufzeit	8

1 Referenzen

Nummer	Dateiname
0073-1976	Zeitberechnungswerkzeug für die USV-Option des Luftfahrthilfesystems (AAS)

Tabelle 1-1: Referenzen

2 Abkürzungen und technische Begriffe

Abkürzung	Erklärung
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition (System zur Prozesssteuerung und Datenerfassung)
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung

Tabelle 2-1: Abkürzungen

3 Einleitung

Dieses Dokument beschreibt die USV-Option für Gefahrenfeuer (Aviation Light Optional UPS) für Vestas-Windenergieanlagen. Die durch Vestas gelieferte USV-Option für Gefahrenfeuer ist vollständig in das elektrische System der Windenergieanlage integriert.

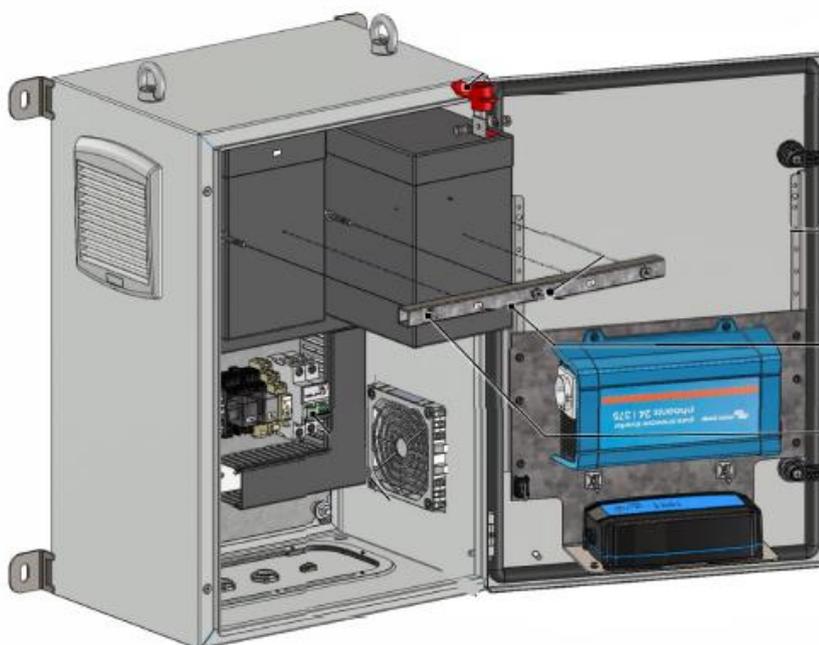


Abbildung 1 – USV-Option für Gefahrenfeuer

4 Allgemeine Beschreibung

Die USV-Option für Gefahrenfeuer versorgt das Luftfahrthilfesystem bei einem Stromausfall mit Strom.

Die USV-Option für Gefahrenfeuer wird durch ORGA bereitgestellt. Die USV ist eine unabhängige Einheit. Für sie bestehen keinerlei Anwendungseinschränkungen hinsichtlich der Hersteller. Die Einheit kann herstellerunabhängig mit den meisten Systemen zusammenarbeiten.

4.1 Daten zur Gefahrenfeuer-USV

Parameter	Wert
Artikelnummer von Vestas	29060846
Vestas Typenbezeichnung	Batterie-Hilfssystem
Typenbezeichnung Lieferant	Batterie-Hilfssystem SPS60
USV-Kapazität	60 Ah bei 20 °C
Batteriespannung	24 V _{DC}
Eingangsspannung	180–256 V _{AC}
Eingangsfrequenz	50–60 Hz
Ausgangsspannung	230 V _{AC} +/- 3 %
Ausgangsfrequenz	50 Hz +/- 1 %
Ausgangsleistung	375 VA – 300 W/260 W
Betriebstemperaturbereich	-20 °C bis +40 °C
Umweltschutzklasse	IP54
Abmessungen in mm (L x B x H)	600 x 400 x 300
Gewicht	72 kg

Tabelle 4-1: Technische Daten

4.2 Funktion

Die USV-Option für Gefahrenfeuer versorgt das Luftfahrthilfesystem bei einem Stromausfall mit Strom. Bei installierter USV-Option für Gefahrenfeuer wird das Luftfahrthilfesystem kontinuierlich durch den USV-Schrank mit Strom versorgt. Ein Schaltgerät in der USV-Einheit schaltet bei einem Netzausfall von netzgestützter auf batteriegestützte Stromversorgung um. Die Schaltzeit von der Netzstromversorgung auf Batterieversorgung beträgt 1,5 s.

Die Laufzeit der Reservestromversorgung hängt von der Batteriekapazität und der Konfiguration des Luftfahrthilfesystems ab. Die USV-Option für Gefahrenfeuer ist eine Hilfseinheit, die integriert werden muss, wenn die erforderliche Reserveversorgungslaufzeit des Luftfahrthilfesystems 15 min. übersteigt.

4.3 Montagevorschriften

Die USV-Option für Gefahrenfeuer wird mit allen erforderlichen Montage- und Installationselementen ausgeliefert. Die USV-Option für Gefahrenfeuer wird mit Magneten am Turm befestigt.



Abbildung 1 – USV-Option für Gefahrenfeuer – Anbringung

5 Abmessung

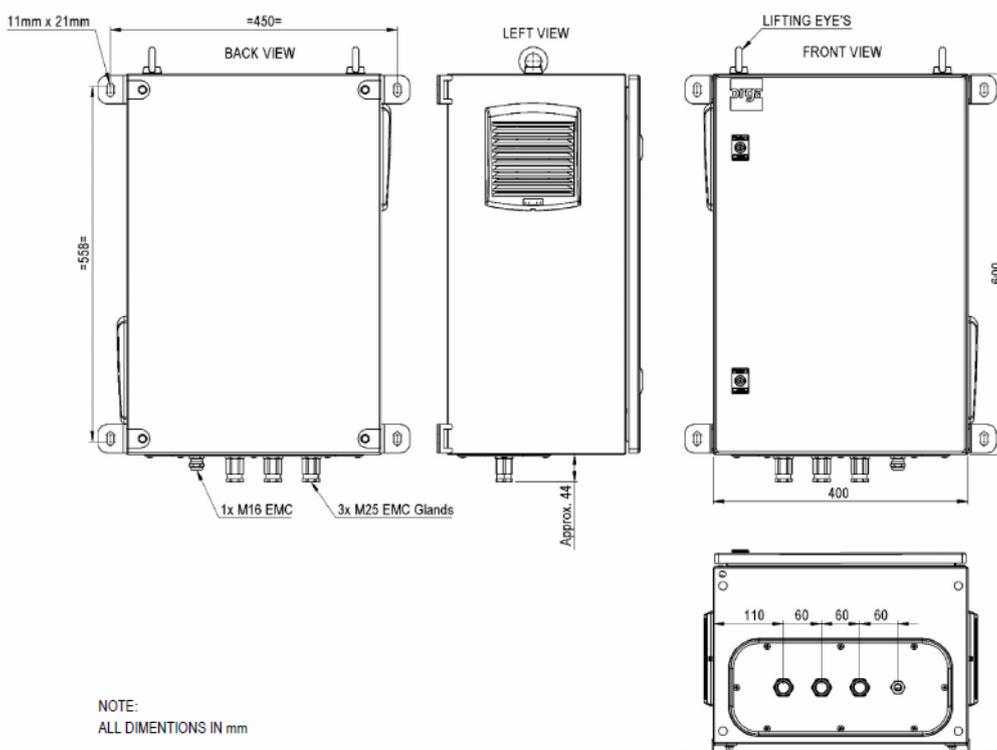


Abbildung 3 – USV-Option für Gefahrenfeuer – Abmessungen

6 USV-Laufzeit

Die Laufzeiten der USV werden als maximale theoretische Laufzeiten berechnet, ausgehend von vollständig geladenen Akkus in gutem Zustand bei einer optimalen Temperatur von 15–35 °C.

Laufzeiten für ausgewählte Konfigurationen sind in **Error! Reference source not found.** angegeben.

Die theoretische Laufzeit muss für jede Konfiguration berechnet werden, damit die Laufzeitwerte so genau wie möglich sind.

Vestas verfügt über ein Werkzeug zur Berechnung der theoretischen Laufzeit für verschiedene Lösungen mit der USV-Option für Gefahrenfeuer, die Bestandteil der Produktpalette sind. Hierbei handelt es sich um das Zeitberechnungswerkzeug für die USV-Option des Luftfahrthilfesystems (AAS) (Optional UPS Time Calculation Tool) mit der Dokumenten-Management-System-Nummer: 0073-1976 V01

Die berechnete Reservelaufzeit ist ein theoretischer Wert. Bei Unklarheiten oder Fragen hinsichtlich der berechneten theoretischen Laufzeit im Vergleich zur erforderlichen Reservelaufzeit wenden Sie sich bitte an Ihren Ansprechpartner bei Vestas.

7 Hardware

Die USV besteht aus mehreren Batterien, einem Ladegerät und einem Wechselrichter. Diese Komponenten sind im Schaltschrank der USV-Option für Gefahrenfeuer integriert.

8 Prüfung und Bescheinigung



EU-Declaration of Conformity

Wij, Orga BV, verklaren geheel onder eigen verantwoordelijkheid dat het product
We, Orga BV, declare under sole responsibility that the product

BATTERY BACKUP SYSTEM type SPS60

waarop deze verklaring betrekking heeft, in overeenstemming is met de volgende
norm(en) en andere normatie(f)(ve) document(en):
to which this declaration relates is in conformity with the following standard(s) or other normative document(s):

NEN-EN-IEC 61000-6-2 : 2005
NEN-EN-IEC 61000-6-3 : 2007/ A1: 2011/ C11: 2012
NEN-EN-IEC 61439-1 : 2011

In overeenstemming met de volgende (bepaling(en) (indien van toepassing):
Following the provisions of directive(s) (if applicable):

EMC-RICHTLIJN: 2014/30/EU
EMC-DIRECTIVE: 2014/30/EU

LAAGSPANNINGS-RICHTLIJN: 2014/35/EU
LOW VOLTAGE DIRECTIVE: 2014/35/EU

P. Vooiwald-Snijder
Compliance Manager

Schiedam, 07/08/2019

Orga BV
Strickledweg 13
3125 AT Schiedam
The Netherlands
Postal address:
P.O. Box 3646
3101 EA Schiedam
The Netherlands
☎ +31 (0)10 208 5555
☎ +31 (0)10 437 8445
✉ info@orga.nl
🌐 www.orga.nl

000000 SPS60_002



KONFIGURATION mit Akku SPS60 (60 Ah) Artikel 29060846				
Menge	Artikelnummern * (unterschiedliche Nummern aufgrund abweichender Plattformen)	Artikelbezeichnung	Beschreibung	Backup- Zeit in Stunden
1	29053375, 29152737,	L550-63B-G	1 Maschinenhausbeleuchtung rot (2000 cd, „Blinkmodus“ Nacht) Inklusive Steuerung	50
1	106671	OVP-S30		
2	29053375, 29152737,	L550-63B-G	2 Maschinenhausbeleuchtungen rot (2000 cd, „Blinkmodus“ Nacht) Inklusive Steuerung	31
1	29057115	CIP400		
1	29052778, 29152725,	L550-63A/63B-G	1 Maschinenhausbeleuchtung rot/weiß (20.000 cd weiß Tag/2000 cd rot Nacht) Inklusive Steuerung	33
1	106671	OVP-S30		
2	29052778, 29152725,	L550-63A/63B-G	2 Maschinenhausbeleuchtungen rot/weiß (20.000 cd weiß Tag/2000 cd rot Nacht) Inklusive Steuerung	18
1	29057115	CIP400		
2	29197892, 29197879,	L240-GFW-IRG-G-BR	2 Maschinenhausbeleuchtungen mit geringer Intensität, rot (Feuer W. + IR Nacht) einschl. Regler 1 Reihe, 4 Leuchten Turmbeleuchtung (10 cd Turmbeleuchtung)	53
1	29057116	CIP400-O-MV		
1	29127389	Kit Set AL Tow 1-4-L92-AVV-ES		
2	29197893, 29197891,	L550-GFW-ES-IRG- G	2 Maschinenhausbeleuchtungen rot (Feuer W. ES + IR Nacht) einschl. Regler 1 Reihe, 4 Leuchten Turmbeleuchtung,	40
1	29057116	CIP400-O-MV		

1	29127389	Kit Set AL Tow 1-4-L92-AVV-ES	(10 cd Turmbeleuchtung)	
---	----------	----------------------------------	-------------------------	--

**KONFIGURATION
 mit Akku SPS60 (60 Ah)
 Artikel 29060846**

Menge	Artikelnummern * (unterschiedliche Nummern aufgrund abweichender Plattformen)	Artikelbezeichnung	Beschreibung	Backup-Zeit in Stunden
2	29199127	L550-63Ad/ L240-GFW-IRG-G	2 zweifarbige Lichtlösungen (20 000 cd weiß Tag/Feuer W Nacht) einschl. Regler 1 Reihe, 4 Leuchten Turmbeleuchtung,	18
1	29057116	CIP400-O-MV		
1	29127389	Kit Set AL TOW 1-4- L92-AVV-ES		
2	29199122	L550-63Ad/ L550-GFW-ES-IRG-G	2 zweifarbige Lichtlösungen (20 000 cd weiß Tag/Feuer W ES Nacht) einschl. Regler 1 Reihe, 4 Leuchten Turmbeleuchtung,	16
1	29057116	CIP400-O-MV		
1	29127389	Kit Set AL TOW 1-4- L92-AVV-ES		
2	29016790, 29152745,	L500-63B2/63C2- IRF	2 Maschinenhausbeleuchtungen weiß und zweifarbige weiß/rot (50.000 cd weiß Tag/10000 weiß/rot Dämmerung/Nacht) einschl. Regler 2 Reihen, 4 Leuchten Turmbeleuchtung inkl. Infrarot (10 cd Turmbeleuchtung + IR)	10
1	29057115	CIP400		
1	29127382	KIT SET AL TOW 2- 4-L92-62A-IRF		

**Artikelnummer: Aufgrund der unterschiedlichen Plattformen kann eine Beleuchtung unterschiedliche Artikelnummern haben, je nach Plattform, zu der die Leuchte passt. Abweichende Artikelnummern aufgrund dieser Unterschiedlichkeit deuten nicht die Anzahl der in der Berechnung verwendeten Leuchten hin. Die in der Berechnung verwendete Anzahl Leuchten steht in der Spalte „Menge“.*

Restricted
Document no.: 0067-0753 V01
2018-07-26

Allgemeine Spezifikation für Gefahrenfeuer, Sichtweitensensor, ORGA (SWS 200-N-AC)



- V90-1.8/2.0 MW Mk 8–9
- V90-3.0 MW Mk 1–9
- V100-1.8/2.0/2.2 MW Mk 10
- V105-3.3/3.45 MW Mk 2–3
- V110-1.8/2.0/2.2 MW Mk 10
- V112-3.3/3.45 MW Mk 2–3
- V116-2.0 MW Mk 11B
- V116-2.1 MW Mk 11D
- V117-3.3/3.45 MW Mk 2–3
- V117-4.0/4.2 MW Mk 3E
- V120-2.0/2.2 MW Mk 11C
- V120-2.0/2.2 MW Mk 11D
- V126-3.3/3.45 MW Mk 2–3
- V136-3.45 MW Mk 3
- V136-4.0/4.2 MW Mk 3E
- V150-4.0/4.2 MW Mk 3E

Version Nr.	Datum	Änderungsbeschreibung
0055-7838.V02	13.10.2017	WEA Typ aktualisiert (Mk11B&C)
V03	2018-02-23	WEA Typ aktualisiert (Mk3E) changed CIP400 to CIP400-O-MV
V04	2018-07-26	WEA Typ aktualisiert (Mk11D)

Inhaltsverzeichnis

1 Abkürzungen und Fachbegriffe 3

2 Einleitung 3

3 Allgemeine Beschreibung 3

3.1 Daten des Gefahrenfeuers..... 3

3.2 Montage des Sichtweitensensors (SWS 200-N-AC)..... 4

3.3 Betriebsstrategie..... 4

3.4 Hauptfunktionen..... 5

4 Blitzschutz..... 5

4.1 Kabel 5

5 Abmessung 6

5.1 Maßstabgetreue Zeichnung 6

5.2 Systemübersicht 8

6 Zertifikate und Prüfberichte 10

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0055-7838 VER 04

T05 0067-0753 Ver 01 - Approved - Exported from DMS: 2018-11-19 by INVOL

1 Abkürzungen und Fachbegriffe

Abkürzung	Erläuterung
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
OVP	Überspannungsschutz

Tabelle 1-1: Abkürzungen

Begriff	Erläuterung
Keine	

Tabelle 1-2: Erläuterung von Begriffen

2 Einleitung

In diesem Dokument wird der Wetter-Sichtweitensensor (SWS 200-N-AC), der speziell für den Einsatz mit der Steuerung CIP400-O-MV / CIP400-O-F-MV / CIP400-OMV-P des Gefahrenfeuersystems (ORGA) entwickelt wurde, beschrieben.

3 Allgemeine Beschreibung

Der Sichtweitensensor (SWS200-N-AC) für das Gefahrenfeuer (ORGA) passt die Betriebshelligkeit des Gefahrenfeuers (ORGA) an die aktuell vorherrschenden Sichtbedingungen an.

3.1 Daten des Gefahrenfeuers

Parameter	Wert
Artikelnummer von Vestas	29058870
Typ	Sichtweitensensor (SWS 200-N-AC)
Entspricht	RoHS und WEEE
Eingangsspannung	230 VAC
Eingangsfrequenz	50 Hz
Energieverbrauch	11 W (bei Enteisung +34 W)
Betriebstemperaturbereich (°C)	-40 bis +60 °C
Umweltschutzklasse	IP66
Betriebsfeuchte	0 – 100 % rF
EMV-Übereinstimmung	Mit EN 61326-1997, 1998, 2001
Messbereich (wählbar)	2-10-20-32-50 km
Messfehler	Weniger als 10 % bei 2 km
Misst die Sichtbarkeit	Meteorologischer Bereich: Nebel
Misst auch	Dunst, Rauch, Sand, Nieselregen, Regen,

Parameter	Wert
	Schnee
Niederschlagserkennungsauflösung	Regen: 0,015 mm/h Schnee: 0,0015 mm/h
Maximale Regenstärke	250 mm/h
Abmessungen in mm (L x B x H)	810 x 238 x 375
Gewicht (kg)	9 kg einschließlich Kabel (15 m)

Tabelle 3-1: Technische Daten

3.2 Montage des Sichtweitensensors (SWS 200-N-AC)

Der Sichtweitensensor (SWS 200-N-AC) wird oben auf das Maschinenhaus montiert. Zu seiner Steuerung ist das erweiterte System CIP400 erforderlich. Siehe Abbildung 3-1 auf S. 4.



Abbildung 3-1: Sichtweitensensor (SWS 200-N-AC)

3.3 Betriebsstrategie

Der Sichtweitensensor (SWS 200-N-AC) misst die in der Luft enthaltenen Partikel. Es besteht eine positive Korrelation zwischen der Partikelanzahl und der Signalstärke des Empfängers. Die tatsächliche lokale Sichtweite wird an die Steuerung des Gefahrenfeuers (ORGA) übermittelt und die Lichtstärke wird dann entsprechend angepasst. Siehe Tabelle 3-2 auf S. 5.

Die Steuerung CIP400-O-MV / CIP400-O-F-MV / CIP400-OMV-P ist für den Sichtweitensensor (SWS200-N-AC) erforderlich, um die Betriebshelligkeit des Gefahrenfeuers an die gegenwärtig herrschenden Sichtbedingungen anzupassen.

Sichtweite [km]	Lichtstärke [%]
< 5	100
5 – 10	30
> 10	10

Tabelle 3-2: Lichtstärkenstufen

Der Sichtweitensensor (SWS200-N-AC) nutzt das Prinzip der Vorwärtsstreuung und misst die Sichtverhältnisse am Standort der Windenergieanlage. Siehe Abbildung 3-2 auf S. 5.

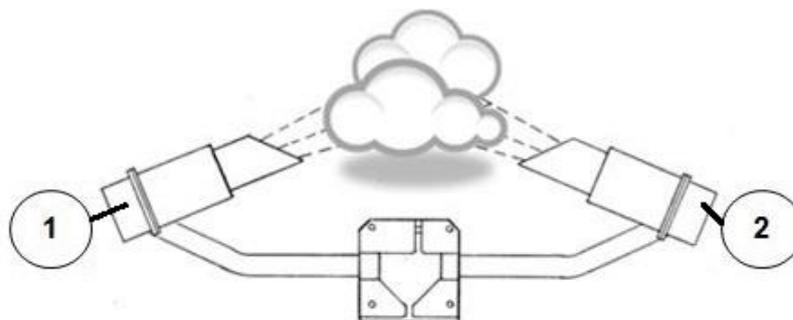


Abbildung 3-2: Sender und Empfänger

1 Sender

2 Empfänger

3.4 Hauptfunktionen

Die Hauptfunktionen des Sichtweitensensors (SWS 200-N-AC) sind:

- Kompakter Wetter-Sichtweitensensor (SWS200-N-AC), der speziell für den Einsatz mit der Steuerung CIP400-O-MV / CIP400-O-F-MV / CIP400-OMV-P des Gefahrenfeuersystems (ORGA) entwickelt wurde
- Einstellbare Betriebshelligkeit des Gefahrenfeuers
- Wählbarer Messbereich
- Erweiterte Selbsttest- und Wartungsinformationen

4 Blitzschutz

Zusätzlich zu den strengen Testnormen und dem eingebauten OVP erfüllt oder übertrifft das Gefahrenfeuer (ORGA) die gängigen Industrienormen hinsichtlich EMV und Blitzschutz.

4.1 Kabel

Der Sichtweitensensor (SWS200-N-AC) verfügt über ein (1) Kabel, das sowohl als Netz- als auch als Datenkabel dient.

- Standardlänge: 15 m
- Abmessungen: 14,5 mm
- Maximaler Biegeradius: 116 mm

5 Abmessung

5.1 Maßstabgetreue Zeichnung

Siehe Abbildung 5-1 auf Seite 6 und Abbildung 5-2 auf Seite 7 hinsichtlich der Abmessungen des Sichtweitensensors (SWS200-N-AC).

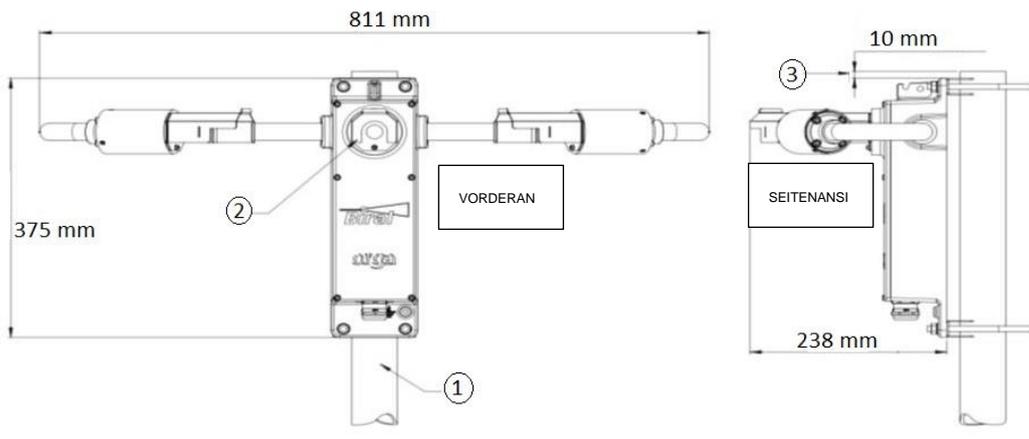


Abbildung 5-1: Abmessungen des Sichtweitensensors (SWS200-N-AC)

- | | |
|--|--------------------------------------|
| <p>1 Im Lieferumfang enthalten: Montagemast,
 Außendurchm.: min. 40 mm, max. 63,5 mm</p> <p>3 Max. Abstand zwischen Mastspitze und
 Sensorkopf</p> | <p>2 Montierter Streukopf</p> |
|--|--------------------------------------|

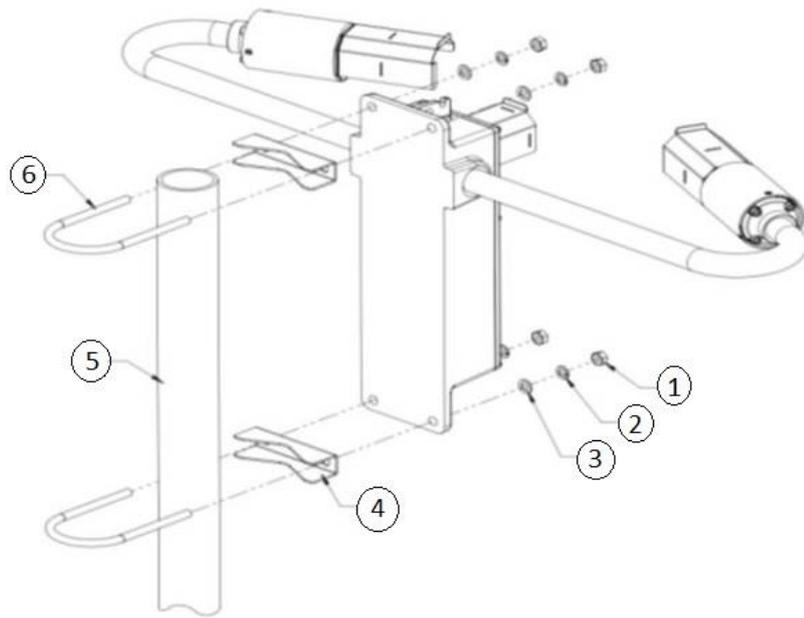


Abbildung 5-2: Komponenten des Sichtweitensensors (SWS200-N-AC)

- | | | | |
|----------|------------------------|----------|---|
| 1 | 4 x M8 Schraubenmutter | 2 | 4 x M8 Spannscheibe |
| 3 | 4 x M8 Unterlegscheibe | 4 | 2 x Sättel (Sättel müssen befestigt werden) |
| 5 | Montagemast | 6 | 2 x U-Schrauben |

5.2 Systemübersicht

Siehe Abbildung 5-3 auf Seite 8 und Abbildung 5-4 auf Seite 9 hinsichtlich der Systemübersicht.

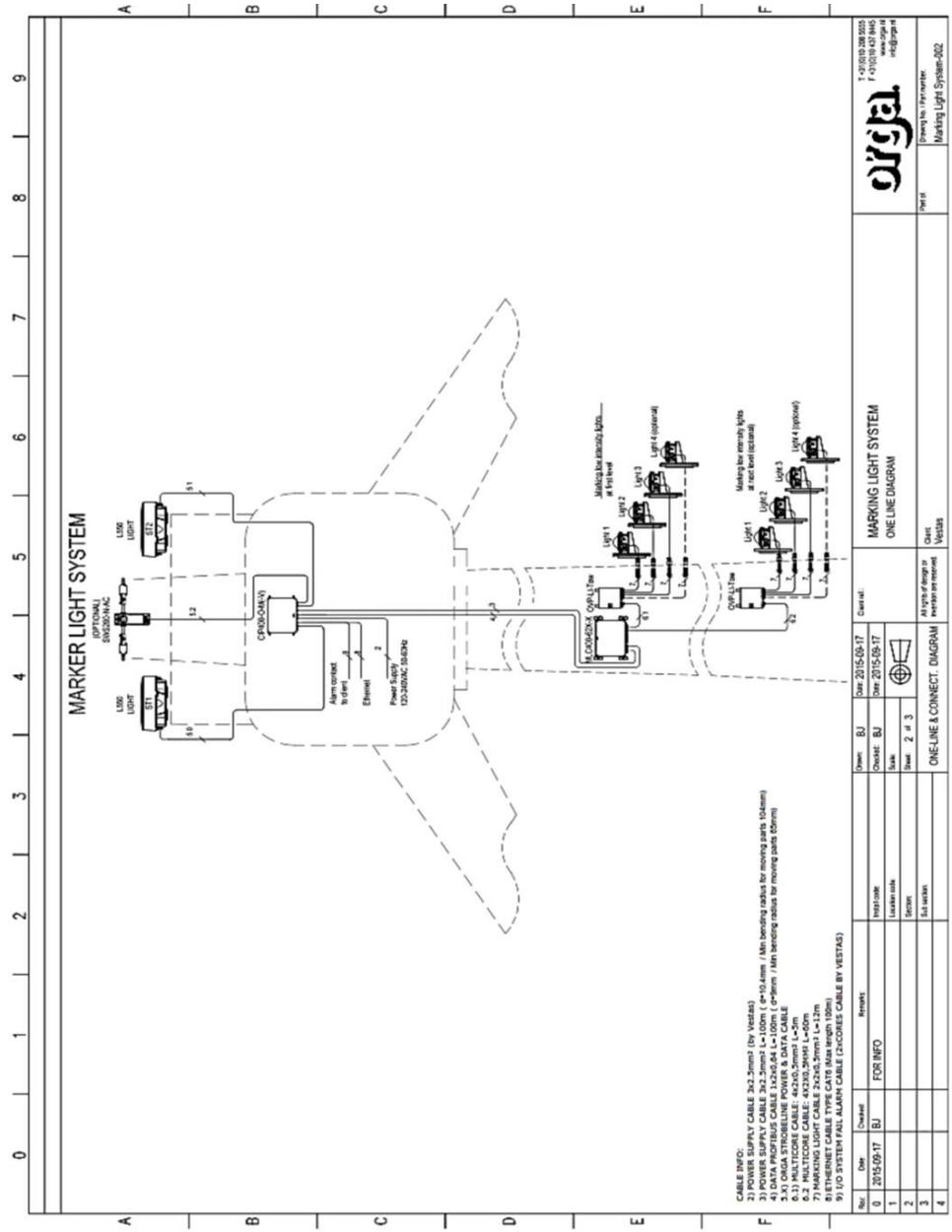


Abbildung 5-3: Markierungsleuchtensystem, Einzelleitungsdiagramm

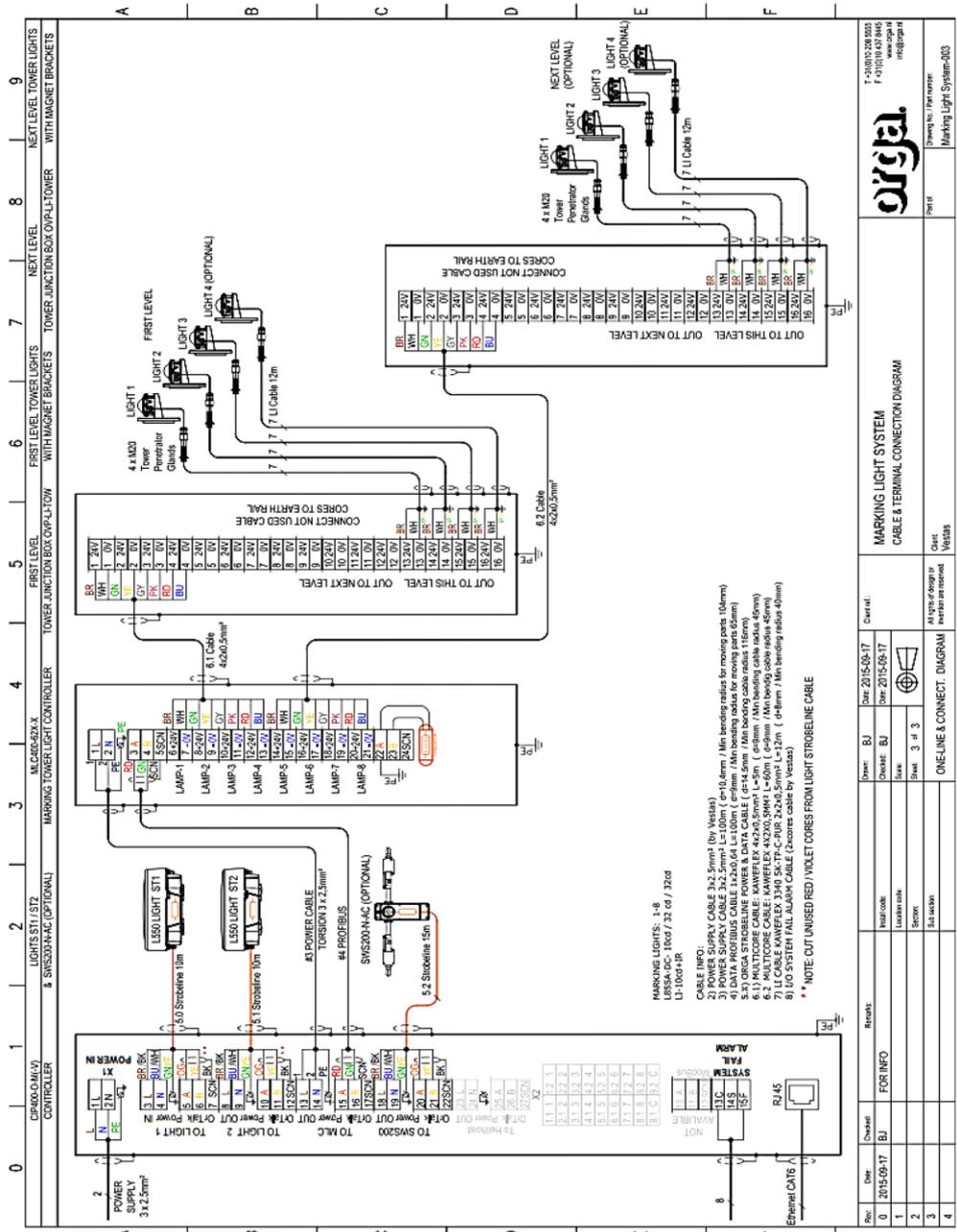


Abbildung 5-4: Markierungsleuchtsystem, Kabel- und Klemmen-Anschlussdiagramm

Deutscher Wetterdienst
Abteilung Messnetze und Daten
T123, Messsysteme
Frahmredder 95, D-22393 Hamburg



Anerkennung von Sichtweitensensoren gemäß der Verwaltungsvorschrift der Bundesregierung, Drucksache 506/04 vom 16.6.2004, „Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen“

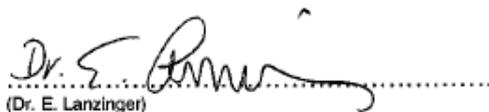
Sichtweitensensor Typ BIRAL SWS-200

Das Gerät des Typs **BIRAL SWS-200** entspricht auf Grund der am 06.04.09 durch die Firma GWU-Umwelttechnik GmbH eingereichten Gerätedokumentation den Anforderungen und ist damit zum Betrieb gemäß der o. a. Verwaltungsvorschrift anerkannt.

Die Anerkennung durch den DWD bezieht sich lediglich darauf, dass das Gerät mit den durch den Hersteller bezeichneten Eigenschaften geeignet für den genannten Einsatz ist. Der DWD macht keine Labor- oder Feldprüfung und keine regelmäßigen Inspektionen. Der Hersteller ist dafür verantwortlich, dass die Richtigkeit der bezeichneten Geräteeigenschaften gewährleistet ist und es obliegt dem Betreiber des Gerätes, die Betriebs- und Wartungsvorschriften gemäß den Herstellerangaben einzuhalten.

Der DWD haftet nicht für Schäden, die auf Grund der Benutzung des Gerätes entstehen können.

Hamburg, 20. November 2009


(Dr. E. Lanzinger)

Deutscher Wetterdienst
 Abteilung Messnetze und Daten
 T123, Messsysteme
 Frahmredder 95, D-22393 Hamburg



Anhang: Anforderungen an den Sichtweitensensor

Hersteller: Firma BIRAL
Gerätetyp: SWS-200-Sensor
Versionsnr.: Hardware 105200, Software SH100211, ab 23/3/2009)
 (Hardware, Software, Produktionsdatum)

	Mindestanforderung	Spezifiziert	Erfüllt (ja/nein)
Messprinzip	Vorwärtsstreuung	ja	Ja
Messbereich	50m - 20km	<10m - 20km	Ja
Auflösung	< Messunsicherheit	10 m	Ja
Messunsicherheit			
im Bereich < 500m	± 50m	+ 50 m	Ja
im Bereich 500-5000m	± 10%	+ 10 %	
im Bereich > 5000m:	± 20%	+ 20 %	
Außentemperaturbereich	-30°C - +50°C	-30 bis +50°	Ja
Außenfeuchtebereich	0 - 100 % RH	0 - 100%	Ja
IP-Schutzklasse	min. IP54	IP-65	Ja
Mittelungs- und Ausgabeintervall	einstellbar	ja	Ja
Schutz gegen Störung durch Fremdlicht (Sonnenlicht, künstliches Licht, Bodenalbedo)	vorhanden	ja	Ja
Maßnahmen gegen Schnee- und Eisansatz an der Optik	vorhanden	Heizung an den Optiken und zzgl. Sensorkopfheizung	Ja
Wartungsintervall	≥ 6 Monate	≥ 6 Monate	Ja
Selbsttesteinrichtung (Sender, Lichtquelle, Empfänger, Elektronik, Zustand Fenster)	vorhanden	Ja	Ja
Kompensation von Leistungsminderungen und Verschmutzungen	vorhanden	Ja	Ja
Ausgabe von Statusmeldungen	vorhanden	Ja	Ja
Zeitliche Mittelung	einstellbar	Ja	Ja
CE-Kennzeichnung	vorhanden	Ja	Ja
Einstellzeit	<60sec bei 90% sprunghafter Änderung	30 Sekunden	Ja

Abbildung 6-3: DWD BIRAL SWS200-Zertifikat – Seite 2 von 2

PUBLIC	
--------	---

T05	
DOKUMENT: 0049-8134.V15	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)

Tages- und Nachtkennzeichnung von Vestas Windenergieanlagen in Deutschland

DOKUMENT:
0049-8134.V15

BESCHREIBUNG:
Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)

SEITE
2/30

Versionshistorie

VERSION:	DATUM:	ÄNDERUNG: :
00	17/12/2014	Erstfassung MASEP
01	13/01/2015	Korrigierte Turmkennzeichnung
02	14/01/2015	Korrigierte CoolerTop-Kennzeichnung, Sichtweitenmessgerät und USV
03	03/08/2015	Neue Türme hinzugefügt und an neue AVV (vom 10.07.2015) angepasst
04	31/08/2015	V136 hinzugefügt, V126 Turmbefuerung korrigiert
05	18/12/2015	Tageskennzeichnung von Maschinenhäusern an Windenergieanlagen <150 m korrigiert, neue Maschinenhauskennzeichnung
06	01/02/2016	Redaktionelle Änderungen, aktualisierte Turmbefuerungen V126 & V136
07	10/11/2016	166m Turm zu der V126 und V136 zugefügt
08	23/06/2017	V126 MK3B HTq, V136 MK3E, und V150 zugefügt
09	23/02/2018	V150-4.2MW 145mNH zugefügt
10	15/01/2019	V150-5.6 und V162-5.6MW zugefügt
11	31.07.2019	V162-5.6 auf 166m – Turmbefuerung wegen Turmflansch verlegt
12	06.09.2019	Kap. 2.5: Dargestellter Wert Abstand Blattspitze zu Turmzentrum der V150 nicht korrekt – gilt nicht für beide V150 Varianten. Alle dargestellten Dimensionen zum Abstand Blattspitze zu Turmzentrum in Kapitel 5 entfernt. [4] in Kap. 2 ergänzt um 0067-0753
13	28.11.2019	CHT Betonfarbe und 169m NH Anpassungen gemacht
14	21.04.2020	V136-4.2MW auf 82m hinzugefügt, AVV 2020 Anpassungen
15	16.06.2020	V136-3.45/3.6/4.0/4.2MW auf 149m Nabenhöhe korrigiert, AVV Link korrigiert

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	5
1.3.3. ZUSATZEINRICHTUNGEN	5
1.3.4. NACHTKENNZEICHNUNG VON VESTAS WINDENERGIEANLAGEN	6
2. ANLAGENKENNZEICHNUNGEN – STANDARD NACH AVV	7
2.1. V112-3.3 MW UND 3.45 MW	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. 149 M NABENHÖHE (212 M SPITZENHÖHE)	16
2.3.5. 166 M NABENHÖHE (229 M SPITZENHÖHE)	17
2.4. V136-3.45/3.60/4.0/4.2 MW	18
2.4.1. 82 M NABENHÖHE (150 M SPITZENHÖHE)	18
2.4.2. 112 M NABENHÖHE (180 M SPITZENHÖHE)	19
2.4.3. 132 M NABENHÖHE (200 M SPITZENHÖHE)	20
2.4.4. 149 M NABENHÖHE (217 M SPITZENHÖHE)	21
2.4.5. 166 M NABENHÖHE (234 M SPITZENHÖHE)	22
2.5. V150-4.0 / 4.2 MW / 5.6MW	23
2.5.1. 125 M NABENHÖHE* (200 M SPITZENHÖHE).....	23
2.5.2. 145M NABENHÖHE (220M SPITZENHÖHE)	24
1.1.1. 148M NABENHÖHE (223M SPITZENHÖHE)	25
1.1.2. 166/169M NABENHÖHE (241/244M SPITZENHÖHE)	26
1.2. V162-5.6 MW	27
1.2.1. 119 M NABENHÖHE (200 M SPITZENHÖHE)	27
1.2.2. 148M NABENHÖHE (229M SPITZENHÖHE)	28
1.2.3. 166M/169M NABENHÖHE (247/250M SPITZENHÖHE)	29

		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V15	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 4/30

2. VERWEISE 30

1. Gesetzliche Grundlage für Kennzeichnungsanforderungen

Die Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (im Folgenden „die AVV“) [1] regelt die Anforderungen der Hindernisskennzeichnung 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 immissionschutzrechtliche Genehmigung kann die örtliche Luftfahrtbehörde nach eigenem Ermessen den Wunsch nach zusätzlichen Kennzeichnungen äußern, um dadurch die Luftverkehrssicherheit in der Region verantwortlich zu gewährleisten. Sie kann bei Errichtung an Standorten mit geringem Gefährdungspotenzial auch einer eingeschränkten Kennzeichnung aus ästhetischen Gründen zustimmen (z.B. Blockbefeuerung). In Einzelfällen können also von Vestas Abweichungen von den hier gezeigten Standardkennzeichnungen gefordert werden.

1.1. Geltungsbereich

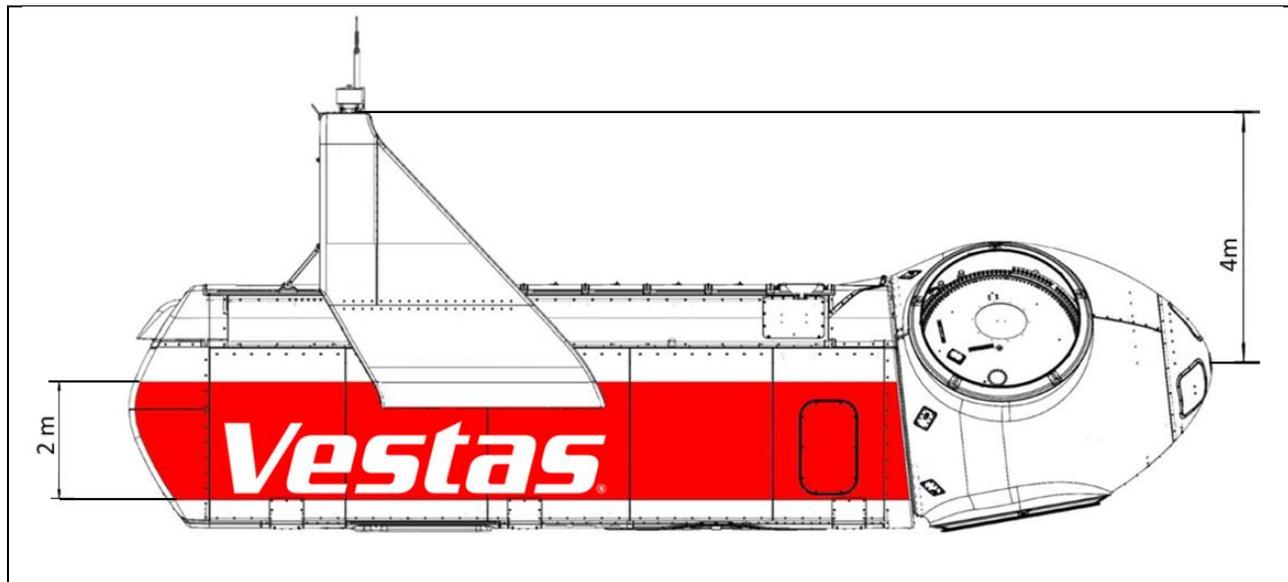
Die AVV beschreibt in ihrer aktuellen Fassung die erforderliche Kennzeichnung von Bauwerken innerhalb von Flugplatzbereichen, von Bauwerken mit einer Höhe von mehr als 150 m in dicht besiedelten Gebieten außerhalb von Flugplatzbereichen sowie von Bauwerken mit einer Höhe von mehr als 100 m in weniger dicht besiedelten Gebieten außerhalb von Flugplatzbereichen. In der Regel fallen Windenergieanlagen nur in die letzte Kategorie. Daher sind die in diesem Dokument beschriebenen Kennzeichnungen so konfiguriert, dass sie den Anforderungen an diese Kategorie entsprechen. Sofern keine abweichenden Einzelfallregelungen vorliegen, sind alle Windenergieanlagen innerhalb eines Windparks mit diesen Kennzeichnungen zu liefern. Das vorliegende Dokument bezieht sich auf Onshore-Anlagen. Für Windparks im Küstenvorfeld können daher zusätzliche Vorschriften gelten.

1.2. Anforderungen an die Tageskennzeichnung

Die für Windenergieanlagen geltenden Tageskennzeichnungen werden in den Kapiteln 2 und 4 der AVV behandelt. Als Hauptanforderung gilt die Sichtbarkeit der Windenergieanlage aus der Luft durch einen rot/weißen Anstrich. Bei Kennzeichnung durch weiß-rote Streifen sind die folgenden Kombinationen zulässig: vgl. AVV Teil 2 – Technische Spezifikationen Punkt 4 sowie Teil 4 – Windenergieanlagen, Abschnitt 2 – Tageskennzeichnung Punkt 14.

Stahltürme, Maschinenhäuser und Rotorblätter von Vestas Windenergieanlagen sind mit RAL 7035 angestrichen. Betonsegmente bei Hybridtürmen werden in der Standardkonfiguration ohne Anstrich in Beton-Grau ausgeliefert, der Farbton von Beton ähnelt mit dem Farbton RAL 7035, weshalb ein zusätzlicher Anstrich nicht notwendig ist. Optional kann ein Anstrich in RAL 7035 angeboten werden. Daher werden die roten Streifen am Turm, am Maschinenhaus sowie auf den Rotorblättern in RAL 3020 ausgeführt. Dies sind die im vorliegenden Dokument dargestellten Konfigurationen. Die folgende Abbildung zeigt die Maschinenhaus-Kennzeichnung. Wie in der AVV angefordert, läuft der rote Streifen mit einer Höhe von mindestens 2m um das Maschinenhaus herum. Grafische Elemente beanspruchen maximal ein Drittel der Fläche der jeweiligen Maschinenhausseite.





Streifen in RAL 3020 auf einem Maschinenhaus. Die Maschinenhäuser sowie CoolerTop Einheiten von anderen MK-Versionen können im Form Abweichen, jedoch gilt das Konzept des kontinuierlichen, mindestens 2m hohen roten Streifens sowie des Vestas Logos für alle Varianten.

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. Maschinenhausbefuerung

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.

1.3.2. Turmbefuerung

Gemäß AVV müssen Windenergieanlagen mit einer maximalen Spitzenhöhe von mehr als 150 m mit einer zusätzlichen Hindernisbefuerungsebenen am Turm ausgestattet werden, wobei aus jeder Richtung mindestens zwei Hindernisfeuer sichtbar sein müssen. Diese ist auf halber Höhe zwischen Gondelbefuerung und Geländeoberkante anzubringen und darf technisch bedingt davon abweichen.

1.3.3. Zusatzeinrichtungen

Eine bestimmte Reduzierung der Lichtstärken der Tagesbefuerung (Gefahrenfeuer und Feuer W, rot) abhängig von den Messungen eines zertifizierten Sichtweitenmessgerätes ist zulässig.

		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V15	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 6/30

Einem Ausfall der Hindernisbefuerung 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 Befuerung 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 Infrarotbefuerung 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 Befuerung 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 Turmbefuerungsebene 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 Befuerung zu reduzieren bzw. um der Forderung der AVV nach einer Notversorgung der Befuerung während eines Netzausfalls nachzukommen.

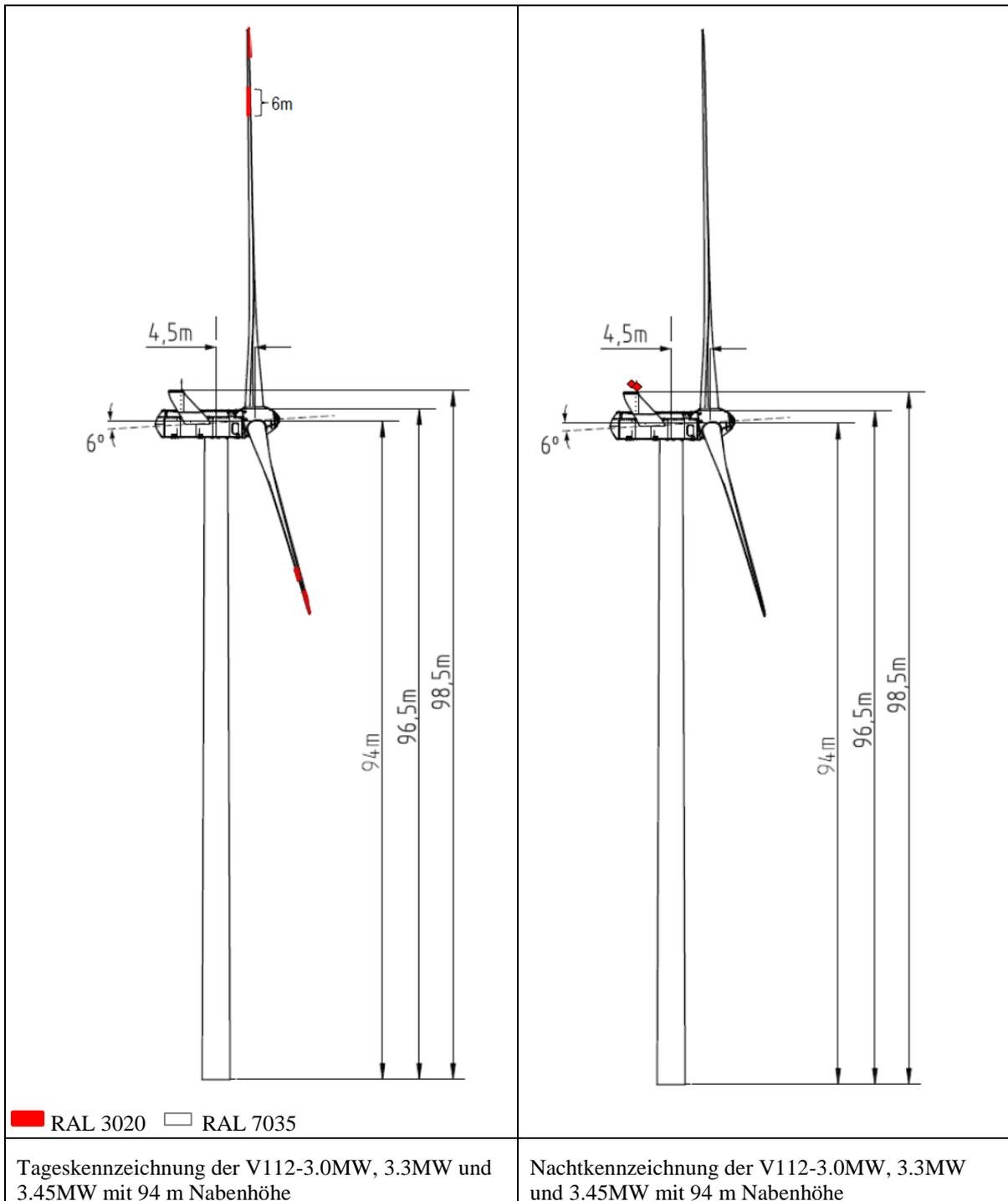
		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V15	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 7/30

2. Anlagenkennzeichnungen – Standard nach AVV

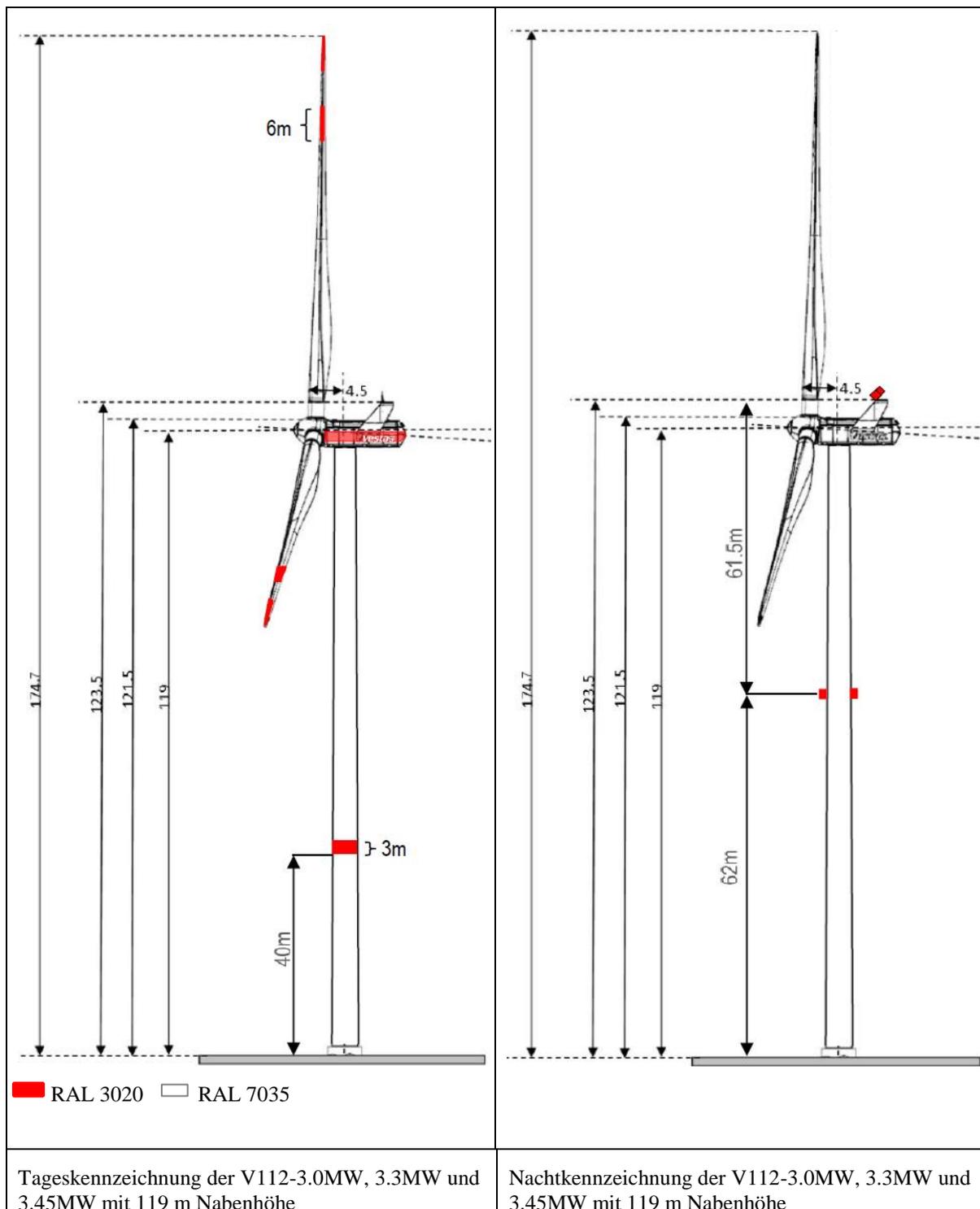
Die Grafiken auf den folgenden Seiten zeigen die standardmäßig konfigurierten Tages- und Nachtkennzeichnungen an Vestas-Produkten aus dem aktuellen deutschen Lieferprogramm.

2.1. V112-3.3 MW und 3.45 MW

2.1.1. 94m Nabenhöhe (150m Spitzenhöhe)

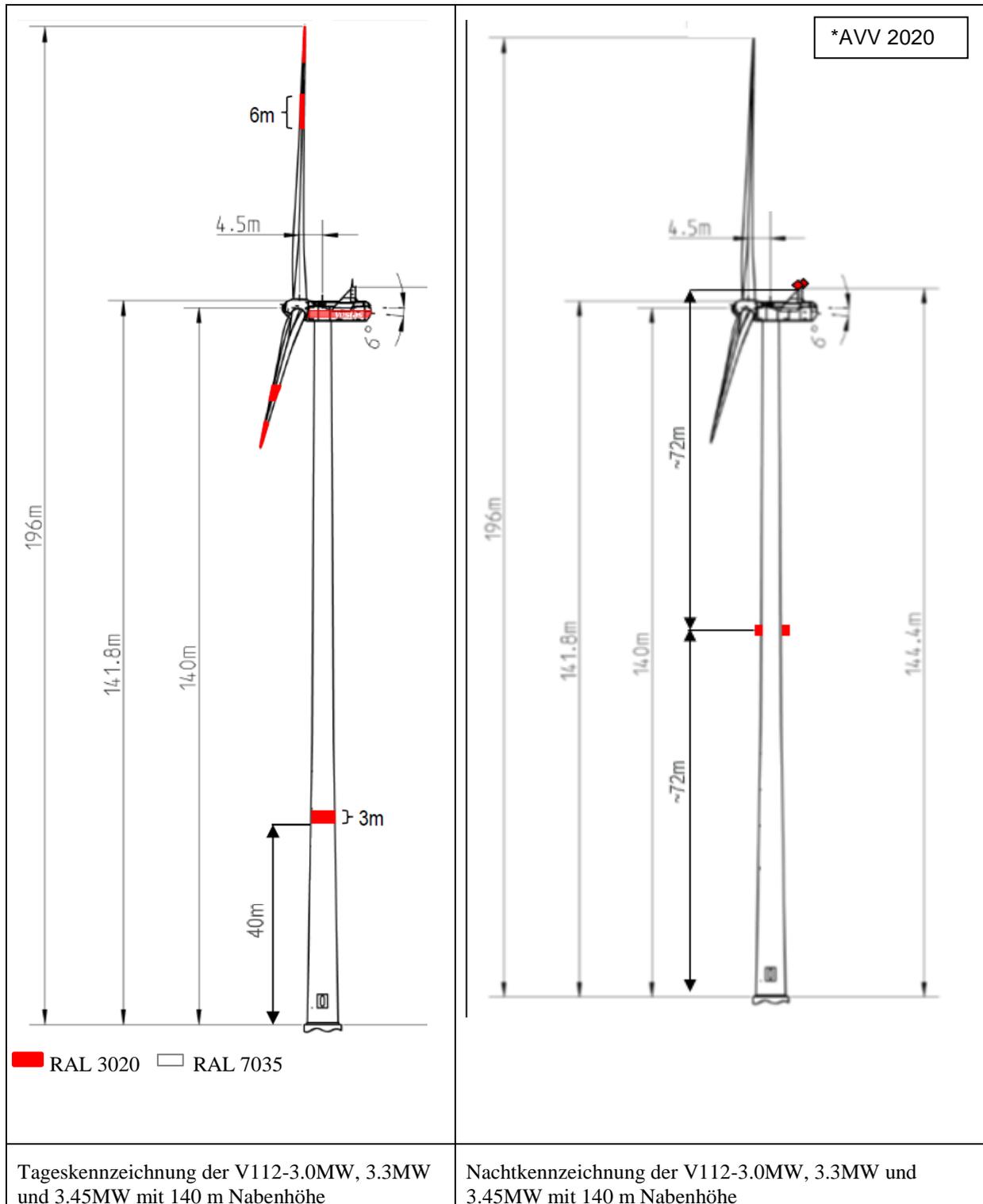


2.1.2. 119m Nabenhöhe (175m Spitzenhöhe)



		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V15	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 9/30

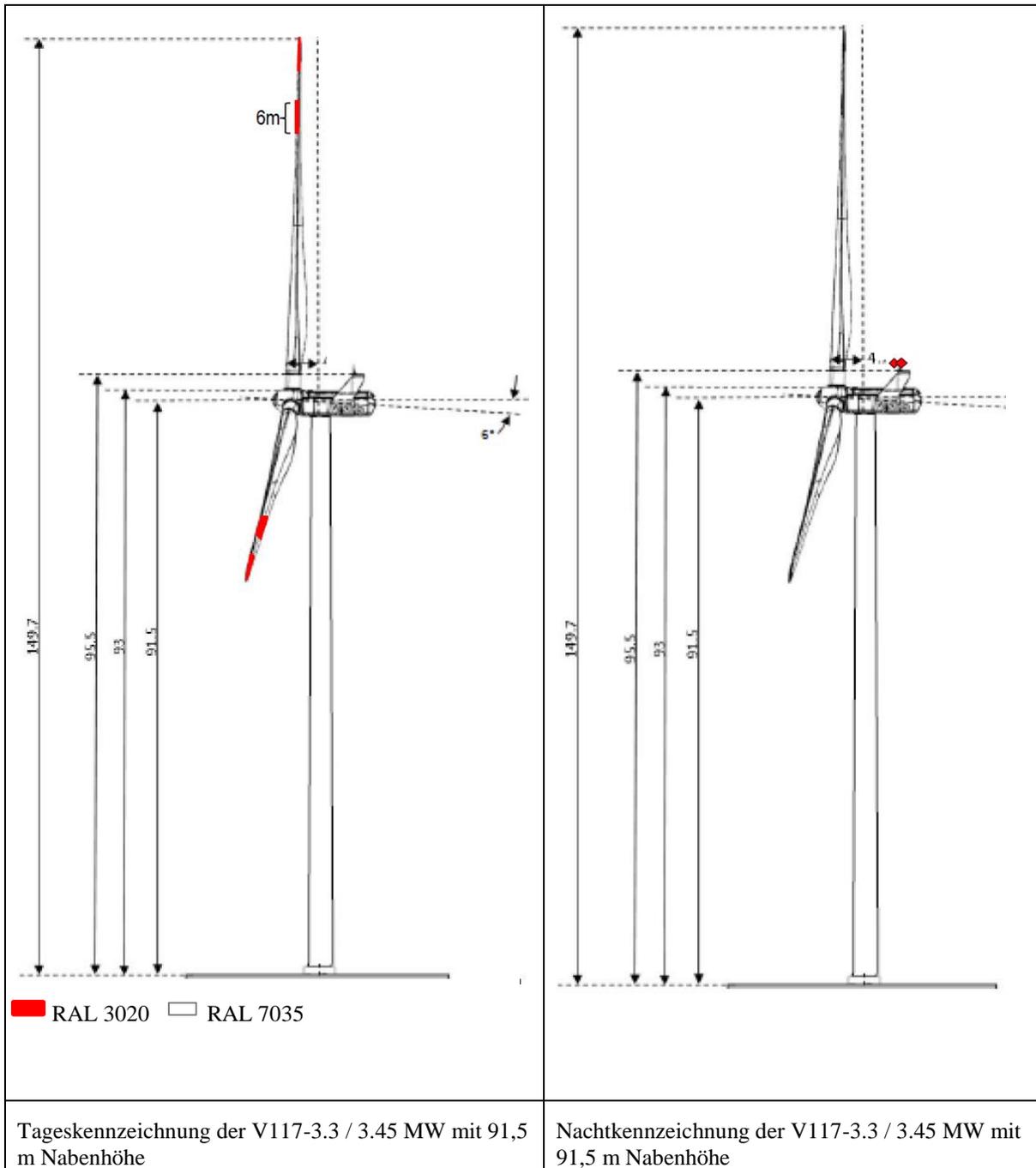
2.1.3. 140m Nabenhöhe (196m Spitzenhöhe)



		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V15	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 10/30

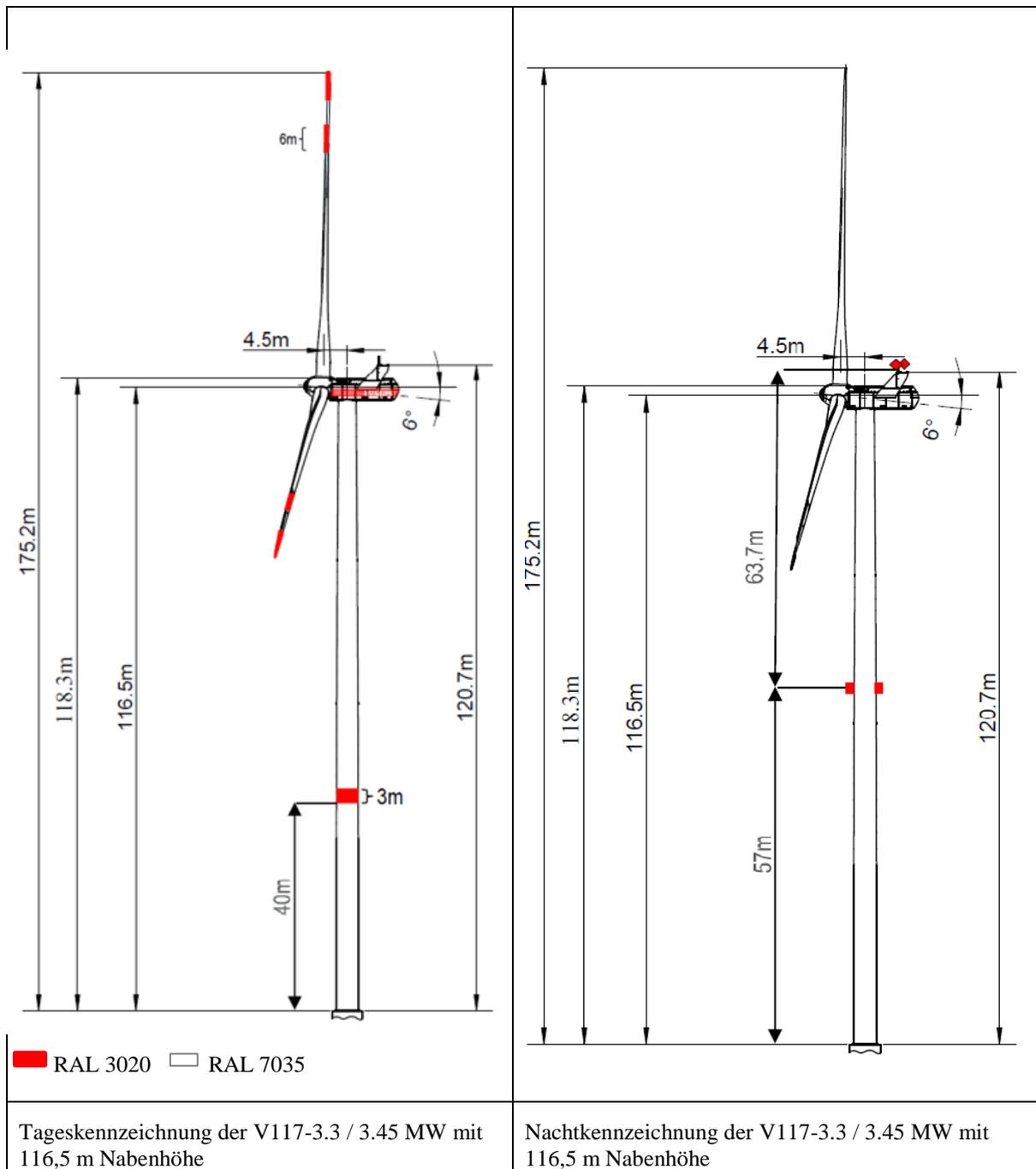
2.2. V117-3.3MW und 3.45MW

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



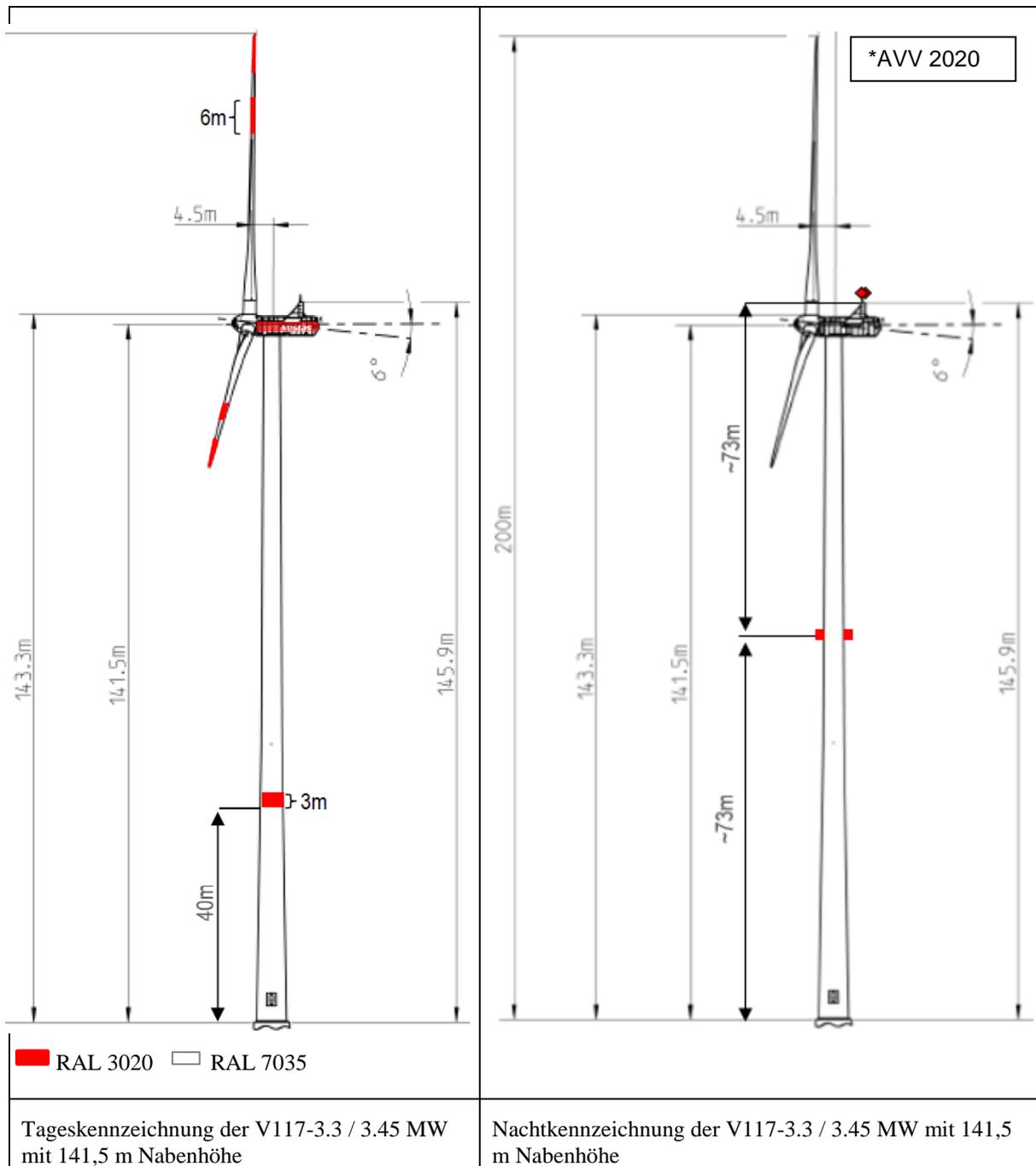
		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V15	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 11/30

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

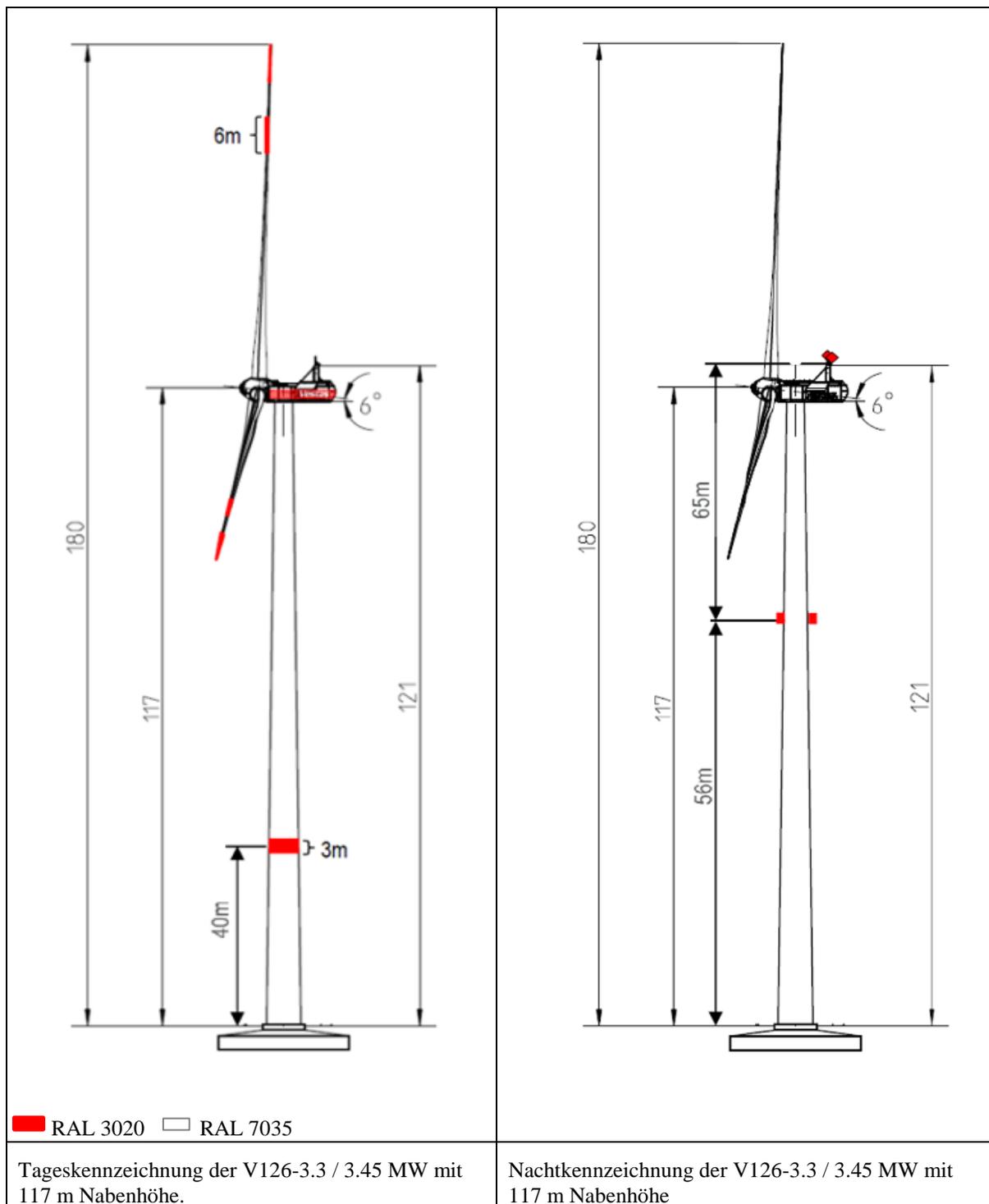


		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V15	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 12/30

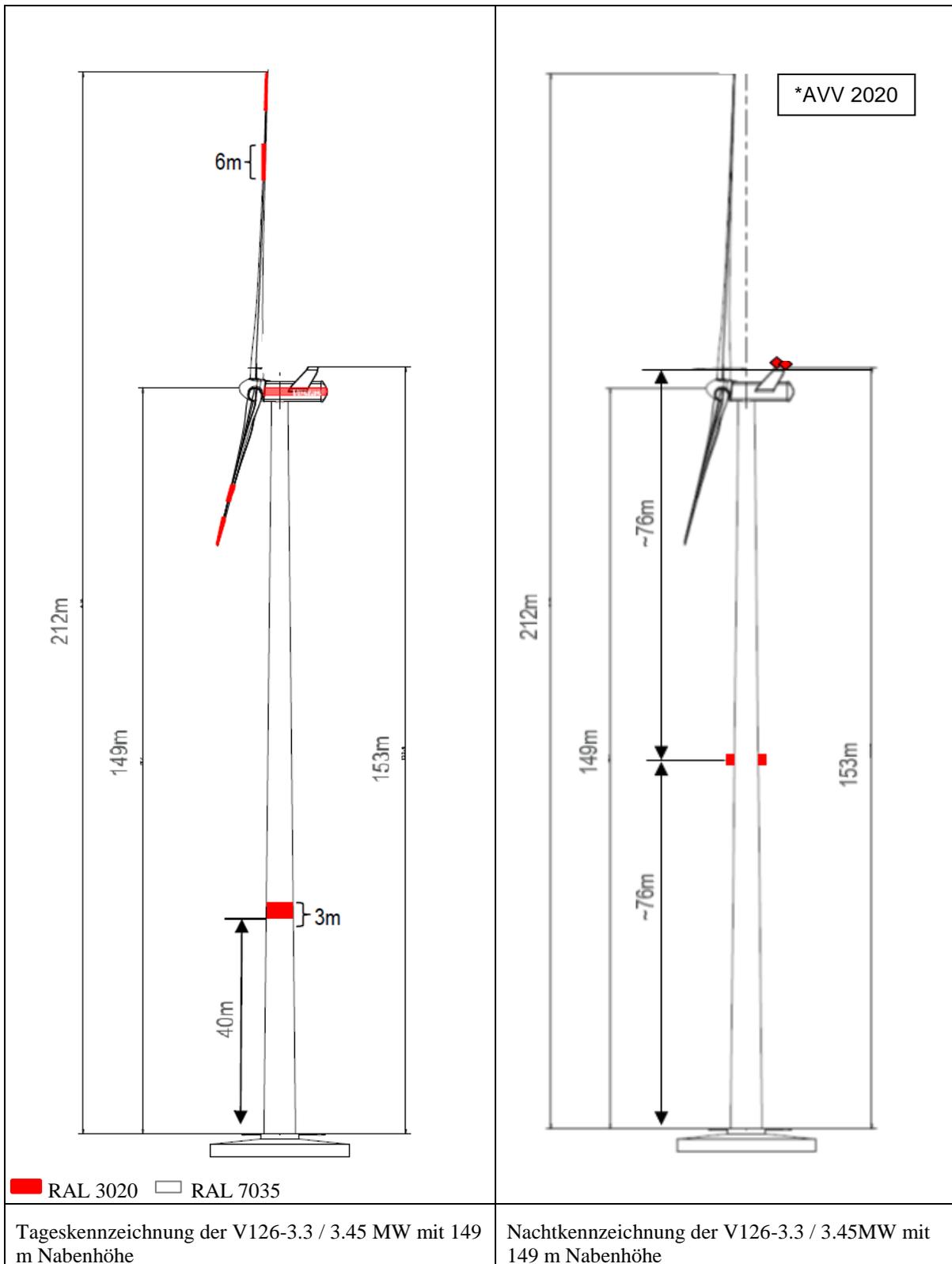
2.2.3. 141,5m Nabenhöhe (200m Spitzenhöhe)



2.3.2. 117m Nabenhöhe (180m Spitzenhöhe)

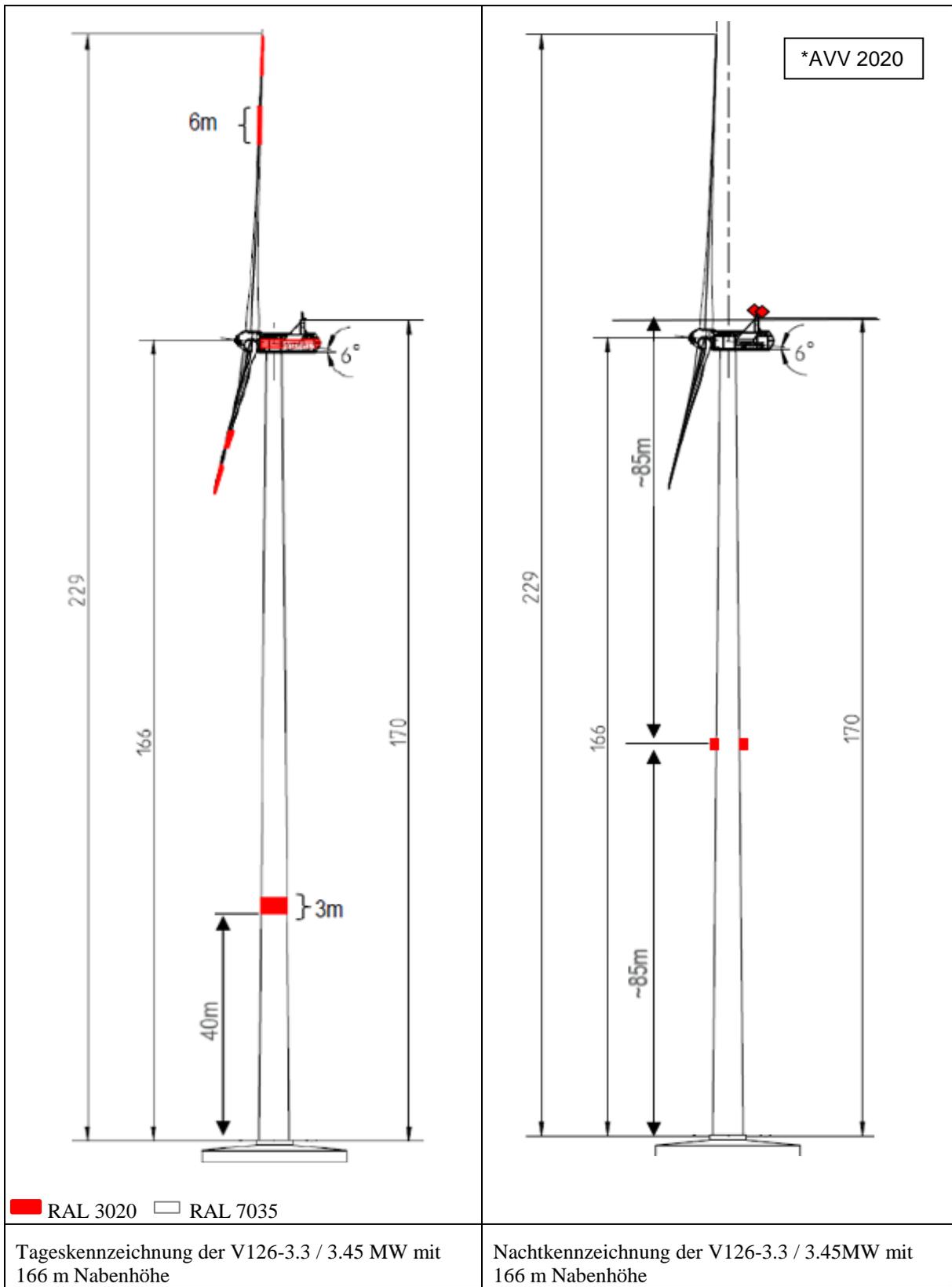


2.3.4. 149 m Nabenhöhe (212 m Spitzenhöhe)



		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V15	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 17/30

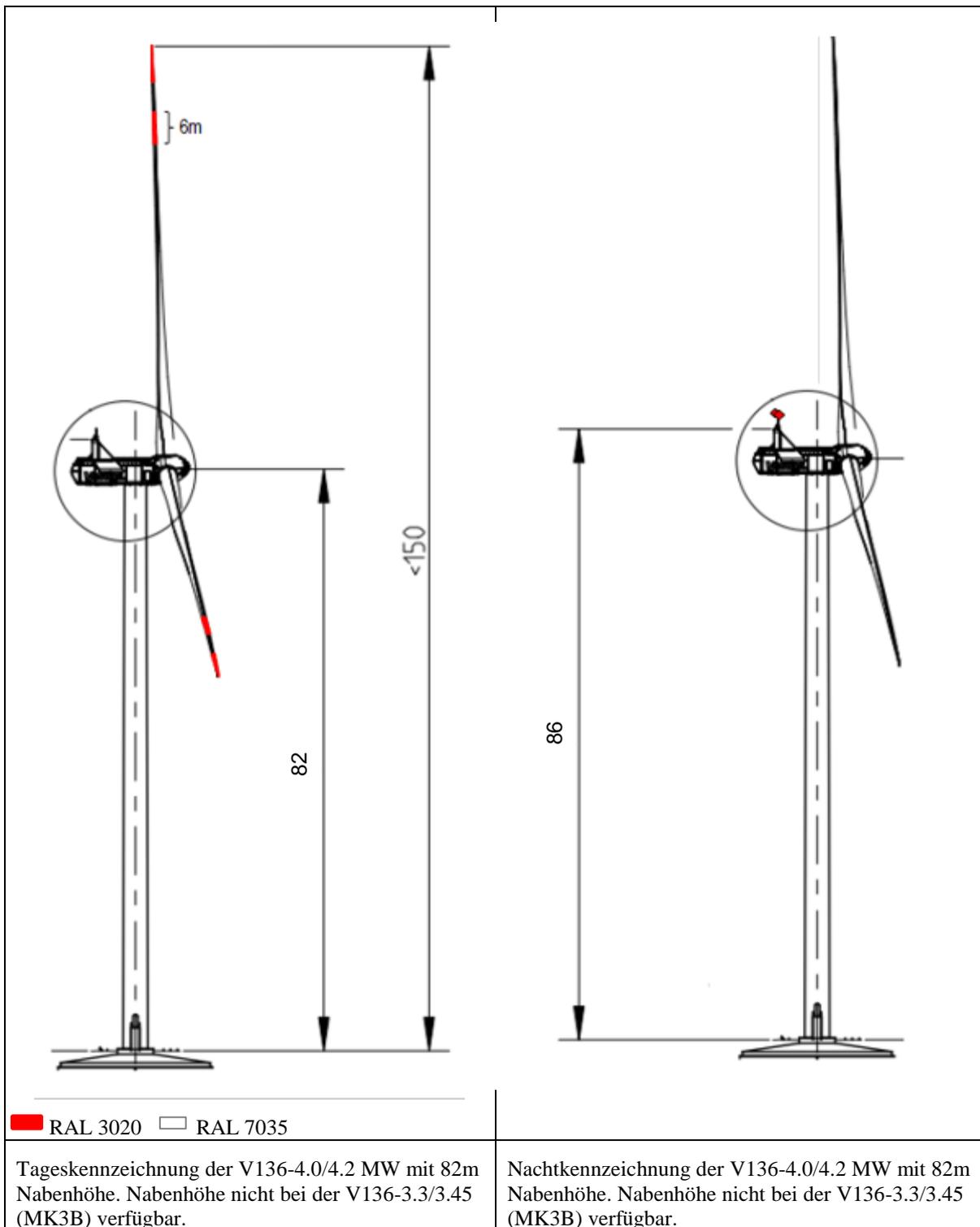
2.3.5. 166 m Nabenhöhe (229 m Spitzenhöhe)



		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V15	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 18/30

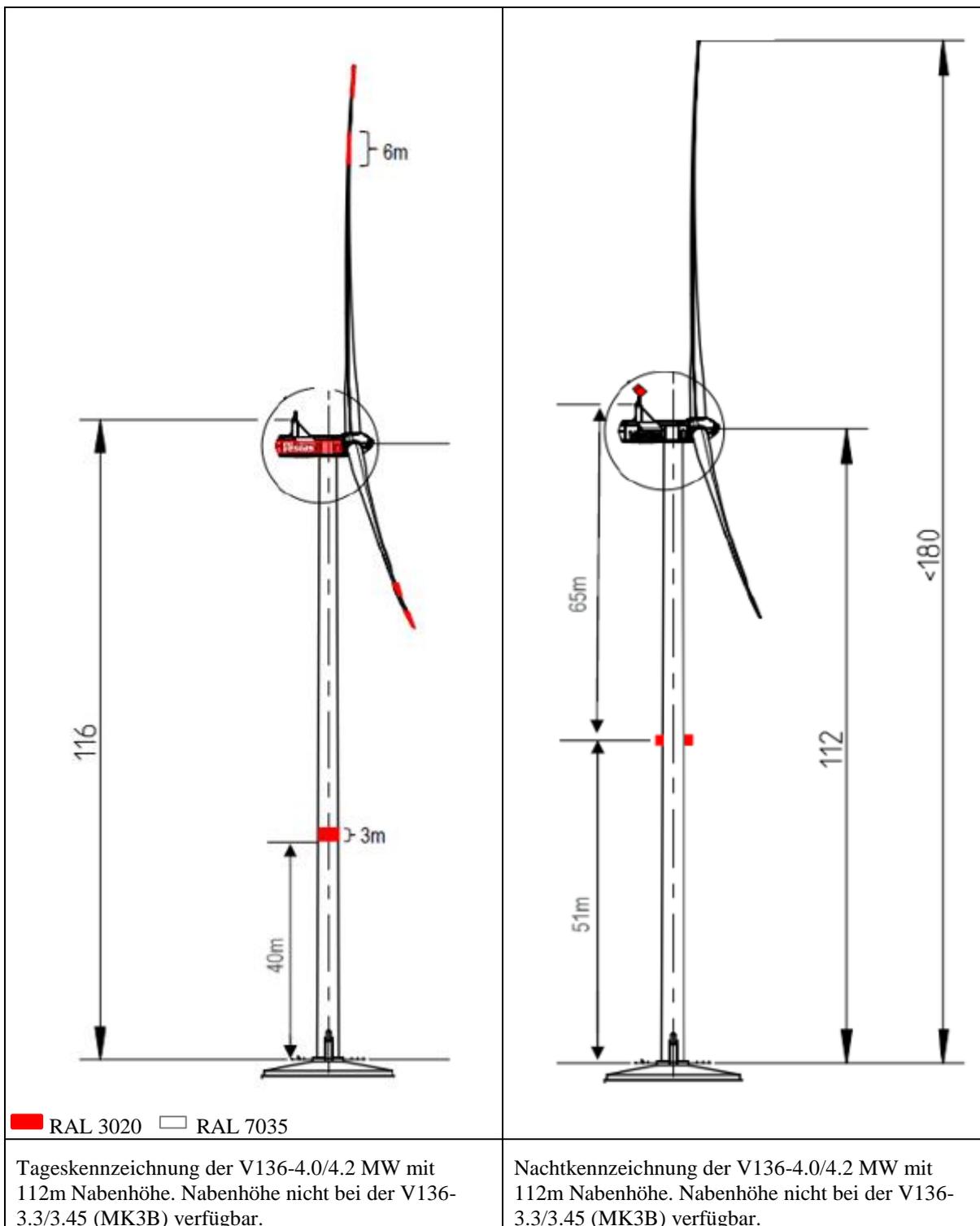
2.4. V136-3.45/3.60/4.0/4.2 MW

2.4.1. 82 m Nabenhöhe (150 m Spitzenhöhe)



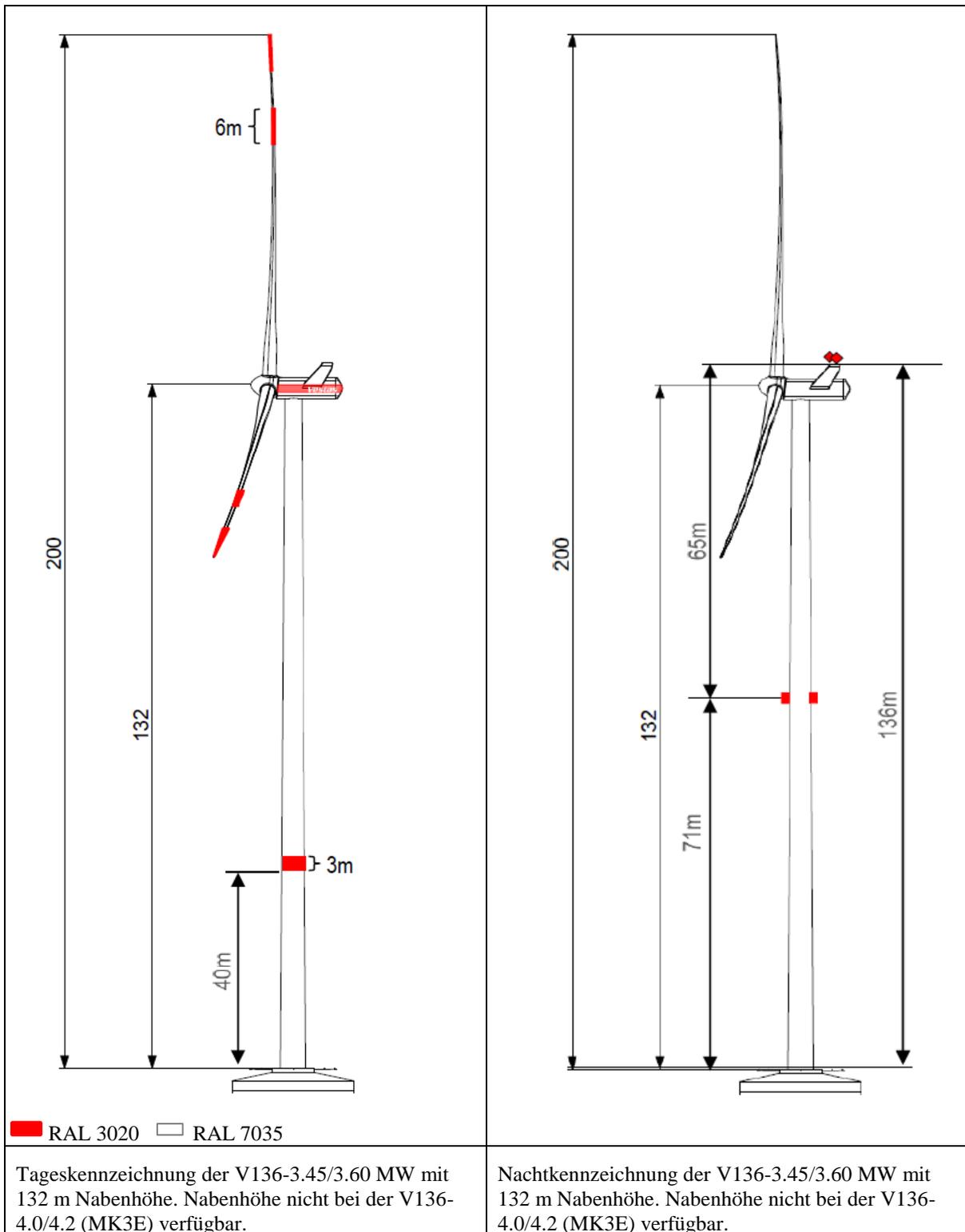
		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V15	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 19/30

2.4.2. 112 m Nabenhöhe (180 m Spitzenhöhe)



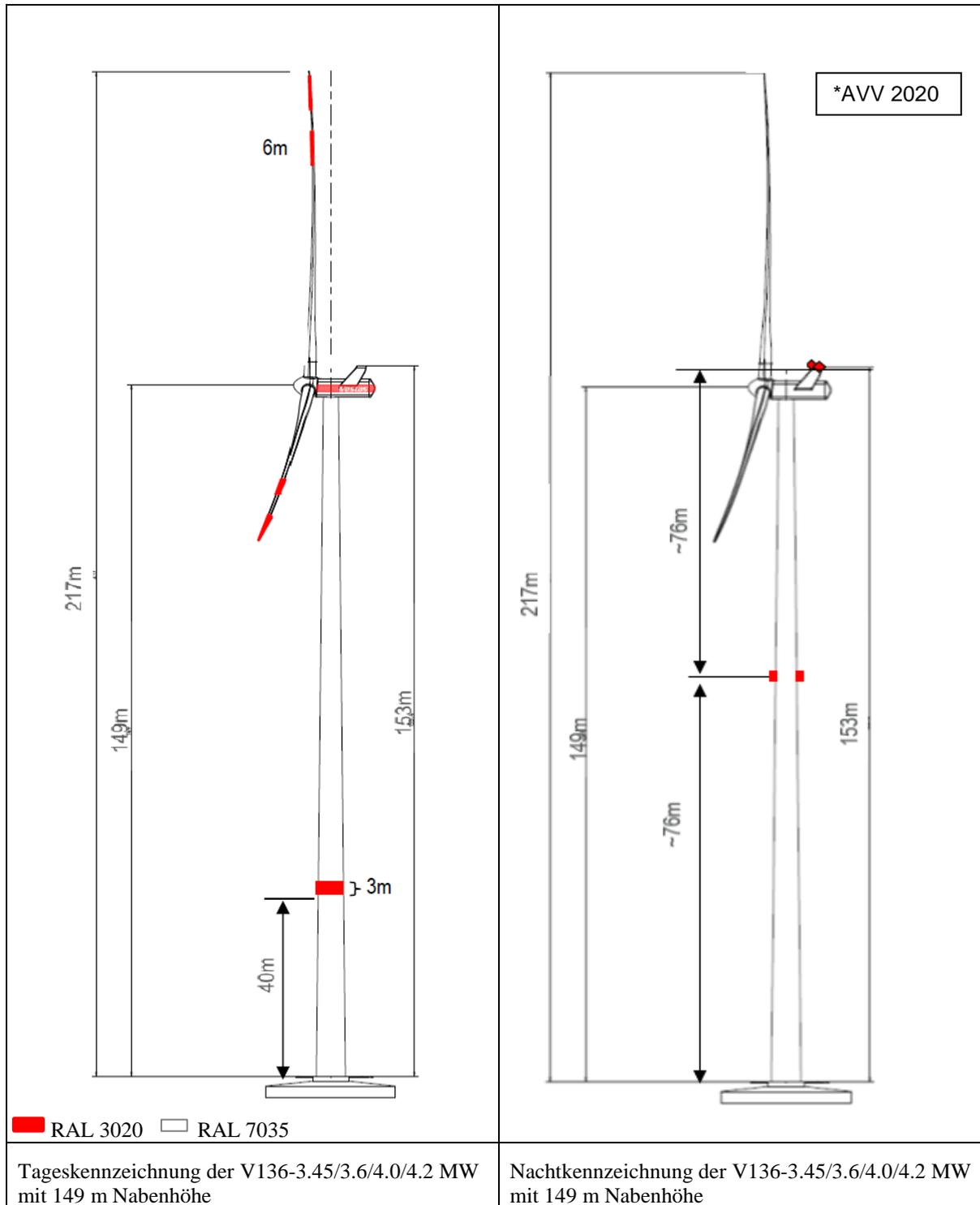
		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V15	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 20/30

2.4.3. 132 m Nabenhöhe (200 m Spitzenhöhe)



		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V15	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 21/30

2.4.4. 149 m Nabenhöhe (217 m Spitzenhöhe)



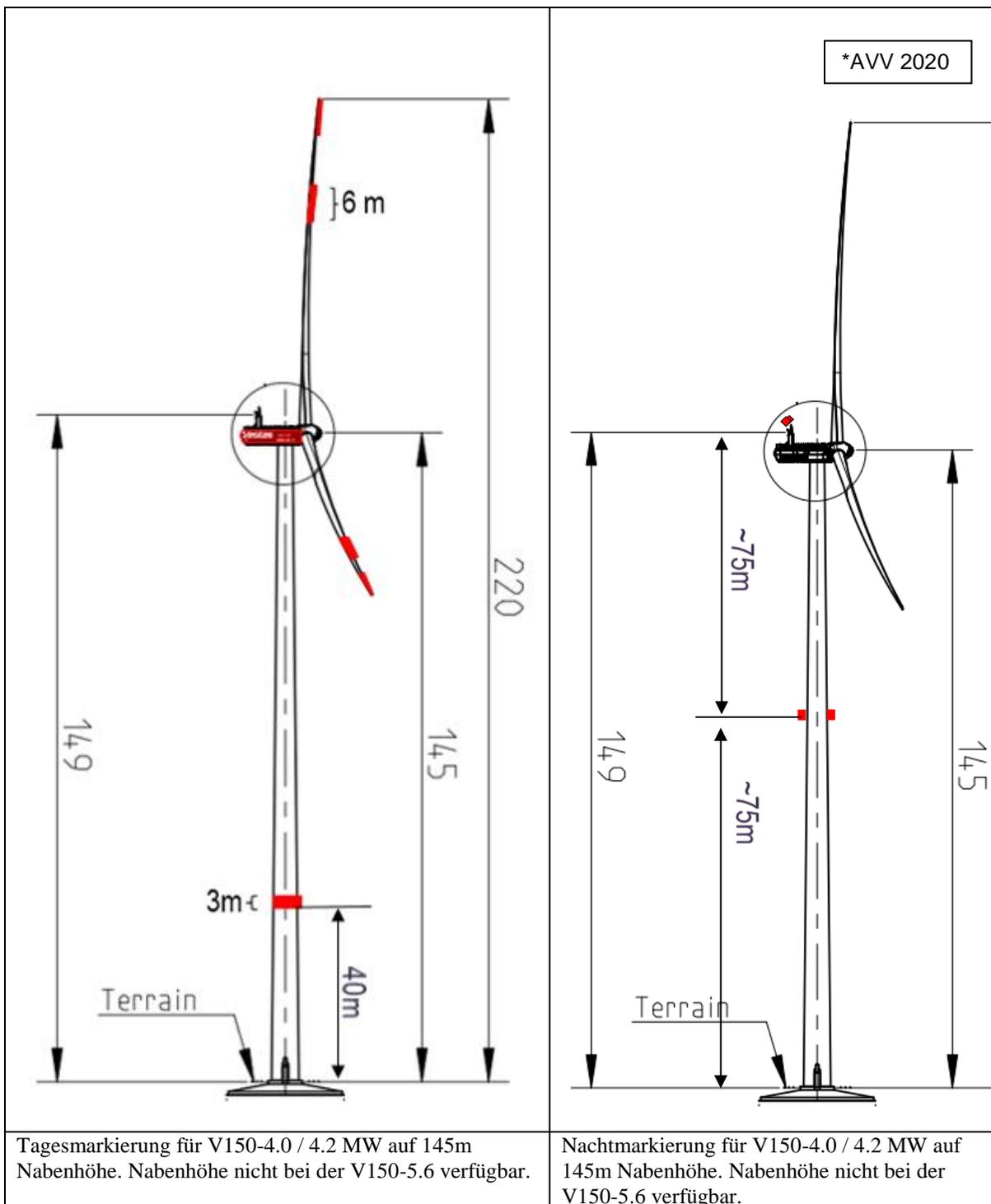
		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V15	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 23/30

2.5. V150-4.0 / 4.2 MW / 5.6MW

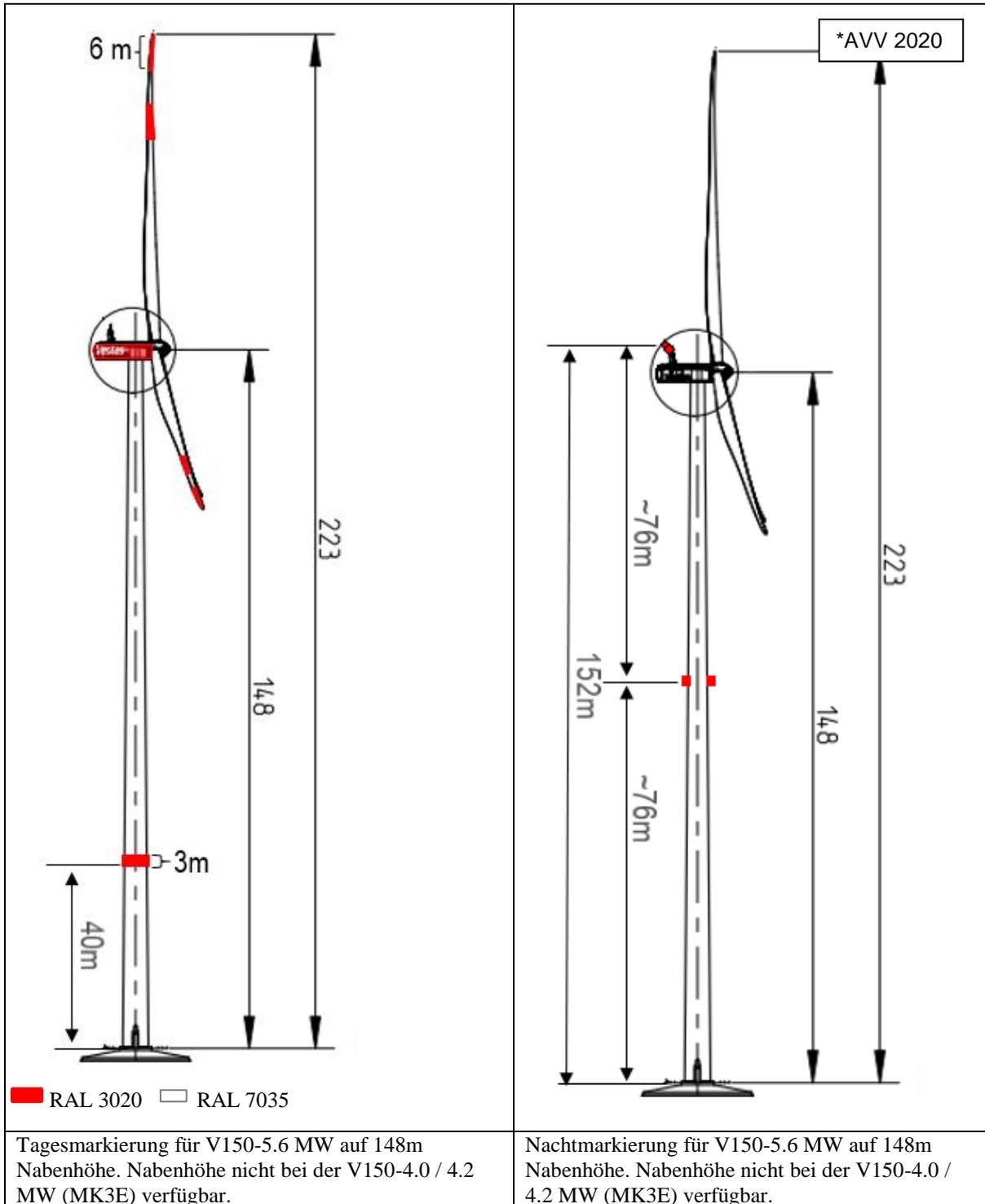
2.5.1. 125 m Nabenhöhe* (200 m Spitzenhöhe)

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

2.5.2. 145m Nabenhöhe (220m Spitzenhöhe)



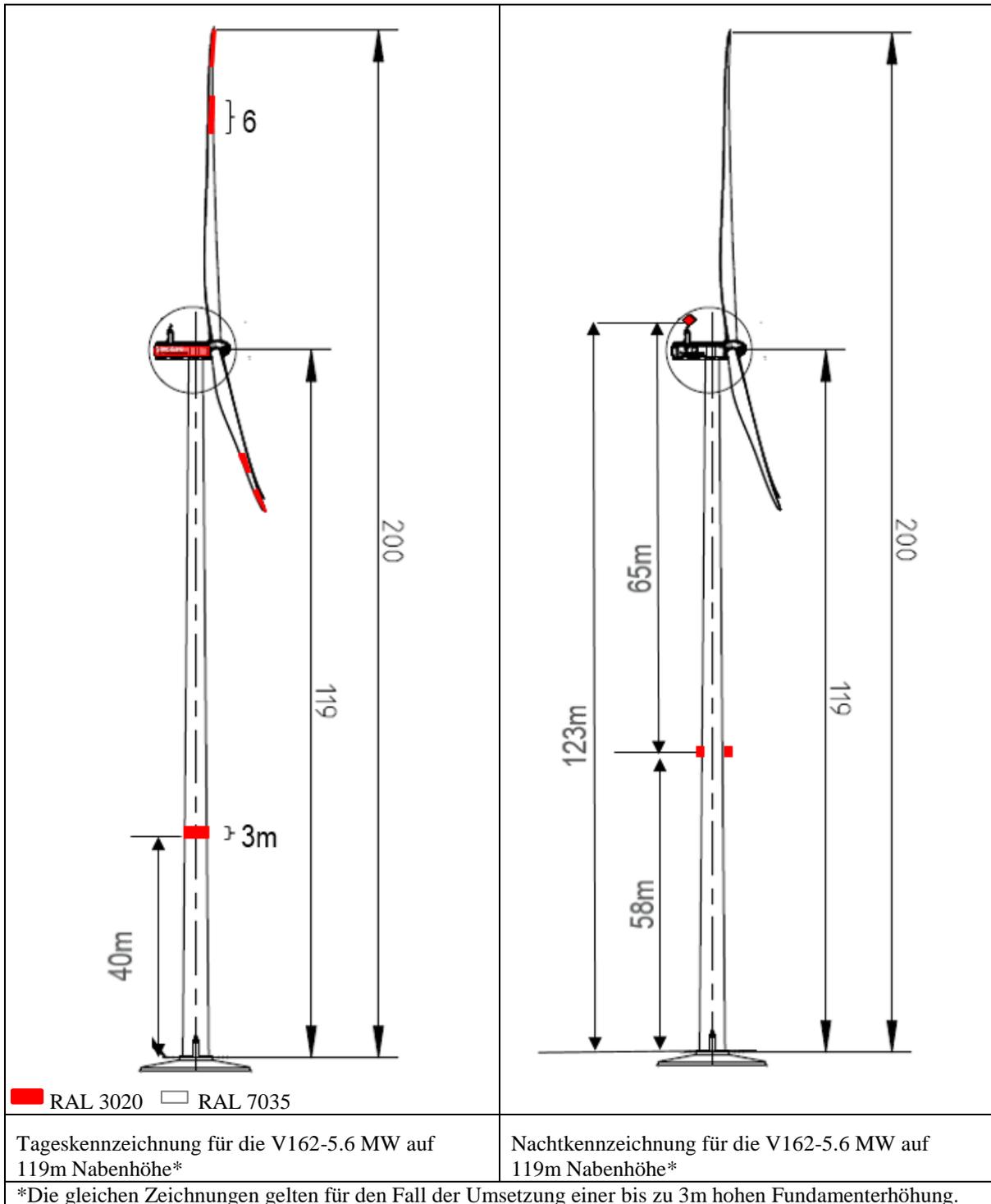
1.1.1. 148m Nabenhöhe (223m Spitzenhöhe)



		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V15	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 27/30

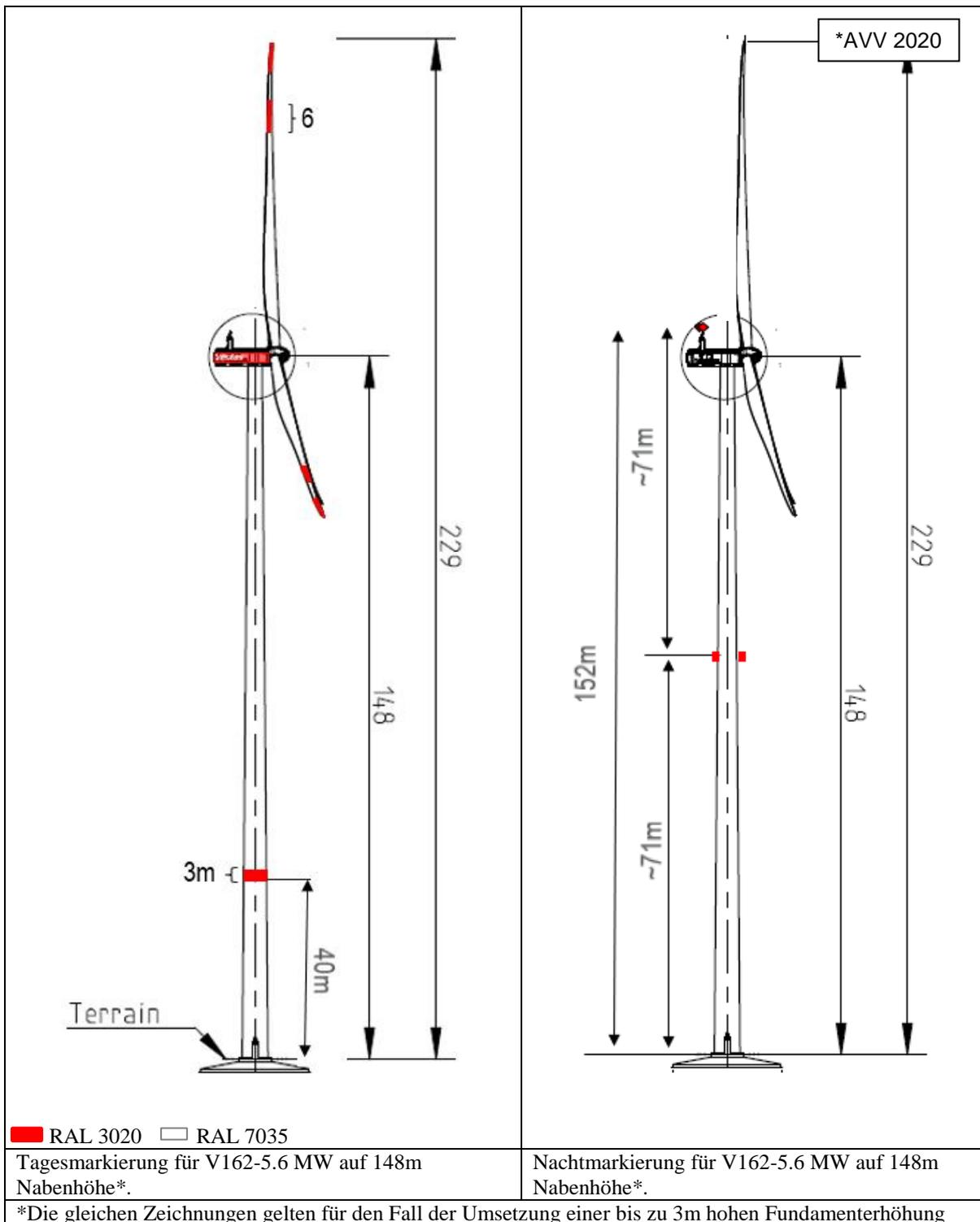
1.2. V162-5.6 MW

1.2.1. 119 m Nabenhöhe (200 m Spitzenhöhe)



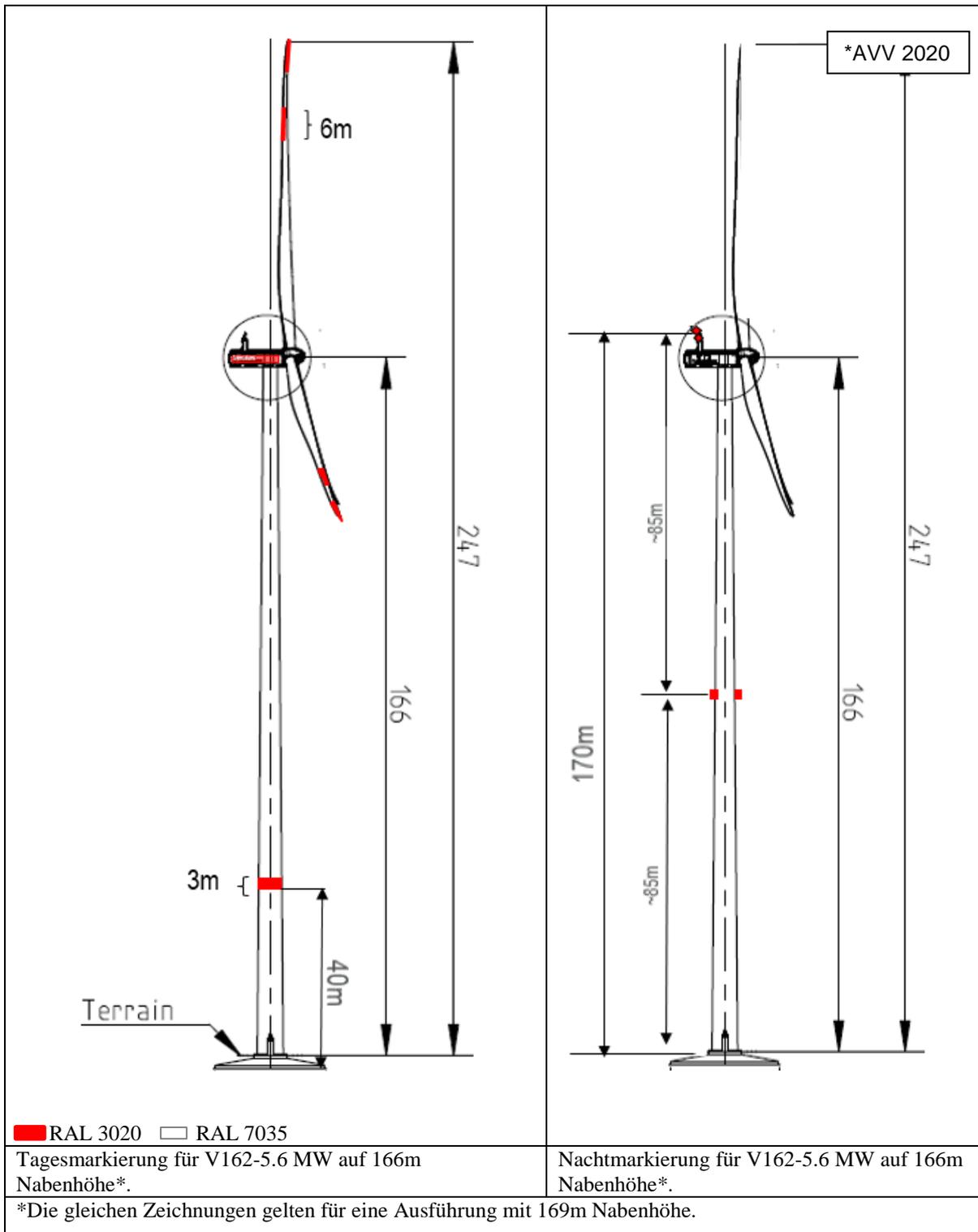
		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V15	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 28/30

1.2.2. 148m Nabenhöhe (229m Spitzenhöhe)



		PUBLIC
DOKUMENT: 0049-8134.V15	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)	SEITE 29/30

1.2.3. 166m/169m Nabenhöhe (247/250m Spitzenhöhe)



DOKUMENT:
0049-8134.V15

BESCHREIBUNG:
Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)

SEITE
30/30

2. Verweise

[1] Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen

[Link Banz AT 30.04.2020 B4](#)

Aufgerufen: Mai 2020

[2] **0083-8921 / 0056-6610 / 0093-2557** Vestas-Spezifikation für Feuer W, rot in Kombination mit einer Infrarotbefuerung (Maschinenhausbefuerung)

[3] **0060-8346 / 0082-3013** Vestas-Spezifikationen für Turmbefuerung

[4] **0067-0753** Vestas-Spezifikation für Sichtweitenmessgerät

[5] **0040-8699** Vestas-Spezifikation für USV

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
Repoweringvorhaben - Rückbau von 5 Alt-WEA vom Typ Nordex (Alt-WEA 1 bis Alt-WEA 5) und Errichtung und Betrieb von 4 WEA vom Typ VESTAS V150- 5.6 MW mit STE (WEA 1 bis WEA 4) WEA Nr: WEA- Typ; Gesamthöhe; Nabenhöhe; Ro- tordurchmesser WEA 1: VESTAS V150- 5.6 MW;									

Antragsteller: Windpark Neubukow GmbH & Co. Betriebs-KG

Aktenzeichen:

Erstelldatum: 16.05.2024 Version: 1 Erstellt mit: ELiA-2.8-b4

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
200,00 m; 125,00 m; 150,00 m WEA 2: VESTAS V150- 5.6 MW; 200,00 m; 125,00 m; 150,00 m WEA 3: VESTAS V150- 5.6 MW; 200,00 m; 125,00 m; 150,00 m WEA 4: VESTAS V150- 5.6 MW; 200,00 m; 125,00 m; 150,00 m									
WEA 1	Windpark Buschmühlen	VESTAS	V150-5.6 MW		125,00	150,00	200,00	5,6	Transponder
WEA 2	Windpark Buschmühlen	VESTAS	V150-5.6 MW		125,00	150,00	200,00	5,6	Transponder
WEA 3	Windpark Buschmühlen	VESTAS	V150-5.6 MW		125,00	150,00	200,00	5,6	Transponder
WEA 4	Windpark Buschmühlen	VESTAS	V150-5.6 MW		125,00	150,00	200,00	5,6	Transponder

Antragsteller: Windpark Neubukow GmbH & Co. Betriebs-KG

Aktenzeichen:

Erstelldatum: 16.05.2024 Version: 1 Erstellt mit: ELiA-2.8-b4

Antragsteller: Windpark Neubukow GmbH & Co. Betriebs-KG

Aktenzeichen:

Erstelldatum: 16.05.2024 Version: 1 Erstellt mit: ELiA-2.8-b4