16.1.1 Standorte der Anlagen

Betriebsinterne Bezeichnung der Anlage	ETRS-89/UTM Koordinaten		WGS-84-Koordinaten						Gemarkung	Flur	Flurstücke	Richtfunk-strecke verläuft durch den Einflussbe-reich der Anlage	AZ /Vorgangsnr. der Bundes-netzagentur zur Voranfrage "Mögliche Richtfunkbe-einträchtigung"
			Breitengrad (Latitude)			Längengrad (Longitude)							
	Ostwert	Nordwert	Grad °	Minuten '	Sekunden " (Nord)	Grad °	Minuten '	Sekunden " (Ost)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Windpark Mannhagen - Repowering von 8 WEA (4 x V80, 3 x V112, 1 x GE 1,5 sl) und Neuerrichtung und Betrieb von 8 Windener gieanlagen Vestas V162-7.2 MW mit 169 m Nabenhöhe	33381854	6003729	13	11	24.78420	54	10	4.87456	Mannhagen	13	49/1	☐	
WEA 1	33381854	6003729	13	11	24.78420	54	10	4.87456	Mannhagen	13	49/1	☐	
WEA 2	33382266	6003690	13	11	47.54654	54	10	3.95494	Mannhagen	13	44	☐	
WEA 3	33381939	6003324	13	11	30.04033	54	9	51.84837	Mannhagen	13	75	☐	
WEA 4	33381185	6003206	13	10	48.65489	54	9	47.40623	Wilmshagen	1	200	☐	
WEA 5	33381464	6002979	13	11	4.35158	54	9	40.29732	Wilmshagen	1	197	☐	

909000

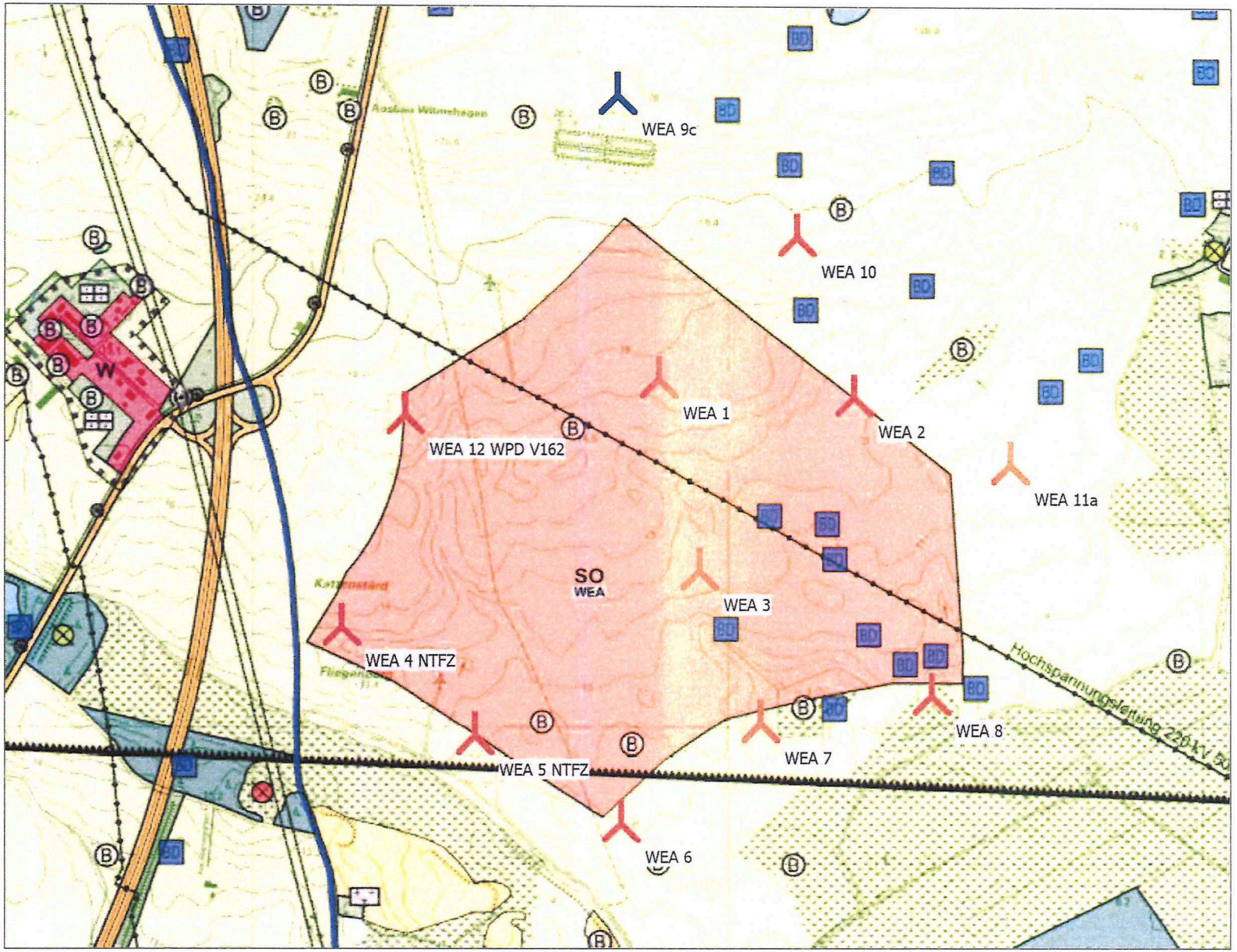
Betriebsinterne Bezeichnung der Anlage	ETRS-89/UTM Koordinaten		WGS-84-Koordinaten						Gemarkung	Flur	Flurstücke	Richtfunk-strecke verläuft durch den Einflussbe-reich der Anlage	AZ /Vorgangsnr. der Bundes-netzagentur zur Voranfrage "Mögliche Richtfunkbe-einträchtigung"
			Breitengrad (Latitude)			Längengrad (Longitude)							
	Ostwert	Nordwert	Grad °	Minuten '	Sekunden " (Nord)	Grad °	Minuten '	Sekunden " (Ost)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
WEA 6	33381773	6002792	13	11	21.64339	54	9	34.50628	Mannhagen	13	60	☐	
WEA 7	33382068	6003003	13	11	37.60182	54	9	41.57410	Mannhagen	13	82	☐	
WEA 8	33382430	6003059	13	11	57.47179	54	9	43.68394	Mannhagen	13	80	☐	

16.1.2 Raumordnung/Zielabweichung/Regionalplanung

FNP der Gemeinde, welcher das WEG von 2010 festschreibt

Anlagen:

- DECIBEL_Planung 2-2024 abgestimmt _FNP2015Karte.pdf



Karte: MannhagenFNP2015 , Maßstab 1:12.500, Mitte: UTM (north)-ETRS89 Zone: 33 Ost: 381.891 Nord: 6.003.560

Neue WEA

Projekt:
WEAMannhagenV 80 V 90
EEN GmbH

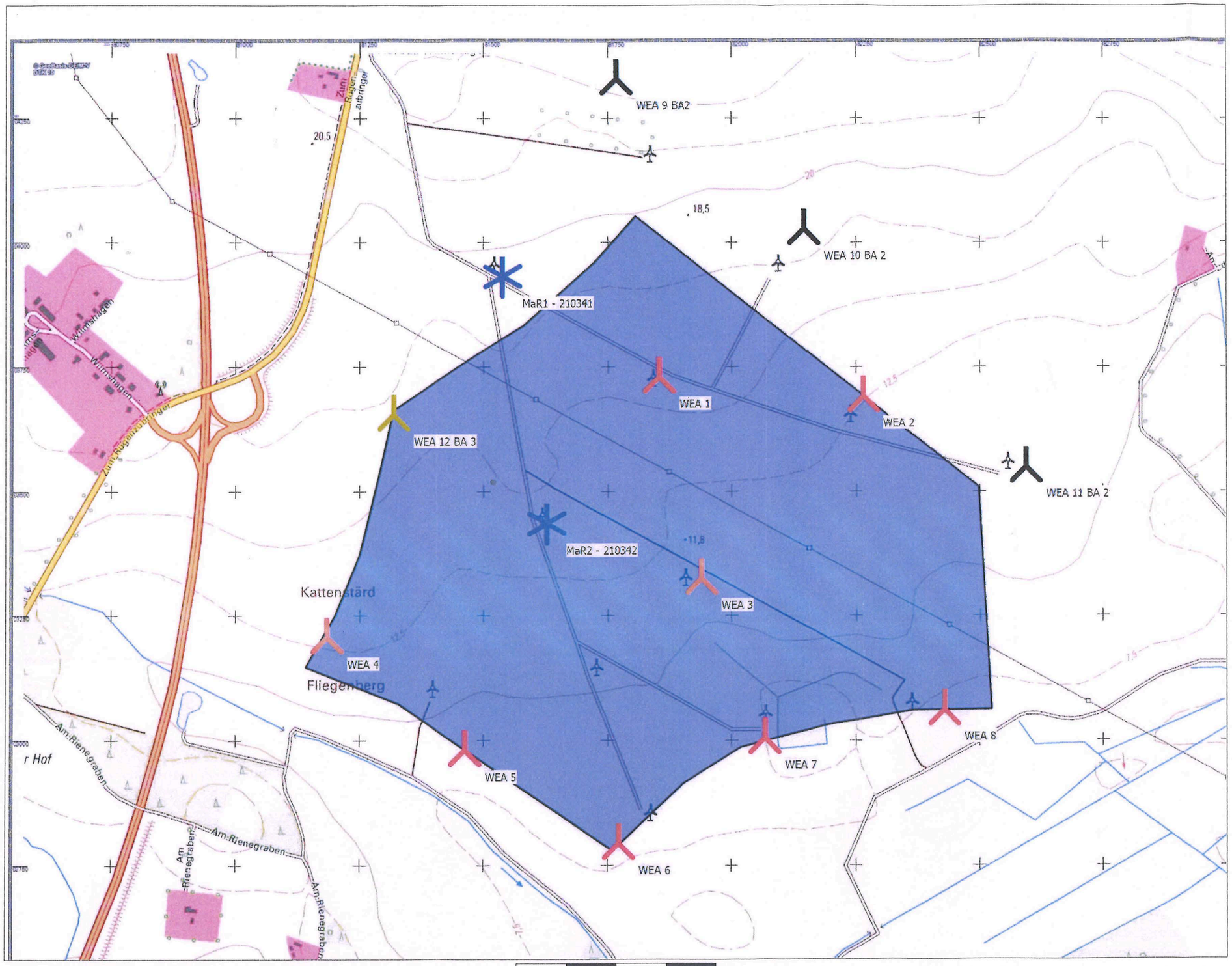
Herrenhufenstr. 1
17489 Greifswald

809008

DECIBEL - Karte
Berechnung:
Planung 2/2024 abgestimmt

Lizenzierter Anwender:
Energie Engineering Nord GmbH
Herrenhuferstr. 1
DE-17489 Greifswald
[redacted]

Berechnet:
20.02.2024 14:27/4.0.531



Karte: MannhagenAltgebietTopo , Maßstab 1:8.000, Mitte: UTM (north)-ETRS89 Zone: 33 Ost: 381.891 Nord: 6.003.560

Neue WEA

Existierende WEA

Projekt:

WEAMannhagenV 80 V 90
EEN GmbH

Herrenhufenstr. 1
17489 Greifswald

DECIBEL - Karte

Berechnung:

Planung 2/2024 abgestimmt - mit verbleibenden WEA + WEA 3. BA

Lizenzierter Anwender:

Energie Engineering Nord GmbH
Herrenhuferstr. 1
DE-17489 Greifswald
[redacted]

Berechnet:
22.03.2024 14:18/4.0.540

16.1.3 Sicherheitstechnische Einrichtungen und Vorkehrungen

Allgemeine Informationen über die Umweltverträglichkeit von Vestas-Windenergieanlagen

Allgemeine Spezifikation Vestas Eiserkennung

Diverse Unterlagen zum Eiserkennungssystem von Vestas-WEA

Blitzschutz und elektromagnetische Verträglichkeit

Anlagen:

- Allgemeine_Info_Umweltvertraeglichkeit.pdf
- 0049-7921.V15-Allgemeine-Spezifikation-Vestas-Eiserkennung-(VID)-(0049-7921_DE).pdf
- Typenzertifikat Weidmüller.pdf
- Gutachten Blade Control.pdf
- 0077-8468.V05-Blitzschutz-und-elektromagnetische-Vertraeglichkeit-EnVentus-(0077-8468).pdf

000611

Eingeschränkte Weitergabe
Dokumentennr.: 0016-1661 V23
02.10.2023

Allgemeine Informationen über die Umweltverträglichkeit von Vestas-Windenergieanlagen

Onshore:

2-MW-Plattform	4-MW-Plattform	EnVentus Plattform
V90-2.0 MW	V105-3.45/3.6 MW	V150-5.6/6.0 MW
V100–2.0/2.2 MW	V112-3.45/3.6 MW	V162-5.6/6.0/6.2 MW
V110-2.0/2.2 MW	V117-3.45/3.6/4.2 MW	V162-6.5/6.8/7.2 MW
V120–2.0/2.2 MW	V126–3.45/3.6 MW	V172-6.8/7.2 MW
	V136-3.45/3.6/4.2/4.5 MW	
	V150-4.2/4.5 MW	
	V155-3.3/3.6 MW	
	V163-4.5 MW	

Offshore:

V164-9.5 MW, V174-9.5 MW, V236-15 MW

50 Hz und 60 Hz

VESTAS PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of Vestas Wind Systems A/S. It is protected by copyright law as an unpublished work. Vestas reserves all patent, copyright, trade secret, and other proprietary rights to it. The information in this document may not be disclosed to any person who is not employed by Vestas or expressly granted by Vestas in writing and subject to applicable conditions. Vestas disclaims all warranties except as expressly granted by written agreement and assumes no responsibility for use by unauthorized parties.

Klassifizierung: Eingeschränkte Weitergabe

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0016-1661 VER 23

T05 0016-1661 Ver 23 - Approved- Exported from DMS: 2023-11-30 by INVOL

Inhaltsverzeichnis

1 Einführung ... 3
1.1 Abkürzungen ... 3
2 Von Vestas-Windenergieanlagen ausgehende Emissionen ... 3
2.1 Luftverunreinigungen ... 3
2.2 Luftverwirbelungen ... 3
2.3 Glanzgrad ... 4
2.4 Schattenwurf ... 4
2.5 Korrosionsschutz ... 4
2.6 Lärmentwicklung ... 4
2.6.1 Geräuschreduzierter Betriebsmodus ... 4
2.6.2 Zusätzliche Informationen ... 5
2.6.3 Geräuschemissionen innerhalb der Windenergieanlage ... 5
2.7 Elektromagnetische Felder ... 6
3 Maßnahmen bei Betriebseinstellung ... 6
4 Geschätzte Energiebilanz ... 8
5 Geschätzte Einsparungen an CO_2-e ... 10
6 Bedarfsdeckung durch Vestas-Windenergieanlagen ... 12

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0016-1661 VER 23

T05 0016-1661 Ver 23 - Approved- Exported from DMS: 2023-11-30 by INVOL

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0016-1661 VER 23

1 Einführung

Zu den folgenden Themen sind in diesem Dokument die wichtigsten Informationen zusammengefasst:

- Von Vestas-Windenergieanlagen ausgehende Emissionen
- Maßnahmen bei Betriebseinstellung
- Energetische Amortisationszeit
- CO_2e-Reduktion
- Bedarfsdeckung

1.1 Abkürzungen

Abkürzung	Langform/Erläuterung
CO_2-e	Kohlendioxid-Äquivalente
DIN	Deutsches Institut für Normung
EMF	Elektromagnetisches Feld
EU	Europäische Union
IEC	International Electrotechnical Commission
ISO	International Organization for Standardization (Internationale Organisation für Normung)

Tabelle 1-1: Abkürzungen

2 Von Vestas-Windenergieanlagen ausgehende Emissionen

Im folgenden Kapitel werden die von einer Vestas-Windenergieanlage im Standardbetrieb (d. h. störungsfreien Betrieb) möglicherweise ausgehenden Emissionen beschrieben.

2.1 Luftverunreinigungen

Vestas-Windenergieanlagen sind so konstruiert, dass im Normalbetrieb sowie im Störfall keine Luftverunreinigungen entstehen. Durch einen Brand bedingte Luftverunreinigungen stellen eine Ausnahmesituation dar und sind daher gesondert zu betrachten.

2.2 Luftverwirbelungen

Im Nachlauf einer Vestas-Windenergieanlage bilden sich durch den Betrieb des Rotors Luftturbulenzen. Aus diesem Grund sind die Mindestabstände zwischen den Windenergieanlagen in der allgemeinen Spezifikation zur jeweiligen Anlage aufgeführt. Sind die Abstände kleiner als in der allgemeinen Spezifikation festgelegt, muss die Stabilität der errichteten Windenergieanlage und die der benachbarten Anlagen auf dem Wege eines Vestas Site Check kontrolliert werden.

T05 0016-1661 Ver 23 - Approved- Exported from DMS: 2023-11-30 by INVOL

2.3 Glanzgrad

Zur Vermeidung negativer visueller Wirkungen werden Vestas-Windenergieanlagen standardmäßig in Farbgebung RAL 7035 (lichtgrau) produziert. Zur Dämpfung von Lichtreflexionen an den Rotorblattflächen gelangen verringerte Glanzgrade zum Einsatz, die den Anforderungen nach DIN 67530/ISO 2813-1978 ≤ entsprechend maximal 30 % betragen (für weitere Informationen siehe Dokument „Allgemeine Spezifikation" zur jeweiligen Windenergieanlage). Auf Anfrage können die Blätter auch in RAL 9010 (weiß) oder mit Gefahrenfeuer in RAL 3000/RAL 3020 (rot) oder RAL 2009 (orange) zur Verfügung gestellt werden.

2.4 Schattenwurf

Der von den Rotorblättern ausgehende Schattenwurf verursacht eine periodisch wiederkehrende Abschattung der Sonne.

Vestas bietet auf Anfrage eine Schattenwurfmoduloption, um Schattenwurf auf benachbarte Häuser zu vermeiden.

2.5 Korrosionsschutz

Der Korrosionsschutz der Vestas-Türme besteht aus einem Zinkauftrag auf gereinigtem Stahl und richtet sich nach ISO 12944-2. Über diesen Korrosionsschutz werden eine Grundlackierung und ein Deckanstrich aufgetragen. Sowohl die Grundlackierung als auch der Deckanstrich sind zinkfrei, sodass eine Zinkauswaschung ausgeschlossen ist.

2.6 Lärmentwicklung

Windenergieanlagen emittieren in der Regel Lärm. Das Geräuschspektrum einer Vestas-Windenergieanlage wird oft als breitbandiges Rauschen beschrieben. Es gibt neben dem bekannten Rauschen der Blätter keine pulsierenden Schwankungen oder störenden Töne im Geräuschpegel.

Der Geräuschpegel der Windenergieanlage ist abhängig vom Windenergieanlagentyp und dem Betriebsmodus, in dem die Windenergieanlage betrieben wird. Der Geräuschmodus der Windenergieanlage wird entsprechend den projektspezifischen Anforderungen gewählt und eingestellt. Weitere Informationen zum geräuschreduzierten Betriebsmodus siehe 2.6.1 Geräuschreduzierter Betriebsmodus, S. 4 und 2.6.2 Zusätzliche Informationen, S. 5.

2.6.1 Geräuschreduzierter Betriebsmodus

Bei manchen Onshore-Windenergieanlagen kommt zu bestimmten Zeiten ein geräuschreduzierter Betriebsmodus zum Einsatz (z. B. nachts zwischen 22 und 6 Uhr), um die vorgegebenen nationalen Lärmgrenzwerte für anliegende Wohnbebauungen einzuhalten. Eine Senkung der Geräuschemission führt gegenüber dem leistungsoptimierten Standardbetrieb zu einer Reduzierung der Energieerzeugung.

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0016-1661 VER 23

T05 0016-1661 Ver 23 - Approved- Exported from DMS: 2023-11-30 by INVOL

Das integrierte System für das Geräuschminderungsmanagement (NRMS) umfasst eine Windrichtungs-, Windgeschwindigkeits- und Zeitsteuerung, die jeweils den Betrieb in einem ausgewählten Geräuschmodus unter festgelegten Bedingungen sicherstellen und somit eine optimale Anpassung an alle gesetzlichen Anforderungen ermöglichen.

OptiTip®-System

Alle Windenergieanlagen sind mit der Pitchregelung OptiTip® von Vestas ausgestattet. Bei OptiTip® wird der Pitchwinkel der Rotorblätter ständig so angepasst, dass der für die aktuellen Windbedingungen optimale Winkel eingestellt ist. Durch die Regelung des Pitchwinkels der Rotorblätter werden die Energieerzeugung optimiert und der Geräuschpegel reduziert.

Die Anpassung des Pitchwinkels der Rotorblätter dient als geräuschreduzierender Betriebsmodus. Daher sind für die Windenergieanlagen nachts und tagsüber verschiedene Betriebsmodi möglich. Vestas-Windenergieanlagen können so mit unterschiedlichen Leistungskurven und/oder Schallleistungspegeln betrieben werden. Dadurch kann der Betrieb der Vestas-Windenergieanlage kundenspezifisch angepasst werden, um den besonderen Standortanforderungen gerecht zu werden.

2.6.2 Zusätzliche Informationen

Eine Manipulation der einstellbaren Parameter von Vestas Windenergieanlagen durch Dritte ist auszuschließen. Sämtliche Eingriffe in die Maschinenparameter, u. a. auch zur Änderung der Leistungskurve und damit auch der Geräuschemission der Vestas-Windenergieanlage, können und dürfen nur vom technischen Personal von Vestas vorgenommen werden. Um Änderungen der Geräuschemission vorzunehmen, ist ein spezieller Sicherheitscode notwendig, der ausschließlich autorisierten Mitarbeitern von Vestas zugänglich ist.

2.6.3 Geräuschemissionen innerhalb der Windenergieanlage

Der Schalldruck variiert je nach Windenergieanlagentyp, dem spezifischen Bereich der Windenergieanlage und den während der Wartung aktiven Systemen.

Der Schalldruckpegel wird gemäß Abschnitt 1.7.4.2 (u) der Maschinenrichtlinie[1] gemessen.

- Der C-gewichtete Spitzenwert des momentanen Schalldrucks liegt für alle Szenarien unter 130 dB.
- Der A-gewichtete Emissionsschalldruckpegel übersteigt in den meisten Szenarien 70 dB(A).
- Der A-gewichtete Emissionsschalldruckpegel übersteigt in einigen Szenarien 80 dB(A).

[1]Richtlinie 2006/42/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. Mai 2006 über Maschinen

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0016-1661 VER 23

T05 0016-1661 Ver 23 - Approved- Exported from DMS: 2023-11-30 by INVOL

- Bei ausgewählten Windenergieanlagen übersteigt der A-gewichtete Emissionsschalldruckpegel in einigen Szenarien 85 dB(A).

Es wird empfohlen, Personen, die in der Windenergieanlage arbeiten, gemäß Richtlinie 2003/10/EG Gehörschutz zur Verfügung zu stellen und diesen zu verwenden.[2]

In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass unter dem Begriff Lärmemissionen nur Informationen über den Beitrag der Maschine selbst zum Lärm am Arbeitsplatz geliefert werden. Die Exposition der Arbeiter kann nicht einfach von den Lärmemissionen der Windenergieanlage abgeleitet werden, da die Exposition der Bediener auch von anderen Faktoren beeinflusst wird.

2.7 Elektromagnetische Felder

Die Windenergieanlagen halten die Grenzwerte der Maschinenrichtlinie (2006/42/EG) und der EMF-Richtlinie (2013/35/EU) zum Schutz von Sicherheit und Gesundheit der Arbeitnehmer, die die Windenergieanlage im Normalbetrieb oder zu Zwecken der normalen Wartung betreten, vor Gefährdung durch abgestrahlte elektromagnetische Felder ein.

Im Außenbereich erfüllen die Windenergieanlagen Kategorie 0 hinsichtlich der Einstufung Strahlungsemissionspegel nach der Norm zur Sicherheit von Maschinen (EN 12198-1:2000). Kategorie 0 bedeutet, dass keine Restriktionen und Schutzmaßnahmen erforderlich sind.

innerhalb der folgenden Parameter:

1. Das Personal wird keinen magnetischen Feldern oberhalb der Auslöseschwelle im Frequenzbereich zwischen 5 Hz und 400 kHz ausgesetzt.
2. Das Personal wird keinen elektrischen Feldern oberhalb der Auslöseschwelle im Frequenzbereich zwischen 5 Hz und 32 kHz ausgesetzt.

Gemäß der EMF-Richtlinie (2013/35/EU) müssen Vorkehrungen getroffen werden, um zu verhindern, dass das Personal statischen Magnetfeldern ausgesetzt wird. An verschiedenen Orten der Windenergieanlage gelangen starke Permanentmagnete für Anbauteile zum Einsatz.

3 Maßnahmen bei Betriebseinstellung

Bei einer Betriebseinstellung einer Vestas-Windenergieanlage besteht die Möglichkeit, die Anlage vollständig zu demontieren und zu entsorgen, sodass der landschaftliche Ursprungszustand wiederhergestellt werden kann und damit

[2] Richtlinie 2003/10/EG über die Mindestvorschriften zum Schutz von Sicherheit und Gesundheit der Arbeitnehmer vor der Gefährdung durch physikalische Einwirkungen (Lärm).

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0016-1661 VER 23

T05 0016-1661 Ver 23 - Approved- Exported from DMS: 2023-11-30 by INVOL

keine Gefahren bzw. Belästigungen für die Umgebung und die Nachbarschaft bestehen bleiben.

Zunächst erfolgt die Demontage der Hauptkomponenten der Vestas-Windenergieanlage (Rotorblätter mit Nabe, Maschinenhaus, Stahlrohrturm oder Beton-Hybrid-Turm). Dafür werden ein entsprechender Kran sowie fachkundiges Personal eingesetzt. Die Demontagearbeiten einschließlich der Baustellen- und Transportvorbereitung sowie der Fundamententsorgung erstrecken sich je nach Anlagentyp auf einen Zeitraum von drei (3) bis fünf (5) Werktagen.

Bei der Fundamententsorgung wird das Fundament in einzelne Komponenten zerlegt. Diese Materialien werden im Anschluss getrennt und fachgerecht entsorgt. Bei der Installation eventuell in die Erde gerammte Betonpfähle verbleiben nach der Demontage im Boden, da nach Auffüllung und Verdichtung der Grube mit Mutterboden eine landwirtschaftliche Nutzung bzw. Bepflanzung stattfinden kann.

Für die Entsorgung von Offshore-Windenergieanlagenfundamenten stehen mehrere Optionen zur Verfügung: Unterwasserschneiden, Schwingungen, Herausziehen über Hebesystem und Druckbeaufschlagung. Beim Unterwasserschneiden werden die Pfähle unter dem Meeresboden geschnitten und das Fundament wird weggehoben, wobei der Pfahl im Meeresboden verbleibt. Durch erzeugte Schwingungen und Ausziehen mittels Hebe- und Druckbeaufschlagungsverfahren kann das gesamte Fundament zurückgewonnen werden.

Die Kranstellfläche, Verkabelung und Zuwegung können ebenfalls entfernt werden, um den Bereich wieder in seinen ursprünglichen Zustand zu versetzen.

Die entstandenen Recyclingmaterialien (Stahl-, Alteisen- und Kupferschrott) werden nach grober Zerkleinerung bei einem Fachbetrieb entsorgt, der auf die Entsorgung von Recyclingmaterialien spezialisiert ist.

Das Schaltanlagenmodul enthält normalerweise Schwefelhexafluorid (SF_6), ein ausgesprochen stark wirksames Treibhausgas, das nicht in die Atmosphäre gelangen darf. Das SF_6-Gas ist bei einem Austausch während des Betriebs sowie bei der Stilllegung der Windenergieanlage vom technischen Servicepersonal aufzufangen.

Die Original-Vestas-Blätter enthalten keine als gefährlich eingestuften Materialien und müssen daher nicht als Sondermüll entsorgt werden. Zu den Hauptmaterialien gehören Glasfasern, ausgehärtete Harze, Karbonfasern, PUR-Klebstoff, PU-Farben, Polyethylenterephthalat- oder Balsakernmaterialien sowie Stahl/Aluminium in den Wurzeleinsätzen und dem Blitzschutzsystem. Für die Demontage und Entsorgung der Blätter sollte geeignete PSA getragen werden, um beispielsweise das Einatmen von Staub zu vermeiden. Nach Möglichkeit sollten immer alle Komponenten recycelt werden.

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0016-1661 VER 23

T05 0016-1661 Ver 23 - Approved- Exported from DMS: 2023-11-30 by INVOL

4 Geschätzte Energiebilanz

Die für Herstellung, Transport, Wartung und Rückbau einer Vestas Windenergieanlage aufgewendete Energie wird je nach Typ, Nabenhöhe, Energieproduktion sowie Einspeiseverlusten innerhalb der in Tabelle 4-1 auf S. 9 dargestellten Zeiträume für Onshore-WEA und in Tabelle 4-2 auf S. 9 für Offshore-WEA kompensiert.

Onshore				
Windenergieanlagentyp	**Windklasse**	**Windgeschwindigkeit**	**K-Faktor**	**Energiebilanz (Monat)**
2-MW-Plattform				
V90-2.0 MW	IEC III	7.5	2,0	11
V100-2.0 MW	IEC III	7.5	2,0	10
V100-2.0 MW	IEC II	8,5	2,0	6
V100-2.2 MW	IEC II	8,5	2,0	6
V110-2.0 MW	IEC III	7.5	2,0	7
V110-2.2 MW	IEC III	7.5	2,0	7
V120-2.0 MW	IEC S	7,2	2,5	7
V120-2.2 MW	IEC S	7,0	2,5	8
4-MW-Plattform				
V105-3.45 MW	IEC I	10,0	2,0	5
V105-3.6 MW	IEC I	10,0	2,0	5
V112-3.45 MW	IEC II	8,5	2,0	6
V112-3.45 MW	IEC I	10,0	2,0	5
V112-3.6 MW	IEC I	10,0	2,0	5
V117-3.45 MW	IEC II	8,5	2,0	6
V117-3.45 MW	IEC I	10,0	2,0	5
V117-3.6 MW	IEC I	10,0	2,0	5
V117-4.2 MW	IEC I	10,0	2,0	5
V126-3.45 MW	IEC III	7.5	2,0	8
V126-3.45 MW	IEC II	8,5	2,0	7
V126-3.6 MW	IEC II	8,5	2,0	6
V136-3.45 MW	IEC III	7.5	2,0	8
V136-3.6 MW	IEC III	7.5	2,0	7
V136-3.45 MW	IEC II	8,5	2,0	6
V136-3.60 MW	IEC II	8,5	2,0	7
V136-4.2 MW	IEC II	8,5	2,0	6
V136-4.5 MW	IEC II	8,5	2,0	5
V150-4.2 MW	IEC III	7.5	2,0	6
V150-4.5 MW	IEC III	7.5	2,0	6
V155-3.3 MW	IEC S	7,0	2,4	7
V155-3.6 MW	IEC S	7.5	2,4	7
V163-4.5 MW	IEC S	7,9	2.6	5
EnVentus Plattform				
V150-5.6 MW	IEC S	8,0	2,48	6
V150-6.0 MW	IEC S	8,0	2,48	6

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0016-1661 VER 23

T05 0016-1661 Ver 23 - Approved- Exported from DMS: 2023-11-30 by INVOL

Onshore				
Windenergieanlagentyp	**Windklasse**	**Windgeschwindigkeit**	**K-Faktor**	**Energiebilanz (Monat)**
V162-5.6 MW	IEC S	7,9	2,48	6
V162-6.0 MW	IEC S	7,9	2,48	6
V162-6.2 MW	IEC S	7.4	2,48	6
V162-6.5 MW	IEC S	7.4	2,48	8
V162-6.8 MW	IEC S	7.4	2,48	7
V162-7.2 MW	IEC S	7.4	2,48	7
V172-6.8 MW	IEC S	7.4	2,48	7
V172-7.2 MW	IEC S	7.4	2,48	7

Tabelle 4-1: Geschätzte Energiebilanz – Onshore-Windenergieanlagen

Offshore				
Windenergieanlagentyp	**Windklasse**	**Windgeschwindigkeit**	**K-Faktor**	**Energiebilanz (Monat)**
V164-9.5 MW	IEC S	10,0	2,24	11
V174-9.5 MW	IEC S	10,0	2,24	11
V236-15 MW	IEC S	10,0	2.3	9

Tabelle 4-2: Geschätzte Energiebilanz – Offshore-Windenergieanlagen

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0016-1661 VER 23

T05 0016-1661 Ver 23 - Approved- Exported from DMS: 2023-11-30 by INVOL

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0016-1661 VER 23

5 Geschätzte Einsparungen an CO_2-e

Die Emissionen einer Vestas-Windenergieanlage entstehen nicht primär durch den eigentlichen Betrieb, sondern durch den Energie- und Rohstoffeinsatz bei der Materialproduktion und der Herstellung der Anlage.

Die CO_2-e-Einsparungen einer Vestas-Onshore-Windenergieanlage im Vergleich zum bestehenden EU-Stromproduktionsmix sind in Tabelle 5-1auf S. 10dargestellt, die Zahlen für eine Vestas-Offshore-Windenergieanlage sind in Tabelle 5-2auf S. 11 aufgeführt. Dabei wird die Einsparung betrachtet, die entsteht, wenn eine Kilowattstunde aus dem durchschnittlichen EU-Strommix durch eine Kilowattstunde Windenergie bei Netzanschluss ersetzt wird.

Onshore					
Windenergieanlagentyp	**Windklasse**	**Windgeschwindigkeit**	**K-Faktor**	**Einsparungen von CO_2e (Tonnen an CO_2/Jahr)**	**Einsparungen von CO_2e (Tonnen an CO_2/20 Jahre)**
2-MW-Plattform					
V90-2.0 MW	IEC III	7.5	2,0	3090	61.700
V100-2.0 MW	IEC III	7.5	2,0	3370	67.300
V100-2.0 MW	IEC II	8,5	2,0	4290	85.800
V100-2.2 MW	IEC II	8,5	2,0	4460	89.100
V110-2.0 MW	IEC III	7.5	2,0	3950	78.900
V110-2.2 MW	IEC III	7.5	2,0	4010	80.200
V120-2.0 MW	IEC S	7,2	2,5	4100	81.900
V120-2.2 MW	IEC S	7,0	2,5	5720	82.000
4-MW-Plattform					
V105-3.45 MW	IEC I	10,0	2,0	7060	141.100
V105-3.6 MW	IEC I	10,0	2,0	7240	144.700
V112-3.45 MW	IEC II	8,5	2,0	6240	124.800
V112-3.45 MW	IEC I	10,0	2,0	7400	147.900
V112-3.6 MW	IEC I	10,0	2,0	7580	151.600
V117-3.45 MW	IEC II	8,5	2,0	6520	130.300
V117-3.45 MW	IEC I	10,0	2,0	7620	152.300
V117-3.6 MW	IEC I	10,0	2,0	7450	149.000
V117-4.2 MW	IEC I	10,0	2,0	8170	163.300
V126-3.45 MW	IEC III	7.5	2,0	5710	114.200
V126-3.45 MW	IEC II	8,5	2,0	6740	134.800
V126-3.6 MW	IEC II	8,5	2,0	6930	138.500
V136-3.45 MW	IEC III	7.5	2,0	6200	124.000
V136-3.6 MW	IEC III	7.5	2,0	6330	126.600
V136-3.45 MW	IEC II	8,5	2,0	7180	143.500
V136-3.60 MW	IEC II	8,5	2,0	6880	137.500
V136-4.2 MW	IEC II	8,5	2,0	7430	148.600
V136-4.5 MW	IEC II	8,5	2,0	9300	186.000
V150-4.2 MW	IEC III	7.5	2,0	6880	137.600
V150-4.5 MW	IEC III	7.5	2,0	8700	174.000
V155-3.3 MW	IEC S	7,0	2,4	6380	127.600
V155-3.6 MW	IEC S	7.5	2,4	6700	134.000

T05 0016-1661 Ver 23 - Approved- Exported from DMS: 2023-11-30 by INVOL

Onshore					
Windenergieanlagentyp	**Windklasse**	**Windgeschwindigkeit**	**K-Faktor**	**Einsparungen von CO_2e (Tonnen an CO_2/Jahr)**	**Einsparungen von CO_2e (Tonnen an CO_2/20 Jahre)**
V163-4.5 MW	IEC S	7,9	2.6	9330	186.600
EnVentus Plattform					
V150-5.6 MW	IEC S	8,0	2,48	10.080	201.600
V150-6.0 MW	IEC S	8,0	2,48	10.330	206.600
V162-5.6 MW	IEC S	7,9	2,48	10.700	214.000
V162-6.0 MW	IEC S	7,9	2,48	11.070	221.400
V162-6.2 MW	IEC S	7.4	2,48	10.110	202.200
V162-6.5 MW	IEC S	7.4	2,48	10.200	204.000
V162-6.8 MW	IEC S	7.4	2,48	10.400	208.000
V162-7.2 MW	IEC S	7.4	2,48	10.500	210.000
V172-6.8 MW	IEC S	7.4	2,48	11.070	221.400
V172-7.2 MW	IEC S	7.4	2,48	11.280	225.600

Tabelle 5-1: Geschätzte CO_2e-Reduktion, die von Vestas-Onshore-Windenergieanlagen im Vergleich zum durchschnittlichen EU-Strommix erreicht wird (ausgehend von 475 g CO_2e pro kWh für die EU).

Offshore					
Windenergieanlagentyp	**Windklasse**	**Windgeschwindigkeit**	**K-Faktor**	**Einsparungen von CO_2e (Tonnen an CO_2/Jahr)**	**Einsparungen von CO_2e (Tonnen CO_2/25 Jahre)**
V164-9.5 MW	IEC S	10,0	2,24	17.700	442.500
V174-9.5 MW	IEC S	10,0	2,24	18.600	465.000
V236-15 MW	IEC S	10,0	2.3	31.100	777.500

Tabelle 5-2: Geschätzte CO_2e-Reduktion, die von Vestas-Offshore-Windenergieanlagen im Vergleich zum durchschnittlichen EU-Strommix erreicht wird (ausgehend von 475 g CO_2e pro kWh für die EU).

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0016-1661 VER 23

T05 0016-1661 Ver 23 - Approved- Exported from DMS: 2023-11-30 by INVOL

6 Bedarfsdeckung durch Vestas-Windenergieanlagen

Die in Tabelle 6-1auf S. 13 und Tabelle 6-2 auf S. 13 dargestellte Bedarfsdeckung durch Vestas-Onshore und -Offshore-Windenergieanlagen ergibt sich jeweils unter Annahme eines Bedarfs von 4000 kWh pro Haushalt und Jahr. Je nach Standort, Nabenhöhe und Einspeiseverlusten wird ein anderer Jahresenergieertrag von der Anlage erzielt und somit variieren die Werte.

Onshore				
Windenergieanlagentyp	**Windklasse**	**Windgeschwindigkeit**	**K-Faktor**	**Zahl der Haushalte**
2-MW-Plattform				
V90-2.0 MW	IEC III	7.5	2,0	1700
V100-2.0 MW	IEC III	7.5	2,0	1800
V100-2.0 MW	IEC II	8,5	2,0	2300
V100-2.2 MW	IEC II	8,5	2,0	2400
V110-2.0 MW	IEC III	7.5	2,0	2100
V110-2.2 MW	IEC III	7.5	2,0	2100
V120-2.0 MW	IEC S	7,2	2,5	2200
V120-2.2 MW	IEC S	7,0	2,5	2200
4-MW-Plattform				
V105-3.45 MW	IEC I	10,0	2,0	3700
V105-3.6 MW	IEC I	10,0	2,0	3800
V112-3.45 MW	IEC II	8,5	2,0	3600
V112-3.45 MW	IEC I	10,0	2,0	3900
V112-3.6 MW	IEC I	10,0	2,0	4000
V117-3.45 MW	IEC II	8,5	2,0	3500
V117-3.45 MW	IEC I	10,0	2,0	4000
V117-3.6 MW	IEC I	10,0	2,0	4000
V117-4.2 MW	IEC I	10,0	2,0	4300
V126-3.45 MW	IEC III	7.5	2,0	3500
V126-3.45 MW	IEC II	8,5	2,0	3800
V126-3.6 MW	IEC II	8,5	2,0	3700
V136-3.45 MW	IEC III	7.5	2,0	3300
V136-3.6 MW	IEC III	7.5	2,0	3600
V136-3.45 MW	IEC II	8,5	2,0	3800
V136-3.60 MW	IEC II	8,5	2,0	3700
V136-4.2 MW	IEC II	8,5	2,0	4000
V136-4.5 MW	IEC II	8,5	2,0	4900
V150-4.2 MW	IEC III	7.5	2,0	3700
V150-4.5 MW	IEC III	7.5	2,0	4600
V155-3.3 MW	IEC S	7,0	2,4	3400
V155-3.6 MW	IEC S	7.5	2,4	3600
V163-4.5 MW	IEC S	7,9	2.6	5000
EnVentus Plattform				
V150-5.6 MW	IEC S	8,0	2,48	5400

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0016-1661 VER 23

T05 0016-1661 Ver 23 - Approved- Exported from DMS: 2023-11-30 by INVOL

Onshore				
Windenergieanlagentyp	**Windklasse**	**Windgeschwindigkeit**	**K-Faktor**	**Zahl der Haushalte**
V150-6.0 MW	IEC S	8,0	2,48	5500
V162-5.6 MW	IEC S	7,9	2,48	5700
V162-6.0 MW	IEC S	7,9	2,48	5900
V162-6.2 MW	IEC S	7.4	2,48	5400
V162-6.5 MW	IEC S	7.4	2,48	5500
V162-6.8 MW	IEC S	7.4	2,48	5600
V162-7.2 MW	IEC S	7.4	2,48	5600
V172-6.8 MW	IEC S	7.4	2,48	5900
V172-7.2 MW	IEC S	7.4	2,48	6000

Tabelle 6-1: Bedarfsdeckung durch Vestas-Onshore-Windenergieanlagen

Offshore				
Windenergieanlagentyp	**Windklasse**	**Windgeschwindigkeit**	**K-Faktor**	**Zahl der Haushalte**
V164-9.5 MW	IEC S	10,0	2,24	9400
V174-9.5 MW	IEC S	10,0	2,24	9900
V236-15 MW	IEC S	10,0	2.3	16.500

Tabelle 6-2: Bedarfsdeckung durch Vestas-Offshore-Windenergieanlagen

Übersetzung der Originalbetriebsanleitung: T05 0016-1661 VER 23

T05 0016-1661 Ver 23 - Approved- Exported from DMS: 2023-11-30 by INVOL

Allgemeine Spezifikation VID

Ersatzdokument für die öffentliche Auslegung

Hinweis:

Das Dokument „Allgemeine Spezifikation VID“ enthält nach Angaben des Windenergieanlagenherstellers Vestas vertrauliche Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse und wird daher nach § 10 Abs. 2 BImSchG und § 10 Abs. 3 der 9. BImSchV nicht im Rahmen der Auslegung des Antrags veröffentlicht.

Die Unterlage liegt der zuständigen Behörde vollständig zur Prüfung vor.

Inhaltsdarstellung:

Das Dokument ist die allgemeine Spezifikation des Eiserkennungssystems des Anlagenherstellers.

Behandelt werden die allgemeine Beschreibung des Systems, seine Einbindung in die mechanische Konstruktion an Rotorblättern und Nabe sowie das elektrische System einschließlich Stromversorgung und elektrischer Daten. Beschrieben wird ferner, unter welchen Bedingungen die Anlage bei erkanntem Eisansatz abgeschaltet und wieder in Betrieb genommen wird, um der Gefahr von Eisabwurf zu begegnen.

Das Dokument dient dem Nachweis der sicherheitstechnischen Einrichtungen und Vorkehrungen gegen Eisabfall und Eiswurf.

Angaben zum Originaldokument

Originaldokument	16_01_03_02_Allgemeine Spezifikation_VID-ocr.pdf
Kapitel im Antrag	16_Anlagenspezifische Antragsunterlagen
Umfang des Originaldokuments	8 Seiten
Vertraulichkeitseinstufung	RESTRICTED / PROPRIETARY
Kennzeichnung im Original	RESTRICTED, PROPRIETARY

RESTRICTED

000622

Übersetzung aus dem Englischen

DNV

TYPENZERTIFIKAT

Zertifikat Nr.	Ausgestellt am:	Gültig bis:
TC-DNV-SE-0439-09298-0	20.10.2022	19.10.2024

Ausgestellt für:

Rotorblatt-Überwachungssystem Vestas Eisdetektor (VID)

Ausgestellt an:

Weidmüller Monitoring Systems GmbH

Else-Sander-Str. 8
01099 Dresden
Deutschland

gemäß:

DNV-SE-0439:2021-10 Zertifizierung der Zustandsüberwachung

Auf der Grundlage des Dokuments:	Zertifizierungsbericht Zustandsüberwachungssystem
CR-DNV-SE-0439-04314-2	vom 20.10.2022

Änderungen des Systemdesigns, der Produktion oder des Qualitätssicherungssystems des Herstellers sind vom DNV zu genehmigen.

Hellerup, 20.10.2022
Für DNV Renewables Certification

Bente Vestergaard
Service-Line-Leiter
Typen- und Bauteilzertifizierung

DAkkS Deutsche Akkreditierungsstelle D-ZE-11053-01-00

Durch die DAkkS nach DIN EN IEC/ISO 17065 akkreditierte Zertifizierungsstelle für Produkte. Die Akkreditierung gilt für die im Zertifikat aufgeführten Zertifizierungsbereiche

Hamburg, 20.10.2022
Für DNV Renewables Certification

Peter Schmidt
Leitender Projektmanager

Die akkreditierte Zertifizierungsstelle ist die Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH, Brooktorkai 18, 20547 Hamburg.
DNV Renewables Certification ist der Handelsname des DNV-Zertifizierungsgeschäfts im Bereich der erneuerbaren Energien

VESTAS PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of Vestas Wind Systems A/S. It is protected by copyright law as an unpublished work. Vestas reserves all patent, copyright, trade secret, and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by Vestas in writing and subject to applicable conditions. Vestas disclaims all warranties except as expressly granted by written agreement and is not responsible for unauthorized uses, for which it may pursue legal remedies against responsible parties.

Original Instruction: T05 0080-9248 VER 06

T05 0080-9248 Ver 06 - Approved- Exported from DMS: 2022-12-13 by INVOL

Original Instruction: T05 0080-9248 VER 06

TYPENZERTIFIKAT – ANLAGE 1

Zertifikat Nr.
TC-DNV-SE-0439-09298-0

Allgemein

Systembezeichnung	Vestas Ice Detector (VID)

Hardware

Messeinheit	HMECU V3.0 / HMECU V4.0
Anzahl der Kanäle pro Blatt	2
Anzahl der digitalen Kanäle	-
Evaluierung Kommunikationseinheit	ECU_V6.3 / ECU_V6.4 / ECU_V7.0
Schwingungsmesser-Typ	BCE101 / BCE201

Software

Name	cmrbl
Version	2.5.sqlite / 2.6 / 4.0

Die Richtigkeit und Vollständigkeit vorstehender Übersetzung des mir per Email vorgelegten, in englischer Sprache abfassten Typenzertifikats wird bescheinigt.
Overath, 07.12.2022

Claudia Ohlhoff-Axer, Diplom-Übersetzerin, Von-Nesselrode-Weg 19, 51491 Overath, Tel. 02206 9513140, Fax: 951 31 41, Mobil 0171 2656361, Email: claudia.oa@t-online.de

Dipl.-Übersetzerin
Durch die Präsidentin des OLG Köln ermächtigte Übersetzerin für die russische und englische Sprache
3162-2170(7)
Claudia Ohlhoff-Axer

T05 0080-9248 Ver 06 - Approved- Exported from DMS: 2022-12-13 b. /OL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

RESTRICTED

000623

Original Instruction: T05 0080-9248 VER 06

Gutachten

Ice Detection System

BLADEcontrol Ice Detector BID

Report Nr.: 75138, Rev. 8 **Datum: 24.11.2022**

DNV
Renewables Certification

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

VESTAS PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of Vestas Wind Systems A/S. It is protected by copyright law as an unpublished work. Vestas reserves all patent, copyright, trade secret, and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by Vestas in writing and subject to applicable conditions. Vestas disclaims all warranties except as expressly granted by written agreement and is not responsible for unauthorized uses, for which it may pursue legal remedies against responsible parties.

T05 0080-9248 Ver 06 - Approved- Exported from DMS: 2022-12-13 by INVOL

1 MITGELTENDE DOKUMENTATION

1.1 Type Certificate "BLADEcontrol Ice Detector BID", TC-DNV-SE-0439-04314-2, ausgestellt am 20.10.2022

1.2 Certification Report for the Ice Detection System "BLADEcontrol Ice Detector BID", CR-DNV-SE-0439-04314-2, ausgestellt am 20.10.2022

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:

DNV-SE-0439:2021-10 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 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).

DNV-SE-0439:2021-10 und GL-IV-4:2013 sind vom Inhalt her identisch.

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

Original Instruction: T05 0080-9248 VER 06

T05 0080-9248 Ver 06 - Approved- Exported from DMS: 2022-12-13 b. /OL

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

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

Original Instruction: T05 0080-9248 VER 06

T05 0080-9248 Ver 06 - Approved- Exported from DMS: 2022-12-13 by INVOL

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.

Ein weiterer Systemtest sowie eine weitere Überprüfung der Installation wurde am 02.10.2018 im Windpark Lieskau durchgeführt.

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. Falls Abweichungen vom Standard eingestellt werden, so wird dies als prozentualer Wert zur Standardeinstellung im Inbetriebnahmeprotokoll vermerkt. Aus Sicherheitsgründen können nur Schwellwerte zur Signalisierung von Eisalarm kleiner oder gleich 100% des Standardgrenzwertes eingestellt werden.

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 ortspezifischen 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-

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

Original Instruction: T05 0080-9248 VER 06

T05 0080-9248 Ver 06 - Approved- Exported from DMS: 2022-12-13 b. /OL

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.

KarSte

DNV - Energy
Renewables Certification

Dr. Karl Steingröver
Expert in Charge

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

Original Instruction: T05 0080-9248 VER 06

T05 0080-9248 Ver 06 - Approved- Exported from DMS: 2022-12-13 by INVOL

RESTRICTED

000626

Original Instruction: T05 0047-7240 VER 07

Gutachten

Vestas Ice Detection System (VID)

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

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

Report Nr.: 75172, Rev.6 **Datum: 18.10.2021**

DNV – Energy Systems

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

VESTAS PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of Vestas Wind Systems A/S. It is protected by copyright law as an unpublished work. Vestas reserves all patent, copyright, trade secret, and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by Vestas in writing and subject to applicable conditions. Vestas disclaims all warranties except as expressly granted by written agreement and is not responsible for unauthorized uses, for which it may pursue legal remedies against responsible parties.

T05 0047-7240 Ver 07 - Approved- Exported from DMS: 2021-10-25 by INVOL

RESTRICTED

1 MITGELTENDE DOKUMENTATION *APPLICABLE DOCUMENTS*

1.1 Type Certificate BLADEcontrol Ice Detector BID. DNV GL Renewables Certification; Certificate No. TC-DNVGL-SE-0439-04314-1, ausgestellt am 20.10.2020

1.2 Certification Report for the Ice Detection System "BLADEcontrol Ice Detector BID", DNV GL Renewables Certification Report No. CR-CMS-DNVGL-SE-0439-04314-1, ausgestellt am 20.10.2020

1.3 Gutachten "Ice Detection System BLADEcontrol Ice Detector BID", GL Renewables Report No. 75138, Rev. 7 ausgestellt am 23.11.2020

1.4 Turbine Integration Description. Vestas doc. no. 0046-4946 VER04, ausgestellt im Okt. 2021

1.5 Merkblatt der Struktur- und Genehmigungsdirektionen Nord für Vorhaben zur Errichtung von Windenergieanlagen hinsichtlich immissionsschutzrechtlicher und arbeitsschutzrechtlicher Anforderungen an die Antragsunterlagen im Genehmigungsverfahren nach dem Emmissionsschutzgesetz - BLmSchG. Rheinland-Pfalz, 2019

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

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

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

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

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

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

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

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

Original Instruction: T05 0047-7240 VER 07

T05 0047-7240 Ver 07 - Approved- Exported from DMS: 2021-10-25 t /OL

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

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

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

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

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

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

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

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

3 SACHVERSTÄNDIGER *EXPERT IN CHARGE*

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

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

4 SYSTEMBESCHREIBUNG *DESCRIPTION OF THE SYSTEM*

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

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

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

Original Instruction: T05 0047-7240 VER 07

T05 0047-7240 Ver 07 - Approved- Exported from DMS: 2021-10-25 by INVOL

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

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

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

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

Wenn die Rotordrehzahl kleiner als 2 min^{-1} ist, werden die BID Signale nicht ausgewertet und somit bleibt der Betriebszustand der WEA unbeeinflusst. Ist die Rotordrehzahl größer als 2 min^{-1}, erfolgt eine Temperaturmessung. Bei den Vestas WEA erfolgt eine Temperaturmessung in Nabenhöhe. Ist die Umgebungstemperatur in Nabenhöhe größer als 5 °C, werden die BID Signale nicht ausgewertet und somit bleibt der Betriebszustand der WEA unbeeinflusst. Ist die Umgebungstemperatur kleiner als 5 °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 °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 °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 °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 °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

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

Original Instruction: T05 0047-7240 VER 07

T05 0047-7240 Ver 07 - Approved- Exported from DMS: 2021-10-25 [illegible]

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

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

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

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

5 PRÜFUNG *ASSESSMENT*

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

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

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

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

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

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

Original Instruction: T05 0047-7240 VER 07

T05 0047-7240 Ver 07 - Approved- Exported from DMS: 2021-10-25 by INVOL

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

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

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

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

5.3 Installation und Inbetriebnahme *Installation and commissioning*

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

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

6 ZUSAMMENFASSUNG *SUMMARY*

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

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

Original Instruction: T05 0047-7240 VER 07

T05 0047-7240 Ver 07 - Approved- Exported from DMS: 2021-10-25 ...

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

KarSte

DNV – Energy Systems

Karl Steingröver

Dr. Karl Steingröver
Expert in Charge

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

Original Instruction: T05 0047-7240 VER 07

T05 0047-7240 Ver 07 - Approved- Exported from DMS: 2021-10-25 by INVOL

Blitzschutz und elektromagnetische Verträglichkeit

Ersatzdokument für die öffentliche Auslegung

Hinweis:

Das Dokument „Blitzschutz und elektromagnetische Verträglichkeit“ enthält nach Angaben des Windenergieanlagenherstellers Vestas vertrauliche Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse und wird daher nach § 10 Abs. 2 BImSchG und § 10 Abs. 3 der 9. BImSchV nicht im Rahmen der Auslegung des Antrags veröffentlicht.

Die Unterlage liegt der zuständigen Behörde vollständig zur Prüfung vor.

Inhaltsdarstellung:

Das Dokument beschreibt das Blitzschutzkonzept und die elektromagnetische Verträglichkeit der Windenergieanlage.

Behandelt werden die Blitzschutzklasse, die Definition der Blitzeinschlagpunkte, der Überblick über das Blitzschutzsystem sowie die Schutzmaßnahmen an den einzelnen Komponenten, unter anderem an Rotorblättern, Kühleinheit und Hauptlager. Dargestellt werden ferner die Ableitung des Blitzstroms, der Potentialausgleich und die Maßnahmen zur elektromagnetischen Verträglichkeit.

Das Dokument dient dem Nachweis der sicherheitstechnischen Vorkehrungen gegen Blitzeinwirkungen.

Angaben zum Originaldokument

Originaldokument	16_01_03_05_Blitzschutz und elektromagnetische Verträglichkeit-ocr.pdf
Kapitel im Antrag	16_Anlagenspezifische Antragsunterlagen
Umfang des Originaldokuments	18 Seiten
Vertraulichkeitseinstufung	RESTRICTED / PROPRIETARY
Kennzeichnung im Original	RESTRICTED, PROPRIETARY

000639

16.1.4 Standsicherheit

Gutachten zur Standorteignung, erstellt von I17, Berichtsnummer I17-SE-2025-324 vom 19. Mai 2025

Anlagen:

- 250519_I17-SE-2025-324_Mannhagen.pdf

000640

Gutachten zur Standorteignung von Windenergieanlagen

nach DIBt 2012 für den Windpark Mannhagen

Deutschland

Bericht-Nr.: I17-SE-2025-324

DAkkS Deutsche Akkreditierungsstelle D-PL-21268-01-00

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

Gutachten zur Standorteignung von WEA nach DIBt 2012 für den

Windpark Mannhagen

Bericht-Nr.:	I17-SE-2025-324
Auftraggeber:	Windpark Mannhagen Gemeinschafts-GmbH & Co.KG OT Segenbadenhau Segebadenhau 30 D-18519 Sundhagen
Auftragnehmer:	I17-Wind GmbH & Co. KG Robert-Koch-Straße 29 D-25813 Husum Tel.: 04841 – 87596 – 0 E-Mail: mail@i17-wind.de Internet: www.i17-wind.de
Datum:	19. Mai 2025

Haftungsausschluss und Urheberrecht

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

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

Akkreditierung

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

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

Anmerkung zu Typenprüfung und Anlagenparametern der WEA

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

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

Revisionsnummer	Datum	Änderung	Verfasst
0 - Entwurf	12.05.2025	Entwurfsbericht zur Lastrechnung	[redacted]
0	19.05.2025	Einarbeitung der Lastrechnung	[redacted]

Verfasst:

M. Sc. [redacted], Sachverständiger

Husum, 19.05.2025 [redacted]

Geprüft:

M. Sc. [redacted], Sachverständige

Husum, 19.05.2025 [redacted]

Freigegeben:

M. Sc. [redacted], Sachverständiger

Husum, 19.05.2025 [redacted]

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 Vergleich der Windbedingungen an topografisch nicht komplexen Standorten 8
1.2.2 Vergleich der Windbedingungen an topografisch komplexen Standorten 8
1.2.3 Verfahren bei Überschreitungen – Nachweis durch Vergleich der Lasten 9
1.3 Hinweise zu den zu Grunde gelegten Richtlinien 10
1.4 Qualität der zu Grunde gelegten Daten und Modelle 12
2 Aufgabenstellung und Standort 13
2.1 Umfang des Gutachtens 13
2.2 Standortbeschreibung 13
2.3 Auslegungswindbedingungen der geplanten WEA 13
3 Vergleich der Windbedingungen 16
3.1 Grundlagen 16
3.2 Vergleich v_{ave} und v_{m50} 17
3.2.1 Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} 17
3.2.2 Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50} 17
3.3 Vergleich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} 18
3.3.1 Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität 18
3.3.2 Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität 20
3.3.3 Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} 22
3.4 Schräganströmung δ 26
3.5 Höhenexponent α 27
3.6 Luftdichte ρ 28
3.7 Extreme Turbulenzintensität I_{ext} 29
4 Zusammenfassung 31
4.1 Neu geplante WEA 31
4.1.1 Nachweis der Standorteignung mittels eines Lastvergleichs durch den Hersteller 31
4.1.2 Zusammenfassung 31
4.2 Bestehende WEA 32
4.2.1 Nachweis der Standorteignung mittels Lastvergleich durch den WEA Hersteller 32
4.2.2 Zusammenfassung 32
5 Standortbesichtigung 33
Abkürzungs- und Symbolverzeichnis 34
Literaturverzeichnis 36

Abbildungsverzeichnis

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

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration 14
Tabelle 2.2: Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA 14
Tabelle 3.1: Windverhältnisse am Standort WV 1/1 [22.1] 16
Tabelle 3.2: Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} auf Nabenhöhe der geplanten WEA.. 17
Tabelle 3.3: Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50} auf Nabenhöhe der geplanten WEA 18
Tabelle 3.4: Richtlinienabhängige Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität19
Tabelle 3.5: Komplexitätskriterien und C_{CT} nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] 21
Tabelle 3.6: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort 22
Tabelle 3.7: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} 25
Tabelle 3.8 Standortmittelwert der Schräganströmung δ_{NH} der neu geplanten WEA 26
Tabelle 3.9 Standortmittelwert des Höhenexponenten α_{NH} der neu geplanten WEA 27
Tabelle 3.10: Standortmittelwert der Luftdichte ρ_{NH} der neu geplanten WEA 28
Tabelle 3.11: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$ 30
Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA 31
Tabelle 4.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA 32

1 Vorbemerkung

1.1 Allgemeines

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

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

1.2 Geführte Nachweise

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

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

i. Der geplanten Anlage liegt eine Typenprüfung nach der Richtlinie DIBt 2004 [2] zu Grunde.

ii. Einer oder mehrerer zu berücksichtigender Bestandsanlagen liegt eine Typenprüfung nach der DIBt 2012 [1.1] Richtlinie zu Grunde.

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

i. Liegt einer neu geplanten Anlage eine Typenprüfung gemäß DIBt 2004 [2] zu Grunde, wird der Nachweis der Standorteignung basierend auf dem vereinfachten Verfahren nach DIBt 2012 [1.1], beschrieben in Abschnitt 1.2.1, geführt. Dieser Nachweis entspricht den Mindestanforderungen der zum Nachweis der Standorteignung der Typenprüfung nach DIBt 2004 [2] zu Grunde gelegten Richtlinie DIN EN 61400-1:2004 [8], bzw. IEC 61400-1 ed.2 [4].

ii. Da davon auszugehen ist, dass für bereits genehmigte, bzw. bestehende Anlagen mit einer Typenprüfung nach DIBt 2012 [1.1] die Standorteignung in deren Genehmigungsverfahren

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

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

1.2.1 Vergleich der Windbedingungen an topografisch nicht komplexen Standorten

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 Vergleich der Windbedingungen an topografisch komplexen Standorten

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

i. Der windenergiegewichtete Mittelwert aller Richtungen der Schräganströmung δ darf den vorgegebenen Wert von +/- 8°, bzw. den in der Typenprüfung angegebenen Wert, nicht überschreiten bzw. unterschreiten.

ii. Der über alle Richtungen und Windgeschwindigkeiten energiegewichtete Standortmittelwert des Höhenexponenten α darf den Wert von $0.05 \leq \alpha \leq 0.25$, bzw. den in der Typenprüfung angegebenen Wert nicht überschreiten bzw. unterschreiten.

iii. Der Standortmittelwert der Luftdichte ρ darf bei allen Windgeschwindigkeiten größer gleich der Nennwindgeschwindigkeit v_r den Wert 1.225 kg/m³ oder den in der Typenprüfung angegebenen Wert nicht überschreiten. Alternativ kann eine Luftdichte über dem Wert von 1.225 kg/m³ oder dem in der Typenprüfung angegeben Wert durch Einhaltung der folgenden Ungleichung nachgewiesen werden:

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

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

1.2.3 Verfahren bei Überschreitungen – Nachweis durch Vergleich der Lasten

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

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

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

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

1.3 Hinweise zu den zu Grunde gelegten Richtlinien

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

I. Entsprechend der DIBt 2012 [1.1] ist es für eine Prüfung der Standorteignung Voraussetzung, dass für die WEA eine Typenprüfung bzw. eine Einzelprüfung vorliegt. Ist dies nicht der Fall, wird der Vergleich auf Basis von vorläufigen Auslegungswerten, für die die Typenprüfung voraussichtlich angestrebt wird, durchgeführt. Somit behält das vorliegende Gutachten im Falle einer Typenprüfung bzw. Einzelprüfung, welche die zu Grunde gelegten Auslegungsparameter abdeckt, seine Gültigkeit.

II. Es wird davon ausgegangen, dass jede im Gutachten betrachtete WEA die Ihrer Typenprüfung zu Grunde gelegte Auslegungslebensdauer τ_{TP} noch nicht überschritten hat.

III. Der Vergleich des Standortwertes der mittleren Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe v_{ave} mit dem Auslegungswert kann nur nach [1.1] erfolgen, wenn die Auslegungswerte der zu betrachtenden WEA einen Formparameter k der Weibullverteilung von $k = 2.0$ ausweisen. Wenn die Auslegungswerte der zu betrachtenden WEA einen Formparameter $k \neq 2.0$ ausweisen, kann der in [1.1] geforderte Vergleich nicht mehr erfolgen. In diesem Fall wird das Verfahren nach [6] gewählt, welches einen Vergleich der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion pdf_{NH} der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten mit der Wahrscheinlichkeits-dichtefunktion pdf_{TP} der Typenprüfung in einem Bereich von v_{ave} - $2v_{ave}$ fordert. Zusätzlich wird der Bereich von $0.2v_{ref}$ - $0.4v_{ref}$ nach [7] herangezogen und stets der konservativ abdeckende Bereich dem Vergleich zu Grunde gelegt. In dem zu untersuchenden Bereich muss die Bedingung $pdf_{NH} \leq pdf_{TP}$ erfüllt sein. Die Berechnung der Wahrscheinlichkeitsdichte-funktionen pdf_{NH} und pdf_{TP} erfolgt entsprechend [6] auf Basis der Standortmittelwerte A_{NH} und k_{NH} bzw. der Auslegungswerte A_{TP} und k_{TP} der zu untersuchenden WEA.

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

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

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

V. Bezüglich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} werden grundsätzlich alle Anlagen im Umkreis des 10fachen Rotordurchmessers D der geplanten Anlage(n) in die Betrachtung einbezogen und nachgewiesen. Dieses Kriterium deckt alle Kriterien nach [1.1], [6] und [7] ab.

VI. Der standortspezifische Mittelwert der Luftdichte ρ wird abdeckend für alle Windgeschwindigkeiten angegeben.

VII. Hinsichtlich der Auslegungswindbedingungen des ETM werden die Werte der höchsten Turbulenz im Zentrum des Nachlaufs ausgewiesen. Da eine Überschreitung der Auslegungswindbedingungen bezüglich des ETM in der Regel mit einer Überschreitung der effektiven Turbulenzintensität einhergeht, kann davon ausgegangen werden, dass eine Überschreitung der extremen Turbulenzintensität nur in solchen Fällen eintritt, in denen die Standorteignung durch eine Lastrechnung des Herstellers nachgewiesen werden muss, was dann auf Basis der ausgewiesenen Werte für die Extremturbulenz erfolgt. Aus diesem Grund wird der Vergleich der Auslegungswindbedingungen des ETM mit den Standortbedingungen nicht geführt.

VIII. Auf Grund der verwendeten Berechnungsprogramme und deren Zahlenausgabeformat, werden die im vorliegenden Gutachten ausgewiesenen Ergebnisse in der Regel mit dem Dezimaltrennzeichen „Punkt" versehen.

IX. Auf Grund der unterschiedlichen Begrifflichkeiten und Bezeichnungen identischer Größen in den zu Grunde gelegten Richtlinien und Normen, werden im vorliegenden Gutachten teilweise Begriffe und Bezeichnungen gewählt bzw. eingeführt, die, soweit möglich, eine Ähnlichkeit zu den jeweiligen Begriffen und Bezeichnungen in den Richtlinien und Normen aufweisen, um sie diesen zuordnen zu können. Die korrekte Umsetzung der in den Richtlinien und Normen geforderten Vergleiche bleibt davon unberührt.

1.4 Qualität der zu Grunde gelegten Daten und Modelle

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

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

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

Werden in unserem Gutachten Angaben zur Fundamenterhöhung gemacht, so beschreibt diese ausschließlich die relative Höhenabweichung zum Gelände und nicht der Geländehöhe selbst. Änderungen der für die Berechnung relevanten Windbedingungen über Grund ergeben sich lediglich bei einer Änderung der Fundamenterhöhung und nicht bei der Geländehöhe. Bei einer Abweichung der Fundamenterhöhung von maximal ± 2 m behält das vorliegende Gutachten seine vollumfängliche Gültigkeit, wenn die im Gutachten berücksichtigten Auslegungswindbedingungen, durch die im Rahmen des Genehmigungsverfahrens eingereichten Auslegungswindbedingungen, abgedeckt sind.

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

2 Aufgabenstellung und Standort

2.1 Umfang des Gutachtens

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

2.2 Standortbeschreibung

Der Auftraggeber plant die Errichtung von zwölf WEA des Typs Vestas V162-7.2 MW auf 169.0 m Nabenhöhe am Standort Mannhagen in Mecklenburg-Vorpommern.

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

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

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

Im vorgegebenen Windparklayout ergibt sich der geringste relative Abstand s einer neu geplanten WEA zu einer anderen WEA von 2.04, bezogen auf den größeren Rotordurchmesser D. Dies betrifft die WEA W3 und W14.

2.3 Auslegungswindbedingungen der geplanten WEA

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

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration

Interne W-Nr.	Bezeichnung Auftraggeber	Neu / Bestand	Innerhalb 10 *D*	Topografische Komplexität		UTM ETRS89 Zone 33		Hersteller	WEA Typ	*NH*[1] [m]	*D* [m]	Betriebsmodus	*FEH*[2] [m]	P_N [kW]	Prüfgrundlage DIBt	TK	Auslegungs-lebensdauer τ_{TP} [a]	$m_{max,\,TP}$ [-]
				Komplex	Kategorie	*X* [m]	*Y* [m]											
W1	WEA 01	Neu	Ja	Nein	-	381854	6003729	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	20	10
W2	WEA 02	Neu	Ja	Nein	-	382266	6003690	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	20	10
W3	WEA 03	Neu	Ja	Nein	-	381939	6003324	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	20	10
W4	WEA 04	Neu	Ja	Nein	-	381185	6003206	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	20	10
W5	WEA 05	Neu	Ja	Nein	-	381464	6002979	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	20	10
W6	WEA 06	Neu	Ja	Nein	-	381773	6002792	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	20	10
W7	WEA 07	Neu	Ja	Nein	-	382068	6003003	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	20	10
W8	WEA 08	Neu	Ja	Nein	-	382430	6003059	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	20	10
W9	WEA 09	Neu	Ja	Nein	-	381767	6004329	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	20	10
W10	WEA 10	Neu	Ja	Nein	-	382146	6004027	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	20	10
W11	WEA 11	Neu	Ja	Nein	-	382596	6003547	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	20	10
W12	WEA 12	Neu	Ja	Nein	-	381319	6003654	Vestas	V162-7.2 MW	169.0	162.0	SO7200	0.0	7200	2012	S	20	10
W13	VB04	Bestand	Ja	Nein	-	381538	6003932	Vestas	V112-3.3 MW	140.0	112.0	Mode 0	0.0	3300	2012	A	20	10
W14	VB05	Bestand	Ja	Nein	-	381627	6003435	Vestas	V112-3.3 MW	140.0	112.0	Mode 0	0.0	3300	2012	A	20	10

Tabelle 2.2: Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	Prüfgrundlage	WZ	GK	$v_{ave,TP}$ [m/s]	k_{TP} [-]	$v_{m50,TP}$ [m/s]	TK	δ_{TP} [°]	α_{TP} [-]	ρ_{TP} [kg/m³]	Auslegungs-lebensdauer τ_{TP} [a]	Quelle
W1 – W12	DIBt 2012	S	S	7.5	2.00	37.6	S	8.0	0.27	1.225	20	[24.1, 24.2]

[1] *Siehe Kapitel 1.4 Absatz 3*

[2] *Siehe Kapitel 1.4 Absatz 4*



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

000648

3 Vergleich der Windbedingungen

3.1 Grundlagen

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

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

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

UTM ETRS89 Zone 33			A [m/s]	k [-]	p [%]	v_{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h_{WV} [m]				
381939	6003324	169.0				
Sektor | Windrichtung [°]						
N | 0			6.64	2.260	3.8	---
NNO | 30			6.52	1.764	3.6	---
ONO | 60			8.85	2.072	6.3	---
O | 90			9.37	2.314	7.0	---
OSO | 120			8.06	2.326	8.2	---
SSO | 150			7.97	2.178	7.1	---
S | 180			7.94	2.893	7.9	---
SSW | 210			8.70	2.783	10.2	---
WSW | 240			10.08	2.615	15.0	---
W | 270			10.12	2.393	16.0	---
WNW | 300			9.35	2.443	9.7	---
NNW | 330			7.12	2.068	5.2	---
Gesamt			**8.87**	**2.283**	**100.0**	**7.86**

3.2 Vergleich v_{ave} und v_{m50}

3.2.1 Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave}

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

i. $v_{ave, NH} / v_{ave, TP} \leq 0.95$

oder

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

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

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

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

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

Interne W-Nr.	$v_{ave, NH}$ [m/s]	$v_{ave, TP}$ [m/s]	k_{NH} [-]	k_{TP} [-]	Wenn $k_{TP} = 2$: $v_{ave, NH} / v_{ave, TP}$ [-]	Wenn $k_{TP} \neq 2$: $pdf_{NH} \leq pdf_{TP}$	Nachweis möglich (gemäß 1.2.1)	Lastvergleich erforderlich (gemäß 1.2.3)
W1 – W12	7.86	7.50	2.28	2.00	1.05	-	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 [13.1], 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 – W12	S	S	37.60	3	II	43.23	35.30	Nein	Ja

3.3 Vergleich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}

3.3.1 Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität

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

Für WEA die nach der DIBt 2004 [2] typengeprüft sind, muss die windgeschwindigkeitsabhängige Turbulenzkategorie A, welche in der DIN EN 61400-1:2004 [8] definiert ist, als Auslegungswindbedingung hinsichtlich der Turbulenzintensität zu Grunde gelegt sein.

Für WEA die nach der DIBt 1993 [3] typengeprüft sind, wird nicht die in [3] definierte mittlere Turbulenzintensität von 0.20, sondern ebenfalls die in der DIN EN 61400-1:2004 [8] definierte windgeschwindigkeitsabhängige Turbulenzkategorie A, als Auslegungswindbedingung hinsichtlich der Turbulenzintensität zu Grunde gelegt.

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 2004 [2]	DIBt 2012 [1.1] DIN EN IEC 61400-1:2019 [6]				
	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	durch den WEA-Hersteller definiert
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	

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 [13.1] und der Topografie [13.2] 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 [13.1] mit 20 km Radius um den Standort zu Grunde gelegt. Die in [13.1] 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 Referenzturbulenzintensität 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 [13.2] liegt in einer Auflösung von ca. 30 m vor und wird für die Ermittlung der topografischen Komplexität der Standorte herangezogen.

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

Die Komplexität eines Standortes wird durch die Neigung des Geländes und die Abweichungen der Topografie des Geländes von einer angenäherten Ebene dargestellt. Dazu werden mindestens 37 Ausgleichsebenen entsprechend der Kriterien aus [6] mittels der Methode der kleinsten Fehlerquadrate gebildet. Die DIN EN IEC 61400-1:2019 [6] lässt die Möglichkeit offen, die angenäherte Ebene für die Kreissektoren mit dem Radius 5 z_{hub} leewärts zur Position der zu untersuchenden WEA um 2 z_{hub} zu erweitern. Diese Erweiterung wird bei der Komplexitätsbewertung im vorliegenden Gutachten angewendet. In Abhängigkeit der Neigung der angenäherten Ebenen, der Abweichung des digitalen Geländemodells [13.2] von dieser und des Anteils der Windenergie aus dem betrachteten Sektor, lassen sich die Indizes *TSI* für die Geländeneigung und *TVI* für die Geländeabweichung berechnen. Überschreitet einer der berechneten Indizes die in Tabelle 3.5 aufgeführten Schwellenwerte, ist der untersuchte Standort als topografisch komplex zu bewerten, wobei der jeweils überschrittene Schwellenwert die Geländekomplexitätskategorie L, M oder H bestimmt.

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

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

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

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

3.3.2.4 Repräsentative Turbulenzintensität

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

Tabelle 3.6: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort

Standort: W3	*NH*: 169.0 m	I_{rep} [-]
Sektor	Windrichtung [°]	
N	0	0.109
NNO	30	0.105
ONO	60	0.101
O	90	0.115
OSO	120	0.126
SSO	150	0.115
S	180	0.110
SSW	210	0.113
WSW	240	0.115
W	270	0.127
WNW	300	0.123
NNW	330	0.112

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_o zu berücksichtigen.

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

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

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

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

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

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

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

3.3.3.2 Berücksichtigte sektorielle Betriebsbeschränkungen (WSM)

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

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

3.3.3.3 Ergebnis

Die folgende Tabelle 3.7 stellt die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten nach Zubau der geplanten WEA in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit dar. Die nach der jeweils zu Grunde gelegten Richtlinie ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten werden der Referenzkurve nach DIBt 2012 [1.1] oder der Referenzkurve der jeweiligen Typenprüfung gegenübergestellt. Überschreitungen sind ***fett kursiv*** dargestellt.

Tabelle 3.7: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff}

v_{hub}	W1[S]	W2[S]	W3[S]	W4[S]	W5[S]	W6[S]	W7[S]	W8[S]	W9[S]	W10[S]	W11[S]	W12[S]	W13[A]	W14[A]	Referenz Klasse S	Referenz Klasse A
3	0.352	0.372	0.367	0.347	0.367	0.355	0.366	0.352	0.314	0.351	0.353	0.326	0.362	0.383	0.390	0.419
4	0.305	0.324	0.321	0.302	0.321	0.310	0.320	0.308	0.269	0.306	0.310	0.281	0.317	0.335	0.360	0.344
5	0.290	0.318	0.308	0.296	0.316	0.306	0.316	0.304	0.253	0.300	0.306	0.259	***0.313***	***0.331***	0.334	0.299
6	0.275	0.304	0.292	0.282	0.303	0.293	0.303	0.293	0.238	0.287	0.294	0.242	***0.301***	***0.317***	0.307	0.269
7	0.257	***0.285***	0.273	0.264	***0.285***	0.277	***0.286***	0.277	0.221	0.270	0.278	0.225	***0.283***	***0.298***	0.284	0.248
8	0.242	***0.270***	0.257	0.248	***0.269***	0.262	***0.271***	0.264	0.208	0.255	0.264	0.212	***0.268***	***0.281***	0.265	0.232
9	0.230	***0.256***	0.244	0.234	***0.256***	0.250	***0.257***	0.252	0.197	0.241	0.252	0.202	***0.255***	***0.267***	0.252	0.220
10	0.210	0.228	0.222	0.207	0.227	0.223	0.229	0.226	0.179	0.215	0.225	0.186	***0.226***	***0.237***	0.229	0.210
11	0.193	***0.210***	0.202	0.190	***0.209***	0.206	***0.212***	***0.210***	0.165	0.197	***0.209***	0.170	***0.208***	***0.218***	0.207	0.201
12	0.175	***0.190***	0.181	0.169	***0.188***	0.186	***0.190***	***0.190***	0.150	0.177	***0.188***	0.154	0.186	0.195	0.187	0.195
13	0.159	***0.171***	0.163	0.152	0.168	0.168	***0.171***	***0.172***	0.139	0.160	***0.170***	0.141	0.166	0.175	0.169	0.189
14	0.148	0.158	0.151	0.140	0.154	0.155	0.158	0.159	0.131	0.147	0.157	0.133	0.152	0.161	0.160	0.184
15	0.141	0.148	0.142	0.132	0.144	0.145	0.148	0.150	0.125	0.139	0.148	0.127	0.142	0.150	0.154	0.180
16	0.134	0.141	0.135	0.126	0.137	0.138	0.140	0.142	0.121	0.132	0.140	0.123	0.135	0.142	0.149	0.176
17	0.129	0.134	0.130	0.122	0.131	0.132	0.134	0.136	0.118	0.127	0.134	0.120	0.129	0.136	0.145	0.173
18	0.125	0.130	0.126	0.118	0.126	0.127	0.129	0.131	0.116	0.122	0.129	0.117	0.124	0.131	0.142	0.170
19	0.122	0.126	0.122	0.116	0.122	0.123	0.125	0.127	0.114	0.119	0.125	0.115	0.121	0.127	0.139	0.167
20	0.119	0.122	0.119	0.114	0.118	0.120	0.121	0.123	0.112	0.116	0.121	0.113	0.118	0.123	0.137	0.165
21	0.116	0.118	0.117	0.112	0.115	0.116	0.117	0.119	0.110	0.113	0.117	0.112	0.115	0.119	0.137	0.163
22	0.113	0.114	0.114	0.111	0.112	0.113	0.114	0.115	0.109	0.111	0.114	0.110	0.113	0.116	0.135	0.161
23	0.111	0.111	0.112	0.110	0.110	0.111	0.111	0.112	0.107	0.109	0.111	0.109	0.111	0.113	0.133	0.159
24	0.109	0.109	0.111	0.108	0.109	0.109	0.109	0.109	0.106	0.108	0.109	0.108	0.110	0.111	0.131	0.157
25	0.107	0.107	0.109	0.107	0.107	0.107	0.107	0.107	0.105	0.106	0.107	0.107	0.108	0.110	0.130	0.156

000653

3.4 Schräganströmung δ

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

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

Die folgende Tabelle 3.8 stellt die Ergebnisse der ermittelten Schräganströmung δ_{NH} dar.

Tabelle 3.8 Standortmittelwert der Schräganströmung δ_{NH} der neu geplanten WEA

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

3.5 Höhenexponent α

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

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

Die folgende Tabelle 3.9 stellt die Ergebnisse der Standortmittelwerte des Höhenexponenten α_{NH} dar.

Tabelle 3.9 Standortmittelwert des Höhenexponenten α_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	α_{NH} [-]
W1	0.14
W2	0.14
W3	0.14
W4	0.14
W5	0.14
W6	0.14
W7	0.14
W8	0.14
W9	0.14
W10	0.14
W11	0.14
W12	0.14

3.6 Luftdichte ρ

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

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

Die folgende Tabelle 3.10 stellt die Ergebnisse des Standortmittelwertes der Luftdichte ρ_{NH} für jede zu untersuchende WEA dar.

Tabelle 3.10: Standortmittelwert der Luftdichte ρ_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	ρ_{NH} [kg/m³]
W1	1.230
W2	1.230
W3	1.231
W4	1.231
W5	1.231
W6	1.231
W7	1.231
W8	1.231
W9	1.229
W10	1.230
W11	1.231
W12	1.230

3.7 Extreme Turbulenzintensität I_{ext}

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

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

Die folgende Tabelle 3.11 stellt die ermittelten extremen Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$ in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit dar.

Tabelle 3.11: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$

v_{hub}	W1	W2	W3	W4	W5	W6	W7	W8	W9	W10	W11	W12
3	0.390	0.416	0.427	0.417	0.424	0.420	0.420	0.417	0.365	0.414	0.420	0.372
4	0.339	0.365	0.375	0.365	0.372	0.368	0.368	0.365	0.314	0.363	0.368	0.324
5	0.331	0.360	0.372	0.361	0.367	0.363	0.363	0.360	0.302	0.359	0.364	0.290
6	0.316	0.346	0.357	0.346	0.352	0.349	0.348	0.345	0.286	0.344	0.349	0.267
7	0.296	0.325	0.336	0.326	0.332	0.328	0.328	0.325	0.268	0.324	0.328	0.246
8	0.280	0.308	0.318	0.308	0.314	0.310	0.310	0.307	0.253	0.306	0.311	0.231
9	0.266	0.292	0.302	0.292	0.298	0.294	0.294	0.291	0.240	0.291	0.295	0.224
10	0.237	0.259	0.268	0.260	0.264	0.261	0.261	0.259	0.216	0.258	0.262	0.216
11	0.219	0.239	0.246	0.239	0.243	0.241	0.240	0.238	0.200	0.237	0.241	0.197
12	0.198	0.214	0.220	0.214	0.218	0.215	0.215	0.214	0.182	0.212	0.216	0.178
13	0.179	0.191	0.196	0.191	0.195	0.193	0.193	0.191	0.166	0.190	0.193	0.163
14	0.165	0.175	0.179	0.175	0.178	0.176	0.176	0.175	0.155	0.174	0.176	0.152
15	0.155	0.163	0.166	0.163	0.166	0.164	0.164	0.163	0.146	0.162	0.164	0.144
16	0.147	0.153	0.157	0.153	0.157	0.155	0.155	0.154	0.140	0.152	0.155	0.138
17	0.140	0.145	0.148	0.146	0.149	0.147	0.147	0.146	0.134	0.144	0.147	0.133
18	0.135	0.139	0.142	0.140	0.143	0.141	0.141	0.140	0.130	0.138	0.141	0.128
19	0.130	0.134	0.136	0.134	0.137	0.136	0.136	0.135	0.126	0.133	0.136	0.125
20	0.126	0.129	0.131	0.129	0.132	0.131	0.131	0.130	0.122	0.128	0.131	0.122
21	0.121	0.124	0.126	0.124	0.127	0.126	0.126	0.125	0.119	0.123	0.125	0.119
22	0.118	0.120	0.121	0.120	0.122	0.121	0.121	0.121	0.115	0.119	0.121	0.117
23	0.115	0.116	0.117	0.116	0.119	0.117	0.118	0.117	0.113	0.115	0.117	0.115
24	0.112	0.113	0.114	0.113	0.116	0.114	0.115	0.114	0.111	0.112	0.114	0.113
25	0.110	0.111	0.112	0.111	0.113	0.112	0.112	0.112	0.109	0.110	0.112	0.112

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 – W12 eine Überschreitung der mittleren Windgeschwindigkeit $v_{hub,\,NH}$ im Vergleich zur Auslegungswindgeschwindigkeit $v_{hub,\,TP}$ aufweisen (siehe Abschnitt 3.2.1),

ii. W1 – W12 an einem Standort errichtet werden sollen, der den Auslegungswert der 50-Jahreswindgeschwindigkeit $v_{m50,\,TP}$ nicht überschreitet (siehe Abschnitt 3.2.2),

iii. W2, W5, W7, W8 und W11 Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} gegenüber den Auslegungswerten aufweisen (siehe Abschnitt 3.3.3.3) und

iv. W1, W3, W4, W6, W9, W10 und W12 keine Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} gegenüber den Auslegungswerten aufweisen (siehe Abschnitt 3.3.3.3).

4.1.1 Nachweis der Standorteignung mittels eines Lastvergleichs durch den Hersteller

Für die WEA W1 – W12 hat eine seitens des Herstellers Vestas durchgeführte Überprüfung der standortspezifischen Lasten der WEA, in der geplanten Konfiguration nach Tabelle 2.1, anhand der dem Hersteller zur Verfügung gestellten Ergebnisse aus Kapitel 3 ergeben, dass die Auslegungslasten der WEA nicht überschritten werden [25]. Die Ergebnisse in [25] wurden von der I17-Wind GmbH & Co. KG hinsichtlich der berücksichtigten Eingangsdaten geprüft und werden als richtig vorausgesetzt. Alle Hinweise aus [25] sind zu berücksichtigen.

Die Standorteignung gemäß DIBt 2012 [1.1] ist für die WEA W1 – W12 unter Berücksichtigung der standortspezifischen Lastrechnung [25] durch das vorliegende Gutachten nachgewiesen.

4.1.2 Zusammenfassung

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

Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA

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

4.2 Bestehende WEA

4.2.1 Nachweis der Standorteignung mittels Lastvergleich durch den WEA Hersteller

Für die Bestands-WEA W13 und W14 hat eine seitens des Herstellers Vestas durchgeführte Überprüfung der standortspezifischen Lasten der WEA, in der geplanten Konfiguration nach Tabelle 2.1, anhand der dem Hersteller zur Verfügung gestellten Ergebnisse aus Kapitel 3 ergeben, dass die Auslegungslasten der WEA nicht überschritten werden [25]. Die Ergebnisse in [25] wurden von der I17-Wind GmbH & Co. KG hinsichtlich der berücksichtigten Eingangsdaten geprüft und werden als richtig vorausgesetzt. Alle Hinweise aus [25] sind zu berücksichtigen.

Die Standorteignung gemäß DIBt 2012 [1.1] ist für die Bestands-WEA W13 und W14 unter Berücksichtigung der standortspezifischen Lastrechnung [25] durch das vorliegende Gutachten nachgewiesen.

4.2.2 Zusammenfassung

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

Tabelle 4.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA

Interne W-Nr.	Hersteller	WEA Typ	*NH* [m]	*FEH* [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W13	Vestas	V112-3.3 MW	140.0	0.0	Ja
W14	Vestas	V112-3.3 MW	140.0	0.0	Ja

5 Standortbesichtigung

Die Notwendigkeit einer Standortbesichtigung ergibt sich sowohl aus der Richtlinie DIBt Fassung Oktober 2012 [1.1], als auch dem Mindeststandard des BWE-Windgutachterbeirats [14]. Entsprechend wurde diese am 16.05.2025 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 [13.1] und ggf. zu den Höhenlinien [13.2]. Mögliche turbulenzrelevante Einzelstrukturen wurden untersucht und dokumentiert. Die Standort-dokumentation bestätigt die zu Grunde gelegten Rauigkeiten und die Ergebnisse zur Komplexität.

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

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

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

Symbol	Bedeutung	Einheit
τ	Lebensdauer	[a]
TSI	Index der Geländeneigung	[°]
TVI	Index der Geländeabweichung	[%]
v_{ave}	Jahresmittel der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
v_{hub}	Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
v_{in}	Einschaltwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
v_{m50}	10-Minuten Mittelwert der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
v_{out}	Abschaltwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
v_r	Nennwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
v_{ref}	Auslegungswert des 10-Minuten Mittelwerts der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit	[m/s]
X	Rechtswert	[m]
Y	Hochwert	[m]
z_0	Rauigkeitslänge	[m]
z_{hub}	Nabenhöhe der betrachteten WEA	[m]
α	Höhenexponent	[-]
δ	Schräganströmung	[°]
ρ	Luftdichte	[kg/m³]
σ	Standardabweichung der Windgeschwindigkeit	[m/s]
σ_u	Standardabweichung der Turbulenzintensität	[-]

Literaturverzeichnis

[1.1] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Referat I 8 Bautechnisches Prüfamt Grundlagen der Standsicherheit; Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Oktober 2012 und korrigierte Fassung März 2015;*

[1.2] *DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik; DKE/AK 383.0.01/Untergruppe DIBt2012 an die PG „Windenergieanlagen" des DIBt; Anwendung der DIBt 2012 zur Prüfung der Standorteignung, 30.01.2015;*

[2] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung März 2004; Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik Reihe B, Heft 8;*

[3] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Richtlinie für Windkraftanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Juni 1993; 2. Überarbeitete Auflage 1995; Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik Reihe B, Heft 8;*

[4] *International Electrotechnical Comission (IEC); IEC 61400-1 Edition 2.0 International Standard Wind turbine generator systems – Part 1: Safety requirements;*

[5] *International Electrotechnical Comission (IEC); IEC 61400-1 Edition 3.0 International Standard Windturbines – Part 1: Design requirement; Mit Implementierung von 61400-1/A1, Amendment 1, 2009;*

[6] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN IEC 61400-1:2019; Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC61400-1:2019; Deutsche Fassung EN IEC 61400-1:2019; Dezember 2019;*

[7] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1:2011-08 Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005 + A1:2012); Deutsche Fassung EN 61400-1:2005 + A1:2010;*

[8] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1:2004 Windenergieanlagen – Teil 1: Sicherheitsanforderungen (IEC 61400-1:1999); Deutsche Fassung EN 61400-1:2004;*

[9] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 mit DIN EN 1991-1-4:2010-12; Nationaler Anhang – Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen: Windlasten;*

[10] *ECN Solar & Wind Energy, J.W.M. Dekker und J.T.G. Pierik [Hrsg.]: European Wind Turbine Standards II, Petten, (NLD), 1998;*

[11] *Deutsches Institut für Bautechnik; Windzonen nach Verwaltungsgrenzen; Windzonen_nach_Verwaltungsgrenzen.xlsx; Stand 02.06.2022;*

[12] *European Wind Atlas, Risø National Laboratory, Roskilde (DK), 1989 Troen, Ib; Petersen, Erik L.;*

[13.1] *European Environment Agency; Corine Land Cover (CLC) 2018, Version 20 (final version); Veröffentlicht im Juni 2019;*

[13.2] *U.S. Geological Survey Earth Resources Observation & Science Center (EROS); SRTM 1 Arc-Sec Global; Download am 02.12.2016;*

[14] *BWE Bundesverband WindEnergie; BWE-Windgutachterbeirat - Mindeststandards zur Dokumentation von gutachterlichen Stellungnahmen zur Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität; 15.11.2016;*

[15] *Risø DTU National Laboratory for Sustainable Energy, Windfarm Assessment Tool Version 3.3.0.128;*

[16] *Frandsen, Sten T. (2007): Turbulence and turbulence-generated structural loading in wind turbine clusters. Roskilde (DK);*

[17] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN ISO 2533; Normatmosphäre; Dezember 1979;*

[18] *Deutscher Wetterdienst; DWD Climate Data Center (CDC), Vieljährige mittlere Raster der Lufttemperatur (2m) für Deutschland 1981-2010, Version v1.0.;*

[19.1] *OpenStreetMap und Mitwirkende; SRTM | Kartendarstellung: OpenTopoMap (CC-BY-SA); Siehe auch: https://creativecommons.org;*

[19.2] *Microsoft Corporation; © 2019 Digital Globe © CNES (2019) Distribution Airbus DS; Siehe auch: https://www.microsoft.com/en-us/maps/product;*

[20] *Rodenhausen M., Moser W., Hülsmann C., Bergemann C., Könker M., McKenna R.; Prüfung der Standorteignung für Windenergieanlagen: Ein pragmatischer Ansatz; Ernst & Sohn Verlag für Architektur und technische Wissenschaften GmbH & Co. KG, Berlin. Bautechnik 93 (2016) Heft 10;*

[21] *NeXtWind Management GmbH; E-Mail mit dem Betreff: "AW: Angebot zur Standorteignungsgutachen in Mannhagen" vom 05.09.2024; Datei: 240701_Eingangsdatenkatalog_I17-Wind_v1.xls und E-Mail mit dem Betreff: "AW: Ergebnisbericht zur Vorabberechnung für den Windpark Mannhagen " vom 19.12.2024;*

[22.1] *NeXtWind Management GmbH; E-Mail mit dem Betreff: "AW: Angebot zur Standorteignungsgutachen in Mannhagen" vom 05.09.2024; Datei: 240701_Eingangsdatenkatalog_I17-Wind_v1.xls; Grunddaten – Wind;*

[22.2] *Deutsche WindGuard Consulting GmbH; Abschätzung der mittleren und extremen Windbedingungen für einen geplanten Windparkstandort Standort: Mannhagen, Mecklenburg-Vorpommern; Bericht-Nr.: PE24023.A0; 06.12.2024;*

[23] *I17-Wind GmbH & Co. KG; Standortdokumentation für ein Gutachten zur Standorteignung nach DIBt 2012 für den Windpark Mannhagen; Bericht-Nr.: I17-SV-2025-203; 17.05.2025;*

[24.1] *DNV Energy Systems Renewables Certification Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH; VESTAS ENVENTUS V162-6.8 / 7.2 MW MIT 169 M NABENHÖHE, WINDZONE S, 20 JAHRE ENTWURFSLEBENSDAUER Gutachtliche Stellungnahme für Lastannahmen zur Turmberechnung der Vestas Turbinen; L-08867-A052-0A; 24.06.2022;*

[24.2] *Vestas Wind Systems A/S; Gutachterinformation Auslegungswerte Turbulenz EnVentus™ V162-7.2 MW 50/60 Hz 20 Jahre; 0114-3581 V01; 20.12.2021;*

[25] *Vestas Wind Systems A/S; Vestas Site Specific Load Calculation Mannhagen – Germany; WS-Loads-C4C: 207882; Revision: 00; T13 0182-1039 Ver 00; 06.12.2024;*

000660

16.1.5 Anlagenwartung

Wartungsunterlagen - Prüfprotokoll zur Jahreswartung

Anlagen:

- 0093-1909_V05 - SIF for yearly inspection_EnVentus_DE.pdf

Prüfprotokoll zur Jahreswartung

Ersatzdokument für die öffentliche Auslegung

Hinweis:

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

Die Unterlage liegt der zuständigen Behörde vollständig zur Prüfung vor.

Inhaltsdarstellung:

Das Dokument ist der Formularvordruck für das Prüfprotokoll der jährlichen Wartung der Windenergieanlage.

Das Protokoll gliedert sich in die abzuarbeitenden Prüfabschnitte, unter anderem Service-Vorbereitung, Funktionssicherheitsprüfung, Sicherheitsausrüstung, Nabe und Rotorblätter, Hydrauliksystem, Getriebe und Getriebeölsystem, Generator, Kälte- und Klimasystem, Maschinenhaus, Azimutsystem und Servicekran.

Das Dokument belegt Umfang und Systematik der vorgesehenen wiederkehrenden Wartung und dient als Nachweis ihrer Durchführung.

Angaben zum Originaldokument

Originaldokument	16_01_05_01_Prüfprotokoll zur Jahreswartung-ocr.pdf
Kapitel im Antrag	16_Anlagenspezifische Antragsunterlagen
Umfang des Originaldokuments	12 Seiten
Vertraulichkeitseinstufung	RESTRICTED / PROPRIETARY
Kennzeichnung im Original	RESTRICTED, PROPRIETARY

000667

16.1.6 Zuwegung, Kabelverbindung, Kranstellfläche

Spezifikation Kranstellfläche u.Zuwegung

Die Kabeltrasse wird in einem gesonderten Verfahren beantragt

Anlagen:

- 0040-4327.V13-Mindestanforderung-an-Zuwegung-und-Kranstellflaechen-V100,-V110,-V112,-V117,-V126,-V136,-V150, -V162,-V172-(0040-4327).pdf
- 0092-8386.V02-Anlage2-Zeichnungen-Kurvenradien-(0092-8386).pdf
- KSFV162_169mNH_2_Varianten.pdf

Dokument Nr.: 0040-4327 V13
01.05.2022

Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen

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

T05 0040-4327 Ver 13 - Approved- Exported from DMS: 2022-05-03 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of Vestas Wind Systems A/S. It is protected by copyright law as an unpublished work. Vestas reserves all patent, copyright, trade secret, and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by Vestas in writing and subject to applicable conditions. Vestas disclaims all warranties except as expressly granted by written agreement and is not responsible for unauthorized uses, for which it may pursue legal remedies against responsible parties.

Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen

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

Änderungsprotokoll

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

T05 0040-4327 Ver 13 - Approved- Exported from DMS: 2022-05-03

Inhaltsverzeichnis

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

T05 0040-4327 Ver 13 - Approved- Exported from DMS: 2022-05-03 by INVOL

5 Anforderungen an die Baustelleneinrichtungsflächen.....25

6 Sonstige Anforderungen und Hinweise 26

Anlagenverzeichnis

Anlage 1a: Darstellung der Baustelleneinrichtungsfläche (BE-Fläche) 27

Anlage 1b: Bestätigung der ordnungsgemäßen Ausführung der Arbeiten in statischer und konstruktiver Hinsicht 28

Anlage 2: Zeichnungen Kurvenradien (separates Dokument 0092-8386)

Anlage 3: Zeichnungen Kranstellflächen (separates Dokument 0092-8388)

Anlage 4: Projektspezifische Beispiele (separates Dokument 0092-8389)

Verwendete Abkürzungen:

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

T05 0040-4327 Ver 13 - Approved- Exported from DMS: 2022-05-03 . OL

1 Allgemeines

1.1 Vorbemerkungen

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

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

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

1.2 Verantwortliche Personen

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

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

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

1.3 Abstimmung mit Vestas

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

HINWEIS: Die Nichteinhaltung der Anforderungen kann zu Behinderungen im Arbeitsablauf und somit zu Zusatzkosten z. B. durch Stillstandzeiten oder zusätzlichen Personal- und Geräteeinsatz führen.
Eine rechtzeitige Abstimmung der Planung sowie der Arbeiten vor Ort mit Vestas wird in jedem Fall empfohlen.

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

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

T05 0040-4327 Ver 13 - Approved- Exported from DMS: 2022-05-03 by INVOL

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 Inbetriebnahme-zeitraums 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.

T05 0040-4327 Ver 13 - Approved- Exported from DMS: 2022-05-03 . OL

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 $\leqslant$ 12 t.

Die Beschränkung der Achslast auf $\leqslant$ 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 $\leqslant$ 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 $\leqslant$ 12 t und $\leqslant$ 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.

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

T05 0040-4327 Ver 13 - Approved- Exported from DMS: 2022-05-03 by INVOL

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	Wechsellagerungen der Kategorie 1.1 und Kategorie 1.2
Grundwasser	Batman purge	≥ 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 Wechsellagerung 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)
Baugrund-eigenschaften	Locker gelagerte Sande, kohäsive Böden mit steifer oder geringer Konsistenz
Grundwasser	≥ 50 cm unter GOK
Geotec hnische	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

T05 0040-4327 Ver 13 - Approved- Exported from DMS: 2022-05-03 L.

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 ($\leqslant$ 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 ($\leqslant$ 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 Bodenkenngrößen (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 Bodenkenngrößen für bindige und nichtbindige Böden (hier: Rechenparameter)

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

T05 0040-4327 Ver 13 - Approved- Exported from DMS: 2022-05-03 by INVOL

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

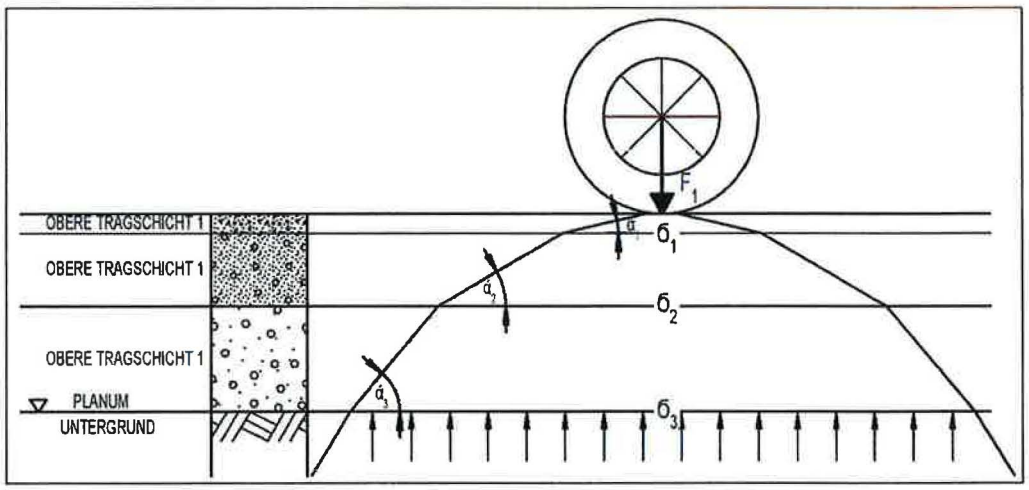
2.3.2 Statische und konstruktive Planung

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.

T05 0040-4327 Ver 13 - Approved- Exported from DMS: 2022-05-03 t

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.

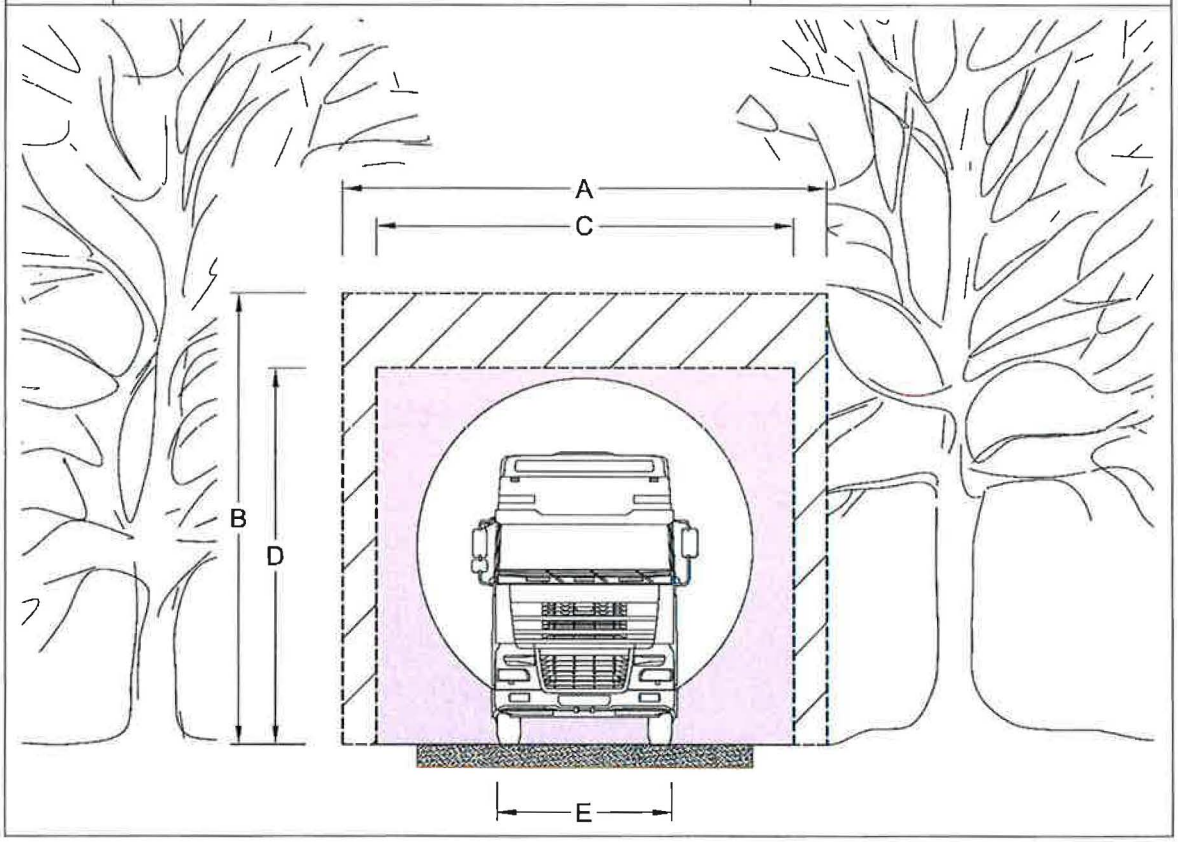
Schwerlastfahrzeuge sind keine geländegängigen Fahrzeuge und für den Verkehr auf befestigten Straßen konstruiert und vorgesehen. Daher bestehen an die Transportwege besondere Anforderungen nicht nur in Bezug auf die Tragfähigkeit, sondern auch an die Gebrauchstauglichkeit.

T05 0040-4327 Ver 13 - Approved- Exported from DMS: 2022-05-03 by INVOL

2.3.3 Übersicht über die geometrischen Anforderungen

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

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



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

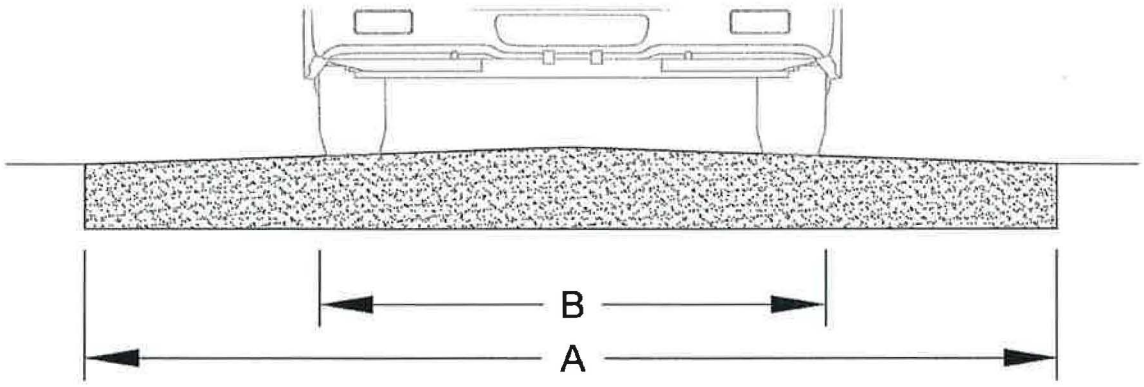
A	Durchfahrtsbreite	5,5m
B	Durchfahrtshöhe	5,0m

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

(1) Auswahl gemäß WEA-Typ Kapitel 7

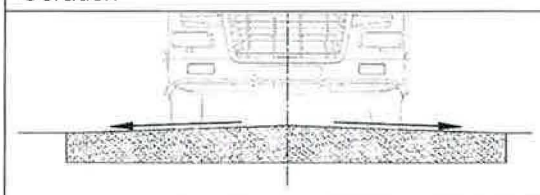
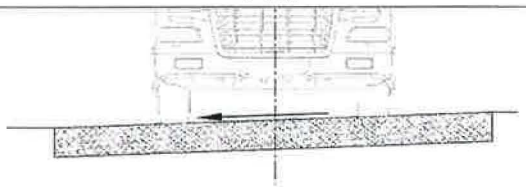
T05 0040-4327 Ver 13 - Approved- Exported from DMS: 2022-05-03 .

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



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

A Breite tragfähige Fahrbahn (Geraden) 4,0m

GRENZWERTE VON QUERGEFÄLLEN	
Kurven	⩽ 3%
Geraden	⩽ 3%
	

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

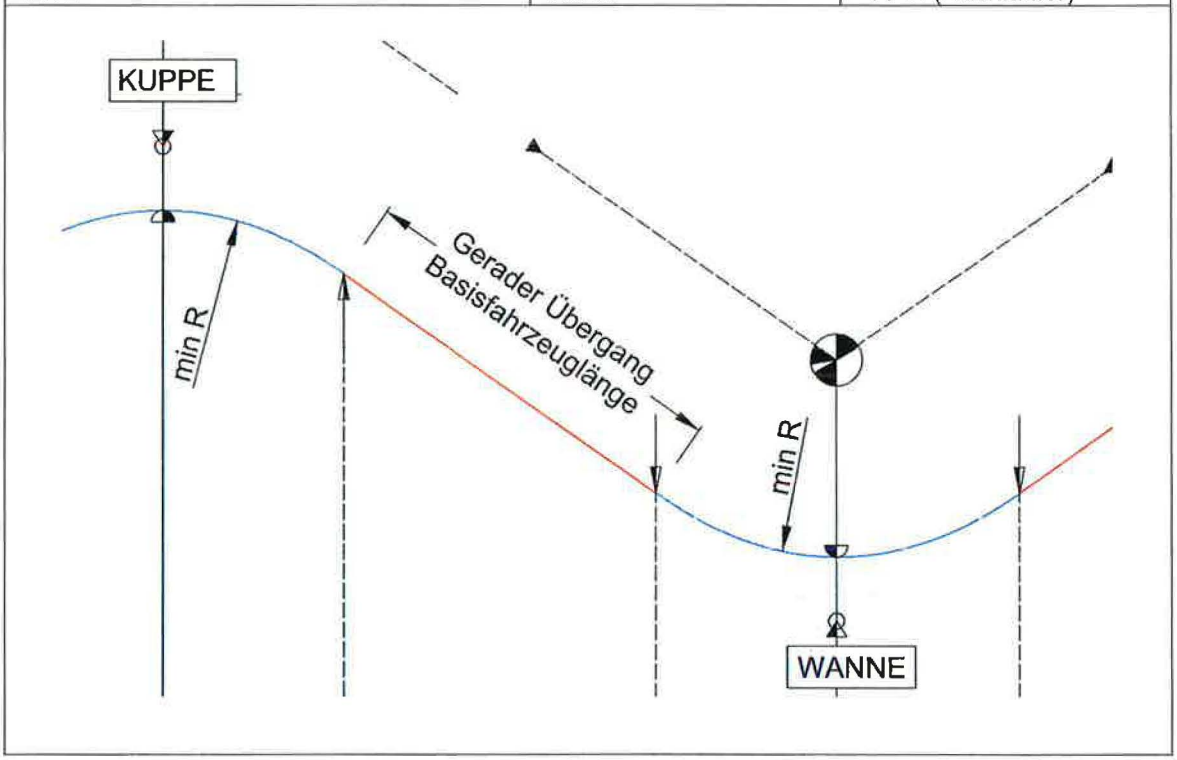
Hybridturm: Ab einer Steigung von 7% müssen ggfs. Zusatzmaßnahmen getroffen werden, wie z.B. das Umladen auf eine Transporttechnik, die zusätzlich schlepp- und bremsbar ist. Dies ist im Detail mit Vestas und Max Bögl abzustimmen bzw. Festzulegen. Hierfür wird ein entsprechender Umladeplatz notwendig.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

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

T05 0040-4327 Ver 13 - Approved- Exported from DMS: 2022-05-03 by INVOL

BODENFREIHEIT		
Komponente	Minimum	Maximum
Turm	⩾ 15 cm	⩽ 80 cm
Rotorblätter	⩾ 40 cm	⩽ 80 cm

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



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

T05 0040-4327 Ver 13 - Approved- Exported from DMS: 2022-05-03 t. 'OL

2.3.4 Anforderungen an Kurven und Kreuzungen

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

Anmerkungen:

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

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

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

Besonderer Hinweis aus dem Kapitel 1.3:

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

2.3.5 Anforderungen an Ausweichbuchten und Wendebereiche

Bei nicht einsehbaren Streckenabschnitten und/oder Längen ⩾ 0,5 km und im Streckenabschnitt der Hauptzufahrt sind Ausweichbuchten für Massentransporte von 20 m (Länge) x 4,0 m (Zusatzfahrbahnbreite) anzulegen, um ein Vorbeifahren von entgegenkommendem Verkehr (ausgenommen sind Schwerlasttransporte), sowie insbesondere die freie Durchfahrt von Rettungsfahrzeugen zu gewährleisten.
Jeder Windpark muss über mindestens eine Wendemöglichkeit verfügen, die Lage wird projektspezifisch mit VESTAS abgestimmt. Die Radien des Wendebereiches betragen 2x R45 m zuzüglich 2 m Lichtraumprofil, dieser dient für alle Fahrzeuge exklusive der Rotorblätter.

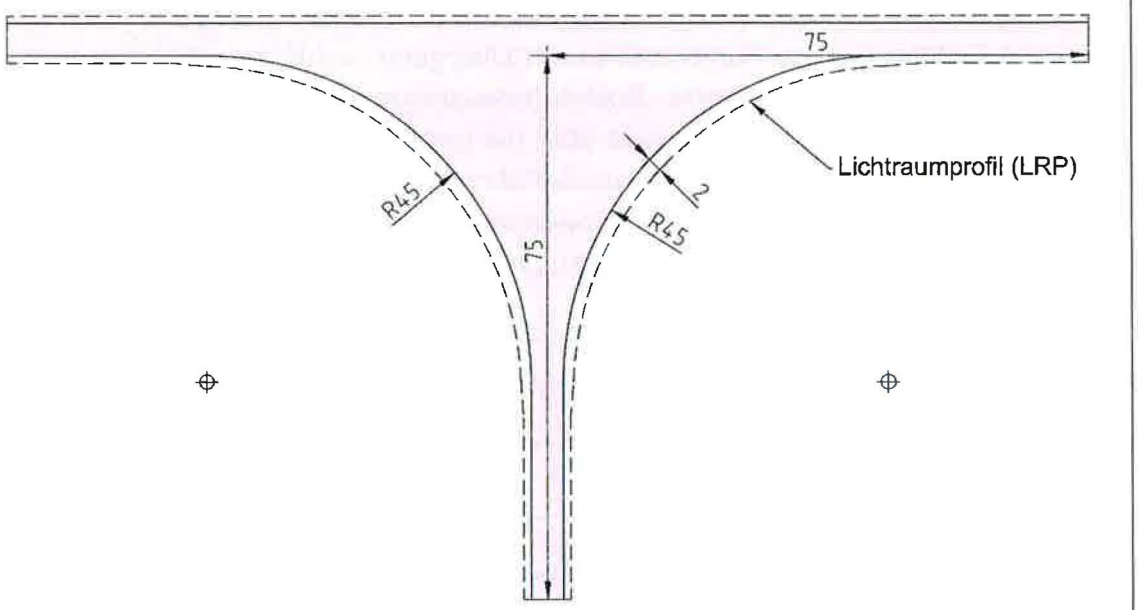
VESTAS PROPRIETARY NOTICE

T05 0040-4327 Ver 13 - Approved- Exported from DMS: 2022-05-03 by INVOL

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 Anlagetyp zu wählen.

Beispieldarstellung eines Wendetrichters

WENDETRICHTER



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

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

In der Nähe der Kranstellfläche muss eine Ausweichbucht angelegt werden, damit es während der Montage nicht zu einer Behinderung zwischen zu- und abfahrenden Transportfahrzeugen kommt. An dieser Stelle muss die Straße auf einer Länge von 70 m eine Gesamtbreite von mindestens 8,0m haben.

Je nach Örtlichkeit können zusätzliche Wendemöglichkeiten von 2x R25m und Stichlänge 30m notwendig sein.

T05 0040-4327 Ver 13 - Approved- Exported from DMS: 2022-05-03 'OL

3 Anforderungen an die Kranstellflächen

Im vorliegenden Kapitel werden die weiterführenden Anforderungen an die Kranstellflächen definiert.

3.1 Übersicht über die Fahrzeuge, Krane, Komponenten und Materialien

Einen Überblick über die zum Einsatz kommenden Fahrzeuge, Krane, Komponenten und Materialien gibt die folgende Auflistung:

• Begleitfahrzeuge	ca. 3,5 t Gesamtgewicht
• ca. 55-65 LKW und Schwerlasttransporte	Achslast 12 t
• 2 Hilfskrane, 1 Vormontagekran, min. 1 Großkran	Achslast 12 t
• ca. 66 Fahrzeuge für Betonfertigteile pro CHT	
• Stahlturmteile	42 t bis 95 t
• Maschinenhaus, Nabe, Getriebe	35 t bis 105 t
• 3 Rotorblätter	12-27 t
• Werkzeugcontainer	
• Baustelleneinrichtung	

Hinweis: Anlagenspezifisch abweichend.

T05 0040-4327 Ver 13 - Approved- Exported from DMS: 2022-05-03 by INVOL

3.2 Belastungen und Belastungsbereiche

Für die Kranstellflächen gelten die in Kapitel 2.1 definierten Belastungen und Anforderungen gleichlautend. Jedoch gelten für die verschiedenen Teilflächen/ Teilbereiche der Kranstellflächen verschiedene Belastungsstufen und Anforderungsprofile.
Es wird von vollflächiger Nutzung der beschriebenen Teilflächen ausgegangen. Die gegebenenfalls notwendigen lastfreien Bereiche sind zu berechnen und zu ergänzen.

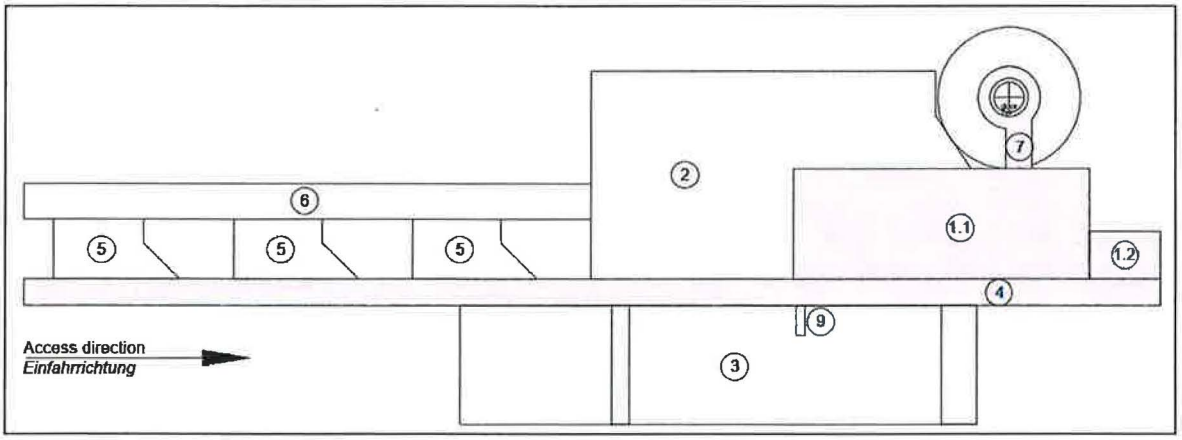
Tabelle 3: Bezeichnung, Belastung und Anforderungen an die Kranstell(teil)flächen

Nr.	Teilflächen-bezeichnung	Verwendung	Achslast (t) gebrauchs-tauglich	Anforderungen/ Beschaffenheit
1	Kranstellfläche	Montagekran		0% Gefälle, Flächenlast: 260 kN/m² für NH ≤152m 350- 400[2] kN/m² für NH >152m, dauerhaft ausgebaut, Krantyp z.B. LG1750/ LR11000
2	Montagefläche	Montage	12	0 % Gefälle; temporär ausgebaut, zum Teil Wiederherstellung im Servicefall notwendig
3	Lagerfläche	Rotorblatt-lagerung	6 (nur Blatt-ablage-streifen)	eben und frei von Hindernissen, Ablagestreifen 30 cm angehoben, höhengleich zueinander, in alle Richtungen neigungsfrei, temporär ausgebaut
4	Transportweg	Transport	12	vgl. Kapitel 2, dauerhaft ausgebaut
5	Hilfskranfläche	Hilfskran	12	<2 % Gefälle, temporär ausgebaut, Wiederherstellung im Servicefall notwendig
6	Rüstfläche	Rüsten	12	<2 % Gefälle vom Kranmittelpunkt, temporär ausgebaut, Wiederherstellung im Servicefall notwendig
7	Turmsockelumfahrung und Zufahrt	Arbeitsbereich	6	dauerhaft ausgebaut
8	Ballast- und Hilfskranfläche	Ballastieren des Großkranes	12	eben und frei von Hindernissen, temporär ausgebaut, Wiederherstellung im Servicefall notwendig
9	Turmlager	Lagerfläche	12	temporär ausgebaut
10	Werkzeuglager	Lagerfläche	12	<2 % Gefälle, temporär ausgebaut

[2] Standortspezifische Berechnung empfohlen.

T05 0040-4327 Ver 13 - Approved- Exported from DMS: 2022-05-03 [illegible]

Prinzipdarstellung einer Kranstellfläche



Prinzipdarstellung der Blattablagefläche



T05 0040-4327 Ver 13 - Approved- Exported from DMS: 2022-05-03 by INVOL

3.3 Anforderungen an die Planung (Länderspezifisch)

3.3.1 Baugrundgutachten und Baugrunderkundungen

WEA-Kranstellflächen sind wie Gründungsflächen von Bauwerken der Geotechnischen Kategorie GK 3 zu erkunden und zu untersuchen.
Der geotechnische Sachverständige hat geeignete Erkundungsmaßnahmen zu planen, auszuführen und auszuwerten sowie Hinweise zum Wegeaufbau und zur Stabilisierung der Kranstellflächen (z.B. Mächtigkeit des Tragschichtaufbaus, ggf. Angaben zum Einsatz von Geokunststoffen oder hydraulischen Bindemitteln) in seinem geotechnischen Bericht zu geben.
Hierbei ist zu beachten, dass auf der gesamten Kranstellfläche, inklusive der an die Kranstellfläche angrenzenden Baugruben-Arbeitsraumverfüllung des WEA-Fundamentes, die von VESTAS angegebene Bodenpressung aufgenommen und schadlos abgetragen werden kann.

Neben den Angaben in Kapitel 2.3.1 wird für die Planung der Kranstellflächen im Bereich der Fläche 1 ergänzend gefordert sowie im Bereich der Flächen 2 bis 3, 5 und 8 ergänzend empfohlen:

- mindestens je zwei indirekte Erkundungen z.B. in Form von elektrischen Drucksondierungen (CPT) gemäß DIN EN ISO 22476-1 oder glw. bis in die Einflusstiefe der Lasten unter Geländehöhe abzuteufen.
- je eine direkte Erkundung z. B. in Form einer Kleinrammbohrung oder glw. bis in die Einflusstiefe der Lasten unter Geländehöhe abzuteufen, sofern sich abweichende Ergebnisse in den durchgeführten Drucksondierungen gegenüber den Hauptuntersuchungen im Bereich der Windenergieanlagen aufzeigen.
- je Bodenschicht- und/ oder Bodeneigenschaftswechsel oder Tiefenmeter mindestens eine Bodenprobe zu entnehmen.
- die Auswertung der gewonnenen Bodenproben im Baugrundlabor zur Ermittlung der Bodenparameter (Rechenwerte) bzw. zur Bestätigung der in den Normen genannten Rechenwerte vorzunehmen.
- ein rechnerischer Nachweis der Grundbruchsicherheit (gegen Durchstanzen der Kranpratzen) gemäß DIN 4017 ist vom geotechnischen Sachverständigen zu führen.

T05 0040-4327 Ver 13 - Approved- Exported from DMS: 2022-05-03 t..OL

3.3.2 Statische und konstruktive Planung

Neben den in Kapitel 2.3.2 definierten Anforderungen sind ergänzend die Nachweise für eine Flächenlast von 260 kN/m² bzw. 400 kN/m² zu führen.

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

3.3.3 Geometrische Anforderungen

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

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

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

T05 0040-4327 Ver 13 - Approved- Exported from DMS: 2022-05-03 by INVOL

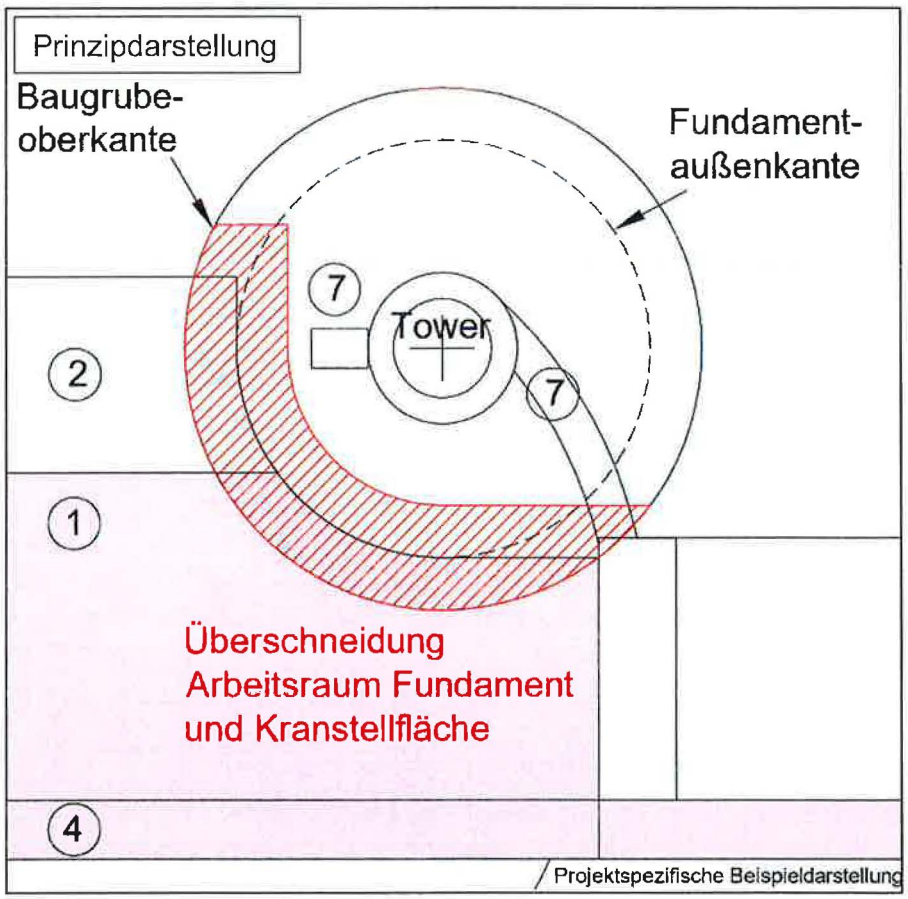
4 Anforderungen an die Bauausführung

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

Alle Arbeiten sind durch einen Sicherheits- und Gesundheitsschutzkoordinator zu beaufsichtigen.

Der Arbeitsraum des Fundamentbaus greift bei einigen Fundamenten in den Bereich der Kranstellfläche. Wird die Kranstellfläche vor Ausführung der Fundamentarbeiten vollständig fertig gestellt, kommt es beim Aushub im Randbereich zu Überschneidung und Zerstörung der Kranstellfläche. Diese wäre nachträglich wiederherzustellen. Aus diesem Grund ist bei der Ausführung der Arbeiten für die Kranstellfläche der Übergangsbereich zum Fundament (Arbeitsraum) zurückzustellen, bis das Fundament betoniert und der Arbeitsraum verfüllt und verdichtet ist. So lässt sich ausschließen, dass es zu zusätzlichen Aufwendungen und Mehrkosten kommt.

Abbildung 2: Überschneidung Arbeitsraum Fundament und Kranstellfläche



T05 0040-4327 Ver 13 - Approved- Exported from DMS: 2022-05-03 t

4.1 Lieferung der Ankerkorbkonstruktion

Mit dem Beginn der Lieferleistung durch Vestas ist die Lieferung der Ankerkorbkonstruktion zwecks Einbaus in das Fundament zu verstehen. Es wird daher gem. Kapitel 1.3 von einer Fertigstellung der Transportwege und Kranstellflächen gemäß Projektablaufplan (i.d.R. mind. 14 Tage vor Beginn der Lieferleistung) ausgegangen.

Sollte eine vorzeitige Lieferung vor Fertigstellung der Transportwege und Kranstellflächen gewollt sein, sind Ersatzflächen zur Zwischenlagerung bereitzustellen. Für die Ersatzflächen ist eine Tragfähigkeit von 12t Achslast sicherzustellen und gelten somit die Vorgaben gem. Kapitel 2 und Kapitel 3 gleichlautend. Die benötigten Abmessungen richten sich nach dem Umfang der Lieferung, so dass in jedem Fall eine Absprache mit Vestas erfolgen muss.

4.2 Prüfung der Tragfähigkeit

Zur Prüfung der Tragfähigkeiten sind vor Ort baubegleitend Verdichtungsnachweise in Form von

- flächendeckenden, dynamischen Verdichtungskontrollen z.B. mit dem leichten Fallgewichtsgerät gemäß der Technischen Prüfvorschrift für Boden und Fels im Straßenbau (TP BF-StB), Teil B 8.3 oder / und
- statischen Plattendruckversuchen durchzuführen, und zwar
    - 2 Stück auf der Kran(teil)fläche Nr. 1,
    - 1 Stück auf der Kran(teil)fläche Nr. 8,
    - je 2 Stück auf den Kran(teil)flächen Nr. 2 und 5,
    - 1 Stück je km-Transportweg mit 12 t Achslast

Der Verdichtungserfolg ist letztendlich durch den Nachweis eines Verdichtungsgrades von $D_{Pr} \geqslant 100\%$ zu bestätigen.

Anforderungen an	**Verformungs-modul E_{v2}**	**Verhältnis-wert E_{v2}/E_{v1}**	**D_{Pr}**
Transportwege mit max. 12t-Achslast	≥ 80 MN/m²	≤ 2,3	≥ 100 %
Kranstellflächen	≥ 120 MN/m²	≤ 2,3	≥ 100 %

Die maximale zulässige Spurrinnentiefe der Transportwege soll auf unter 5 cm begrenzt werden. Dabei sind Bodenfreiheit, Kuppen und Wannen jederzeit zu gewährleisten.

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

T05 0040-4327 Ver 13 - Approved- Exported from DMS: 2022-05-03 by INVOL

Das Feinanteil von Baustoffgemischen für Schottertragschichten darf 5% nicht übersteigen.

Hinweise: Je größer das Verformungsmodul ist, desto steifer ist der Baugrund. Je kleiner der Verhältniswert ist, desto besser ist die Verdichtung des Baugrundes. Der bestmögliche Verhältniswert ist 1.
Erfahrungsgemäß müssen die natürlich anstehenden Böden bereits ein Verformungsmodul von $E_{v2} \geqslant 45$ MN/m² erreichen, um die o. g. Werte letztendlich bei einem fachgerechten Aufbau von ca. 60 cm erreichen zu können. Kann dieser Wert auf dem natürlichen Baugrund nicht erreicht werden, ist dieser bis in größere Tiefen zu verbessern. Maßnahmen sind z. B. die Erhöhung der Tragschichtdicke, Stabilisierung mit hydraulischen Bindemitteln, Verlegen von Geokunststoffen und Geovlies etc.

Bei mächtigeren Aufbauten bzw. Bodenverbesserungsmaßnahmen als die Wirkungstiefe der Plattendruckversuche bzw. die Einflusstiefe der Belastungen, ist dementsprechend der Aufbau lagenweise zu prüfen, oder sind prüfende Baugrunderkundungen in Form von Drucksondierungen oder gleichwertig auszuführen.

Der letztendlich erforderliche Umfang der Prüfungen richtet sich nach den geologischen Gegebenheiten sowie den geplanten Maßnahmen vor Ort und liegt im Verantwortungsbereich des Baugrundsachverständigen.

Zur Bestätigung der Mindesttragfähigkeiten ist Vestas spätestens 14 Tage vor Beginn der Lieferung die Bescheinigung der ordnungsgemäßen Ausführung der Arbeiten in statischer und konstruktiver Hinsicht gem. Anlage 1b zu übergeben (siehe hierzu auch Kapitel 1.3).

Auf Anfrage sind dem Vestas-Projektmanagement die entsprechenden Aufzeichnungen und Ergebnisse der Messungen vorzulegen.

T05 0040-4327 Ver 13 - Approved- Exported from DMS: 2022-05-03 b, 'OL

4.3 Wartungs- und Kennzeichnungspflicht

Die Wartung der Transportwege und Kranstellflächen muss während der Lieferung, Lagerung und Installation der Windenergieanlagen sowie allen Servicezeiten gewährleistet sein. Die Wartung umfasst

- Alle erforderlichen Maßnahmen zur Sicherung und ggf. Wiederherstellung der statischen und konstruktiven Anforderungen,
- insbesondere die Beseitigung von Schlaglöchern, Aufwölbungen, Spurrillen etc. vor Lieferung der Großkomponenten,
- die Vermeidung von Staub und Schmutz durch Beregnung der Flächen,
- die ordnungsgemäße Entwässerung der Flächen,
- den Winterdienst,
- die Kennzeichnung der schneebedeckten Flächen durch Signalpfosten.

5 Anforderungen an die Baustelleneinrichtungsflächen

Für die befestigte Baustelleneinrichtungsfläche 30m x 40m, <2%-Gefälle, gelten die in Kapitel 2.1 definierten Belastungen und Anforderungen gleichlautend. Ab 12 Windenergieanlagen wird eine vergrößerte Baustelleneinrichtungsfläche benötigt. Dies ist mit dem Vestas Projektteam abzustimmen. Die Park-, Rangier- und Ladeflächen sind für eine Achslast von 12t auszulegen. Die diesen Bereich umschließende sonstige Baustelleneinrichtungsfläche ist als Lager- und Abstellfläche (z. B. von Containereinrichtungen etc.) vorzusehen und muss eben sowie frei von Hindernissen sein.

Baustelleneinrichtungsflächen müssen außerhalb des Gefahrenbereiches mit einem Radius von min. 200 m um die jeweiligen Windenergieanlagen positioniert sein.

Die erforderlichen Abmessungen sind der Anlage 1a zu entnehmen.

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

T05 0040-4327 Ver 13 - Approved- Exported from DMS: 2022-05-03 by INVOL

6 Sonstige Anforderungen und Hinweise

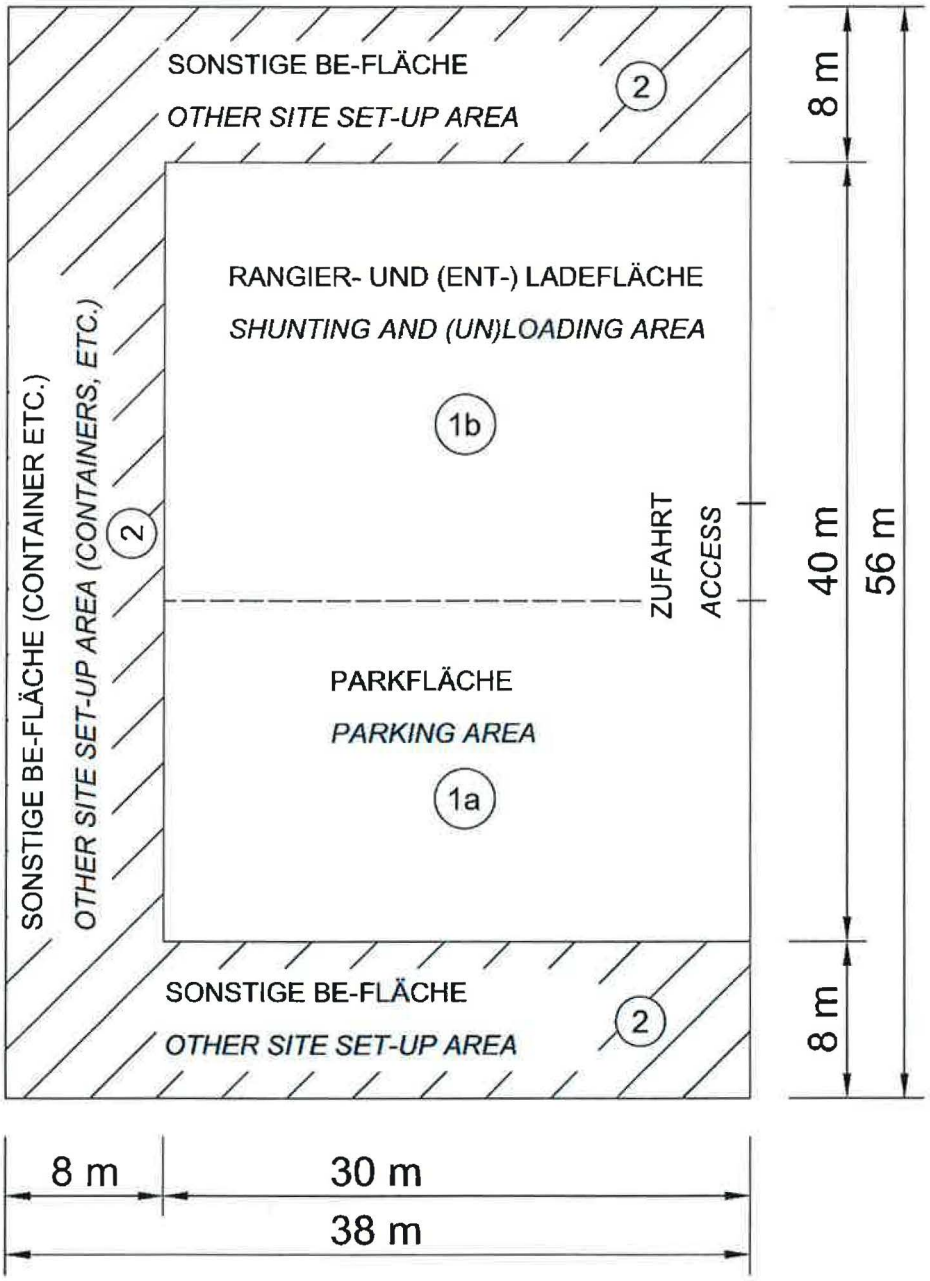
Folgende sonstige Anforderungen und Hinweise werden formuliert:

- 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.

T05 0040-4327 Ver 13 - Approved- Exported from DMS: 2022-05-03 b. 'OL

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

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

T05 0040-4327 Ver 13 - Approved- Exported from DMS: 2022-05-03 by INVOL

Anlage 1b: Bestätigung der ordnungsgemäßen Ausführung der Arbeiten in statischer und konstruktiver Hinsicht

Transportwege und Kranstell(teil)flächen

1. Bestätigung

Hiermit wird die ordnungsgemäße Ausführung der Arbeiten in statischer und konstruktiver Hinsicht sowie die Einhaltung der Anforderungen gem. Dokument 0040-4327 V13 – Anforderungen an Transportwege und Kranstellflächen für das Projekt ..... bestätigt.

Auf Anfrage können dem Vestas-Projektmanagement die entsprechenden Aufzeichnungen und Ergebnisse der Messungen binnen 5 Tagen vorgelegt werden.

2. Transportwege

(...) alle

(....) Streckenabschnitte: 1. .....

2. .....

3. .....

3. Kranstell(teil)flächen

(...) alle

(...) Kranstellfläche
WEA: ..... Teilfläche(n):.....
WEA: ..... Teilfläche(n):.....
WEA: ..... Teilfläche(n):.....

4. Verantwortliche Personen / Unterschriften

Für die Richtigkeit der Angaben Bauherr:

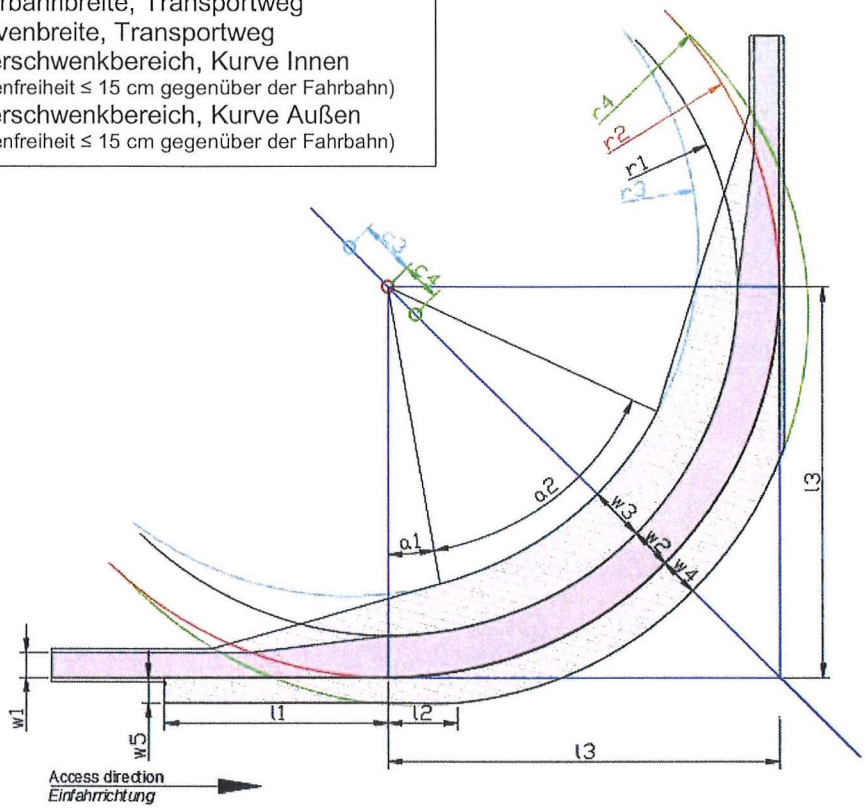
T05 0040-4327 Ver 13 - Approved- Exported from DMS: 2022-05-03 b.

Anlage 2: Kurvenradien

Vor Einfahrt in eine Kurve (z.B. S-Kurve), muss mind. die entsprechende Basisfahrzeuglänge (s. Dokument 0040-4327 Kapitel 2.3.3.) zum gerade Positionieren des Transporterfahrzeuges vorhanden sein.

DARSTELLUNG EINER 90°-KURVE

Legende:
w1 – Fahrbahnbreite, Transportweg
w2 – Kurvenbreite, Transportweg
w3 – Überschwenkbereich, Kurve Innen
(Bodenfreiheit ≤ 15 cm gegenüber der Fahrbahn)
w4 – Überschwenkbereich, Kurve Außen
(Bodenfreiheit ≤ 15 cm gegenüber der Fahrbahn)



90°	l1	l2	l3	w1	w2	w3	w4	w5	r1	r2	r3	r4	c3	c4	a1	a2
V100 V110 V112	14	3	51,5	4,5	6,5	3	4	3	45	51,5	45	51,5	3	4	13	64
V117	21	3	56,5	4,5	6,5	3	4	3	50	56,5	50	56,5	3	4	13	64
V126	23	4	61,5	4,5	6,5	3	5	3,5	55	61,5	55	61,5	3	5	14	63
V136	28	3	64	4,5	6,5	5	4	3	57,5	64	57,5	64	5	4	18	55
V150	37,5	3,5	67,5	4,5	7,5	5	5	3,5	60	67,5	60	67,5	5	5	22	50
V162	40	5	70	4,5	7,5	9	5	3,5	62,5	70	62,5	70	9	5	10	55
V172	40	13	70	4,5	7,5	10	7	4,5	62,5	70	62,5	70	10	7	10	55

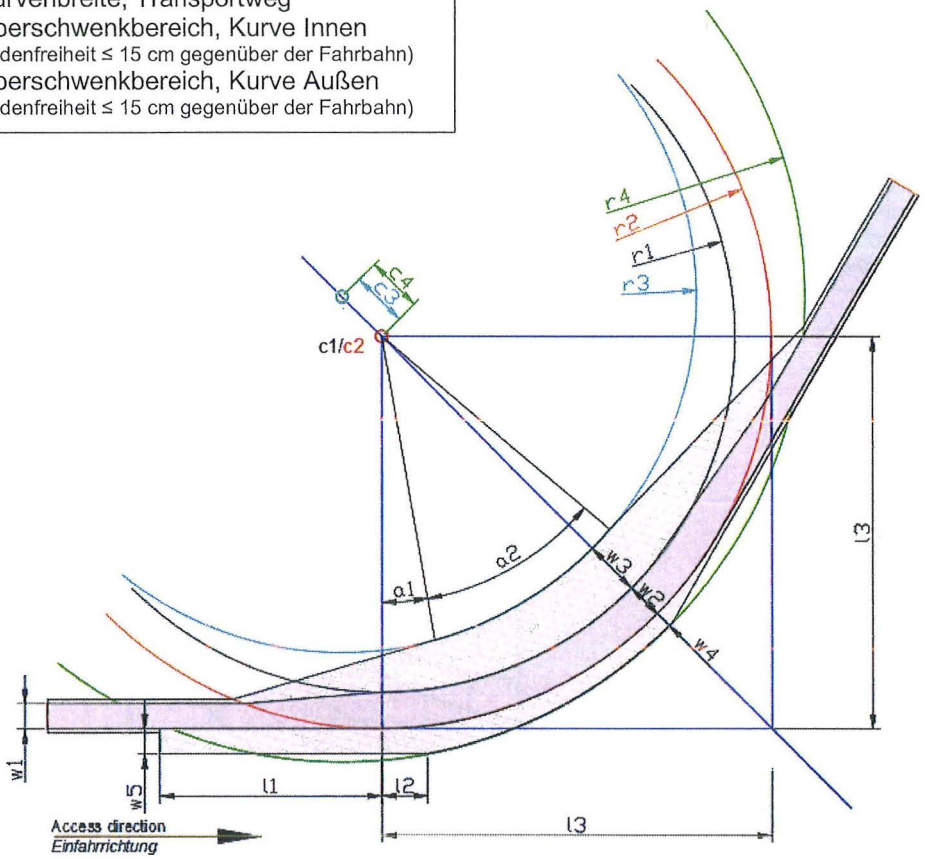
VESTAS PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of Vestas Wind Systems A/S. It is protected by copyright law as an unpublished work. Vestas reserves all patent, copyright, trade secret, and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by Vestas in writing and subject to applicable conditions. Vestas disclaims all warranties except as expressly granted by written agreement and is not responsible for unauthorized uses, for which it may pursue legal remedies against responsible parties.

T05 0092-8386 Ver 02 - Approved- Exported from DMS: 2022-05-03 by INVOL

Dokument-Nr: 0092-8386 V02	**Anlage 2** Zeichnungen Kurvenradien	Datum: 01.05.2022 **Seite 2**

DARSTELLUNG EINER 120°-KURVE

Legende:
w1 – Fahrbahnbreite, Transportweg
w2 – Kurvenbreite, Transportweg
w3 – Überschwenkbereich, Kurve Innen
(Bodenfreiheit ≤ 15 cm gegenüber der Fahrbahn)
w4 – Überschwenkbereich, Kurve Außen
(Bodenfreiheit ≤ 15 cm gegenüber der Fahrbahn)



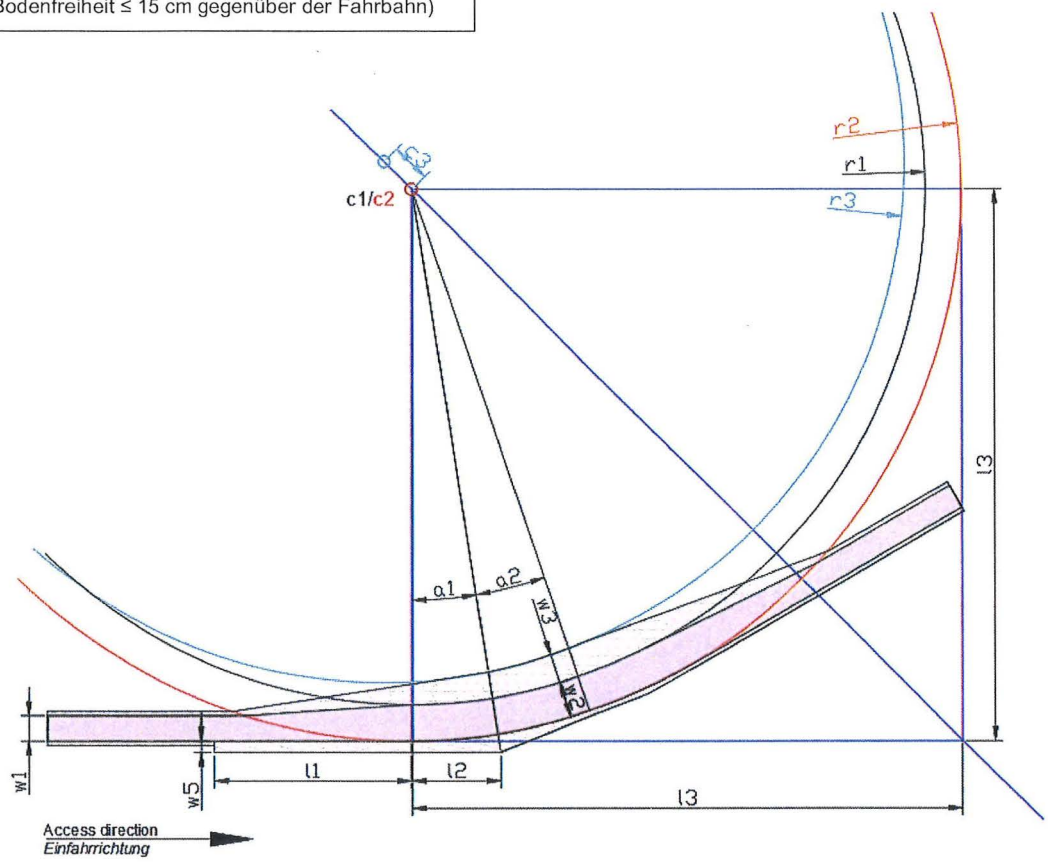
120°	l1	l2	l3	w1	w2	w3	w4	w5	r1	r2	r3	r4	c3	c4	a1	a2
V100 V110 V112	23,6	x	51,5	4,5	6,5	2,5	1,5	3	45	51,5	45	59	2,5	6	8	45
V117	24,4	x	56,5	4,5	6,5	2,5	1,5	3	50	56,5	50	64	2,5	6	10	45
V126	27	x	61,5	4,5	6,5	4	1,5	3,5	55	61,5	55	70	4	7	10	40
V136	32	7	64	4,5	6,5	4,5	2	3,5	57,5	64	57,5	75	4,5	9	10	40
V150	36	10	67,5	4,5	6,5	6	2,5	3,5	61	67,5	61	80	6	10	10	45
V162	40	13	70	4,5	6,5	10	3	3,5	63,5	70	63,5	83	10	10	10	40
V172	40	8	70	4,5	6,5	10	3	4,5	63,5	70	63,5	83	10	10	10	40

T05 0092-8386 Ver 02 - Approved- Exported from DMS: 2022-05-03 by

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

DARSTELLUNG EINER 150°-KURVE

Legende:
w1 – Fahrbahnbreite, Transportweg
w2 – Kurvenbreite, Transportweg
w3 – Überschwenkbereich, Kurve Innen
(Bodenfreiheit ≤ 15 cm gegenüber der Fahrbahn)
w4 – Überschwenkbereich, Kurve Außen
(Bodenfreiheit ≤ 15 cm gegenüber der Fahrbahn)



150°	l1	l2	l3	w1	w2	w3	w4	w5	r1	r2	r3	r4	c3	c4	a1	a2
V100 V110 V112	25	5	73	4,5	5,5	2	x	2	67,5	73	67,5	x	2	x	9	16
V117	25	5	80,5	4,5	5,5	2	x	2	75	80,5	75	x	2	x	9	16
V126	25	5	88	4,5	5,5	2,5	x	2	82,5	88	82,5	x	3	x	7	14
V136	25	5	92	4,5	5,5	2,5	x	2	86,5	92	86,5	x	3	x	9	16
V150	33,5	15	96,5	4,5	6,5	3	x	2	90	96,5	90	x	3,5	x	9	17
V162	35	16	99	4,5	6,5	5,5	x	2	92,5	99	93,5	x	7	x	9	10
V172	35	16	99	4,5	6,5	5,5	x	2	92,5	99	93,5	x	7	x	9	10

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

T05 0092-8386 Ver 02 - Approved- Exported from DMS: 2022-05-03 by INVOL

Anlagenverzeichnis

Es sind nicht alle Anlagentypen in allen Regionen verfügbar.

WEA-Typ	Zeichnungen	Sonder-transporte (Komponentenanzahl)
V112 - 3.3MW - HH 94m (TST)	A1.1 bis A1.2 (01.04.2021)	10
V112 - 3.3MW - HH 119m (TST)	A2.1 bis A2.2 (01.04.2021)	11
V112 - 3.45MW - HH 140m (TST)	A3.1 bis A3.2 (01.04.2021)	12
V117 - 3.45MW - HH 91.5m (TST)	A4.1 bis A4.2 (01.04.2021)	10
V117 - 3.45MW - HH 116.5m (TST)	A5.1 bis A5.2 (01.04.2021)	11
V117 - 3.45MW - HH 141.5m (LDST)	A6.1 bis A6.2 (01.04.2021)	15
V126 - 3.45MW - HH 87m (TST)	A17.1 bis A17.2 (01.04.2021)	10
V126 - 3.45MW - HH 117m (TST)	A7.1 bis A7.2 (01.04.2021)	11
V126 - 3.45MW - HH 137m (LDST)	A8.1 bis A8.2 (01.04.2021)	15
V126 - 3.45MW - HH 149m (LDST)	A9.1 bis A9.2 (01.04.2021)	15
V126 - 3.45MW - HH 166m (LDST)	A10.1 bis A10.2 (01.04.2021)	16
V136 - 4.2MW - HH 82m (TST)	A18.1 bis A18.2 (01.04.2021)	9
V136 - 4.2MW - HH 112m (TST)	A16.1 bis A16.2 (01.04.2021)	9
V136 - 3.45MW - HH 132m (LDST)	A11.1 bis A11.2 (01.04.2021)	15
V136 - 4.2MW - HH 149m (LDST)	A12.1 bis A12.2 (01.04.2021)	15
V136 - 4.2MW - HH 166m (LDST)	A13.1 bis A13.2 (01.04.2021)	16
V150 - 6.0MW - HH 105 m (TST)	A26.1 bis A26.2 (01.06.2021)	11
V150 - 4.2MW - HH 123m+ 2m (TST)	A15.1 bis A15.2 (01.04.2021)	12
V150 – 5.6 / 6.0MW - HH 125m (TST)	A19.1 bis A19.2 (01.04.2021)	12
V150 - 4.2MW - HH 145m (LDST)	A20.1 bis A 20.2 (01.04.2021)	15
V150 - 5.6 / 6.0MW - HH 148m (LDST)	A21.1 bis A21.2 (25.08.2021)	15
V150 - 4.2MW - HH 166m+ 3m (LDST)	A14.1 bis A14.2 (01.04.2021)	16
V150 - 5.6 / 6.0MW - HH 166m+ 3m (LDST)	A22.1 bis A22.2 (08.09.2021)	21
V162 – 5.6 / 6.0/ 6.2MW - HH 119m (TST)	A23.1 bis A23.2 (01.05.2022)	12
V162 – 6.5/ 6.8/ 7.2MW- HH 119m + 3m (TST)	A35.1 bis A35.2 (01.05.2022)	13
V162 - 5.6MW - HH 148m / 149m (LDST)	A24.1 bis A24.2 (01.05.2022)	18
V162 - 5.6MW - HH 166m+ 3m (LDST)	A25.1 bis A25.2 (01.05.2022)	21

T05 0092-8388 Ver 06 - Approved- Exported from DMS: 2022-05-03 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of Vestas Wind Systems A/S. It is protected by copyright law as an unpublished work. Vestas reserves all patent, copyright, trade secret, and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by Vestas in writing and subject to applicable conditions. Vestas disclaims all warranties except as expressly granted by written agreement and is not responsible for unauthorized uses, for which it may pursue legal remedies against responsible parties.

V150 - 5.6 / 6.0MW - HH 166m / 169m (CHT)	A50.1 bis A50.2 (25.08.2021)	10
V162 -5.6 / 6.0 / 6.2MW - HH 166m / 169m (CHT)	A51.1 bis A51.2 (01.05.2022)	10
V162 – 6.5 / 6.8 / 7.2MW - HH 169m (CHT)	A52.1 bis A52.4 (01.05.2022)	10
V172 – 6.5 / 6.8 / 7.2MW - HH 164m (CHT)	A54.1 bis A54.2 (01.05.2022)	10
V172 – 6.5 / 6.8 / 7.2MW - HH 175m (CHT)	A55.1 bis A55.4 (01.05.2022)	10

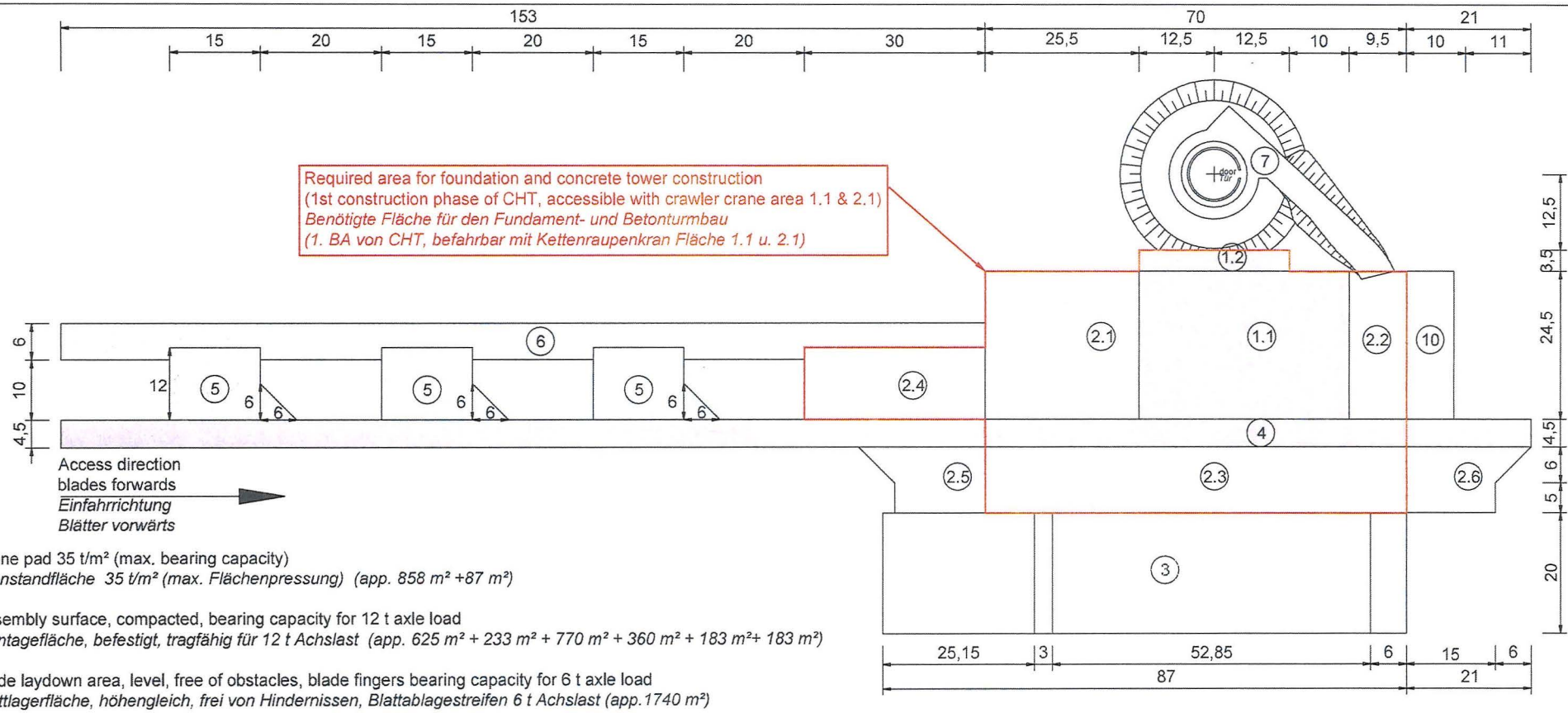
Hinweis: Planungshilfen als DWG-Dateien im Vestas-Download-Center verfügbar.

Verwendete Abkürzungen:

LDST	Large Diameter Steel Tower (Stahlturm mit großem Durchmesser)
CHT	Concrete Hybrid Tower (Beton-Hybridturm)
TST	Tubular Steel Tower (Stahlrohrturm)
HH	Hub Heigh (Nabenhöhe)
HTST	High Tubular Steel Tower (Stahlrohrturm mit >6m Turmdurchmesser)
HH	Hub Heigh (Nabenhöhe)
DIBt	German Institute for Structual Engineering (Deutsches Institut für Bautechnik)
IEC	International Electrotechnical Commission (Internationale Elektrotechnische Kommission)

T05 0092-8388 Ver 06 - Approved- Exported from DMS: 2022-05-03

PUBLIC



1. Crane pad 35 t/m² (max. bearing capacity)
   Kranstandfläche 35 t/m² (max. Flächenpressung) (app. 858 m² +87 m²)
2. Assembly surface, compacted, bearing capacity for 12 t axle load
   Montagefläche, befestigt, tragfähig für 12 t Achslast (app. 625 m² + 233 m² + 770 m² + 360 m² + 183 m²+ 183 m²)
3. Blade laydown area, level, free of obstacles, blade fingers bearing capacity for 6 t axle load
   Blattlagerfläche, höhengleich, frei von Hindernissen, Blattablagestreifen 6 t Achslast (app.1740 m²)
4. Site road 4,5 m width, bearing capacity for 12 t axle load
   Zuwegung 4,5 m breit, tragfähig für 12 t Achslast
5. Auxiliary crane pad, compacted, bearing capacity for 12 t axle load
   Hilfskranfläche, befestigt, tragfähig für 12 t Achslast (app. 3 x 198 m²)
6. Boom assembly area, compacted
   Rüstfläche für Gittermastmontage, befestigt (app. 768 m²)
7. Tower bypass 2 m width and access 4,5 m width, compacted, max. 8-10% gradient, bearing capacity for 6 t axle load
   Turm Umfahrung 2 m breit, Zufahrt 4,5m breit, befestigt, max. 8-10% Steigung, tragfähig für 6 t Achslast
10. Storage area (tools, lifting tools etc.), compacted, bearing capacity for 12 t axle load
    Lagerfläche (Werkzeug, Multi-Hebemittel etc.), befestigt, tragfähig für 12 t Achslast (app. 196 m²)

Attention : Areas 1, 2, 4 and 10 must be at the same level. The area 1.2 must be on the same level until the finishing of the WTG installation. Blade laydown area 3 may be max. 0.5 m lower than the crane pad.

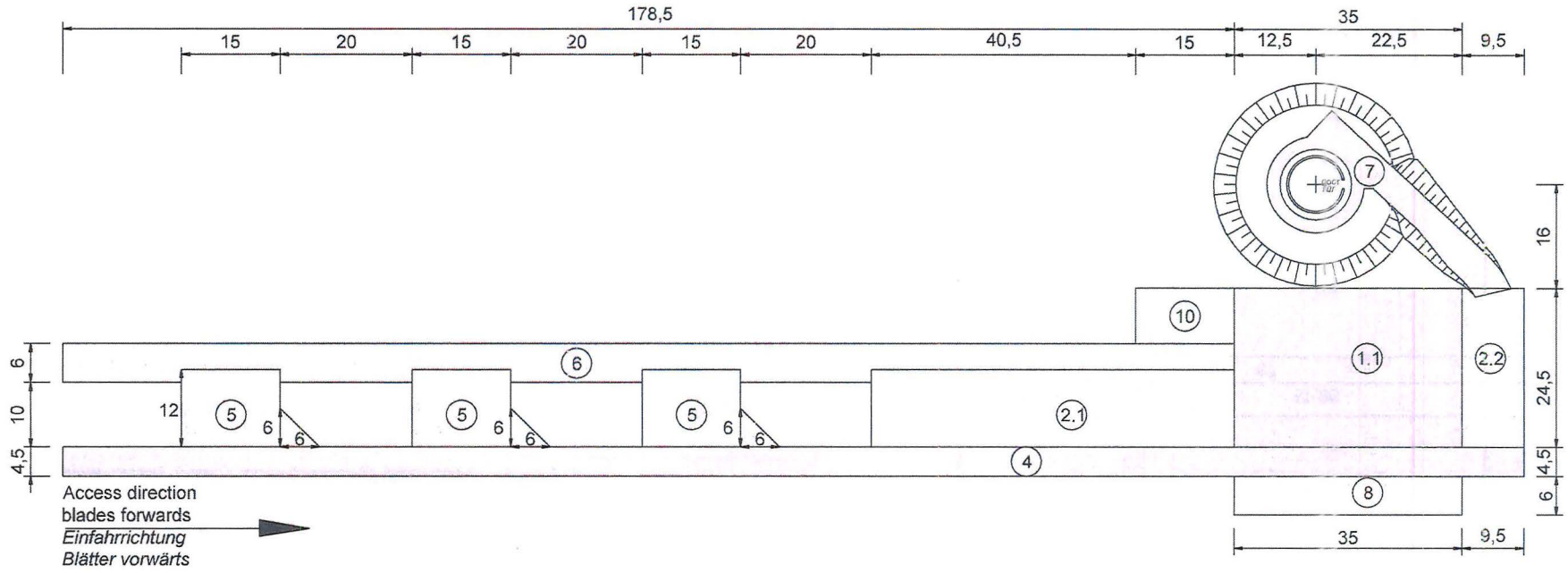
Achtung : Flächen 1, 2, 4 und 10 müssen höhengleich sein. Die Fläche 1.2 muss bis zum Abschluss der Anlagen-installation höhengleich sein. Blattlagerstreifen der Fläche 3 dürfen max. 0,5 m tiefer als die KSF liegen.

PROJECT / PROJEKT	Vestas.	VESTAS CRANE PADS *KRANSTELLFLÄCHEN*			
CONTENT / INHALT	V162 - 6.5 / 6.8 / 7.2MW - 169m Concrete Hybrid Tower / DIBT			STAGE / PHASE	Construction *Bau*
APPENDIX / ANHANG	A52.1	VERSION	0	FROM / VON	01.05.22
PROOF BY / GEPRÜFT	JEKRU PIHAT	SCALE / MAßSTAB	no		

T05 0092-8388 Ver 06 - Approved- Exported from DMS: 2022-05-03 by INVOI

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

PUBLIC



1. Crane pad 35 t/m² (max. bearing capacity)
   Kranstandfläche 35 t/m² (max. Flächenpressung) (app. 858 m²)
2. Assembly surface, compacted, bearing capacity for 12 t axle load
   Montagefläche, befestigt, tragfähig für 12 t Achslast (app. 666 m² + 233 m²)
4. Site road 4,5 m width, bearing capacity for 12 t axle load
   Zuwegung 4,5 m breit, tragfähig für 12 t Achslast
5. Auxiliary crane pad, compacted, bearing capacity for 12 t axle load
   Hilfskranfläche, befestigt, tragfähig für 12 t Achslast (app. 3 x 198 m²)
6. Boom assembly area, compacted
   Rüstfläche für Gittermastmontage, befestigt (app. 870 m²)
7. Tower bypass 2,0 m width and access 4,5 m width, compacted, max. 8-10% gradient, bearing capacity for 6 t axle load
   Turm Umfahrung 2 m breit, Zufahrt 4,5m breit, befestigt, max. 8-10% Steigung, tragfähig für 6 t Achslast
8. Ballast area, same level as crane pad, free of obstacles, compacted, bearing capacity for 12 t axle load
   Ballastfläche, höhengleich mit KSF, frei von Hindernissen, befestigt, tragfähig für 12 t Achslast (app. 210 m²)
10. Storage area (tools, lifting tools etc.), compacted, bearing capacity for 12 t axle load
    Lagerfläche (Werkzeug, Multi-Hebemittel etc.), befestigt, tragfähig für 12 t Achslast (app. 128 m²)

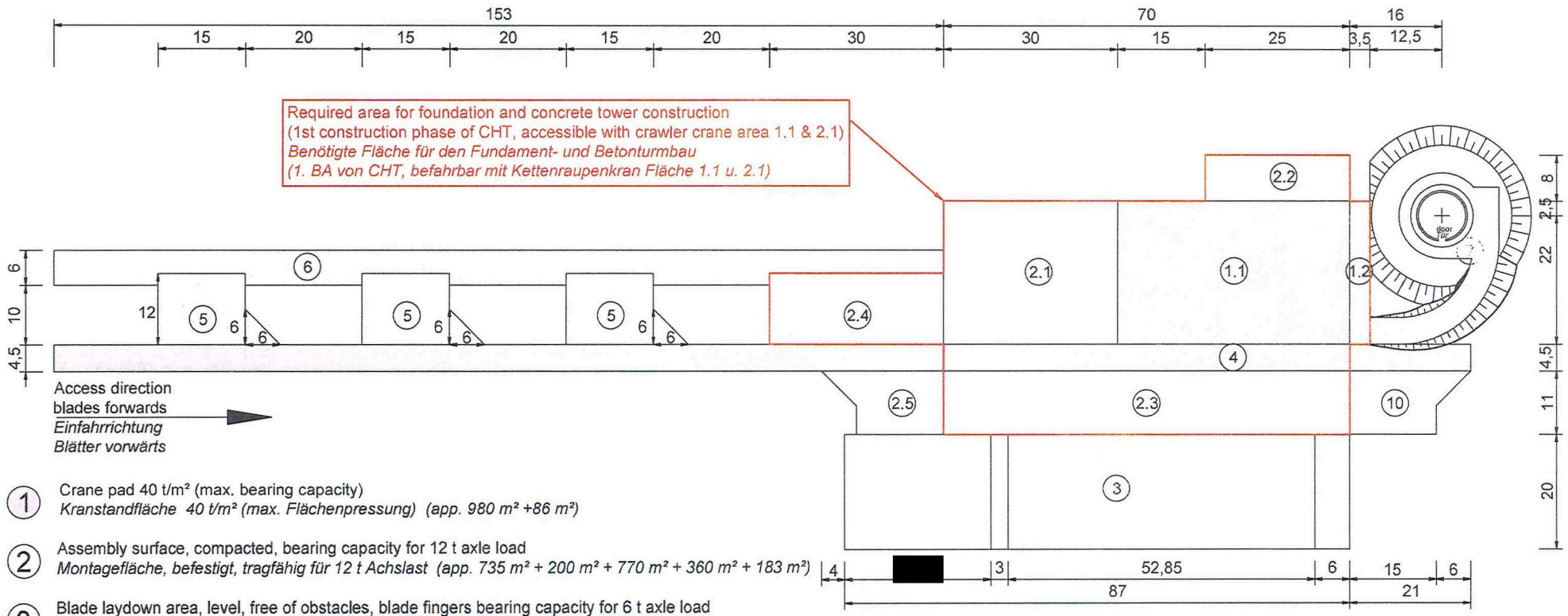
Attention : Areas 1, 2, 4, 8 and 10 must be at the same level.
Achtung : Flächen 1, 2, 4, 8 und 10 müssen höhengleich sein.

PROJECT / PROJEKT: Vestas.	VESTAS CRANE PADS *KRANSTELLFLÄCHEN*		
CONTENT / INHALT: V162 - 6.5 / 6.8 / 7.2MW - 169m Concrete Hybrid Tower / DIBT		STAGE / PHASE: Service *Betrieb*	
APPENDIX / ANHANG: A52 ?	VERSION: 0 FROM / VON: 01.05.22	PROOF BY / GEPRÜFT: JEKRU PIHAT	SCALE / MAßSTAB: no

T05 0092-8388 Ver 06 - Approved- Exported from DMS: 2022-05-03 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

PUBLIC



989000

① Crane pad 40 t/m² (max. bearing capacity)
Kranstandfläche 40 t/m² (max. Flächenpressung) (app. 980 m² +86 m²)

② Assembly surface, compacted, bearing capacity for 12 t axle load
Montagefläche, befestigt, tragfähig für 12 t Achslast (app. 735 m² + 200 m² + 770 m² + 360 m² + 183 m²)

③ Blade laydown area, level, free of obstacles, blade fingers bearing capacity for 6 t axle load
Blattlagerfläche, höhengleich, frei von Hindernissen, Blattablagestreifen 6 t Achslast (app.1600 m²)

④ Site road 4,5 m width, bearing capacity for 12 t axle load
Zuwegung 4,5 m breit, tragfähig für 12 t Achslast

⑤ Auxiliary crane pad, compacted, bearing capacity for 12 t axle load
Hilfskranfläche, befestigt, tragfähig für 12 t Achslast (app. 3 x 198 m²)

⑥ Boom assembly area, compacted
Rüstfläche für Gittermastmontage, befestigt (app. 768 m²)

⑦ Tower bypass 2,0 m width and access 4,5 m width, compacted, 8%-10% gradient, bearing capacity for 6 t axle load
Turm Umfahrung 2 m breit, Zufahrt 4,5m breit, befestigt, 8%-10% Steigung, tragfähig für 6 t Achslast

⑩ Storage area (tools, lifting tools etc.), compacted, bearing capacity for 12 t axle load
Lagerfläche (Werkzeug, Multi-Hebemittel etc.), befestigt, tragfähig für 12 t Achslast (app. 183 m²)

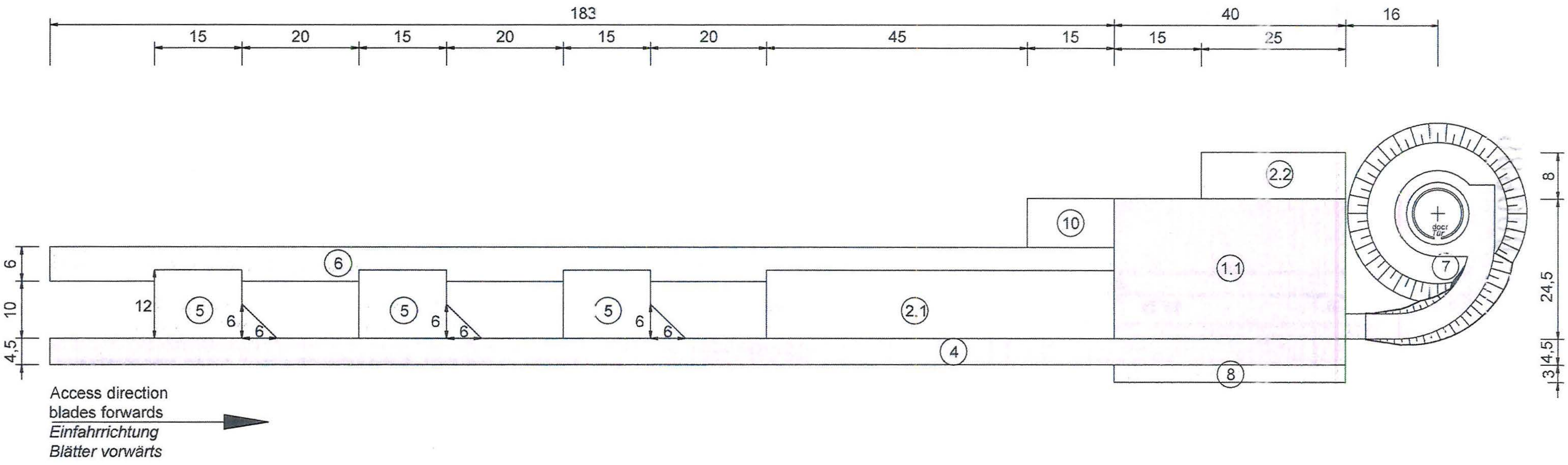
Attention : Areas 1, 2, 4 and 10 must be at the same level.
Blade laydown area 3 may be max. 0.5 m lower than the crane pad.
Achtung : Flächen 1, 2, 4 und 10 müssen höhengleich sein.
Blattlagerstreifen der Fläche 3 dürfen max. 0,5 m tiefer als die KSF liegen.

PROJECT / PROJEKT	Vestas.	VESTAS CRANE PADS *KRANSTELLFLÄCHEN*	
CONTENT / INHALT	V162 - 6.5 / 6.8 / 7.2MW - 169m Concrete Hybrid Tower / DIBT		STAGE / PHASE: Construction *Bau*
APPENDIX / ANHANG: A52.3	VERSION: 0	FROM / VON: 01.05.22	PROOF BY / GEPRÜFT: JEKRU PIHAT
			SCALE / MAßSTAB: no

T05 0092-8388 Ver 06 - Approved- Exported from DMS: 2022-05-03 by INVOI

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

PUBLIC



1. Crane pad 40 t/m² (max. bearing capacity)
Kranstandfläche 40 t/m² (max. Flächenpressung) (app. 980 m²)

2. Assembly surface, compacted, bearing capacity for 12 t axle load
Montagefläche, befestigt, tragfähig für 12 t Achslast (app. 720 m² + 200 m²)

4. Site road 4,5 m width, bearing capacity for 12 t axle load
Zuwegung 4,5 m breit, tragfähig für 12 t Achslast

5. Auxiliary crane pad, compacted, bearing capacity for 12 t axle load
Hilfskranfläche, befestigt, tragfähig für 12 t Achslast (app. 3 x 198 m²)

6. Boom assembly area, compacted
Rüstfläche für Gittermastmontage, befestigt (app. 888 m²)

7. Tower bypass 2,0 m width and access 4,5 m width, compacted, 8%-10% gradient, bearing capacity for 6 t axle load
Turm Umfahrung 2 m breit, Zufahrt 4,5m breit, befestigt, 8%-10% Steigung, tragfähig für 6 t Achslast

8. Ballast area, same level as crane pad, free of obstacles, compacted, bearing capacity for 12 t axle load
Ballastfläche, höhengleich mit KSF, frei von Hindernissen, befestigt, tragfähig für 12 t Achslast (epp. 120 m²)

10. Storage area (tools, lifting tools etc.), compacted, bearing capacity for 12 t axle load
Lagerfläche (Werkzeug, Multi-Hebemittel etc.), befestigt, tragfähig für 12 t Achslast (app. 128 m²)

Attention : Areas 1, 2, 4, 8 and 10 must be at the same level.
Achtung : Flächen 1, 2, 4, 8 und 10 müssen höhengleich sein.

PROJECT / PROJEKT: Vestas.	VESTAS CRANE PADS *KRANSTELLFLÄCHEN*		
CONTENT / INHALT: V162 - 6.5 / 6.8 / 7.2MW - 169m Concrete Hybrid Tower / DIBT		STAGE / PHASE: Service *Betrieb*	
APPENDIX / ANHANG: A52 4	VERSION: 0 FROM / VON: 01.05.22	PROOF BY / GEPRÜFT: JEKRU PIHAT	SCALE / MAßSTAB: no

T05 0092-8388 Ver 06 - Approved- Exported from DMS: 2022-05-03 by INVOL

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

000687

16.1.7 Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen

Hindernisangabe für die Flugsicherung

Tages- und Nachtkennzeichnung von Vestas Windenergieanlagen

Das Parasol-System ist im Windpark Mannhagen in Betrieb und bei Repowering der 8 WEA entsprechend auch auf die neuen WEA umgebaut.

Anlagen:

- Flugsicherung.pdf
- Tages_und_NachtkennzeichnungV25.pdf
- Parasol-Broschuere_07_2022_D.pdf

Hindernisangabe für die Flugsicherung	WEA 1-8 Manhagen
Windpark Mannhagen - Repowering von 8 Windenergieanlagen (4 x V80, 3 x V112, 1 x GE 1,5 sl) durch 8 x V162-7.2 MW mit 169 m Nabenhöhe	

Einzeldaten der WEA zwecks Stellungnahme über die Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen:

Standort:
WEA 1 Gemarkung Mannhagen, Flur 13, Flurstück 49/1
WEA 2 Gemarkung Mannhagen, Flur 13, Flurstück 44
WEA 3 Gemarkung Mannhagen, Flur 13, Flurstück 75
WEA 4 Gemarkung Wilmshagen, Flur 1, Flurstück 200
WEA 5 Gemarkung Wilmshagen, Flur 1, Flurstück 197
WEA 6 Gemarkung Mannhagen, Flur 13, Flurstück 60
WEA 7 Gemarkung Mannhagen, Flur 13, Flurstück 82
WEA 8 Gemarkung Mannhagen, Flur 13, Flurstück 80

Höhe über Grund: Nabenhöhe 169 m + Rotorradius 81 m = 250 m

Gesamthöhe: 250 m

Höhe über NN:
WEA 1 16,2 m (DHHN92)
WEA 2 12,4 m (DHHN92)
WEA 3 11,8 m (DHHN92)
WEA 4 12,5 m (DHHN92)
WEA 5 9,0 m (DHHN92)
WEA 6 7,6 m (DHHN92)
WEA 7 8,2 m (DHHN92)
WEA 8 6,2 m (DHHN92)

Bauzustand: beabsichtigter Abbau von 8 Bestands-WEA und Neubau von 8 WEA VESTAS V162-7.2 MW

Lage des Bauvorhabens

Koordinaten:

	Krassowski-Koordinaten		Bessel-Koordinaten		
WEA-Nr.	Ost	Nord	Ost	Nord	WEA –Typ, Nabenhöhe
WEA 1	4577860.277	6005421.322	4577835.081	6004832.650	VESTAS V162-7.2, 7.2 MW, 169 m

	Krassowski-Koordinaten		Bessel-Koordinaten		
WEA-Nr.	Ost	Nord	Ost	Nord	WEA –Typ, Nabenhöhe
WEA 2	4578273.688	6005399.838	4578248.492	6004811.170	VESTAS V162-7.2, 7.2 MW, 169 m
WEA 3	4577962.425	6005020.175	4577937.234	6004431.504	VESTAS V162-7.2, 7.2 MW, 169 m
WEA 4	4577213.884	6004870.232	4577188.696	6004281.554	VESTAS V162-7.2, 7.2 MW, 169 m
WEA 5	4577502.357	6004655.215	4577477.170	6004066.540	VESTAS V162-7.2, 7.2 MW, 169 m
WEA 6	4577819.113	6004481.446	4577793.928	6003892.775	VESTAS V162-7.2, 7.2 MW, 169 m
WEA 7	4578104.979	6004704.844	4578079.791	6004116.175	VESTAS V162-7.2, 7.2 MW, 169 m
WEA 8	4578464.386	6004776.178	4578439.196	6004187.513	VESTAS V162-7.2, 7.2 MW, 169 m

Die vorläufigen Koordinaten des Bauvorhabens UTM ETRS 89 Zone 33 können der folgenden Tabelle entnommen werden.

WEA - Standort	X	Y
WEA 1	33.381.854	60 03 729
WEA 2	33.382.266	60 03 690
WEA 3	33.381.939	60 03 324
WEA 4	33.381.185	60 03 206
WEA 5	33.381.464	60 02 979
WEA 6	33.381.773	60 02 792
WEA 7	33.382.068	60 03 003
WEA 8	33.382.430	60 03 059

Die vorläufigen geographischen Koordinaten (Greenwich WGS 84 - Grad, Minuten, Sekunden) können der folgenden Tabelle entnommen werden.

WEA - Standort	X (Länge)	Y (Breite)
WEA 1	13°11'24.78420“ E	54°10'04.87456“ N
WEA 2	13°11'47.54654“ E	54°10'03.95494“ N
WEA 3	13°11'30.04033“ E	54°09'51.84837“ N
WEA 4	13°10'48.65489“ E	54°09'47.40623“ N
WEA 5	13°11'04.35158“ E	54°09'40.29732“ N
WEA 6	13°11'21.64339“ E	54°09'34.50628“ N
WEA 7	13°11'37.60182“ E	54°09'41.57410“ N

WEA - Standort	X (Länge)	Y (Breite)
WEA 8	13°11'57.47179“ E	54°09'43.68394“ N

Höhenangaben

Die Nabenhöhe der geplanten WEA soll 169 m betragen. Die WEA hat einen Rotordurchmesser von 169 m.

Folglich ergibt sich eine Gesamthöhe von

169 m Nabenhöhe + 81 m Rotorradius = 250 m

über Gelände.

Die Höhe über NN und die Gesamtbauhöhe über NN für die einzelnen WEA-Standorte können der folgenden Tabelle entnommen werden.

WEA - Standort	Höhe über NN [m]	Gesamtbauhöhe über NN [m]
WEA 1	16,2 m (DHHN92)	266,2 m
WEA 2	12,4 m (DHHN92)	262,4 m
WEA 3	11,8 m (DHHN92)	261,8 m
WEA 4	12,5 m (DHHN92)	262,5 m
WEA 5	9,0 m (DHHN92)	259,0 m
WEA 6	7,6 m (DHHN92)	257,6 m
WEA 7	8,2 m (DHHN92)	258,2 m
WEA 8	6,2 m (DHHN92)	252,2 m

PUBLIC	000690	Vestas

	T05
DOKUMENT: 0049-8134.V25	BESCHREIBUNG: Gefahrenfeuer in Deutschland gemäß AVV-Kennzeichnung (2020)

Tages- und Nachtkennzeichnung von Vestas Windenergieanlagen in Deutschland

QMS 00091 VER 00

T05 0049-8134 Ver 25 - Approved- Exported from DMS: 2023-09-26 by INVOL

Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Danemark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of Vestas Wind Systems A/S. It is protected by copyright law as an unpublished work. Vestas reserves all patent, copyright, trade secret, and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by Vestas in writing and subject to applicable conditions. Vestas disclaims all warranties except as expressly granted by written agreement and is not responsible for unauthorized uses, for which it may pursue legal remedies against responsible parties.

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 Turmbefeuerung korrigiert
05	18/12/2015	Tageskennzeichnung von Maschinenhäusern an Windenergieanlagen <150 m korrigiert, neue Maschinenhauskennzeichnung
06	01/02/2016	Redaktionelle Änderungen, aktualisierte Turmbefeuerungen 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 – Turmbefeuerung wegen Turmflansch verlegt
12	06.09.2019	Kap. 2.5: Dargestellter Wert Abstand Blattspitze zu Turmzentrum der V150 nicht korrekt – gilt nicht für beide V150 Varianten. Alle dargestellten Dimensionen zum Abstand Blattspitze zu Turmzentrum in Kapitel 5 entfernt. [4] in Kap. 2 ergänzt um 0067-0753
13	28.11.2019	CHT Betonfarbe und 169m NH Anpassungen gemacht
14	21.04.2020	V136-4.2MW auf 82m hinzugefügt, AVV 2020 Anpassungen
15	16.06.2020	V136-3.45/3.6/4.0/4.2MW auf 149m Nabenhöhe korrigiert, AVV Link korrigiert
16	06.10.2020	V162-5.6MW wurde für NH 119m und 169m auf 6.0MW erweitert
17	26.10.2020	Aufnahme V150-5.6MW 105 m Nabenhöhe
18	26.02.2021	Aufnahme V150-6.0MW für 105m, 125m, 148m und 166m; Referenzdokumente zur Befeuerung angepasst
19	10.08.2021	V162-5.6/6.0MW wurde für NH 119m und 169m auf 6.2MW erweitert
20	20.01.2022	V150-5.6/6.0MW für 169m wurde 6.0MW zugefügt
21	25.02.2022	V162 7.2MW hinzugefügt, Referenzdokumente zur Befeuerung angepasst
22	28.04.2022	V172-7.2MW hinzugefügt
23	29.11.2022	Marginale Korrekturen an den Zeichnungen der folgenden Anlagen: - V136-4.0/4.2MW NH112 - V150-4.0/4.2MW NH145 - V150-5.6/6.0MW NH105 - V150-4.0/4.2/5.6/6.0MW NH125 - V162-5.6MW NH148 - V162-6.8/7.2MW NH169 V172-7.2MW NH199 hinzugefügt
24	14.08.2023	Update Referenzen, neue Versionen der Hardware
25	22.09.2023	V172-7.2MW HH114m hinzugefügt

QMS 00091 VER 00

T05 0049-8134 Ver 25 - Approved- Exported from DMS: 2023-09-26 . VOL

Classification: Public

Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Danemark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

Inhaltsverzeichnis

1. GESETZLICHE GRUNDLAGE FÜR KENNZEICHNUNGSANFORDERUNGEN 4
1.1. GELTUNGSBEREICH 4
1.2. ANFORDERUNGEN AN DIE TAGESKENNZEICHNUNG 4
1.3. BESTANDTEILE DER NACHTKENNZEICHNUNG 5
1.3.1. MASCHINENHAUSBEFEUERUNG 5
1.3.2. TURMBEFEUERUNG 6
1.3.3. ZUSATZEINRICHTUNGEN 6
1.3.4. NACHTKENNZEICHNUNG VON VESTAS WINDENERGIEANLAGEN 6
2. ANLAGENKENNZEICHNUNGEN – STANDARD NACH AVV 7
2.1. V112-3.3MW UND 3.45MW 7
2.1.1. 94M NABENHÖHE (150M SPITZENHÖHE) 7
2.1.2. 119M NABENHÖHE (175M SPITZENHÖHE) 8
2.1.3. 140M NABENHÖHE (196M SPITZENHÖHE) 9
2.2. V117-3.3MW UND 3.45MW 10
2.2.1. 91,5M NABENHÖHE (150M SPITZENHÖHE) 10
2.2.2. 116,5M NABENHÖHE (175M SPITZENHÖHE) 11
2.2.3. 141,5M NABENHÖHE (200M SPITZENHÖHE) 12
2.3. V126-3.3MW, 3.45MW UND 3.6MW 13
2.3.1. 87M NABENHÖHE (150M SPITZENHÖHE) 13
2.3.2. 117M NABENHÖHE (180M SPITZENHÖHE) 14
2.3.3. 137M NABENHÖHE (200M SPITZENHÖHE) 15
2.3.4. 149M NABENHÖHE (212M SPITZENHÖHE) 16
2.3.5. 166M NABENHÖHE (229M SPITZENHÖHE) 17
2.4. V136-3.45 / 3.6 / 4.0 / 4.2MW 18
2.4.1. 82M NABENHÖHE (150M SPITZENHÖHE) 18
2.4.2. 112M NABENHÖHE (180M SPITZENHÖHE) 19
2.4.3. 132M NABENHÖHE (200M SPITZENHÖHE) 20
2.4.4. 149M NABENHÖHE (217M SPITZENHÖHE) 21
2.4.5. 166M NABENHÖHE (234M SPITZENHÖHE) 22
2.5. V150-4.0 / 4.2MW -5.6 / 6.0MW 23
2.5.1. 105M NABENHÖHE (180M SPITZENHÖHE) 23
2.5.2. 125M NABENHÖHE* (200M SPITZENHÖHE) 24
2.5.3. 145M NABENHÖHE (220M SPITZENHÖHE) 25
2.5.4. 148M NABENHÖHE (223M SPITZENHÖHE) 26
2.5.5. 166/169M NABENHÖHE (241/244M SPITZENHÖHE) 27
2.6. V162-5.6 / 6.0 / 6.2MW 28
2.6.1. 119M NABENHÖHE (200M SPITZENHÖHE) 28
2.6.2. 148M NABENHÖHE (229M SPITZENHÖHE) 29

T05 0049-8134 Ver 25 - Approved- Exported from DMS: 2023-09-26 by INVOL

Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Danemark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

2.6.3. 166M/169M NABENHÖHE (247/250M SPITZENHÖHE) 30
2.7. V162-7.2MW 31
2.7.1. 119M NABENHÖHE (200M SPITZENHÖHE) 31
2.7.2. 169M NABENHÖHE (250M SPITZENHÖHE) 32
2.8. V172-7.2MW 33
2.8.1. 114M NABENHÖHE (200M SPITZENHÖHE) 33
2.8.2. 164M NABENHÖHE (250M SPITZENHÖHE) 34
2.8.3. 175M NABENHÖHE (261M SPITZENHÖHE) 35
2.8.4. 199M NABENHÖHE (285M SPITZENHÖHE) 36
3. VERWEISE 37

1. Gesetzliche Grundlage für Kennzeichnungsanforderungen

Die Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (im Folgenden „die AVV") [1] regelt die Anforderungen der Hinderniskennzeichnung an in Deutschland errichteten Windenergieanlagen. Das vorliegende Dokument erläutert die zur Erfüllung der Anforderungen der AVV in der aktuellen, im Staatsanzeiger im April 2020 veröffentlichten Fassung erforderliche Standardkonfiguration der von Vestas gelieferten Windenergieanlagen. Im Zuge des Antragsverfahrens für eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung kann die örtliche Luftfahrtbehörde nach eigenem Ermessen den Wunsch nach zusätzlichen Kennzeichnungen äußern, um dadurch die Luftverkehrssicherheit in der Region verantwortlich zu gewährleisten. Sie kann bei Errichtung an Standorten mit geringem Gefährdungspotenzial auch einer eingeschränkten Kennzeichnung aus ästhetischen Gründen zustimmen (z.B. Blockbefeuerung). In Einzelfällen können also von Vestas Abweichungen von den hier gezeigten Standardkennzeichnungen gefordert werden.

1.1. Geltungsbereich

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

1.2. Anforderungen an die Tageskennzeichnung

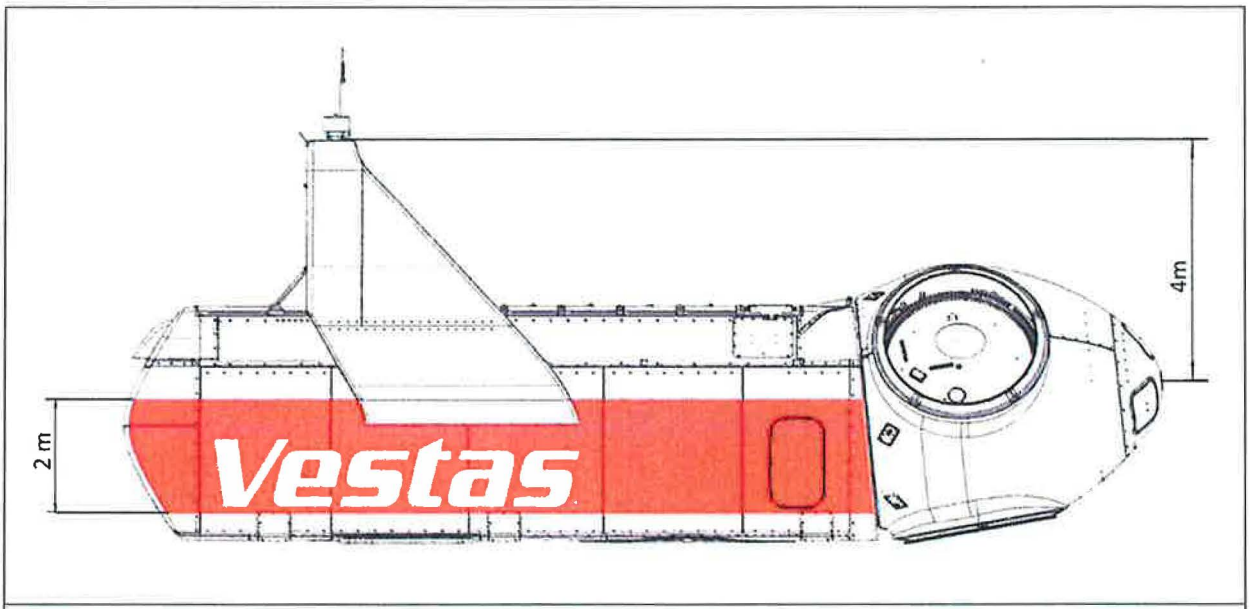
Die für Windenergieanlagen geltenden Tageskennzeichnungen werden in den Kapiteln 2 und 4 der AVV behandelt. Als Hauptanforderung gilt die Sichtbarkeit der Windenergieanlage aus der Luft durch einen rot/weißen Anstrich. Bei Kennzeichnung durch weiß-rote Streifen sind die folgenden Kombinationen zulässig: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

T05 0049-8134 Ver 25 - Approved- Exported from DMS: 2023-09-26 . . 'OL

Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Danemark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

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.



Beispiel des Streifens 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. Maschinenhausbefeuerung

Die Lampen müssen paarweise auf dem Dach des Maschinenhauses angebracht werden, um zu gewährleisten, dass jederzeit mindestens ein Feuer aus jeder Richtung sichtbar ist. Die Bauwerksspitze darf bis einschließlich 315m betragen. Die Blinkfolge wird in der AVV festgelegt.

T05 0049-8134 Ver 25 - Approved- Exported from DMS: 2023-09-26 by INVOL

Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Danemark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

1.3.2. Turmbefeuerung

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

1.3.3. Zusatzeinrichtungen

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

Einem Ausfall der Hindernisbefeuerung ist durch Installation einer Notstromversorgung mit ausreichender Kapazität zur Überbrückung der Stromversorgung von mind. 16h vorzubeugen. Die Aktivierung der Notstromversorgung darf nicht später als 2 Minuten nach dem Stromausfall erfolgen. Fehler in diesem Ablauf, die einen Ausfall der Befeuerung verursachen, müssen eine entsprechende Meldung an den Anlagenbetreiber auslösen, sodass dieser die NOTAM-Zentrale unverzüglich telefonisch benachrichtigen kann. Ist eine Behebung innerhalb von zwei Wochen nicht möglich, so ist die NOTAM-Zentrale nach zwei Wochen erneut zu informieren.

1.3.4. Nachtkennzeichnung von Vestas Windenergieanlagen

Vestas Windenergieanlagen werden in Deutschland standardmäßig mit zwei blinkenden Feuern W, rot, in Kombination mit einer Infrarotbefeuerung auf dem CoolerTop (ca. 4 m über der Nabenhöhe) geliefert. Die allgemeine Spezifikation für diese Komponenten findet sich in [2]. Eine Tageskennzeichnung mittels Weißblitz ist nicht vorgesehen.

Eine zusätzliche Befeuerung des Turms mit einer Reihe von vier Hindernisfeuern, die um den Turmumfang in rechten Winkeln zueinander angeordnet sind, ist gemäß den folgenden Zeichnungen installiert. Technisch bedingt kann zu marginalen Abweichungen der Höhe der Turmbefeuerungsebene kommen. Die Spezifikation für diese Komponenten findet sich in [3].

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

T05 0049-8134 Ver 25 - Approved- Exported from DMS: 2023-09-26

Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Dänemark, www.vestas.com

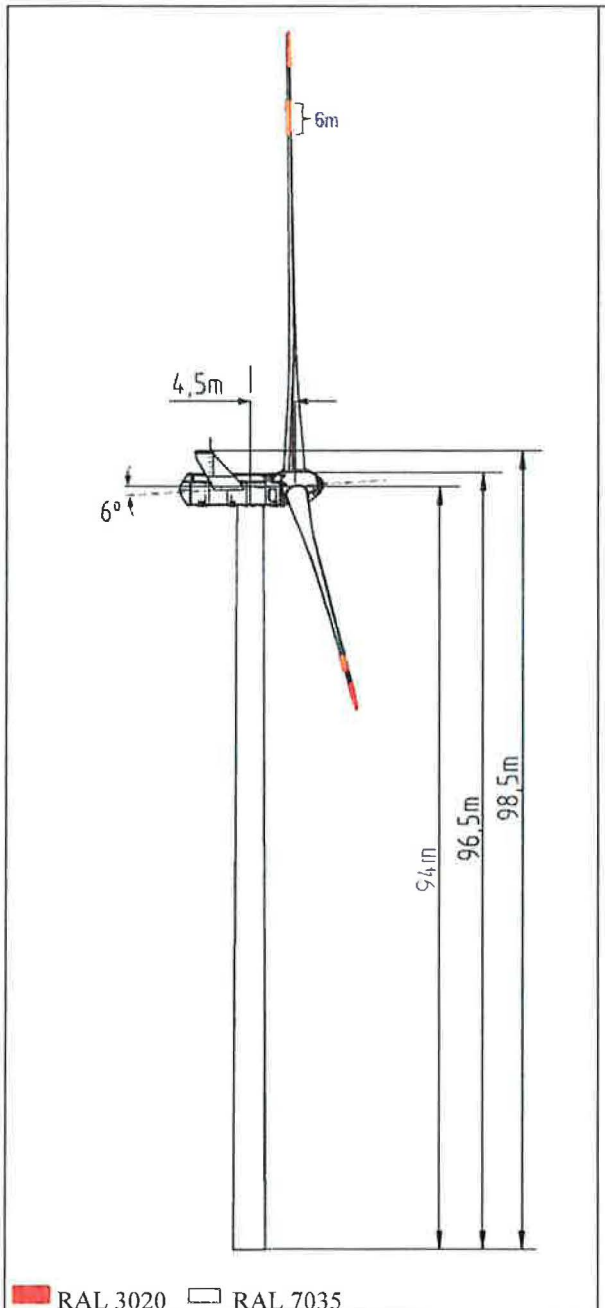
VESTAS PROPRIETARY NOTICE

2. Anlagenkennzeichnungen – Standard nach AVV

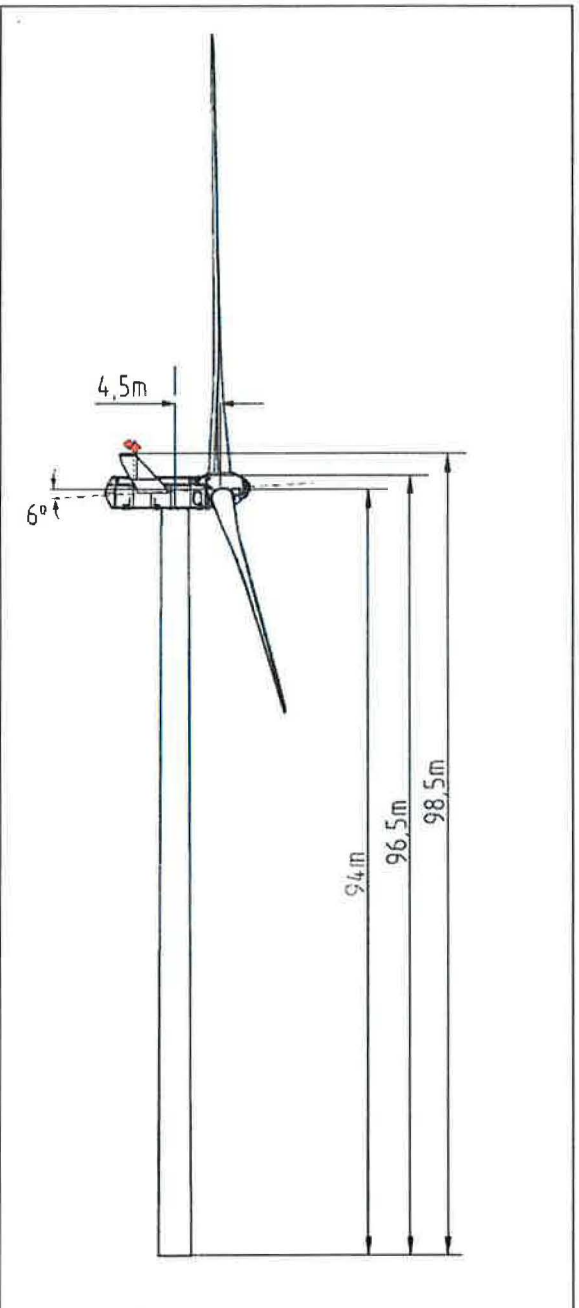
Die Grafiken auf den folgenden Seiten zeigen die standardmäßig konfigurierten Tages- und Nachtkennzeichnungen an Vestas-Produkten aus dem aktuellen deutschen Lieferprogramm.

2.1. V112-3.3MW und 3.45MW

2.1.1. 94m Nabenhöhe (150m Spitzenhöhe)



Tageskennzeichnung der V112-3.0MW, 3.3MW und 3.45MW mit 94 m Nabenhöhe



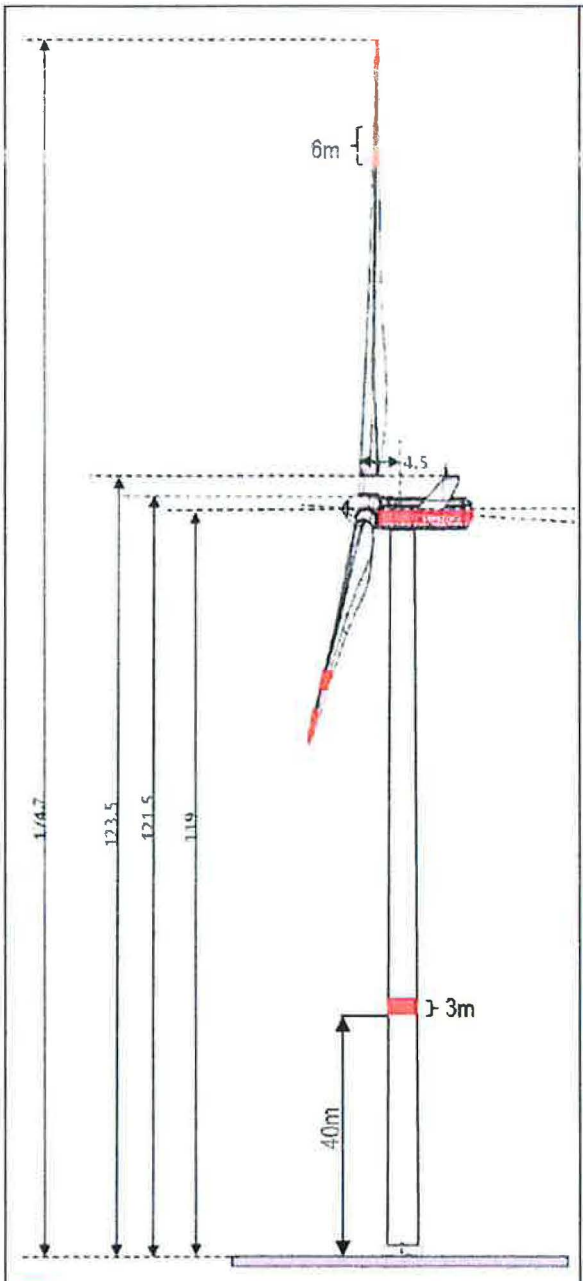
Nachtkennzeichnung der V112-3.0MW, 3.3MW und 3.45MW mit 94 m Nabenhöhe

T05 0049-8134 Ver 25 - Approved- Exported from DMS: 2023-09-26 by INVOL

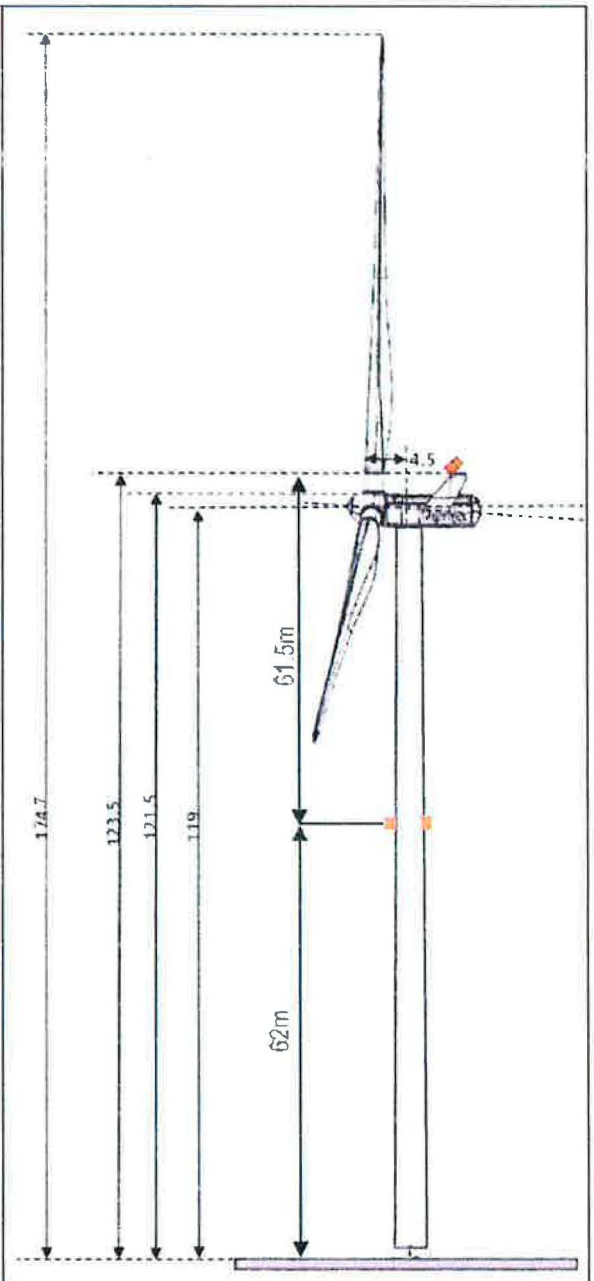
Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Danemark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

2.1.2. 119m Nabenhöhe (175m Spitzenhöhe)



Tageskennzeichnung der V112-3.0MW, 3.3MW und 3.45MW mit 119 m Nabenhöhe



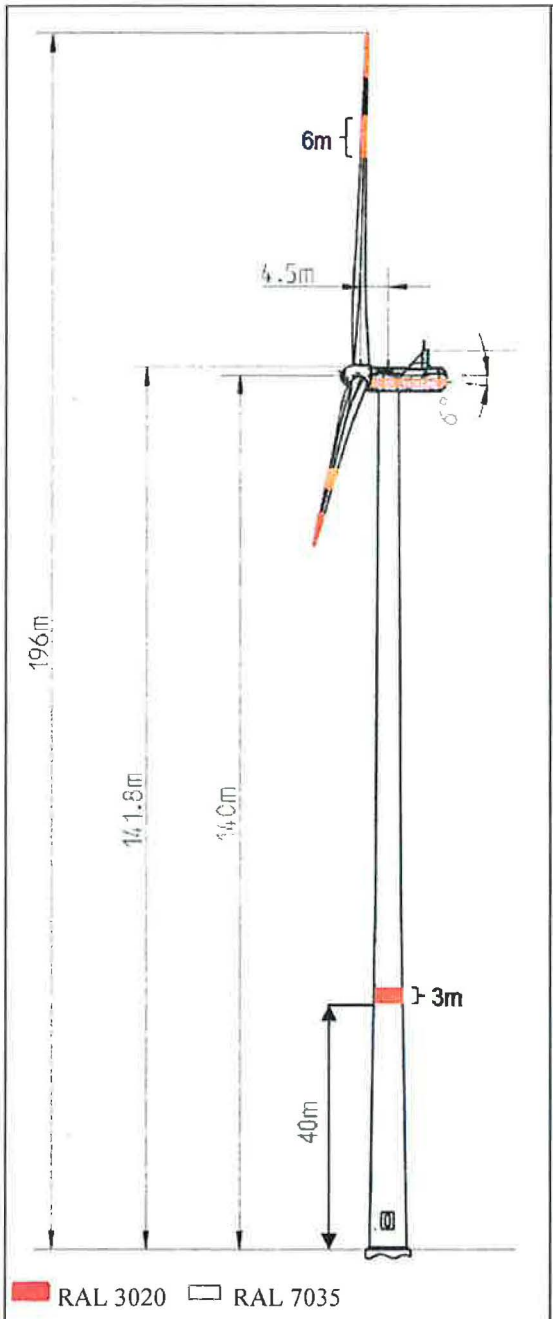
Nachtkennzeichnung der V112-3.0MW, 3.3MW und 3.45MW mit 119 m Nabenhöhe

T05 0049-8134 Ver 25 - Approved- Exported from DMS: 2023-09-26 VOL

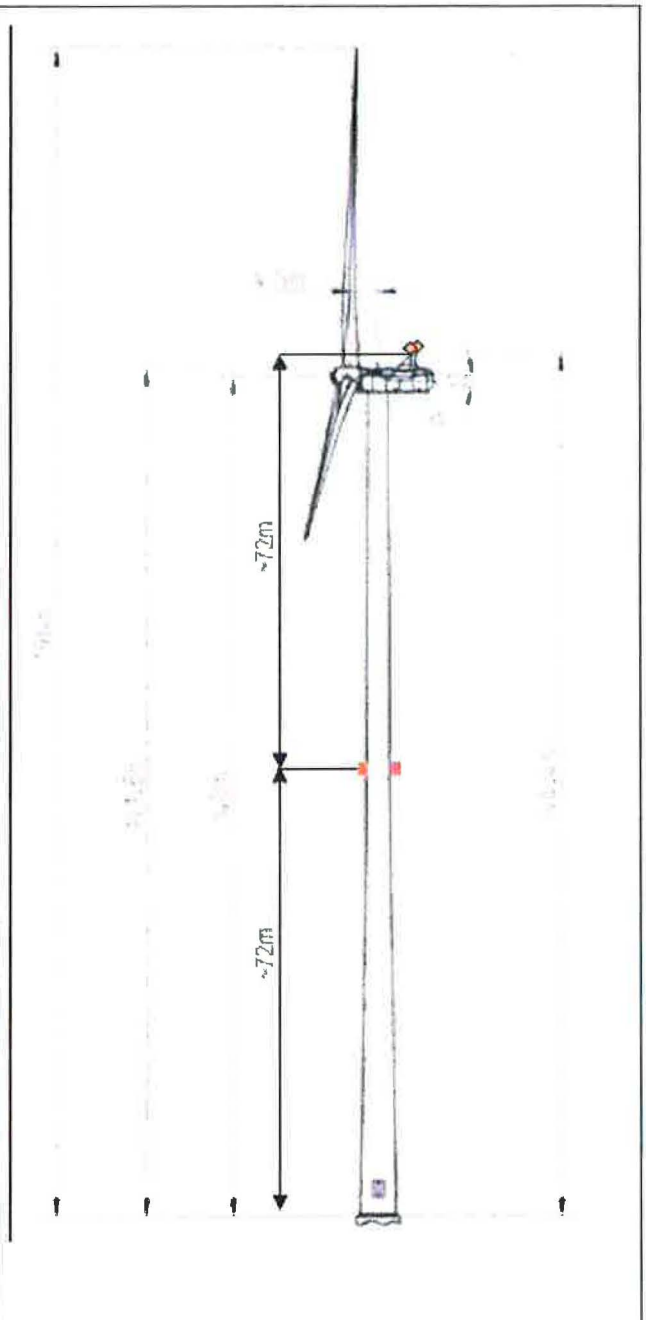
Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Danemark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

2.1.3. 140m Nabenhöhe (196m Spitzenhöhe)



Tageskennzeichnung der V112-3.0MW, 3.3MW und 3.45MW mit 140 m Nabenhöhe



Nachtkennzeichnung der V112-3.0MW, 3.3MW und 3.45MW mit 140 m Nabenhöhe

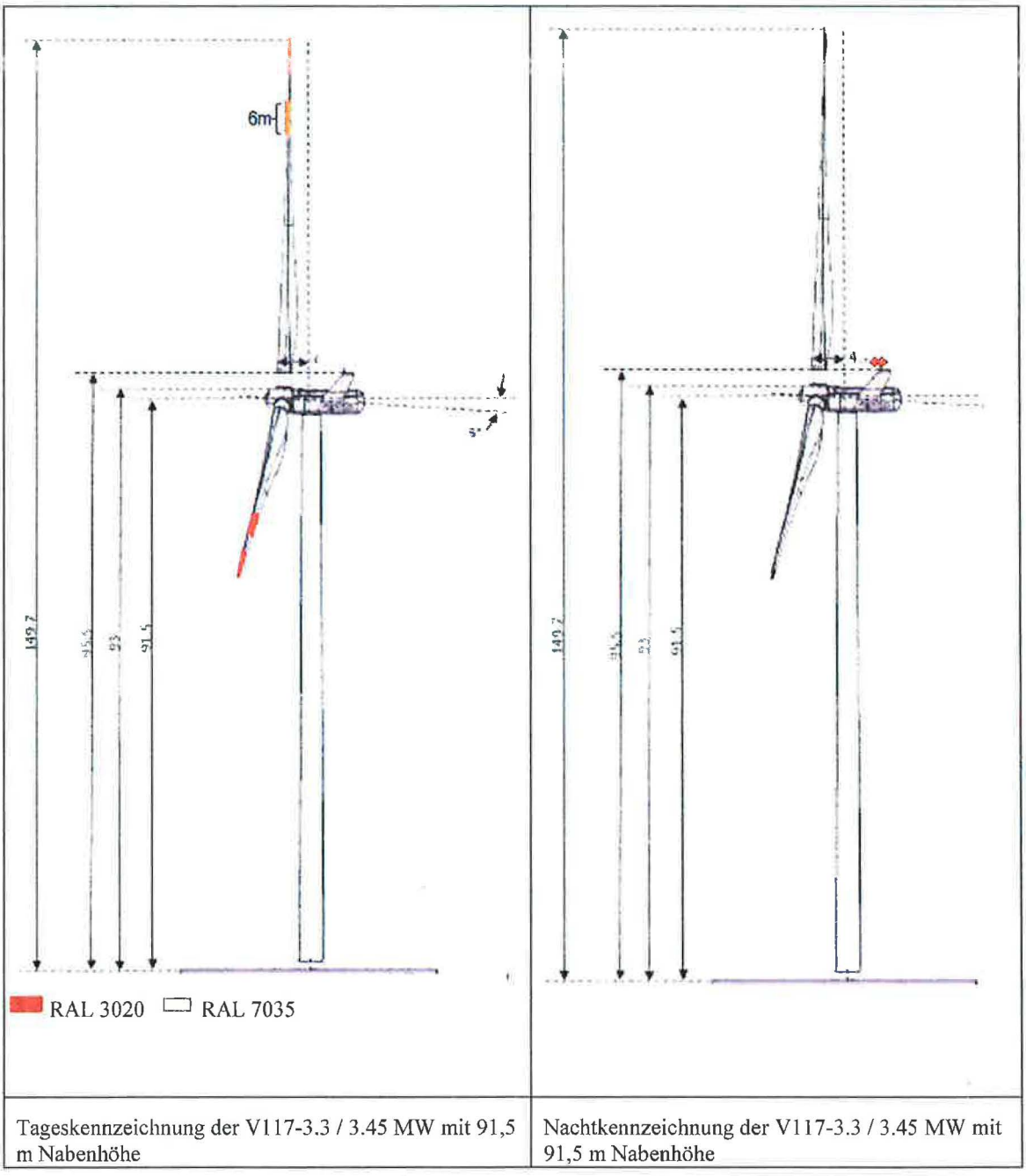
T05 0049-8134 Ver 25 - Approved- Exported from DMS: 2023-09-26 by INVOL

Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Danemark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

2.2. V117-3.3MW und 3.45MW

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



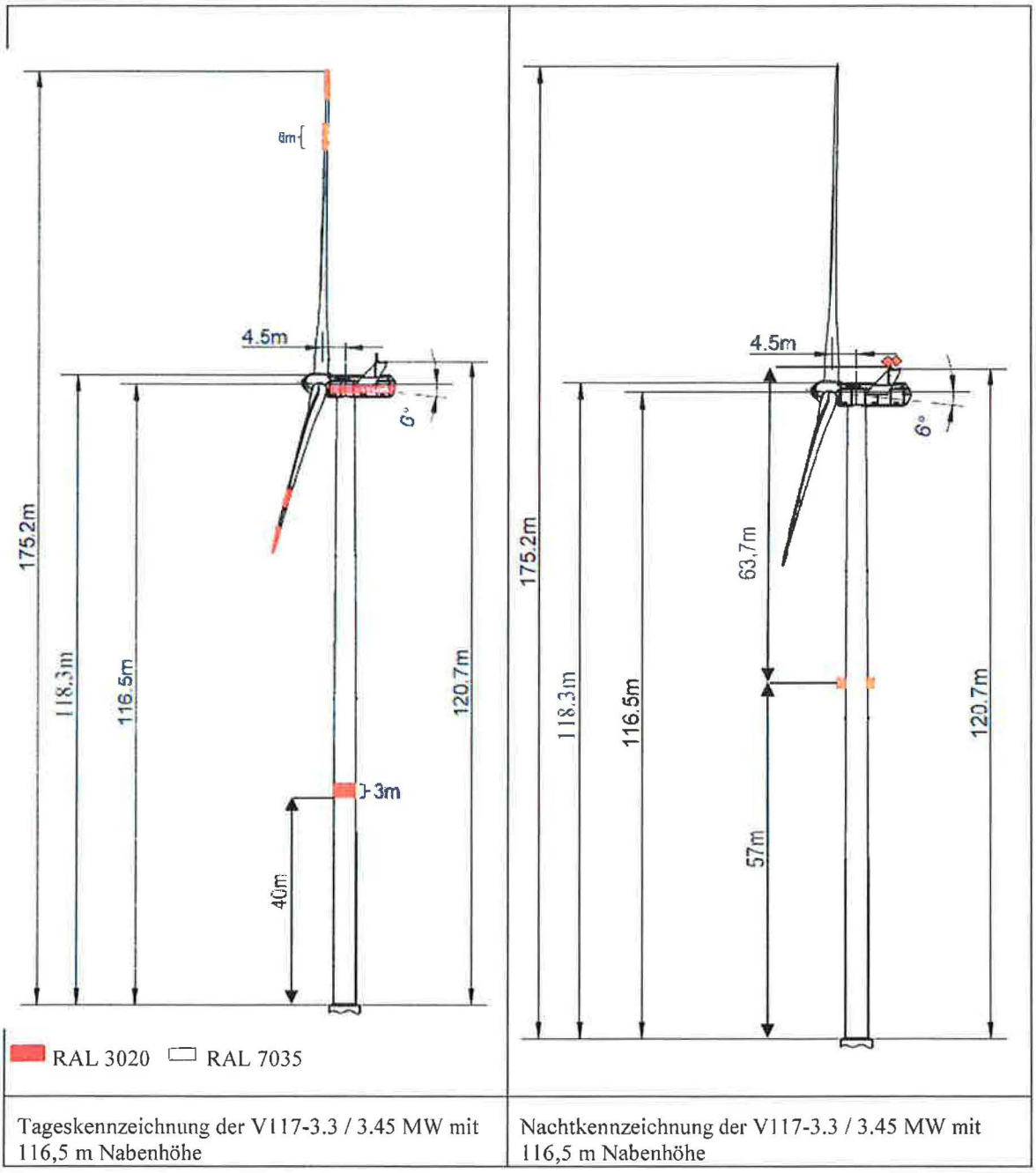
Tageskennzeichnung der V117-3.3 / 3.45 MW mit 91,5 m Nabenhöhe	Nachtkennzeichnung der V117-3.3 / 3.45 MW mit 91,5 m Nabenhöhe

T05 0049-8134 Ver 25 - Approved- Exported from DMS: 2023-09-26 /OL

Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Danemark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

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



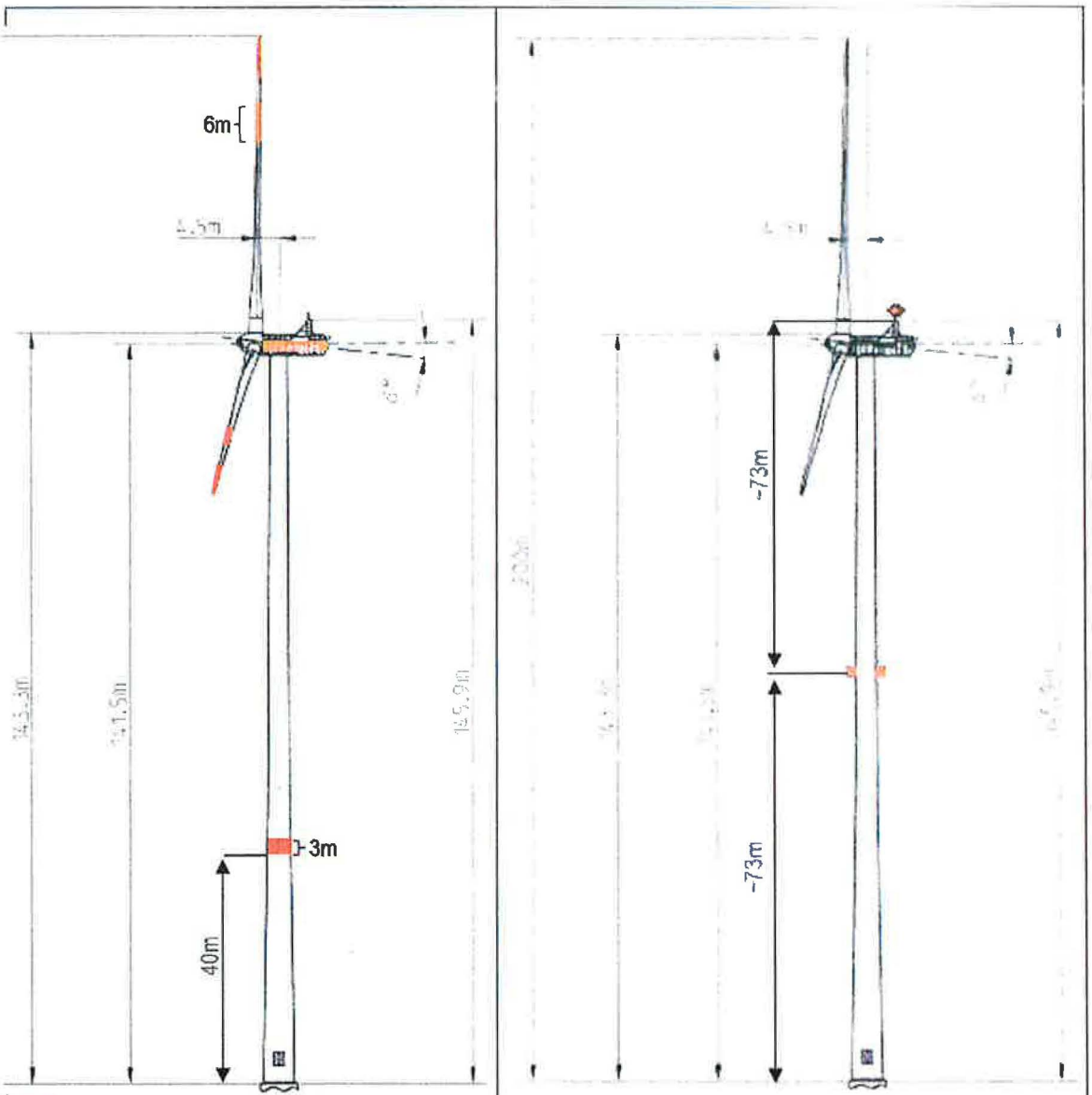
Tageskennzeichnung der V117-3.3 / 3.45 MW mit 116,5 m Nabenhöhe

Nachtkennzeichnung der V117-3.3 / 3.45 MW mit 116,5 m Nabenhöhe

T05 0049-8134 Ver 25 - Approved- Exported from DMS: 2023-09-26 by INVOL

Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Dänemark, www.vestas.com
VESTAS PROPRIETARY NOTICE

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



Tageskennzeichnung der V117-3.3 / 3.45 MW mit 141,5 m Nabenhöhe	Nachtkennzeichnung der V117-3.3 / 3.45 MW mit 141,5 m Nabenhöhe

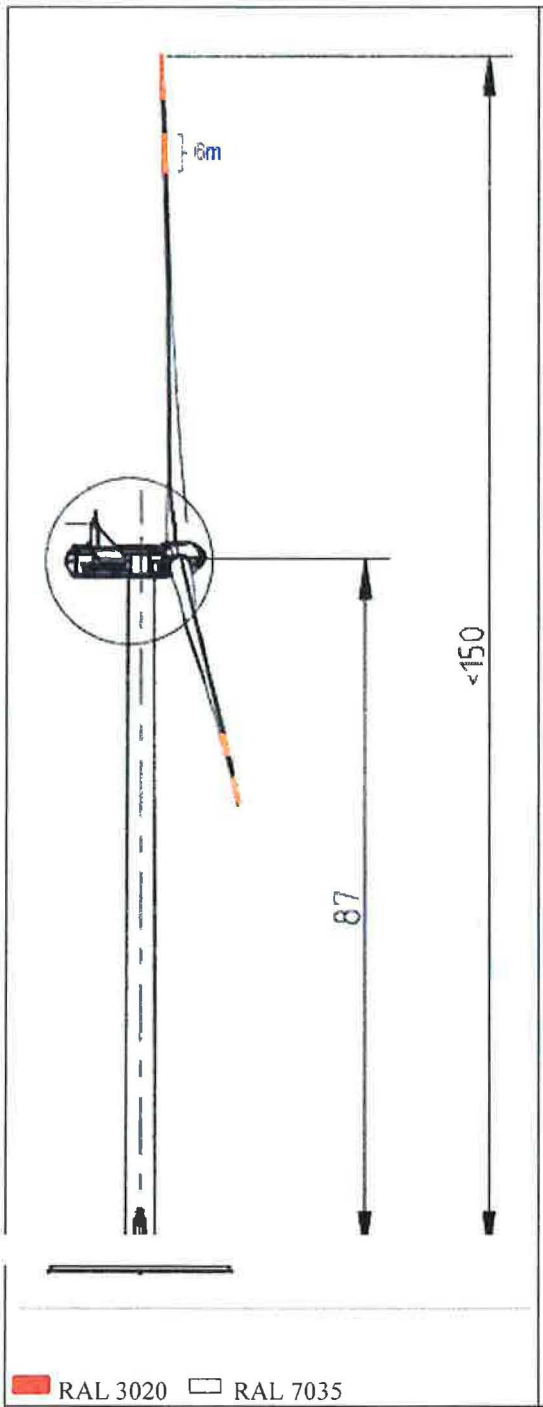
T05 0049-8134 Ver 25 - Approved- Exported from DMS: 2023-09-26

Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Dänemark, www.vestas.com

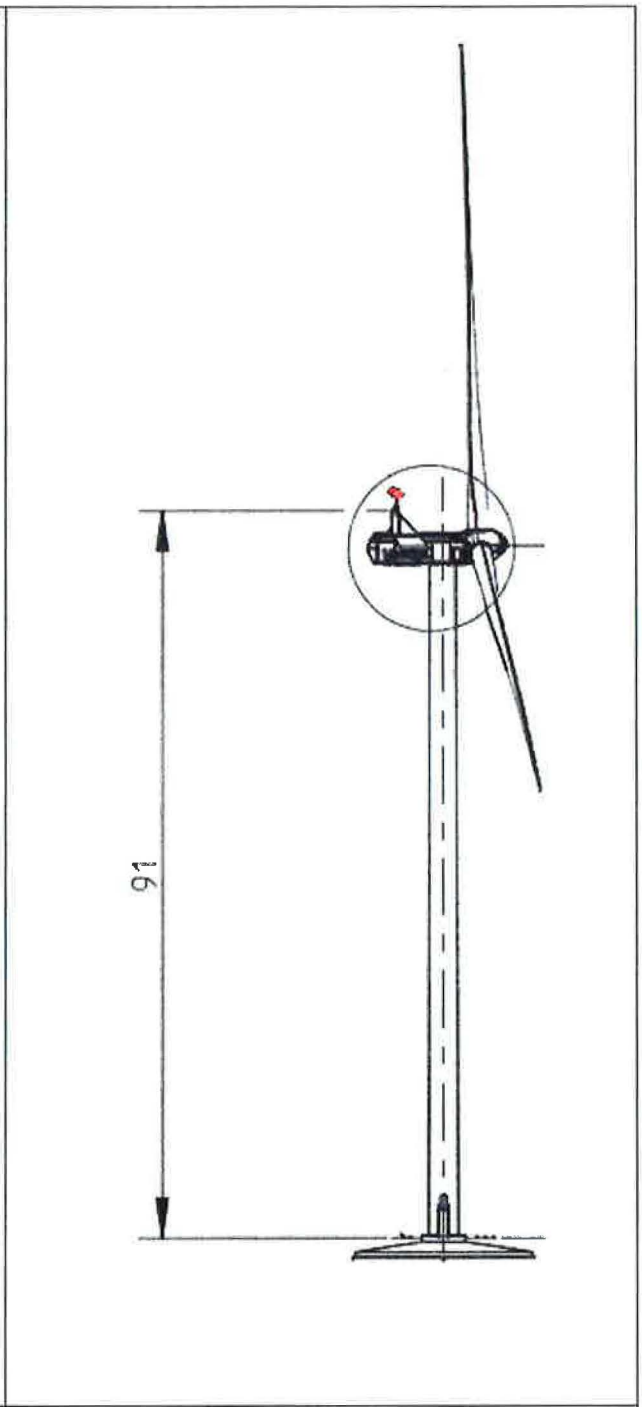
VESTAS PROPRIETARY NOTICE

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

2.3.1. 87m Nabenhöhe (150m Spitzenhöhe)



Tageskennzeichnung der V126-3.45 / 3.6 MW mit 87m Nabenhöhe. Nabenhöhe nicht bei der V126-3.3/3.45 (MK3A) verfügbar.



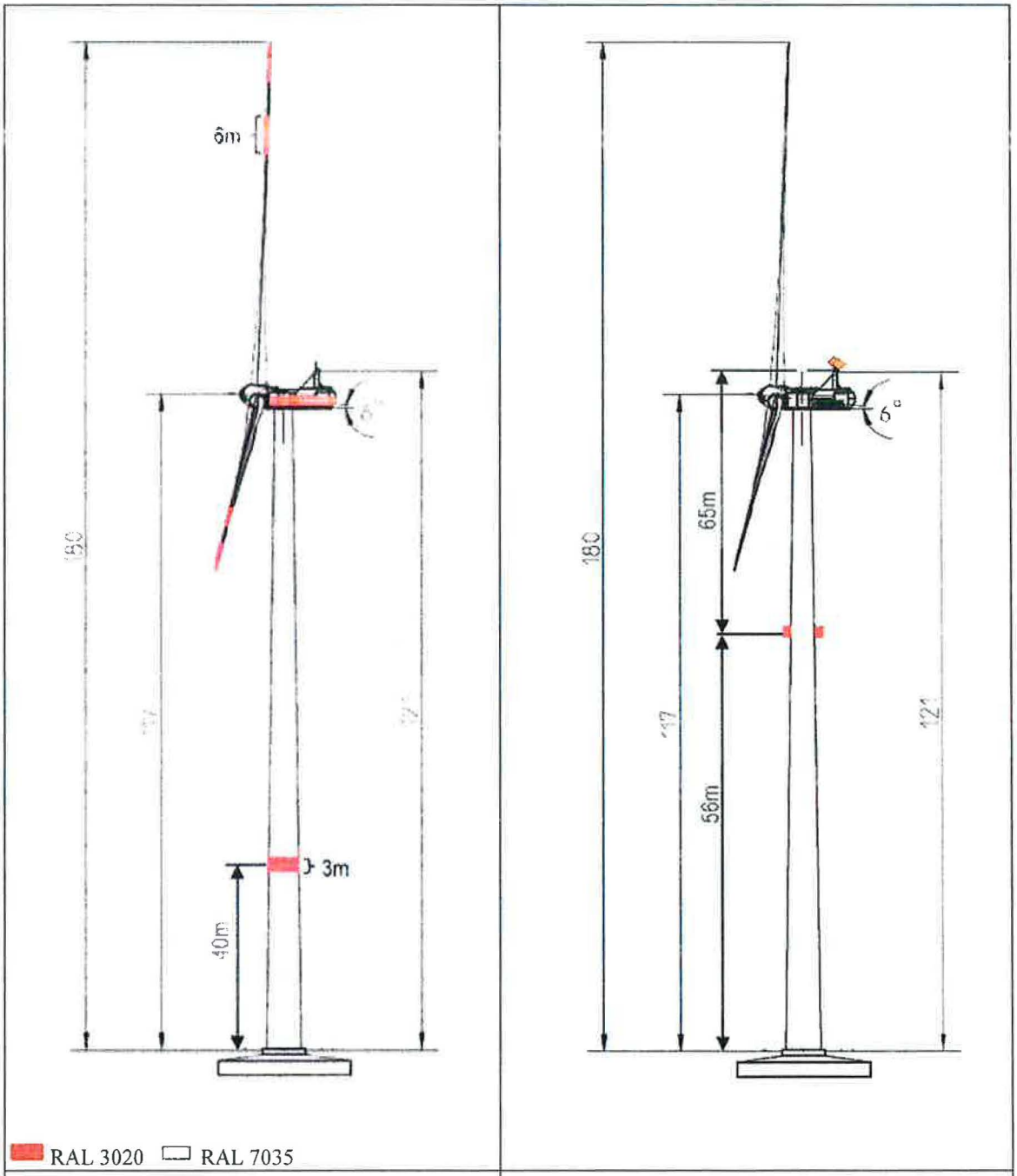
Nachtkennzeichnung der V126-3.45 / 3.6 MW mit 87m Nabenhöhe. Nabenhöhe nicht bei der V126-3.3/3.45 (MK3A) verfügbar.

T05 0049-8134 Ver 25 - Approved- Exported from DMS: 2023-09-26 by INVOL

Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Dänemark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

2.3.2. 117m Nabenhöhe (180m Spitzenhöhe)



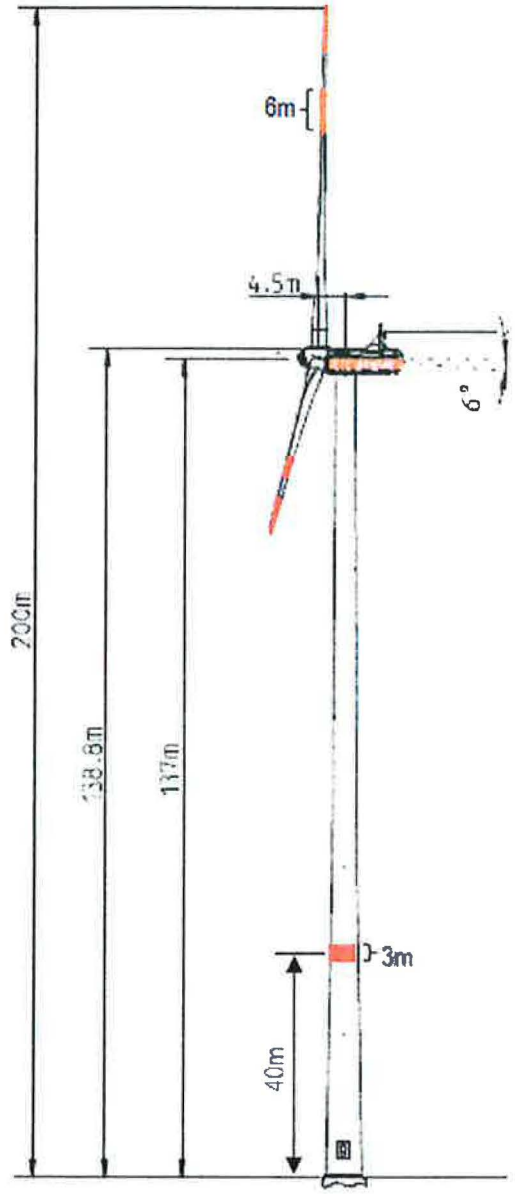
Tageskennzeichnung der V126-3.3 / 3.45 MW mit 117 m Nabenhöhe.	Nachtkennzeichnung der V126-3.3 / 3.45 MW mit 117 m Nabenhöhe

T05 0049-8134 Ver 25 - Approved- Exported from DMS: 2023-09-26 [illegible] VOL

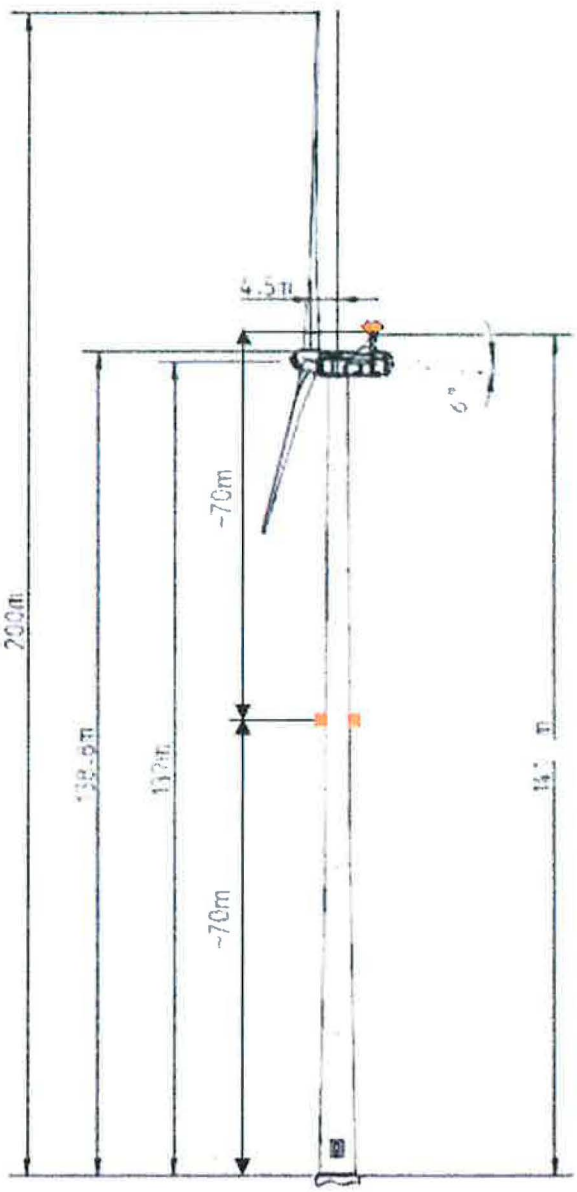
Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Danemark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

2.3.3. 137m Nabenhöhe (200m Spitzenhöhe)



Tageskennzeichnung der V126-3.3 / 3.45 MW mit 137 m Nabenhöhe



RAL 3020 RAL 7035

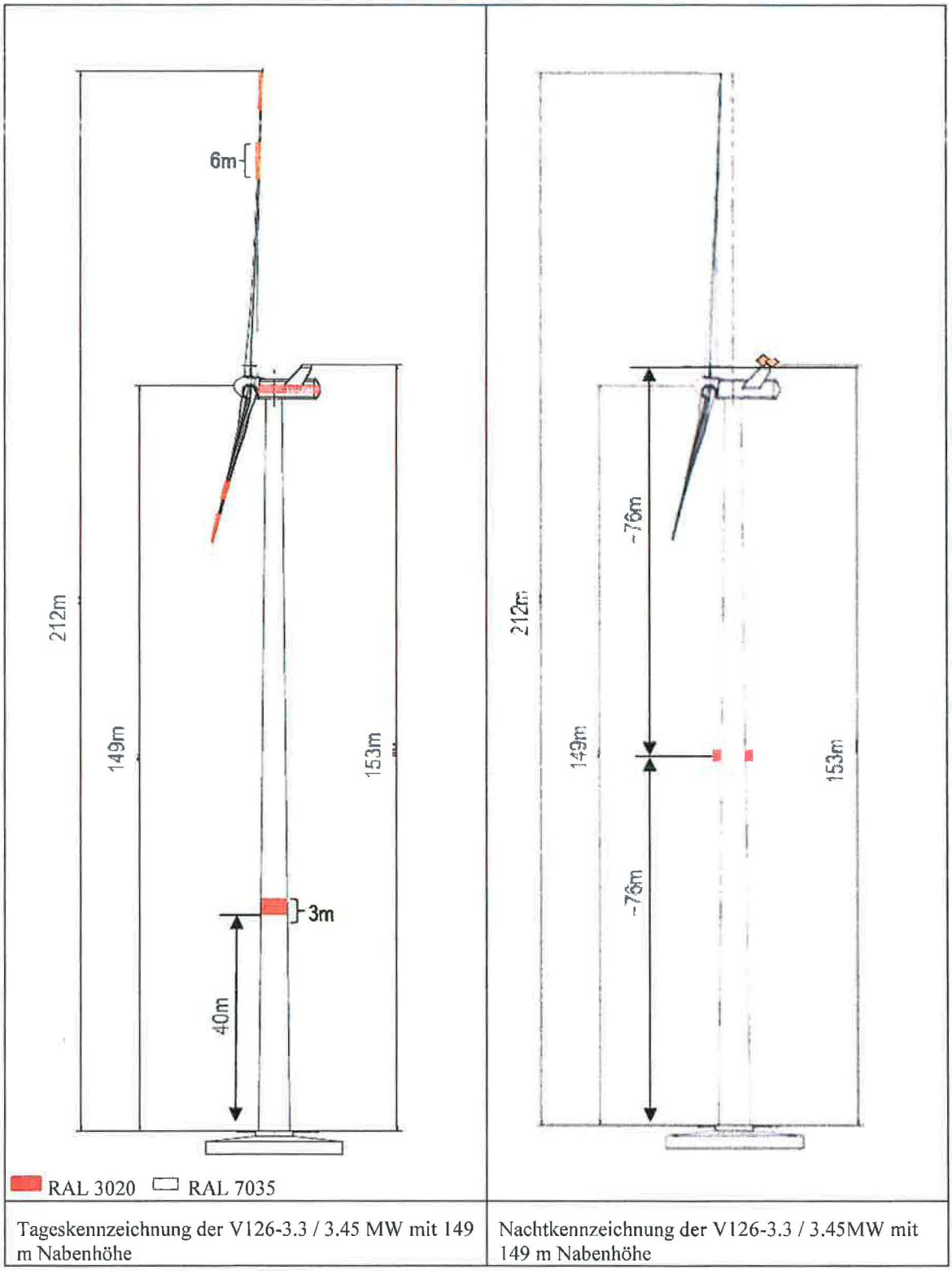
Nachtkennzeichnung der V126-3.3 / 3.45 MW mit 137 m Nabenhöhe

T05 0049-8134 Ver 25 - Approved- Exported from DMS: 2023-09-26 by INVOL

Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Danemark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

2.3.4. 149m Nabenhöhe (212m Spitzenhöhe)



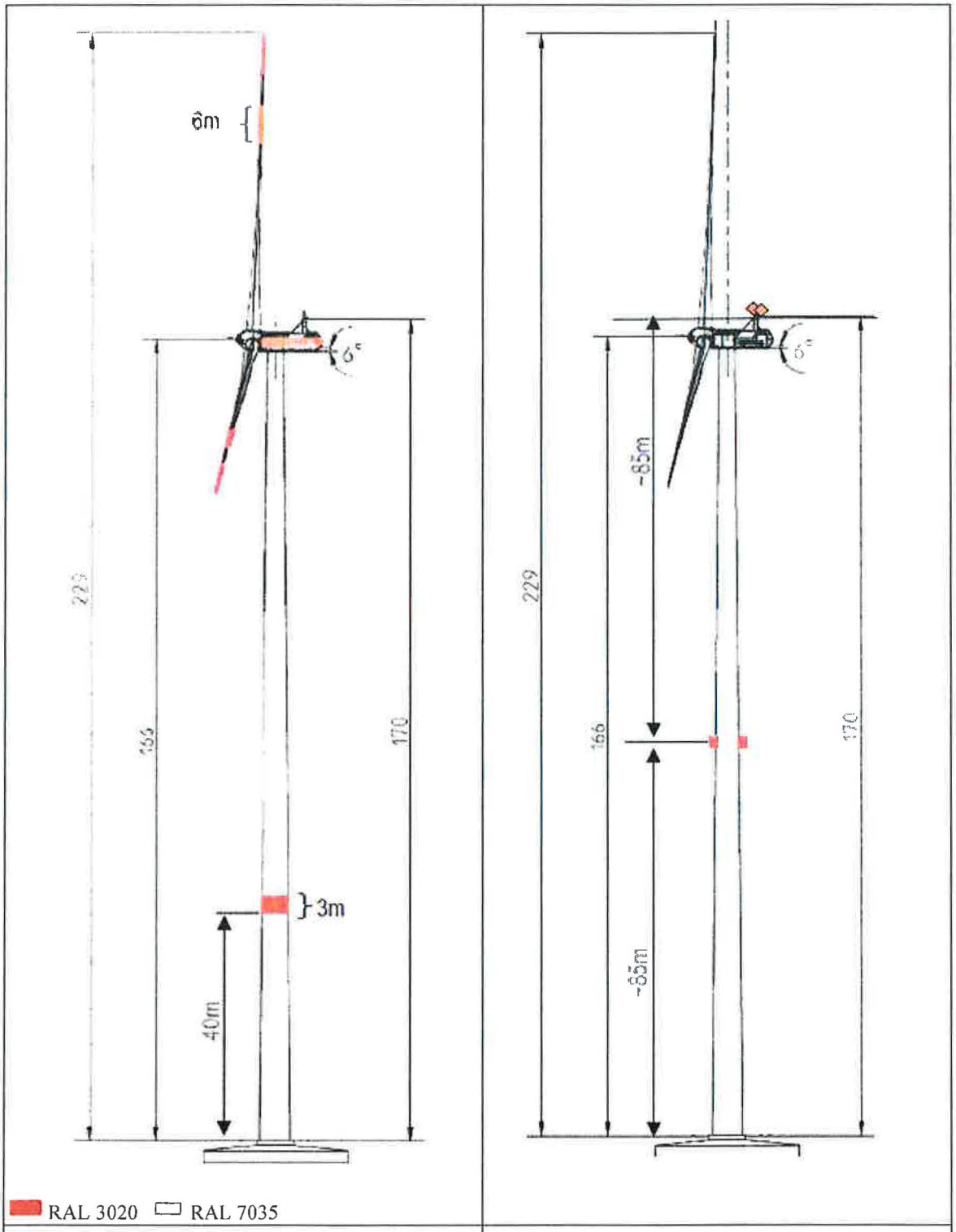
Tageskennzeichnung der V126-3.3 / 3.45 MW mit 149 m Nabenhöhe	Nachtkennzeichnung der V126-3.3 / 3.45MW mit 149 m Nabenhöhe

T05 0049-8134 Ver 25 - Approved- Exported from DMS: 2023-09-26

Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Danemark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

2.3.5. 166m Nabenhöhe (229m Spitzenhöhe)



Tageskennzeichnung der V126-3.3 / 3.45 MW mit 166 m Nabenhöhe

Nachtkennzeichnung der V126-3.3 / 3.45MW mit 166 m Nabenhöhe

T05 0049-8134 Ver 25 - Approved- Exported from DMS: 2023-09-26 by INVOL

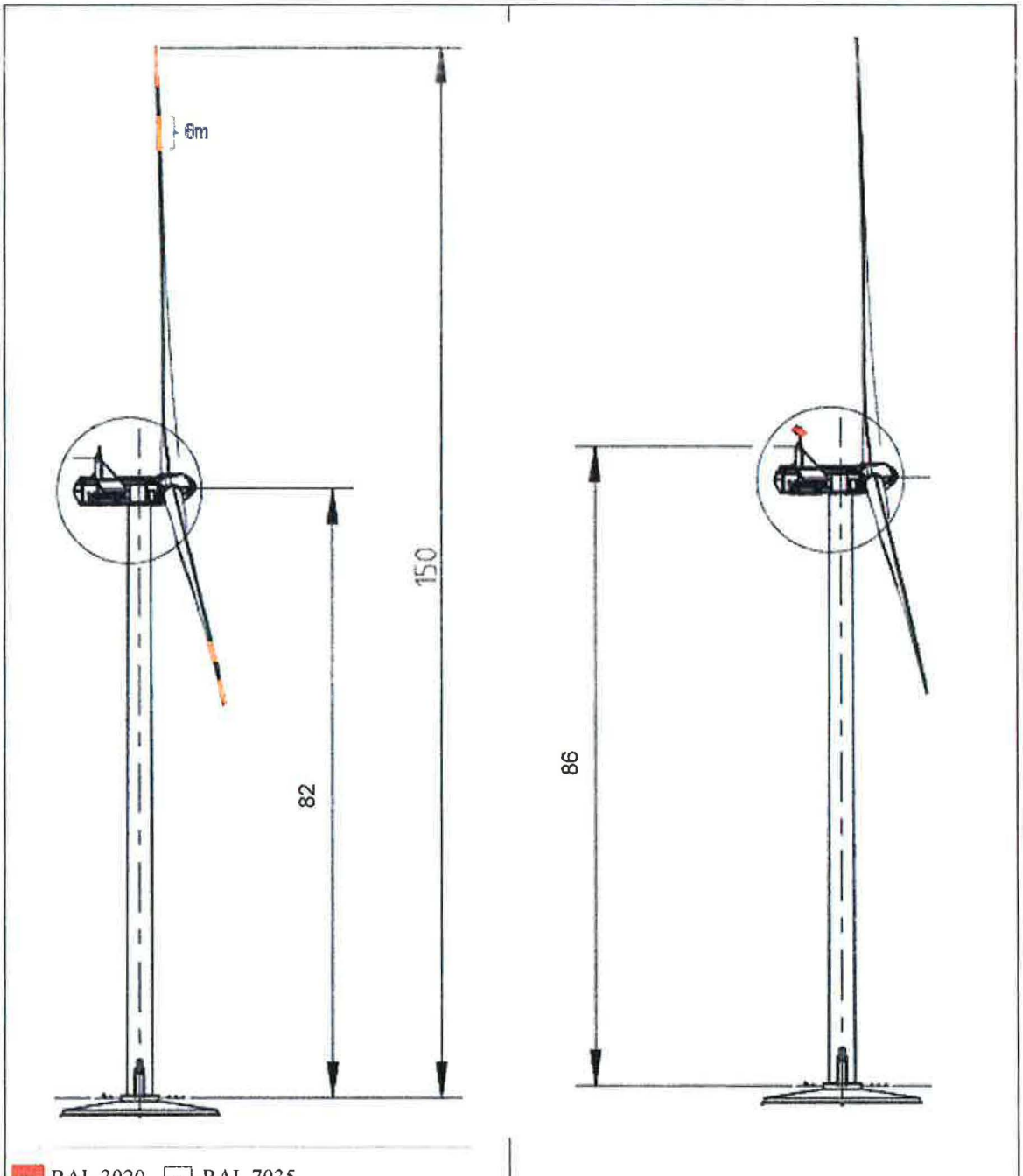
Classification: Public

Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Danemark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

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

2.4.1. 82m Nabenhöhe (150m Spitzenhöhe)



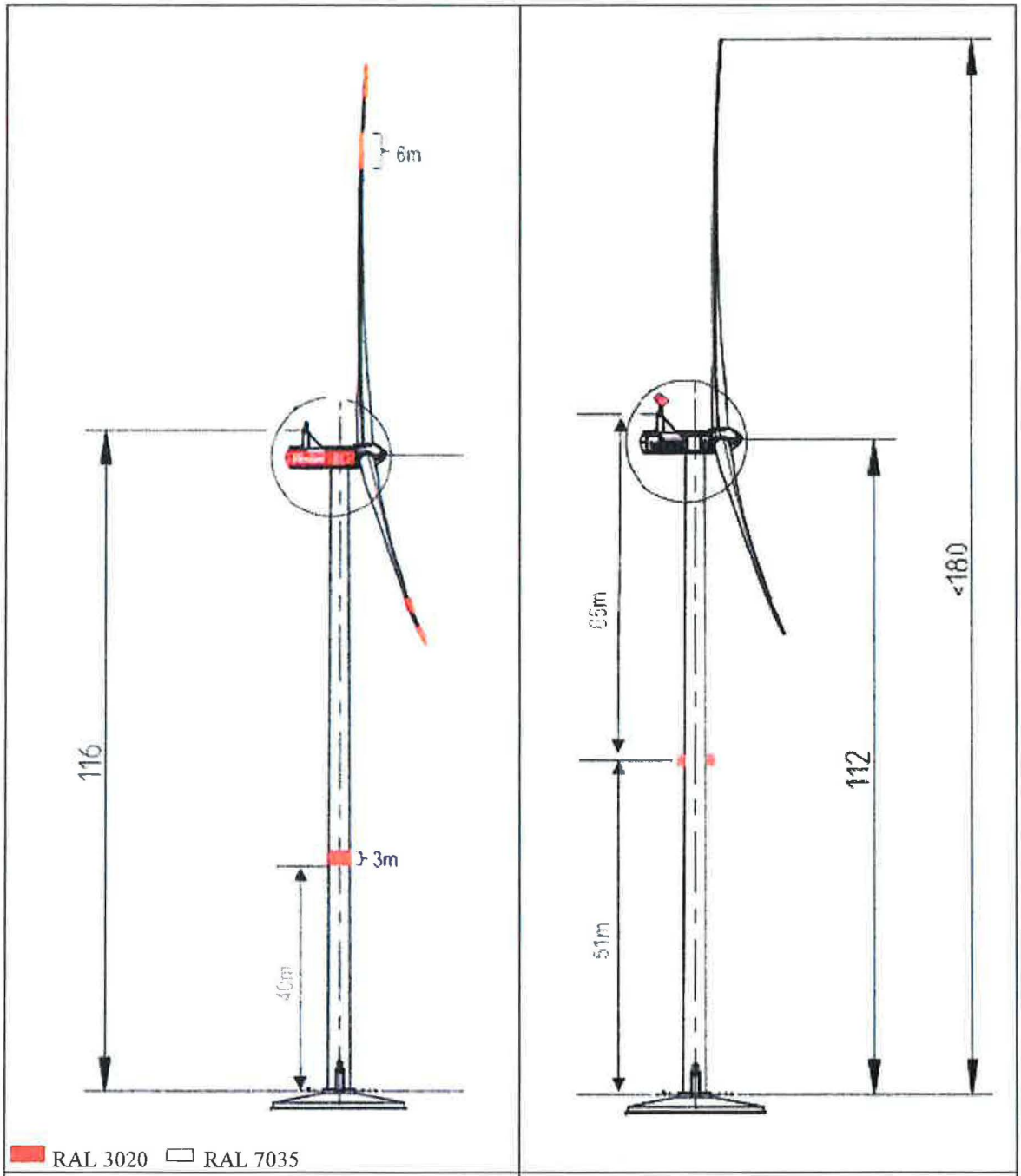
Tageskennzeichnung der V136-4.0/4.2 MW mit 82m Nabenhöhe. Nabenhöhe nicht bei der V136-3.3/3.45 (MK3B) verfügbar.	Nachtkennzeichnung der V136-4.0/4.2 MW mit 82m Nabenhöhe. Nabenhöhe nicht bei der V136-3.3/3.45 (MK3B) verfügbar.

T05 0049-8134 Ver 25 - Approved- Exported from DMS: 2023-09-26 . VOL

Classification: Public
Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Danemark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

2.4.2. 112m Nabenhöhe (180m Spitzenhöhe)



Tageskennzeichnung der V136-4.0/4.2 MW mit 112m Nabenhöhe. Nabenhöhe nicht bei der V136-3.3/3.45 (MK3B) verfügbar.

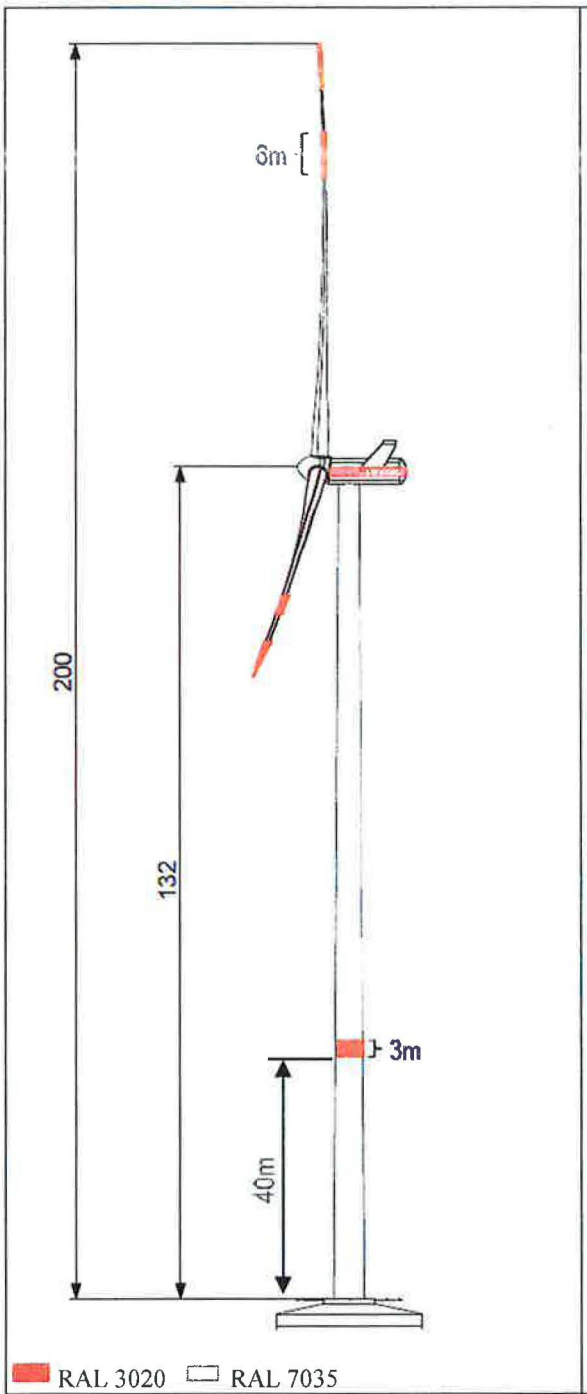
Nachtkennzeichnung der V136-4.0/4.2 MW mit 112m Nabenhöhe. Nabenhöhe nicht bei der V136-3.3/3.45 (MK3B) verfügbar.

T05 0049-8134 Ver 25 - Approved- Exported from DMS: 2023-09-26 by INVOL

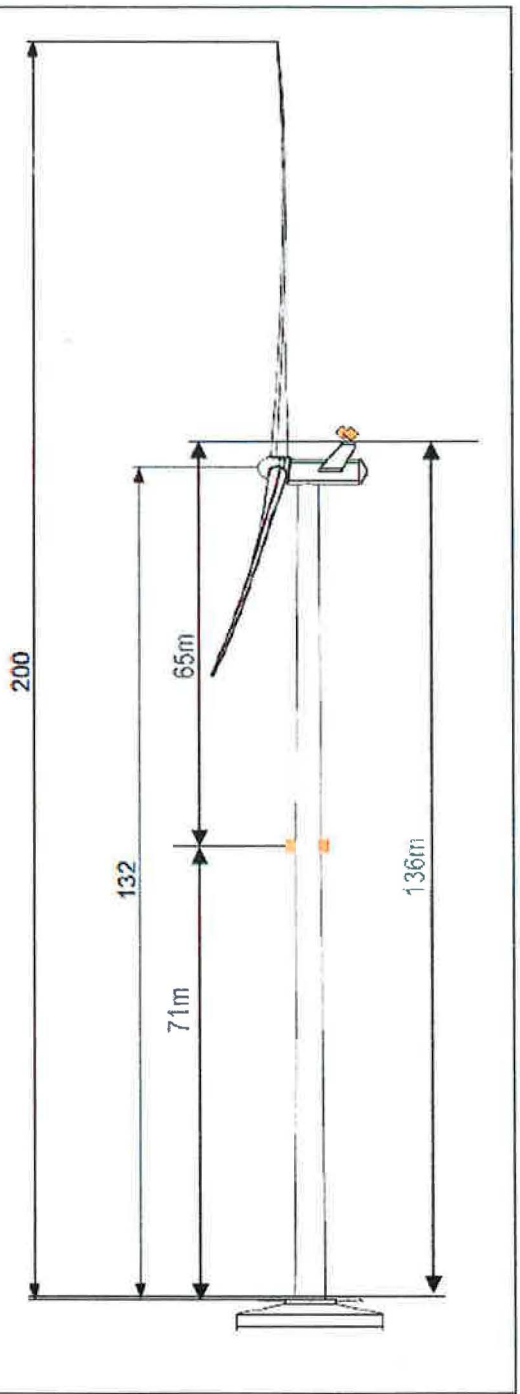
Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Danemark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

2.4.3. 132m Nabenhöhe (200m Spitzenhöhe)



Tageskennzeichnung der V136-3.45/3.60 MW mit 132 m Nabenhöhe. Nabenhöhe nicht bei der V136-4.0/4.2 (MK3E) verfügbar.



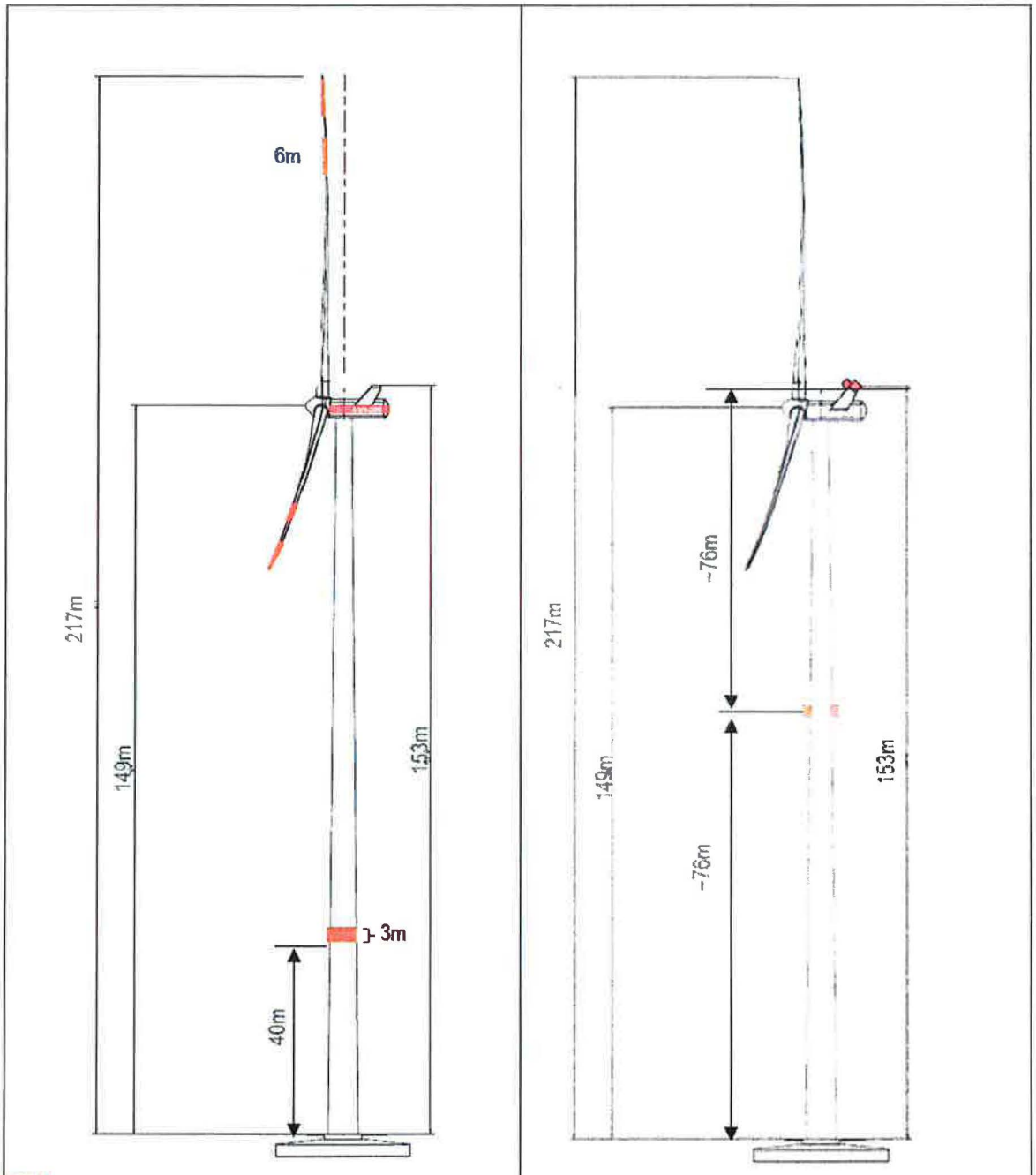
Nachtkennzeichnung der V136-3.45/3.60 MW mit 132 m Nabenhöhe. Nabenhöhe nicht bei der V136-4.0/4.2 (MK3E) verfügbar.

T05 0049-8134 Ver 25 - Approved- Exported from DMS: 2023-09-26 ..VOL

Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Danemark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

2.4.4. 149m Nabenhöhe (217m Spitzenhöhe)



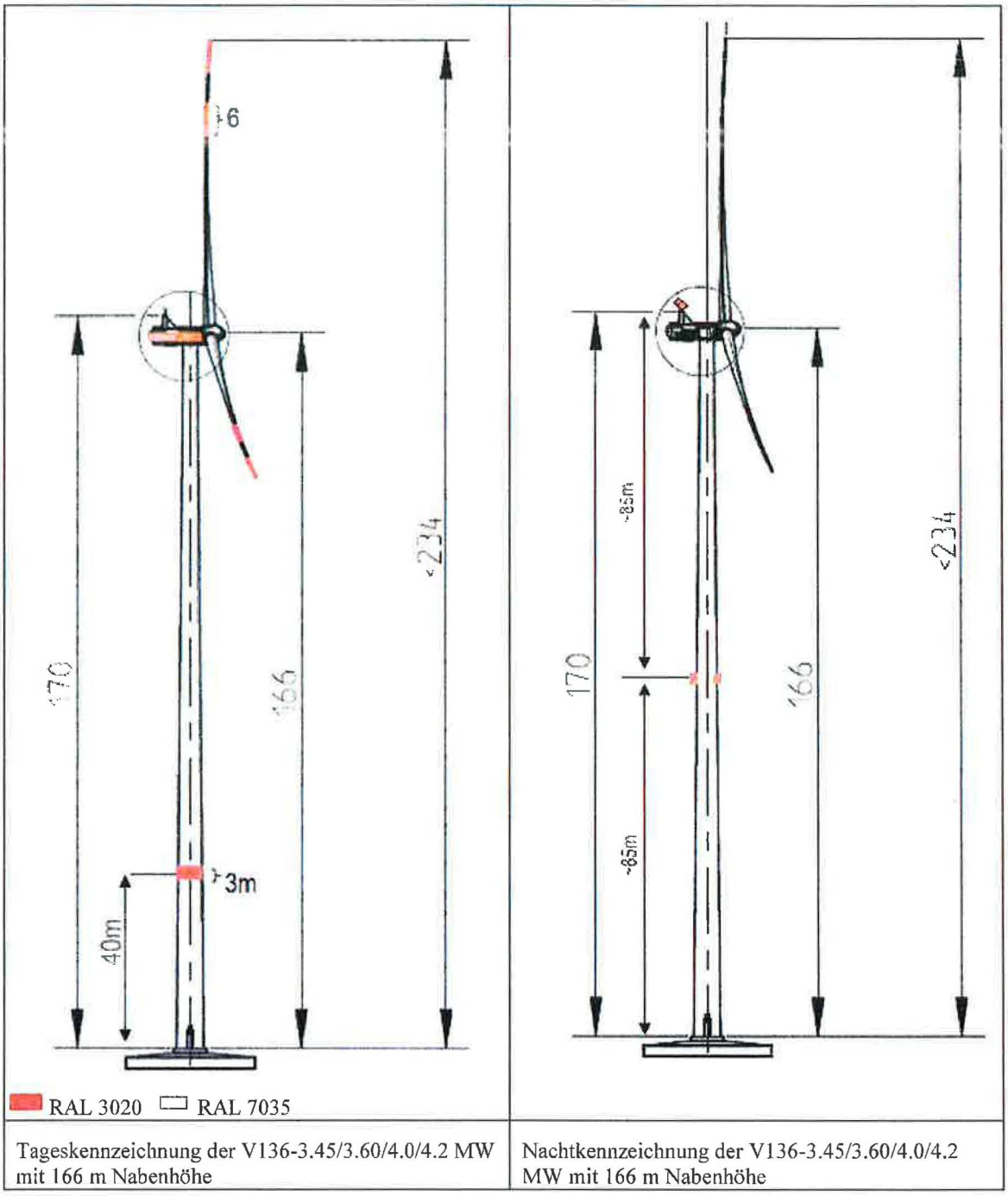
Tageskennzeichnung der V136-3.45/3.6/4.0/4.2 MW mit 149 m Nabenhöhe	Nachtkennzeichnung der V136-3.45/3.6/4.0/4.2 MW mit 149 m Nabenhöhe

T05 0049-8134 Ver 25 - Approved- Exported from DMS: 2023-09-26 by INVOL

Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Dänemark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

2.4.5. 166m Nabenhöhe (234m Spitzenhöhe)



Tageskennzeichnung der V136-3.45/3.60/4.0/4.2 MW mit 166 m Nabenhöhe

Nachtkennzeichnung der V136-3.45/3.60/4.0/4.2 MW mit 166 m Nabenhöhe

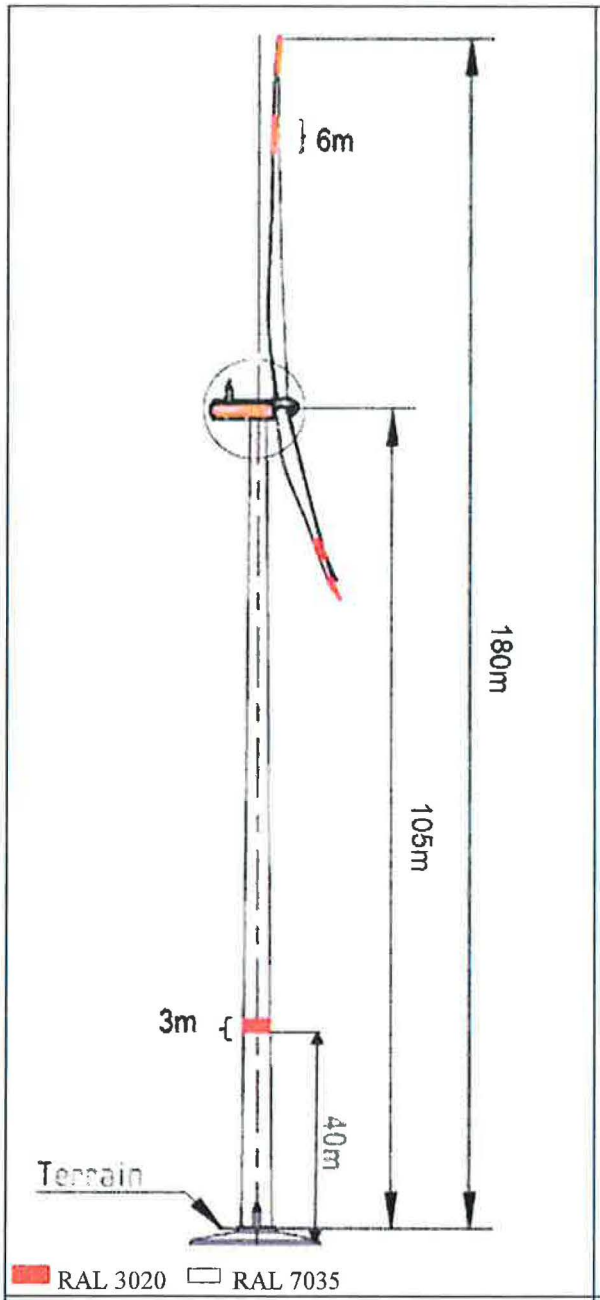
T05 0049-8134 Ver 25 - Approved- Exported from DMS: 2023-09-26 . YOL

Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Danemark, www.vestas.com

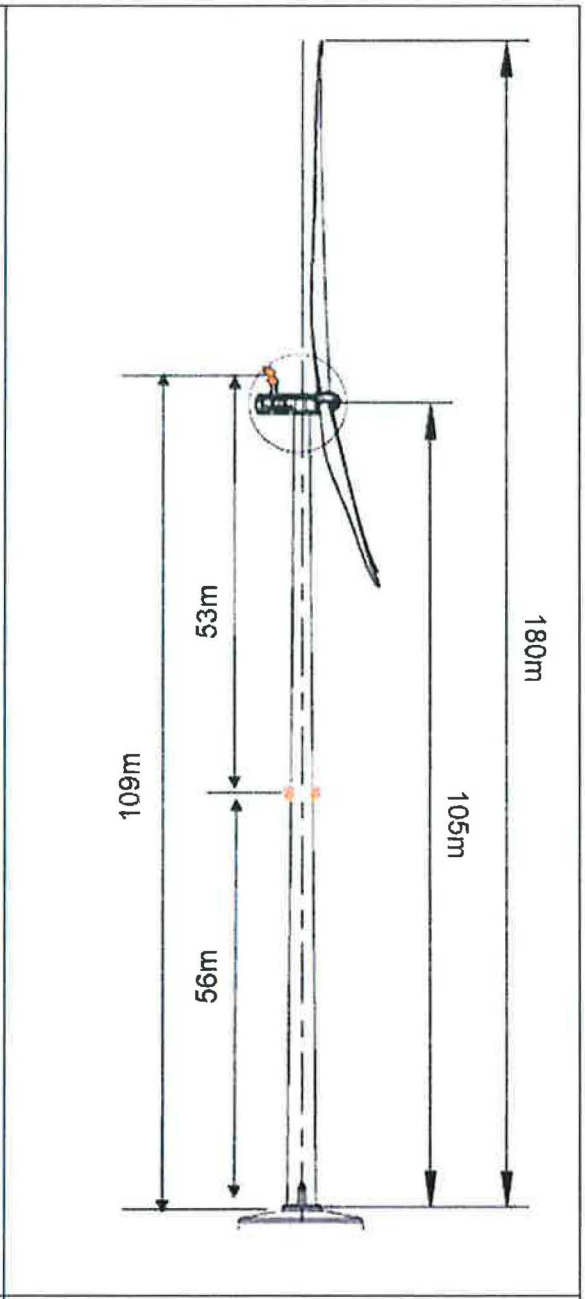
VESTAS PROPRIETARY NOTICE

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

2.5.1. 105m Nabenhöhe (180m Spitzenhöhe)



Tageskennzeichnung der V150-5.6 / 6.0 MW mit 105m Nabenhöhe

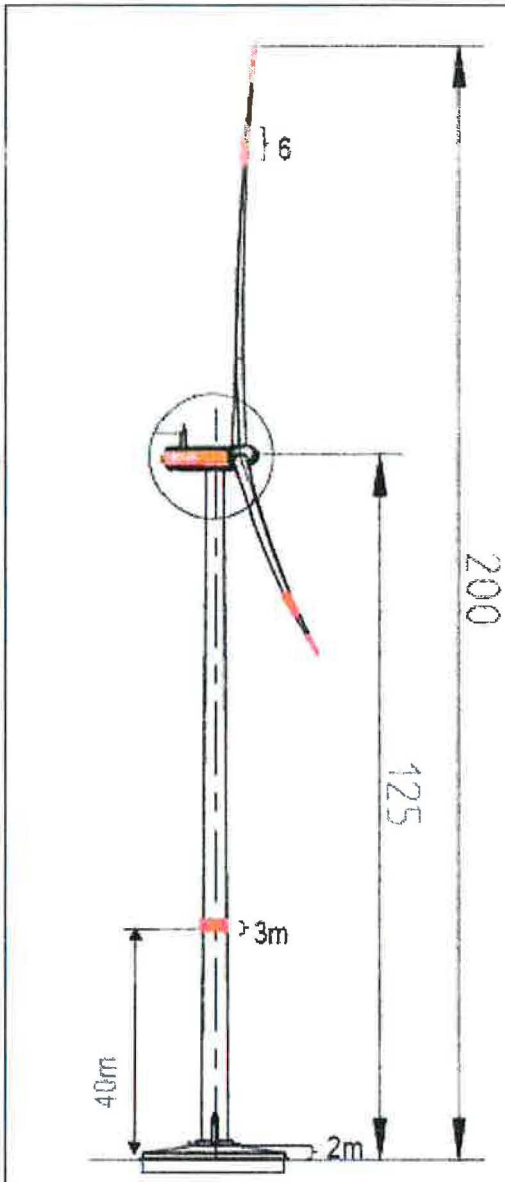


Nachtkennzeichnung der V150-5.6 / 6.0 MW mit 105m Nabenhöhe

T05 0049-8134 Ver 25 - Approved- Exported from DMS: 2023-09-26 by INVOL

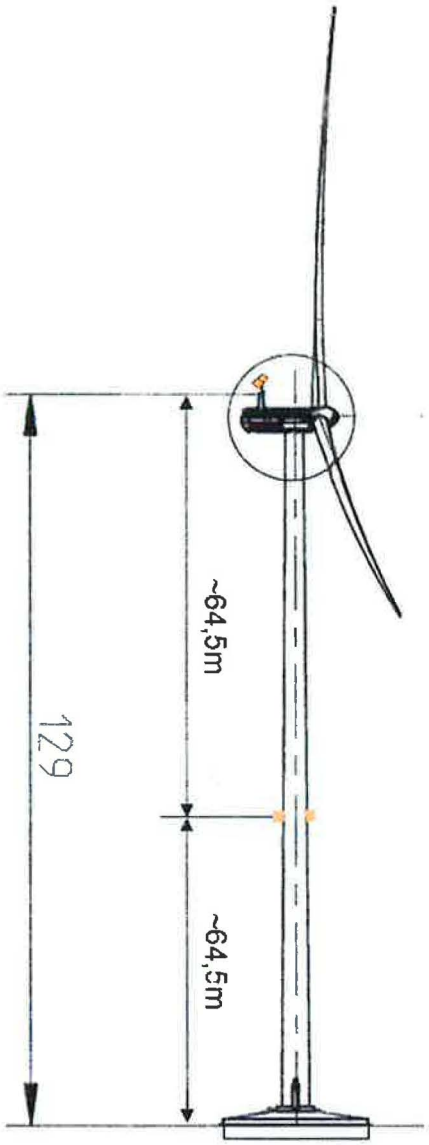
Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Danemark, www.vestas.com
VESTAS PROPRIETARY NOTICE

2.5.2. 125m Nabenhöhe* (200m Spitzenhöhe)



Tageskennzeichnung der V150-4.0 / 4.2 / 5.6 / 6.0 MW mit 125m Nabenhöhe

Bei der 4.0/4.2MW (MK3E) Variante handelt es sich um einen 123m Turm mit einer 2 m hohen Fundamenterhöhung



Nachtkennzeichnung der V150-4.0 / 4.2 / 5.6 / 6.0 MW mit 125m Nabenhöhe

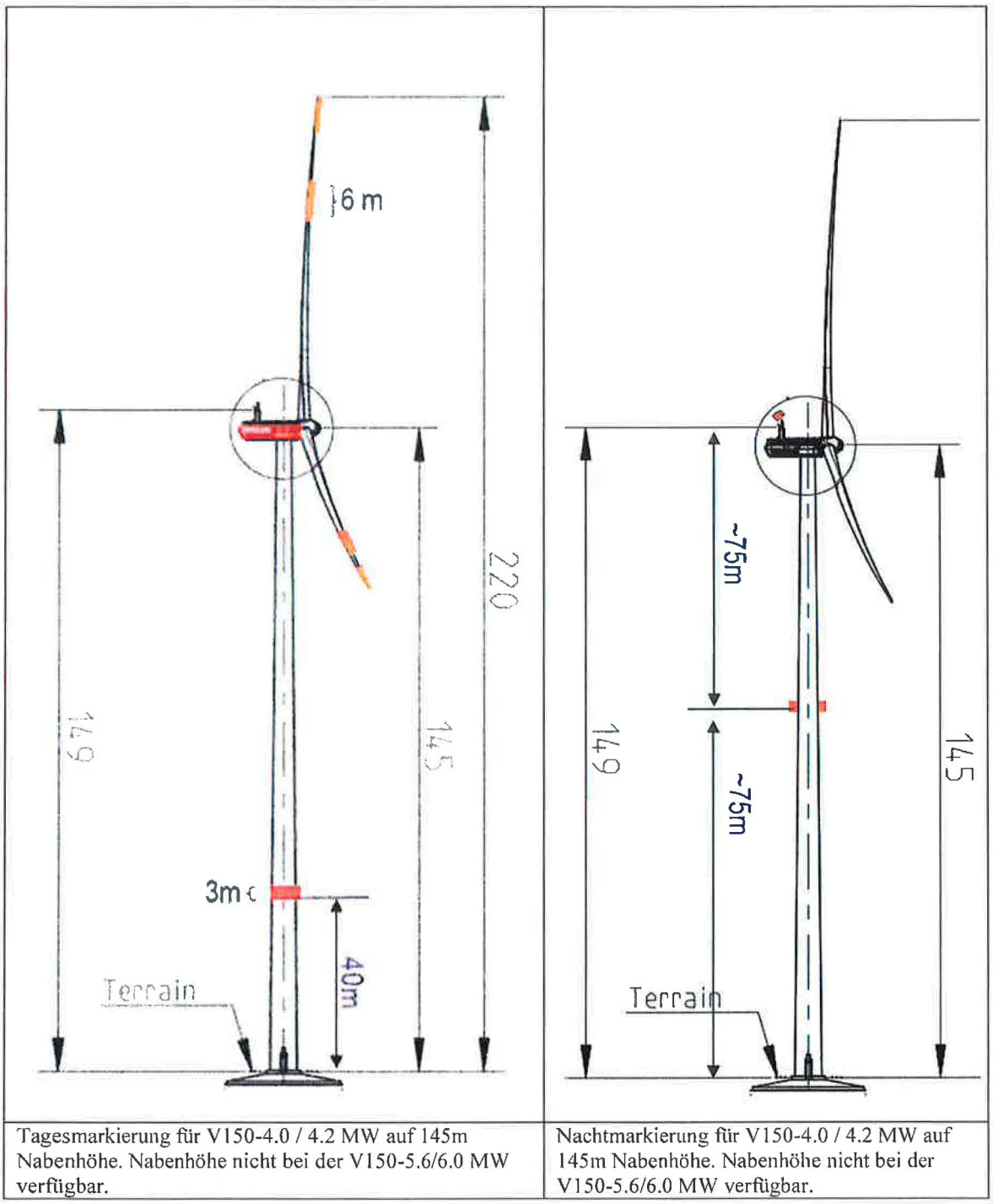
Bei der 4.0/4.2MW (MK3E) Variante handelt es sich um einen 123m Turm mit einer 2 m hohen Fundamenterhöhung

T05 0049-8134 Ver 25 - Approved- Exported from DMS: 2023-09-26 .

Classification: Public
Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Danemark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

2.5.3. 145m Nabenhöhe (220m Spitzenhöhe)



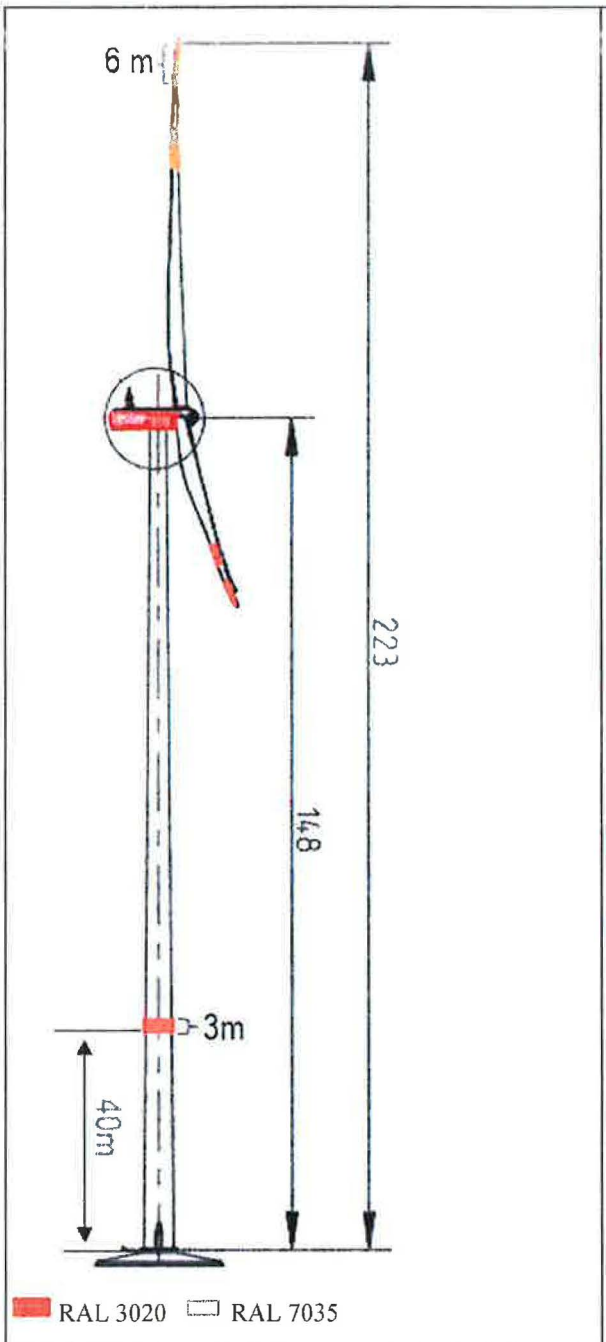
Tagesmarkierung für V150-4.0 / 4.2 MW auf 145m Nabenhöhe. Nabenhöhe nicht bei der V150-5.6/6.0 MW verfügbar.

Nachtmarkierung für V150-4.0 / 4.2 MW auf 145m Nabenhöhe. Nabenhöhe nicht bei der V150-5.6/6.0 MW verfügbar.

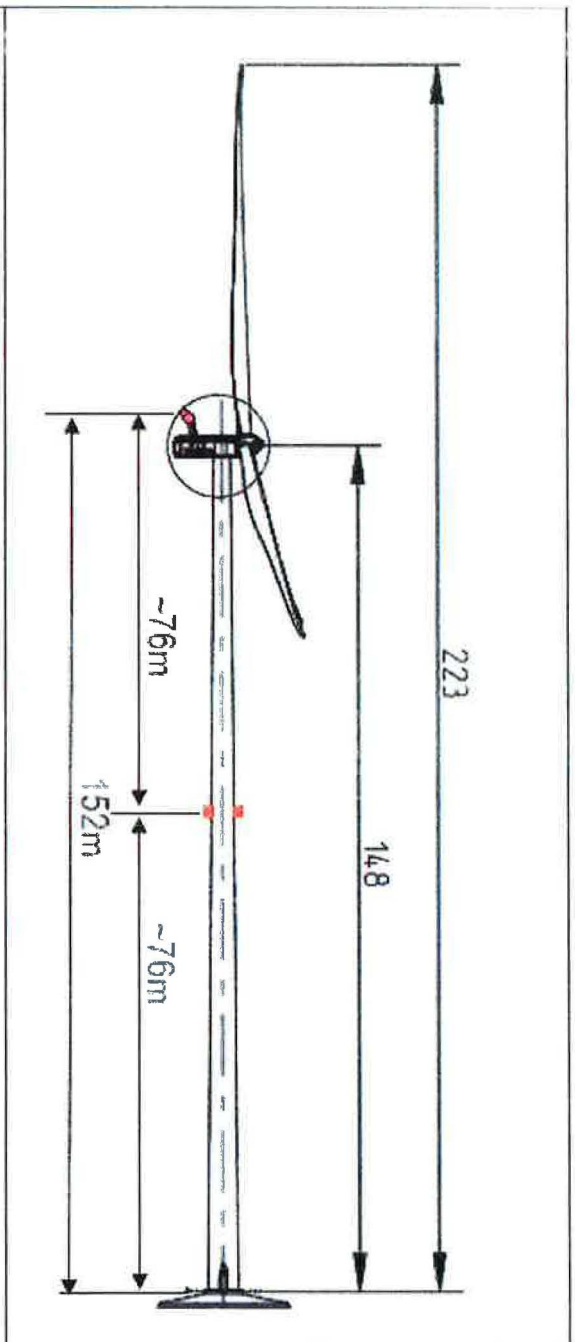
T05 0049-8134 Ver 25 - Approved- Exported from DMS: 2023-09-26 by INVOL

Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Danemark, www.vestas.com
VESTAS PROPRIETARY NOTICE

2.5.4. 148m Nabenhöhe (223m Spitzenhöhe)



Tagesmarkierung für V150-5.6 /6.0 MW auf 148m Nabenhöhe. Nabenhöhe nicht bei der V150-4.0 / 4.2 MW (MK3E) verfügbar.



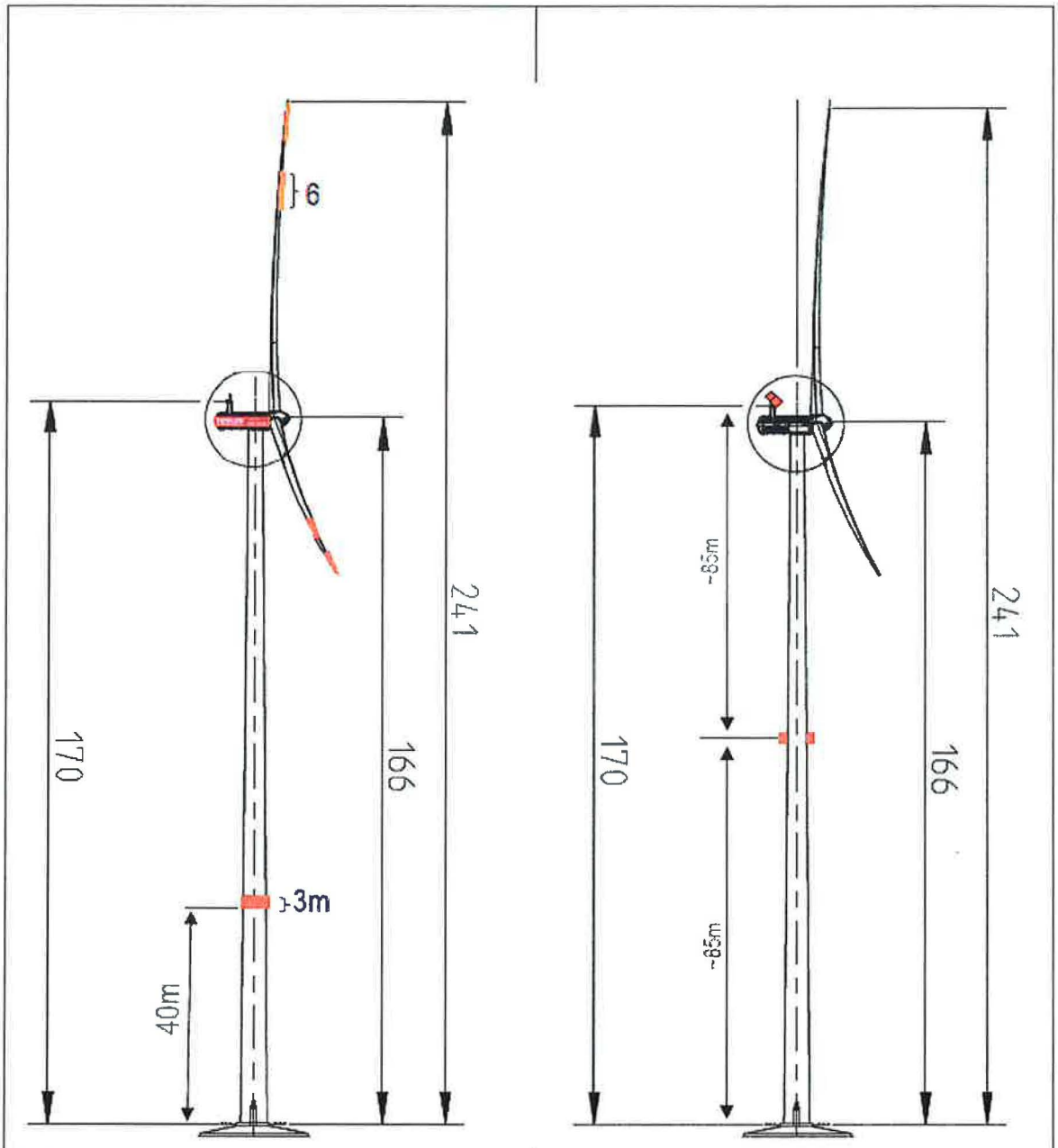
Nachtmarkierung für V150-5.6 / 6.0 MW auf 148m Nabenhöhe. Nabenhöhe nicht bei der V150-4.0 / 4.2 MW (MK3E) verfügbar.

T05 0049-8134 Ver 25 - Approved- Exported from DMS: 2023-09-26 . VOL

Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Danemark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

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



Tageskennzeichnung der V150- 4.0 / 4.2 / 5.6 / 6.0 MW mit 166m Nabenhöhe	Nachtkennzeichnung der V150-4.0 / 4.2 / 5.6 /6.0 MW mit 166m Nabenhöhe

*Die gleichen Zeichnungen gelten für eine Ausführung V150- 4.0 / 4.2 / 5.6 / 6.0 MW mit 169m Nabenhöhe.

T05 0049-8134 Ver 25 - Approved- Exported from DMS: 2023-09-26 by INVOL

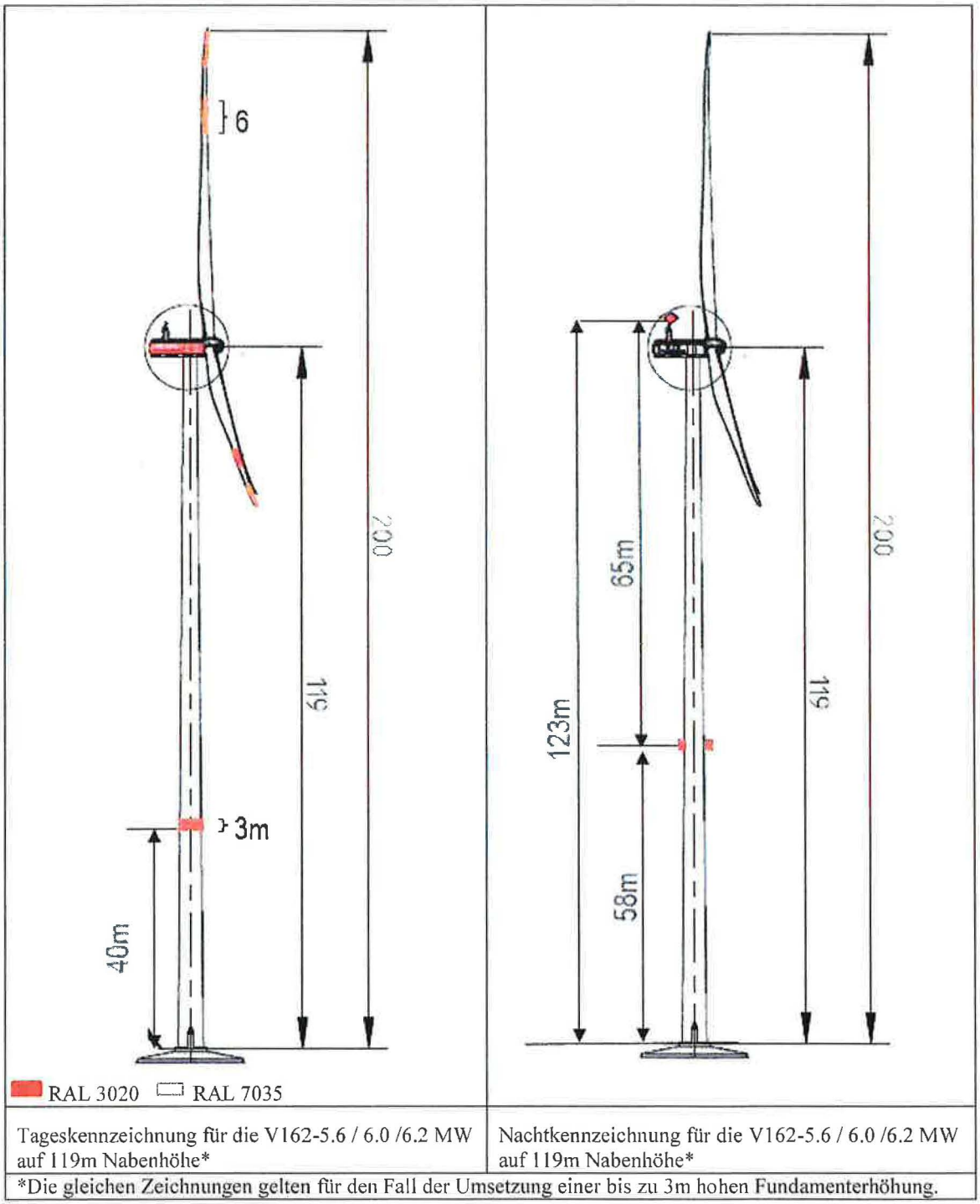
Classification: Public

Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Danemark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

2.6. V162-5.6 / 6.0 / 6.2MW

2.6.1. 119m Nabenhöhe (200m Spitzenhöhe)



Tageskennzeichnung für die V162-5.6 / 6.0 /6.2 MW auf 119m Nabenhöhe*	Nachtkennzeichnung für die V162-5.6 / 6.0 /6.2 MW auf 119m Nabenhöhe*

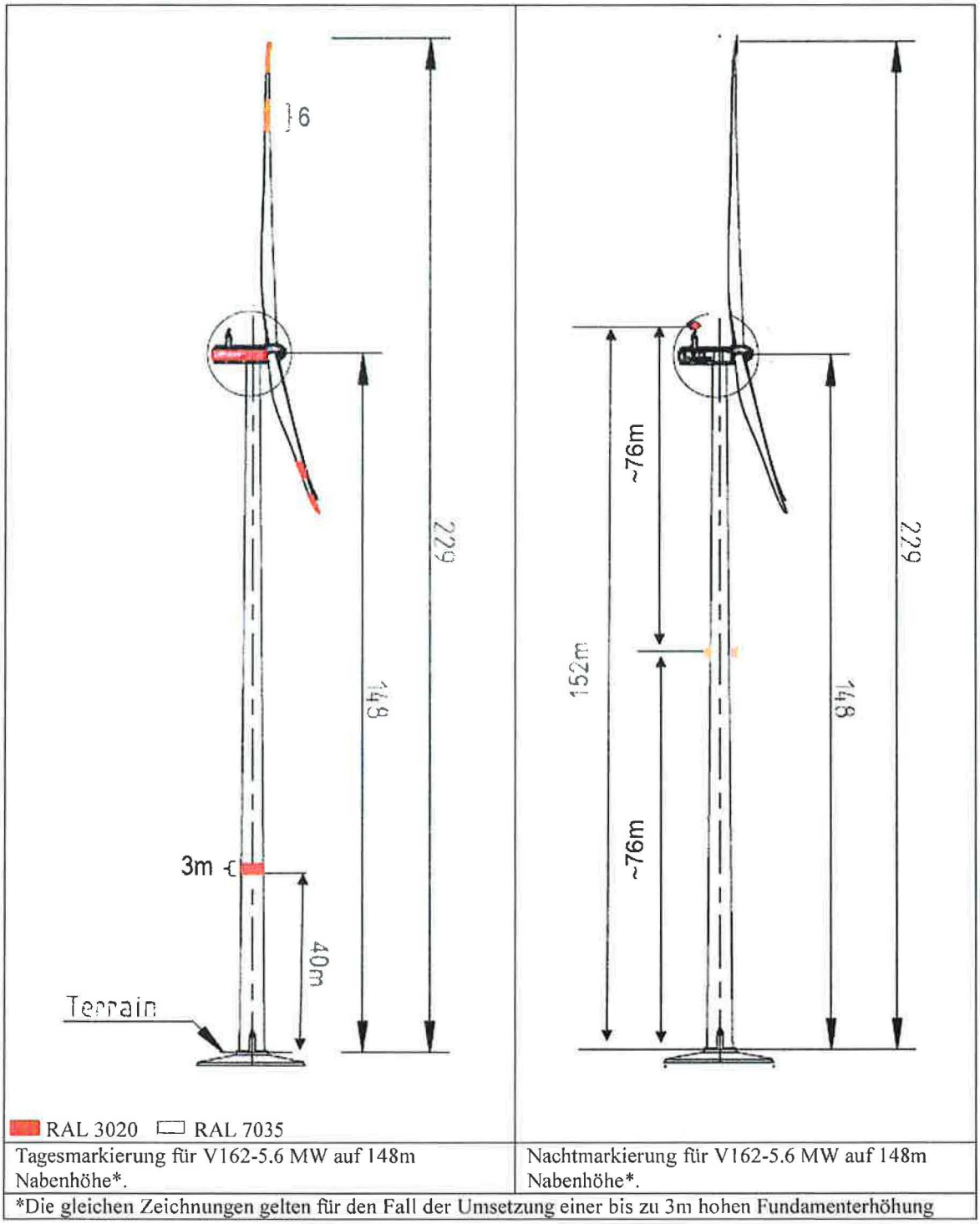
*Die gleichen Zeichnungen gelten für den Fall der Umsetzung einer bis zu 3m hohen Fundamenterhöhung.

T05 0049-8134 Ver 25 - Approved- Exported from DMS: 2023-09-26 , /OL

Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Danemark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

2.6.2. 148m Nabenhöhe (229m Spitzenhöhe)



Tagesmarkierung für V162-5.6 MW auf 148m Nabenhöhe*.	Nachtmarkierung für V162-5.6 MW auf 148m Nabenhöhe*.

*Die gleichen Zeichnungen gelten für den Fall der Umsetzung einer bis zu 3m hohen Fundamenterhöhung

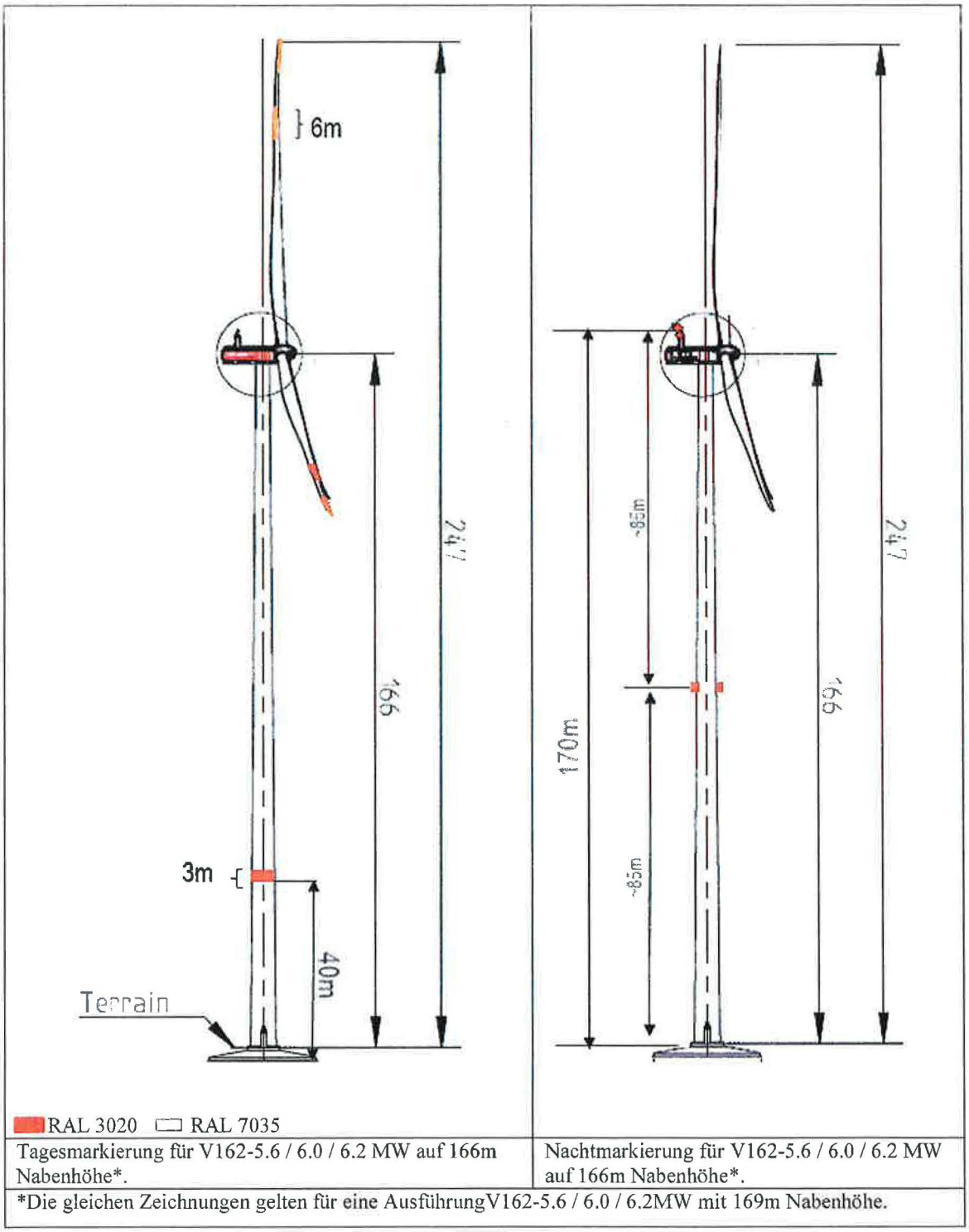
T05 0049-8134 Ver 25 - Approved- Exported from DMS: 2023-09-26 by INVOL

Classification: Public

Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Danemark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

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



Tagesmarkierung für V162-5.6 / 6.0 / 6.2 MW auf 166m Nabenhöhe*.	Nachtmarkierung für V162-5.6 / 6.0 / 6.2 MW auf 166m Nabenhöhe*.
*Die gleichen Zeichnungen gelten für eine AusführungV162-5.6 / 6.0 / 6.2MW mit 169m Nabenhöhe.	

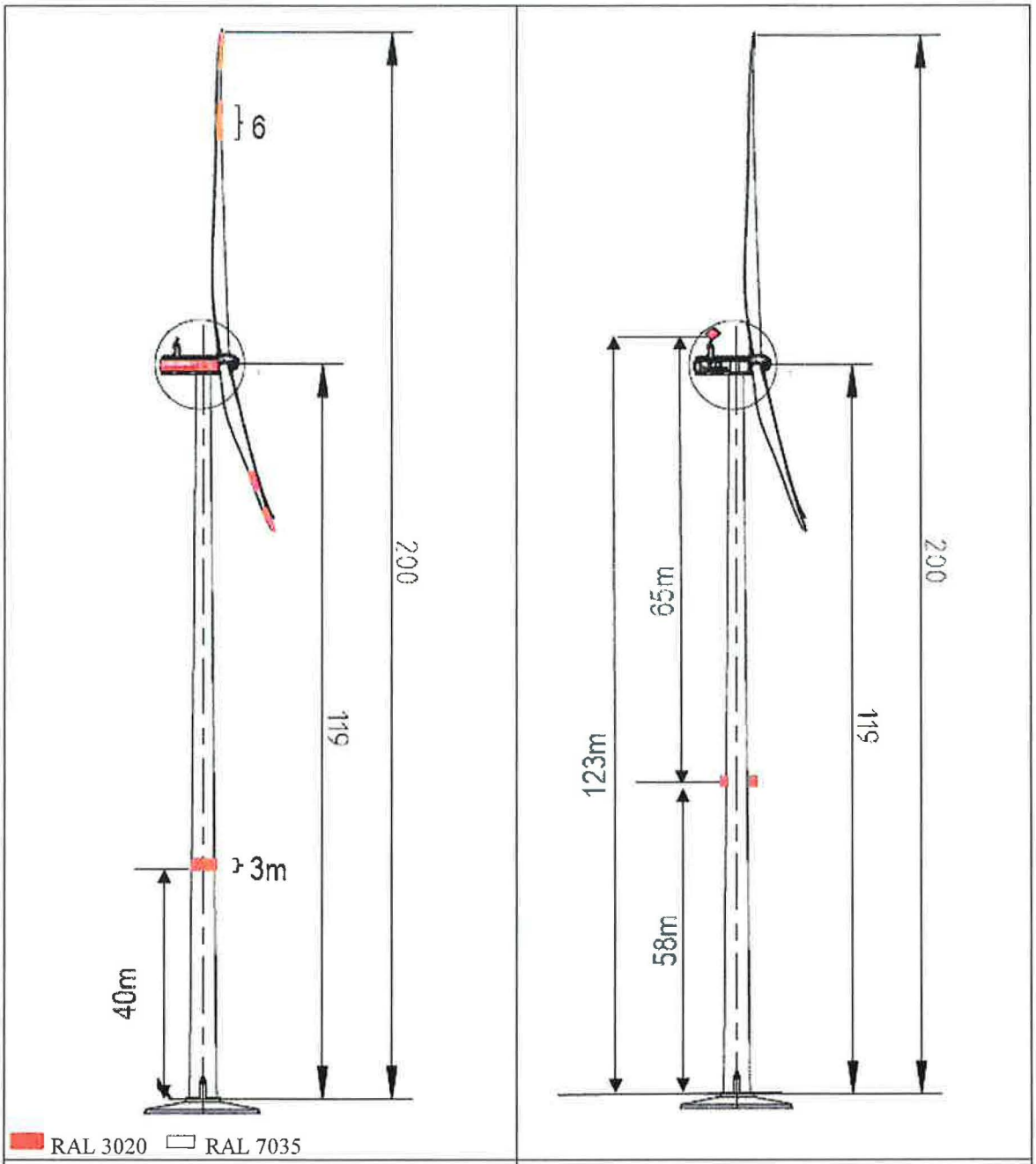
T05 0049-8134 Ver 25 - Approved- Exported from DMS: 2023-09-26 VOL

Classification: Public
Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Dänemark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

2.7. V162-7.2MW

2.7.1. 119m Nabenhöhe (200m Spitzenhöhe)



Tageskennzeichnung für die V162-6.8 / 7.2 MW auf 119m Nabenhöhe*	Nachtkennzeichnung für die V162-6.8 / 7.2 MW auf 119m Nabenhöhe*

*Die gleichen Zeichnungen gelten für den Fall der Umsetzung einer bis zu 3m hohen Fundamenterhöhung.

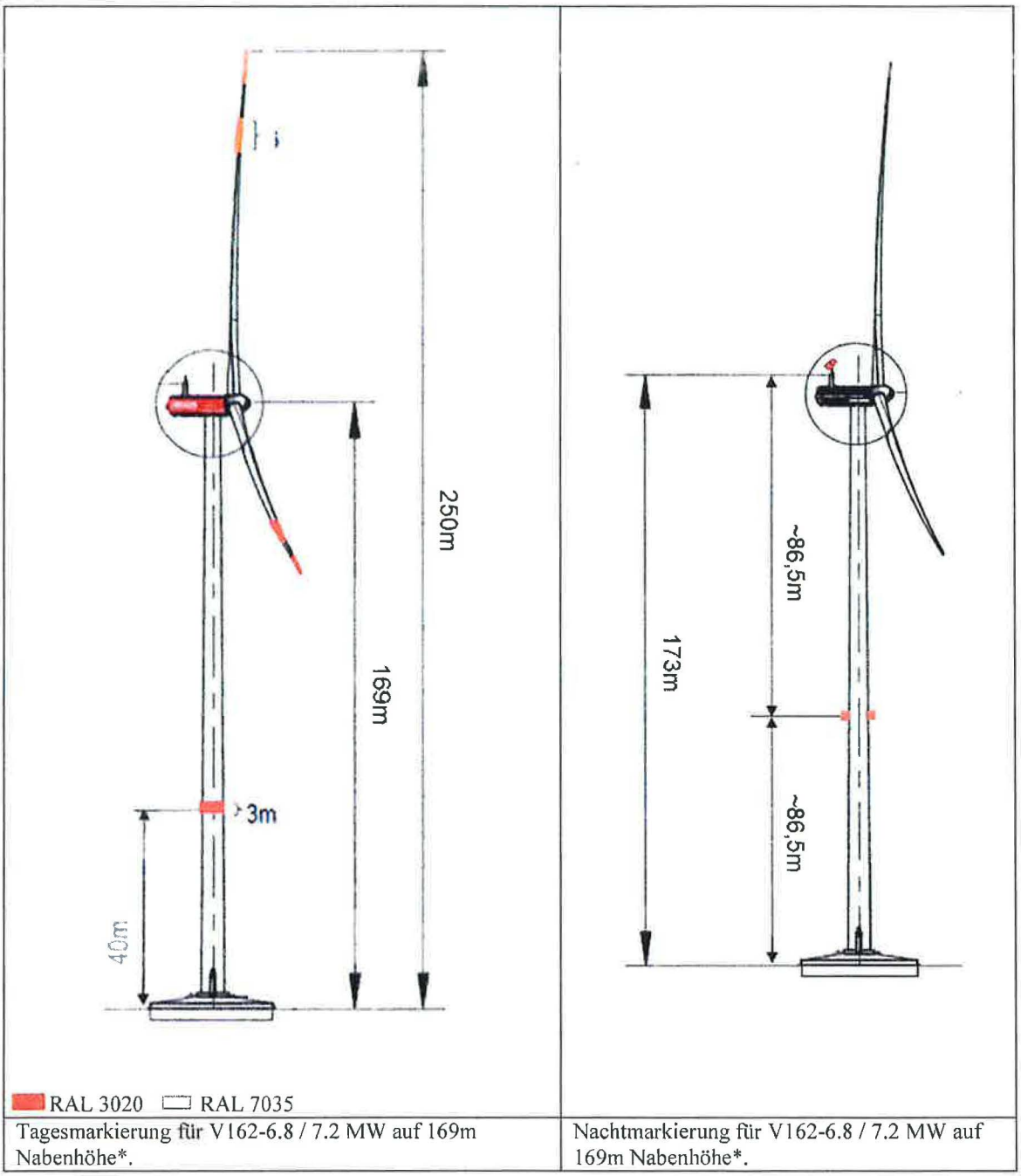
T05 0049-8134 Ver 25 - Approved- Exported from DMS: 2023-09-26 by INVOL

Classification: Public

Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Danemark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

2.7.2. 169m Nabenhöhe (250m Spitzenhöhe)



Tagesmarkierung für V162-6.8 / 7.2 MW auf 169m Nabenhöhe*.

Nachtmarkierung für V162-6.8 / 7.2 MW auf 169m Nabenhöhe*.

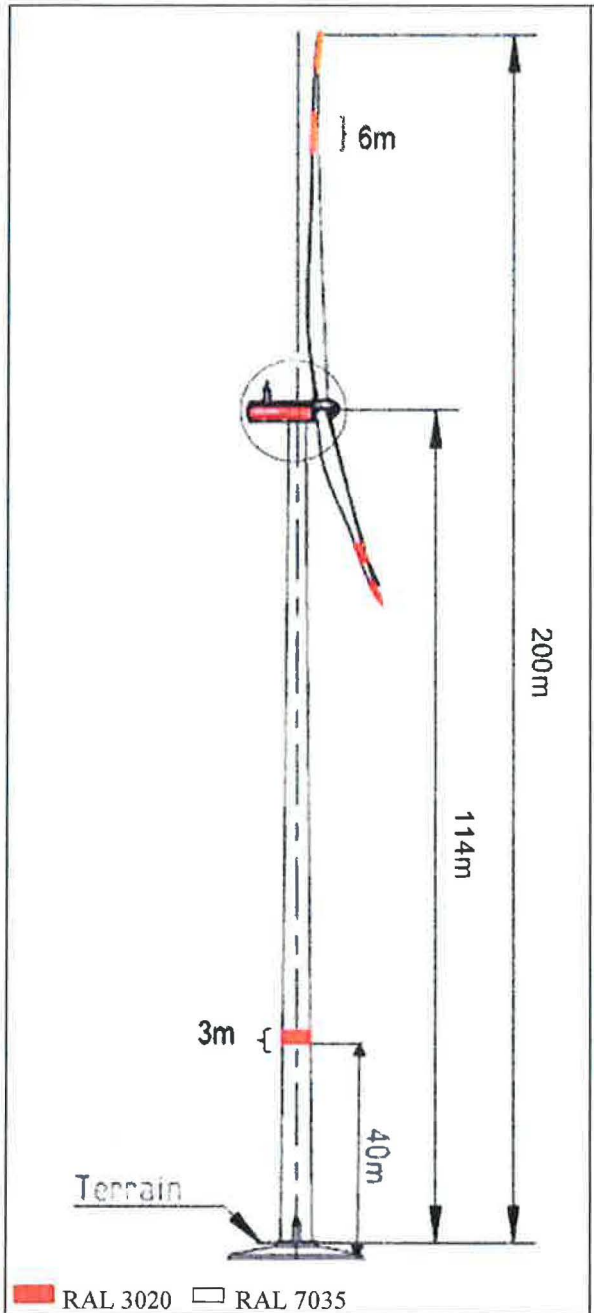
T05 0049-8134 Ver 25 - Approved- Exported from DMS: 2023-09-26 . VOL

Classification: Public
Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Danemark, www.vestas.com

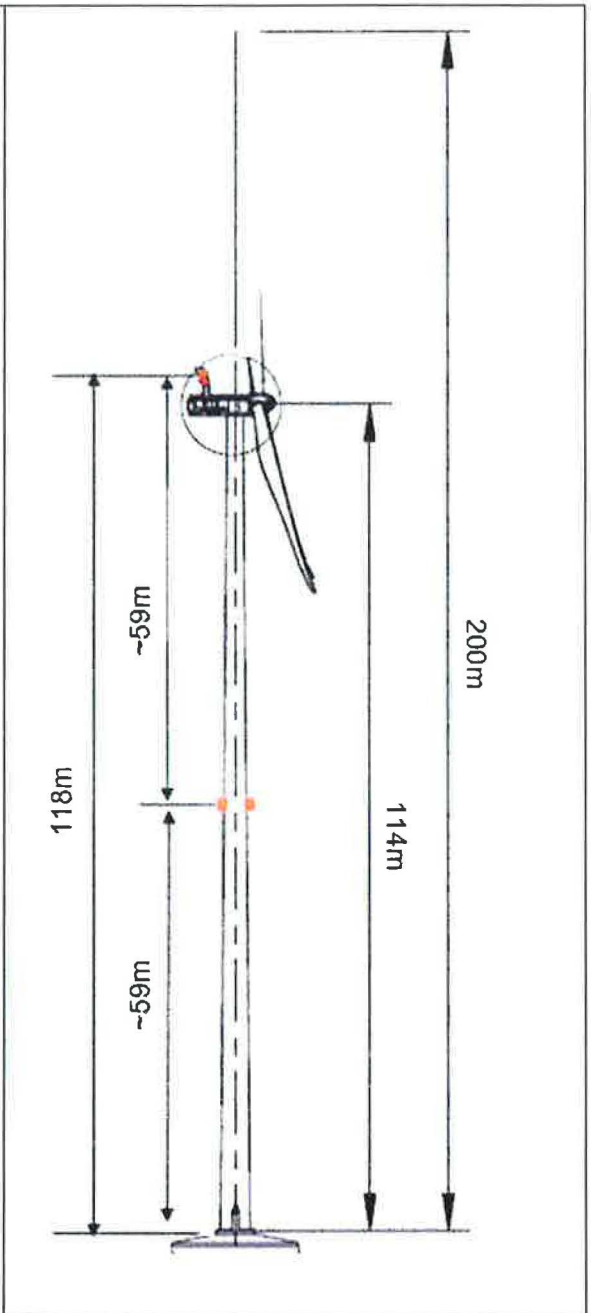
VESTAS PROPRIETARY NOTICE

2.8. V172-7.2MW

2.8.1. 114m Nabenhöhe (200m Spitzenhöhe)



Tageskennzeichnung für die V172-7.2 MW auf 114m Nabenhöhe

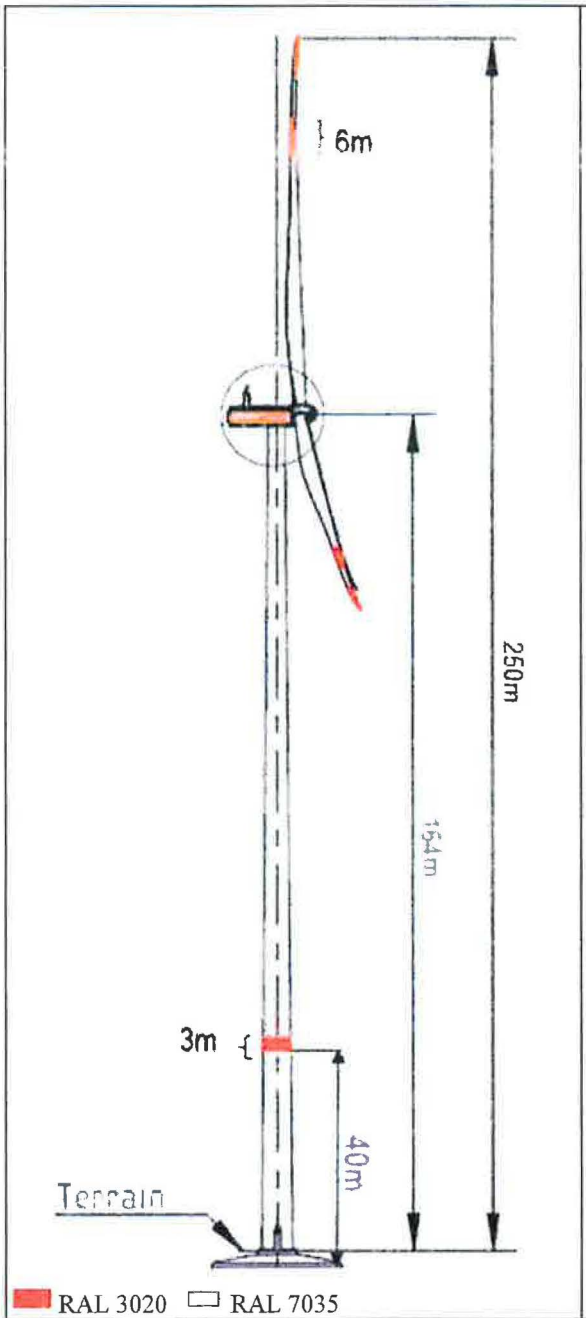


Nachtkennzeichnung für die V172-7.2 MW auf 114m Nabenhöhe

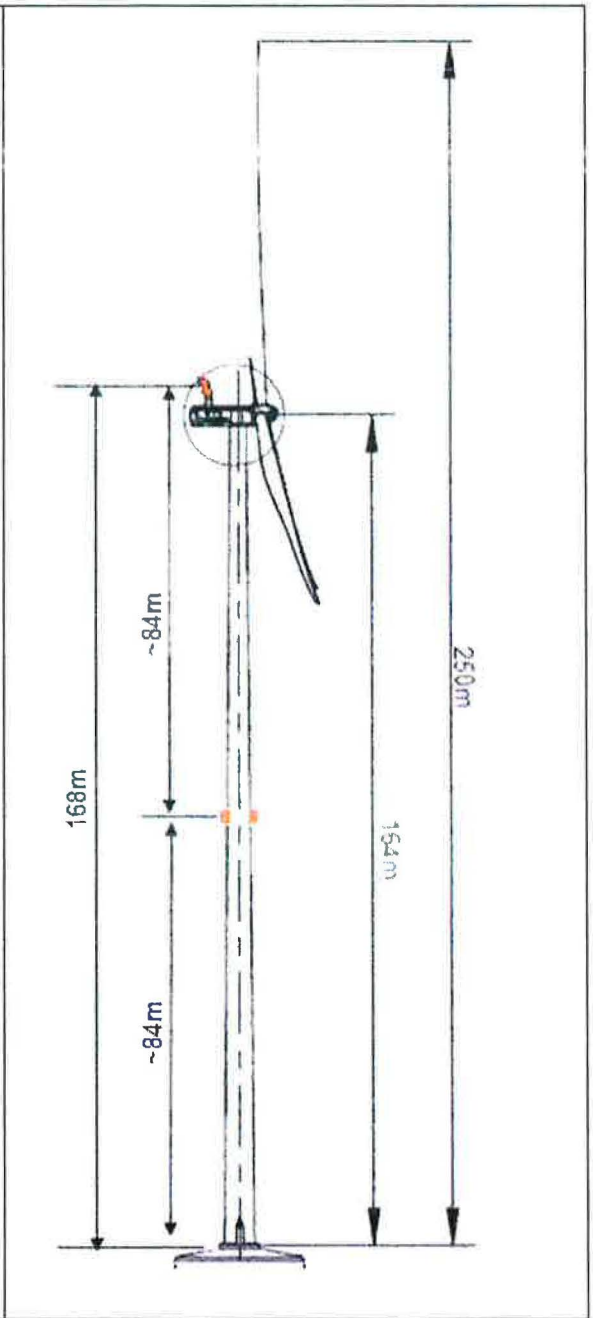
T05 0049-8134 Ver 25 - Approved- Exported from DMS: 2023-09-26 by INVOL

Classification: Public
Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Danemark, www.vestas.com
VESTAS PROPRIETARY NOTICE

2.8.2. 164m Nabenhöhe (250m Spitzenhöhe)



Tageskennzeichnung für die V172-7.2 MW auf 164m Nabenhöhe



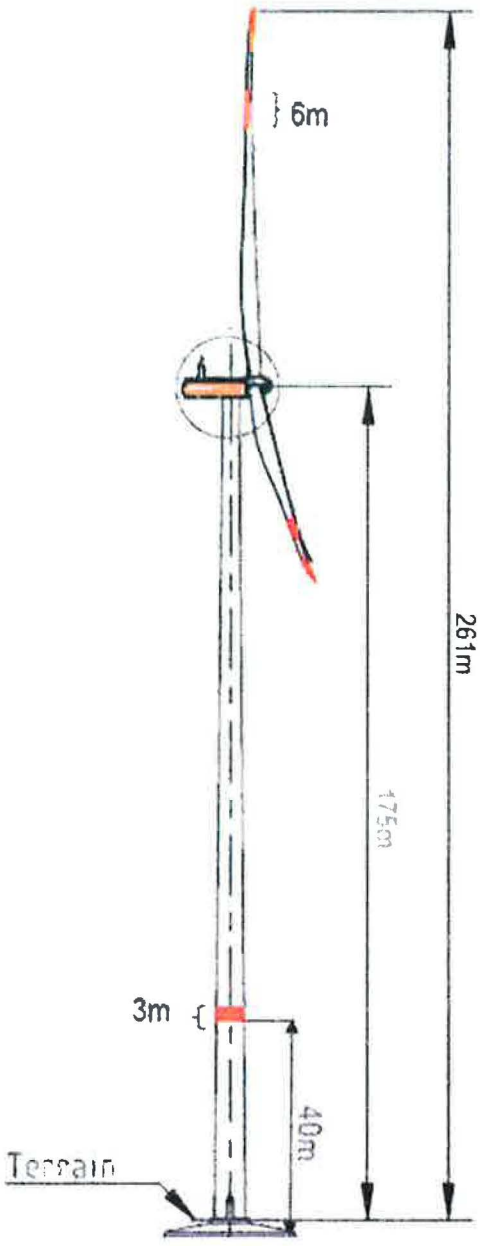
Nachtkennzeichnung für die V172-7.2 MW auf 164m Nabenhöhe

T05 0049-8134 Ver 25 - Approved- Exported from DMS: 2023-09-26 . VOL

Classification: Public
Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Danemark, www.vestas.com

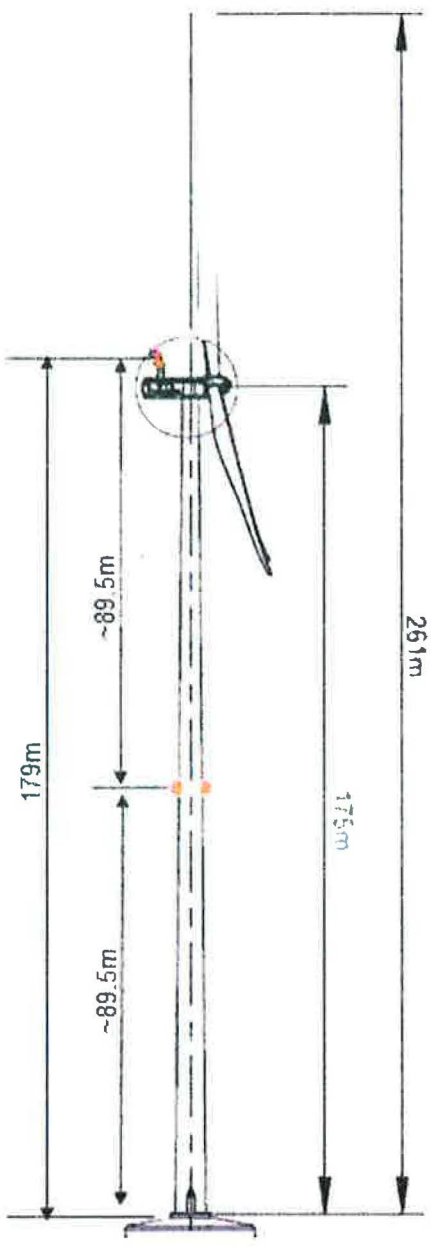
VESTAS PROPRIETARY NOTICE

2.8.3. 175m Nabenhöhe (261m Spitzenhöhe)



RAL 3020 RAL 7035

Tagesmarkierung für V172-7.2 MW auf 175m Nabenhöhe.



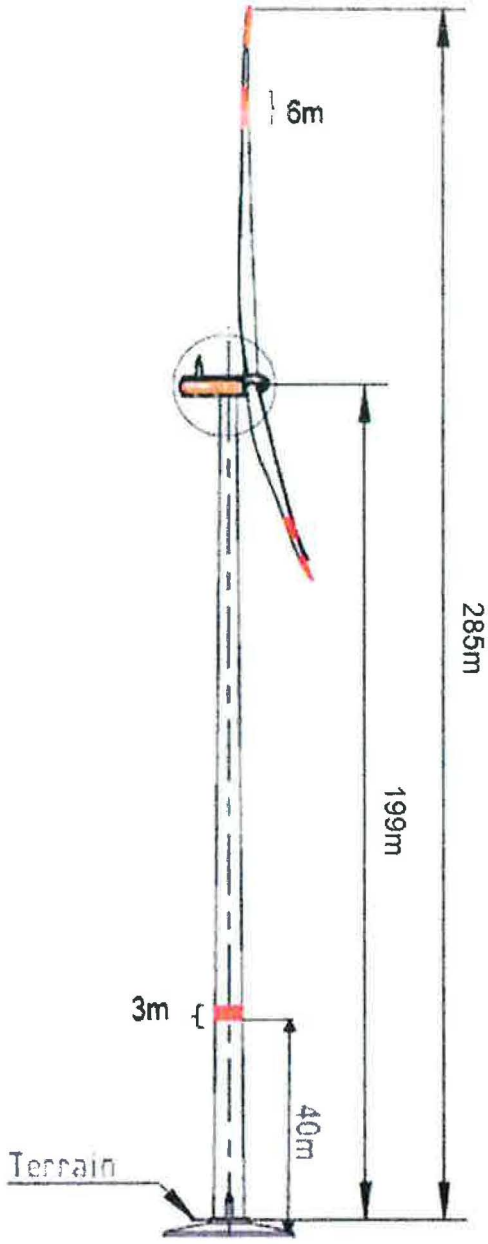
Nachtmarkierung für V172-7.2 MW auf 175m Nabenhöhe.

T05 0049-8134 Ver 25 - Approved- Exported from DMS: 2023-09-26 by INVOL

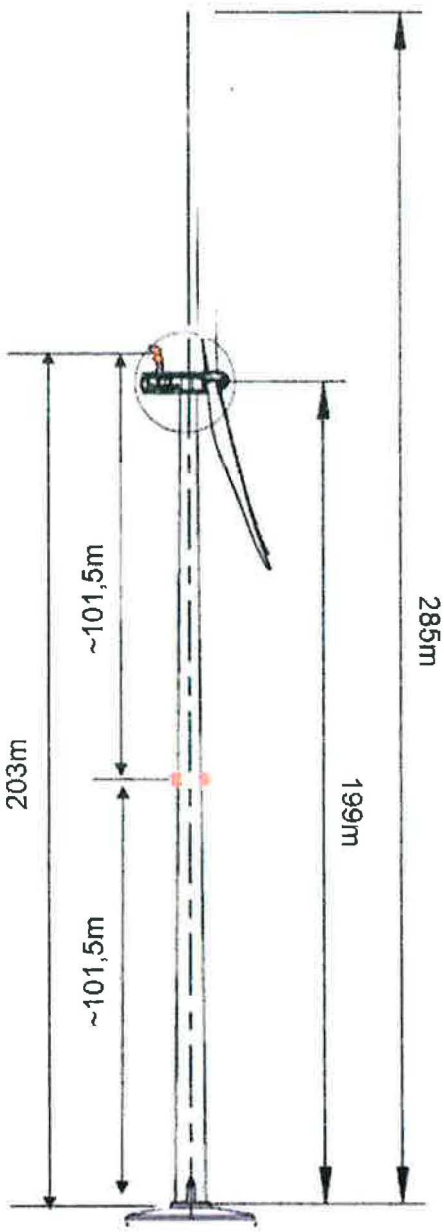
Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Danemark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

2.8.4. 199m Nabenhöhe (285m Spitzenhöhe)



Tagesmarkierung für V172-7.2 MW auf 199m Nabenhöhe.



Nachtmarkierung für V172-7.2 MW auf 199m Nabenhöhe.

T05 0049-8134 Ver 25 - Approved- Exported from DMS: 2023-09-26 VOL

Classification: Public
Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Danemark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

3. Verweise

[1] Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen

Link Banz AT 30.04.2020 B4

Aufgerufen: Mai 2020

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

[3] 0107-8717 Vestas-Spezifikationen für Turmbefeuerung

[4] 0087-9628 Vestas-Spezifikation für Sichtweitenmessgerät

[5] 0107-9741 Vestas-Spezifikation für USV

QMS 00091 VER 00

T05 0049-8134 Ver 25 - Approved- Exported from DMS: 2023-09-26 by INVOL

Classification: Public

Copyright © - Vestas Wind Systems A/S, Alsvej 21, 8940 Randers SV, Danemark, www.vestas.com

VESTAS PROPRIETARY NOTICE

000709

Parasol

Das echte BNK-System für dunkle Nächte



Bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung mit dem

Passiv-Radar-System

000710



Warum Sie sich für Parasol entscheiden sollten

Mit dem BNK-System aus dem Hause Parasol bieten wir Ihnen dunkle Nächte bei **maximaler Sicherheit**. Aufgrund langjähriger Forschungs- und Praxiserfahrung etabliert sich das Passiv-Radar-System zusehends auf dem deutschen sowie internationalen Märkten. Hintergrund: Ist eine Windkraftanlage über 100 Meter hoch, wird diese nachts regulär durch rotes Blinken gekennzeichnet. Zwar dient die Befeuerung dazu, den Luftraum für den Luftfahrtbetrieb zu sichern, doch auf Anwohner kann das nächtliche Blinken mitunter störend wirken. Aus diesem Grund hat die Firma Parasol in **Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer-Institut für Hochfrequenzphysik und Radartechnik** ein Passiv-Radar-System entwickelt, welches die Nachtkennzeichnung von Windkraftanlagen deaktiviert, solange garantiert ist, dass sich kein Flugobjekt im Wirkraum befindet. Das Passiv-Radar-System Parasol braucht dabei **keine eigene Strahlung** auszusenden und zeichnet sich durch eine **sehr hohe Detektionsgenauigkeit** und daher besonders dunkle Nächte aus. Praxisnahe Kostenmodelle machen das System für viele Einsatzgebiete attraktiv.

Profitieren Sie von den Parasol-Vorteilen

- **strahlungsfrei**
- **eigenes Patent**
- **geringe Beleuchtungszeiten**
- **Wirkraum von 450 km²**
- **Signale weltweit verfügbar**
- **unabhängig vom Flugobjekt**
- **geringe Serviceaufwände**
- **Ertüchtigung und BNK aus einer Hand**
- **klare Vertragswerke**
- **volle Kostenübersicht**
- **reale Befliegungsmaßnahmen für maximale Sicherheit**

Unsere Technik im Detail

060711

Ein Parasol-System sendet – anders als herkömmliche Radar basierte Systeme – keine elektromagnetische Strahlung aus. Stattdessen verwendet es die weltweit nahezu flächendeckenden Signale von Radio-, Fernseh- oder Mobilfunksendern. Damit wird eine unnötige zusätzliche Strahlenbelastung verhindert und das Parasol-BNK-System letztlich sehr **einfach in der Umsetzung**.

Ein BNK-System der Firma Parasol setzt sich aus **drei Sensorstandorten** zusammen. Jeder Standort verfügt jeweils über eine Sensoreinheit und einen Referenzempfänger. Der Referenzempfänger wird zum Empfang des Direktsignals vom Sender (z. B. TV, Radio oder Mobilfunk) verwendet. Die Sensoreinheit empfängt das Signal, welches vom Flug- oder Bodenobjekt reflektiert wird. In der Abbildung ist der Zusammenhang schematisch dargestellt. In Grau ist das direkte Signal abgebildet, in Rot der Signalweg über die Reflexion am Flugobjekt.

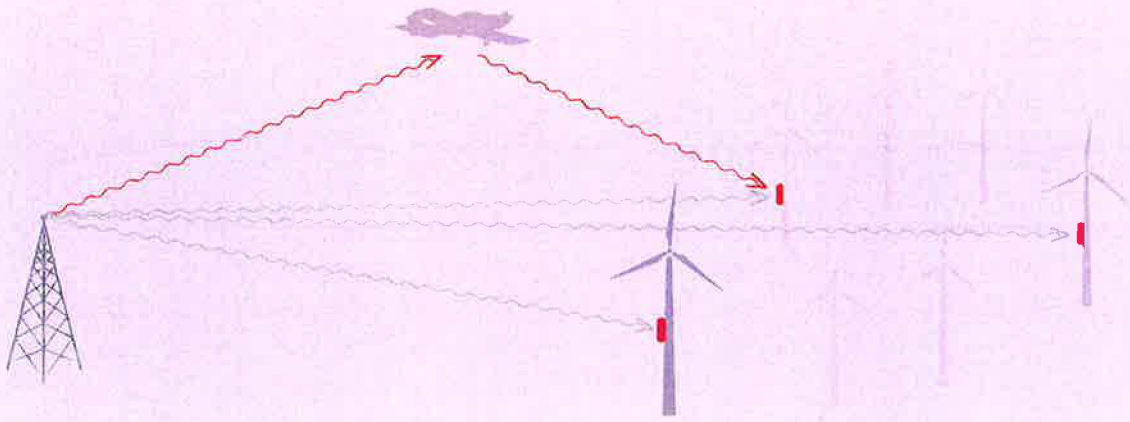
Wie in der Abbildung zu erkennen ist, legen beide Signale einen unterschiedlich langen Weg zurück und erreichen nicht zum selben Zeitpunkt den Empfänger. Dadurch, dass sich elektromagnetische Wellen konstant mit Lichtgeschwindigkeit ausbreiten, kann eine Laufzeitdifferenz ermittelt werden. Anhand dieser Zeitverschiebung wird die Position des Flugobjektes zwischen Sender und Empfänger berechnet. Zusätzlich entsteht durch die Bewegung des Flugobjektes ein sogenannter Dopplereffekt, welcher die Berechnung eines Geschwindigkeitsvektors (Geschwindigkeit und Richtung) ermöglicht. Durch den Zusammenschluss der drei Sensorstandorte entsteht eine hohe Genauigkeit in der Positionserfassung des Objektes.

So wird ein hochauflösender **Wirkraum von über 450 km²** ermöglicht. Dieser erstreckt sich vom Boden bis hoch zu 600 m und kann jederzeit an länderspezifische oder zukünftige Anforderungsänderungen angepasst werden. Alle Windkraftanlagen im Wirkraum können gemeinschaftlich von der Lösung profitieren. Ebenso ist die Passiv-Radar-Technik vollkommen unabhängig vom Flugobjekt und den dort verwendeten Transpondereinheiten. Das schafft eine **hohe Sicherheit** für den Luftraum und eine **gute Abschaltrate** für die Nachtkennzeichnung der Windkraftanlagen. Das Passiv-Radar von Parasol kann auf unterschiedliche Vorgaben angepasst werden, ist **ISO 9001** zertifiziert und weltweit verfügbar. Gleichzeitig ist das gesamte System jederzeit modular erweiterbar, um stets neue Windkraftanlagen aufnehmen zu können.

Unterstützung bei der Anlagenertüchtigung

Sofern die Kompatibilität des vorhandenen Flugfeuers der auszurüstenden Windenergieanlage nicht gegeben oder keine Möglichkeit zur Ansteuerung des Flugfeuers vorhanden ist, kann Parasol bei den entsprechenden Ertüchtigungsmaßnahmen unterstützen. Parasol bietet diesbezüglich einen zusätzlichen Support, um den benötigten Maßnahmenkatalog mit den richtigen Ansprechpartnern bzw. die entsprechende technische Hilfe direkt zu ermitteln.

Drei Parasol-Sensoren empfangen das Signal eines bestehenden Radio-/TV-Senders sowie die Reflexion durch relevante Flugobjekte im Wirkraum.



Wirkraum von 450 km²

000712

Große Wirkräume – geringe Kosten

Die Hindernisbefeuerungen von Windkraftanlagen müssen stets rechtzeitig vor dem Überflug eines Flugzeuges aktiviert werden. Um ein relevantes Flugzeug von nicht relevanten zu unterscheiden, wird der sogenannte **Wirkraum** herangezogen. Dieser ist wie ein Schirm über dem Windpark zu verstehen. Daher auch der Name Parasol, der frei übersetzt Sonnenschirm bedeutet. Dieser Wirkraum hat pro Parasol-System eine **Fläche von 450 km²** und lässt sich durch den Einsatz weiterer Einheiten vergrößern. Somit lassen sich beliebig viele benachbarte Windkraftanlagen unter einem „Sonnenschirm" gemeinsam erfassen, was Kosten und Aufwände auf ein Minimum reduziert. Das Team von Parasol kümmert sich dabei nicht nur um die technische Installation des BNK-Systems. Wir versorgen Sie ebenso mit allen notwendigen Informationen zur Einbindung der BNK-Signale an Ihre Windparks für einen reibungslosen Ablauf. Unser **Signal-Bereitstellungsvertrag** bildet für Sie ein Rundum-sorglos-Paket: Bei diesem Vertrag stellt Parasol den Errichter und dauerhaften Betreiber des BNK-Systems dar. Somit sind fortlaufend alle Aufwände in puncto Service und Wartung klar bei Parasol gebündelt, um Ihnen einen sicheren Betrieb des BNK-Systems zu garantieren. Sollten Windenergieanlagen einmal zurückgebaut werden, besteht ein Sonderkündigungsrecht. Pro Anlage fällt eine **einmalige Einrichtungspauschale** und eine **jährliche Bereitstellungsgebühr** an. Dies schafft für Sie eine einfache Lösung bei klar abgestecktem finanziellen Aufwand.

Der Weg zur bedarfsgesteuerten Hindernisbefeuerung

- Bestimmung des Wirkraumes und vorläufige Dislozierung
- Komplette Dislozierung mittels mobiler Antennen und durch Erfliegung vor Ort
- Installation des Parasol-Systems
- Abnahme und Anerkennung des Systems durch die Deutsche Flugsicherung (DFS)
- Änderung der Baugenehmigung der Windkraftanlagen
- Bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung



Parasol in der Praxis

In der Praxis ist ein Passiv-Radar die ideale Lösung für Ihren Windpark. Es ist schnell in der Umsetzung, da es **keine Frequenzzuteilung** benötigt und **völlig strahlungsfrei** arbeitet. Ebenso agiert es anders als transponderbasierte BNK-Systeme völlig unabhängig vom Flugobjekt und dadurch besonders sicher und genau. Die Sensorik des Systems lässt sich unkompliziert auf baugenehmigungsfreien 9 Meter hohen Masten am Rande des Kranplatzes oder auch am Turm der Windkraftanlage mittels Magneten installieren. Auf diese Weise können Parasol-Systeme zügig errichtet werden und sind leicht in der Handhabung bei Service und Wartung. Zur Installation brauchen Windkraftanlagen nicht abgeschaltet zu werden, sodass hier keine Ertragsausfälle entstehen. Durch die Unterstützung des Parasol-Teams können jederzeit weitere Nachbar- oder Repowering-Anlagen in BNK-Bestandssysteme mit eingebunden werden.

Praxisbeispiel: Sehr gut lässt sich das System an einem Praxisbeispiel aus dem Raum Oldenburg erläutern. Hier haben sich eine ganze Reihe von Anlagenbetreibern entschlossen, gemeinschaftlich eine einheitliche BNK-Lösung zu schaffen. Aus dieser Idee wurde ein Projekt mit Parasol. Heute stehen hier sechs BNK-Systeme, die insgesamt eine Fläche von über 2.600 km² Fläche in einem Wirkraum vereinen. **Alle Windkraftanlagen** in diesem Gebiet können von den Vorteilen des Wirkraumes profitieren und sämtliche Verantwortung für den Erhalt und Betrieb an das Team von Parasol übergeben werden. In diesem Projekt wurden die Parasol-Sensoren an separaten 9 Meter hohen Masten auf dem Vorfeld montiert, um völlig frei von den Windkraftanlagen über die gesamte Lebensdauer der angeschlossenen Windparks agieren zu können. Von hier aus werden die Signale in Echtzeit an die Windkraftanlagen verteilt, damit die Nachtkennzeichnung hier zukünftig nur noch bei Bedarf eingeschaltet wird. Durch die bestehenden **langjährigen Anlagenkenntnisse** konnte das Team Parasol bei der Anpassung der Befeuerung unterstützen und auf diese Weise eine einfache zügige Umsetzung garantieren.



«

Servicemonteur bei der Wartung der Sensoreinheiten eines Parasol-Systemstandortes bei Oldenburg. Jährlich werden alle Antennen und Kabel auf korrekten Sitz und Halt kontrolliert und bei Bedarf nachjustiert.

»

Die gesamte BNK-Technik lässt sich außerhalb der WEA auf dem Kranplatz errichten. Auf diese Weise können Service und Wartung unabhängig von der WEA durchgeführt werden. Zugleich ist dieser Standort unabhängig von der Lebenszeit der Anlage. Dadurch kann das Parasol BNK-System sogar die nächste Anlagengeneration versorgen.

Parasol erfüllt alle nationalen und internationalen Richtlinien

Mit einem BNK-System von Parasol sind Sie in der Lage, bereits heute **alle nationalen wie internationalen Anforderungen** von morgen zu erfüllen. Durch die technische Auslegung des Systems werden nicht nur die Vorgaben der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV Kennzeichnung) erfüllt, sondern auch sämtliche internationalen **Richtlinien der EASA und ICAO**. Mit einem Passiv-Radar-System stehen Sie immer auf der sicheren Seite, denn mit dieser Technik werden heutzutage sämtliche Sicherheitsanforderungen an den Luftraum komplett erfüllt. Durch die modulare Bauweise ist ein Parasol-System jederzeit **auf neue Windenergieanlagenstandorte erweiterbar**. Somit kann das Bestandssystem über die Laufzeit der Altanlagen hinweg betrieben werden. Ebenso ist Parasol komplett unabhängig von den im Flugobjekt verbauten Transponder-Systemen, um eine hohe Sicherheit zu gewährleisten. Zusätzlich ist das System komplett fernsteuerbar und selbstdiagnosefähig. Es zeichnet permanent Flugfeldbewegungen auf und gibt diese in einer digitalen Karte wieder, so dass auf diese Weise alle relevanten Flugobjekte live verfolgt werden können. Durch den großen Wirkraum werden **Kosten und Aufwände reduziert** – und das bei maximaler Sicherheit.

Über unsere Vertriebspartner in den jeweiligen Ländern sind wir in der Lage, jederzeit einen örtlichen Ansprechpartner für Ihr Projekt zu stellen. Dieser berät Sie in allen Belangen und regelt schnell und kompetent die Anforderungen rund um Projektleitung, Betrieb, Service und Reparatur. Damit stellen wir sicher, dass die patentierte Passiv-Radar-Technik von Parasol zu jeder Zeit fehlerfrei installiert und betrieben werden kann.

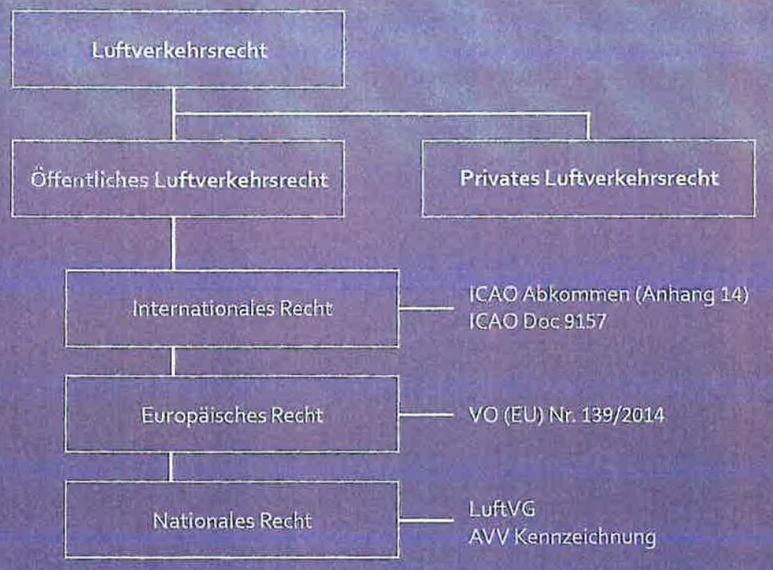


000714

Machen Sie sich unabhängig von der technischen Ausstattung Dritter

Die Internationale Luftfahrtorganisation ICAO, der nahezu alle Länder der Welt angehören, reguliert in diversen Richtlinien und Empfehlungen, wie der Luftraum zu sichern ist. Ihre Vorgaben sind auch ausschlaggebend für den deutschen Luftraum und damit einhergehend für den hiesigen Flugverkehr. Gemäß den **Anforderungen der ICAO** sollte ein autonomes Luftfahrzeugerkennungssystem so ausgelegt sein, „dass es die Beleuchtung nur dann einschaltet, wenn das System ein sich dem Hindernis näherndes Luftfahrzeug erkennt, um die Lichtemissionen zu verringern." Durch die Menge an Transpondersignalen im Luftraum ist eine klare Unterscheidung zwischen relevanten und nicht relevanten Flugobjekten jedoch nicht möglich. Mit unserer Transpondersignal unabhängigen Lösung stellen Sie sicher, dass ausschließlich relevante Flugobjekte detektiert werden und die Gefahrenfeuer nicht grundlos blinken.

Die internationalen Vorgaben verlangen ferner, dass das BNK-System befähigt sein sollte, den Bedarfsfall auch **unabhängig von der Ausstattung des Flugzeugs** zu erkennen. Auch wenn die aktuelle Fassung der deutschen AVV hinsichtlich dieser Sicherheitsfrage gelockert wurde, blieben die internationalen Empfehlungen für BNK-Systeme unberührt. Hierzu benennt die ICAO Kriterien, die vom Passiv-Radar-System Parasol allesamt erfüllt werden. Sie wollen den internationalen Anforderungen gerecht werden? Dann machen Sie sich unabhängig von der technischen Ausstattung relevanter Flugobjekte und künftigen rechtlichen Entwicklungen – mit einem System von Parasol!



Das Parasol-System ist technisch befähigt, ein Monitoring des kompletten unteren Luftraums G (Golf) durchzuführen und eignet sich daher auch für die Ausstattung von Windenergieanlagen im ***Bereich von Sichtflugstrecken.***

000715

Parasol vereint Sicherheit und dunkle Nächte

Parasol ist die erste Wahl, wenn es um die Erhöhung der Akzeptanz von Windenergieanlagen in der Bevölkerung geht. Das System ist komplett emissionsfrei und unterstützt damit den Nachhaltigkeits- und Gesundheitsgedanken, der mit den erneuerbaren Energien vorangetrieben wird. Es ist unabhängig vom Flugobjekt und verwendet keine Transpondertechnik oder Radarstrahlen. Auf diese Weise kann eine sehr hohe Sicherheit garantiert werden. Durch die Wirkraumgestaltung können viele benachbarte Windparks zusammengelegt werden, damit Sie sowohl technisch als auch preislich einen signifikanten Synergieeffekt erzielen. Das schafft für Sie eine langfristige Investitionssicherheit bei dunklen Nächten und absoluter Sicherheit.

Sie stammen nicht aus dem Bereich der Windkraft und suchen nach einer maßgeschneiderten Lösung zur Flugraum- oder Flughafenüberwachung? Kein Problem! Das Entwicklerteam von Parasol arbeitet stetig an neuen Lösungen, um unsere Welt sicherer zu gestalten.

Sprechen Sie uns gerne an oder besuchen Sie unsere Webseite!

Impressum

Parasol GmbH & Co. KG
Sönke-Nissen-Koog 58
25821 Reußenköge
+49 4674 9629-20
kontakt@passivradar.de
www.parasolsystem.de

Parasol-Homepage

Parasol-LinkedIn

Ihre Ansprechpartner

[redacted]

[redacted]
Geschäftsleitung
[redacted]

[redacted]

[redacted]
Vertriebsassistenz
[redacted]

Bildrechte: Titelbild (iStockphoto/ESOlex), Seite 2 (iStockphoto/turc83), Seite 4 und 5 (Meif Martens), Seite 6 (Andreas Birresborn)

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

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA 1			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
Vestas V162-7.2 MW, 169 m NH	Windpark Mannhagen Gemeinschafts-GmbH & Co. KG		33381854	6003729

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Sundhagen	Mannhagen	13	49/1		

Abstand nach LBauO

					☐

Erschließung

Siehe Lageplan und Übersichtsplan					☐

Gewässerquerung

					☐

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

Anlagentyp	V80 13993	ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung				Zustimmung
Betreiber	[redacted]	Ostwert	33381840	Nordwert	6003718	Datum	2001	AZ.:	414000/272/01	
Gemeinde	Sundhagen	Gemarkung	Mannhagen	Flur	13	Flurstücke	49/1			☒

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

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA 2			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
Vestas V162-7.2 MW, 169 m NH	Windpark Mannhagen Gemeinschafts-GmbH & Co. KG		33382266	6003690

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Sundhagen	Mannhagen	13	44		

Abstand nach LBauO

					☐

Erschließung

Siehe Lageplan und Übersichtsplan					☒

Gewässerquerung

Gew. II Ordn. 18.0.04-09 82	Mannhagen	13	44	[redacted]	☒

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

Anlagentyp	V80 13994	ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung				Zustimmung
Betreiber	[redacted]	Ostwert	33382233	Nordwert	6003642	Datum	2001	AZ.:	414000/272/01	
Gemeinde	Sundhagen	Gemarkung	Mannhagen	Flur	13	Flurstücke	45			☒

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

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA 3			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
Vestas V162-7.2 MW, 169 m NH	Windpark Mannhagen Gemeinschafts-GmbH & Co. KG		33381939	6003324

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Sundhagen	Mannhagen	13	75		

Abstand nach LBauO

					☐

Erschließung

Siehe Lageplan und Übersichtsplan					☐

Gewässerquerung

					☐

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

Anlagentyp	V112 47901	ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung				Zustimmung
Betreiber	Windpark Mannhagen TKK GmbH & Co. KG	Ostwert	33381905	Nordwert	6003312	Datum	2013	AZ.:	0106.2-60.076/10-410	
Gemeinde	Sundhagen	Gemarkung	Mannhagen	Flur	13	Flurstücke	75			☒

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

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA 4			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
Vestas V162-7.2 MW, 169 m NH	Windpark Mannhagen Gemeinschafts-GmbH & Co. KG		33381185	6003206

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Sundhagen	Wilmshagen	1	200		

Abstand nach LBauO

					☐

Erschließung

Siehe Lageplan und Übersichtsplan					☐

Gewässerquerung

Gew. II Ordn. 18.0.04-09.55	Wilmshagen	1	210	Evangelische Kirchengemeinde zu Reinkenhagen	☐

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

Anlagentyp	GE 1,5sl 15561737	ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung				Zustimmung
Betreiber	Naturenergi 6 ApS & Co. KG	Ostwert	33381392	Nordwert	6003081	Datum	2003	AZ.:	414000/403/03	
Gemeinde	Sundhagen	Gemarkung	Wilmshagen	Flur	1	Flurstücke	197			☒

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

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA 5			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
Vestas V162-7.2 MW, 169 m NH	Windpark Mannhagen Gemeinschafts-GmbH & Co. KG		33381464	6002979

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Sundhagen	Wilmshagen	1	197		

Abstand nach LBauO

					☐

Erschließung

Siehe Lageplan und Übersichtsplan					☐

Gewässerquerung

Gew. II Ordn. 18.0.04-09.55	Wilmshagen	1	210	Evangelische Kirchengemeinde zu Reinkenhagen	☒

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

Anlagentyp	V80 13991		ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung				Zustimmung
Betreiber	[redacted]		Ostwert	33381715	Nordwert	6003135	Datum	2001	AZ.:	414000/424/01	
Gemeinde	Sundhagen	Gemarkung	Mannhagen	Flur	13		Flurstücke	62			☒

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

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA 6			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
Vestas V162-7.2 MW, 169 m NH	Windpark Mannhagen Gemeinschafts-GmbH & Co. KG		33381773	6002792

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Sundhagen	Mannhagen	13	60		

Abstand nach LBauO

					☐

Erschließung

Siehe Lageplan und Übersichtsplan					☐

Gewässerquerung

					☐

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

Anlagentyp	V80 13992		ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung				Zustimmung
Betreiber	NeXtWind Windpark Beteiligung VII GmbH & Co. KG		Ostwert	33381824	Nordwert	6002839	Datum	2001	AZ.:	414000/424/01	
Gemeinde	Sundhagen	Gemarkung	Mannhagen	Flur	13		Flurstücke	60			☒

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

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA 7			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
Vestas V162-7.2 MW, 169 m NH	Windpark Mannhagen Gemeinschafts-GmbH & Co. KG		33382068	6003003

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Sundhagen	Mannhagen	13	82		

Abstand nach LBauO

					☐

Erschließung

Siehe Lageplan und Übersichtsplan					☐

Gewässerquerung

					☐

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

Anlagentyp	V112 200044	ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung				Zustimmung
Betreiber	Windpark Mannhagen TKK GmbH & Co. KG	Ostwert	33382067	Nordwert	6003039	Datum	2013	AZ.:	0106.2-60.076/10-410	
Gemeinde	Sundhagen	Gemarkung	Mannhagen	Flur	13	Flurstücke	82			☒

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

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA 8			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
Vestas V162-7.2 MW, 169 m NH	Windpark Mannhagen Gemeinschafts-GmbH & Co. KG		33382430	6003059

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Sundhagen	Mannhagen	13	80		

Abstand nach LBauO

					☐

Erschließung

Siehe Lageplan und Übersichtsplan					☒

Gewässerquerung

					☐

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

Anlagentyp	V112 200045	ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung				Zustimmung
Betreiber	DW GmbH & Co. Mannagen 3. Betriebs KG	Ostwert	33382361	Nordwert	6003062	Datum	2013	AZ.:	0106.2-60.076/10-410	
Gemeinde	Sundhagen	Gemarkung	Mannhagen	Flur	13	Flurstücke	73			☒

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
Windpark Mannhagen - Repowering von 8 WEA (4 x V80, 3 x V112, 1 x GE 1,5 sl) und Neuerrichtung und Betrieb von 8 Windener gieanlagen Vestas V162-7.2 MW mit 169 m Nabenhöhe									
WEA 1	Mannhagen	Vestas	V162-7.2		169	162	250	7,2	Radar
WEA 2	Mannhagen	Vestas	V162-7.2		169	162	250	7,2	Radar
WEA 3	Mannhagen	Vestas	V162-7.2		169	162	250	7,2	Radar
WEA 4	Mannhagen	Vestas	V162-7.2		169	162	250	7,2	Radar
WEA 5	Mannhagen	Vestas	V162-7.2		169	162	250	7,2	Radar
WEA 6	Mannhagen	Vestas	V162-7.2		169	162	250	7,2	Radar
WEA 7	Mannhagen	Vestas	V162-7.2		169	162	250	7,2	Radar
WEA 8	Mannhagen	Vestas	V162-7.2		169	162	250	7,2	Radar

000720

16.1.10 Oktav-Schallleistungspegel (SLP) der beantragten Anlage / der Anlagen im Windpark

Betriebsinterne Bezeichnung der Anlage	Betriebs-modus	Rotor-umdrehung (1/min)	63 Hz (db [A])	125 Hz (db [A])	250 Hz (db [A])	500 Hz (db [A])	1000 Hz (db [A])	2000 Hz (db [A])	4000 Hz (db [A])	8000 Hz (db [A])	Gesamtschall-leistungspegel (db [A])
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Windpark Mannhagen - Repowering von 8 WEA (4 x V80, 3 x V112, 1 x GE 1,5 sl) und Neuerrichtung und Betrieb von 8 Windenergieanlagen Vestas V162-7.2 MW mit 169 m Nabenhöhe											
WEA 1	tags		92,6	99,5	100,9	100,7	101,7	101,5	96,9	85,5	108,4 (inkl.OVB)
WEA 2	tags		92,6	99,5	100,9	100,7	101,7	101,5	96,9	85,5	108,4 (inkl.OVB)
WEA 3	tags		92,6	99,5	100,9	100,7	101,7	101,5	96,9	85,5	108,4 (inkl.OVB)
WEA 4	tags		92,6	99,5	100,9	100,7	101,7	101,5	96,9	85,5	108,4 (inkl.OVB)
WEA 5	tags		92,6	99,5	100,9	100,7	101,7	101,5	96,9	85,5	108,4 (inkl.OVB)
WEA 6	tags		92,6	99,5	100,9	100,7	101,7	101,5	96,9	85,5	108,4 (inkl.OVB)
WEA 7	tags		92,6	99,5	100,9	100,7	101,7	101,5	96,9	85,5	108,4 (inkl.OVB)
WEA 8	tags		92,6	99,5	100,9	100,7	101,7	101,5	96,9	85,5	108,4 (inkl.OVB)
WEA 1	nachts		85,1	92,1	95,1	95,8	94,4	89,9	82,4	72	101,1 (inkl.OVB) SO5
WEA 2	nachts		87,7	95,3	98,5	98,7	97,1	92,6	85,1	74,6	104,1 (inkl.OVB) SO2

000721

Betriebsinterne Bezeichnung der Anlage	Betriebs-modus	Rotor-umdrehung (1/min)	63 Hz (db [A])	125 Hz (db [A])	250 Hz (db [A])	500 Hz (db [A])	1000 Hz (db [A])	2000 Hz (db [A])	4000 Hz (db [A])	8000 Hz (db [A])	Gesamtschall-leistungspegel (db [A])
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
WEA 3	nachts		86,7	94,3	97,5	97,7	96,1	91,7	84,2	73,7	103,1 (inkl.OVB) SO3
WEA 4	nachts		85,1	92,1	95,1	95,8	94,4	89,9	82,4	72	101,1 (inkl.OVB) SO5
WEA 5	nachts		85,1	92,1	95,1	95,8	94,4	89,9	82,4	72	101,1 (inkl.OVB) SO5
WEA 6	nachts		87,7	95,3	98,5	98,7	97,1	92,6	85,1	74,6	104,1 (inkl.OVB) SO2
WEA 7	nachts		87,7	95,3	98,5	98,7	97,1	92,6	85,1	74,6	104,1 (inkl.OVB) SO2
WEA 8	nachts		89,3	96,9	100	100,2	98,6	94,1	86,6	76	105,6 (inkl.OVB) SO1