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
												☐	
WEA1	33408515	5731796	51	43	46.6050	13	40	31.1514	Pahlsdorf	2	110	☐	
WEA6	33409678	5730997	51	43	21.4279	13	41	32.5043	Großbahren	1	40	☐	
WEA7	33410160	5731197	51	43	28.1788	13	41	57.4329	Großbahren	1	46/3	☐	
WEA8	33410824	5730956	51	43	20.7614	13	42	32.2540	Großbahren	1	54/3	☐	
WEA9	33410734	5730297	51	43	59.3841	13	42	28.1726	Großbahren	1	72/3	☐	

16.1.2 Raumordnung/Zielabweichung/Regionalplanung

siehe Übersichtsplan 2.1

16.1.3 Sicherheitstechnische Einrichtungen und Vorkehrungen

16.1.3.1 Blitzschutz- und Erdungssystem

16.1.3.2 Eiserkennungssystem

16.1.3.3 BLADEcontrol Ice Detection System

16.1.3.4 Gutachten zur Gefährdung durch Eiswurf / Eisfall

16.1.3.5 Standortbesichtigung

Blitzschutz- und Erdungssystem VERTRAULICH

Siemens Gamesa 5.X

Dokumenten-ID / Revision	Status	Datum (yyyy-mm-dd)	Sprache
D2100741/005	Freigegeben	2022-09-19	DE

Original oder Übersetzung von
Übersetzung von D2047461

Dateiname
D2100741_005-SGRE ON Siemens Gamesa 5.X Blitzschutz- und Erdungssystem.docx

Änderungsübersicht (Revision / Änderungsbeschreibung)	
001	Erste Version. Übersetzung der englischen Version.
002	Neue Revision. Komplette Aktualisierung des Dokuments.
003	Neue Revision. Vorläufig entfällt.
004	Neue Revision. Allgemeines Update.
005	Neues Dokumentenformat. Komplette Aktualisierung des Dokuments.

Haftungsausschluss und Verwendungsbeschränkung

Soweit gesetzlich zulässig, übernehmen die Siemens Gamesa Renewable Energy A/S sowie sonstige verbundene Unternehmen der Siemens Gamesa Gruppe, einschließlich der Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. und deren Tochterunternehmen, (nachfolgend „SGRE“) keinerlei Gewährleistung, weder ausdrücklich noch implizit, im Hinblick auf die Verwendung bzw. Verwendungstauglichkeit dieses Dokuments oder von Teilen hiervon für andere Zwecke als dem bestimmungsmäßigen Gebrauch. In keinem Fall haftet SGRE für Schäden, einschließlich aller direkten, indirekten oder Folgeschäden, die sich aus dem Gebrauch bzw. der Gebrauchsuntauglichkeit dieses Dokuments sowie allen Begleitmaterials oder der in diesem Dokument enthaltenen oder hiervon abgeleiteten Angaben oder Informationen ergeben. Soweit dieses Dokument oder andere Begleitmaterialien Bestandteile eines Vertrages mit SGRE werden, richtet sich die Haftung von SGRE nach den Bestimmungen dieses Vertrages. Dieses Dokument wurde vor seiner Veröffentlichung einer umfassenden technischen Überprüfung unterzogen. Ferner überprüft SGRE das Dokument in regelmäßigen Abständen, wobei sachdienliche Anpassungen in nachfolgenden Auflagen aufgenommen werden. Dieses Dokument ist und verbleibt geistiges Eigentum von SGRE. SGRE behält sich das Recht vor, das Dokument auch ohne vorherige Anzeige von Zeit zu Zeit anzupassen.

© Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG, 2022. Alle Rechte vorbehalten

Inhalt

1. Anwendungsbereich 3
2. Abkürzungen 3
3. Blitzschutzsystem 4
3.1. Designgrundlage 5
3.2. Rotorblatt zur Nabe 6
3.3. Nabe zum Maschinenträger 7
3.4. Maschinenträger zum Turm 8
3.5. Turm 9
3.6. Elektrisches System 9
3.7. Außerhalb der Anlage platzierte Geräte und Kabel 10
4. Erdungsanschluss-System für LPS 10
4.1. Allgemein 10
4.2. Anforderungen an das Erdungssystem 10
4.2.1. Installation des Haupterdungsanschlusses (MET) 10
5. Fundament mit internem Transformator 11
5.1. Erdungsanschlüsse an den Ankerring 11
5.2. Erdung mit Haupterdungsanschluss (MET) 13
5.3. Gegossenes Fundament - Erdungsanschlüsse für innere und äußere Ringelektrode 14
5.4. Gegossenes Fundament - innere und äußere Ringelektrode 14
6. Verbindung zwischen den elektrischen Systemen und dem Blitzschutzsystem 15
7. Bewertung des Erdungssystems 15
7.1. Blitzschutz 15
7.2. Zulässige Schritt- und Berührungsspannung 15
8. Vorentwurf 16
9. Anhang – Beispiel-Checkliste für WEA mit internem Transformator 17

© Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG, 2022. Alle Rechte vorbehalten

1. Anwendungsbereich

Diese Spezifikation gilt für Fundamente, die für Onshore-WEA von Siemens Gamesa, folgend SGRE, verwendet werden soll. Dieses Dokument spiegelt die minimalen Konstruktionsanforderungen an ein Erdungskonzept in einem Fundament wider, das für eine SGRE-WEA vorgesehen ist, so dass das Fundament so konstruiert wird, dass bestimmte Blitze keine Schäden an der WEA und ihren installierten Komponenten verursachen können. In diesem Dokument liefert SGRE eine mechanische und technische Beschreibung der Mindestanforderungen an SGRE-Windenergieanlagenfundamente.

2. Abkürzungen

Abkürzung	Definition
SGRE	Siemens Gamesa Renewable Energy
WEA	Windenergieanlage
IEC	International Electrotechnical Commission
TN-S	Separater Neutralleiter (**T**erre(earth) **N**eutral **S**eparate)
MET	Haupterdungsanschlusspunkt (**M**ain **E**arth **T**erminal)
EN	European Standard
DIN	Deutsches Institut für Normung
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
LPS	Blitzschutzsystem (**L**ighting **P**rotection **S**ystem)
PE	Schutzleiter (**P**rotective **E**arth)
USV	Unterbrechungsfreie Spannungsversorgung

© Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG, 2022. Alle Rechte vorbehalten

3. Blitzschutzsystem

Das Blitzschutzsystem der Siemens Gamesa 5.X WEA und die Anordnung der Komponenten, die für den Blitzschutz verwendet werden, ist in der folgenden Abbildung 1 dargestellt.

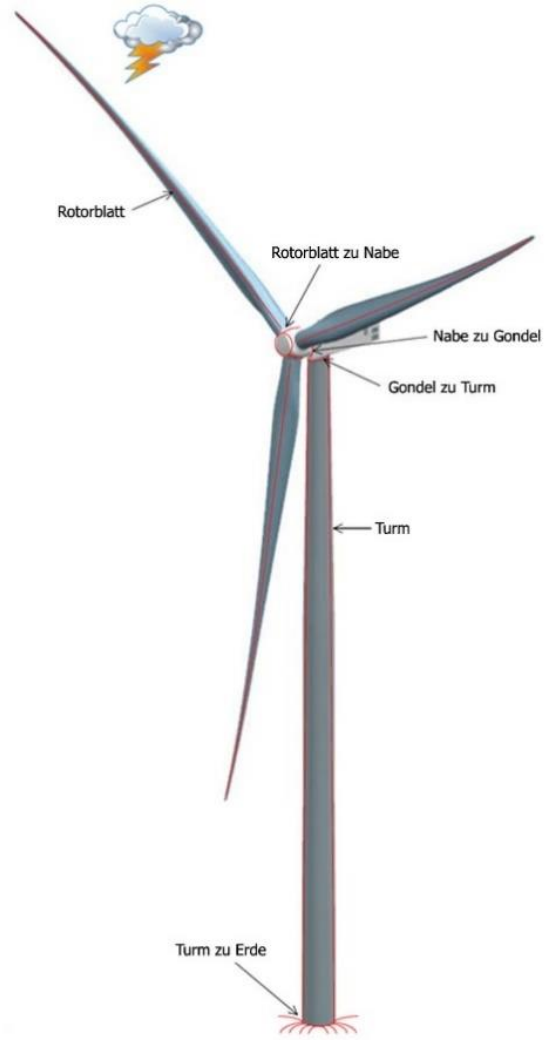


Abbildung 1 Übersichtszeichnung des Blitzschutzsystems

© Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG, 2022. Alle Rechte vorbehalten

3.1. Designgrundlage

Die Auslegung des Blitzschutzsystems (siehe Abbildung 2) richtet sich nach der Norm ***IEC 61400-24:2019 „Windenergieanlagen - Teil 24 Blitzschutz“*** sowie nach der Bautechnik-Norm ***IEC 62305-1:2010 „Blitzschutz - Teil 1: Allgemeine Grundsätze“***, Blitzschutzklasse I.

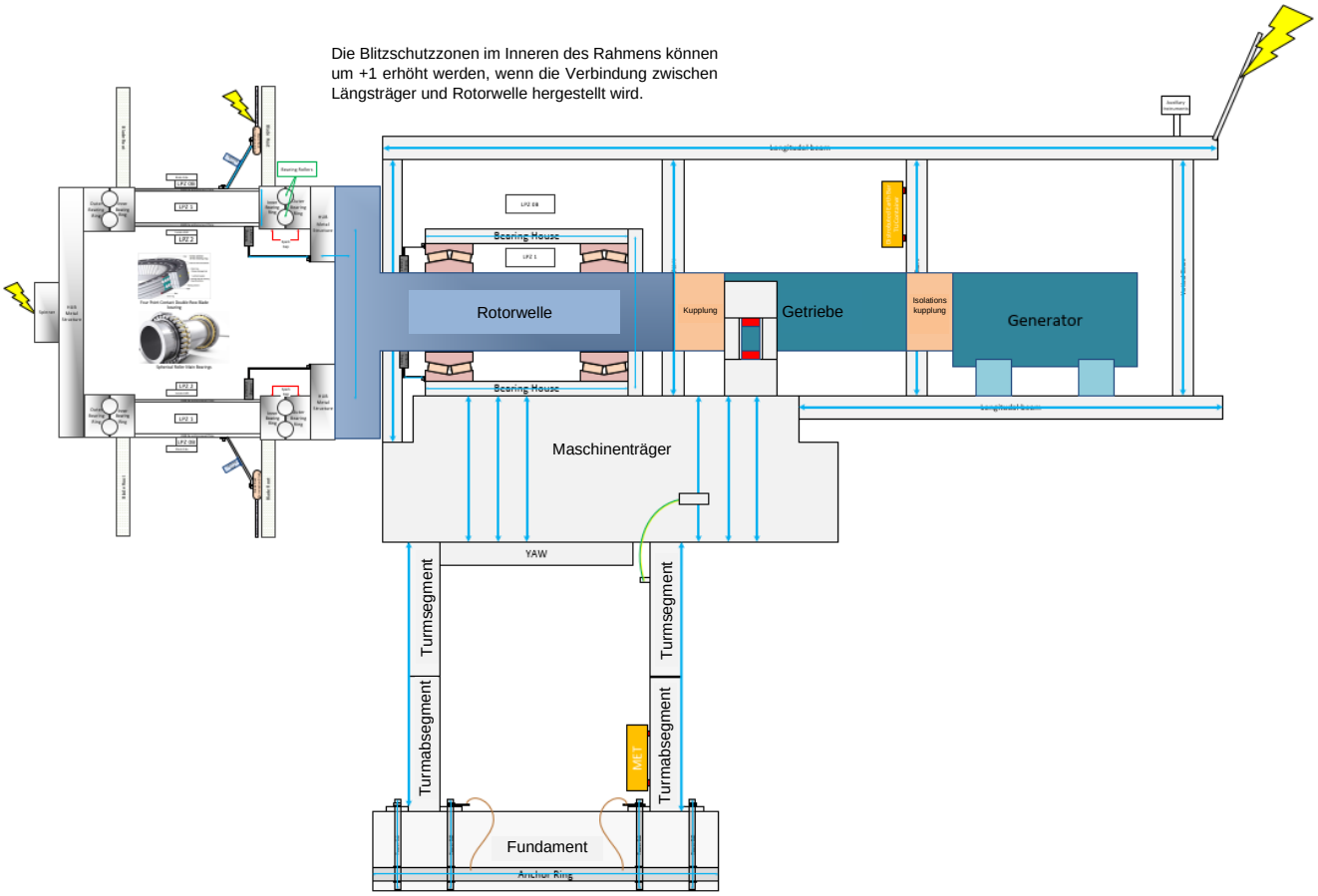


Abbildung 2 LPS-Übersichtszeichnung

© Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG, 2022. Alle Rechte vorbehalten

3.2. Rotorblatt zur Nabe

Das Blitzschutzsystem in den Rotorblättern besteht aus 5 Rezeptorpaaren im äußeren Bereich des Blattes, um Blitzeinschläge aufzufangen. Die Blitzrezeptoren bestehen aus rostfreiem Stahl und sind mit einem innenliegenden, hochspannungsisolierten Kupferkabel verbunden. An der Spitze des Kohlefasersteges ist das Kabel mit 4 geflochtenen Kupferleitern verbunden, die an mehreren Stellen mit den Kohlefasergurten verbunden sind und entlang der Kohlefaserstege von der Blattspitze bis zur Blattwurzel verlaufen. An der Blattwurzel sind diese geflochtenen Leiter wiederum mit Kupferleitern verbunden und mit dem Blattwurzelflansch mit weiteren Komponenten der WEA verbunden.



Abbildung 3 Blattspitzenrezeptor

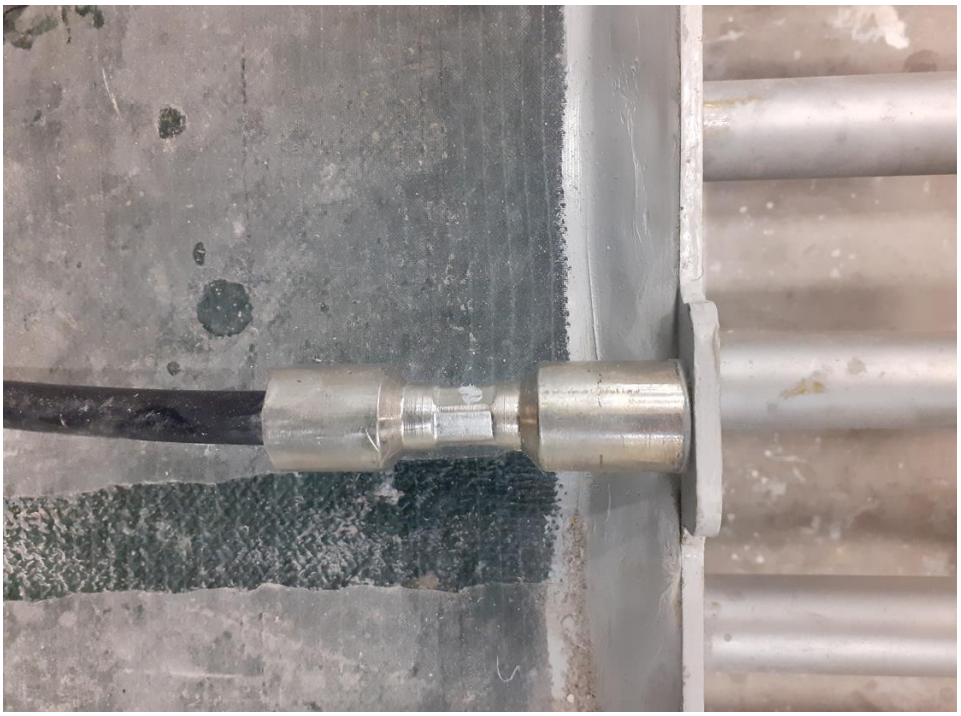


Abbildung 4 Blattwurzelflanschverbindung

© Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG, 2022. Alle Rechte vorbehalten

3.3. Nabe zum Maschinenträger

Der vorgesehene Pfad für den Blitzstrom durch das SG5X Windnachführungssystem ist:

1. Nabe → Rotorwelle, durch eine Schraubverbindung, Metall-auf-Metall-Verbindung.

2. Rotorwelle → Hauptlagergehäuse, durch Kohlebürsten, siehe Abbildung.

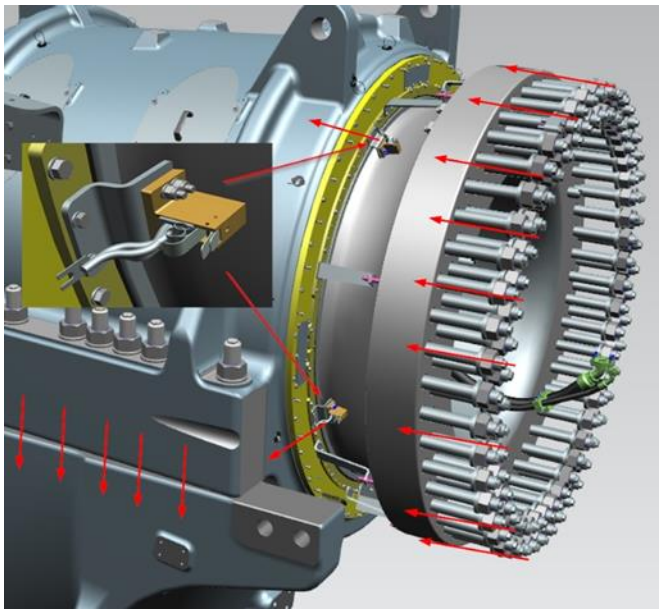


Abbildung 5 Nabe auf Maschinenträger Strompfad

3. Hauptlagergehäuse → Maschinenträger, durch eine Metall-auf-Metall-Schraubverbindung.

4. Maschinenträger → Halteklauen des Windnachführungslagers, Maschinenträger und dem außen verzahntem Drehkranz sind durch Axialpads getrennt, die einen 10 mm großen Luftspalt zwischen dem Maschinenträger und dem Drehkranz bilden.

© Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG, 2022. Alle Rechte vorbehalten

3.4. Maschinenträger zum Turm

Ein möglicher Strompfad während eines Blitzschlags führt über einen Luftspalt zwischen Maschinenträger und dem Windnachführungssystem und/oder zwischen den Zahnrädern des Windnachführungsantriebes und dem Windnachführungsdrehkranz, der am Flansch des oberen Turmsegmentes montiert ist. Unter Berücksichtigung der Anzahl der installierten Windnachführungsantriebe in dieser Konstruktion wird davon ausgegangen, dass mindestens ein Windnachführungsantriebsritzel in vollem Kontakt mit dem außen verzahnten Drehkranzes steht, da durch diesen Kontakt eine Metall-auf-Metall-Verbindung entsteht.

Da auch bei dieser Konstruktion mehrere natürliche Luftspalten im Bereich von 5 bis 10 mm vorhanden sind und es für einen Blitzstrom kein Problem darstellt, diese Distanz zu überwinden, werden diese Luftspalten ebenfalls als mögliche Wege für den Blitzstrom betrachtet.

Ein Blitzstromdurchgang in einem der vorgenannten Pfade erfolgt wahrscheinlich ohne nennenswerte Schäden an den im definierten Pfad installierten Komponenten.

Der Turm fungiert als natürliches Bindeglied, das eine leitende Verbindung zwischen der Gondel und der Erde herstellt. Das Erdungssystem der WEA muss an ein vollständiges Erdungssystem angeschlossen werden, das vom Auftraggeber bereitgestellt wird.

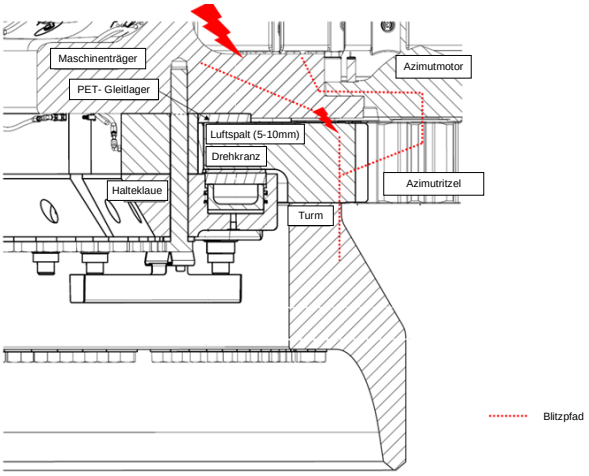


Abbildung 6 Blitzstrompfad durch das Windnachführungssystems

© Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG, 2022. Alle Rechte vorbehalten

3.5. Turm

Der Turm fungiert als Neutralleiter, der eine leitende Verbindung zwischen Gondel und der Erde herstellt. Das Erdungssystem der WEA muss an ein vollständiges Erdungssystem angeschlossen werden, das vom Auftraggeber bereitgestellt wird.

Nach der IEC 61400-24 wird der Stahlrohrturm als primärer Erdungsleiter und Potentialausgleichsverbindung betrachtet. Das bedeutet, dass der Stahlrohrturm die Hauptableitung für Blitz- und Fehlerströme darstellt.

Der Turm wird aus verschiedenen Sektionen mit Hilfe von Schraubverbindungen an den Verbindungsflanschen zusammengebaut. Diese Schraubverbindungen gewährleisten einen guten elektrischen Kontakt zwischen den verschraubten Flächen. Zusätzlich wird die elektrische Leitfähigkeit der Kontaktflächen zwischen den Turmflanschen durch thermische Spritzmetallisierung (TSM) verbessert, die das Standardverfahren von SGRE für die Beschichtung von Turmflanschen ist.

Eine detaillierte Beschreibung des TSM-Verfahrens für Turmflansche wird im Dokument GPS16110 (Kapitel: „L or T-flanges and tower top flange. With TSM process") beschrieben.

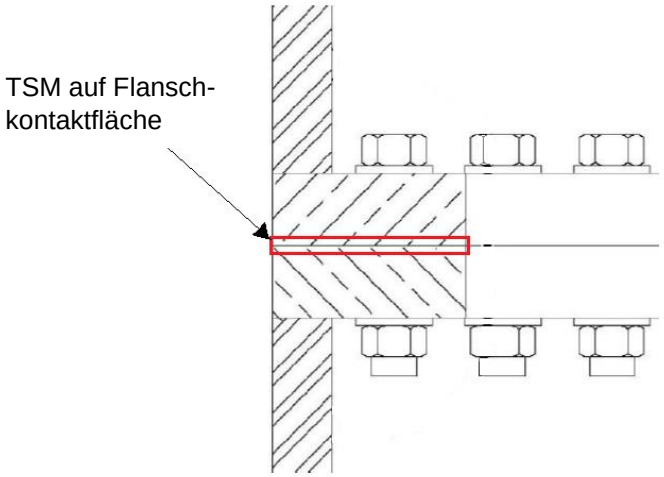


Abbildung 7 TSM auf Flanschkontaktflächen zur Verbindung von Turmsektionen

3.6. Elektrisches System

Überspannungsableiter in der Hauptversorgung und den Signalleitungen über Glasfaserkabel bieten Schutz vor den Auswirkungen von nahegelegenen Blitzeinschlägen. Die Stromversorgung des Steuerungssystems basiert auf einer USV, die eine saubere elektrische Versorgung für alle Computer und die Elektronik gewährleistet. Die faradayschen Käfige der Nabe, der Gondel und des Turms sorgen für eine Dämpfung der Magnetfeldkopplung aller energiehaltigen Komponenten im Inneren, d. h. der Schmiersysteme, der elektrischen und hydraulischen Systeme. Die Signalverkabelung ist geschirmt, Signal- und Stromkabel sind getrennt, und alle Schaltschränke/Anschlusskästen sind aus Metall und mit einer speziellen Verkabelung eingebunden.

SGRE empfiehlt, dass alle Kabel, die die WEA verlassen oder in sie eintreten, metallgekapselt verlegt werden. Wenn Metallkanäle verwendet werden, müssen diese mindestens aus einer Metallverbindung bestehen und mit der Fundamentbewehrung am Ein- und Austritt in das Fundament verbunden sein.

© Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG, 2022. Alle Rechte vorbehalten

3.7. Außerhalb der Anlage platzierte Geräte und Kabel

Ausrüstungen, die außerhalb der WEA aufgestellt sind, z. B. ein außerhalb des Turms aufgestellter Transformator, muss in geeigneter Weise geerdet und an das Erdungssystem der WEA angeschlossen sein. Darüber hinaus müssen Kabel, die in die Windturbine hinein- oder aus ihr herausgeführt werden, entweder mit einer EMV-gerechten Metallkapselung abgeschirmt oder tief genug im Boden/Fundament verlegt werden, so dass die Kabel unter der Bewehrung des Erdungssystems verlaufen.

4. Erdungsanschluss-System für LPS

4.1. Allgemein

SGRE WEA sind mit einem Potenzialausgleichs- und Ableitungssystem gemäß ***IEC 62305:2010*** und ***IEC 61400-24:2019*** ausgestattet. Dieses System muss an das (auftraggeberseitige) Erdungssystem im Fundament angeschlossen werden.

Die von SGRE verwendete Lösung für die Flachgründung mit doppelten Elektrodenringen basiert auf ***IEC 61400-24:2010 (Anhang I - Erdungsanlage)***, in der die mögliche Anordnung der Elektroden beschrieben wird (ebenfalls in dieser Norm definiert).

4.2. Anforderungen an das Erdungssystem

Die generelle Auslegung des Erdungssystems soll in Einklang mit den Anforderungen der ***IEC 62305-3:2010 „Blitzschutz - Teil 3: Schutz von baulichen Anlagen und Personen“*** sein.

Der Stahlrohrturm fungiert als Hauptverbindungs- und Ableitungssystem ("natürliche Ableitung" gemäß ***IEC 62305-3:2010***, (Kapitel 5.3.5) der WEA.

Das Erdungssystem der WEA-Fundamente besteht aus verschiedenen Komponenten, z. B. Betonbewehrung, Ringerdern, Edelstahlauslässen, Ankerring und Verbindungsklemmen. Die elektrische Verbindung zwischen Turm und Erdungssystem erfolgt über die Fundamentbolzen, welche elektrisch mit dem Turm verbunden sind, um Erdschluss- und Blitzströme zur Erde abzuleiten. Zum Anschließen der elektrischen Ausrüstung, beispielsweise des Umrichters, an das Ableitungssystem ist der Turm mit Erdungsanschlüssen und dem MET ausgerüstet.

4.2.1. Installation des Haupterdungsanschlusses (MET)

Der MET wird mit Isolatoren an der Turmwandung befestigt.

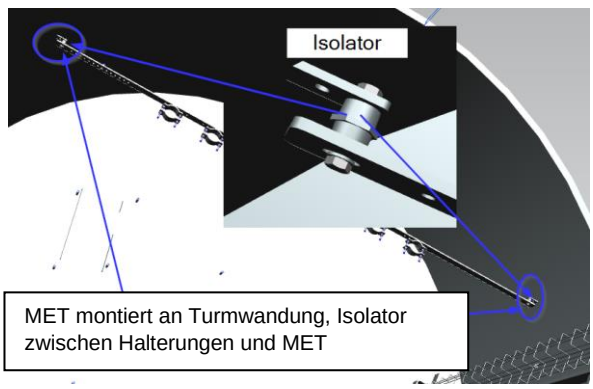


Abbildung 8 Main Earth Terminal / MET Installation.

© Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG, 2022. Alle Rechte vorbehalten

5. Fundament mit internem Transformator

Von den unten aufgeführten Beispielen für Fundamenterdungslösungen empfiehlt SGRE die **für gegossene Fundamente** als bevorzugte Wahl. **Erdungsanschlüsse an dem unten beschriebenen Ankerring** sind zwingende Voraussetzung für alle Fundamentkonstruktionen.

5.1. Erdungsanschlüsse an den Ankerring

Um die Einhaltung der IEC-Normen zu gewährleisten, muss zwischen dem Ankerring und der Fundamentbewehrung eine mindestens 1 x 50 mm² Kupfer-Rohkabelverbindung hergestellt werden, siehe Abbildung 9 und Abbildung 10.

- Z.B. aus 1 x 50mm² Rohkupferkabel (1), das zwischen dem Ankerring (2) und der Fundamentbewehrung (3) angeschlossen wird

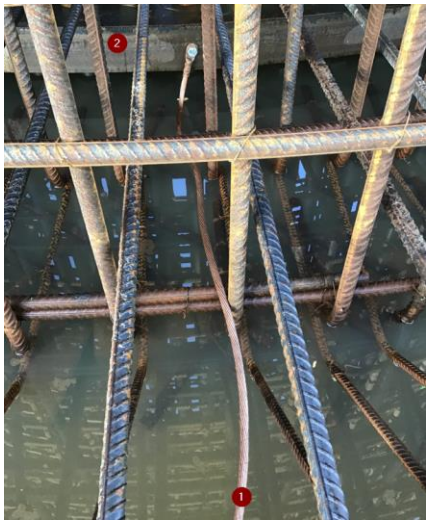


Abbildung 9 Ankerring an Fundamentbewehrung

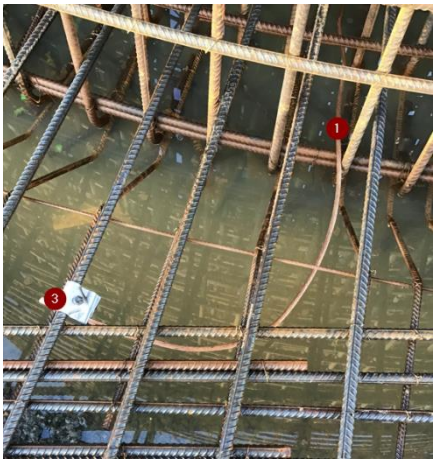


Abbildung 10 Ankerring an Fundamentbewehrung

© Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG, 2022. Alle Rechte vorbehalten

- Um die Einhaltung der IEC-Normen zu gewährleisten, muss zwischen dem Ankerring und der Haupterdungsanschlusspunkt (MET) eine Verbindung von mindestens 1 x 50 mm² Rohkupferkabel hergestellt werden. Dieses Kabel ist die Schutzerdungsverbindung (PE) des Erdungssystems.

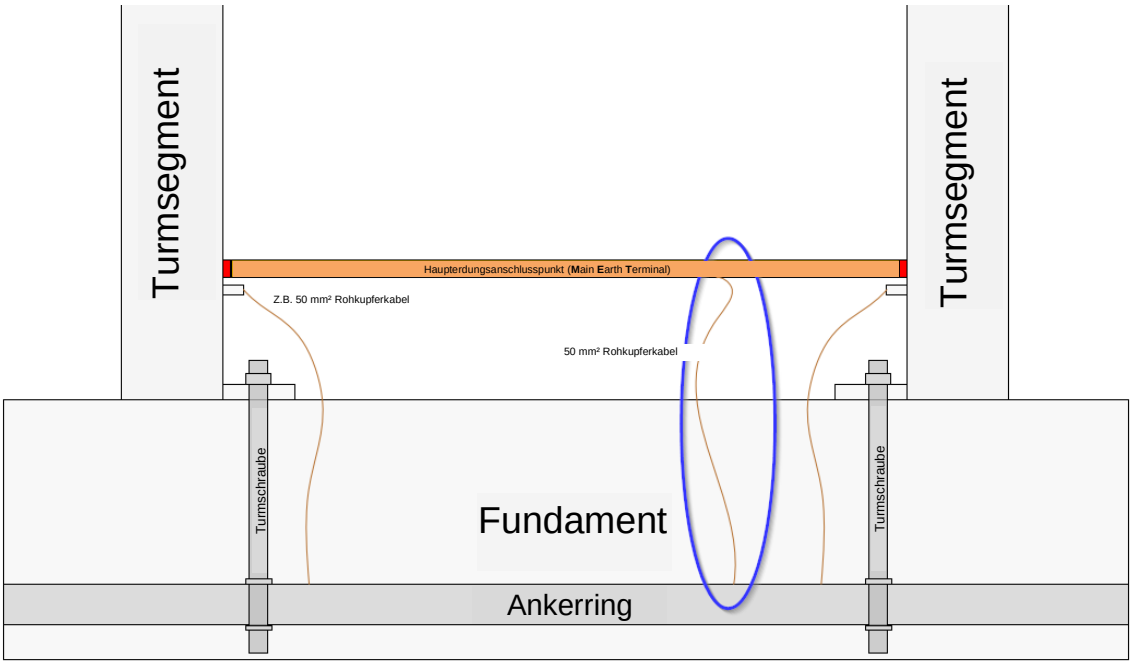


Abbildung 11 Kabelverbindung zwischen Ankerring und MET

Um die Einhaltung der IEC-Normen zu gewährleisten, müssen mindestens 2 x 50 mm² Verbindungen in einem leitfähigen Material zwischen dem Ankerring und den Anschlusspunkten an der Turmwandung hergestellt werden. Diese Kabel sind ein Teil des Pfades für den Blitzstrom zum Erdungssystem.

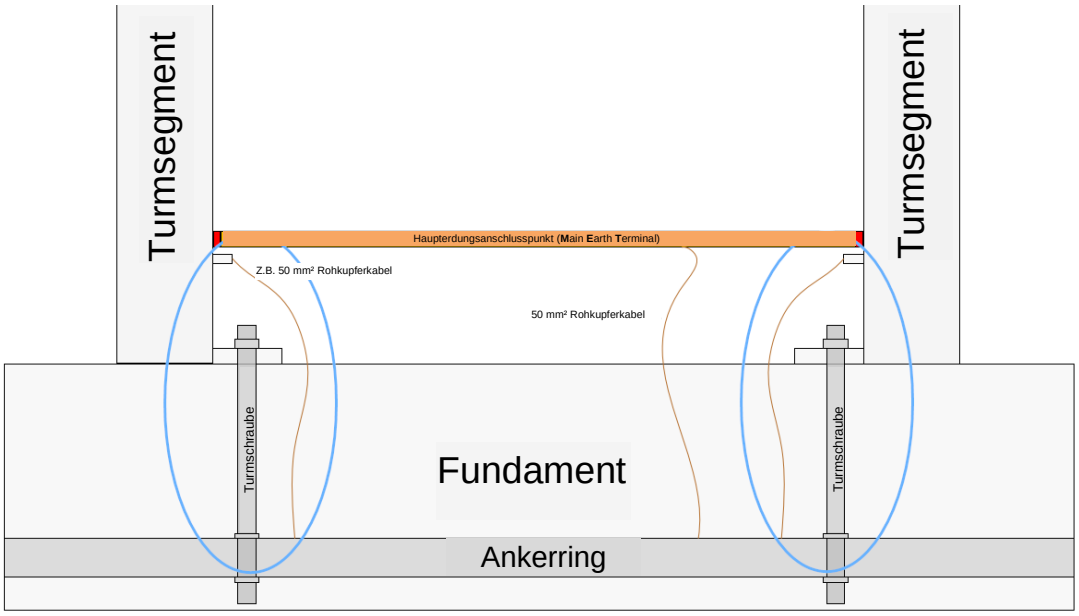


Abbildung 12 Verbindungen zwischen Ankerring und Turmanschlusslaschen

© Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG, 2022. Alle Rechte vorbehalten

5.2. Erdung mit Haupterdungsanschluss (MET)

Die folgende Abbildung 13 ist ein **Beispiel** für ein Fundamentdesign einer WEA, bei dem der MS-Transformator auf einer Plattform im Turm oder in der Gondel installiert ist.

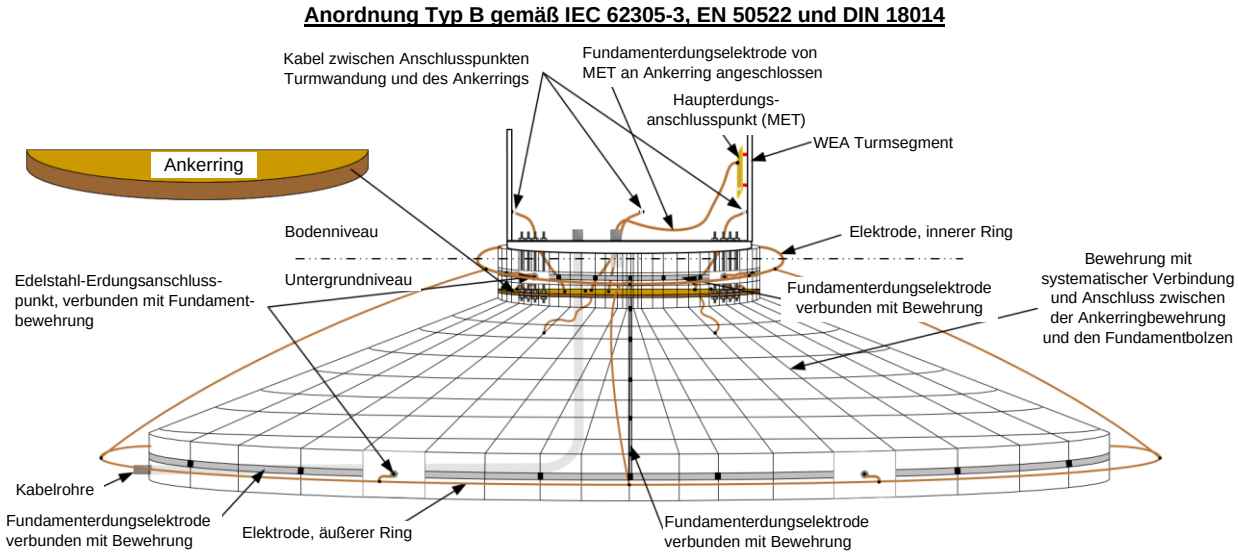


Abbildung 13 Prinzipskizze des SGRE Erdungssystems

© Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG, 2022. Alle Rechte vorbehalten

5.3. Gegossenes Fundament - Erdungsanschlüsse für innere und äußere Ringelektrode

Die folgende Abbildung 14 ist **ein Beispiel** für ein gegossenes Fundament einer WEA, bei dem der MS-Transformator auf einer Plattform im Turm oder in der Gondel installiert ist. Erdungspunkte aus rostfreiem Stahl, die mit dem Erdungselektrodensystem[1] des Fundaments verbunden sind.

Anordnung Typ B gemäß IEC 62305-3, EN 50522 und DIN 18014

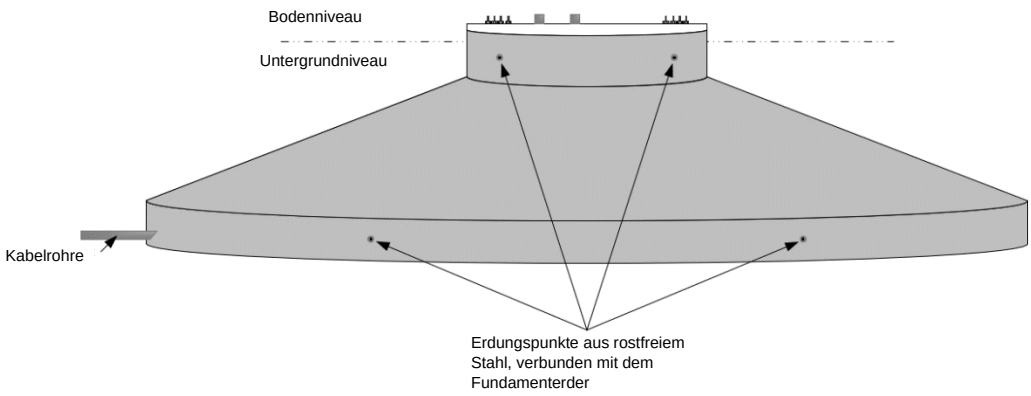


Abbildung 14 Prinzipskizze eines gegossenen Fundamentes mit Erdungspunkten aus Edelstahl.

5.4. Gegossenes Fundament - innere und äußere Ringelektrode

Die nachstehende Abbildung 15 ist ein Beispiel für ein gegossenes Fundament einer WEA, bei dem der MS-Transformator auf einer Plattform im Turm oder in der Gondel installiert ist. Die innere und äußere Ringelektrode ist mit den Erdungspunkten[2] aus rostfreiem Stahl im gegossenen Fundament verbunden.

Anordnung Typ B gemäß IEC 62305-3, EN 50522 und DIN 18014

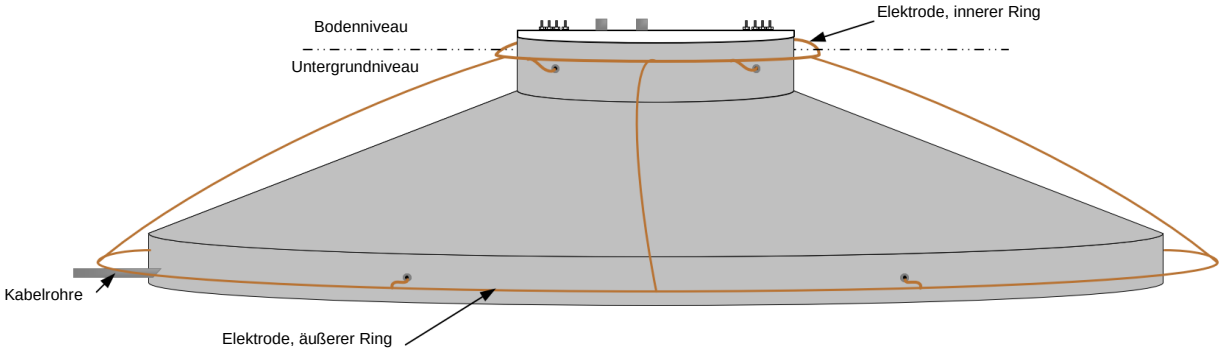


Abbildung 15 Prinzipskizze eines gegossenen Fundamentes mit äußerer und innerer Ringelektrode.

[1] Abbildung 14 Prinzipskizze des Erdungssystems von Siemens Gamesa.
[2] Abbildung 15 Prinzipskizze eines gegossenen Fundamentes.

© Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG, 2022. Alle Rechte vorbehalten

6. Verbindung zwischen den elektrischen Systemen und dem Blitzschutzsystem

Das Sternpunkterdungssystem der Transformator-Niederspannungsverkabelung ist über einen PE-Leiter, der mit den PE-Anschlüssen oder dem Haupterdungsanschlusspunkt (MET) im Turm verbunden werden muss, an das Erdungssystem der WEA anzuschließen.

Das Erdungssystem im Niederspannungssystem der SGRE-WEA ist gemäß IEC 60364-1 ED 5.0:2005 als TN-S-System mit getrenntem Erdungs- und Neutralleiter im gesamten System ausgelegt.

Der Querschnitt des PE-Schutzleiters muss in Übereinstimmung mit der ***IEC 60364-5-54:2011 „Errichten von Niederspannungsanlagen - Teil 5-54: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel - Erdungsanlagen, Schutzleiter und Schutzpotentialausgleichsleiter***“ sein und, falls zutreffend, sind alle örtlichen spezifischen zusätzlichen Anforderungen zu beachten und ebenfalls vollständig zu erfüllen.



Unabhängig von anderen Anforderungen fordert Siemens Gamesa einen Querschnitt des Schutzleiters von mindestens dem halben Querschnitt der Phasenleiter, falls die tatsächliche Größe nicht durch Berechnungen nachgewiesen werden kann.

7. Bewertung des Erdungssystems

7.1. Blitzschutz

Gemäß ***IEC 61400-24:2019*** müssen die folgenden standortspezifischen Informationen während der Errichtung des Fundaments ausgewertet und mit einer Mindestanzahl von Bildern und Messungen dokumentiert werden, um die Auslegung des Erdungssystems zu bestätigen:

- spezifischer Bodenwiderstand
- Erdschlussstrom
- Abschaltzeit des Erdschlussstromes
- Berechnungen
- Schritt- und Berührungsspannung

Der (die) Ringerder muss (müssen) entsprechend des gemessenen spezifischen Bodenwiderstands ausgelegt sein (werden). Zusätzliche Erder können nötig sein, falls die Länge des Erdungssystems unzureichend ist.

SGRE empfiehlt die Verlegung von zusätzlichen blanken Kupferleitern oberhalb der Kabelführung von mindestens 50 mm², um das Risiko von direktem Blitzeinschlag in die im Boden verlegten Mittelspannungskabel zu vermeiden, um die induzierten Blitzwirkungen in die Kabel zu verringern als auch um das gesamte Windparkerdungssystem zu verbessern.

7.2. Zulässige Schritt- und Berührungsspannung

Um die Anforderungen an die Sicherheit von Personen hinsichtlich der zulässigen Schritt- und Berührungsspannung nach ***IEC 60479-1:2018*** zu erfüllen, sind die in ***DS/EN 50522:2011*** angegebenen allgemeinen Verfahren anzuwenden.

© Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG, 2022. Alle Rechte vorbehalten

8. Vorentwurf

Wenn der Auftraggeber für den Entwurf des Fundaments und/ oder design einer externen Transformatorlösung verantwortlich ist, muss der Auftraggeber an SGRE eine Liste zur Verfügung stellen, aus der hervorgeht, was und wie der Entwurf des WEA-Fundaments aus der Sicht eines Erdungssystems dokumentiert wird, um die in diesem Dokument erwähnten anwendbaren Normen zu erfüllen.

SGRE ist nicht verpflichtet, die zur Verfügung gestellte Liste zu überprüfen, da es in der Verantwortung des Auftraggebers liegt, sicherzustellen, dass alle konstruierten Designs zum Zeitpunkt der Lieferung allen anwendbaren Normen entsprechen und entsprechend bewertet und dokumentiert wurden.

In Fällen, in denen größere Schäden an der WEA und ihren Komponenten verursacht werden, die auf eine falsche Auslegung des Erdungssystems zurückzuführen sein könnten, umfasst die standardmäßige SGRE-Ursachenanalyse unter anderem eine Bewertung der Konformität des tatsächlichen Erdungssystems auf der Grundlage der vom Auftraggeber bereitgestellten Dokumentation und der Dokumentationsliste.

© Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG, 2022. Alle Rechte vorbehalten

9. Anhang – Beispiel-Checkliste für WEA mit internem Transformator

Aufgabe	Anforderung	Ergebnis	Anmerkungen
Bericht über die Bodenwiderstandsfähigkeit (Vor der Installation des Fundaments)	Der Bodenwiderstand muss vor der Errichtung des Fundaments gemessen werden. Das Ergebnis ist für die Bestimmung der erforderlichen Erdungselektrode gemäß IEC 61400-24:2019 Abschnitt 9.4 zu verwenden. Die Auswahlkriterien und die Berechnung müssen im Bericht klar ersichtlich sein. Bilder, Zeichnungen usw. müssen in den Bericht aufgenommen werden.		
Bericht über den spezifischen Bodenwiderstand (Nach Einbau des Fundaments)	Der Bodenwiderstand wird nach der Errichtung des Fundaments gemessen, wobei das Fundament der Ausgangspunkt ist. Das Ergebnis muss die Konformität der installierten Erdungselektrode bestätigen. (IEC 61400-24:2019 Abschnitt 9.4) Bilder, Zeichnungen usw. müssen dem Bericht beigefügt werden.		
Bericht über den Erdungswiderstand	Niedriger als 10 [Ohm] (wenn möglich, wie empfohlen in IEC 62305-3 Abschnitt 5.4.1) Der Bericht muss einen Installationsplan enthalten, einschließlich eines Layouts des Erdungssystems mit Angaben zu den Anschlusspunkten, der Verwendung von Verbindern, Klemmen und Schweißnähten, den Positionen und der Anzahl der Abgänge sowie deren Art und Qualität. Ein Service- und Wartungshandbuch, in dem beschrieben wird, wie oft und wie das Erdungssystem überprüft und gewartet werden soll, muss in Absprache zwischen den Konstrukteuren und dem Betreiber der Windkraftanlage erstellt werden. (IEC 61400-24:2019 Abschnitt 9.5) Bilder, Zeichnungen usw. müssen in den Bericht aufgenommen werden.		
WEA-Fundament			
– Bewehrung	Bilder		
– Ringelektroden, Anschluss an Bewehrung.	Bilder / min. 50 mm²		
– Erdungskabel, Anschluss an Bewehrung.	Bilder / min. 50 mm²		
Kabelleerrohre			
– Falls Metall, mindestens angeschlossen an Fundamentbewehrung und Turmeintritt/-austritt.	Bilder		

© Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG, 2022. Alle Rechte vorbehalten

UKA ist offizieller Hauptsponsor
der Deutschen Schachnationalmannschaft.

UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG • Niederlassung Süd-Ost •
Heinrich-Hertz-Straße 6 • 03044 Cottbus

Landesamt für Umwelt
Genehmigungsverfahrensstelle
Abteilung T1 Referat T12
Von-Schön-Straße 7
03050 Cottbus

UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG
Niederlassung Süd-Ost
Heinrich-Hertz-Straße 6
03044 Cottbus

Telefon: (03 55) 49 46 20-0
Telefax: (03 55) 49 46 20-20
E-Mail: süd-ost@uka-gruppe.de
Internet: www.uka-gruppe.de

St-Nr.: 209/166/11537
USt-IdNr.: DE 208 129 475

Ihr Schreiben vom / Ihr Zeichen	Unser Zeichen / Kürzel / Ansprechpartner	Kontakt	Ort, Datum
	K-2-171-0-00 / [redacted]	[redacted]	Cottbus, 2024-05-28

Projekt K-2-171-0 - Windenergieprojekt Dabern Nord
Eiserkennungssystem WEA 1

Vorhaben:	Errichtung und Betrieb von fünf Windenergieanlagen 4x vom Typ SG170-7.0 MW 185m NH und 1x SG155-6.6 MW 165m NH, hier WEA 1
Ort:	Gemeinde Sonnewalde, Gemarkung Pahlsdorf, Flur 2, Flurstücke 110
Bauherr:	UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG

Sehr geehrte Damen und Herren,

in der WEA 1 des geplanten Windparks Dabern Nord wird zusätzlich zum Siemens-Überwachungssystem des Eisansatzes das optionale Eiserkennungssystem BLADEcontrol eingesetzt werden. Das BLADEcontrol schaltet die WEA bei Eisansatz ab und automatisch wieder ein, sobald sich nach erneuter Messung kein Eis mehr an den Rotorblättern befindet. Das BLADEcontrol kann auch bei Stillstand der Anlage Eis an den Rotorblättern der WEA messen.

Mit freundlichen Grüßen

[redacted]

Abteilungsleiter Genehmigungsplanung

UKA ist offizieller Hauptsponsor
der Deutschen Schachnationalmannschaft.

UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG • Niederlassung Süd-Ost •
Heinrich-Hertz-Straße 6 • 03044 Cottbus

Landesamt für Umwelt
Genehmigungsverfahrensstelle
Abteilung T1 Referat T12
Von-Schön-Straße 7
03050 Cottbus

UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG
Niederlassung Süd-Ost
Heinrich-Hertz-Straße 6
03044 Cottbus

Telefon: (03 55) 49 46 20-0
Telefax: (03 55) 49 46 20-20
E-Mail: süd-ost@uka-gruppe.de
Internet: www.uka-gruppe.de

St-Nr.: 209/166/11537
USt-IdNr.: DE 208 129 475

Ihr Schreiben vom / Ihr Zeichen	Unser Zeichen / Kürzel / Ansprechpartner	Kontakt	Ort, Datum
	K-2-171-0-00 / [redacted]	[redacted]	Cottbus, 2024-05-28

Projekt K-2-171-0 - Windenergieprojekt Dabern Nord
Eiserkennungssystem WEA 6

Vorhaben:	Errichtung und Betrieb von fünf Windenergieanlagen 4x vom Typ SG170-7.0 MW 185m NH und 1x SG155-6.6 MW 165m NH, hier WEA 6
Ort:	Gemeinde Sonnewalde, Gemarkung Großbahren, Flur 1, Flurstücke 40
Bauherr:	UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG

Sehr geehrte Damen und Herren,

in der WEA 6 des geplanten Windparks Dabern Nord wird zusätzlich zum Siemens-Überwachungssystem des Eisansatzes das optionale Eiserkennungssystem BLADEcontrol eingesetzt werden. Das BLADEcontrol schaltet die WEA bei Eisansatz ab und automatisch wieder ein, sobald sich nach erneuter Messung kein Eis mehr an den Rotorblättern befindet. Das BLADEcontrol kann auch bei Stillstand der Anlage Eis an den Rotorblättern der WEA messen.

Mit freundlichen Grüßen

[redacted]

Abteilungsleiter Genehmigungsplanung

UKA ist offizieller Hauptsponsor der Deutschen Schachnationalmannschaft.

UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG • Niederlassung Süd-Ost •
Heinrich-Hertz-Straße 6 • 03044 Cottbus

Landesamt für Umwelt
Genehmigungsverfahrensstelle
Abteilung T1 Referat T12
Von-Schön-Straße 7
03050 Cottbus

UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG
Niederlassung Süd-Ost
Heinrich-Hertz-Straße 6
03044 Cottbus

Telefon: (03 55) 49 46 20-0
Telefax: (03 55) 49 46 20-20
E-Mail: süd-ost@uka-gruppe.de
Internet: www.uka-gruppe.de

St-Nr.: 209/166/11537
USt-IdNr.: DE 208 129 475

Ihr Schreiben vom / Ihr Zeichen	Unser Zeichen / Kürzel / Ansprechpartner	Kontakt	Ort, Datum
	K-2-171-0-00 / [redacted]	[redacted]	Cottbus, 2024-05-28

Projekt K-2-171-0 - Windenergieprojekt Dabern Nord
Eiserkennungssystem WEA 7

Vorhaben:	Errichtung und Betrieb von fünf Windenergieanlagen 4x vom Typ SG170-7.0 MW 185m NH und 1x SG155-6.6 MW 165m NH, hier WEA 7
Ort:	Gemeinde Sonnewalde, Gemarkung Großbahren, Flur 1, Flurstücke 46/3
Bauherr:	UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG

Sehr geehrte Damen und Herren,

in der WEA 7 des geplanten Windparks Dabern Nord wird zusätzlich zum Siemens-Überwachungssystem des Eisansatzes das optionale Eiserkennungssystem BLADEcontrol eingesetzt werden. Das BLADEcontrol schaltet die WEA bei Eisansatz ab und automatisch wieder ein, sobald sich nach erneuter Messung kein Eis mehr an den Rotorblättern befindet. Das BLADEcontrol kann auch bei Stillstand der Anlage Eis an den Rotorblättern der WEA messen.

Mit freundlichen Grüßen

[redacted]

Abteilungsleiter Genehmigungsplanung

UKA ist offizieller Hauptsponsor
der Deutschen Schachnationalmannschaft.

UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG • Niederlassung Süd-Ost •
Heinrich-Hertz-Straße 6 • 03044 Cottbus

Landesamt für Umwelt
Genehmigungsverfahrensstelle
Abteilung T1 Referat T12
Von-Schön-Straße 7
03050 Cottbus

UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG
Niederlassung Süd-Ost
Heinrich-Hertz-Straße 6
03044 Cottbus

Telefon: (03 55) 49 46 20-0
Telefax: (03 55) 49 46 20-20
E-Mail: süd-ost@uka-gruppe.de
Internet: www.uka-gruppe.de

St-Nr.: 209/166/11537
USt-IdNr.: DE 208 129 475

Ihr Schreiben vom / Ihr Zeichen	Unser Zeichen / Kürzel / Ansprechpartner	Kontakt	Ort, Datum
	K-2-171-0-00 / [redacted]	[redacted]	Cottbus, 2024-05-28

Projekt K-2-171-0 - Windenergieprojekt Dabern Nord
Eiserkennungssystem WEA 8

Vorhaben:	Errichtung und Betrieb von fünf Windenergieanlagen 4x vom Typ SG170-7.0 MW 185m NH und 1x SG155-6.6 MW 165m NH, hier WEA 8
Ort:	Gemeinde Sonnewalde, Gemarkung Großbahren, Flur 1, Flurstücke 54/3
Bauherr:	UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG

Sehr geehrte Damen und Herren,

in der WEA 8 des geplanten Windparks Dabern Nord wird zusätzlich zum Siemens-Überwachungssystem des Eisansatzes das optionale Eiserkennungssystem BLADEcontrol eingesetzt werden. Das BLADEcontrol schaltet die WEA bei Eisansatz ab und automatisch wieder ein, sobald sich nach erneuter Messung kein Eis mehr an den Rotorblättern befindet. Das BLADEcontrol kann auch bei Stillstand der Anlage Eis an den Rotorblättern der WEA messen.

Mit freundlichen Grüßen

[redacted]

Abteilungsleiter Genehmigungsplanung

DSB
UKA ist offizieller Hauptsponsor
der Deutschen Schachnationalmannschaft.

UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG • Niederlassung Süd-Ost •
Heinrich-Hertz-Straße 6 • 03044 Cottbus

Landesamt für Umwelt
Genehmigungsverfahrensstelle
Abteilung T1 Referat T12
Von-Schön-Straße 7
03050 Cottbus

UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG
Niederlassung Süd-Ost
Heinrich-Hertz-Straße 6
03044 Cottbus

Telefon: (03 55) 49 46 20-0
Telefax: (03 55) 49 46 20-20
E-Mail: süd-ost@uka-gruppe.de
Internet: www.uka-gruppe.de

St-Nr.: 209/166/11537
USt-IdNr.: DE 208 129 475

Ihr Schreiben vom / Ihr Zeichen	Unser Zeichen / Kürzel / Ansprechpartner	Kontakt	Ort, Datum
	K-2-171-0-00 / [redacted]	[redacted]	Cottbus, 2024-05-28

Projekt K-2-171-0 - Windenergieprojekt Dabern Nord
Eiserkennungssystem WEA 9

Vorhaben:	Errichtung und Betrieb von fünf Windenergieanlagen 4x vom Typ SG170-7.0 MW 185m NH und 1x SG155-6.6 MW 165m NH, hier WEA 9
Ort:	Gemeinde Sonnewalde, Gemarkung Großbahren, Flur 1, Flurstücke 72/3
Bauherr:	UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG

Sehr geehrte Damen und Herren,

in der WEA 9 des geplanten Windparks Dabern Nord wird zusätzlich zum Siemens-Überwachungssystem des Eisansatzes das optionale Eiserkennungssystem BLADEcontrol eingesetzt werden. Das BLADEcontrol schaltet die WEA bei Eisansatz ab und automatisch wieder ein, sobald sich nach erneuter Messung kein Eis mehr an den Rotorblättern befindet. Das BLADEcontrol kann auch bei Stillstand der Anlage Eis an den Rotorblättern der WEA messen.

Mit freundlichen Grüßen

[redacted]

Abteilungsleiter Genehmigungsplanung

VERTRAULICH

Eiserkennungssysteme

Siemens Gamesa 5.X

Dokumenten-ID / Revision	Status	Datum (yyyy-mm-dd)	Sprache
D2353080/005	Freigegeben	2022-05-31	DE

Original oder Übersetzung von
Übersetzung von D2097468

Dateiname
D2353080_005-SGRE ON Siemens Gamesa 5.X Eiserkennungssystem

Änderungsübersicht (Revision / Änderungsbeschreibung)	
001	Erste Version. Übersetzung der englischen Version.
002	Erste Version. Ersatz für D2097468. Vorläufig entfällt. Blattbasierte Eiserkennung ist durch "erweiterte Eiserkennung" ersetzt worden.
003	Option blattbasierte Eiserkennung hinzugefügt.
004	Neue Revision. Dokument komplett überarbeitet.
005	Neues Dokumentenformat. Keine technischen Änderungen.

Haftungsausschluss und Verwendungsbeschränkung

Soweit gesetzlich zulässig, übernehmen die Siemens Gamesa Renewable Energy A/S sowie sonstige verbundene Unternehmen der Siemens Gamesa Gruppe, einschließlich der Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. und deren Tochterunternehmen, (nachfolgend „SGRE“) keinerlei Gewährleistung, weder ausdrücklich noch implizit, im Hinblick auf die Verwendung bzw. Verwendungstauglichkeit dieses Dokuments oder von Teilen hiervon für andere Zwecke als dem bestimmungsmäßigen Gebrauch. In keinem Fall haftet SGRE für Schäden, einschließlich aller direkten, indirekten oder Folgeschäden, die sich aus dem Gebrauch bzw. der Gebrauchsuntauglichkeit dieses Dokuments sowie allen Begleitmaterials oder der in diesem Dokument enthaltenen oder hiervon abgeleiteten Angaben oder Informationen ergeben. Soweit dieses Dokument oder andere Begleitmaterialien Bestandteile eines Vertrages mit SGRE werden, richtet sich die Haftung von SGRE nach den Bestimmungen dieses Vertrages. Dieses Dokument wurde vor seiner Veröffentlichung einer umfassenden technischen Überprüfung unterzogen. Ferner überprüft SGRE das Dokument in regelmäßigen Abständen, wobei sachdienliche Anpassungen in nachfolgenden Auflagen aufgenommen werden. Dieses Dokument ist und verbleibt geistiges Eigentum von SGRE. SGRE behält sich das Recht vor, das Dokument auch ohne vorherige Anzeige von Zeit zu Zeit anzupassen.

© Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG, 2022. Alle Rechte vorbehalten

Inhalt

1. Allgemein 3
2. Eiserkennungssysteme 4
2.1. Leistungskurvenvergleich (Low Power Detection Curve - LPDC) 4
2.2. Erkennung „kein Wiederanfahren" 4
2.3. Optionale externe Sensoren 5
2.4. Externe Sensor-Typen 5
2.4.1. Gondelbasierter Eiserkennungssensor (optional) 5
2.4.2. Blattbasierte Eiserkennung (optional) 5
2.5. Optionen und Protokollierung im SCADA-System 6
3. Strategie "Betrieb mit Eis" 7
3.1. Strategie "Betrieb mit Eis": Stoppen der WEA 7
3.2. Strategie "Betrieb mit Eis": Adaptiver Betrieb 7

© Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG, 2022. Alle Rechte vorbehalten

1. Allgemein

Das System zur Eiserkennung und zum Betrieb mit Eis von Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE) bietet Funktionen, die den Bereich des Betriebs bei Eisbedingungen erweitert. Die wichtigsten konfigurierbaren Optionen bestimmen, ob maximale Produktion oder maximale Sicherheit erforderlich ist.

Die folgenden Eiserkennungssysteme können verwendet werden:

- Leistungskurvenvergleich (**L**ow **P**ower **D**etection **C**urve - LPDC)
- Erkennung „kein Wiederanfahren"
- **Optional**: Externe Sensoren, gondel- oder blattbasiert.

Sobald Eis durch eins der ausgewählten Systeme erkannt wurde, wird die Reaktion der Windenergieanlage (WEA) auf Eiserkennung durch die *Strategie "Betrieb mit Eis"* ausgewählt, bei der die folgenden Optionen zur Verfügung stehen:

- Stoppen der WEA, entweder in Erwartung eines automatischen oder manuellen Zurücksetzens
- Stoppen der WEA, kombiniert mit einer Gondeldrehung auf eine vordefinierte Azimuthposition
- Adaptiver Betrieb, fortgesetzter Betrieb mit Optimierung der Leistung (diese Lösung wird für Deutschland nicht berücksichtigt)

Abbildung 1 zeigt eine Visualisierung der verfügbaren Optionen und wie sie miteinander verbunden sind.

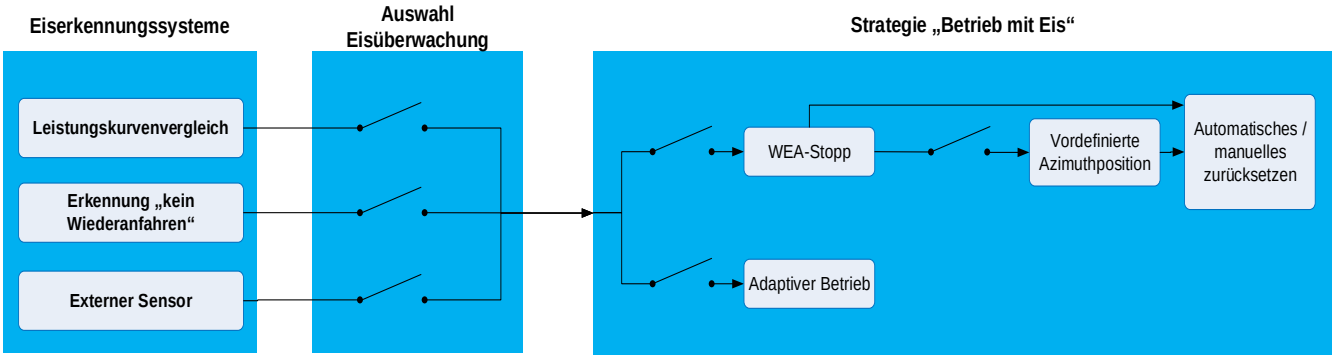


Abbildung 1: Schnittstelle zur Eiserkennung und Strategie „Betrieb mit Eis“ für einzelne WEA

	Der adaptive Betrieb, der als Strategie für den Betrieb mit Eis verwendet werden kann, erfordert die Verwendung des Leistungskurvenvergleichs und der Erkennung "kein Wiederanfahren" und ist daher nicht mit dem externen Sensor kompatibel. Der adaptive Betrieb wird aus Sicherheitsgründen für Deutschland nicht berücksichtigt.

Eisansatz an Rotorblättern stellt ein potenzielles Risiko für Objekte und Personen in der Umgebung dar. Die Eiserkennung und das System „Betrieb bei Eis“ wird nicht davor schützen, dass es zu Eisabfall von den Windenergieanlagen kommen kann. Das System optimiert entweder die Leistungsabgabe trotz Eisansatz (nicht für den deutschen Markt möglich) oder stoppt die WEA um den Betrieb bei Eisansatz zu verhindern.

Es liegt in der alleinigen Verantwortung des Anlagenbetreibers/-besitzers, dass die Öffentlichkeit vor Eisabwurf von den Windenergieanlagen geschützt ist. Der Betreiber/Besitzer muss zu jeder Zeit sicherstellen, dass der Betrieb der WEA jeglichen anwendbaren Beschränkungen folgt, ungeachtet ob die Beschränkung Bestandteil einer Genehmigung ist, sich aus der Gesetzgebung ableitet oder irgendwo sonst zum Tragen kommt.

SGRE übernimmt keinerlei Verantwortung für irgendeine Verletzung von Auflagen.

© Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG, 2022. Alle Rechte vorbehalten

2. Eiserkennungssysteme

2.1. Leistungskurvenvergleich (Low Power Detection Curve - LPDC)

Die Funktionalität „Leistungskurvenvergleich“ (LPDC) ist ein integraler Bestandteil der WEA-Steuerung und benötigt somit keine weiteren Sensoren.

Wenn die WEA bei kaltem Wetter (Umgebungstemperatur < 5 °C – konfigurierbar) in Betrieb ist und die Leistungsabgabe aufgrund von Eisbildung an den Rotorblättern nachlässt, wird dies über LPDC erkannt.

Dazu wird die tatsächliche Leistung mit der in Abbildung 2 dargestellten nominellen Leistungskurve verglichen. Die LPDC basiert auf einem Prozentsatz der nominellen Leistungskurve mit einem Mindestabstand zur nominellen Leistungskurve.

Wenn die Produktion unter die in Abbildung 2 gezeigte Kurve "Eiserkennungsleistungskurve" (blau) fällt, wird die ausgewählte *Strategie „Betrieb mit Eis*“ aktiviert.

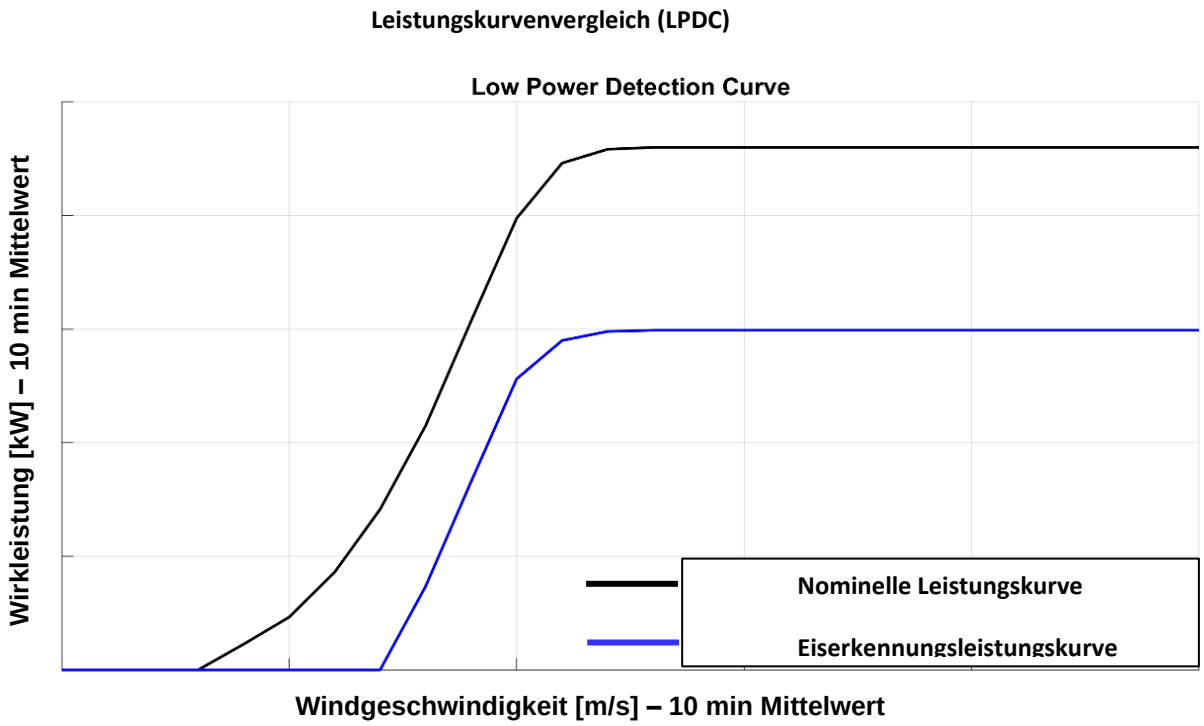


Abbildung 2: Visualisierung des Leistungskurvenvergleichs zur Eiserkennung

2.2. Erkennung „kein Wiederanfahren"

Die *Erkennung „kein Wiederanfahren"* ist ein integraler Bestandteil der WEA-Steuerung, so dass keine zusätzlichen Sensoren erforderlich sind.

Die *Erkennung „kein Wiederanfahren"* ist eine Eiserkennungsmethode, die anzeigt, wenn genug Wind für die WEA vorhanden ist, um Strom zu produzieren, aber die WEA nicht in der Lage ist, sich einzuschalten, sich mit dem Netz zu verbinden und für eine gewisse Zeit Strom zu produzieren, weil sich bei kaltem Wetter Eisansatz an den Rotorblättern gebildet hat.

© Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG, 2022. Alle Rechte vorbehalten

Wenn Betrieb mit Eis: Adaptiver Betrieb wird als Eiserkennungsstrategie gewählt und die Turbine schaltet sich ein und verbindet sich mit dem Netz auf einem den Bedingungen angepassten Stromerzeugungsniveau. Siehe weiter unten in Kapitel "Betrieb mit Eisstrategie: Adaptiver Betrieb".

2.3. Optionale externe Sensoren

Externe Sensoren sind ein optionales Zusatzsystem, das verwendet werden kann, um eine Reaktion direkt vom Sensor an der WEA zu erzeugen. Meistens meldet der Sensor Daten an das SCADA-System, das die WEA am Standort im Hinblick auf das Stoppen steuert. Der Sensor ist für die Installation auf WEA in Gebieten vorgesehen, in denen die Gefahr besteht, dass sich Eis auf der Gondel oder den Rotorblättern bildet und die Sicherheit von Personen oder die Gesetzgebung ein sofortiges Anhalten der WEA erfordern, wenn Eis erkannt wird. Im Vergleich zu den Optionen *LPDC* und *Erkennung „kein Wiederanfahren"* sind die externen Sensoren so konzipiert, dass sie erkennen, wenn die Leistung beeinträchtigt wird, wenn bereits Eis auf der WEA vorhanden ist.

Externe Sensoren sind nur mit den folgenden beiden *Strategien "Betrieb mit Eis"* kompatibel:

- Stoppen der WEA
- Stoppen der WEA, kombiniert mit einer Gondeldrehung auf eine vordefinierte Azimuthposition

Der externe Sensor kommuniziert mit dem SCADA-System. In der Regel sind nur einige externe Sensoren an einem bestimmten Standort installiert, und das SCADA-System kann so konfiguriert werden, dass es den gesamten Standort oder Cluster oder einzelne WEA stoppt, wenn dies als notwendig erachtet wird.

Es gibt zwei verschiedene Arten, wie der externe Sensor verwendet wird:

- Der externe Sensor ist als WEA-Eiserkennungsquelle (Abbildung 1) für einzelne WEA ausgewählt, wodurch die einzelne WEA selbst auf den Sensor reagieren kann. Zusätzlich kann auch das SCADA-System auf das Signal reagieren und weitere WEA am Standort stoppen.
- Der externe Sensor ist nicht als Eiserkennungsquelle für die WEA ausgewählt (Abbildung 1), so dass die einzelne WEA selbst nicht auf den externen Sensor reagiert, aber das SCADA-System kann immer noch auf das Signal reagieren und die jeweiligen WEA am Standort stoppen.

2.4. Externe Sensor-Typen

2.4.1. Gondelbasierter Eiserkennungssensor (optional)

Beim gondelbasierten Eiserkennungssensor handelt es sich um ein optionales System, das für WEA an Standorten dient, an denen es zu Eisbildung an den Rotorblättern kommen kann. Der Zweck des Eiserkennungssensor besteht darin, der WEA-Steuerung Informationen zum potenziellen Risiko einer Eisbildung an den Rotorblättern zur Verfügung zu stellen.

Der Eiserkennungssensor kann sowohl Vereisung durch Raueis als auch durch gefrierenden Niederschlag (Klareis) erkennen.

In Abhängigkeit von den Anforderungen vor Ort kann durch den Eisalarm ein Stoppen der WEA ausgelöst werden.

Das eingesetzte System kann mit einem Zertifikat einer akkreditierten Zertifizierungsstelle geliefert werden.

2.4.2. Blattbasierte Eiserkennung (optional)

Eine zusätzliche Option ist die Installation eines blattbasierten Eiserkennungssystems. Das System ist mit Beschleunigungssensoren an jedem Rotorblatt sowie einer zentralen Überwachungseinheit ausgestattet. Die Eisdetektion erfolgt durch Analyse der Eigenfrequenzen der Rotorblätter in Bezug auf die Eisansammlung. Daher

© Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG, 2022. Alle Rechte vorbehalten

muss das System vor der Inbetriebnahme kalibriert werden (variierend, und bis zu 3 Monate, abhängig von den Bedingungen und der Konfiguration der WEA).

Die Eiserkennung ist im Stillstand und während des Betriebs möglich. Eine Mindestwindgeschwindigkeit von 2 m/s ist erforderlich. Es ist keine Mindestumdrehung pro Minute (U/min) notwendig.

Das eingesetzte System kann mit einem Zertifikat einer akkreditierten Zertifizierungsstellen geliefert werden.

2.5. Optionen und Protokollierung im SCADA-System

Im Folgenden sind mögliche Optionen im SCADA-System aufgelistet, wie die Einbindung eines externen Sensors auf Standortebene zu konfigurieren ist (unabhängig von der individuellen WEA-Schnittstelle):

- Voreinstellung definierter Eisbedingungen auf Grundlage von Eisparametern
- An- und Ausschalten des automatischen Stopps der WEA
- An- und Ausschalten des automatischen Wiederanfahrens der WEA
- Gruppierung der WEA für automatischen Stopp und automatisches Wiederanfahren. SGRE empfiehlt für solche Fälle WEA mit Eissensoren mit WEA ohne Eissensoren zusammen zuschalten.

Eisparameter werden in der SCADA-Schnittstelle eingestellt. In Abhängigkeit von den Anforderungen können die Eisparameter verändert werden, so dass neue Eisbedingungen in der SCADA-Schnittstelle konfiguriert werden können. Nachfolgend ist eine Liste der Parameter:

- **Verzögerung beim Wiederanfahren nach Vereisung**: WEA, die aufgrund von Vereisung angehalten wurden, werden erst wieder in Betrieb genommen, wenn keine neue Vereisung innerhalb dieser Verzögerungszeit [s] auftritt. Die Verzögerungszeit wird vom Anwender konfiguriert.

- **Verzögerung beim Anhalten durch Vereisung**: WEA werden erst angehalten, wenn Eis über diese Verzögerungszeit [s] hinaus detektiert wird. Die Verzögerungszeit wird vom Anwender konfiguriert.

- **Zeitraum der Umgebungstemperatur**: Zeitraum [s] in dem die Eisumgebungstemperatur oberhalb eines vordefinierten Wertes liegen muss, damit die WEA wieder in Betrieb genommen wird, nachdem sie wegen Vereisung angehalten wurde.
    - Bspw. oberhalb von 5° C für 600 Sekunden

- **Grenzwert der Umgebungstemperatur**: Dieser Parameter definiert die Temperatur, die überschritten werden muss, um WEA, die aufgrund von Eiserkennung gestoppt wurden, wieder zu starten.
    - Bspw. oberhalb von 5° C für 600 Sekunden

- **Eiskontrollstartzeit** und **Eiskontrollendzeit**: Die konfigurierten WEA werden aufgrund von Eiserkennung angehalten, wenn die Vereisungszeit innerhalb der definierten Zeitspanne von Eiskontrollstartzeit und -endzeit. Wenn die aktuelle Zeit außerhalb des angegebenen Bereichs von Eiskontrollstartzeit und -endzeit liegt, wird die WEA wieder angefahren.

Die Alarme werden im „Alarmprotokoll“ der SCADA-Oberfläche dargestellt.

© Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG, 2022. Alle Rechte vorbehalten

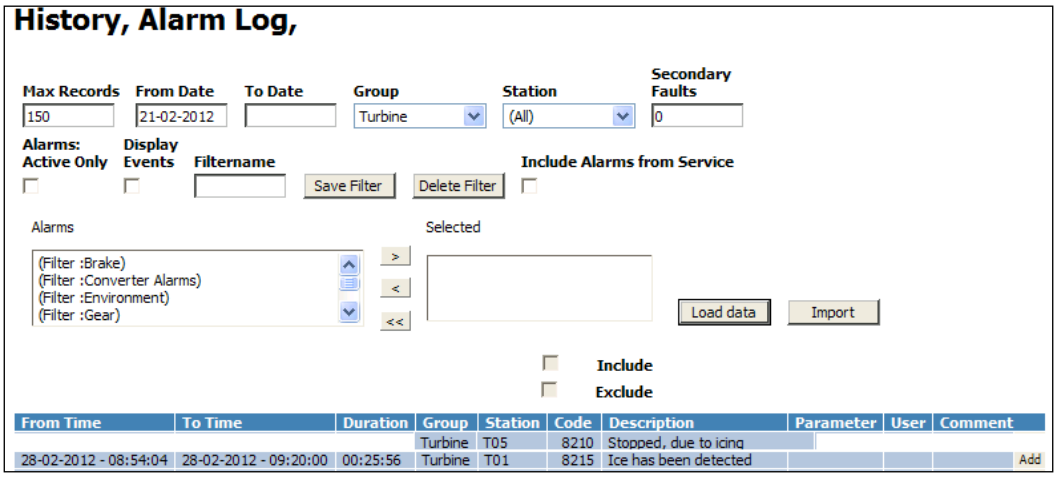


Abbildung 3: Darstellung von Alarmen im Zusammenhang mit dem Eiserkennungssystem im SCADA-System

3. Strategie "Betrieb mit Eis"

3.1. Strategie "Betrieb mit Eis": Stoppen der WEA

Das Stoppen der WEA wird häufig in Szenarien verwendet, in denen es nicht sicher ist, die WEA während der Vereisung weiterlaufen zu lassen, z. B. wenn potenziell Wildtiere, Menschen oder Geräte beschädigt/verletzt werden können. Nur wenn ein externer Sensor verwendet wird, kann dieser Ansatz als sicher angesehen werden, da die externen Sensoren an der Gondel oder den Rotorblättern montiert sind und erkennen, wenn sich Eis bildet, und nicht auf der Grundlage der Produktion, wie es die Funktionen *Leistungskurvenvergleich* und *Erkennung „kein Wiederanfahren*“ tun.

Die *Strategie "Betrieb mit Eis": Stoppen der WEA* sorgt dafür, dass die WEA angehalten wird, wenn Eis erkannt wird. Der Stopp kann mit der Option einer vordefinierten Azimuthposition kombiniert werden.

Unabhängig davon, wie die *Strategie "Betrieb mit Eis": Stoppen der WEA* konfiguriert ist, kann festgelegt werden, ob die WEA automatisch oder manuell zurückgesetzt werden muss. Für das automatische Zurücksetzen gibt es folgende Optionen:

- Zurücksetzen einer gestoppten WEA nach X Stunden
- Zurücksetzen einer gestoppten WEA und drehen auf die vordefinierte Azimuthposition nach X Stunden

Ein manuelles Zurücksetzen ist unter folgenden Bedingungen erforderlich:

- Zurücksetzen einer gestoppten WEA durch einen Eiserkennungsalarm, welche sich in einer fest definierten Position befindet aufgrund von Sicherheitsvorkehrungen
- Zurücksetzen einer gestoppten WEA durch einen Eiserkennungsalarm

3.2. Strategie "Betrieb mit Eis": Adaptiver Betrieb

Da diese Strategie in Deutschland nicht zum Einsatz kommt, wird auf eine weitere Beschreibung verzichtet.

Für weitere Informationen steht Ihnen Ihr SGRE-Partner gerne zur Verfügung.

© Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG, 2022. Alle Rechte vorbehalten

Gutachten

Ice Detection System

BLADEcontrol Ice Detector BID

Report Nr.: 75138, Rev. 7 **Datum: 23.11.2020**

DNV GL - Energy
Renewables Certification

Hersteller	Weidmüller Monitoring Systems GmbH Else-Sander-Str. 8 01099 Dresden Germany
GL Renewables Auftragsnr.	10123335
Sachverständiger	Dr. Karl Steingröver
Revision 7	Update Typenzertifikat
Adresse	DNV GL - Energy Renewables Certification Brooktorkai 18 20457 Hamburg Germany

1 MITGELTENDE DOKUMENTATION

1.1 Type Certificate "BLADEcontrol Ice Detector BID", TC-DNVGL-SE-0439-04314-1, ausgestellt am 20.10.2020

1.2 Certification Report for the Ice Detection System "BLADEcontrol Ice Detector BID", CR-CMS-DNVGL-SE-0439-04314-1, ausgestellt am 20.10.2020

2 PRÜFKRITERIUM / STAND DER TECHNIK

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

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

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

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

3 SACHVERSTÄNDIGER

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

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

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

4 SYSTEMBESCHREIBUNG

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

5 PRÜFUNG

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

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. Diese Einstellungen und Justierungen werden in dem jeweiligen Installationsprotokoll vermerkt.

7 STANDORTBEZOGENE / ORTSSPEZIFISCHE EINSTELLUNGEN UND ABNAHMEN

WEA-Typ spezifische Einstellungen und Justierungen des BID (siehe 6) werden im Rahmen der Installation getätigt. Die in 1.2 sowie in 5 beschriebene Prüfung der Installation des BID auf einer WEA hat gezeigt, dass keine standortbezogenen Abnahmen notwendig und nach der Installation keine 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-Hersteller vorgenommen werden, sondern aus Gründen der Betriebssicherheit ausschließlich vom Hersteller des BID. Dabei kann ein Wunsch nach Veränderung hin zu früheren Signalisierungen, d.h.

bereits bei geringerem Eisansatz, vom Betreiber formlos dem Hersteller des Eiserkennungssystems mitgeteilt werden, der dann entsprechende Anpassungen vornimmt. Eine Veränderung hin zu späteren Abschaltungen wird nur umgesetzt, wenn die Unbedenklichkeit der Maßnahme nachgewiesen und behördlicherseits akzeptiert ist. Dies ist dem Hersteller des BID entsprechend zu belegen.

8 ABSCHALTEN / ANFAHREN DER WEA BEI EISANSATZ

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

9 ZUSAMMENFASSUNG

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

Stgr

DNV GL - Energy
Renewables Certification



Dr. Karl Steingröver
Expert in Charge

F2E Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG

Gutachten zu Risiken durch Eiswurf und Eisfall am Standort Dabern Nord Antrag I

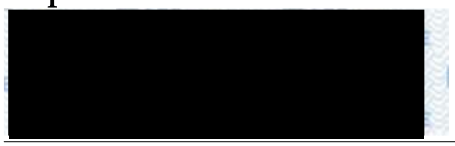
Referenz-Nummer:
2023-F-046-P4-R0 - ungekürzte Fassung

Auftraggeber:
UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG
Dr.-Eberle-Platz 1, 01662 Meißen

Die Ausarbeitung des Gutachtens erfolgte durch:
Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG
Borsteler Chaussee 178, 22453 Hamburg, www.f2e.de

Verfasser:


M.Sc. Rebecca Bode, Sachverständige, Hamburg, 01.11.2023

Geprüft:


Dr.-Ing. Thomas Hahm, Sachverständiger, Hamburg, 01.11.2023

Für weitere Auskünfte:
Tel.: 040 53303680 Fax: 040 53303680-79
Rebecca Bode: bode@f2e.de oder Dr. Thomas Hahm: hahm@f2e.de

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

Inhaltsverzeichnis

1 Aufgabenstellung....3
2 Grundlagen....4
2.1 Vereisung....4
2.2 Regelungen in den Normen....5
2.3 Grenzwerte und Risikobewertung....7
2.3.1 Grenzwerte individuelles Risiko....7
2.3.2 Grenzwerte kollektives Risiko....9
2.3.3 Risikobewertung....10
2.3.4 Risikomindernde Maßnahmen....13
2.3.5 Addition von Risiken....15
2.4 Berechnung der Flugbahnen von Eisstücken....17
2.5 Vereisungshäufigkeiten....17
2.6 Gültigkeit der Ergebnisse....19
2.7 Systeme zur Prävention und Enteisung....20
2.8 Verwendete Begriffe und Symbole....21
3 Eingangsdaten....22
3.1 Ausgangssituation....22
3.2 Winddaten am Standort....22
3.3 Windparkkonfiguration und Schutzobjekte....24
3.4 Aufenthaltshäufigkeiten....26
3.5 Standortspezifische Grenzwerte für das kollektive Risiko....28
3.6 Vereisungsrelevante WEA-Systeme....28
3.6.1 WEA-interne Eiserkennungssysteme....28
3.6.2 Optionale Eiserkennungssysteme....28
3.6.3 Systeme zur Prävention und Enteisung....29
3.6.4 Betriebsführungssystem....29
3.7 Risikoreduzierende Maßnahmen....29
4 Durchgeführte Untersuchungen....29
4.1 Standortbesichtigung....29
4.2 Vereisungsbedingungen am Standort....30
4.3 Ermittlung der potentiellen Gefährdungsbereiche....30
4.4 Eiswurf....32
4.5 Eisfall....32
5 Weitere Maßnahmen....34
6 Zusammenfassung....35
7 Formelzeichen und Abkürzungen....37
8 Literaturangaben....38
Anhang A: Detaillierte Berechnungsergebnisse Eisfall....40
A.1 Berechnung der Auftreffhäufigkeiten....40
A.2 Schadenshäufigkeiten....41

1 Aufgabenstellung

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

2 Grundlagen

2.1 Vereisung

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.2 Regelungen in den Normen

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

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

„Abstände zu Verkehrswegen und Gebäuden sind unbeschadet der Anforderungen aus anderen Rechtsbereichen wegen der Gefahr des Eisabwurfs (Windenergieanlage in Betrieb) und des Eisfalls (Windenergieanlage im Stillstand) einzuhalten, soweit eine Gefährdung der öffentlichen Sicherheit nicht auszuschließen ist. Abstände, gemessen von der Turmachse, größer als 1,5 x (Rotordurchmesser plus Nabenhöhe) gelten im Allgemeinen in nicht besonders eisgefährdeten Regionen als ausreichend. In anderen Fällen ist die Stellungnahme eines Sachverständigen erforderlich.“

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

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

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

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

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

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

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

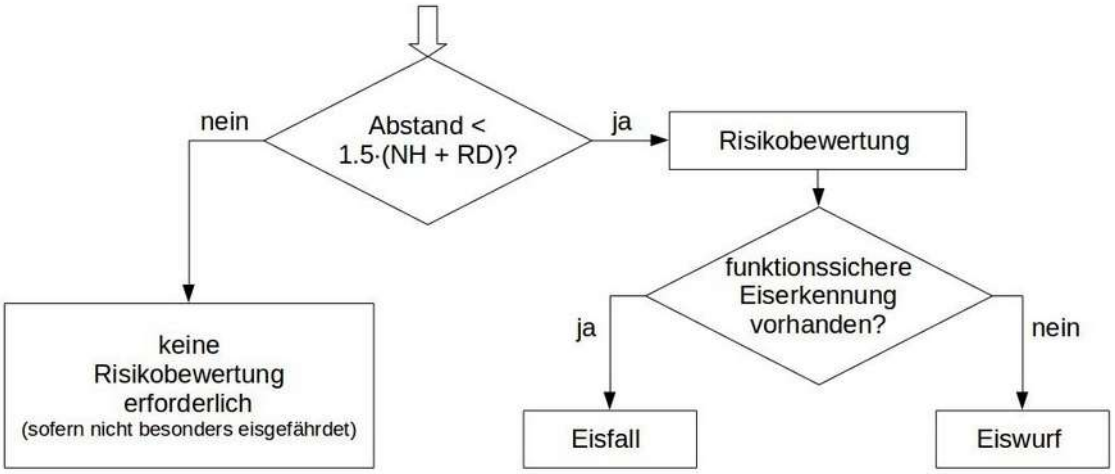


Abbildung 2.2.1: *Entscheidungsbaum für die Bewertung des Risikos durch Eiswurf und Eisfall.*

2.3 Grenzwerte und Risikobewertung

2.3.1 Grenzwerte individuelles Risiko

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

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

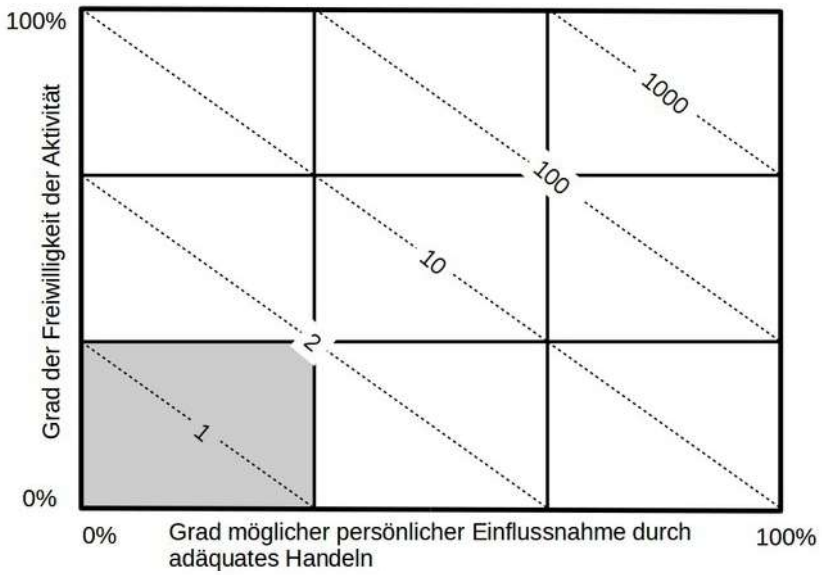


Abbildung 2.3.1.1: *Akzeptiertes Todesfallrisiko pro 100 000 Personen /1.7/. Grau hinterlegter Bereich entspricht dem MEM-Kriterium /2.3/.*

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

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

Um hier eine konservative Vorgehensweise zu gewährleisten, werden folgende Annahmen getroffen:

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



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

2.3.2 Grenzwerte kollektives Risiko

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

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

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

Mit /1.3/ liegen entsprechende Unfallzahlen für Kfz-Benutzer gegliedert nach Straßenklasse, Ortslage und Unfallfolge vor. Tabelle 2.3.2.1 listet die entsprechenden absoluten Unfallzahlen pro Jahr für die betreffenden Straßengruppen.

Tabelle 2.3.2.1: *Verunglückte Kfz-Benutzer gegliedert nach Straßenklasse pro Jahr /1.3/.*

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

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

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

2.3.3 Risikobewertung

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

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

Für die Bewertung des kollektiven Risikos sind dabei die Risiken aller zu betrachtenden Personengruppen zu addieren. Für die Bewertung des individuellen Risikos ist das sogenannte kritische Individuum maßgeblich, das aufgrund seiner Nutzung der Schutzobjekte dem höchsten Risiko ausgesetzt ist. Das individuelle Risiko ist im Gegensatz zum kollektiven Risiko daher nicht von der Gesamtanzahl der Personen abhängig, die die Schutzobjekte frequentieren. Auf kleineren Wegen, auf denen nur eine geringe Fahrgeschwindigkeit von Kfz zu unterstellen ist, ist das kritische Individuum z.B. in der Regel der ungeschützte Fußgänger oder Radfahrer.

Das individuelle Risiko ist in der Regel für stark genutzte überregionale Verkehrswege nicht maßgeblich. Eine Ausnahme bilden hier die überregionalen Bahnstrecken, da hier nur wenige individuelle Personen, nämlich die Lokführer, gefährdet sind. Da es nicht praktikabel oder nicht möglich ist, das individuelle Risiko entlang einer gesamten Bahnstrecke zu bewerten, werden in diesem Fall die Grenzwerte für das individuelle Risiko um den Faktor zehn erniedrigt.

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

Das MEM-Kriterium definiert für das individuelle Risiko dabei die Obergrenze des sogenannten ALARP-Bereichs (As Low As Reasonably Practicable, s. Abbildung 2.3.3.1). Risiken die höher als das MEM-Kriterium liegen, sind demnach nicht akzeptabel.

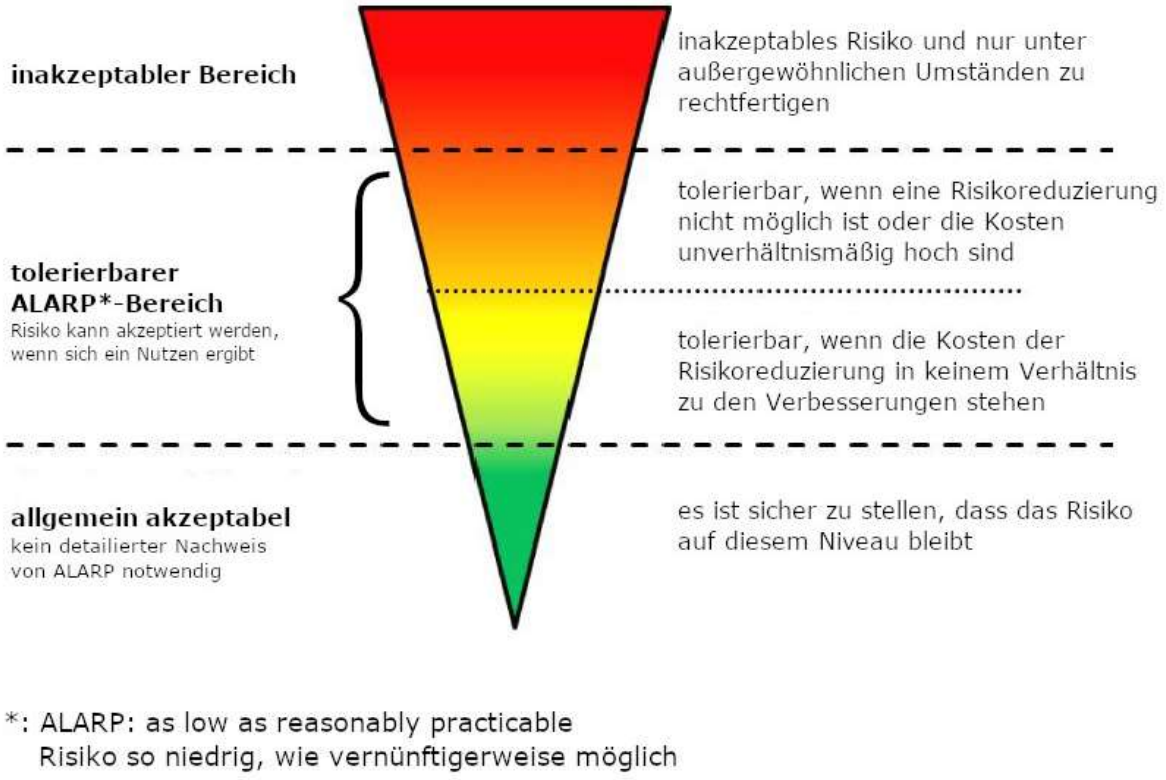


Abbildung 2.3.3.1: *ALARP-Prinzip nach /1.9/. Die Grenze zum roten inakzeptablen Bereich wird für das individuelle Risiko durch das MEM-Kriterium /2.3/ definiert.*

Darunter folgt der ALARP-Bereich, welcher sich über zwei Größenordnungen der Risikowerte erstreckt. Die untere Grenze des ALARP-Bereichs liegt damit bei einem Hundertstel der oberen Grenze des ALARP-Bereichs.

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

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

chend nur im Einzelfall Maßnahmen vorgeschlagen.

Liegt das Risiko mehr als einen Faktor 100 unterhalb des MEM-Kriteriums, ist es ohne weitere Maßnahmen allgemein akzeptabel. Die Grenze zwischen dem ALARP-Bereich und dem allgemein akzeptablen Risiko liegt für das individuelle Risiko bei einer Sterbehäufigkeit von 10^{-7} pro Person und Jahr (einmal in 10 Millionen Jahren). Dies entspricht etwa dem Risiko durch Blitzschlag zu sterben /1.11/.

Dieser grüne Bereich erstreckt sich sinnvollerweise ebenfalls über eine Größenordnung der Risikowerte, da Risikowerte, die mehr als einen Faktor 1000 unterhalb des hier definierten Grenzwertes für das individuelle Risiko liegen, sich jenseits fast aller bekannten Risiken befinden. Entsprechend kann die Abbildung 2.3.3.1 nach unten um einen blauen Bereich erweitert werden, in dem das Risiko vernachlässigbar ist. Der einzige bekannte Wert für das individuelle Risiko, der sich nach /1.11/ noch diesem Bereich zuordnen lässt, ist die Sterbehäufigkeit durch einen Meteoriteneinschlag (siehe auch Abbildung 2.3.3.2).

Bei der Bewertung der individuellen und kollektiven Risiken wird entsprechend zwischen den fünf in Tabelle 2.3.3.1 aufgeführten Bereichen unterschieden.

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

Tabelle 2.3.3.1: *Risikobereiche für das individuelle und kollektive Risiko nach /2.1/ erweitert um einen Bereich für vernachlässigbares Risiko.*

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

Abbildung 2.3.3.2 veranschaulicht die Risikobereiche für das individuelle Risiko noch einmal, indem für die einzelnen Risikobereiche Beispiele für Tätigkeiten und Gefahren genannt werden. Zusätzlich wird in Abbildung 2.3.3.2 auch die jährliche Fahrleistung in Kilometern aufgeführt, bei der man als Kraftfahrer im deutschen Straßenverkehr die jeweiligen Grenzwerte zwischen den Risikobereichen überschreitet. Man erkennt, dass bereits ab einer sehr geringen Fahrleistung von 3000km pro Jahr der hier definierte inakzeptable Bereich erreicht wird. Da sehr viele Tätigkeiten mit ihrem Risiko in den inakzeptablen Bereich fallen, wurde dieser in Abbildung 2.3.3.2 noch weiter untergliedert.

Farbe	Sterberisiko pro Person pro Jahr	Symbol / Bezeichnung	Beispiele für Sterberisiken	
			Kfz im Straßenverkehr (Fahrleistung pro Jahr) /1.6/	Andere Beispiele /1.11/
	10^{-3}	- inakzeptabel	300.000 km	Bergsteigen
	10^{-4}		30.000 km	Hausarbeit
	10^{-5}		3.000 km	Arbeitsunfall
	10^{-6}	+ tolerierbar	300 km	Gebäudebrand
	10^{-7}	++ tolerierbar	30 km	Blitzschlag
	10^{-8}	+++ allgemein akzeptabel	3 km	Erdbeben
		≈ 0 vernachlässigbar		Meteorit

Abbildung 2.3.3.2: *Risikobereiche und Beispiele für das individuelle Sterberisiko.*

2.3.4 Risikomindernde Maßnahmen

Liegt das Risiko im inakzeptablen roten Bereich, ist ein Nachweis erforderlich, dass das Risiko durch geeignete Maßnahmen in den ALARP-Bereich verschoben werden

kann. Gemäß /2.1/ kommen insbesondere folgende Maßnahmen in Frage, um das Risiko in den ALARP-Bereich zu verschieben:

- Fixierung der Azimut-Position des Rotors der WEA nach Abschaltung durch die Eiserkennung,
- Wahl eines kleineren WEA-Typs,
- Verschiebung der WEA,
- Verlegung des betroffenen Schutzobjektes.

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

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

- Fixierung der Azimut-Position des Rotors der WEA nach Abschaltung durch die Eiserkennung, wenn dies aufgrund der Lage der Schutzobjekte möglich und sinnvoll ist,
- Einsatz einer funktionssicheren Eiserkennung,
- Warnschilder,
- Warnleuchten, die mit dem Eiserkennungssystem der WEA gekoppelt sind,
- Physische Barrieren wie Schranken sofern dies vor Ort umgesetzt werden kann.

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

Auf Freiflächen mit kontrolliertem und beschränktem Zutritt wie z.B. einem Betriebsgelände kann das Risiko auch durch Aufenthaltsbeschränkungen oder das Tragen eines Schutzhelmes reduziert werden. Bei der Quantifizierung dieser Maßnahmen kann gemäß /1.10/ davon ausgegangen werden, dass das Tragen eines Schutzhelmes mit einem Chancenverhältnis (odds ratio) für schwere und tödliche Kopfverletzungen von etwa ⅓ verbunden ist.

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

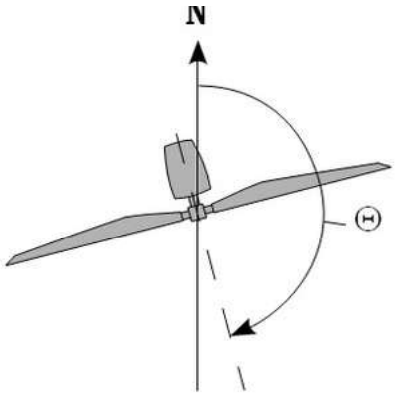


Abbildung 2.3.4.1: *Definition des Azimutwinkels Θ.*

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



Allgemeines Warnschild. Allgemeines Warnschild mit Zusatzhinweis.

Abbildung 2.3.4.2: *Warnschildbeispiele nach /2.1/.*

2.3.5 Addition von Risiken

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

Dies spielt für den überregionalen Verkehr keine Rolle, da hier mit Grenzwerten verglichen wird, die auf die gefahrene Strecke bezogen sind (siehe Kapitel 2.3.2).

WEA an Autobahnen, Bundesstraßen und Landesstraßen können daher stets einzeln betrachtet werden. Hier sind benachbarte WEA nur dann von Interesse, wenn sich die Gefährdungsbereiche der zu bewertenden WEA und einer benachbarten WEA überlappen.

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

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

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

- Im ersten Schritt werden die Risiken ausgehend von jeder einzelnen WEA und bezogen auf die verschiedenen Schutzobjekte ermittelt. Wenn einzelne Risiken hier bereits im oberen ALARP-Bereich liegen, werden die entsprechenden Maßnahmen abgeleitet (siehe auch Kapitel 5).
- Im zweiten Schritt wird eine repräsentative Route festgelegt und hierfür das Risiko ermittelt und bewertet. Eventuell sind hieraus weitere risikomindernde Maßnahmen abzuleiten.
- Auf den zweiten Schritt kann verzichtet werden, wenn die Summe der Risiken über alle WEA die jeweils anzusetzenden Grenzwerte für das individuelle bzw. kollektive Risiko nicht übersteigen.
- Auf den zweiten Schritt kann ebenfalls verzichtet werden, wenn die Risiken der geplanten WEA bezüglich der relevanten Schutzobjekte jeweils im allgemein akzeptablen Bereich liegen, da der Beitrag zum Gesamtrisiko entlang eines repräsentativen Weges dann vernachlässigbar ist. Liegen die Risiken der geplanten WEA bezüglich der relevanten Schutzobjekte im unteren ALARP-Bereich, ist im Einzelfall zu prüfen, ob der Beitrag zum Gesamtrisiko als nicht signifikant eingestuft werden kann.

2.4 Berechnung der Flugbahnen von Eisstücken

Für die Berechnung der Flugbahnen der Eisstücke wird basierend auf den Luftwiderstandsbeiwerten, der Geometrie und der Masse der Eisstücke die Lage des Eisstückes während der gesamten Bewegung erfasst und verfolgt, so dass sich im Vergleich zu einer rein ballistischen Flugbahn ein realistischeres Bild der Flugweiten ergibt.

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

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

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

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

2.5 Vereisungshäufigkeiten

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

- Allgemeine Wetterereignisse:
  - leichter, mäßiger oder starker gefrierender Regen,
  - leichter, mäßiger oder starker gefrierender Sprühregen,
  - leichter, mäßiger oder starker Schneeregen,
  - Eiskörner (gefrorene Regentropfen),
  - Nebel mit Reifansatz
- Wetterereignisse bei Temperaturen ≤ 0° Celsius:
  - durchgehender oder unterbrochener leichter, mäßiger oder starker Sprühregen,
  - leichter, mäßiger oder starker Sprühregen mit Regen,



- durchgehender oder unterbrochener leichter, mäßiger oder starker Regen,
- Nebel oder Nebel mit Reifansatz

- Wetterereignisse bei Temperaturen > 0° Celsius:
  - durchgehender oder unterbrochener leichter, mäßiger oder starker Schneefall,
  - leichter, mäßiger oder starker Schneeregen- oder Schneeschauer,
- Wetterereignisse der letzten Stunde aber nicht zur Beobachtungszeit:
  - Schneefall,
  - Schneeregen oder Eiskörner,
  - gefrierender Regen,
  - Schneeschauer bei Temperaturen > 0° Celsius,
  - Nebel bei Temperaturen ≤ 0° Celsius.

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

Gemäß /1.8/ sind für Standorte in großen Höhen besondere Betrachtungen erforderlich, wenn diese besonders exponiert oder besonders geschützt liegen. Entsprechende Orte wurden in /1.8/ daher gefiltert. Die niedrigste betroffene Höhe liegt bei ca. 700m üNN, so dass das hier verwendete Verfahren im Folgenden für Orte bis zu einer Höhe von 700m üNN ohne Korrekturen angewendet wird. In diesem Höhenbereich weist die in /1.8/ verwendete exponentielle Regression eine gute Annäherung an die Daten auf und wird daher hier verwendet. Abbildung 2.5.1 zeigt die hierauf beruhende Vereisungskarte für Deutschland.

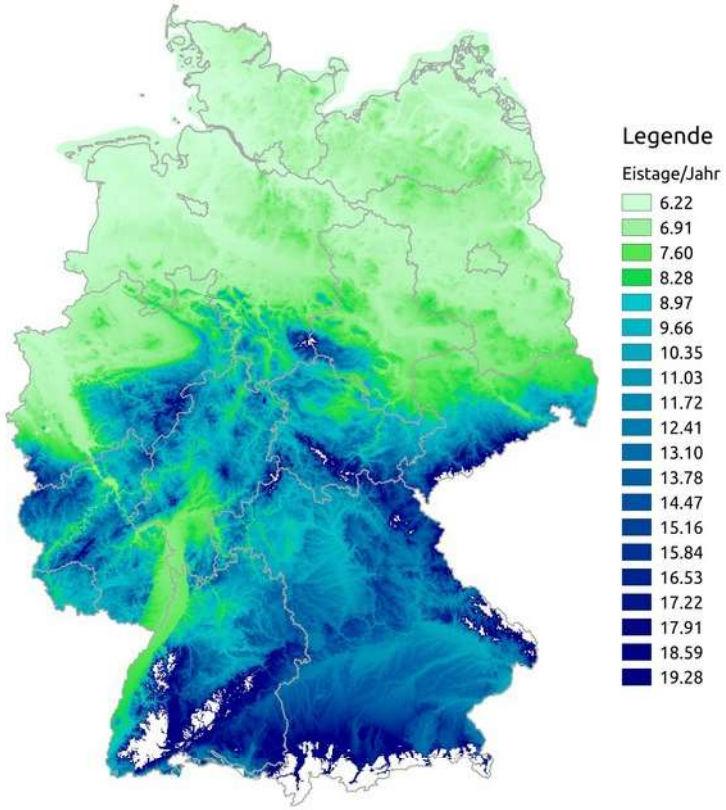


Abbildung 2.5.1: *Eistage pro Jahr basierend auf /1.8/ für Höhen bis 700m üNN.*

2.6 Gültigkeit der Ergebnisse

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

Jede Änderung dieser Randbedingungen erfordert daher eine Neubewertung des Risikos.

Für alle Parameter, die einen Einfluss auf die Auftreffpunkte der Eisstücke haben, lassen sich keine pauschalen konservativen Werte festlegen /2.1/. Dies bedeutet

insbesondere, dass eine Reduzierung der Nabenhöhe nicht automatisch zu einer Reduzierung des Risikos führt. Auch sind die Ergebnisse eines Risikos durch Eiswurf nicht unbedingt abdeckend für das Risiko durch Eisfall von derselben WEA am selben Standort.

2.7 Systeme zur Prävention und Enteisung

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

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

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

2.8 Verwendete Begriffe und Symbole

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

Tabelle 2.8.1: *Erläuterung der verwendeten Begriffe und Symbole.*

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

3 Eingangsdaten

3.1 Ausgangssituation

Am Standort Dabern Nord Antrag I (Brandenburg) plant der Auftraggeber die Errichtung von fünf Windenergieanlagen (WEA 1 und 6 - 9).

Am Standort befinden sich vier weitere benachbarte WEA (WEA 10 - 13).

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

In der Umgebung befinden sich die Bundesstraße B96, die Landesstraße L56, die Kreisstraße K6231, eine Kompostieranlage und ein Schießplatz mit Zufahrt, welche im Rahmen dieser Untersuchung in Abstimmung mit dem Auftraggeber als Schutzobjekte definiert wurden (siehe Abbildung 3.3.1).

Im Folgenden wird eine Risikoanalyse der WEA 1 und 6 – 9 hinsichtlich einer Gefährdung durch Eiswurf und Eisfall durchgeführt.

3.2 Winddaten am Standort

Die relativen Häufigkeiten der Windrichtung und Windgeschwindigkeiten am Standort wurden /3.1/ entnommen und sind in Tabelle 3.2.1dargestellt.

Die vorliegenden Daten werden als richtig und repräsentativ für die freie Anströmung am Standort Dabern Nord Antrag I vorausgesetzt.

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

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

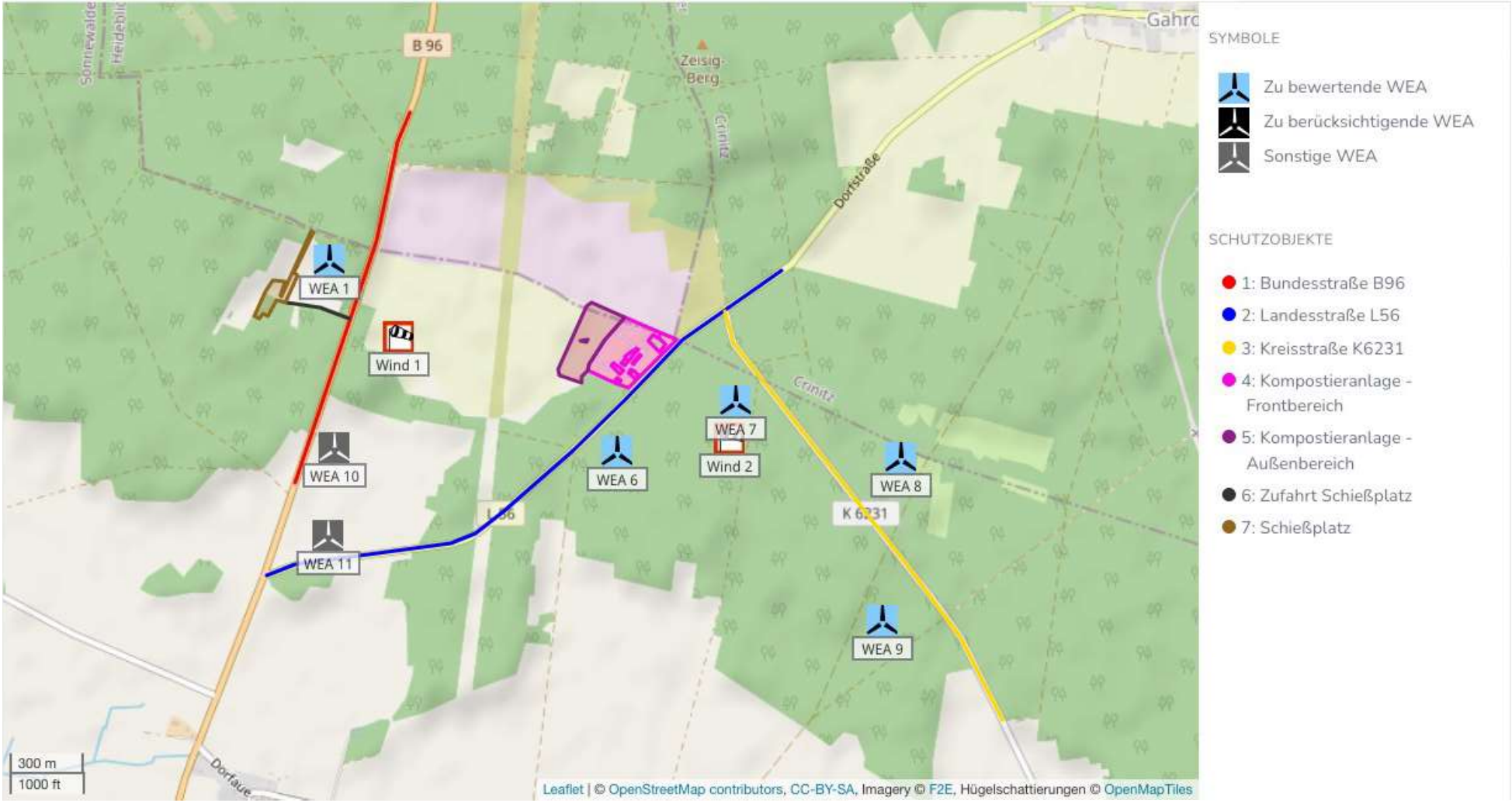
Wind-Datensatz Nr.	**Parameter**	**N**	**NNO**	**ONO**	**O**	**OSO**	**SSO**	**S**	**SSW**	**WSW**	**W**	**WNW**	**NNW**	**Koordinaten** (UTM ETRS89/WGS84 Zone 33)	
1	A [m/s]	5.70	6.00	6.10	6.30	6.60	7.60	8.40	9.30	8.90	8.60	7.20	6.40	Höhe über Grund [m]	164.9
	k [-]	2.010	1.930	2.180	2.310	2.740	2.560	3.020	2.730	3.020	2.520	2.860	2.390	Ost	33408803
	f (100%=1)	0.040	0.044	0.054	0.072	0.070	0.060	0.071	0.087	0.170	0.159	0.123	0.050	Nord	5731480
2	A [m/s]	6.00	6.10	6.20	6.40	6.60	7.60	8.60	9.50	9.20	9.00	7.40	6.70	Höhe über Grund [m]	164.9
	k [-]	2.020	1.940	2.190	2.290	2.700	2.590	3.040	2.740	3.040	2.550	2.840	2.390	Ost	33410132
	f (100%=1)	0.040	0.044	0.055	0.073	0.070	0.060	0.071	0.087	0.170	0.159	0.123	0.050	Nord	5731045

3.3 Windparkkonfiguration und Schutzobjekte

Tabelle 3.3.1: *Windparkkonfiguration.*

	Lfd. Nr. WEA	Bezeichnung	Hersteller WEA-Typ	P_N [MW]	NH [m]	RD [m]	Koordinaten (UTM ETRS89/WGS84 Zone 33)		Wind-Datensatz Nr.
							East	North	
	1	WEA 01	Siemens Gamesa SG 7.0-170	7.00	185.00	170.00	33408526	5731792	1
	6	WEA 06	Siemens Gamesa SG 7.0-170	7.00	185.00	170.00	33409678	5730997	2
	7	WEA 07	Siemens Gamesa SG 6.6-155	6.60	165.00	155.00	33410160	5731197	2
	8	WEA 08	Siemens Gamesa SG 7.0-170	7.00	185.00	170.00	33410824	5730956	2
	9	WEA 09	Siemens Gamesa SG 7.0-170	7.00	185.00	170.00	33410734	5730297	2
	10	---	Vestas V90	2.00	105.00	90.00	33408533	5731036	---
	11	---	Vestas V90	2.00	105.00	90.00	33408502	5730681	---
	12	---	DeWind D6/62	1.25	91.50	62.00	33412277	5722824	---
	13	---	DeWind D6/62	1.25	91.50	62.00	33411965	5723022	---

Alle Benennungen von WEA im Dokument beziehen sich auf die Nomenklatur von Spalte 2 (Lfd. Nr.) in Tabelle 3.3.1. Die WEA mit der laufenden Nummer 2 – 5 sind inaktiv.


B 96
Zeisig-Berg
Dorfstraße
Granitz
WEA 1
Wind 1
WEA 10
WEA 11
WEA 6
WEA 7
Wind 2
WEA 8
K 6231
WEA 9
300 m
1000 ft
Leaflet | © OpenStreetMap contributors, CC-BY-SA, Imagery © F2E, Hügelschattierungen © OpenMapTiles
SYMBOLE
Zu bewertende WEA
Zu berücksichtigende WEA
Sonstige WEA
SCHUTZOBJEKTE
1: Bundesstraße B96
2: Landesstraße L56
3: Kreisstraße K6231
4: Kompostieranlage - Frontbereich
5: Kompostieranlage - Außenbereich
6: Zufahrt Schießplatz
7: Schießplatz

3.4 Aufenthaltshäufigkeiten

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

Verkehrswege								
Schutzobjekt	**Verkehrsaufkommen**			**Personenaufkommen**				**Kritisches Individuum**
	Kfz/Tag	**km/h**	**Individuelle Nutzungshäufigkeit**	**Personen/ Tag**		**Individuelle Nutzungshäufigkeit**		
				Radfahrer	**Fußgänger**	**Radfahrer**	**Fußgänger**	
Bundesstraße B96	2230 /3.2/	100*	---**	---	---	---	---	---
Landesstraße L56	1343 /3.2/	100*	---**	---	---	---	---	---
Kreisstraße K6231	1000**	100*	zweimal täglich	50	10	zweimal täglich	zweimal pro Woche	Kfz-Fahrer
Zufahrt Schießplatz	---*	50***	zweimal täglich	---**	---**	zweimal täglich	zweimal täglich	Fußgänger

Freiflächen		
Schutzobjekt	**Personenaufkommen**	
	Personen/ Tag	**Szenario für individuelle Nutzungshäufigkeit durch das kritische Individuum**
Kompostieranlage - Frontbereich	---*	Laut /3.3/ ist die Kompostieranlage Mo-Fr von 8-17 Uhr und Sa von 8-12 Uhr geöffnet. Hieraus ergeben sich 49 Stunden Aufenthalt pro Woche auf dem Gelände durch einen Mitarbeiter. Konservativ wird von einem ungeschützten Aufenthalt ausgegangen
Kompostieranlage - Außenbereich	---*	Eine halbe Stunde ungeschützter Aufenthalt pro Arbeitstag durch einen Mitarbeiter im Außenbereich
Schießplatz	30****	Zwei Stunden ungeschützter Aufenthalt pro Tag durch ein Vereinsmitglied oder einen Platzwart

---* Bei Schutzobjekten, die gemäß Kapitel 2.3.3 dem individuellen Risiko zuzuordnen sind, ist für die Risikoabschätzung nur die eine individuelle Person mit der auf der individuellen Nutzungshäufigkeit basierenden größten Gefährdung maßgeblich (kritisches Individuum). Weitere Angaben zur Anzahl der Personen pro Tag können daher entfallen.

---** Bei Schutzobjekten, die gemäß Kapitel 2.3.3 dem kollektiven Risiko zuzuordnen sind, muss für die Risikoabschätzung kein kritisches Individuum definiert werden. Angaben zur Nutzungshäufigkeit können daher entfallen.

* Aufgrund zulässiger Höchstgeschwindigkeit nach StVO.

** Nach /3.2/ existiert auf der Kreisstraße K6231 kein Zählpunkt. Die Verkehrsstärke wurde aus der Einbettung in das umliegende Straßennetz abgeschätzt.

*** Aufgrund von Wegbeschaffenheit und -verlauf angenommen.

**** Für die Berechnung des kollektiven Risikos wird davon ausgegangen, dass sich das durchschnittliche Vereinsmitglied an einem Tag ca. 0.5h ungeschützt im Außenbereich aufhält.

Tabelle 3.4.1 enthält alle Angaben zum Verkehrs- und Personenaufkommen, die in den nachfolgenden Risikobewertungen für die Verkehrswege berücksichtigt werden. Für Schutzobjekte, die sich nicht im standortspezifisch ermittelten Gefährdungsbereich der WEA befinden, sind Angaben zur Frequentierung nicht erforderlich. Für Fußgänger und Radfahrer werden die jeweiligen Geschwindigkeiten mit 5km/h bzw. 15km/h zugrunde gelegt. Für Schutzobjekte, für die nach Kapitel 2.3.3 das individuelle Risiko maßgeblich ist, wird ein kritisches Individuum ermittelt und in Tabelle 3.4.1 aufgeführt.

3.5 Standortspezifische Grenzwerte für das kollektive Risiko

Für Bundesautobahnen, Bundesstraßen und Landesstraßen wurden die Grenzwerte auf Basis des vorhandenen Unfallrisikos bestimmt (siehe Kapitel 2.3.2). Tabelle 3.5.1 listet die standortspezifisch ermittelten oberen Grenzwerte für ein inakzeptables Risiko.

Die weiteren Risikobereiche gemäß Tabelle 2.3.3.1 liegen jeweils eine Zehnerpotenz niedriger und sind nicht extra aufgeführt.

Tabelle 3.5.1: *Standortspezifische obere Risikogrenzwerte für das kollektive Risiko.*

Schutzobjekt	Kollektives Personenrisiko Grenzwert für ein inakzeptables Risiko
Bundesstraße B96	$> 2.02*10^{-3}$ (einmal in 495 Jahren)
Landesstraße L56	$> 1.76*10^{-3}$ (einmal in 568 Jahren)

Für Kreisstraßen und sonstige Straßen, für die das kollektive Risiko maßgeblich ist, gilt der pauschale Grenzwert für das kollektive Personenrisiko von $1.0*10^{-3}$ (siehe Kapitel 2.3.2).

3.6 Vereisungsrelevante WEA-Systeme

3.6.1 WEA-interne Eiserkennungssysteme

Die WEA 1 und 6 - 9 sind mit dem Standard-Eiserkennungssystem nach dem Leistungskurvenverfahren des Hersteller Siemens Gamesa ausgestattet /3.4/. Dabei wird die WEA gestoppt sobald die Messinstrumente eine vereisungsbedingte Abweichung feststellen. Die WEA wird anschließend entweder nach einer Sichtprüfung oder nach einer festgelegten Periode mit höheren Umgebungstemperaturen wieder angefahren.

3.6.2 Optionale Eiserkennungssysteme

Die WEA 1 und 6 - 9 sind zusätzlich mit einem optionalen zertifizierten Eiserkennungssystem ausgerüstet.

Für die Berechnungen wird davon ausgegangen, dass die WEA mit dem Eiserkennungssystem BLADEcontrol Ice Detector (BID) der Firma Weidmüller /3.4/ oder einem qualitativ vergleichbaren System ausgestattet sind.

Gemäß /3.5/ ist das System BLADEcontrol Ice Detector (BID) kompatibel mit dem Konzept des Betriebsführungs- und Sicherheitssystems der untersuchten Siemens-Anlagen.

Das System zur Eiserkennung ist entsprechend der Richtlinie des Germanischen Lloyd für die Zertifizierung von Systemen zur Zustandsüberwachung von Windenergieanlagen /3.6/ typgeprüft /3.7/.

3.6.3 Systeme zur Prävention und Enteisung

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

3.6.4 Betriebsführungssystem

Nach einer Abschaltung durch das Eiserkennungssystem geht die WEA in einen definierten Zustand. Angaben zu Trudeldrehzahlen, Blattstellung und Windnachführung der WEA wurden gemäß /3.8/ umgesetzt.

3.7 Risikoreduzierende Maßnahmen

Die im Anhang A dargestellten Ergebnisse berücksichtigen keine risikoreduzierenden Maßnahmen.

4 Durchgeführte Untersuchungen

4.1 Standortbesichtigung

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

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

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

Der Standort Dabern Nord Antrag I wurde am 21.09.2023 besichtigt. Die Ergebnisse der Standortbesichtigung sind in /3.9/ dokumentiert und werden soweit erforderlich in den weiteren Berechnungen berücksichtigt.

Werden im Rahmen der Standortbesichtigung weitere potentielle Schutzobjekte identifiziert, findet eine Berücksichtigung in Absprache mit dem Auftraggeber statt. Maßgeblich sind daher stets die in Kapitel 3.1 aufgeführten Schutzobjekte.

4.2 Vereisungsbedingungen am Standort

Die Vereisungshäufigkeit am Standort wurde entsprechend Kapitel 2.5 ermittelt.

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

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

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

Damit ergeben sich am Standort Dabern Nord Antrag I die in Tabelle 4.2.1 dargestellten Vereisungsbedingungen.

Tabelle 4.2.1: *Vereisungsbedingungen am Standort Dabern Nord Antrag I .*

Lfd. Nr. WEA	Vereisungs-häufigkeit [%]	Vereisungstage pro Jahr	Eisstücke pro Jahr pro WEA	
			Eisfall	Eiswurf
1, 6, 8, 9	2.1	7.6	1636	---
7			1360	---

4.3 Ermittlung der potentiellen Gefährdungsbereiche

Die potentiellen Gefährdungsbereiche der WEA vom 1.5fachen der Summe aus Nabenhöhe und Rotordurchmesser (siehe Kapitel 2.2) sind in Abbildung 4.3.1 dargestellt.

Für WEA in deren potentiellem Gefährdungsbereich sich keine Schutzobjekte befinden, ist eine weitere Betrachtung im Rahmen der Risikobewertung nicht erforderlich.

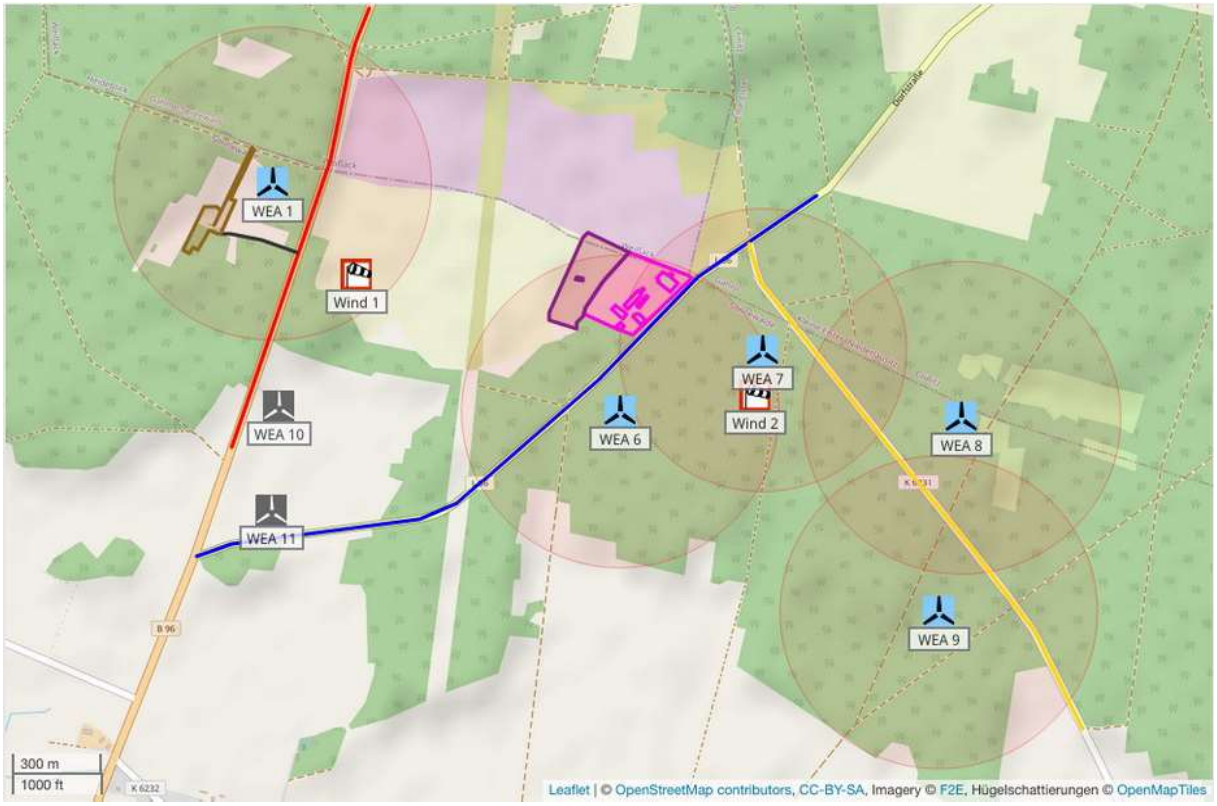


Abbildung 4.3.1: *Potentielle Gefährdungsbereiche der WEA und Schutzobjekte am Standort Dabern Nord Antrag I (Karte /1.4/).*

Für die zu bewertenden WEA sind die zu betrachtenden Schutzobjekte, die im potentiellen Gefährdungsbereich der WEA liegen, in Tabelle 4.3.1 aufgeführt.

Tabelle 4.3.1: *Zu betrachtende Schutzobjekte.*

Lfd.Nr. WEA	Potentieller Gefährdungsbereich	
	Radius [m]	Schutzobjekte im Bereich
1	532.5	Bundesstraße B96
		Zufahrt Schießplatz
		Schießplatz
6	532.5	Landesstraße L56
		Kompostieranlage - Frontbereich
		Kompostieranlage - Außenbereich
7	480.0	Landesstraße L56
		Kreisstraße K6231
		Kompostieranlage - Frontbereich

Lfd.Nr. WEA	Potentieller Gefährdungsbereich	
	Radius [m]	Schutzobjekte im Bereich
8	532.5	Kreisstraße K6231
9	532.5	Kreisstraße K6231

Wenn die Gefährdungsbereiche einzelner WEA sich entlang eines überregionalen Verkehrswegs überlappen (siehe Kapitel 2.3.5), wird das Risiko der relevanten benachbarten WEA entsprechend berücksichtigt.

Wenn entlang eines Weges mit regionalem Charakter die Gefährdungsbereiche der geplanten und der benachbarten WEA passiert werden (siehe Kapitel 2.3.5), wird das Risiko der betreffenden benachbarten WEA entsprechend berücksichtigt.

4.4 Eiswurf

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

4.5 Eisfall

Entsprechend Kapitel 2.2 ist eine Gefährdung durch Eisfall für Personen in der Umgebung der WEA 1, und 6 – 9 standortspezifisch zu betrachten, auch wenn eines der in Kapitel 3.6 genannten Systeme zur Eiserkennung zu diesem Zweck genutzt wird.

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

Eine spezifische Gefährdung lässt sich daher nicht in Form einer Gefährdungskarte in der Umgebung einer WEA darstellen, da für jeden Punkt in der Umgebung einer

WEA theoretisch unendlich viele Szenarien denkbar sind. Die Gefährdung ist daher stets in Bezug zu einem Schutzobjekt unter Berücksichtigung der genannten Randbedingungen zu ermitteln.

Wie in Kapitel 2.3 dargestellt, erfolgt die Bewertung des individuellen und kollektiven Risikos durch eine Einteilung in fünf Bereiche von inakzeptabel bis vernachlässigbar. Dabei werden Schutzobjekte, die in den Berechnungen nicht von Eisstücken getroffen werden, aber im potentiellen Gefährdungsbereich liegen, dem vernachlässigbaren Risiko zugeordnet. Damit ergeben sich bezogen auf die betrachteten WEA folgende Ergebnisse für das Szenario Eisfall.

Es ist in Tabelle 4.5.1 jeweils nur das in Abhängigkeit von der Aufenthaltshäufigkeit von Personen zu betrachtende Risiko dargestellt (siehe Kapitel 2.3). Da sich für das Schutzobjekt Kreisstraße K6231 und den Schießstand das zu bewertende Risiko nicht genau festlegen lässt, werden sowohl das individuelle als auch das kollektive Risiko bewertet.

Sind gemäß Kapitel 2.3.5 Risiken verschiedener WEA zu addieren, wird die Bewertung der addierten Risiken in Tabelle 4.5.1 gesondert aufgeführt.

Tabelle 4.5.1: *Bewertung der Gefährdung durch Eisfall am Standort Dabern Nord Antrag I.*

Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
Bewertung der einzelnen WEA:			
1	Bundesstraße B96	tolerierbar - Maßnahmen sind in Betracht zu ziehen	---
	Zufahrt Schießplatz	---	allgemein akzeptabel
	Schießplatz	tolerierbar - Maßnahmen in der Regel nicht erforderlich	tolerierbar - Maßnahmen sind in Betracht zu ziehen
6	Landesstraße L56	tolerierbar - Maßnahmen sind in Betracht zu ziehen	---
	Kompostieranlage - Frontbereich	---	allgemein akzeptabel
	Kompostieranlage - Außenbereich	---	vernachlässigbar*
7	Landesstraße L56	vernachlässigbar*	---
	Kreisstraße K6231	tolerierbar - Maßnahmen sind in Betracht zu ziehen	tolerierbar - Maßnahmen in der Regel nicht erforderlich
	Kompostieranlage - Frontbereich	---	vernachlässigbar*

Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
8	Kreisstraße K6231	allgemein akzeptabel	vernachlässigbar
9	Kreisstraße K6231	tolerierbar - Maßnahmen in der Regel nicht erforderlich	allgemein akzeptabel
Bewertung addierter Risiken:			
7 - 9	Kreisstraße K6231	tolerierbar	tolerierbar

**: Die Ergebnisse zeigen, dass das Schutzobjekt in den Berechnungen nicht von Eisstücken der WEA getroffen wird.*

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

Details der zugrunde liegenden Berechnungen sind im Anhang A dargestellt.

5 Weitere Maßnahmen

Liegt das Risiko im inakzeptablen oder im oberen tolerierbaren ALARP-Bereich sind etablierte risikomindernde Maßnahmen umzusetzen (siehe Kapitel 2.3.4).

Die ermittelten Risiken liegen für die WEA 1 für die Bundesstraße B96 und den Schießplatz, für die WEA 6 für die Landesstraße L56 und für die WEA 7 für die Kreisstraße K6231 im oberen ALARP-Bereich.

Wir empfehlen nach Abschaltung auf Grund von Eisansatz den Rotor der WEA so auszurichten, dass möglichst wenige Eisstücke die jeweiligen Schutzobjekte treffen und entsprechend den Vorgaben des Herstellers die Azimutposition des Rotors bis zur maximal möglichen Windgeschwindigkeit beizubehalten. Die erforderlichen Werte sind in Tabelle 5.1 dargestellt (zur Definition des Azimutwinkels siehe Abbildung 2.3.4.1).

Tabelle 5.1: *Empfohlene Azimut-Positionen nach Abschaltung auf Grund von Eisansatz für den Rotor der WEA.*

Lfd. Nr. WEA	Azimutwinkel bei Stillstand [°]
1	290
6	140
7	230

Des Weiteren empfehlen wir für den Schießplatz in der Umgebung der WEA 1 das Aufstellen von Warnschildern, die die Öffentlichkeit vor einer erhöhten Gefahr durch Eiswurf und Eisfall von Windenergieanlagen warnen sowie eine Aufklärung der Vereinsmitglieder über die Gefahren von Eisfall und Eiswurf in der Umgebung von WEA.

Unabhängig vom ermittelten Risiko empfehlen wir eine solche Aufklärung auch für die Mitarbeiter der Kompostieranlage.

6 Zusammenfassung

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

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Risikoanalyse der WEA 1 und 6 - 9 hinsichtlich einer Gefährdung durch Eiswurf und Eisfall zusammengefasst.

Als Schutzobjekte wurden die Bundesstraße B96, die Landesstraße L56, die Kreisstraße K6231, eine Kompostieranlage und ein Schießplatz mit Zufahrt in der Nachbarschaft der WEA definiert.

Die abschließende Bewertung des Risikos durch Eisfall und Eiswurf ist in Tabelle 6.1 für alle zu bewertenden WEA aus Tabelle 3.3.1 bezüglich der relevanten Schutzobjekte dargestellt.

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

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

***Tabelle 6.1**: Übersicht über die Bewertung des Risikos durch Eisfall und Eiswurf (Risikogrenzwert: - = überschritten, + = noch tolerierbar, ++ = tolerierbar, +++ = allgemein akzeptabel, ≈ 0 = vernachlässigbar).*

Lfd. Nr. WEA	Randbedingungen der Berechnung					Ergebnisse		
	Eiserkennungssystem			Azimutwinkel nach Abschaltung	Anti- / De-Icing	Schutzobjekt	Bewertung Personenrisiko	Maßnahmen zur Risikoreduzierung (Kapitel 5)
	aktiv	Windrichtungs-sektor	Anteil Eiswurf					
1	ja	0 – 360°	0%	---	---	Bundesstraße B96	+	Azimutposition 290
						Zufahrt Schießplatz	+++	---
						Schießplatz	+	Warnschilder Aufklärung der Vereinsmitglieder
6	ja	0 – 360°	0%	---	---	Landesstraße L56	+	Azimutposition 140°
						Kompostieranlage - Frontbereich	+++	Aufklärung der Mitarbeiter
						Kompostieranlage - Außenbereich	≈ 0	---
7	ja	0 – 360°	0%	---	---	Landesstraße L56	≈ 0	---
						Kreisstraße K6231	+	Azimutposition 230°
						Kompostieranlage - Frontbereich	≈ 0	---
8	ja	0 – 360°	0%	---	---	Kreisstraße K6231	+++	---
9	ja	0 – 360°	0%	---	---	Kreisstraße K6231	++	---

7 Formelzeichen und Abkürzungen

WEA	Windenergieanlage
RD	Rotordurchmesser
NH	Nabenhöhe
GK	Gauß Krüger Projektion
PD	Potsdam-Datum
ETRS89	Europäisches Terrestrisches Referenzsystem 1989
UTM	Universale Transversale Mercator Projektion
WGS84	World Geodetic System 1984
ü. NN	über Normalnull
MEM	Minimale endogen Sterblichkeit
Kfz	Kraftfahrzeug

A	Skalierungsparameter der Weibull-Verteilung	[m/s]
k	Formparameter der Weibullverteilung	[-]
v	Windgeschwindigkeit	[m/s]
h	Höhe	[m]
Θ	Azimutwinkel	[°]

8 Literaturangaben

Allgemein

/1.1/ Bengt Tammelin et. al.; Wind Energy Production in Cold climates; Meteorological publications No.41, Finnish Meteorological Institute, Helsinki, Finland, February 2000.

/1.2/ International Energy Agency (IEA), IEA Wind Task 19, State-of-the-Art of Wind Energy in Cold Climates, Edition October 2012.

/1.3/ Berichte der Bundesanstalt für Straßenwesen; Verkehrstechnik Heft V 291, Fahrleistungserhebung 2014 – Inlandsfahrleistung und Unfallrisiko; Bergisch Gladbach, August 2017.

/1.4/ OpenStreetMap und Mitwirkende; siehe Internet: http://www.openstreetmap.org, http://opendatacommons.org, http://creativecommons.org.

/1.5/ U.S. Geological Survey (USGS); EROS Archive - Digital Elevation - Shuttle Radar Topography Mission (SRTM) 1 Arc-Second Global.

/1.6/ Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung; Mobilität in Deutschland 2008; Ergebnisbericht, Struktur – Aufkommen – Emissionen – Trends; Bonn und Berlin, Februar 2010.

/1.7/ Schneider J., Schlatter H. P.; Sicherheit und Zuverlässigkeit im Bauwesen - Grundwissen für Ingenieure; 1. Auflage, B. G. Teubner, Stuttgart, 1994.

/1.8/ Wichura, B., 2013. The Spatial Distribution of Icing in Germany Estimated by the Analysis of Weather Station Data and of Direct Measurements of Icing, Proceedings of the 15th International Workshop On Atmospheric Icing Of Structures (IWAIS 2013). Compusult Ltd., St. John's, Newfoundland and Labrador, September 8-11, 2013, pp. 303-309.

/1.9/ HSE, Health and safety Executive. (n.d.); Risk analyses or 'predictive' aspects of comah safety reports guidance for explosives sites - The COMAH Safety Report Process for Predictive Assessment of Explosives Sites, downloaded 2014-08-21; Retrieved from http://www.hse.gov.uk/comah/

/1.10/ Oliver J., Creighton P.; Road Accidents, Bicycle injuries and helmet use: a systematic review and meta-analysis; International Journal of Epidemiology, 2017, 278-292.

/1.11/ Dirk Proske; Katalog der Risiken, 3. vollständig überarbeitete Auflage; Würenlingen 2021.

Normen

/2.1/ International Energy Agency (IEA), IEA Wind TCP Task 19; Technical Report; International Recommendations for Ice Fall and Ice Throw Risk Assessments; April 2022.

/2.2/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), Muster-Verwaltungsvorschrift Technische Baubestimmungen (MVV TB) Ausgabe 2020/1; Berlin, 19.01.2021.

/2.3/ DIN EN 50126; Bahnanwendungen – Spezifikation und Nachweis der Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit, Instandhaltbarkeit und Sicherheit (RAMS); Deutsches Institut für Normung e.V., März 2000.

/2.4/ International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1, Wind energy generation systems - Part 1: Design requirements; Edition 4, 2019-12; Geneva, Switzerland (Deutsche Fassung: Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN IEC 61400-1 (VDE 0127-1); Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2019); Dezember 2019; Berlin, Deutschland).

Projektspezifisch

/3.1/ anemos-jacobs GmbH; Gutachterliche Stellungnahme über die langjährigen Windverhältnisse und die zu erwartenden mittleren Energieerträge von Windkraftanlagen an einem Standort bei Dabern (Windpark Dabern-Nord); Revision 0.0; 12.12.2022; Ref.-Nr.: K-2-171-0, Oldershausen, Deutschland.

/3.2/ LGB (Landesvermessung und Geobasisinformation Brandenburg); Straßennetzviewer, Verkehrsstärke 2021; siehe Internet: https://viewer.brandenburg.de/strassennetz/, abgerufen am 20.10.2023.

/3.3/ Webauftritt GALLE GmbH; Öffnungszeiten; siehe Internet: https://www.galle-gmbh.de, abgerufen am 23.10.2023.

/3.4/ Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG; Eiserkennungssystem Siemens Gamesa 5.X; Dokument: D2353080 / 005; 31.05.2023.

/3.5/ TÜV Nord EnSys GmbH & Co. KG; Gutachten zur Einbindung eines Eiserkennungssystems in Siemens Gamesa 5.X Windenergieanlagen; Bericht Nr.: 8120149884 Rev. 0; 30.03.2022; Hamburg, Deutschland.

/3.6/ DNV AS; Certification of condition monitoring, DNV-SE-0439:2021-10; October 2021.

/3.7/ DNV Renewables Certification; Rotor Blade Monitoring System BLADEcontrol Ice Detector (BID); Certificate No. TC-DNV-SE-0439-04314-2; Hamburg, 2022-10-20.

/3.8/ Siemens Wind Power GmbH & Co. KG; Angaben zum Trudelbetrieb nach Abschaltung wegen Eisansatz; per E-Mail am 21.06.2019, 24.04.2020 und 31.08.2023.

/3.9/ Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG; Dokumentation der Standortbesichtigung im Rahmen der Bewertung der Standorteignung sowie der Risikobewertung durch Eiswurf und Eisfall von WEA am Standort Dabern Nord Antrag I; Referenz-Nr.: 2023-F-046; September 2023; Hamburg, Deutschland.

Anhang A: Detaillierte Berechnungsergebnisse Eisfall

A.1 Berechnung der Auftreffhäufigkeiten

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

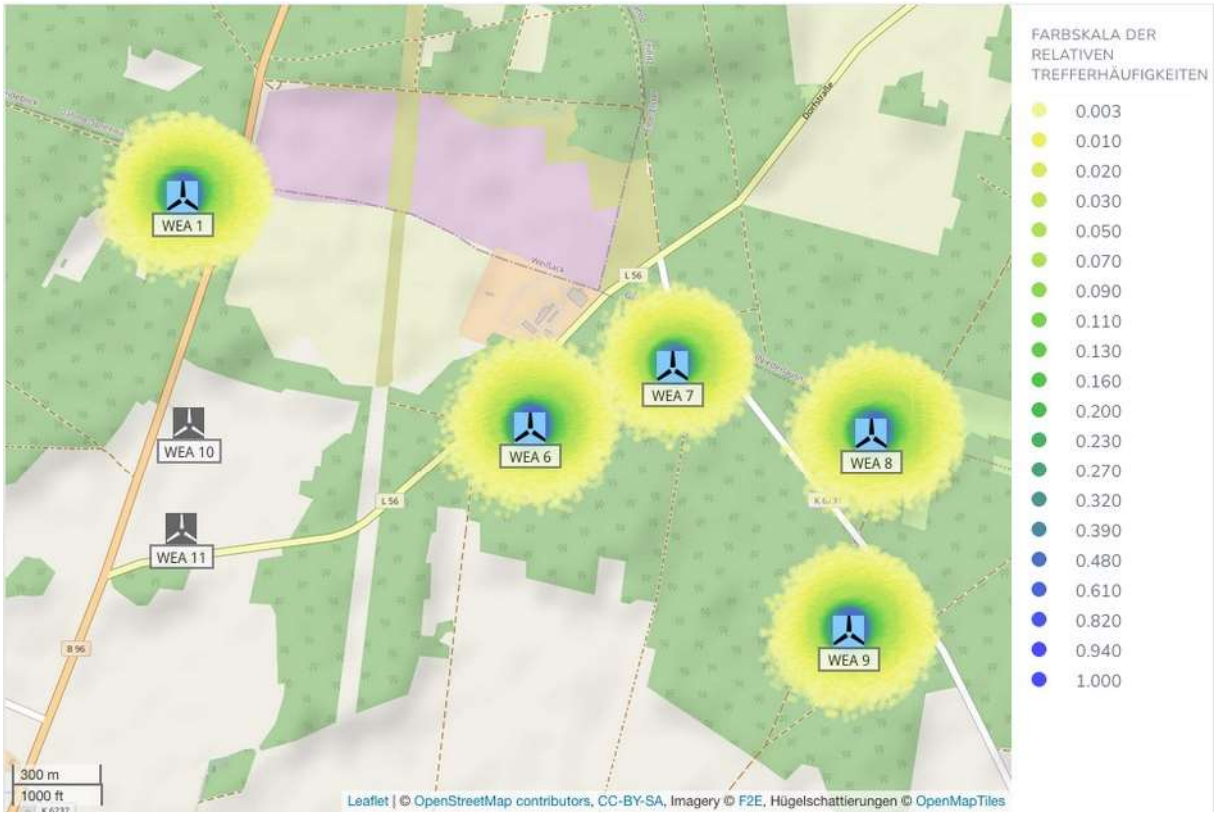


Abbildung A.1.1: *Trefferhäufigkeiten von Eisstücken pro Rasterfläche (16m²) und Jahr in der Umgebung der WEA 1 und 6 - 9 am Standort Dabern Nord Antrag I (Karte /1.4/).*

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

Tabelle A.1.1*: Maximale Flugweite der betrachteten Eisstücke am Standort Dabern Nord Antrag I.*

Lfd. Nr. WEA	Maximale Flugweite [m]
1	305.5
6	326.4
7	293.0

Lfd. Nr. WEA	Maximale Flugweite [m]
8	316.9
9	308.4

A.2 Schadenshäufigkeiten

Aus den ermittelten Flugbahnen ergeben sich für die Schutzobjekte im Gefährdungsbereich der zu bewertenden WEA die in Tabelle A.2.1 aufgeführten Ergebnisse.

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

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

Tabelle A.2.1: *Ergebnisse für die kollektiven und individuellen Risiken für Personenschäden am Standort Dabern Nord Antrag I.*

Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Anzahl Treffer pro Jahr	Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
Risiken pro WEA:				
1	Bundesstraße B96	6.3	$3.13*10^{-4}$ (einmal in 3100 Jahren)	---
	Zufahrt Schießplatz	0.2	---	$3.16*10^{-8}$ (einmal in 31.6 Mio. Jahren)
	Schießplatz	11.7	$2.10*10^{-5}$ (einmal in 47 000 Jahren)	$2.80*10^{-6}$ (einmal in 357 000 Jahren)
6	Landesstraße L56	5.2	$1.82*10^{-4}$ (einmal in 5500 Jahren)	---
	Kompostieranlage - Frontbereich	0.2	---	$4.31*10^{-8}$ (einmal in 23.1 Mio. Jahren)
	Kompostieranlage - Außenbereich	0	---	---

Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Anzahl Treffer pro Jahr	Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
7	Landesstraße L56	0	---	---
	Kreisstraße K6231	8.4	$2.27*10^{-4}$ (einmal in 4300 Jahren)	$2.89*10^{-7}$ (einmal in 3.4 Mio. Jahren)
	Kompostieranlage - Frontbereich	0	---	---
8	Kreisstraße K6231	0.06	$1.71*10^{-6}$ (einmal in 585 000 Jahren)	$2.17*10^{-9}$ (einmal in 460 Mio. Jahren)
9	Kreisstraße K6231	1.5	$4.00*10^{-5}$ (einmal in 25 000 Jahren)	$5.09*10^{-8}$ (einmal in 19.6 Mio. Jahren)
Addierte Risiken:				
7 - 9	Kreisstraße K6231	9.9	$2.69*10^{-4}$ (einmal in 3700 Jahren)	$3.43*10^{-7}$ (einmal in 2.9 Mio. Jahren)

F2E Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG

Dokumentation der Standortbesichtigung im Rahmen der Bewertung der Standorteignung sowie der Risikobewertung durch Eiswurf und Eisfall von WEA am Standort Dabern Nord

Referenz-Nummer:
2023-F-046-P1 - ungekürzte Fassung

Auftraggeber:
UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG
Dr.-Eberle-Platz 1, 01662 Meißen

Die Ausarbeitung der Dokumentation erfolgte durch:
Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG
Borsteler Chaussee 178, 22453 Hamburg, www.f2e.de

Verfasser:



Jörg Schaller, Sachverständiger, Berlin, 06.10.2023

Geprüft:



Dipl.-Ing. Kai Deponte, Sachverständiger, Hamburg, 06.10.2023

Für weitere Auskünfte:
Tel.: 040 53303680 Fax: 040 53303680-79
Kai Deponte: deponte@f2e.de oder info@f2e.de

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

Inhaltsverzeichnis

1 Aufgabenstellung und Hintergrund der Standortbesichtigung im Rahmen des Nachweises der Standorteignung....3
1.1 Aufgabenstellung der Standortbesichtigung....3
1.2 Vorgehensweise: Dokumentation und Datenerhebung....3
1.3 Erfassung von Einzelstrukturen....4
2 Aufgabenstellung und Hintergrund der Standortbesichtigung im Rahmen der Risikobewertung durch Eiswurf....4
2.1 Aufgabenstellung und Vorgehensweise bei der Standortbesichtigung....5
2.2 Gültigkeit der Standortbesichtigung....5
3 Eingangsdaten....6
3.1 Windparkkonfiguration....6
3.2 Übersichtskarte Windpark....8
4 Dokumentation der Standortbesichtigung für den WEA-Standort Dabern Nord....9
4.1 Allgemeine Angaben....9
4.2 Vorgehensweise bei dieser Standortbesichtigung....9
4.3 Bemerkungen....9
4.4 Fotopunkte....11
4.5 Potentiell relevante Strukturen und orografische Hindernisse für jede zu besichtigende WEA..13
5 Formelzeichen und Abkürzungen....14
Anhang A: Fotostrecken....15
A.1 Fotostrecke für Fotopunkt 1....15
A.2 Fotostrecke für Fotopunkt 2....16
A.3 Fotostrecke für Fotopunkt 3....17
A.4 Fotostrecke für Fotopunkt FPS1 B96....18
A.5 Fotostrecke für Fotopunkt FPS2 ‚Schießstand....19
A.6 Fotostrecke für Fotopunkt FPS3 Feldwege....20
A.7 Fotostrecke für Fotopunkt FPS4 L56....20
A.8 Fotostrecke für Fotopunkt FPS5 L56....21
A.9 Fotostrecke für Fotopunkt FPS6 K6231....21
Anhang B: Geländekategorien nach DIN EN 1991-1-4/NA....22

1 Aufgabenstellung und Hintergrund der Standortbesichtigung im Rahmen des Nachweises der Standorteignung

1.1 Aufgabenstellung der Standortbesichtigung

Gemäß DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012, ist eine Standortbesichtigung durchzuführen. Im Rahmen des Nachweises der Standorteignung dient die Standortbesichtigung der Dokumentation und Einschätzung der aktuellen Situation vor Ort und der Bestimmung der Geländekategorie nach DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12.

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

Die Aufgabenstellung der Standortbesichtigung ist

- die Dokumentation und Einschätzung der aktuellen Situation vor Ort auf Grundlage der DIBt 2012,
- die Bestimmung der Geländekategorie nach DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 Anhang NA.B (siehe Anhang B),
- die Identifizierung relevanter Einzelstrukturen für geplante WEA und zu betrachtende bestehende WEA (typischerweise $8D_{neu}$ Abstand) wie z.B.:
  - ausgeprägte Waldkanten,
  - schroffe Geländekanten (z.B. Steilhänge, Klippen),
  - bauliche Strukturen.

Die Verifizierung der Windparkkonfiguration ist nicht Umfang der Standortbesichtigung. Benachbarte WEA sind nicht als Einzelstrukturen aufzuführen.

1.2 Vorgehensweise: Dokumentation und Datenerhebung

Standortbesichtigungen werden immer vor Ort im Windpark nach o.g. Richtlinien durchgeführt. Betrachtungen und Bewertungen nach Aktenlage, auf Grundlage von Satellitenfotos, etc. sind nicht ausreichend, da deren Datengrundlage veraltet sein kann. Berichte älter als ein Jahr können nicht als belastbar eingestuft werden.

Die Erfassung der Einzelstrukturen während der Standortbesichtigungen können mit Bezug auf die einzelnen WEA-Standorte oder mit Bezug auf die einzelnen potentiell relevanten Strukturen durchgeführt werden.

D.h. es werden entweder ausgehend von jedem einzelnen WEA-Standort die Abstände zu potentiell relevanten Strukturen, sowie deren Höhe und Eigenschaft erfasst, oder alternativ werden die Position und Ausdehnung der einzelnen Strukturen (z.B. Eckpunkt-Koordinaten) sowie deren Höhe und Eigenschaft erfasst.

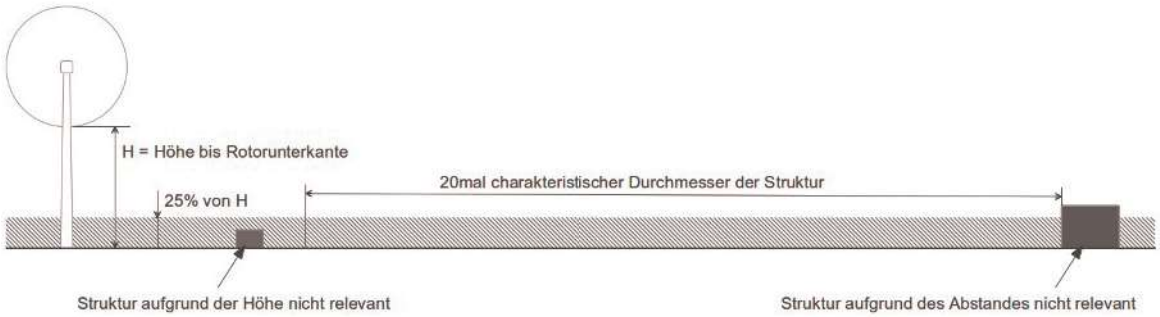
1.3 Erfassung von Einzelstrukturen

Einzelstrukturen sind dann eindeutig nicht relevant,

- wenn sie nicht höher sind als 25% der Höhe der Rotorunterkante über Grund (Hinweis: Bei Waldkanten darf die effektive Höhe je nach Dichte der Vegetation geringer angenommen werden als die Gesamthöhe der Bäume)

  oder

- wenn sie weiter vom WEA-Standort entfernt sind als das 20fache ihres charakteristischen Durchmesser bzw. Längenmaßes (z.B. Durchmesser eines Silos, längste sichtbare Kante eines Gebäudes, Höhe der Waldkante).



Alle Strukturen, die größer oder näher als o.g. Kriterien sind, werden als potentiell relevant eingestuft und werden erfasst. Sie werden im Weiteren durch einen F2E-Gutachter betrachtet und bewertet.

2 Aufgabenstellung und Hintergrund der Standortbesichtigung im Rahmen der Risikobewertung durch Eiswurf

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

Eine Standortbesichtigung ist durch ein Regelwerk weder vorgeschrieben noch geregelt. Eine Standortbesichtigung empfiehlt sich, wenn die Situation vor Ort nicht ausreichend bekannt ist.

2.1 Aufgabenstellung und Vorgehensweise bei der Standortbesichtigung

Die Standortbesichtigung dient der Dokumentation und Einschätzung der aktuellen Situation vor Ort, insbesondere innerhalb eines Abstandes der 1.5fachen Summe aus Nabenhöhe plus Rotordurchmesser um die zu betrachtende WEA.

Die Aufgabenstellung der Standortbesichtigung ist

- die Dokumentation und Einschätzung der aktuellen Situation vor Ort,
- die Erfassung aller Gefahrenbereiche, in denen sich Menschen aufhalten können (Verkehrs- und Wanderwege, Gebäude, Höfe, Parkplätze u.ä.)
  - Verkehrswege werden auf mögliche Einschränkungen des öffentlichen Zugangs untersucht und dieses fotografisch dokumentiert,
  - mögliche Geschwindigkeitsbeschränkungen der Verkehrswege werden erfasst, fotografiert und im Kartenmaterial eingezeichnet,
  - Fahrbahnbelag und Beschaffenheit der Verkehrswege werden fotografisch dokumentiert und beschrieben
- nicht im Kartenmaterial verzeichnete Verkehrswege werden erfasst, beschrieben und im Kartenmaterial vereinfacht nachgezeichnet
- vorhandene Gebäude werden fotografiert, beschrieben und, falls nicht verzeichnet, im Kartenmaterial nachgetragen

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

Die Standortbesichtigung durch F2E dient nicht zur Definition von Schutzobjekten.

2.2 Gültigkeit der Standortbesichtigung

Der potentielle Gefährdungsbereich einer WEA ist von dem genauen Standort, der Nabenhöhe und dem Rotordurchmesser abhängig. Jede Änderung dieser Randbedingungen kann daher eine Neubetrachtung des Standortes erfordern.

Berichte, die älter als ein Jahr sind, sollten aufgrund möglicher Veränderungen im Umfeld der WEA nicht mehr belastet werden.

3 Eingangsdaten

3.1 Windparkkonfiguration

Am Standort Dabern Nord plant der Auftraggeber die Errichtung von neun WEA.

Die vom Auftraggeber übermittelten Daten zur Windparkkonfiguration sind nachfolgend in Tabelle 3.1.1 dargestellt.

Auf Basis der übermittelten Koordinaten, den Daten zu Nabenhöhe und Rotordurchmesser wurden die WEA festgestellt, die im Radius von 8D um die neu geplanten WEA liegen und deren Umfeld untersucht werden muss (siehe Abbildung 3.2.1).

Die in Tabelle 3.1.1 und Abbildung 3.2.1 dargestellten Daten entsprechen dem Planungsstand zum Zeitpunkt der Standortbesichtigung.

Tabelle 3.1.1: *Vom Auftraggeber übermittelte Daten zur Windparkkonfiguration.*

	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Koordinaten (UTM ETRS89/WGS84)		WEA-Typ	PN [MW]	z_{hub} [m]	D [m]	25% Höhe Rotorunterkante ü. Grund [m]
			East	North					
	1	WEA 01	33408526	5731792	Siemens Gamesa SG 6.6-170 Mode AM0 restricted	6.60	185.0	170.0	25.0
	2	WEA 02	33408750	5731441	Siemens Gamesa SG 6.6-170 Mode AM0 restricted	6.60	185.0	170.0	25.0
	3	WEA 03	33408965	5730770	Siemens Gamesa SG 6.6-170 Mode AM0 restricted	6.60	185.0	170.0	25.0
	4	WEA 04	33409339	5731261	Siemens Gamesa SG 6.6-170 Mode AM0 restricted	6.60	185.0	170.0	25.0
	5	WEA 05	33409359	5730626	Siemens Gamesa SG 6.6-170 Mode AM0 restricted	6.60	185.0	170.0	25.0
	6	WEA 06	33409678	5730997	Siemens Gamesa SG 6.6-170 Mode AM0 restricted	6.60	185.0	170.0	25.0
	7	WEA 07	33410160	5731197	Siemens Gamesa SG 6.0-155 Mode AM 0 6.6MW	6.60	165.0	155.0	21.9
	8	WEA 08	33410824	5730956	Siemens Gamesa SG 6.6-170 Mode AM0 restricted	6.60	185.0	170.0	25.0
	9	WEA 09	33410734	5730297	Siemens Gamesa SG 6.6-170 Mode AM0 restricted	6.60	185.0	170.0	25.0

3.2 Übersichtskarte Windpark



Abbildung 3.2.1: *Gesamtübersichtskarte Windpark.*

Tabelle 3.2.1: *Erläuterung der verwendeten Symbole.*

Farbliche Zuordnung der Symbole	
	Geplante WEA.
	Benachbarte WEA, deren Umfeld aufgrund ihres Abstandes zu den geplanten WEA zu untersuchen ist.
	Benachbarte WEA, deren Umfeld aufgrund ihres Abstandes zu den geplanten WEA nicht zu untersuchen ist.

4 Dokumentation der Standortbesichtigung für den WEA-Standort Dabern Nord

4.1 Allgemeine Angaben

Standort	Dabern Nord
Besichtigt durch	Jörg Schaller
Datum der Besichtigung	21.09.2023
Besichtigungszeitraum vor Ort	13:00 - 14:30
Vorgeschlagene Geländekategorie nach DIN EN 1991-1-4/NA	II - III

4.2 Vorgehensweise bei dieser Standortbesichtigung

Zur Erfassung potentiell relevanter Einzelstrukturen wurde folgende Arbeitsweise gewählt:

- Fotodokumentation des Gebietes von drei repräsentativen Standorten deren Positionen in Abbildung 4.4.1 eingetragen sind,
- Fotodokumentation aller potentiell relevanten Strukturen und orografischen Hindernisse,
- Fotodokumentation der potentiellen Gefährdungsbereiche und Schutzobjekte durch weitere sechs Fotopunkte die in Abbildung 4.4.2 eingetragen sind (s. Anhang A),
- Erfassung der Koordinaten der potentiell relevanten Strukturen und orografischen Hindernisse sowie Abgleich mit dem Kartenmaterial,
- Erfassung der Details, wie Höhe, Durchmesser oder charakteristisches Längenmaß; bauliche, orografische, natürliche Eigenschaften.

Ferner wurde der Bereich, in dem sich die zu besichtigenden WEA befinden, großräumig abgefahren und auf potentiell relevante Strukturen hin untersucht.

4.3 Bemerkungen

Das zu untersuchende Gebiet ist ein überwiegend mit dichten Wäldern bestandenes, unübersichtliches, flaches, agrar- und forstindustriell genutztes Gelände mit Wiesen und Äckern, durchsetzt von Baumreihen, Baumgruppen und größeren Waldgebieten.

Die maximale Höhe der Wälder und Gehölze überragt in relevanter Entfernung an

keiner Stelle 18m (Straßenbegleitgrün, Feldgehölze, Wälder). Das gesamte Waldgebiet hat eine mittlere Baumhöhe von geschätzten 15m. Der Waldbestand des zu besichtigenden Gebietes entspricht dem vorliegenden Kartenmaterial.

Das Innere des Waldgebietes wurde so abgefahren, dass potentiell relevante Strukturen wahrgenommen worden wären. Auf eine Fotodokumentation innerhalb des geschlossenen Waldes wurde weitgehend verzichtet (s. beispielhaftes Foto in Anhang A.9 Fotopunkt FPS6).

Die Baumhöhe wurde vor Ort an mehreren Punkten geschätzt und diese, zusammen mit den Fotopunkten, in der Abbildung 4.4.1 eingezeichnet.

Im Planungsgebiet befinden sich keine baulichen oder natürlichen Strukturen, die näher als das Zwanzigfache ihrer charakteristischen Eigenlänge an den Standorten der zu besichtigenden WEA liegen und höher als 25% der Höhe der Rotorunterkanten über Grund sind.

Das exponierte Gelände wird unter winterlichen Bedingungen als für Wanderer unattraktiv eingestuft. Während des ca. 1,5 stündigen Aufenthalts vor Ort wurden keine Fußgänger, jedoch mehrere Radfahrer wahrgenommen.

Die durch die Gefährdungsbereiche führenden Bundesstraße B96, Landesstraße L56 und die Kreisstraße K6231 sind sehr gut ausgebaute, asphaltierte Verkehrswege mit Leit- und Randlinie sowie Leitpfosten mit beidseitig montierten Reflektoren mit der gesetzlichen Höchstgeschwindigkeit von 100km/h (s. FP1, FPS1, FPS4, FPS6 in Anhang A).

Lediglich die Landesstraße L56 hat eine lokal begrenzte Höchstgeschwindigkeit von 70 km/h auf Höhe einer dort ansässigen Kompostieranlage (s. FPS4 in Anhang A).

Innerhalb des Gefährdungsbereiches der WEA1 befindet sich ein Schießstand mit einstöckigen Gebäuden und einem weitläufigen Außengelände (s. FPS2 in Anhang A).

Die Kompostieranlage mit Zufahrt von der L56 innerhalb der Gefährdungsbereiche der WEA4, WEA6 und WEA7 besteht aus mehreren Hallen und einer größeren Freifläche. Das weitläufige Außengelände und eine benachbarte Photovoltaikanlage ist eingezäunt und nur für Mitarbeiter zugänglich (s. FPS1, FPS5 in Anhang A).

Entlang der L56 konnten mehrere Hinweisschilder auf einen Radweg in beide Richtungen identifiziert werden (s. FPS5 in Anhang A).

Die in der Karte gestrichelt gezeichneten Wege sind überwiegend begehbare und mit Traktoren befahrbare, nicht befestigte Wirtschaftswege (s. FPS3 in Anhang A).

4.4 Fotopunkte

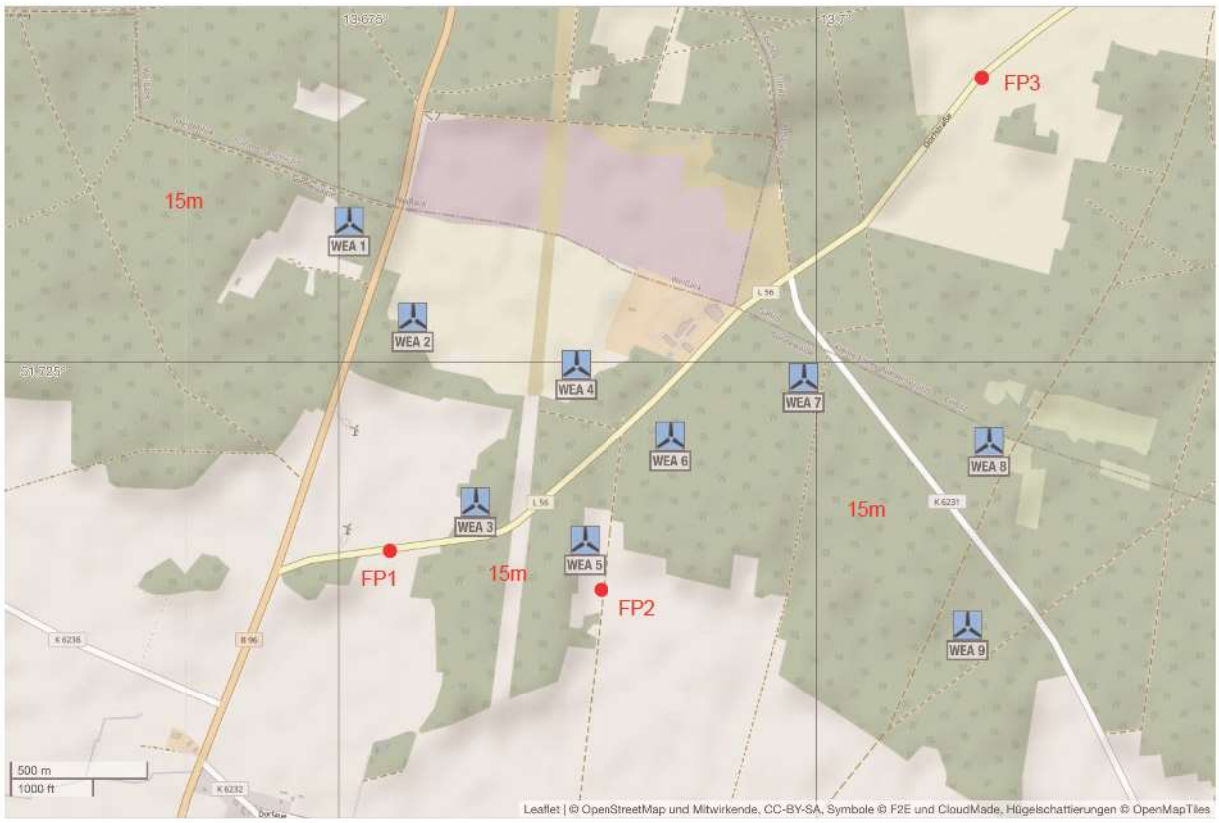


Abbildung 4.4.1: *Karte mit eingetragenen Fotopunkten.*

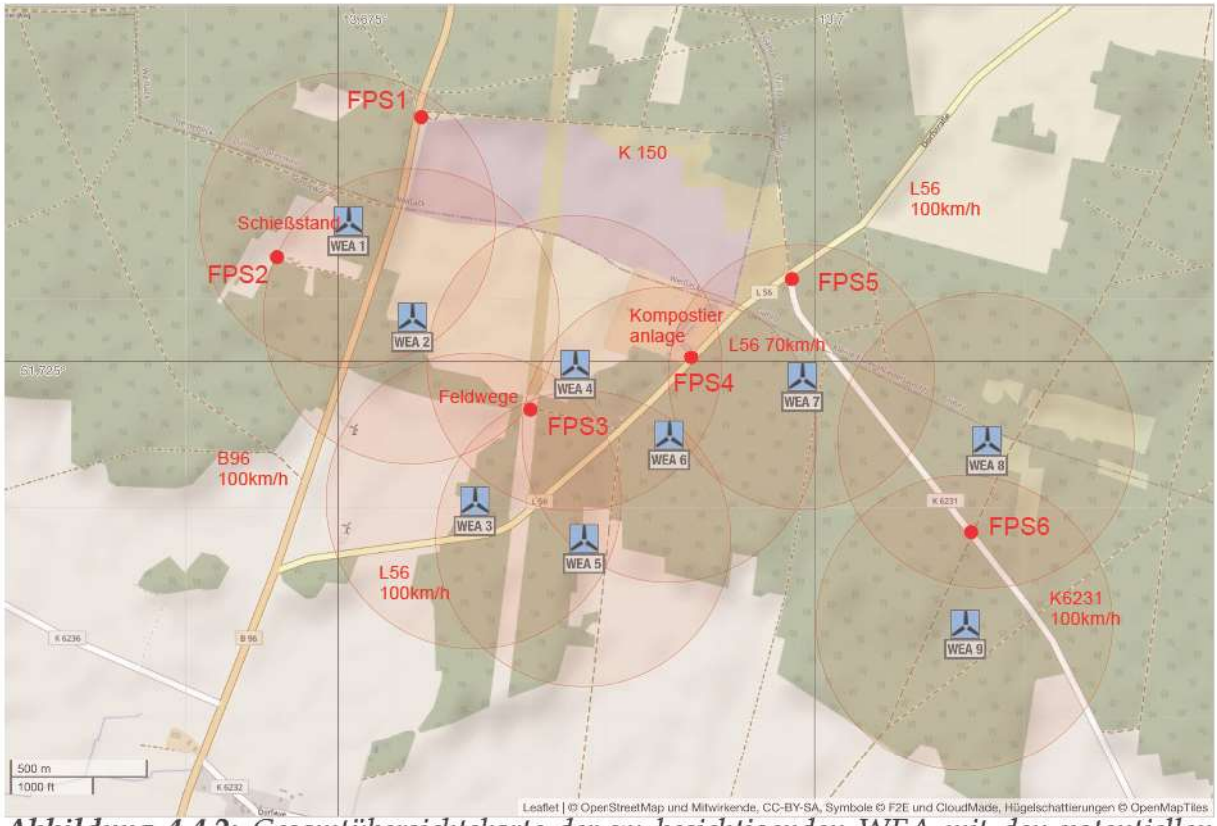
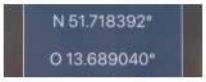
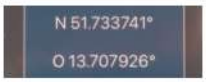
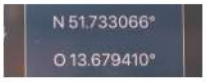
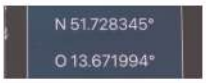
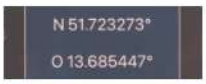
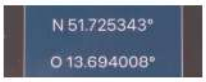
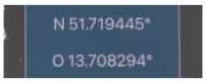


Abbildung 4.4.2: *Gesamtübersichtskarte der zu besichtigenden WEA mit den potentiellen Gefährdungsbereichen und eingetragenen Fotopunkten zu den Schutzobjekten.*

Tabelle 4.4.1: *Erläuterung der verwendeten Symbole.*

Farbliche Zuordnung der Symbole	
	Geplante WEA.
	Benachbarte WEA, deren Umfeld aufgrund ihres Abstandes zu den geplanten WEA zu untersuchen ist.
	Benachbarte WEA, deren Umfeld aufgrund ihres Abstandes zu den geplanten WEA nicht zu untersuchen ist.
•	Durchnummerierte Fotopunkte FP1, etc.
9m	Baumhöhen oder Höhen potentiell relevanter Strukturen

Tabelle 4.4.2: *Fotografischer Nachweis der Standortbesichtigung.*

Standort	Anhang	Foto GPS - Display
Fotopunkt 1	Anhang A	
Fotopunkt 2	Anhang A	
Fotopunkt 3	Anhang A	
Fotopunkt FPS1	Anhang A	
Fotopunkt FPS2	Anhang A	
Fotopunkt FPS3	Anhang A	
Fotopunkt FPS4	Anhang A	
Fotopunkt FPS15	Anhang A	
Fotopunkt FPS6	Anhang A	

4.5 Potentiell relevante Strukturen und orografische Hindernisse für jede zu besichtigende WEA

Das Umfeld aller zu besichtigenden WEA wurde auf potentiell relevante Strukturen in Abhängigkeit von 25% der Höhe der Rotorunterkante über Grund untersucht. Die jeweiligen Beschreibungen befinden sich in Tabelle 4.5.1.

Tabelle 4.5.1 *Beschreibung des Umfeldes der besichtigten WEA.*

Lfd. Nr. WEA	Beschreibung potentiell relevanter Einzelstrukturen
1 - 9	Wald mit einer Höhe von ca. 15m

5 Formelzeichen und Abkürzungen

WEA	Windenergieanlage	
DIBt	Deutsches Institut für Bautechnik	
PD	Potsdam-Datum	
ETRS89	Europäisches Terrestrisches Referenzsystem 1989	
UTM	Universale Transversale Mercator Projektion	
WGS84	World Geodetic System 1984	
GK	Geländekategorie	
üNN	über Normal-Null	
D	Rotordurchmesser	[m]
z_{hub}	Nabenhöhe	[m]
h	Höhe über Grund	[m]

Anhang A: Fotostrecken

A.1 Fotostrecke für Fotopunkt 1

Blick in Richtung S:	Blick in Richtung SW:	Strukturen
		
Blick in Richtung W:	Blick in Richtung NW:	
		
Blick in Richtung N:	Blick in Richtung NO:	
		
Blick in Richtung O:	Blick in Richtung SO:	
		

A.2 Fotostrecke für Fotopunkt 2

Blick in Richtung S:	Blick in Richtung SW:	Strukturen
		
Blick in Richtung W:	Blick in Richtung NW:	
		
Blick in Richtung N:	Blick in Richtung NO:	
		
Blick in Richtung O:	Blick in Richtung SO:	
		

A.3 Fotostrecke für Fotopunkt 3

Blick in Richtung S:	Blick in Richtung SW:	Strukturen
		
Blick in Richtung W:	Blick in Richtung NW:	
		
Blick in Richtung N:	Blick in Richtung NO:	
		
Blick in Richtung O:	Blick in Richtung SO:	
		

A.4 Fotostrecke für Fotopunkt FPS1 B96

Blick in Richtung S:	Blick in Richtung N:	Strukturen
		
Blick in Richtung O:		
		

A.5 Fotostrecke für Fotopunkt FPS2 ‚Schießstand

Blick in Richtung S:	Blick in Richtung W:	Strukturen
		
Blick in Richtung NW:	Blick in Richtung N:	
		
Blick in Richtung NO:	Blick in Richtung O:	
		

A.6 Fotostrecke für Fotopunkt FPS3 Feldwege

Blick in Richtung S:	Blick in Richtung W:	Strukturen
		
Blick in Richtung N:	Blick in Richtung O:	
		

A.7 Fotostrecke für Fotopunkt FPS4 L56

Blick in Richtung S:	Blick in Richtung W:	Strukturen
		
Blick in Richtung N:		
		

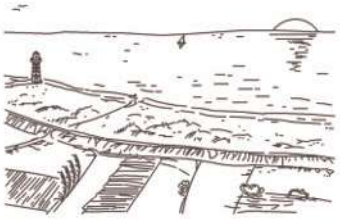
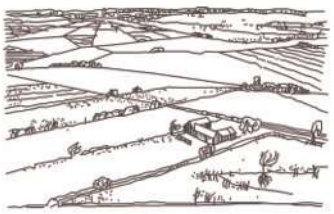
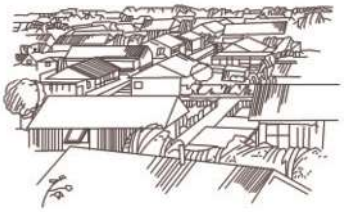
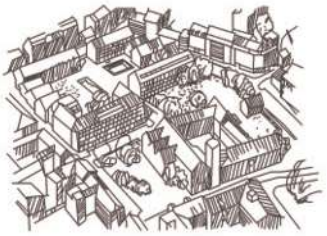
A.8 Fotostrecke für Fotopunkt FPS5 L56

Blick in Richtung SW:	Blick in Richtung NW:	Strukturen
		
Blick in Richtung NO:	Blick in Richtung SO:	
		

A.9 Fotostrecke für Fotopunkt FPS6 K6231

Blick in Richtung SW:	Blick in Richtung NW:	Strukturen
		
Blick in Richtung NO:	Blick in Richtung SO:	
		

Anhang B: Geländekategorien nach DIN EN 1991-1-4/NA

Geländekategorie I Offene See; Seen mit mindestens 5 km freier Fläche in Windrichtung; glattes, flaches Land ohne Hindernisse Rauigkeitslänge $z_0 = 0{,}01$ m Profilexponent $\alpha = 0{,}12$	
Geländekategorie II Gelände mit Hecken, einzelnen Gehöften, Häusern oder Bäumen, z. B. landwirtschaftliches Gebiet Rauigkeitslänge $z_0 = 0{,}05$ m Profilexponent $\alpha = 0{,}16$	
Geländekategorie III Vorstädte, Industrie- oder Gewerbegebiete; Wälder Rauigkeitslänge $z_0 = 0{,}30$ m Profilexponent $\alpha = 0{,}22$	
Geländekategorie IV Stadtgebiete, bei denen mindestens 15 % der Fläche mit Gebäuden bebaut sind, deren mittlere Höhe 15 m überschreitet Rauigkeitslänge $z_0 = 1{,}05$ m Profilexponent $\alpha = 0{,}30$	

16.1.4 Standsicherheit

16.1.4.1 Baugrundgutachten

16.1.4.2 Statische Unterlagen

16.1.4.3 Hydrologische Einschätzung

16.1.4.4 Turbulenzgutachten

16.1.4.5 Prüfbericht zum Turbulenzgutachten

BAUGRUND LINKE GMBH

Beratende Ingenieure

Baugrundgutachten
Altlastenbewertungen
Laboruntersuchungen

BAUGRUND LINKE GMBH · Größnitz 20 · 06632 Balgstädt

Geschäftsführer: Olaf Linke Dipl.-Ing. (FH)

Sitz der Gesellschaft: Größnitz 20, 06632 Balgstädt

Telefon: 034464 26469
Fax: 034464 28138

Internet: www.olaflinke.de
e-mail: inglinke@t-online.de

UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co.KG
Niederlassung Süd-Ost
Frau Ismer
Heinrich-Hertz-Straße 6
03044 Cottbus

Zeichen	Datum
lik 23/058.1	22.09.2023

Projekt K2171 Dabern Nord, 5 Windkraftanlagen (WEA 01, WEA 06 bis WEA 09)
Hydrologische Einschätzung

Sehr geehrte Frau Ismer,

nachfolgend sende ich Ihnen unsere hydrologische Einschätzung zur o. g. Baumaßnahme.

.

1 Veranlassung

Die Baugrund Linke GmbH wurde am 11.08.2023 durch die UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co.KG beauftragt eine hydrologische Einschätzung vorzunehmen.
Folgende Unterlagen wurden für die Ermittlung der Grundwasserstände verwendet:

- Grundwasserkarte des Landesamtes für Umwelt Brandenburg
- Regionale Hydrogeologie: Brandenburg, herausgegeben von Hanspeter Jordan und Hans-Jörg Weder
- archivierte Baugrundgutachten

2 Feststellungen

Die Standortkoordinaten der geplanten Windkraftanlagen betragen nach dem System UTM ETRS 89, Zone 33:

Tabelle 1:

Standort	Rechtswert	Hochwert
WEA 01	408.526	5.731.792
WEA 06	409.678	5.730.997
WEA 07	410.160	5.731.197
WEA 08	410.824	5.730.956
WEA 09	410.734	5.730.297

Die geplanten Windkraftanlagen befindet sich in einem Bereich mit jährlichen durchschnittlichen Niederschlagsmengen von 708 mm. Die Jahresdurchschnittstemperatur beträgt 10,2 ° C. Mit 43 mm sind die Monate Februar und April die mit den geringsten Niederschlägen im Jahr. Der meiste Niederschlag fällt im Monat Juli mit durchschnittlich 88 mm.
An den Standorten WEA 01, WEA 06, WEA 08 und WEA 09 wird der Windkraftanlagentyp Siemens Gamesa SG 7.0-170 mit 185m Nabenhöhe geplant und am Standort WEA 07 wird der Windkraft-anlagentyp Siemens Gamesa SG 6.6-155 mit 165m geplant.
Die Gründungstiefe beträgt 0,60 m unter OKG.

Der mittlere Grundwasserspiegel, die Geländehöhen und der Grundwasserflurabstand beträgt an den einzelnen Standorten:

Tabelle 2:

Standort	Mittlerer Grundwasserspiegel m NHN	Geländehöhe m NHN	Grundwasserflurabstand
WEA 01	105	ca. 120	ca. 15 m
WEA 06	101,5	ca. 122,5	ca. 21 m
WEA 07	99,5	ca. 130	ca. 30,5 m
WEA 08	99	ca. 127	ca. 28 m
WEA 09	100,5	ca. 121	ca. 21,5 m

Bei den geplanten Gründungstiefen von 0,6 m kommen die Fundamente nicht mit dem Grundwasser in Berührung.

Der Wasserfluss, welcher in Richtung Schwarze Elster verläuft und die Grundwasserneubildungen werden nicht beeinflusst.

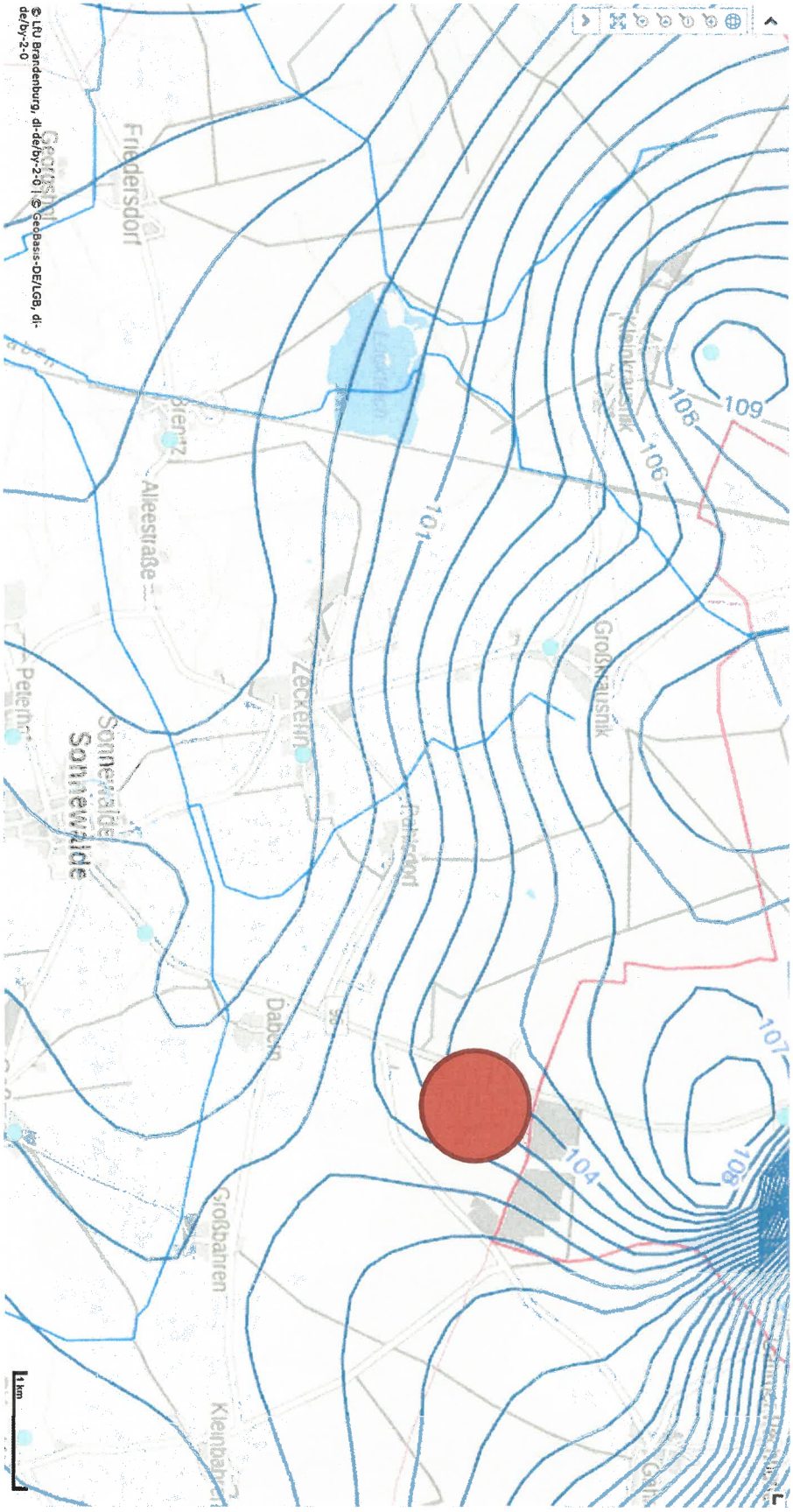
Für Rückfragen stehen wir Ihnen gern zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

[redacted]

Bei der Ingenieurkammer Sachsen-Anhalt Eingetragen als 2813 Mitgliedsnummer Beratender Ingenieur

Anlage
Auszug aus Grundwasserkarte



Geplante Windkraftanlagen

Bauvorhaben: K2171 – Dabern Nord, 5 Windkraftanlagen (1, 6 - 9) Hydrologische Einschätzung	
Planbezeichnung: Auszug GW-Gleichenkarte Anlage: 1 Blatt: 1	Maßstab: 1 : 55.000 Projekt-Nr. 23/058.1 Datum: 21.09.2023
Baugrund Linke GmbH Größnitz 20 06632 Balgstädt	

Fluid & Energy Engineering
GmbH & Co. KG

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

Borsteler Chaussee 178
22453 Hamburg

phone: +49 (0)40 533 036 8-0
fax: +49 (0)40 533 036 80-79
email: info@f2e.de
web: www.f2e.de

UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG
Dr.-Eberle-Platz 1
01662 Meißen

Ihr Zeichen	*Unser Zeichen*	*Bearbeiter*	*Datum*
	2024-G-099-P6-R0	**Dr. Hahm**	**23.09.2024**

Erläuternde Stellungnahme zum Standort Dabern Nord

Sehr geehrte Damen und Herren,

Sie haben uns gebeten, zu unserem Gutachten zur Standorteignung von Windenergieanlagen (WEA) am Standort Dabern Nord Antrag I vom 28.11.2023 /1/, mit Bezug auf eine Änderung der Windparkkonfiguration Stellung zu nehmen. Konkret geht es um die Verschiebung der WEA 1 um ca. 12m nach Nordwesten:

- Alter Standort: East 408526, North 5731792 (UTM Zone 33).
- Neuer Standort: East 408515, North 5731796 (UTM Zone 33).

Dazu nehmen wir wie folgt Stellung:

Die WEA 1 befindet sich am nordwestlichen Rand des Windparks. Durch die Verschiebung in nordwestlicher Richtung erhöht sich ihr Abstand zu den anderen WEA somit leicht.

Die geplanten und die weiteren zu betrachtenden WEA wurden in /1/ über einen Vergleich der Windbedingungen nachgewiesen. Es ist davon auszugehen, dass es durch die Verschiebung nur zu geringfügigen Änderungen in den Ergebnissen für diese Windbedingungen kommt. Da sich die effektiven Turbulenzintensitäten durch die Verschiebung tendenziell eher leicht verringern, wird insbesondere die in /1/ für die WEA 7 definierte Betriebsbeschränkung weiterhin abdeckend sein.

Zusammenfassend kann daher festgestellt werden, dass bei sonst gleichen

Randbedingungen die grundsätzlichen Aussagen zur Standorteignung der in /1/ betrachteten WEA am Standort Dabern Nord bei der oben genannten Änderung der Planung weiterhin ihre Gültigkeit behalten.

Bei weiteren Fragen stehen wir gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

[redacted] [redacted]

Silva Mäusling Dr. Thomas Hahm

Literatur

/1/ Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG; Gutachten zur Standorteignung von Windenergieanlagen am Standort Dabern Nord Antrag I, Referenz-Nr.: 2023-F-046-P3-R0-AI; Hamburg, 28.11.2023.

F2E Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG

Gutachten zur Standorteignung von WEA am Standort Dabern Nord Antrag I

Referenz-Nummer:
2023-F-046-P3-R0-AI - ungekürzte Fassung

Auftraggeber:
UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG
Dr.-Eberle-Platz 1, 01662 Meißen

Die Ausarbeitung des Gutachtens erfolgte durch:
Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG
Borsteler Chaussee 178, 22453 Hamburg, www.f2e.de

Verfasser:

[redacted]

M.Sc. Susann Heise, Sachverständige, Hamburg, 28.11.2023

Geprüft:

[redacted]

Dr.-Ing. Thomas Hahm, Sachverständiger, Hamburg, 28.11.2023

Für weitere Auskünfte:
Tel.: 040 5330368-0 Fax: 040 53303680-79
Susann Heise: heise@f2e.de oder Dr. Thomas Hahm: hahm@f2e.de

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

Inhaltsverzeichnis

1 Aufgabenstellung....3
2 Grundlagen....4
2.1 Nachweis durch Vergleich der Windbedingungen....4
2.2 Nachweis durch Vergleich der Lasten....10
2.3 Auslegungswerte....11
2.3.1 Turbulenzintensität....11
2.3.2 Windgeschwindigkeit....11
2.3.3 Weitere Windbedingungen....11
2.4 Erläuterungen zu den verwendeten Methoden....12
2.4.1 Bestimmung der Komplexität....12
2.4.2 Bestimmung der Umgebungsturbulenzintensität....13
2.4.3 Bestimmung der effektiven Turbulenzintensitäten....14
2.4.4 Bestimmung der Extremwerte der Turbulenzintensitäten....16
2.4.5 Bestimmung der Luftdichte....16
2.4.6 Bestimmung des Höhenexponenten....16
2.4.7 Bestimmung der Schräganströmung....17
2.4.8 Extrapolation der Winddaten....17
2.5 Gültigkeit der Ergebnisse....18
2.5.1 Betriebsbeschränkungen....19
2.6 Darstellung von Betriebsbeschränkungen im Gutachten....20
2.6.1 Einfluss von benachbarten Windenergieanlagen....20
2.6.2 Alternative Betriebsbeschränkungen....20
2.6.3 Einfluss der Umgebungsbedingungen....22
3 Eingangsdaten....23
3.1 Windparkkonfiguration und Auslegungswerte....23
3.2 Windgeschwindigkeitsverteilung am Standort....23
3.3 Extremwind am Standort....24
3.4 Umgebungsturbulenzintensität am Standort....24
3.5 Sektorielle Betriebsbeschränkungen....24
4 Bestimmung der Standortbedingungen....25
4.1 Standortbesichtigung....25
4.2 Ergebnisse Standortbedingungen....26
4.2.1 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren....26
5 Nachweis der Standorteignung....27
5.1 Allgemeine Hinweise....27
5.2 Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Windbedingungen....27
5.2.1 Erläuterungen und Hinweise....27



5.2.2 Betriebsbeschränkungen....28
5.2.3 Einschränkungen....28
5.3 Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Lasten....28
6 Zusammenfassung....30
7 Literaturangaben....31
Anhang: wake2e-Bericht, Projektname Dabern Nord Antrag I..... A.1

1 Aufgabenstellung

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

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

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

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

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

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

2 Grundlagen

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

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

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

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

Abbildung 2.1.1 gibt einen Überblick über das Prüfverfahren.

2.1 Nachweis durch Vergleich der Windbedingungen

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

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

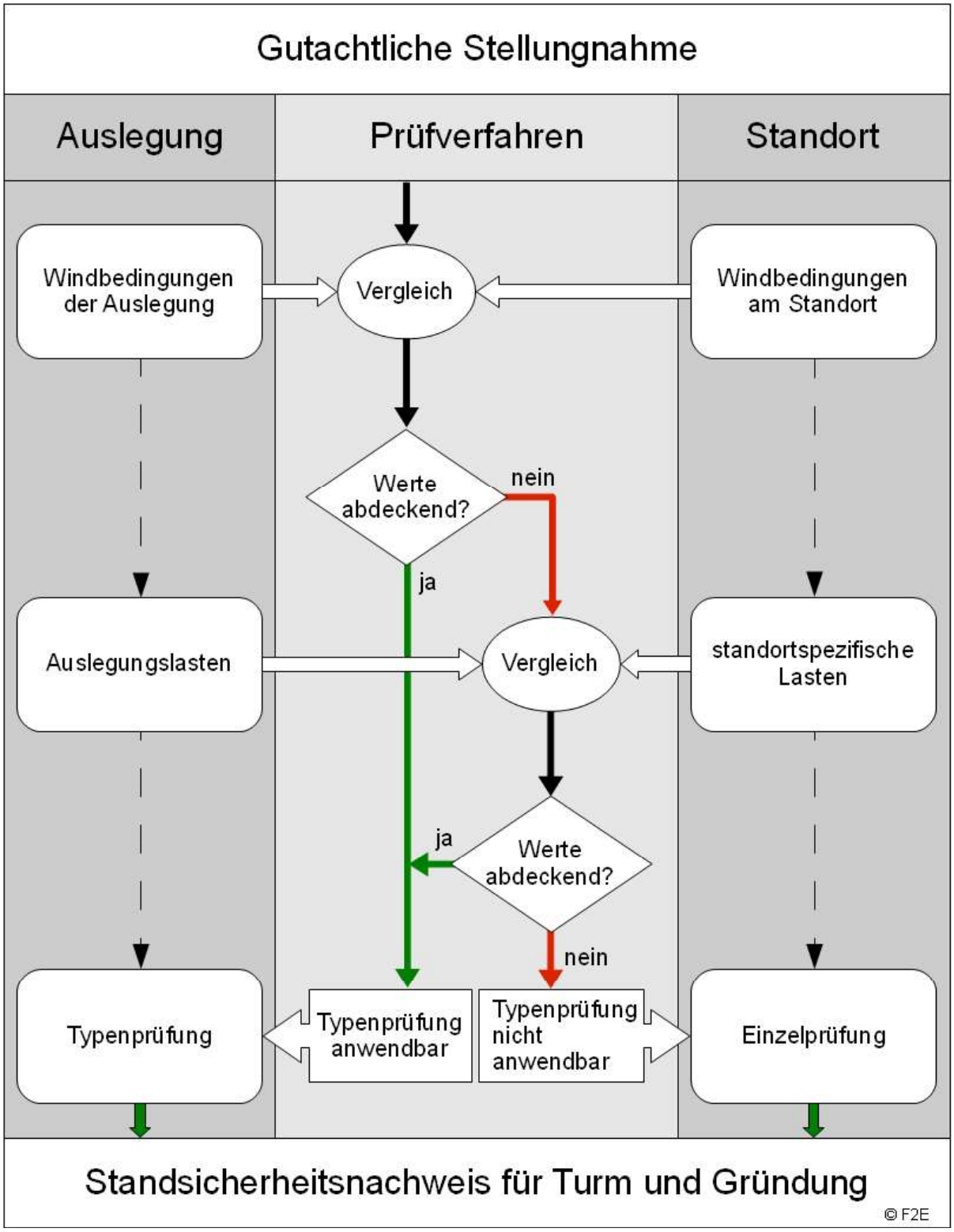


***Abbildung 2.1.1**: Schematische Darstellung des Prüfverfahrens.*

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Im Rahmen der Überarbeitung der internationalen Richtlinie /2.2, 2.3/ wurde ein Verfahren entwickelt, das die Bewertung der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit auf Basis der Parameter der entsprechenden Weibull-Verteilung ermöglicht /2.4/. Dieses Verfahren kann angewendet werden, wenn sich die standortspezifische Kurve der Häufigkeitsverteilung und die der Auslegung schneiden. Gemäß /2.4/ sind verschiedene Kombinationen des Formparameters k der Weibull-Verteilung und der normierten mittleren Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe möglich, die durch den schraffierten Bereich in Abbildung 2.1.2 dargestellt sind.

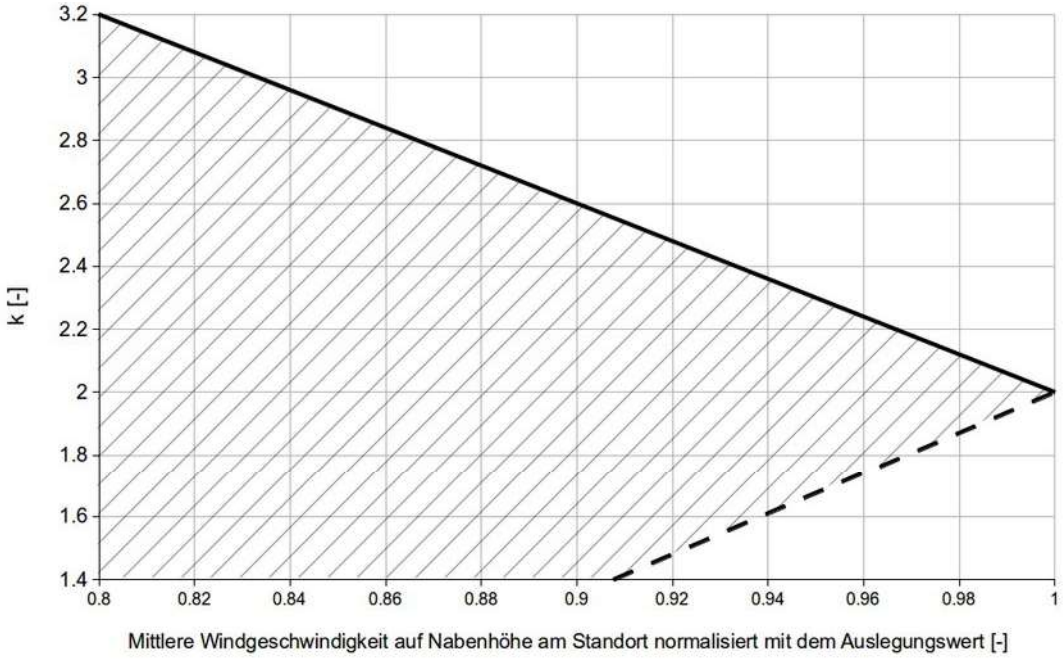


Abbildung 2.1.2: *Mögliche Kombinationen von normierter Windgeschwindigkeit und Formparameter k der Weibull-Verteilung (schraffierter Bereich).*

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

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

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

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

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

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

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

Abbildung 2.1.3 gibt einen Überblick über die jeweils nachzuweisenden Windbedingungen.

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

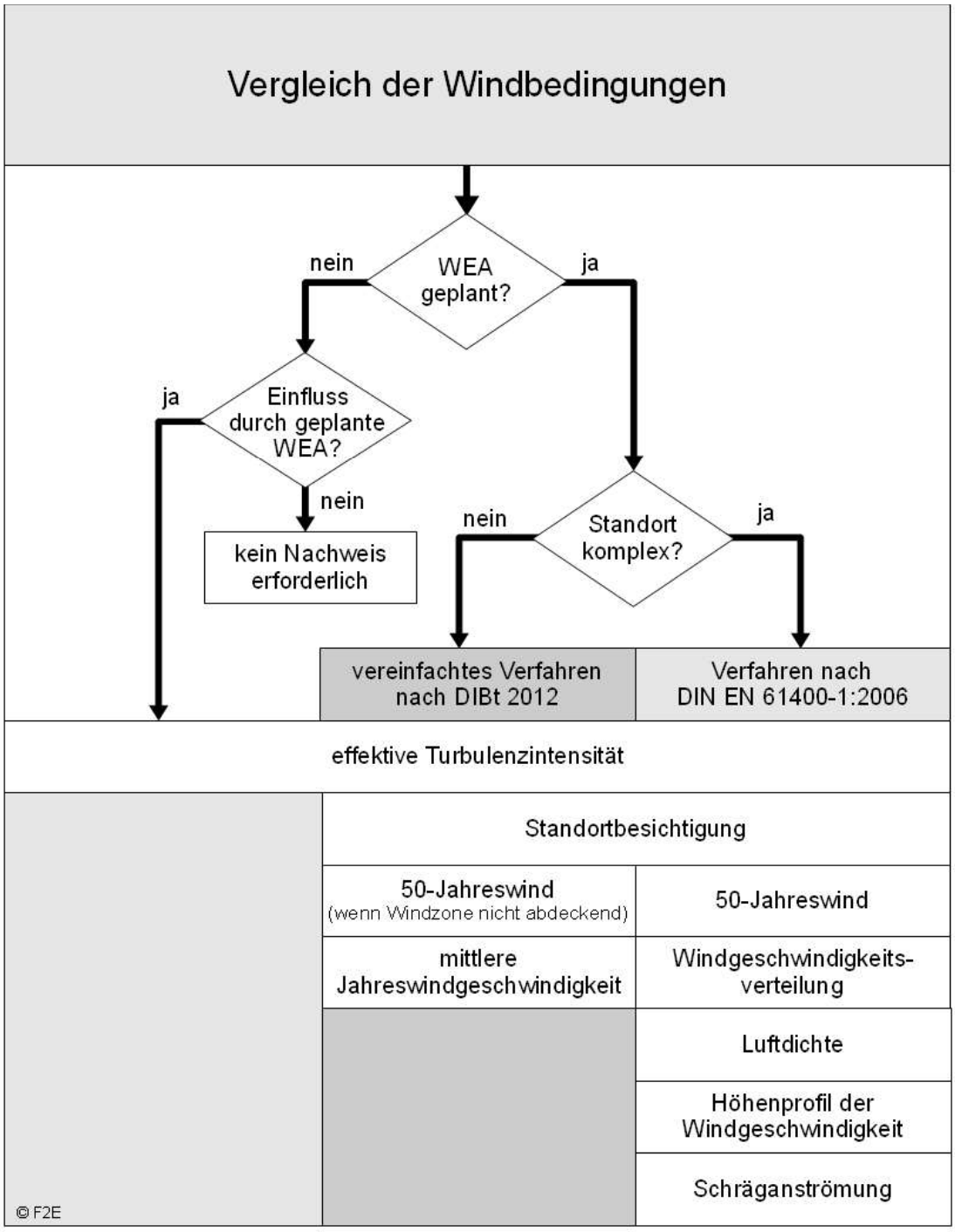


***Abbildung 2.1.3**: Nachweis durch Vergleich der Windbedingungen gemäß /2.8/.*

2.2 Nachweis durch Vergleich der Lasten

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

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

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

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

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

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

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

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

2.3 Auslegungswerte

2.3.1 Turbulenzintensität

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

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

2.3.2 Windgeschwindigkeit

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

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

2.3.3 Weitere Windbedingungen

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

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



- mittlere Neigung der Anströmung: 8°,
- mittlere Luftdichte: $\rho = 1.225$ kg/m³.

2.4 Erläuterungen zu den verwendeten Methoden

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

2.4.1 Bestimmung der Komplexität

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

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

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

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

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

	Komplexitätskategorie		
	L	M	H
C_{CT}	1.05	1.10	1.15

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

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

2.4.2 Bestimmung der Umgebungsturbulenzintensität

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

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

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

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

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

Die zu berücksichtigenden Umgebungsturbulenzintensitäten sind im Gegensatz zu



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

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

2.4.3 Bestimmung der effektiven Turbulenzintensitäten

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

2.4.4 Bestimmung der Extremwerte der Turbulenzintensitäten

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

2.4.5 Bestimmung der Luftdichte

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

2.4.6 Bestimmung des Höhenexponenten

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

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

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

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

2.4.7 Bestimmung der Schräganströmung

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

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

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

2.4.8 Extrapolation der Winddaten

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

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

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

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

2.5 Gültigkeit der Ergebnisse

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

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

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

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

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

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

Für bestehende WEA, die ihre Entwurfslebensdauer bereits überschritten haben, kann es durch eine Neuplanung zu einer Verkürzung der möglichen Weiterbetriebszeit kommen. Eine Bewertung der Zumutbarkeit dieses Einflusses ist

nicht Gegenstand dieses Gutachtens. Die ermittelten Ergebnisse können aber als Eingangsparameter für standortspezifische Berechnungen der Betriebslasten verwendet werden, um den Einfluss der geplanten WEA auf die mögliche Weiterbetriebszeit zu ermitteln.

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

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

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

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

2.5.1 Betriebsbeschränkungen

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

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

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

2.6 Darstellung von Betriebsbeschränkungen im Gutachten

2.6.1 Einfluss von benachbarten Windenergieanlagen

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

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

Innerhalb der Betriebsbeschränkungs-Gruppe werden die einzelnen Betriebsbeschränkungen durchnummeriert.

2.6.2 Alternative Betriebsbeschränkungen

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

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

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

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

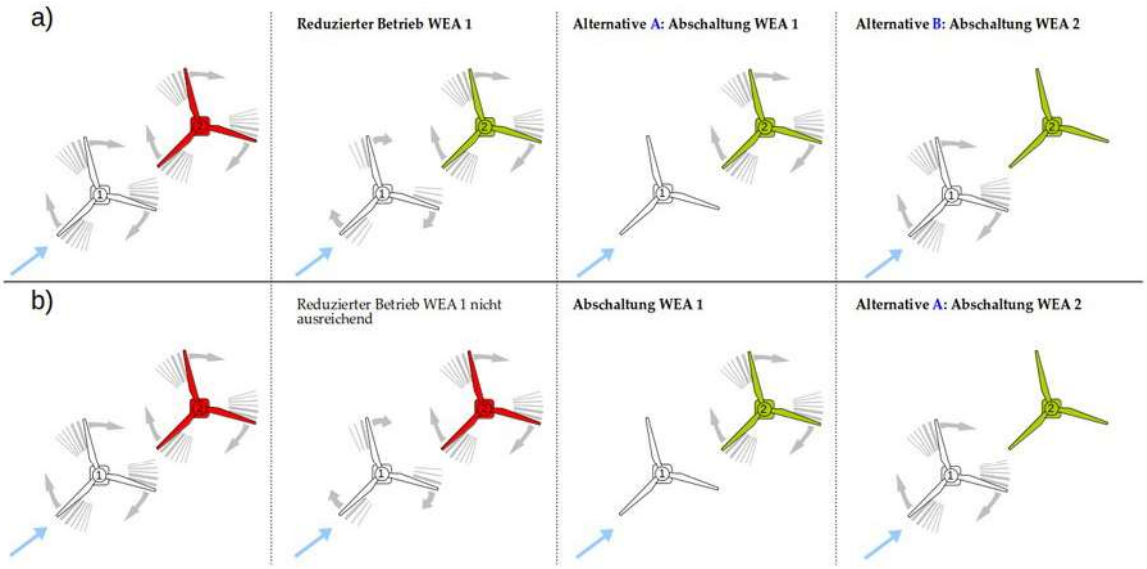


Abbildung 2.6.2.1: *Betriebsbeschränkung mit zwei Alternativen (a) und mit nur einer Alternative (b) für die verursachende WEA 1 und die zu schützende WEA 2.*

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

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

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

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

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

Betriebsbeschränkungen - Übersicht (A = Abschaltung, R = Eingeschränkter Betrieb)

	Beschränkte WEA		Zu schützende WEA		Wind-Bin																									
Nr.	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Lfd. Nr.	Bezeichnung	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
1	3	WEA03	2	WEA02						R																					
2	3	WEA03	4	WEA04				A																							

Betriebsbeschränkungen - Details

	Beschränkte WEA		Zu schützende WEA		Beschränkungen						
Nr.	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Abschaltung	Betriebsmodus	β [°]	γ_{start} [°]	γ_{stop} [°]	v_{start} [m/s]	v_{stop} [m/s]
1	3	WEA03	2	WEA02	-	Mode SO5 (v-out 20m/s)	-	135.1	190.5	6.5	8.5
	3	WEA03			-	Mode SO4 (v-out 20m/s)	-	135.1	190.5	8.5	9.5
2	3	WEA03	4	WEA04	X	-	-	283.3	302.9	v-in	9.8

Betriebsbeschränkungen - Alternative A - Details

	Beschränkte WEA		Zu schützende WEA		Beschränkungen						
Nr.	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Abschaltung	Betriebsmodus	β [°]	γ_{start} [°]	γ_{stop} [°]	v_{start} [m/s]	v_{stop} [m/s]
1	3	WEA03	2	WEA02	X	-	-	135.1	190.5	6.5	9.5
2	3	WEA03	4	WEA04	X	-	-	283.3	302.9	v-in	9.8

Betriebsbeschränkungen - Alternative B - Details

	Beschränkte WEA		Zu schützende WEA		Beschränkungen						
Nr.	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Abschaltung	Betriebsmodus	β [°]	γ_{start} [°]	γ_{stop} [°]	v_{start} [m/s]	v_{stop} [m/s]
1	2	WEA02	2	WEA02	X	-	-	135.1	190.5	6.5	9.5
2	4	WEA04	4	WEA04	X	-	-	283.3	302.9	v-in	9.5

Abbildung 2.6.2.2: *Beispiel für die Darstellung einer Betriebsbeschränkungs-Gruppe mit zwei Betriebsbeschränkungen und dargestellten Alternativen.*

2.6.3 Einfluss der Umgebungsbedingungen

Betriebsbeschränkungen, die erforderlich sind, weil die Umgebungswindbedingungen die jeweiligen Auslegungswerte der WEA überschreiten, werden in Kapitel 5.2 dargestellt. Zu diesen Betriebsbeschränkungen können keine alternativen Betriebsbeschränkungen definiert werden.

Dies kann z.B. Überschreitungen bei der Windgeschwindigkeitsverteilung, der Schräganströmung aber auch bei der Turbulenzintensität betreffen, wenn im letzteren Fall bereits die Umgebungsturbulenzintensität die Auslegung überschreitet.

3 Eingangsdaten

3.1 Windparkkonfiguration und Auslegungswerte

Am Standort Dabern Nord Antrag I (Brandenburg) plant der Auftraggeber die Errichtung von fünf Windenergieanlagen (WEA 1 und 6 - 9). Am Standort befinden sich zwei weitere benachbarte WEA.

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

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

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

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

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

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

WEA		Auslegung	
	Lfd. Nr.	Richtlinie	Windzone
	1, 6 - 9	DIBt 2012	WZ S GK S
	10, 11*	DIBt 1993/1995 DIBt 2004	---

* Die WEA 10 und 11 sind entweder mit einer Typenprüfung nach DIBt-Richtlinie von 1995 (1993) /2.6/ oder mit einer Typenprüfung nach DIBt-Richtlinie von 2004 /2.7/ errichtet worden. Für diese WEA werden daher sowohl der konstante Auslegungswert von 20% Turbulenzintensität nach DIBt von 1995 (1993) /2.6/ als auch die windgeschwindigkeitsabhängigen Auslegungswerte der Turbulenzintensität nach DIBt-Richtlinie von 2004 /2.7/ zugrunde gelegt.

3.2 Windgeschwindigkeitsverteilung am Standort

Die relativen Häufigkeiten der Windrichtung und Windgeschwindigkeiten zum Standort Dabern Nord Antrag I wurden vom Auftraggeber zur Verfügung gestellt /3.1/ und sind in Kapitel A.2.4 des Anhangs dargestellt.

Die in Kapitel A.2.4 des Anhangs dargestellten Koordinaten werden eventuell nicht im Original-Koordinatensystem aus /3.1/ dargestellt, sondern auf das hier verwendete Koordinatensystem umgerechnet (siehe Kapitel A.1.1 des Anhangs). Für die Umrechnung der Koordinaten wird keine Gewähr übernommen.

Die verwendeten Daten werden als richtig und repräsentativ für die freie Anströmung im Windpark am Standort Dabern Nord Antrag I vorausgesetzt.

3.3 Extremwind am Standort

Als Eingangswert für den 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren wird für die WEA 1, 6, 8 und 9 der Auslegungswert der Windzone verwendet.

Für die WEA 7 wurde durch die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH in /3.3/ der 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren standortspezifisch ermittelt.

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

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

WEA		v_{50} [m/s]
	Lfd. Nr.	
	7	28.65

3.4 Umgebungsturbulenzintensität am Standort

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

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

3.5 Sektorielle Betriebsbeschränkungen

Die jeweils in den Berechnungsvarianten im Anhang berücksichtigten Betriebsbeschränkungen sind in Kapitel A.2.6 des Anhangs dargestellt.

4 Bestimmung der Standortbedingungen

4.1 Standortbesichtigung

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

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

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

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

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

Der Standort Dabern Nord Antrag I wurde am 21.09.2023 besichtigt /3.2/.

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

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

4.2 Ergebnisse Standortbedingungen

Die ermittelten Standortbedingungen sind in den Tabellen A.3.1.1 - A.3.1.3 des Anhangs dargestellt. Überschreitungen der Auslegungswerte der Turbulenzintensität sind in Tabelle A.3.1.1 des Anhangs rot markiert.

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

Für die WEA, die in Tabelle A.3.1.3 des Anhangs als komplex markiert sind, kann das vereinfachte Verfahren zum Nachweis der Standorteignung nach DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /2.8/ nicht angewendet werden.

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

Es sind zusätzlich in den Tabellen A.3.2.1 - A.3.5.1 des Anhangs effektive Turbulenzintensitäten für die Wöhlerlinien-Koeffizienten m = 4, 8, 10 und 14 dargestellt.

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

Die Windzone der Standorte der geplanten WEA und der zugehörige 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren wurden gemäß /2.10/ bzw. /2.11/ ermittelt und können Tabelle A.3.1.3 des Anhangs entnommen werden.

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

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

5 Nachweis der Standorteignung

5.1 Allgemeine Hinweise

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

5.2 Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Windbedingungen

In Tabelle 5.2.1 ist das Ergebnis des Nachweises der Standorteignung durch einen Vergleich der Windbedingungen sowie die Einzelergebnisse für die einzelnen Windparameter in einer Übersicht dargestellt. Die Bewertung beruht auf einem Vergleich der in Tabelle 3.3.1 sowie in den Tabellen A.3.1.1 und A.3.1.3 des Anhangs dargestellten Werte mit den Auslegungswerten in den Tabellen A.2.3.1 und A.2.3.2. Für die Bewertung der Windgeschwindigkeitsverteilung werden die Parameter A und k der Weibullverteilung dabei nicht direkt verglichen, sondern dienen als Eingangswerte für die in Kapitel 2.1 aufgeführten Nachweismethoden.

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

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

WEA			Einzelergebnisse						Gesamt-ergebnis
	Lfd. Nr.	Bezeichnung	I_{eff}	α	φ	ρ	A, k	v_{50}	
	1	WEA 01	+	---	---	---	+	+	+
	6	WEA 06	+	---	---	---	+	+	+
	7	WEA 07	-	---	---	---	+	+	-
	8	WEA 08	+	---	---	---	+	+	+
	9	WEA 09	+	---	---	---	+	+	+
	10	---	+	---					+
	11	---	+	---					+

5.2.1 Erläuterungen und Hinweise

- Bezüglich der in /3.3/ getroffenen Aussage zum 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren ist gemäß /3.3/ die Möglichkeit einer Überschreitung des in /3.3/ ausge-

wiesenen Extremwertes nicht auszuschließen, da Extremwinde nicht vorhersagbaren klimatologischen Einflüssen unterworfen sind und somit Extremwinde eines längeren Bezugszeitraumes auch in einem kürzeren Zeitraum auftreten können.

5.2.2 Betriebsbeschränkungen

Alle aufgeführten Betriebsbeschränkungen stellen Mindestanforderungen dar. Eine Prüfung der technischen Umsetzbarkeit wurde nicht vorgenommen.

Die Standorteignung der betroffenen WEA 7 kann hinsichtlich der Auslegungswerte der Turbulenzintensität in der geplanten Windparkkonfiguration durch eine Betriebsbeschränkung benachbarter WEA gewährleistet werden. Dies kann durch das Abschalten der entsprechenden benachbarten WEA bei Auftreten der jeweiligen Nachlaufsituation erreicht werden.

Die notwendigen Betriebsbeschränkungen sind in Tabelle A.2.6.1.1 dargestellt. Zu den implizit mit abgedeckten alternativen Betriebsbeschränkungen siehe Kapitel 2.6.2.

In Kapitel A.3.6 in Tabelle A.3.6.1 sind die Ergebnisse unter Berücksichtigung der Betriebsbeschränkungen dargestellt. Die Überschreitungen bei der effektiven Turbulenzintensität an der WEA 7 liegen außerhalb des zu betrachtenden Windgeschwindigkeitsbereiches (siehe Kapitel 2.1) und werden als vernachlässigbar bewertet.

5.2.3 Einschränkungen

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

5.3 Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Lasten

Die in den Tabellen A.3.1.1 - A.3.1.3 und A.3.2.1 - A.3.5.1 des Anhangs dargestellten Werte oder diese bezüglich der Lasten abdeckende Werte können als Eingangsparameter für standortspezifische Berechnungen der Betriebs- und Extremlasten durch den Hersteller verwendet werden, um die Standorteignung der zu betrachtenden WEA durch einen Vergleich mit den Auslegungslasten zu überprüfen.

Die Komplexität von WEA-Standorten kann dabei entweder in der effektiven Turbulenzintensität über entsprechende Turbulenzstrukturparameter erfasst werden oder sie ist in den standortspezifischen Berechnungen der Betriebslasten gemäß /2.2,

2.3/ durch eine Erhöhung der lateralen und vertikalen Komponente der Standardabweichung der Windgeschwindigkeit auf den einfachen bzw. den 0.7fachen Wert der longitudinalen Komponente zu berücksichtigen.

Die Richtlinien /2.1 - 2.4, 2.6 - 2.8/ definieren keine Anwendungsgrenzen für die Verwendung effektiver Turbulenzintensitäten als Eingangsdaten für eine Lastrechnung hinsichtlich enger Abstände zwischen den WEA. Grundsätzlich gelten die effektiven Turbulenzintensitäten auch im sogenannten near-wake-Bereich, der sich auf einen Abstand von etwa 2 bis 3 Rotordurchmesser hinter der WEA erstreckt /1.4/. Werden Lastrechnungsmodelle im near-wake-Bereich eingesetzt, wird deren Anwendbarkeit vorausgesetzt. Besondere Anforderungen an die Modellierung, die eventuell in den verschiedenen Lastrechnungsmodellen für den near-wake-Bereich existieren, obliegen der Verantwortung des Erstellers der Lastrechnung und sind nicht Teil der hier durchgeführten Plausibilitätsprüfung der Lastrechnung.

Ein entsprechender Berechnungsbericht liegt für die WEA 7 nicht vor.

6 Zusammenfassung

Am Standort Dabern Nord Antrag I (Brandenburg) plant der Auftraggeber die Errichtung von fünf Windenergieanlagen (WEA). Am Standort befinden sich zwei weitere benachbarte WEA.

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

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

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

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

Die abschließenden Aussagen zur Standorteignung der geplanten WEA bzw. der weiteren zu betrachtenden WEA sind in Tabelle 6.1 dargestellt.

Alternativen zu den in Tabelle 6.1 aufgeführten Betriebsbeschränkungen sind in Kapitel 2.6.2 erläutert.

***Tabelle 6.1**: Ergebnisübersicht für alle zu betrachtenden WEA.*

Getroffene Aussagen zu den WEA	WEA lfd. Nr.	Einschränkungen	
		BBS	Sonstige
Standorteignung der geplanten WEA:			
Die Standorteignung folgender WEA ist durch einen Vergleich mit den Windbedingungen der Auslegung nachgewiesen.	1, 6, 8, 9	---	---
	4	Nr. 1 Tabelle A.2.6.1.1*	
Standorteignung der weiteren zu betrachtenden WEA:			
Die Standorteignung folgender WEA ist hinsichtlich des Einflusses benachbarter WEA durch einen Vergleich mit den Windbedingungen der Auslegung nachgewiesen.	10, 11	---	---

*: Die Betriebsbeschränkung kann entfallen, wenn auf Basis der hier ermittelten Windbedingungen ein Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Lasten erbracht wird (siehe Kapitel 5.3).

7 Literaturangaben

Allgemein

/1.1/ Verein Deutscher Ingenieure; VDI 3783 Blatt 12; Umweltmeteorologie - Physikalische Modellierung von Strömungs- und Ausbreitungsvorgängen in der atmosphärischen Grenzschicht; Dezember 2000; Düsseldorf, Deutschland.

/1.2/ ECN Solar & Wind Energy; Dekker, J.W.M.; Pierik, J.T.G. (Eds.); European Wind Turbine Standards II; 1998; Petten, Netherlands.

/1.3/ Risø National Laboratory; European Wind Atlas; 1989; Risø, Denmark.

/1.4/ Risø National Laboratory; Frandsen, St. T.; Turbulence and turbulence-generated structural loading in windturbine clusters; Wind Energy Department; Januar 2007; Roskilde, Risø-R-1188(EN), Denmark.

/1.5/ Kunte A.; Landesamt für Landwirtschaft; Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein; Turbulenz-Immissionsprognosen vereinheitlicht; WIND-KRAFT Journal; Verlag Natürliche Energien, Ausgabe 4/2009, Seite 28-30; Seevetal, Deutschland.

/1.6/ OpenStreetMap und Mitwirkende; siehe Internet: http://www.openstreetmap.org, http://opendatacommons.org, http://creativecommons.org.

/1.7/ European Environment Agency; CORINE Land Cover (CLC) 2018, Version 20.0; Juni 2019; Copenhagen, Denmark.

/1.8/ U.S. Geological Survey (USGS); EROS Archive - Digital Elevation - Shuttle Radar Topography Mission (SRTM) 1 Arc-Second Global.

/1.9/ Deutscher Wetterdienst; DWD Climate Data Center (CDC), Vieljährige mittlere Raster der Lufttemperatur (2m) für Deutschland 1981-2010, Version v1.0; Offenbach, Deutschland.

Normen

/2.1/ International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1, Wind turbines - Part 1: Design requirements; Edition 2, 1999-02; Geneva, Switzerland (Deutsche Fassung: Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1 (VDE 0127-1); Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:1999); August 2004; Berlin, Deutschland).

/2.2/ International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1, Wind turbines - Part 1: Design requirements; Edition 3, 2005-08; Geneva, Switzerland (Deutsche Fassung: Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1 (VDE 0127-1); Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005); Juli 2006; Berlin, Deutschland).

/2.3/ International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1, Amendment 1, Wind turbines - Part 1: Design requirements; Edition 3, 2010-10; Geneva, Switzerland (Deutsche Fassung: Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1 (VDE 0127-1):2011-08; Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005 + A1:2010); August 2011; Berlin, Deutschland).

/2.4/ International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1, Wind energy generation systems - Part 1: Design requirements; Edition 4, 2019-12; Geneva, Switzerland (Deutsche Fassung: Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN IEC 61400-1 (VDE 0127-1); Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2019); Dezember 2019; Berlin, Deutschland).

/2.5/ Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH; Guidelines for the Certification of Wind Turbines; 2010; Hamburg, Deutschland.

/2.6/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt); Richtlinie für Windkraftanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Juni 1993; 2. Aufl., 1995; Berlin, Deutschland.

/2.7/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt); Richtlinie für Windkraftanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung März 2004; Berlin, Deutschland.

/2.8/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt); Richtlinie für Windkraftanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Oktober 2012 sowie korrigierte Fassung März 2015; Berlin, Deutschland.

/2.9/ Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 1991-1-4 und DIN EN 1991-1-4/NA (Nationaler Anhang); Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke - Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen - Windlasten; Dezember 2010; Berlin, Deutschland.

/2.10/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt); Zuordnung der Windzonen nach Verwaltungsgrenzen, 'Windzonen_Formular_nach_Verwaltungsgrenzen.xlsx'; Fassung April 2019.

/2.11/ DIN Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN 4131; Antennentragwerke aus Stahl; November 1991; Berlin, Deutschland.

/2.12/ Deutsches Institut für Normung e.V; DIN ISO 2533; Normatmosphäre; Dezember 1979; Berlin, Deutschland.

Projektspezifisch

/3.1/ anemos-jacob GmbH; Gutachterliche Stellungnahme über die langjährigen mittleren Windverhältnisse und die zu erwartenden mittleren Energieerträge von Windenergieanlagen an einem Standort bei Dabern (Windpark Dabern-Nord); Revision 0.0; 12. Dezember 2022; Oldershausen, Deutschland.

/3.2/ Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG; Dokumentation der Standortbesichtigung im Rahmen der Bewertung der Standorteignung sowie der Risikobewertung durch Eiswurf und Eisfall von WEA am Standort Dabern Nord; Referenz-Nr.: 2023-F-046-P1; Oktober 2023; Hamburg, Deutschland.

/3.3/ anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; Extremwindabschätzung auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Dabern Nord; Berichts-Nr.: 23-641-7231394-Rev.00-EX-im; 23. November 2023; Reppenstedt, Deutschland.

A.1 Allgemeine Daten

A.1.1 Einstellungen

Benutzername	Susann Heise, F2E
Kunde	UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG
Projektname	Dabern Nord Antrag I
Referenznummer	2023-F-046-P3-R0-AI
Software	Wake2e 3.11.4.0
	WEA-Bibliothek Version 7.418.0
Koordinatensystem	UTM WGS84/ETRS89, Nord-Hemisphäre
Abstand der relevanten WEA	8.0D

A.1.2 Filter-Einstellungen

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

A.1.3 Standortbesichtigung

Datum der Besichtigung	21.09.2023
Durchgeführt von	Jörg Schaller für F2E
Ermittelte Geländekategorie	II - III
Orografisch relevante Struktur	Nein

A.1.4 Erläuterungen und Hinweise

Die WEA 2 - 5 sind inaktiv.

Copyright © 2023 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

A.2 Eingabedaten

A.2.1 Umgebungsturbulenzintensitäten

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

A.2.2 Windparkkonfiguration

Tabelle A.2.2.1: Windparkkonfiguration

WEA							Koordinaten		Datensatz-Nr.	
	Nr.	Bezeichnung	WEA-Typ	P_N [MW]	z_{hub} [m]	D [m]	Ost	Nord	Wind	Turbulenz
	1	WEA 01	Siemens Gamesa SG 7.0-170 Mode AM0	7	185	170	33408526	5731792	1	—
	6	WEA 06	Siemens Gamesa SG 7.0-170 Mode AM0	7	185	170	33409678	5730997	2	—
	7	WEA 07	Siemens Gamesa SG 6.0-155 Mode AM 0 6.6MW	6.6	165	155	33410160	5731197	2	—
	8	WEA 08	Siemens Gamesa SG 7.0-170 Mode AM0	7	185	170	33410824	5730956	2	—
	9	WEA 09	Siemens Gamesa SG 7.0-170 Mode AM0	7	185	170	33410734	5730297	2	—
	10	—	Vestas V90 2.0MW Mode 0	2	105	90	33408533	5731036	1	—
	11	—	Vestas V90 2.0MW Mode 0	2	105	90	33408502	5730681	1	—
	12	—	DeWind D6-1250 RD62m GL-TK II	1.25	91.5	62	33412277	5722824	2	—
	13	—	DeWind D6-1250 RD62m GL-TK II	1.25	91.5	62	33411965	5723022	2	—

A.2.3 Auslegungswerte

Tabelle A.2.3.1: WEA-Auslegung

	Nr.	Richtlinie	WZ	I_{amb}	I_{des}	τ_{design}	v_{ave}	k	α_{min}	α_{max}	φ	ρ	v_{50}	Quellen
	1	DIBt 2012	WZ S GK S	Repräsentativ	5	25	7.8	2	0.27	0.27	8	1.225	42.5	/A.1/

Diese Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Copyright © 2023 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

Tabelle A.2.3.1: WEA-Auslegung

	Nr.	Richtlinie	WZ	I_{amb}	I_{des}	τ_{design}	v_{ave}	k	α_{min}	α_{max}	φ	ρ	v_{50}	Quellen
	6	DIBt 2012	WZ S GK S	Repräsentativ	5	25	7.8	2	0.27	0.27	8	1.225	42.5	/A.1/
	7	DIBt 2012	WZ S GK S	Repräsentativ	5	20	7.5	2	0.2	0.2	8	1.225	37.5	/A.2-A.3/
	8	DIBt 2012	WZ S GK S	Repräsentativ	5	25	7.8	2	0.27	0.27	8	1.225	42.5	/A.1/
	9	DIBt 2012	WZ S GK S	Repräsentativ	5	25	7.8	2	0.27	0.27	8	1.225	42.5	/A.1/
	10	—	—	Charakteristisch	1	—	—	—	—	—	—	—	—	
	11	—	—	Charakteristisch	1	—	—	—	—	—	—	—	—	

Tabelle A.2.3.2: Auslegungswerte der Turbulenzintensität I-des [%]

WEA		Auslegungswerte für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																									
Id	Turbulenzkategorie	Alle	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
1	DIBt 1993	20.0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
5	IEC Ed.3/4 A	—	41.9	34.4	29.9	26.9	24.8	23.2	22.0	21.0	20.1	19.5	18.9	18.4	18.0	17.6	17.3	17.0	16.7	16.5	16.3	16.1	15.9	15.7	15.6	15.4	15.3	15.2	15.1
2	DIBt 2004	—	42.0	34.5	30.0	27.0	24.9	23.3	22.0	21.0	20.2	19.5	18.9	18.4	18.0	17.6	17.3	17.0	16.7	16.5	16.3	16.1	15.9	15.8	15.6	15.5	15.3	15.2	15.1

A.2.4 Winddaten

Quelle Externe Datei
Dateiname info_se_dabern_nord_r0_hma.csv

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

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW
A [m/s]	5.7	6	6.1	6.3	6.6	7.6	8.4	9.3	8.9	8.6	7.2	6.4
k [-]	2.01	1.93	2.18	2.31	2.74	2.56	3.02	2.73	3.02	2.52	2.86	2.39
Häufigkeit (100%=1)	0.04	0.044	0.054	0.072	0.07	0.06	0.071	0.087	0.17	0.159	0.123	0.05

Mittelwerte über alle Richtungen		
A [m/s]	7.70	Aus der Eingabedatei
k [-]	2.420	Aus der Eingabedatei
v_{ave} [m/s]	6.80	Aus der Eingabedatei

Koordinaten des Referenzpunkts	
Höhe über Grund [m]	164.9
Ost	33408803
Nord	5731480

Copyright © 2023 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

Tabelle A.2.4.2: Wind-Datensatz "Wind 2"

	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW
A [m/s]	6	6.1	6.2	6.4	6.6	7.6	8.6	9.5	9.2	9	7.4	6.7
k [-]	2.02	1.94	2.19	2.29	2.7	2.59	3.04	2.74	3.04	2.55	2.84	2.39
Häufigkeit (100%=1)	0.04	0.044	0.055	0.073	0.07	0.06	0.071	0.087	0.17	0.159	0.123	0.05

Mittelwerte über alle Richtungen		
A [m/s]	7.90	Aus der Eingabedatei
k [-]	2.420	Aus der Eingabedatei
v_{ave} [m/s]	7.00	Aus der Eingabedatei

Koordinaten des Referenzpunkts	
Höhe über Grund [m]	164.9
Ost	33410132
Nord	5731045

A.2.5 Berechnungsvarianten

Tabelle A.2.5.1: Berechnungsvarianten

Id	Beschriftung	BBS-Gruppe	Wöhlerlinien-Koeffizient	Einfluss der Orografie ignorieren	Ergebnisse im Abschnitt
2	Situation nach dem Zubau	—	Projekt-Vorgabewert	Nein	A.3.1
3	Woehlerlinienkoeffizient m=4	—	4	Nein	A.3.2
4	Woehlerlinienkoeffizient m=8	—	8	Nein	A.3.3
5	Woehlerlinienkoeffizient m=10	—	10	Nein	A.3.4
6	Woehlerlinienkoeffizient m=14	—	14	Nein	A.3.5
7	Betriebsbeschraenkungen	1	Projekt-Vorgabewert	Nein	A.3.6

A.2.6 Betriebsbeschränkungen (BBS)

A.2.6.1 BBS-Gruppe 1

Tabelle A.2.6.1.1: Betriebsbeschränkungen der BBS-Gruppe 1 - Übersicht (A=Abschaltung, R=Eingeschränkter Betrieb)

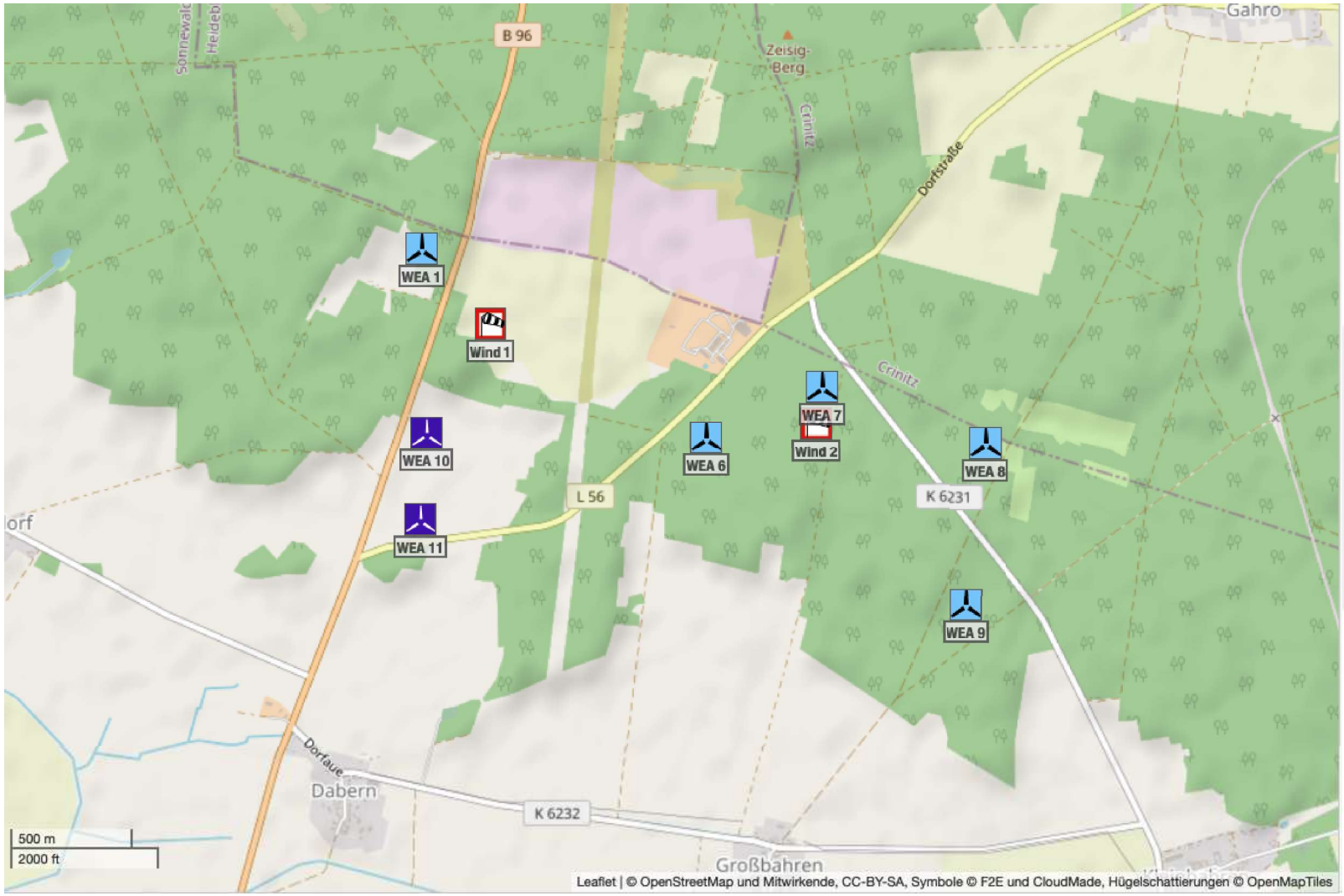
	Windaufwärts gelegene WEA		Zu schützende WEA		Windgeschwindigkeitsbereiche [m/s]																								
Nr.	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Lfd. Nr.	Bezeichnung	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
1	6	WEA 06	7	WEA 07						A																					

Tabelle A.2.6.1.2: Betriebsbeschränkungen der BBS-Gruppe 1 - Details

	Beschränkte WEA		Zu schützende WEA		Beschränkungen						
Nr.	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Lfd. Nr.	Bezeichnung	Abschaltung	Betriebsmodus	β [°]	γ_{start} [°]	γ_{stop} [°]	v_{start} [m/s]	v_{stop} [m/s]
1	6	WEA 06	7	WEA 07	X	-	-	224.1	268.7	7.6	9.7

Copyright © 2023 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

A.2.7 Karte des Windparks



Copyright © 2023 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

A.2.8 Abstände zwischen aktiven Windenergieanlagen

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

WEA			Nachbar 1		Nachbar 2		Nachbar 3		Nachbar 4		Nachbar 5	
	Nr.	Bezeichnung	Nr.	Entfernung	Nr.	Entfernung	Nr.	Entfernung	Nr.	Entfernung	Nr.	Entfernung
	1	WEA 01	6	8.23	10	8.40	7	11.22	11	12.35	8	14.38
	6	WEA 06	7	3.37	8	6.75	9	7.45	1	8.23	10	12.73
	7	WEA 07	6	3.07	8	4.16	9	6.28	1	10.23	10	18.17
	8	WEA 08	9	3.91	7	4.56	6	6.75	1	14.38	10	25.47
	9	WEA 09	8	3.91	7	6.89	6	7.45	1	15.69	11	25.16
	10	—	11	3.96	1	4.45	6	6.74	7	10.55	8	13.48
	11	—	10	3.96	1	6.54	6	7.16	7	11.20	9	13.32

Copyright © 2023 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

A.3 Ergebnisse

A.3.1 Situation nach dem Zubau

BBS definiert Nein
Einfluss der Orografie bewerten Ja
Ist Vorherfall Nein

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

WEA				Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																											
	Nr.	Bezeichnung	m	Alle	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	1	WEA 01	10	—	32.3	26.6	23.1	20.8	19.1	17.7	16.6	15.6	14.7	14.0	13.4	12.8	12.4	12.1	11.8	11.6	11.4	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	—	—	—	—
	6	WEA 06	10	—	34.0	29.4	27.4	24.9	22.9	21.1	19.3	17.7	16.2	14.9	13.9	13.1	12.6	12.2	11.8	11.6	11.4	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	—	—	—	—
	7	WEA 07	14	—	35.3	30.8	28.7	27.9	26.1	24.5	22.9	21.0	19.1	17.4	15.9	14.8	14.0	13.3	12.8	12.4	12.1	11.8	11.8	11.8	11.8	11.8	11.8	11.8	11.9	—	—
	8	WEA 08	10	—	33.9	29.1	26.9	24.8	23.1	21.6	20.0	18.6	17.1	15.8	14.7	13.8	13.2	12.7	12.4	12.2	12.0	11.8	11.8	11.8	11.8	11.8	11.9	—	—	—	—
	9	WEA 09	10	—	33.1	27.5	24.3	22.3	20.4	18.8	17.5	16.2	15.1	14.2	13.4	12.8	12.4	12.0	11.7	11.5	11.3	11.1	11.1	11.1	11.1	11.2	11.2	—	—	—	—
	10	—	10	16.3	—	27.9	24.8	22.7	20.9	19.5	18.4	17.2	15.8	14.5	13.6	13.0	12.5	12.1	11.8	11.5	11.3	11.2	11.2	11.3	11.3	11.4	11.5	—	—	—	—
	11	—	10	16.5	—	28.4	25.3	22.8	20.8	19.2	18.0	16.8	15.4	14.2	13.4	12.8	12.4	12.0	11.7	11.4	11.2	11.1	11.1	11.1	11.2	11.2	11.4	—	—	—	—

Tabelle A.3.1.2: Extremwerte der Turbulenzintensität auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA [%]

WEA				Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																											
	Nr.	Bezeichnung	m	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	1	WEA 01	10	35.0	29.4	26.1	24.1	22.3	20.8	19.6	18.5	17.5	16.7	16.0	15.4	14.9	14.6	14.3	14.0	13.8	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	—	—	—	—
	6	WEA 06	10	37.8	34.9	34.0	31.3	29.4	27.5	25.5	23.7	21.9	20.1	18.6	17.2	16.3	15.5	14.8	14.4	14.1	13.9	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	—	—	—	—
	7	WEA 07	14	39.9	35.1	32.4	31.0	28.8	26.9	25.2	23.3	21.5	20.0	18.7	17.7	17.0	16.4	15.9	15.4	15.1	14.8	14.6	14.6	14.5	14.4	14.4	14.2	14.2	—	—
	8	WEA 08	10	38.6	34.2	32.1	29.4	27.5	25.7	23.9	22.4	21.0	19.6	18.4	17.4	16.7	16.0	15.5	15.1	14.7	14.4	14.3	14.2	14.2	14.1	14.1	—	—	—	—
	9	WEA 09	10	35.3	30.4	28.3	27.3	25.4	23.7	22.2	20.4	18.7	17.2	16.4	15.7	15.2	14.7	14.4	14.1	13.9	13.7	13.7	13.7	13.7	13.7	13.7	—	—	—	—
	10	—	10	—	32.7	30.0	28.7	26.6	24.9	23.3	21.6	20.0	18.5	17.5	16.8	16.3	15.9	15.5	15.2	14.9	14.6	14.6	14.5	14.5	14.5	14.5	—	—	—	—

Diese Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Copyright © 2023 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

Tabelle A.3.1.2: Extremwerte der Turbulenzintensität auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA [%]

WEA				Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																									
	Nr.	Bezeichnung	m	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	11	—	10	—	35.5	33.3	30.7	28.7	27.1	25.9	24.4	22.1	20.0	18.4	17.3	16.4	15.7	15.2	14.8	14.5	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	—	—	—	—

Tabelle A.3.1.3: Eigenschaften und Windbedingungen der jeweiligen WEA

WEA-Eigenschaften						Nächste WEA		Ergebnisse																
	Nr.	WEA-Typ	z_{hub} [m]	D [m]	BBS	Abstand in D	Nr.	Geschützt durch BBS	m [-]	Komplex	α_n [-]	φ [°]	ρ [kg/m³]	WZ	v_{50} GK2 [m/s]	v_{50} GK1 [m/s]	A [m/s]	A ρkorr [m/s]	k [-]	v_{ave} [m/s]	v_{ave} ρkorr [m/s]
	1	Siemens Gamesa SG 7.0-170 Mode AM0	185	170	Nein	8.233	6	Nein	10	Nein	0.14	0.6	1.219	2 / II	39.9		7.79	7.77	2.42	6.91	6.89
	6	Siemens Gamesa SG 7.0-170 Mode AM0	185	170	Nein	3.366	7	Nein	10	Nein	0.14	1.0	1.217	2 / II	39.9		8.02	8	2.42	7.11	7.09
	7	Siemens Gamesa SG 6.0-155 Mode AM 0 6.6MW	165	155	Nein	3.069	6	Nein	14	Nein	0.14	0.9	1.219	2 / II	39.2		7.9	7.88	2.42	7	6.98
	8	Siemens Gamesa SG 7.0-170 Mode AM0	185	170	Nein	3.912	9	Nein	10	Nein	0.14	0.3	1.217	2 / II	39.9		8.02	8	2.42	7.11	7.09
	9	Siemens Gamesa SG 7.0-170 Mode AM0	185	170	Nein	3.912	8	Nein	10	Nein	0.14	0.9	1.218	2 / II	39.9		8.02	8	2.42	7.11	7.09
	10	Vestas V90 2.0MW Mode 0	105	90	Nein	3.959	11	Nein	10	Nein	0.14	0.7	1.230	2 / II	36.4		7.21	7.15	2.3	6.38	6.33
	11	Vestas V90 2.0MW Mode 0	105	90	Nein	3.959	10	Nein	10	Nein	0.14	0.4	1.230	2 / II	36.4		7.21	7.15	2.3	6.39	6.34

A.3.2 Berechnungsvariante “Woehlerlinienkoeffizient m=4”

BBS definiert Nein
Einfluss der Orografie bewerten Ja
Ist Vorherfall Nein

Copyright © 2023 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

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

WEA				Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																									
	Nr.	Bezeichnung	m	Alle	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	1	WEA 01	4	—	31.8	26.1	22.7	20.3	18.6	17.2	16.1	15.2	14.4	13.7	13.2	12.7	12.3	12.0	11.8	11.6	11.4	11.2	11.2	11.3	11.3	11.3	11.3	—	—	—	—
	6	WEA 06	4	—	33.1	27.9	24.8	22.3	20.3	18.6	17.1	15.9	14.8	13.9	13.2	12.7	12.3	12.0	11.7	11.5	11.4	11.2	11.2	11.3	11.3	11.3	11.3	—	—	—	—
	7	WEA 07	4	—	33.9	28.9	26.2	24.8	23.2	21.8	20.6	19.2	17.7	16.4	15.3	14.4	13.7	13.1	12.6	12.3	12.0	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.8	11.8	—	—
	8	WEA 08	4	—	33.0	27.8	25.0	22.9	21.2	19.8	18.4	17.1	15.9	14.9	14.0	13.4	12.9	12.5	12.3	12.0	11.9	11.7	11.7	11.7	11.8	11.8	11.8	—	—	—	—
	9	WEA 09	4	—	32.5	26.8	23.4	21.1	19.2	17.7	16.4	15.3	14.4	13.6	13.0	12.5	12.1	11.8	11.6	11.4	11.2	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	—	—	—	—
	10	—	4	15.4	—	26.8	23.5	21.2	19.4	18.0	16.9	15.8	14.8	13.8	13.1	12.6	12.2	11.9	11.6	11.4	11.2	11.1	11.1	11.2	11.2	11.3	11.4	—	—	—	—
	11	—	4	15.1	—	26.6	23.1	20.5	18.6	17.1	15.9	14.9	14.1	13.4	12.8	12.4	12.0	11.7	11.5	11.3	11.1	10.9	11.0	11.0	11.0	11.1	11.2	—	—	—	—

A.3.3 Berechnungsvariante “Woehlerlinienkoeffizient m=8”

BBS definiert Nein
Einfluss der Orografie bewerten Ja
Ist Vorherfall Nein

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

WEA				Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																									
	Nr.	Bezeichnung	m	Alle	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	1	WEA 01	8	—	32.1	26.4	23.0	20.7	18.9	17.5	16.4	15.4	14.6	13.9	13.3	12.8	12.4	12.1	11.8	11.6	11.4	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	—	—	—	—
	6	WEA 06	8	—	33.7	28.9	26.6	24.0	22.1	20.3	18.5	17.0	15.7	14.5	13.6	13.0	12.5	12.1	11.8	11.6	11.4	11.2	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	—	—	—	—
	7	WEA 07	8	—	34.5	29.7	27.3	26.4	24.7	23.2	21.8	20.1	18.4	16.8	15.5	14.5	13.8	13.2	12.7	12.3	12.0	11.7	11.7	11.7	11.7	11.7	11.8	11.8	11.8	—	—
	8	WEA 08	8	—	33.6	28.7	26.3	24.2	22.6	21.0	19.5	18.1	16.7	15.5	14.4	13.6	13.1	12.7	12.4	12.1	11.9	11.8	11.8	11.8	11.8	11.8	11.8	—	—	—	—
	9	WEA 09	8	—	32.9	27.3	24.0	21.9	20.0	18.5	17.1	15.9	14.9	14.0	13.3	12.7	12.3	11.9	11.6	11.4	11.3	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.2	—	—	—	—
	10	—	8	16.0	—	27.6	24.4	22.2	20.5	19.0	17.9	16.8	15.4	14.3	13.4	12.8	12.4	12.0	11.7	11.5	11.3	11.2	11.2	11.2	11.3	11.4	11.5	—	—	—	—
	11	—	8	16.0	—	27.8	24.5	21.9	20.0	18.4	17.2	16.0	14.8	13.9	13.2	12.6	12.2	11.9	11.6	11.4	11.2	11.0	11.0	11.1	11.1	11.2	11.3	—	—	—	—

Copyright © 2023 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

A.3.4 Berechnungsvariante “Woehlerlinienkoeffizient m=10”

BBS definiert Nein
Einfluss der Orografie bewerten Ja
Ist Vorherfall Nein

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

WEA				Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																										
	Nr.	Bezeichnung	m	Alle	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	1	WEA 01	10	—	32.3	26.6	23.1	20.8	19.1	17.7	16.6	15.6	14.7	14.0	13.4	12.8	12.4	12.1	11.8	11.6	11.4	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	—	—	—	—
	6	WEA 06	10	—	34.0	29.4	27.4	24.9	22.9	21.1	19.3	17.7	16.2	14.9	13.9	13.1	12.6	12.2	11.8	11.6	11.4	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	—	—	—	—
	7	WEA 07	10	—	34.7	30.1	27.8	27.0	25.3	23.7	22.3	20.5	18.7	17.0	15.7	14.6	13.9	13.2	12.7	12.3	12.0	11.8	11.7	11.7	11.7	11.8	11.8	11.8	11.8	—	—
	8	WEA 08	10	—	33.9	29.1	26.9	24.8	23.1	21.6	20.0	18.6	17.1	15.8	14.7	13.8	13.2	12.7	12.4	12.2	12.0	11.8	11.8	11.8	11.8	11.8	11.9	—	—	—	—
	9	WEA 09	10	—	33.1	27.5	24.3	22.3	20.4	18.8	17.5	16.2	15.1	14.2	13.4	12.8	12.4	12.0	11.7	11.5	11.3	11.1	11.1	11.1	11.1	11.2	11.2	—	—	—	—
	10	—	10	16.3	—	27.9	24.8	22.7	20.9	19.5	18.4	17.2	15.8	14.5	13.6	13.0	12.5	12.1	11.8	11.5	11.3	11.2	11.2	11.3	11.3	11.4	11.5	—	—	—	—
	11	—	10	16.5	—	28.4	25.3	22.8	20.8	19.2	18.0	16.8	15.4	14.2	13.4	12.8	12.4	12.0	11.7	11.4	11.2	11.1	11.1	11.1	11.2	11.2	11.4	—	—	—	—

A.3.5 Berechnungsvariante “Woehlerlinienkoeffizient m=14”

BBS definiert Nein
Einfluss der Orografie bewerten Ja
Ist Vorherfall Nein

Tabelle A.3.5.1: Effektive Turbulenzintensitäten auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA [%]

WEA				Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																										
	Nr.	Bezeichnung	m	Alle	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	1	WEA 01	14	—	32.6	26.8	23.4	21.1	19.4	18.0	16.8	15.8	14.9	14.2	13.5	13.0	12.5	12.2	11.9	11.7	11.5	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	—	—	—	—
	6	WEA 06	14	—	34.4	30.3	28.8	26.2	24.3	22.4	20.5	18.8	17.2	15.7	14.5	13.5	12.9	12.3	12.0	11.7	11.5	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.4	—	—	—	—

Diese Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Copyright © 2023 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

Tabelle A.3.5.1: Effektive Turbulenzintensitäten auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA [%]

WEA				Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																										
	Nr.	Bezeichnung	m	Alle	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	7	WEA 07	14	—	35.3	30.8	28.7	27.9	26.1	24.5	22.9	21.0	19.1	17.4	15.9	14.8	14.0	13.3	12.8	12.4	12.1	11.8	11.8	11.8	11.8	11.8	11.8	11.8	11.9	—	—
	8	WEA 08	14	—	34.4	29.9	28.0	25.7	24.0	22.4	20.8	19.3	17.8	16.4	15.1	14.1	13.4	12.9	12.5	12.2	12.0	11.8	11.8	11.9	11.9	11.9	11.9	—	—	—	—
	9	WEA 09	14	—	33.3	27.9	24.8	22.9	21.1	19.5	18.1	16.8	15.6	14.6	13.8	13.1	12.6	12.1	11.8	11.5	11.3	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	—	—	—	—
	10	—	14	16.8	—	28.5	25.5	23.5	21.8	20.3	19.2	17.9	16.4	15.0	14.0	13.3	12.7	12.3	12.0	11.7	11.5	11.3	11.3	11.3	11.4	11.5	11.6	—	—	—	—
	11	—	14	17.6	—	29.5	26.8	24.3	22.4	20.8	19.6	18.2	16.5	15.0	14.0	13.3	12.7	12.3	11.9	11.6	11.4	11.2	11.2	11.2	11.3	11.3	11.5	—	—	—	—

A.3.6 Berechnungsvariante “Betriebsbeschraenkungen”

BBS definiert Ja
Einfluss der Orografie bewerten Ja
Ist Vorherfall Nein

Tabelle A.3.6.1: Effektive Turbulenzintensitäten auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA [%]

WEA				Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																										
	Nr.	Bezeichnung	m	Alle	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	1	WEA 01	10	—	32.3	26.6	23.1	20.8	19.1	17.7	16.6	15.6	14.7	14.0	13.4	12.8	12.4	12.1	11.8	11.6	11.4	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	—	—	—	—
	6	WEA 06	10	—	34.0	29.4	27.4	24.9	22.9	21.1	19.3	17.7	16.2	14.9	13.9	13.1	12.6	12.2	11.8	11.6	11.4	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	—	—	—	—
	7	WEA 07	14	—	35.3	30.8	28.7	27.9	26.1	22.1	20.4	21.0	19.1	17.4	15.9	14.8	14.0	13.3	12.8	12.4	12.1	11.8	11.8	11.8	11.8	11.8	11.8	11.8	11.9	—	—
	8	WEA 08	10	—	33.9	29.1	26.9	24.8	23.1	21.6	20.0	18.6	17.1	15.8	14.7	13.8	13.2	12.7	12.4	12.2	12.0	11.8	11.8	11.8	11.8	11.8	11.9	—	—	—	—
	9	WEA 09	10	—	33.1	27.5	24.3	22.3	20.4	18.8	17.5	16.2	15.1	14.2	13.4	12.8	12.4	12.0	11.7	11.5	11.3	11.1	11.1	11.1	11.1	11.2	11.2	—	—	—	—
	10	—	10	16.3	—	27.9	24.8	22.7	20.9	19.5	18.4	17.2	15.8	14.5	13.6	13.0	12.5	12.1	11.8	11.5	11.3	11.2	11.2	11.3	11.3	11.4	11.5	—	—	—	—
	11	—	10	16.5	—	28.4	25.3	22.8	20.8	19.2	18.0	16.8	15.4	14.2	13.4	12.8	12.4	12.0	11.7	11.4	11.2	11.1	11.1	11.1	11.2	11.2	11.4	—	—	—	—

Copyright © 2023 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

A.4 Legende

Erläuterung der Begriffe		
	Geplante WEA	WEA, deren Standorteignung im Rahmen des Gutachtens zu bewerten ist.
	Benachbarte WEA	Alle weiteren WEA, die vom Auftraggeber übermittelt wurden. Es ist dabei unerheblich, ob sich einzelne benachbarte WEA ebenfalls in Planung oder Bau befinden. Entscheidend ist die Windparkkonfiguration, die als Vorbelastung für die geplanten WEA zu unterstellen ist. Alle benachbarten WEA gehen in die Berechnungen ein.
	Inaktive WEA	WEA, die nicht als Vorbelastung zu berücksichtigen sind und daher nicht in die Berechnungen eingehen. Diese WEA werden in der Regel nicht im Gutachten aufgeführt.
	Betrachtete WEA	Für alle betrachteten WEA werden Ergebnisse ausgewiesen und abschließende Aussagen getroffen.
	Windpark	Der Begriff wird im Sinne des Anhangs A der DIBt-Richtlinie von 2004 verwendet und umfasst “geplante” und “benachbarte” WEA.
	Referenzpunkt der Winddaten	Jeweiliger Standort, auf dessen Koordinaten sich die verwendeten Winddaten beziehen.

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

Copyright © 2023 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

A.5 Literaturangaben

/A.1/ Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG; Klimatische Auslegungsbedingungen SG 7.0-170; Dokumenten-ID / Revision: D4225335/001; 07.08.2023.

/A.2/ TÜV SÜD Industrie Service GmbH; Prüfbescheid für eine Typenprüfung, Turm und Fundamente, Windenergieanlage SG 6.6-155 Rotorblatt Typ LM 76.0 P Nabenhöhe 165 m Windzone S, Erdbebenzone 0; Prüfnummer: 3161090-960-d, Revision 0; 25.06.2021; München, Deutschland.

/A.3/ TÜV SÜD Industrie Service GmbH; Gutachtliche Stellungnahme - Bewertung der Konstruktion - Lastannahmen; Prüfnummer: 3161090-12-d Rev. 1; 27.05.2021; München, Deutschland.

Copyright © 2023 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

A.6 Abkürzungen und Formelzeichen

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

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

Copyright © 2023 F2E Fluid & Energy Engineering. Alle Rechte vorbehalten.

TÜVNORD

TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG • Postfach 54 02 20 • 22502 Hamburg

UKA Umweltgerechte Kraftanlagen
GmbH & Co. KG
Frau Rautschke
Heinrich-Hertz-Straße 6
03044 Cottbus

Verteiler (ext.):

Verteiler (int.):

TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG
Große Bahnstraße 31
22525 Hamburg

Tel.: +49 40 8557-0
Fax: +49 40 8557-2429
renewables@tuev-nord.de
www.tuev-nord.de

TÜV®

Ihr Zeichen	Unser Zeichen	Ansprechpartner:in	Datum
K-2-171-0-00	2024-WND-SE-027-R0	Name: Frau Dr. M. Polster Telefon: +49 40 8557-2091 E-Mail: mopolster@tuev-nord.de	19.04.2024

Plausibilitätsprüfung des Gutachtens zur Standorteignung von Windenergieanlagen (WEA) am Standort Dabern Nord Antrag I der F2E Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG vom 28.11.2023 (Referenz-Nr.: 2023-F-046-P3-R0-AI)

Sehr geehrte Damen und Herren,

die TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG wurde am 19.01.2024 durch die UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG beauftragt, das Gutachten zur Standorteignung von WEA am Standort Dabern Nord Antrag I der F2E Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG (im Folgenden F2E genannt) vom 28.11.2023 (Referenz-Nr.: 2023-F-046-P3-R0-AI) /1/ auf Plausibilität zu prüfen.

Neben /1/ wurden Informationen zur Windrichtungs- sowie Windhäufigkeitsverteilung (A- und k-Parameter der Weibullverteilung) am Standort Dabern Nord /2/ sowie eine Abschätzung zum Extremwind auf Nabenhöhe für die WEA 7 /3/ eingereicht. Außerdem liegt die Dokumentationen zur Standortbesichtigung /4/ vor.

Betrachtung der Randbedingungen:

Die Windparkkonfiguration am Standort Dabern Nord Antrag I /1/ (Anhang, Kap. A.2.2, Tabelle A.2.2.1) mit Angabe der Koordinaten, WEA-Typ, Nabenhöhe, Rotordurchmesser und Nennleistung der zu berücksichtigenden WEA wurde von uns nicht geprüft und wird als richtig vorausgesetzt.

In Tabelle 3.1.1 bzw. im Anhangskapitel A.2.3, Tabellen A.2.3.1 und A.2.3.2 /1/ werden die DIBt-Richtlinien der jeweiligen Typenprüfungen und die Auslegungswerte der Turbulenzintensität der zu

betrachtenden WEA genannt. Außerdem werden für die WEA 1 und 6 bis 9, für die die Untersuchung der Standorteignung gemäß der DIBt-Richtlinie 2012 /8/ durchzuführen ist, unter anderem die Windzone sowie die Auslegungswerte für die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit, den k-Parameter, den Höhenexponenten, den Winkel der Schräganströmung, die Luftdichte, sowie die 50-Jahreswindgeschwindigkeit dargestellt. Die Windzone der Auslegung sowie die Auslegungswerte der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit, des k-Parameters, des Höhenexponenten, des Winkels der Schräganströmung, der Luftdichte, der Turbulenzintensität und der 50-Jahreswindgeschwindigkeit für die WEA 1 und 6 bis 9 stimmen jeweils mit den uns vorliegenden Unterlagen dieses WEA-Typs /11/, /12/ überein. Die anzuwendenden DIBt-Richtlinien und die Auslegungswerte der Turbulenzintensität für die WEA 1 und 6 bis 11 sind ebenfalls richtig wiedergegeben. Dabei wird in /1/ für die WEA 10 und 11 darauf verwiesen, dass für diese die Errichtung entweder nach der DIBt-Richtlinie von 2004 /9/ oder nach der DIBt-Richtlinie von 1995 /10/ erfolgt ist, so dass in /1/ beide Möglichkeiten dargestellt und untersucht werden.

Für die WEA 1, 6, 8 und 9 vom Typ Siemens SG 7.0-170, 7,00 MW mit 185,0 m NH liegt zum aktuellen Zeitpunkt noch keine gültige Typenprüfung vor.

Als weitere Randbedingung gehen die Winddaten in die Berechnung der Turbulenzbelastung ein. Ein Vergleich der Winddaten aus /2/ für Referenzpunkte 408803 / 5731480 (in der Nähe der WEA 1) bzw. 410132 / 5731045 (in der Nähe der WEA 7) die Referenzhöhe von jeweils 164,9 m mit den Daten aus dem Anhangskapitel A.2.4 (Tabellen A.2.4.1 und A.2.4.2) /1/ zeigt, dass die Winddaten richtig übernommen wurden. Die von F2E vorgenommene Zuordnung der Referenzstandorte der Winddaten zu den einzelnen zu betrachtenden WEA in /1/ (Anhangskapitel A.2.2 (Tabelle A.2.2.1)) ist nachvollziehbar. Die Winddaten sowie die ggf. von F2E durchgeführten Umrechnungen wurden von uns nicht geprüft. Die verwendeten Winddaten werden als richtig und repräsentativ für den Standort vorausgesetzt. Bei einer Umrechnung über einen großen Höhenunterschied (hier von bis zu 59,9 m für die bestehenden WEA 10 und 11 (ggf. tolerierbar aufgrund der Lage in Nebenwindrichtung) bzw. 20,1 m für die geplanten WEA 1, 6, 8 und 9) mit einem vereinfachten Ansatz unter Verwendung des Höhenexponenten sind die Winddaten nach unserer Einschätzung nach der Umrechnung mit Unsicherheiten behaftet, die sich auch auf die Aussagen zur Standorteignung auswirken können. Diese Unsicherheiten sollten beim Vergleich mit den Auslegungswerten Berücksichtigung finden.

Betrachtung der durchgeführten Untersuchungen:

In /1/ wird der Standort auf Basis der von einem Mitarbeiter der F2E durchgeführten Standortbesichtigung vom 21.09.2023 auf Hindernisse bzw. Einzelstrukturen untersucht und die Geländekategorie eingeschätzt. Es werden keine für die Turbulenzbetrachtung relevanten Hindernisse bzw. Einzelstrukturen erkannt und die Geländekategorie in Kategorie II bis III eingestuft. Auf Basis der Fotodokumentation in /4/ ist die Einordnung in Geländekategorie II bis III nachvollziehbar.

In /1/ wird das Gelände hinsichtlich der orografischen Komplexität untersucht und es wird festgestellt, dass die Komplexitätskriterien nicht erfüllt werden, d.h. die Standorte der WEA nicht orografisch komplex sind. Diese Aussage ist in dem weitgehend ebenen Gelände des Windparks nachvollziehbar.

Des Weiteren wird in /1/ die Umgebungsturbulenzintensität bzw. die charakteristische bzw. die repräsentative Turbulenzintensität für die einzelnen WEA im Windpark unter Verwendung der Rauigkeitsklassifizierung auf Basis der Empfehlung der VDI-Richtlinie VDI 3783 Blatt 12 /6/ sowie der DIN EN 1991-1-4 /7/ bestimmt. In /1/ sind keine Werte für die Umgebungsturbulenz ausgewiesen. Die Zuordnung von charakteristischer und repräsentativer Turbulenzintensität zu den einzelnen WEA im Anhangskapitel A.2.3 (Tabelle A.2.3.1) ist richtig bzw. abdeckend.

Die effektiven Turbulenzintensitäten für die zu betrachtenden WEA 1 und 6 bis 11 sind in /1/ im Anhangskapitel A.3.1 (Tabelle A.3.1.1) geschwindigkeitsabhängig nach Zubau der geplanten WEA 1 und 6 bis 9 ausgewiesen. Die WEA 12 und 13 werden nicht betrachtet, da ihr Abstand größer als 8D zu den geplanten WEA 1 und 6 bis 9 ist (die WEA-Nr. 2 bis 5 sind nicht vergeben). Für die WEA 10 und 11, für die eine Typenprüfung gemäß der DIBt-Richtlinie von 1995 /10/ oder 2004 /9/ zu Grunde gelegt werden kann, werden zusätzlich zu den Werten nach DIBt-Richtlinie von 2004 /9/ die effektive Turbulenzintensität gemäß der DIBt-Richtlinie 1995 /10/ ausgewiesen und für den Vergleich mit einem konstanten Auslegungswert von 0,2 herangezogen. In /1/ ist ausgeführt, dass für jede zu betrachtende WEA der anlagenspezifische Wöhlerkoeffizient, der die strukturschwächste Komponente repräsentiert, verwendet worden ist. Den entsprechend in Tabelle A.3.1.1 für jede WEA angegebenen Wöhlerkoeffizienten können wir nachvollziehen.

Das in /1/ beschriebene Berechnungsmodell zur Bestimmung der effektiven Turbulenzintensität wurde im Rahmen der vorliegenden Plausibilitätsprüfung nicht validiert oder verifiziert. Ebenso fand keine Validierung bzw. Verifizierung der verwendeten anlagenspezifischen Kennlinien (Schubbeiwerte und Schnelllaufzahlen) statt. Es erfolgte keine eigene Nachberechnung der effektiven Turbulenzintensitäten. Die in /1/ ermittelten Werte der effektiven Turbulenzintensitäten werden als richtig vorausgesetzt.

In /1/ im Anhangskapitel A.3.1 (Tabelle A.3.1.3) werden unter anderem die für den vereinfachten Vergleich gemäß DIBt 2012 /8/ relevanten Windparameter (50-Jahreswindgeschwindigkeit, mittlere Jahreswindgeschwindigkeit sowie die jeweiligen A- und k-Parameter der Weibull-Verteilung) für die WEA 1 und 6 bis 9 auf Nabenhöhe sowie die Windzone des Standortes mit der Einschätzung der Geländekategorie angegeben. Darüber hinaus werden die mittleren Luftdichten, die dichtekorrigierten mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten sowie A- und k-Parameter, die Höhenexponenten sowie die Winkel der Schräganströmung ausgewiesen. Die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe der geplanten WEA 1 und 6 bis 9 ist auf Basis der Winddaten /2/ und dem in /1/ angegebenen Höhenexponenten plausibel. Allerdings erfolgt die Umrechnung für die WEA 1, 6, 8 und 9 mit einem vereinfachten Ansatz über eine Höhe von 20,1 m, was ggf. zu Unsicherheiten führen kann. Die Angabe der Windzone können wir durch Vergleich mit der Windzonenkarte /5/ bestätigen. Außerdem können wir den in /1/ bestimmten Wert für die 50-Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit Hilfe von /7/ unter Annahme der konservativen Annahme der Geländekategorie II nachvollziehen.

Betrachtung der Ergebnisse

In der Ergebnisübersicht für den Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Windbedingungen in /1/ (Tabelle 5.2.1) wird aufgezeigt, dass die Auslegungswerte der Turbulenzintensität an den WEA 1, 6 und 8 bis 11 eingehalten werden bzw. die Überschreitungen als nicht relevant zu

betrachten sind. Für die WEA 10 und 11 gilt dies sowohl in der Betrachtung nach der DIBt-Richtlinie von 2004 /9/ als auch von 1995 /10/. An der WEA 7 kommt es hingegen zu Überschreitungen der Auslegungswerte. Diese Aussagen können wir anhand der Ergebnisse in dem Anhangskapitel A.3.1 (Tabelle A.3.1.1) nachvollziehen.

In /1/ (Tabelle 5.2.1) wird weiterhin aufgezeigt, dass die 50-Jahreswindgeschwindigkeit am Standort Dabern Nord Antrag I auf Nabenhöhe durch den Auslegungswert der geplanten WEA 1, 6 bis 9 abgedeckt wird. Dabei werden für die WEA 1, 6, 8 und 9 zum Vergleich die in /1/ (Tabelle A.3.1.3) auf Basis von /5/ und /7/ bestimmten Werte für die 50-Jahreswindgeschwindigkeit Nabenhöhe herangezogen. Diese Werte können wir bestätigen und damit die Aussage, dass die 50-Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe am Standort Dabern Nord Antrag I durch den entsprechenden Auslegungswert der zu Grunde zu legenden Typenprüfung der geplanten WEA 1, 6, 8 und 9 abgedeckt wird, nachvollziehen. In /1/ (Tabelle 5.2.1) wird weiterhin aufgezeigt, dass die 50-Jahreswindgeschwindigkeit am Standort Dabern Nord Antrag I auf Nabenhöhe durch den Auslegungswert der geplanten WEA 7 abgedeckt wird. Dabei wird zum Vergleich nicht die in /1/ (Tabelle A.3.2.3) auf Basis von /5/ und /7/ bestimmte Wert für die 50-Jahreswindgeschwindigkeit Nabenhöhe herangezogen, sondern der Wert aus der Extremwindabschätzung auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland für den Standort Dabern Nord Antrag I /3/. Den in /1/ Kapitel 3.3 (Tabelle 3.3.1.) angegebenen Wert können wir mit /3/ nachvollziehen. Wir weisen darauf hin, dass die Extremwindabschätzung /3/ von uns nicht geprüft wurde und als richtig und repräsentativ für den Standort vorausgesetzt wird. Unter Vorrausetzung der Richtigkeit der in /4/ angegebenen Extremwindgeschwindigkeiten können wir die Aussage, dass die 50-Jahreswindgeschwindigkeit auf Nabenhöhe am Standort Dabern Nord Antrag I durch den Auslegungswert der 50-Jahreswindgeschwindigkeit der zu Grunde zu legenden Typenprüfung der geplanten WEA 7 abgedeckt wird, nachvollziehen.

Außerdem wird in /1/ (Tabelle 5.2.1) festgestellt, dass die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit am Standort der geplanten WEA 1, 6 bis 9 auf Nabenhöhe unter Berücksichtigung des Formparameters der Weibullverteilung k durch den Auslegungswert abgedeckt wird. Dies können wir durch einen Vergleich der in /2/ angegebenen mittleren Jahreswindgeschwindigkeit bzw. der A- und k-Parameter mit dem jeweiligen entsprechenden Auslegungswert bestätigen. Auch unter der Annahme einer konservativeren Umrechnung unter Verwendung eines deutlich höhen Höhenexponenten als in /1/ werden die Auslegungswerte eingehalten.

Um Überschreitungen der Auslegungswerte der Turbulenzintensität an der WEA 7 zu verhindern, wird in /1/ eine sektorielle Betriebsbeschränkung (Anhangskapitel A.2.6: Tabelle A.2.6.1.2) dargestellt. Die dort betrachteten Beeinflussungen der WEA sind aufgrund der Abstandssituation bzw. der Windparkkonfiguration plausibel. Der Sektor der Betriebsbeschränkung kann auf Basis der vorliegenden Windparkkonfiguration nachvollzogen werden. Zum Schutz der WEA 7 wird eine Betriebsbeschränkungen nur im Windgeschwindigkeitsbereich oberhalb von 7,6 m/s formuliert, obwohl Überschreitungen im Bereich ab 5,5 m/s vorliegen. F2E begründet den geringen Windgeschwindigkeitsbereich damit, dass die IEC-Richtlinie 61400-1, auf die die DIBt-Richtlinie /8/ verweist, den Vergleich der effektiven Turbulenzintensitäten mit den Auslegungswerten nur im Bereich von 0,2 v_{ref} - 0,4 v_{ref} bzw. zwischen v_{ave} - 2 v_{ave} erfordert und die Überschreitungen unterhalb von 7,5 m/s somit vernachlässigbar sind. Dieser Auslegung der Richtlinie im Umgang mit sektoriellen Betriebsbeschränkungen folgen wir nicht. Die Einschränkung des zu betrachtenden Geschwindigkeitsbereichs auf

0,2 v_{ref} - 0,4 v_{ref} (bzw. v_{ave} - 2 v_{ave}) setzt voraus, dass dieser repräsentativ ist und ein vergleichbares Verhalten auch außerhalb dieses Bereiches vorliegt. Dies ist durch die Überschreitungen der Auslegungswerte in diesem Bereich nicht gegeben, so dass wir eine Erweiterung des Windgeschwindigkeitsbereichs der sektoriellen Betriebsbeschränkung unterhalb von 7,5 m/s für erforderlich halten (ab 5,5 m/s). Die oberen Geschwindigkeitsgrenzen der Betriebsbeschränkung für die WEA 7 können wir hingegen nachvollziehen. Eine Nachberechnung der Ergebnisse durch Fahrweisen in anderen Betriebsmodi unserseits ist nicht erfolgt.

Zusammenfassung:

Die TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG wurde am 19.01.2024 durch die UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG beauftragt, das Gutachten zur Standorteignung von WEA am Standort Dabern Nord Antrag I der F2E vom 28.11.2023 (Referenz-Nr.: 2023-F-046-P3-R0-AI) /1/ auf Plausibilität zu prüfen.

Es kann abschließend festgestellt werden, dass die Untersuchung zur Standorteignung von WEA gemäß den Anforderungen der DIBt-Richtlinie 2012 /8/ vollständig und umfassend durchgeführt wurde. Die Randbedingungen für die in /1/ durchgeführten Berechnungen hinsichtlich der Windparkkonfiguration und der verwendeten Winddaten /2/, /3/ werden als richtig bzw. als repräsentativ für den Standort vorausgesetzt.

Unter der Voraussetzung der Richtigkeit der Berechnungsergebnisse, der Richtigkeit der verwendeten Winddaten /2/ sind die in /1/ getroffenen Aussagen zur Standorteignung der WEA 1, 6 und 8 bis 11 richtig. Zum Schutz der WEA 7 halten wir eine Erweiterung der sektoriellen Betriebsbeschränkung unterhalb von 7,5 m/s für erforderlich (ab 5,5 m/s).

Für die WEA 1, 6, 8 und 9 ist zu beachten, dass zum Zeitpunkt der Erstellung von /1/ keine gültige Typenprüfung bzw. Einzelprüfung für die WEA vom Typ Siemens SG 7.0-170, 7,00 MW mit 185,0 m NH vorliegt. Die Gültigkeit der Aussagen zur Standorteignung der WEA 1, 6, 8 und 9 setzt eine Typenprüfung bzw. Einzelprüfung für den WEA-Typ voraus, die die in /1/ unterstellten Auslegungswerte bestätigt.

Die TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG übernimmt keine Gewähr für die Richtigkeit der vom Auftraggeber bzw. Dritter übermittelten Informationen und Angaben und für durch unrichtige Angaben bedingte falsche Aussagen.

Die von TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG erbrachten Leistungen (z.B. Gutachten-, Prüf- und Beratungsleistungen) dürfen nur im Rahmen des vertraglich vereinbarten Zwecks verwendet werden. Vorbehaltlich abweichender Vereinbarungen im Einzelfall, räumt TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG dem Auftraggeber an seinen urheberrechtsfähigen Leistungen jeweils ein einfaches, nicht übertragbares sowie zeitlich und räumlich auf den Vertragszweck beschränktes Nutzungsrecht ein. Weitere Rechte werden ausdrücklich nicht eingeräumt, insbesondere ist der Auftraggeber nicht berechtigt, die Leistungen des Auftragnehmers zu bearbeiten, zu verändern oder nur auszugsweise zu nutzen.

Eine Veröffentlichung der Leistungen über den Rahmen des vertraglich vereinbarten Zwecks hinaus, auch auszugsweise, bedarf der vorherigen schriftlichen Zustimmung von TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG. Eine Bezugnahme auf TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG ist nur bei Verwendung der Leistung in Gänze und unverändert zulässig.

Bei einem Verstoß gegen die vorstehenden Bedingungen ist TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG jederzeit berechtigt, dem Auftraggeber die weitere Nutzung der Leistungen zu untersagen.

Mit freundlichen Grüßen

TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG
Site Assessment & Inspection Renewables

Sachverständige
Wind & Technical Site Assessment



Dr. rer. nat. M. Polster

Sachverständige
Wind & Technical Site Assessment



J. Maschmann

TÜVNORD

Literatur- und Quellenangaben

/1/ F2E Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG; Gutachten zur Standorteignung von WEA am Standort Dabern Nord Antrag I; Referenz-Nr.: 2023-F-046-P3-R0-AI - ungekürzte Fassung; Hamburg; 28.11.2023

/2/ Auszug (S. 1, 2, 21, 43, 44, 83, 84) aus: anemos-jacob GmbH; Gutachterliche Stellungnahme über die langjährigen mittleren Windverhältnisse und die zu erwartenden mittleren Energieerträge von Windkraftanlagen an einem Standort bei Dabern (Windpark Dabern-Nord); Rev. 0.0; Oldershausen; 12.12.2022

/3/ F2E Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG; Dokumentation der Standortbesichtigung im Rahmen der Bewertung der Standorteignung sowie der Risikobewertung durch Eiswurf und Eisfall von WEA am Dabern Nord; Referenz-Nr.: 2023-F-046-P1 - ungekürzte Fassung; Hamburg; 06.10.2023

/4/ anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; Extremwindabschätzung auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Dabern Nord; Berichts-Nr.: 23-641-7231394-Rev.00-EX-IM; Reppenstedt; 23.11.2023

/5/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt); Zuordnung der Windzonen nach Verwaltungsgrenzen; Windzonen_nach_Verwaltungsgrenzen.xls in der Fassung vom 02.06.2022

/6/ VDI 3783 Blatt 12; Umweltmeteorologie - Physikalische Modellierung von Strömungs- und Ausbreitungsvorgängen in der atmosphärischen Grenzschicht; Verein Deutscher Ingenieure; 1999

/7/ Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 1991-1-4 und nationaler Anhang DIN EN 1991-1-4/NA, Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen – Windlasten, Deutsche Fassung EN 1991-1-4:2005 + A1:2010 + AC:2010; Berlin; Dezember 2010

/8/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt): Richtlinie für Windenergieanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Oktober 2012 (Korrigierte Fassung März 2015); DIBt, Berlin; 2012

/9/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt): Richtlinie für Windenergieanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung März 2004; DIBt, Berlin; 2004

/10/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt): Richtlinie für Windkraftanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Juni 1993; DIBt, Berlin; 2. Aufl. 1995

/11/ Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG; Klimatische Auslegungsbedingungen SG 7.0-170; Dokumenten-ID: D4225335/001; 07.08.2023

/12/ TÜV SÜD Industrie Service GmbH; Gutachtliche Stellungnahme, Bewertung der Konstruktion - Lastannahmen, Windenergieanlage Siemens Gamesa SG 6.6-155 Rotorblatt SG155 V0 / LM76.0 P, Turm T165.0-50A-MB, Nabenhöhe 165 m über Geländeoberkante, WEA-Klasse III_A gemäß IEC und Windzone S Geländekategorie S gemäß DIBt, Hier: Lastannahmen + Lastvergleich für Maschine und Rotorblätter; Prüfnummer: 3161090-12-d Rev. 2; München; 02.03.2022

16.1.6 Zuwegung, Kabelverbindung, Kranstellfläche

16.1.6.1 Anforderungen an die Baustelle - Allgemeiner Teil

16.1.6.2 Anforderungen an die Baustelle - Anhang 1 - Baustellenspezifische Anforderungen

16.1.6.3 Anforderungen an die Baustelle - Anhang 2 - Anforderungen an Kurven

16.1.6.4 Anforderungen an die Baustelle - Anhang 3 - Konformitätsbescheinigung

Inhaltsverzeichnis

VERTRAULICH

1 ALLGEMEIN 3
1.1 Zweck 3
1.2 Anwendungs- und Geltungsbereich 3
1.3 Abkürzungen und Definitionen 3

2 VERANTWORTLICHKEIT UND BEFUGNIS 6

3 ANWEISUNG UND MASSNAHMEN 7
3.1 Planung 7
3.1.1 Allgemeines 7
3.1.2 Geotechnische Untersuchungen für Straßen und befestigte Flächen 7
3.1.3 Planungsmethodik 7
3.2 Planungsreferenz - Eurocode 8
3.3 Bauüberwachung 9
3.4 Dokumentation 9
3.5 Konformitätsbescheinigung 11
3.6 Fertigstellung 11
3.7 Testlauf 11
3.8 Beispiel für einen Baustellengrundriss 12

4 STRASSENGEOMETRIE UND ALLGEMEINE ANFORDERUNGEN AN STRASSEN ... 13
4.1 Straßenmarkierung 13
4.2 Baustelleninfrastruktur – Oberfläche 13
4.3 Straßenbreite und Querneigung 14
4.4 Gradienten 15
4.5 Vertikaler Radius (Kv) 17
4.6 Straßenkurven-und Kreuzungen 18
4.7 Vorbeifahr- und Wendebereiche 20
4.8 Baustelleneingang – Zufahrtsplan 22
4.9 Entwässerung 22
4.10 Kreuzungen 22
4.11 Stromfreileitungen 23
4.12 Beispielhafte Transportzeichnungen 23
4.13 Hänge und Gräben 24

5 INSTALLATIONSBEREICH 25
5.1 Anforderungen an den Installationsbereich 25
5.1.1 Allgemeine Informationen zum Installationsbereich der WEA 25
5.1.2 Beispiel für einen Installationsbereich 25
5.1.3 Befestigte Fläche für den Hauptkran q1 26
5.1.4 Befestigte Fläche für den Hilfskran q2 26
5.1.5 Befestigte Fläche für den Hilfskran q2 (am Hang) 27
5.1.6 Lagerbereich für Rotorblätter q4 und zugehöriger Arbeitsbereich q8 28
5.1.7 Arbeitsbereich q8 28
5.1.8 Befestigte Fläche für die Auslegermontage q6 und zugehöriger Arbeitsbereich q9 28
5.1.9 Arbeitsbereich q9 am Ende des Kranauslegers 29
5.1.10 Lage der WEA-Tür 29
5.2 Höhenunterschiede und Zugang zu WEA 29
5.2.1 Bereich für Halteseile 31

6 LASTEN 32
6.1 Allgemeines 32
6.2 Kranlast 32

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

6.3 Andere Lasten 33

7 TRANSPORT 34

7.1 Berechnung des Verkehrsaufkommens 34

7.2 Maximale charakteristische Lasten von Transportfahrzeugen 34

8 ANHÄNGE 35

Überarbeitungen				
Rev.	**Datum**	**Änderung**	**Verantwortlicher**	**Geprüft**
01	**02-12-2021**	**Kapitel 2 – Standortwechsel zwischen zwei aufeinanderfolgenden Turbinen hinzufügen**	**LR**	**HvB**
02	**27-01-2022**	**Kapitel 2:** - **Standortwechsel unter Berücksichtigung der Installationsreihenfolge** **Kapitel 3.4:** - **Dokumentation des Ist-Zustandes: Überschwenkbare Bereiche** **Kapitel 4.6:** - **Überschwenkbare Bereiche aktualisiert** **Kapitel 4.7:** - **Wendebereich aktualisiert** **Kapitel 5.1.2:** - **Änderung von "Baubereich" zum "Installationsbereich"** - **Änderung Abbildung 21** - **5.1.7 Arbeitsbereich q8 hinzugefügt und 6t Achlast entfernt** - **5.1.9 Arbeitsbereich q9 hinzugefügt** **Kapitel 5.2:** - **Arbeitsbereich um das Fundament von 10m auf 6m angepasst** - **Änderung Abbildung 32** **Kapitel 6.3:** - **Tabelle 9 aktualisiert**	**LR**	**HvB**

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

1 ALLGEMEIN

1.1 Zweck

Dieses Dokument enthält die Mindestanforderungen an die vom Auftraggeber bereitgestellte Baustelleninfrastruktur.

Das Dokument legt die allgemeinen Anforderungen an die Zufahrtswege, Baustraßen, Montagebereiche, Baubereiche und Installationsbereiche fest, die für den vom Auftragnehmer zu leistenden Arbeitsumfang genutzt werden müssen. Darüber hinaus definiert dieses Dokument Mindestanforderungen, die der Auftraggeber in Bezug auf Gelände und Lagerbereiche zu erfüllen hat.

Das Dokument spezifiziert außerdem die notwendigen Schritte, die der Auftraggeber in Bezug auf die Untersuchung, die Auslegung, den Bau und die Dokumentation der erforderlichen Infrastruktur zu erfüllen hat.

Einschränkungen:

Die Anforderungen in diesem Dokument basieren auf idealisierten Situationen und der Auftraggeber muss geeignete Sicherheitsfaktoren anwenden, um in der Realität auftretende Abweichungen auf der Grundlage von Erfahrung und Urteilsvermögen zu berücksichtigen.

Folglich muss der Auftraggeber bei der Anwendung dieses Dokuments die dynamischen Effekte, die Beschleunigung und Verzögerung, die geneigte und rutschige Straßenoberfläche, die Wetterbedingungen und die Schwankung des Straßenreibwertes berücksichtigen.

Da dieses Dokument die Mindestanforderungen an den Auftragnehmer festlegt, muss der Auftraggeber darüber hinaus stets die lokalen gesetzlichen Anforderungen an die Planung und den Bau der Infrastruktur berücksichtigen, wie sie in diesem Dokument definiert sind.

Der Auftragnehmer ist bereit, sich auf Verlangen des Auftraggebers mit dem Auftraggeber abzustimmen, um die Anforderungen nach Möglichkeit anzupassen. Jede Anpassung dieses Dokuments muss schriftlich dokumentiert und von den Parteien als gültig bestätigt werden.

Die Sicherheit muss in allen Situationen immer der entscheidende Faktor sein.



1.2 Anwendungs- und Geltungsbereich

Dieser Plan gilt für alle Projekte, bei denen der Auftragnehmer (oder der WEA-Lieferant, im Folgenden „Auftragnehmer“ genannt) die Transport-, Montage- und Installationsarbeiten durchführt.

Die Nichteinhaltung dieser Festlegungen kann zu erheblichen Problemen, z. B. bei Transport, Montage und Handhabung der WEA-Komponenten, führen und berechtigt den Auftragnehmer ggf. zu einer zusätzlichen Kostenentschädigung und Verlängerung der im WLV festgelegten Zeit für die Fertigstellung des Projekts.

1.3 Abkürzungen und Definitionen

TSA: Turbine Supply Agreement – WEA-Liefervertrag – Die Vertragsbedingungen

WEA: Windenergieanlage - Wie im TSA definiert

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

Abbildung 1 Zeigt die Platzierungen und Grenzen der in diesem Dokument verwendeten Begriffe.

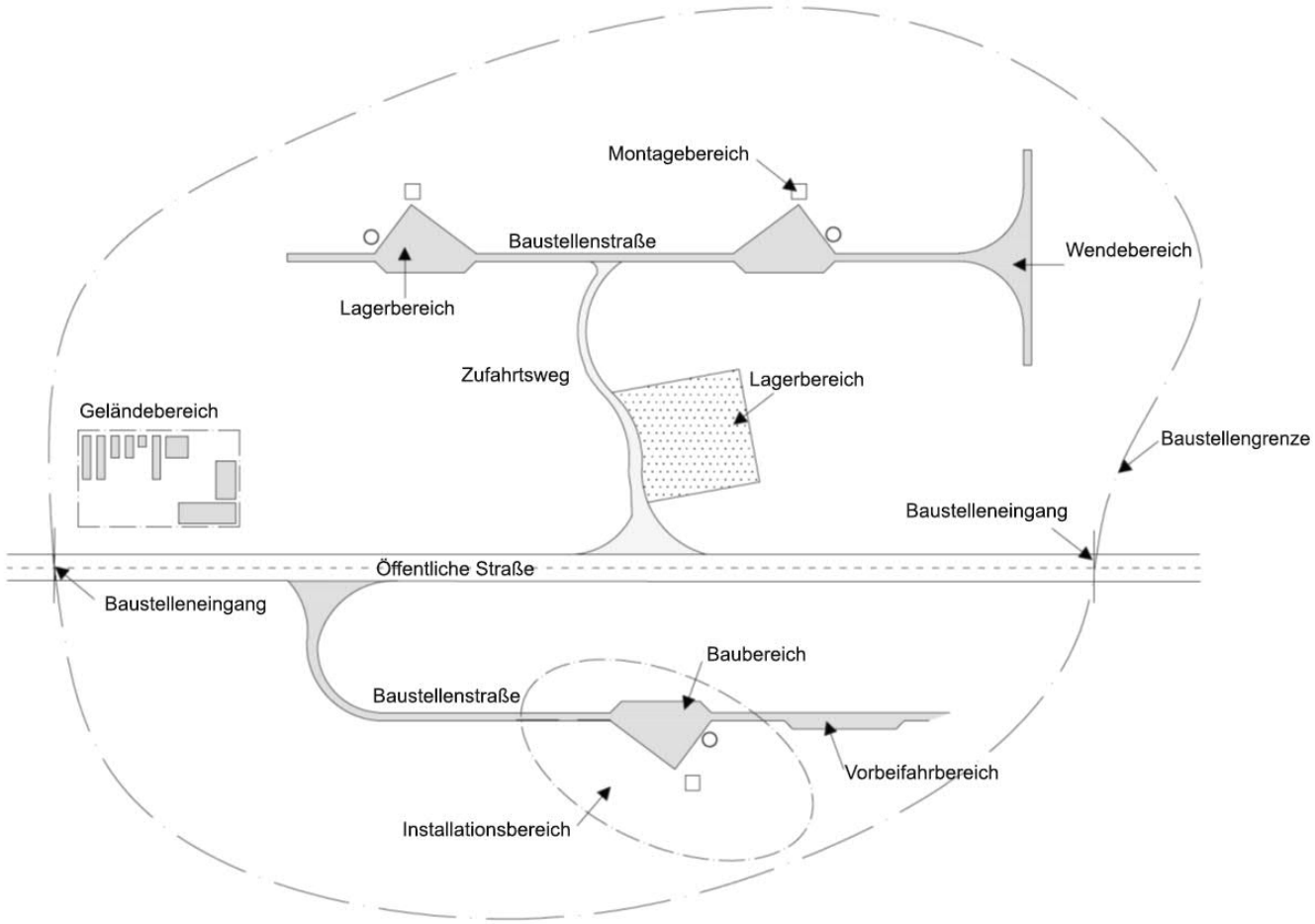


Abbildung 1: Ein Beispiel für eine Baustelle.

Definitionen:

Zufahrtsweg Straße, die die öffentliche Straße mit der Baustelle verbindet. Diese Straße kann eine öffentliche Straße oder Teil der Baustelleninfrastruktur sein.

Bereich(e) Bezeichnet je nach Kontext den Montagebereich, die Geländebereiche, den Baubereich, den Installationsbereich, den Lagerbereich, den Arbeitsbereich oder einen davon.

Montagebereich Bereich am Standort, in dem die Gondel, der Triebstrang und die Nabe gelagert und vor der Installation zusammengebaut werden können.

Hilfskran Ein Kran, der beim Auf- und Abbau des Hauptkrans hilft und den Hauptkran bei der Errichtung der WEA unterstützt.

Baubereich Der Teil des Installationsbereichs, der sich an jeder WEA-Fundamentposition befindet und für die Montage und den Betrieb der Kräne, Container für Hebezeuge, Generatoreinheit, Arbeitsbereich mit Werkzeugen und Containern usw. erforderlich ist.

Kranstellfläche Ein verbesserter/stabilisierter Bereich mit einer vorbereiteten Oberfläche, auf der Kräne arbeiten, Fahrzeuge abgestellt und Material/Komponenten gelagert werden können. Befestige Fläche ist auch ein allgemeiner Ausdruck für Baubereich. Die erforderliche Tragfähigkeit der befestigten Fläche ist in **Tabelle 8 und Tabelle 9** angegeben.

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

Installationsbereich Der gesamte Arbeitsbereich, der beim Errichten einer WEA benötigt wird. Der Bereich besteht aus mehreren Bereichen, an die jeweils unterschiedliche Anforderungen gestellt werden. Der Installationsbereich kann aus einem Montagebereich, Baubereich für die Kräne sowie Lagerbereiche und Lagerbereiche für Rotorblätter bestehen.

Kv Der Begriff Kv steht für den minimalen vertikalen Radius (kann auch als Rmin bezeichnet werden)

Hauptkran Ein Kran, der in der Lage ist, die WEA-Komponenten in die endgültige Position zu heben.

Vorbeifahrbereich Bereich, in dem Transportfahrzeuge sicher aneinander vorbeifahren können.

Öffentliche Straße Straße, die zur öffentlichen Nutzung freigegeben ist und von einer Behörde unterhalten wird.

Vormontage Montage bestimmter WEA-Komponenten, bei denen für die Installation der Hauptkran nicht benötigt wird.

Sicherer Arbeitszugang Die Beschaffenheit eines Bereichs, die einen sicheren Zugang/Ausgang und ein sicheres Arbeiten ohne die Gefahr des Ausrutschens/Stolperns/Stürzens ermöglicht.

Anforderungen hinsichtlich Wartungszeiträumen Die in diesem Dokument für die Standortstraßen und Bereiche angegebenen Anforderungen, die der Auftraggeber erfüllen muss, damit der Auftragnehmer die WEA im vereinbarten Service- und Mängelanzeigezeitraum betreiben und warten kann.

Einzelblatt-Installationsmethode Methode, bei der die Nabe und die Rotorblätter einzeln installiert werden.

Baustelle Der Ort, an dem die Installationsarbeiten ausgeführt und an den alle Materialien vertragsgemäß geliefert werden müssen.

Baustellengrenze Der Bereich, in dem die in diesem Dokument genannten Anforderungen vom Auftraggeber erfüllt werden müssen, damit der Auftragnehmer und seine Unterauftragnehmer während der Bauphase und der Service- und Mängelanzeigezeit sicher und effizient arbeiten können. Der abgegrenzte Bereich ist in **Abbildung 1** dargestellt. Falls im TSA (oder einem zum TSA gehörigen Plan) ein relevanter Routenpunkt/Übergangspunkt oder ähnliches definiert ist, gibt dieser den Beginn der Baustellengrenze an.

Baustelleneingang Der Baustelleneingang ist der offizielle Eingang zur Baustelle.

Baustellen-Infrastruktur Allgemeiner Ausdruck in diesem Dokument für alle Flächen, Straßen oder befestigten Flächen innerhalb der Baustellengrenze.

Geländebereich für Baustelleneinrichtungen Der Basisbereich für die Bauleitung und Techniker des Auftragnehmers. Der Bereich besteht aus Sanitäranlagen, Parkplätzen und Baustellenbüros. In der Regel wird der Geländebereich für Baustelleneinrichtungen mit dem Lagergeländebereich kombiniert.

Baustellenstraßen Alle Straßen innerhalb der Baustellengrenze. Dazu gehören bereits bestehende Straßen (ob öffentlich oder privat), unabhängig von der Oberfläche (z. B. Asphalt, Beton, Kies), und Straßen, die für den Windpark gebaut werden.

Lagerbereich Der Ablagebereich für WEA-Komponenten und Werkzeuge. Je nach Baustelleninfrastruktur kann der Lagerbereich in Verbindung mit dem Baubereich angelegt werden, wo er auch als Durchgangsbereich genutzt werden kann.

Lagergelände-bereich Der Basisbereich für die technische Ausrüstung des Auftragnehmers, einschließlich, aber nicht beschränkt auf, Anlagen, Mulden, Abfallentsorgung, Werkzeugcontainer, Ersatzteile und Treibstoff. In der Regel wird der Lagergeländebereich mit dem Geländebereich für Baustelleneinrichtungen kombiniert.

Transportfahrzeug In diesem Dokument verwendeter allgemeiner Ausdruck für Transportfahrzeuge für WEA- und Krankomponenten sowie für Kräne.

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

Lagerbereich Rotorblätter Bereich, in dem die Rotorblätter im Installationsbereich gelagert werden.

TE/TU Transformatoreinheit.

Wendebereich Bereich, in dem Transportfahrzeuge wenden können, um lange Rückwärtsfahrten zu vermeiden.

Arbeitsbereich Bereich, in dem sich keine Bäume, Hindernisse und Stolperfallen befinden und der so vorbereitet ist, dass sich Personen während der Arbeit ungehindert und sicher bewegen können. Bei besonders weichem/sumpfigem Untergrund kann es erforderlich sein, dass der Auftraggeber Stabilisierungsarbeiten durchführt.

2 VERANTWORTLICHKEIT UND BEFUGNIS

Der Auftraggeber muss die in diesem Plan beschriebene Baustelleninfrastruktur vertragsgemäß planen, errichten und unterhalten. Für die Planung muss der Auftraggeber ein fachkundiges geotechnisches Ingenieurbüro beauftragen, das über entsprechende lokale Genehmigungen verfügen muss.

Die Baustelleninfrastruktur muss für schwere Kräne, Schwertransportfahrzeuge und Pkw des Auftragnehmers, die an der Projektausführung beteiligt sind, während des Gewährleistungszeitraums sowie des Service- und Wartungszeitraums stets funktionsfähig sein. Alle befestigten Flächen und Baustellenstraßen sind vom Auftraggeber jederzeit (und bei jeder Witterung) in gutem Zustand zu halten, zu pflegen und instand zu setzen, z.B. wie erforderlich durch Beseitigung von Wasser, Schnee, Eis, Hagel, Schlamm, Schutt, Auffüllen von Schlaglöchern usw. Der Auftraggeber hat auch dafür zu sorgen, dass der Zugang zum Zugangspunkt der WEA stets sicher ist.

Der Auftraggeber und der Auftragnehmer sind jeweils für ihre eigene Verkehrsregelung und andere verkehrssicherheitsrelevante Maßnahmen innerhalb der Baustellengrenze verantwortlich. Der Auftraggeber hat jedoch die Gesamtverantwortung für die Verkehrsführung und andere verkehrssicherheitsrelevante Maßnahmen innerhalb der Baustellengrenze.

Werden dem Auftraggeber Zufahrtsbeschränkungen bekannt, so muss er den Auftragnehmer so bald wie möglich darüber informieren.

Für die Durchführung von Untersuchungen und Planungen entsprechend diesem Dokument bleibt der Auftraggeber stets allein verantwortlich. Anmerkungen des Auftragnehmers zu den durchgeführten Untersuchungen und Planungen entbinden den Auftraggeber in keinem Fall von seiner Verantwortung, und der Auftragnehmer haftet nicht für derartige Anmerkungen.

Da die Gewährleistung sicherer Betriebsbedingungen oberste Priorität hat, können im Zweifelsfall Änderungen an der Baustelleninfrastruktur vom Auftragnehmer verlangt werden, wenn dies aus der Risikobeurteilung des vom Auftragnehmer beauftragten HSE-Verantwortlichen und/oder der örtlichen Behörden hervorgeht. Der Auftraggeber hat dann diese Änderungen auf eigenes Risiko und eigene Kosten durchzuführen.

Unter Berücksichtigung der Installationsreihenfolge beträgt der maximale Abstand für den Standortwechsel der Krane zwischen zwei aufeinanderfolgenden Turbinen **1000 m**. Der Auftraggeber stellt dem Auftragnehmer 4 Wochen vor der endgültigen TSA-Unterzeichnung endgültige Aufstellungszeichnungen mit Turbinenpositionen und Baustellenstraßen zur Verfügung, damit der Auftragnehmer die Auswirkungen größerer Standortentfernungen auf den Vertragspreis und die Fertigstellungszeit in den Vertrag einbeziehen kann. Liegen 4 Wochen vor der endgültigen TSA-Unterzeichnung keine endgültigen Aufstellungszeichnungen vor, werden dem Arbeitgeber zusätzliche Kosten, die während der Projektdurchführung entstehen, als zusätzliche Kosten in Rechnung gestellt und der Auftragnehmer hat Anspruch auf Verlängerung der Fertigstellungsfrist gemäß den Bedingungen von der Vertrag.

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

3 ANWEISUNG UND MASSNAHMEN

3.1 Planung

3.1.1 Allgemeines

Die Planung der Baustelleninfrastruktur einschließlich aller Bereiche und befestigten Flächen muss vom Auftraggeber auf der Grundlage der Daten der Bodenuntersuchung und in Übereinstimmung mit den Gesetzen und der Gesetzgebung, die in dem Land gelten, in dem der Windpark entwickelt wird, um ein ausreichendes Maß an Sicherheit und Funktionsfähigkeit zu gewährleisten.

Die vorliegenden Dokumente beziehen sich generell auf das Eurocode-System mit den entsprechenden nationalen Anhängen für die geotechnische Bemessung und die europäischen Normen für Materialien.

Der Auftraggeber muss die Konzentration von Lasten beachten. Insbesondere ist bei der angenommenen Druckverteilung durch die ungebundenen Grundschichten Vorsicht geboten.

Die Planung muss unter Berücksichtigung der Qualität der Baumaterialien durchgeführt werden, die für die Arbeiten beschafft werden können. Die nationalen Anhänge der Eurocodes und anwendbare europäische Normen wie EN13286 geben Richtlinien hinsichtlich geeigneter Materialien für die Schaffung der Baustelleninfrastruktur vor.

Die Planung erfolgt auf Grundlage der geometrischen Anforderungen und der einwirkenden Lasten gemäß **Tabelle 8 und Tabelle 9** .

Andere Einschränkungen, z. B. Schwankungen der Witterungsbedingungen, insbesondere dort, wo die Baustelleninfrastruktur sowohl Temperaturen unter dem Gefrierpunkt als auch über dem Gefrierpunkt ausgesetzt ist, müssen bei der Planung sorgfältig berücksichtigt werden.

3.1.2 Geotechnische Untersuchungen für Straßen und befestigte Flächen

Der Eurocode 7 EN 1997-2, Erkundung und Untersuchung des Baugrunds, sowie die Spezifikation des Auftragnehmers für die Baugrunderkundung sind die maßgeblichen Regelwerke und Anforderungen, die vom Auftraggeber bei der Erhebung geotechnischer Daten anzuwenden sind. Der Auftraggeber muss bei der Planung der geotechnischen Untersuchungen sicherstellen, dass die relevanten geotechnischen Informationen ausreichen, um die ermittelten und erwarteten Projektrisiken zu beherrschen. EN 1997-2, Anhang B und die Spezifikation des Auftragnehmers liefern informative Richtlinien für das Niveau und die Planung von geotechnischen Untersuchungen.

3.1.3 Planungsmethodik

Der Auftraggeber führt die Straßenplanung entweder mit einer empirischen oder analytischen Methode durch (bei der die tatsächlichen Belastungen und Beanspruchungen im Fahrbahnaufbau berechnet und mit den zulässigen Belastungen und Beanspruchungen verglichen werden). Die Planung muss auf den Angaben zu Last und Verkehrsaufkommen in **Abschnitt 7 basieren.** Das oben beschriebene Verfahren ermöglicht eine variable Dicke zwischen den am häufigsten genutzten Teilen des Straßennetzes der Baustelle und dem Teil des Straßennetzes mit der niedrigsten Verkehrsbelastung. Bei der Planung müssen die Eigenschaften aller Straßenmaterialien sorgfältig berücksichtigt werden, einschließlich der Eigenschaften der vor Ort vorhandenen Materialien (z. B. E-Modul/CBR-Wert).

Die Bemessung der befestigten Flächen durch den Auftraggeber muss auf der Grundlage einer analytischen Ermittlung der geotechnischen Tragfähigkeit der befestigten Flächen in Verbindung mit dem Nachweis der max. zulässigen Setzungen für die Kräne (Abschnitt 6) erfolgen. Die anwendbaren Lasten und Lastverteilungsmaße sind in **Tabelle 8 und Tabelle 9** aufgeführt

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

Darüber hinaus gehört Folgendes zu den wichtigsten technischen Entwicklungsverifizierungen für die Baustelleninfrastruktur:

- Tragfähigkeitsanalyse
- Setzungsanalyse
- Schiebewiderstand
- Kipp-/Neigungssicherheit
- Hangstabilitätsanalyse
- Hydrostatische Analyse, einschließlich hydraulischem Grundbruch, Grundwasserströmung und Sickerwasseranalysen
- Entwässerungsplanung

Die Mindestverdichtung der fertig gestellten Baustelleninfrastruktur ist durch statische Plattendruckversuche nach DIN18134 oder vergleichbar wie folgt nachzuweisen, sofern keine strengeren Anforderungen durch die Planung des Auftraggebers vorgegeben sind:

Baustellenstraßen: Ev2 > = 100 MN/m2 und Ev2/Ev1< = 2,5
Befestigte Flächen: EV2 > = 120 MN/m2 und Ev2/Ev1 < = 2,5

3.2 **Planungsreferenz - Eurocode**

Zusammenfassung - Eurocode 7, EN 1997-1 : Geotechnische Bemessung, Teil 1: Allgemeine Regeln

EN 1997-1 ist als allgemeine Grundlage für die geotechnischen Aspekte der Planung von Gebäuden und Bauwerken des Tiefbaus gedacht. Die folgenden Themen werden in EN 1997-1 behandelt:

Abschnitt 1: Allgemeines
Abschnitt 2: Grundlagen der geotechnischen Auslegung
Abschnitt 3: Geotechnische Daten
Abschnitt 4: Bauüberwachung, Kontrollmessungen und Instandhaltung
Abschnitt 5: Schüttungen, Wasserhaltung, Bodenverbesserung und Bodenbewehrung
Abschnitt 6: Flächengründungen
Abschnitt 7: Pfahlgründungen
Abschnitt 8: Verankerungen
Abschnitt 9: Stützbauwerke
Abschnitt 10: Hydraulisch verursachtes Versagen
Abschnitt 11: Gesamtstandsicherheit
Abschnitt 12: Erddämme

Der EN 1997-1 sind die Anhänge A bis J beigefügt, die Folgendes beinhalten:

Anhang A: empfohlene Teilsicherheitsbeiwerte; andere Teilsicherheitsbeiwerte können durch den nationalen Anhang festgelegt werden.

Anhänge B bis J: ergänzende Informationen.

Zusammenfassung – Eurocode 7, EN 1997-2: Geotechnische Bemessung, Teil 2: Erkundung und Untersuchung des Baugrunds

EN 1997-2 ist für die Anwendung in Verbindung mit EN 1997-1 vorgesehen und enthält ergänzende Regeln zu EN 1997-1 in Bezug auf:

- Planung und Protokollierung von Baugrunduntersuchungen
- Allgemeine Anforderungen für eine Reihe von häufig verwendeten Labor- und Feldtests
- Interpretation und Bewertung von Testergebnissen
- Ableitung von Werten der geotechnischen Parameter und Koeffizienten

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

3.3 **Bauüberwachung**

Um sicherzustellen, dass die Konstruktionsbedingungen erfüllt werden, ist die Bauüberwachung entscheidend. Der Auftraggeber muss sicherstellen, dass die Bauüberwachung gemäß EN 1997-1 mit fachkundigem Personal durchgeführt wird, z. B:

- Bestätigung der Boden- und Grundwasserverhältnisse,
- Erdarbeiten, einschließlich Aushub, Kontrolle der Einbringen und Verdichtung von Material.
- HSE-Aspekte während des Baus, einschließlich Dokumentation der Sicherheit der Bauarbeiter

3.4 **Dokumentation**

Eine ordnungsgemäße Dokumentation von Planung, Bau und Qualitätskontrolle muss vom Auftraggeber sichergestellt werden. Nachfolgend ist eine nicht abschließende Liste von Dokumenten aufgeführt. Der Auftragnehmer kann verlangen, dass der Auftraggeber die Dokumentation dem Auftragnehmer oder seinen Unterauftragnehmern zur Information und eventuellen beratenden Stellungnahme vorlegt. Die Anmerkungen des Auftragnehmers zur Dokumentation von Entwurf, Bau und Qualitätskontrolle entbinden den Auftraggeber in keiner Weise von seinen vertraglichen Verpflichtungen, so dass der Auftragnehmer für diese Anmerkungen nicht haftet.

Nicht abschließende Liste von Dokumenten: Vor dem Bau der Infrastruktur: Planung von Straßen, befestigten Flächen, Lagerbereichen einschließlich:

- Grundrisszeichnungen mit Straßenverläufen, Radiusbreiten und Referenzkilometrierungen/Stationsnummerierung
- lange Straßenabschnitte (vertikaler Querschnitt an der Mittellinie)
- typische Querschnitte der Straße, die die Bauweise der verschiedenen Abschnitte der Straße zeigen (einschließlich Materialspezifikationen/Materialschichten, Querneigung und Seitenauffüllung der Böschungen)
- Auslegung des Straßenbelags, einschließlich der zugrunde gelegten Annahmen für die Tragfähigkeitsanalyse und der Ergebnisse wie Materialspezifikation und Schichtdicke usw.
- Grundrisszeichnungen mit den Abmessungen der befestigt in Flächen und Lagerbereiche
- Querschnitte der befestigten Flächen und Lagerbereiche mit Angabe des konstruktiven Aufbaus (einschließlich Materialspezifikationen/Materialschichten, Oberflächenneigungen usw.)
- Überprüfung der Tragfähigkeit und Abschätzung der Setzungen für den Bereich des Hauptkrans
- Überprüfung der Tragfähigkeit für verbleibende befestigte Flächen (Hilfskran, Montage- und Lagerbereiche)
- Im Idealfall Entwässerungsberechnungen und -annahmen, Entwässerungsaufbau, Querschnitte und Konstruktionsdetails
- Hangstabilitätsanalysen für kritische Hänge oberhalb (bergauf) und unterhalb (bergab) der Baustelleninfrastruktur
- Materialspezifikationen (z. B. für Schüttung)

Spezifikationen für die Qualitätskontrolle, z. B:

- Art und Umfang der Eignungsprüfung (z. B. Korngrößenverteilung, Proctorversuch) der Baustoffe, wie sie in den jeweils gültigen europäischen Normen gefordert wird.
- Art und Umfang der Verdichtungsversuche
- Eignungskriterien für die Verdichtung (Ev1, Ev2, Ev2/Ev1 der statischen Plattendruckversuche).
- Art und Umfang der statischen Plattendruckversuche

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

- mindestens 4 statische Plattendruckversuche pro befestigter Fläche, davon mindestens 2 Versuche im Bereich des Hauptkrans! Dem Auftraggeber ist es gestattet, die Standorte von mindestens 4 Plattendruckversuchen auf jeder befestigten Fläche festzulegen.
- mindestens 2 statische Plattendruckversuche pro 500 m Straßenlänge!

Während und nach dem Bau der Infrastruktur:

- detaillierter Lageplan der Projektbaustelle mit Angabe des Bauzustands der Straßen, befestigten Flächen, Lagerbereiche
- Dokumentation der Qualitätskontrolle und Prüfergebnisse, z. B.
  - Materialdatenblätter (z. B. Schüttung, Geotextilien)
  - Eignungsprüfungsergebnisse
  - Verdichtungsaufzeichnungen
  - Ergebnisse von Plattendruckversuchen auf Straßen, befestigten Flächen und Lagerbereichen auf Untergrund und Füllschichten
  - Bauüberwachungsaufzeichnungen
- Alle zusätzlichen Ergebnisse der geotechnischen Untersuchungen

Dokumentation des Ist-Zustands:

- Vermessungen des Ist-Zustands (Höhen, Straßenbreiten, Abmessungen der befestigten Flächen, Neigungen und Querneigungen, vertikale Radien, Abmessungen der Böschungen) und zugehörige Zeichnungen.
- Zeichnungen mit Angabe der Tragfähigkeitsgrenzen bzw. des zulässigen Bodendrucks, zulässige Achslasten und überschwenkbaren Bereiche.
- Überprüfung standortspezifischer/spezieller geotechnischer Belange (z.B. Hangstabilität, Bodenverbesserung).

Anmerkungen:

Die Prüfstellen sind unter Berücksichtigung der Ladebereiche und in Absprache mit dem geotechnischen Sachverständigen des Auftraggebers auszuwählen, um sicherzustellen, dass die Ergebnisse die repräsentativen Baugrundverhältnisse widerspiegeln.

Wenn die Baugrundverhältnisse heterogen sind, muss der Prüfplan vom geotechnischen Sachverständigen angepasst werden.

Wenn die Baugrundverhältnisse wesentlich von der geotechnischen Untersuchung abweichen, sind zusätzliche geotechnische Untersuchungen durchzuführen und die Planung ist zu überprüfen/anzupassen.

Eine gängige Vor-Ort-Prüfung ist der statische Plattendruckversuch nach DIN 18134 (oder gleichwertige internationale Norm). Die Prüfung muss mit einer Platte von geeigneter Größe, vorzugsweise mindestens 60 cm, durchgeführt werden. Dynamische Lastprüfungen können in Betracht gezogen werden, wenn zuvor eine Kalibrierung mit statischen Plattendruckversuchen durchgeführt wurde.

Generell sind Plattendruckversuche nur geeignet, um den Verdichtungsgrad von oberflächlichen Bodenschichten bis zu einer sehr begrenzten Tiefe zu ermitteln. Tiefere Bodenschichten können das Verhalten (insbesondere Tragfähigkeit und Setzungen) der Bodenstruktur unter der jeweiligen Baulast erheblich beeinflussen und müssen daher bei den konstruktiven Entwurfsüberprüfungen sorgfältig berücksichtigt werden.

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

Auf Verlangen muss der Auftraggeber Zeichnungen der Baustelleninfrastruktur im .dwg (cad) oder einem ähnlichen Format zur Verfügung stellen:

- Zeichnungen im geplanten Zustand: 20 Wochen vor vertraglich vereinbartem Montagebeginn
- Zeichnungen im fertigen Zustand 5 Wochen vor vertraglichem Montagebeginn

3.5 **Konformitätsbescheinigung**

Spätestens 4 Wochen vor Beginn der WEA-Lieferung muss der Auftraggeber eine Konformitätsbescheinigung (in Anhang 3) von einem kompetenten, eingetragenen lokalen geotechnischen Ingenieurbüro vorlegen, das bestätigt, dass die Baustelleninfrastruktur für den Zweck geeignet ist und den Anforderungen in diesem Dokument und Anhang 1 entspricht. Das geotechnische Ingenieurbüro führt die Planung der Baustelleninfrastruktur aus und ist an allen Aspekten des Baus sowie der Qualitätskontrolle der Baustelleninfrastrukturarbeiten beteiligt.

Der Auftraggeber erhält eine Bewertung der Restrisiken für die Nutzer der Infrastruktur und aller standortspezifischen Betriebseinschränkungen, die den Nutzern zur Kenntnis gebracht werden müssen.

Die Baustelleninfrastruktur unterliegt regelmäßigen Vor-Ort-Besichtigungen, die durch eine vom Auftraggeber beauftragte kompetente Person durchgeführt und in Besichtigungsprotokollen dokumentiert werden. Alle festgestellten mangelhaften Bereiche müssen wieder auf den vorgesehenen Standard gebracht werden.

3.6 **Fertigstellung**

Der Auftraggeber und das beauftragte geotechnische Ingenieurbüro führen nach Fertigstellung der Baustelleninfrastruktur eine Besichtigung durch, um sicherzustellen, dass alle Anforderungen korrekt umgesetzt wurden. Nach Beendigung dieser Besichtigung setzt sich der Auftraggeber mit dem Auftragnehmer in Verbindung, der seine unabhängige Besichtigung durchführen kann. Dies entbindet den Auftraggeber jedoch nicht von seinen in diesem Dokument dargelegten Verpflichtungen. Die Fertigstellung der Baustelleninfrastruktur und die Erfüllung der in diesem Dokument und den Anhängen aufgeführten Anforderungen ist durch die Konformitätsbescheinigung zu bestätigen

Etwaige Abweichungen müssen vom Auftraggeber bis zu dem in Anlage C – Programm/Zeitplan genannten Termin behoben werden.

3.7 **Testlauf**

Der Auftragnehmer behält sich das Recht vor, so bald wie möglich nach Fertigstellung der Baustelleninfrastruktur gemäß Programm/Zeitplan und Erhalt der Konformitätsbescheinigung einen Testlauf durchzuführen und die Baustelle zu betreten.

Art und Konfiguration des für den Probebetrieb verwendeten Fahrzeugs werden vom Auftragnehmer festgelegt.

Der Umfang und die Aussagekraft des Testlaufs sind begrenzt. Der Testlauf gibt Aufschluss darüber, ob der Transport der WEA-Komponenten zum Zeitpunkt der Durchführung des Testlaufs machbar ist. Der Testlauf dient nicht der Überprüfung der Erfüllung aller in diesem Plan genannten Anforderungen; die Überprüfung bleibt in der Verantwortung des Auftraggebers. Werden beim Testlauf Abweichungen der Baustelleninfrastruktur von den in diesem Plan genannten Anforderungen festgestellt, so muss der Auftraggeber auf seine Kosten die erforderlichen Arbeiten zur Behebung der Abweichungen vor dem Beginn der WEA-Lieferung durchführen.

Werden diese Verbesserungen nicht vor dem in Anlage C - Programm/Zeitplan angegebenen Datum für den Beginn der WEA-Lieferung durchgeführt, hat dies eine Verlängerung der Zeit für die Fertigstellung und die Erstattung der Mehrkosten für den Auftragnehmer gemäß TSA zur Folge.

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

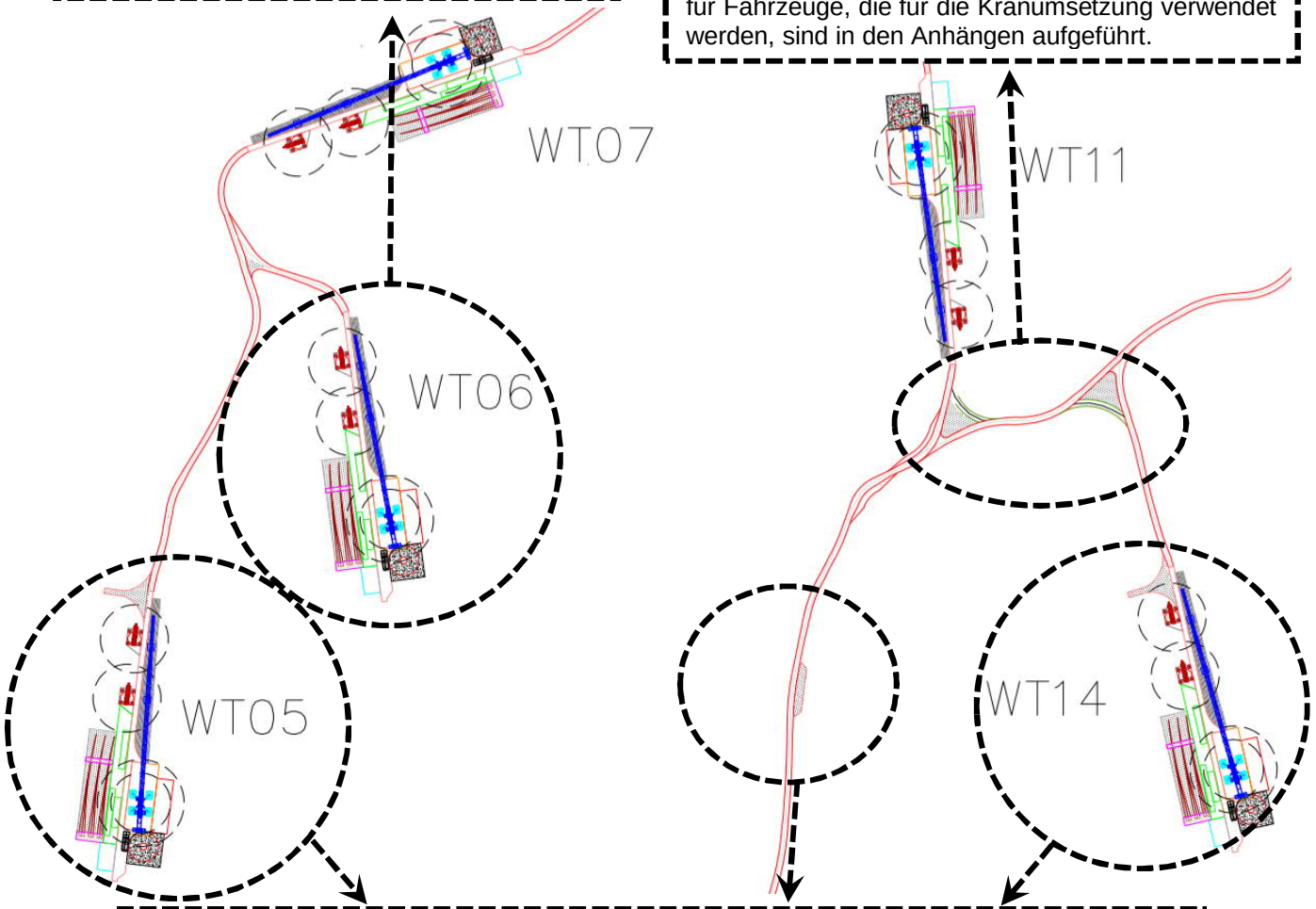
3.8 Beispiel für einen Baustellengrundriss

Die folgenden Abbildungen zeigen Beispiele der Straßeninfrastruktur für die sichere Anlieferung von Windenergieanlagen. In ausführlichen Gesprächen zwischen Auftragnehmer und Auftraggeber kann die beste und kostengünstigste Lösung gefunden werden.

Beispiel 1:
Die bevorzugte Montagemethode ist die Anlieferung aller Komponenten auf den befestigten Flächen vor Beginn der Montage, so dass Verzögerungen bei der Anlieferung vermieden werden können und ein zentraler Lagerbereich nicht benötigt wird.

Der Ausleger darf nicht über die Straße ragen, um Verzögerungen zu vermeiden, wenn der Verkehr blockiert wird.

Beispiel 2:
Straßen und Kreuzungen können so gestaltet werden, dass die Anlieferung von Komponenten aus einer Richtung möglich ist; sie müssen jedoch auch die Zufahrt aus beiden Richtungen für Kranumsetzungen ermöglichen. Fahrzeuge für die Kranumsetzung müssen direkt zwischen den befestigten Flächen hin- und herfahren können. Wenn dies nicht möglich ist, müssen Abhilfemaßnahmen einvernehmlich vereinbart werden. Einzelheiten zu Kurven und Abzweigungen für Komponenten sowie für Fahrzeuge, die für die Kranumsetzung verwendet werden, sind in den Anhängen aufgeführt.



Beispiel 3: Wendebereiche können erforderlich sein, wenn leere Lkw rückwärts über eine Straße mit einer Gradienten von über 4 % fahren müssen. **Hinweis!** Für das Rückwärtsfahren ist eine erweiterte Wegbreite von 1 m erforderlich.

Abbildung 2: Beispiel für einen Baustellengrundriss. Die detaillierte Infrastruktur der Projektbaustelle ist in Anhang J1 der Dokumentation des Auftraggebers enthalten.

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

4 STRASSENGEOMETRIE UND ALLGEMEINE ANFORDERUNGEN AN STRASSEN.

4.1 Straßenmarkierung

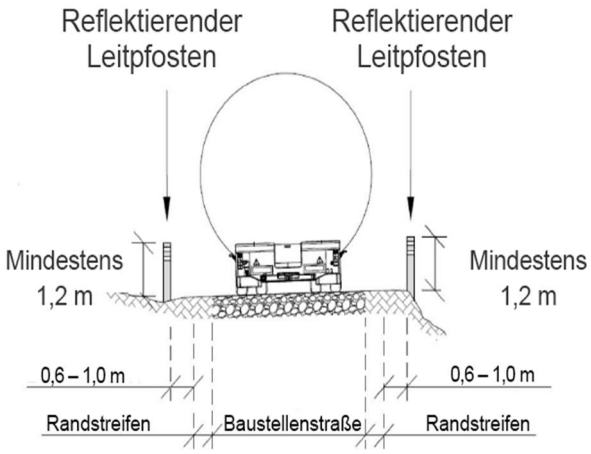


Abbildung 3: Aufstellen von Leitpfosten an der Straße.

Der Auftraggeber muss die Tragfähigkeit der Baustellenstraßen deutlich kennzeichnen (als **B** in **Abbildung 4** gekennzeichnet).

Reflektierende Leitpfosten oder ähnliche Vorrichtungen sind entlang der Straßen anzubringen. Besonderes Augenmerk gilt dabei gefährlichen und komplexen Straßenabschnitten, z. B. Auffahrten, Kurven und steilen Abhängen mit einer Tiefe von mehr als 10 Metern und einem Winkel von 45 Grad oder mehr.

Die Oberseite der Reflektoren muss sich mindestens 1,2 m über der Fahrbahnoberfläche befinden. Sie müssen 0,6 m bis 1,0 m außerhalb des Randes des Seitenstreifens in einem gleich bleibenden Abstand zum Rand der Baustellenstraße aufgestellt werden.

Die Leitpfosten dürfen auf Hauptstreckenabschnitten nicht mehr als 60 m und auf gefährlichen und komplexen Straßenabschnitten nicht mehr als 30 m voneinander entfernt sein. Engere Abstände können erforderlich sein, wenn die Risikobeurteilung des vom Auftragnehmer beauftragten HSE-Verantwortlichen dies rechtfertigt. Bei Kurvenabschnitten wird ein Paar Markierungen verwendet, um den Anfang und das Ende des Kurvenabschnitts sowie den Scheitelpunkt der Kurve zu kennzeichnen.

Für bestimmte Komponentenlieferungen müssen eventuell Leitpfosten entfernt werden (z. B. um das Überschwenken der Rotorblätter zu ermöglichen). In solchen Fällen muss der Auftraggeber dafür sorgen, dass sie entfernt und wieder aufgestellt werden.

4.2 Baustelleninfrastruktur – Oberfläche

Um eine geeignete Oberfläche für den Betrieb während der Durchführung der Arbeiten zu gewährleisten, muss die Baustelleninfrastruktur in Übereinstimmung mit den Spezifikationen dieses Dokuments, den anwendbaren Baunormen und den Gesetzen und Rechtsvorschriften, die in dem Land gelten, in dem der Windpark entwickelt wird, entworfen und gebaut werden. Der Auftraggeber muss regelmäßige Inspektionen und Wartungsmaßnahmen durchführen, um sicherzustellen, dass die Straßen und befestigten Flächen stets einsatzbereit sind. Zum Beispiel:

- Die Oberflächen der Baustelleninfrastruktur müssen in geeigneter Weise instand gehalten werden, um zu verhindern, dass große Steine zu Schäden an Kränen und anderen Fahrzeugen führen.
- Große Schlaglöcher können Schäden an Kränen und anderen Fahrzeugen verursachen und stellen im Extremfall auch eine Gefahr für Fahrzeugführer dar. Daher muss die Baustelleninfrastruktur jederzeit gemäß dieser Spezifikation und Anhang 1 instand gehalten werden, um sicherzustellen, dass keine größeren Schlaglöcher als die in **Abbildung 6** dargestellten vorhanden sind.
- Der Auftraggeber ist für das Vorhandensein von Systemen verantwortlich, die verhindern, dass übermäßig viel Schmutz/Schutt auf die öffentlichen Straßen gelangt, z.B. wie erforderlich durch Kehren der Straßen oder die Bereitstellung von Radwaschanlagen. Der Auftragnehmer muss mit dem Auftraggeber und anderen Subunternehmern in Bezug auf solche Arbeitssysteme zusammenarbeiten.

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

- Vorbeugende Maßnahmen zur Reduzierung von luftgetragenen Staubpartikeln, z. B. regelmäßiges Wässern, müssen bei trockenen Bedingungen durchgeführt werden, um die Sicht für Fahrer auf der Baustelle zu gewährleisten und die Staubbelastung in benachbarten Gebieten zu verringern.
- Entwässerungssysteme müssen in gutem Zustand gehalten werden, um übermäßigen Verschleiß, Aufweichung des Materials oder Unterspülung von bebauten Flächen zu verhindern.

Die Straßenplanung, der Bau und die Instandhaltung durch den Auftraggeber müssen sicherstellen, dass die Straßenoberfläche unter allen Bedingungen eine ausreichende Traktion ermöglicht, sodass eine einzelne Zugmaschine des Komponentenanhängers in der Lage ist, alle Komponenten bis zu einer Steigung von 8 % ohne weitere Hilfe eines Schub-/Zugfahrzeugs zu transportieren (oder bis zu 15 % mit einem zusätzlichen 8x4-Zugfahrzeug). Kann zum Zeitpunkt des Transportes keine geeignete Traktion erreicht werden, so geht der gesamte zusätzliche Zeit- und Kostenaufwand zu Lasten des Auftraggebers.

4.3 Straßenbreite und Querneigung

Aufgrund der Lasten der Transportfahrzeuge muss der Auftraggeber für eine ausreichende Breite der Randstreifen sorgen, um die volle Tragfähigkeit und einen sicheren Abstand zu Böschungen für die Straße mit der deutlich gekennzeichneten Breite **B** zu gewährleisten.

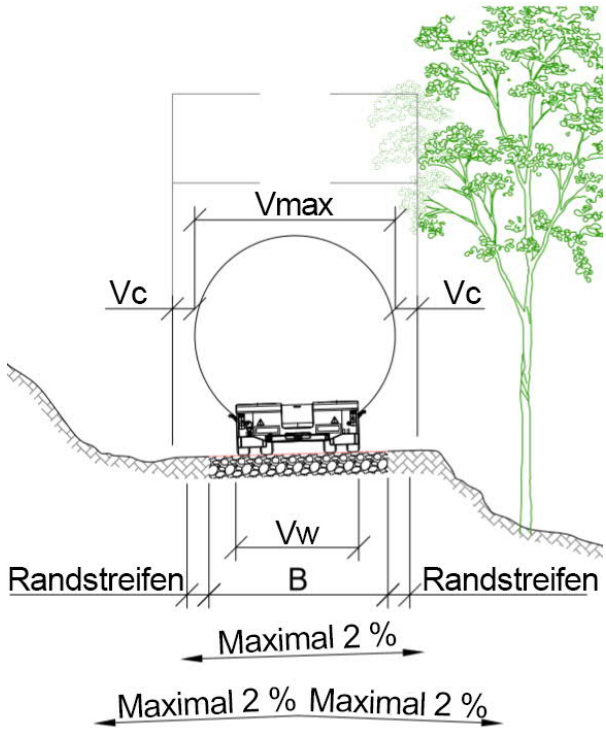


Abbildung 4: Straßenbreite und Querneigung.

Min. Breite bei **voller Tragfähigkeit** = B	4,5 m
Breite der Randstreifen	X m*
Breite des Lkw = Vw	3 m
Min. Abstand auf beiden Seiten = Vc	0,5 m
Breite der Komponente = Vmax	Siehe Anh. 1
Max. seitliche Neigung – Gewöhnliches Straßenprofil	Siehe Tabelle 2
Max. seitliche Neigung – Straßendeckenprofil (beide Seiten)	Siehe Tabelle 2
Min. lichte Höhe für den Transport von Komponenten	Siehe Anh.1 Höhe + 1,50m
Min. lichte Höhe bei der Kranumsetzung (Zufahrt/Baustellenstraße zur ersten WEA bzw. zum ersten vollständig abgerüsteten Kran für alle Baustellenstraßen)	6 m
Min. lichte Höhe (Baustellenstraßen zwischen Windenergieanlagen, teilweise abgerüstet mit 20 t Achslast)	18 m**
Min. lichte Höhe (Baustellenstraßen zwischen Windenergieanlagen, teilweise abgerüstet mit 26 t Achslast)	8 m**

Tabelle 1: Anforderungen an Baustellenstraßen.

**Die Breite des Randstreifens wird durch die Planung des Auftraggebers festgelegt. Es liegt in der Verantwortung des Auftraggebers, die Randstreifen zu entwerfen, einschließlich des Nachweises der Stabilität gegen Hangrutschen, so dass die Randstreifen eine ausreichende Unterstützung für die 4,5 m breite Fahrbahnfläche und einen sicheren Abstand zu angrenzenden Hängen bieten. In jedem Fall muss ungeachtet des oben genannten Ingenieurnachweises bei gefährlichen angrenzenden Böschungen der Mindestabstand zwischen der*

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

tragenden Straße und dem Böschungsrand 1m für Fahrzeugachslasten von max. 12 t und 2 m für Fahrzeugachslasten von mehr als 12 t betragen. Zusätzliche Anforderungen können durch lokale HSE-Vorschriften und/oder die Risikobeurteilung des HSE-Verantwortlichen des Auftragnehmers festgelegt werden.

*** Angabe der Achslast für Baustellenstraßen ohne Gradienten. Bei Baustellenstraßen mit Gradienten erhöht sich der Achsdruck durch die Verschiebung des Schwerpunkts bei Bergauf-/Bergabfahrt, Bremskraft usw. Zusätzliche Lasten müssen vom Straßenplaner hinzugerechnet werden.*

HINWEIS: In für das Rückwärtsfahren vorgesehenen Bereichen und in Bereichen, für die Schub-/Zugfahrzeuge wie in **Abschnitt 4.4** beschrieben erforderlich sind, muss die Straßenbreite um mindestens 1 m vergrößert werden. Weitere Anforderungen für das Rückwärtsfahren und den Einsatz von Schub-/Zugfahrzeugen finden Sie in **Abschnitt 4.4**

Anforderungen an die Querneigung		
Gerade Straßen		**Kurven**
Einfache Querneigung	**Doppelte Querneigung (dachförmig)**	**Einfache Querneigung *(Doppelte Querneigungen sind in Kurven nicht zulässig)***
2%	2% + 2%	2%

Tabelle 2: Anforderungen an die Querneigung

4.4 Gradienten

Anforderungen an Gradienten und Schub-/Zugbetrieb	**Maximale Gradiente ohne Schub-/Zugfahrzeug**	**Maximale Gradiente mit Schub-/Zugfahrzeug**
Für Transporte von WEA-Komponenten	8%	15%
Für das Rückwärtsfahren	4%	-
Kran (Hauptaufbau) Teilweise abgerüstet	8%	13%
Kran (Hauptaufbau) Vollständig abgerüstet	8%	15%
Krankomponenten	8%	15%

Tabelle 3: Maximale Gradienten mit und ohne Schub-/Zugfahrzeuge.

Die obigen Anforderungen basieren auf einem Gittermastkran, da dieser voraussichtlich der für dieses Projekt verwendete Krantyp ist. Sollte ein anderer Krantyp erforderlich sein oder vorgeschlagen werden, muss der Auftragnehmer die Anforderungen mit dem Auftraggeber vor Vertragsbeginn besprechen und vereinbaren.

Schub-/Zugfahrzeuge

Schub-/Zugfahrzeuge sind nicht im Vertragspreis enthalten. Wenn die Gradienten mehr als 8 % betragen, werden die Kosten für Schub-/Zugfahrzeuge dem Auftraggeber als zusätzliche Kosten in Rechnung gestellt, und der Auftragnehmer hat Anspruch auf eine Verlängerung der Fertigstellungsfrist gemäß den Vertragsbedingungen.

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

Der Einsatz von Schub-/Zugfahrzeugen ist in hohem Maße von den Standortbedingungen abhängig, wie z. B. Länge der Gradienten, gerade/gekrümmte Straßen, Qualität der Straßenoberfläche und Wetterbedingungen. Bei Gradienten von mehr als 8 % und bis maximal 15 % muss ein Schub-/Zugfahrzeug (wie in Abbildung 5 dargestellt) vor Ort sein. Fälle von Gradienten über 15% müssen von Fall zu Fall beurteilt werden. Für den sicheren Transport von Komponenten auf solchen Gradienten von mehr als 15 % sind besondere Bedingungen erforderlich, um eine durchgängig ausreichende Traktion zu gewährleisten, u. a. die Verwendung spezieller Zugfahrzeuge und eine gebundene Fahrbahnoberfläche (Asphalt oder Beton) über die gesamte Länge der Steigung plus die Länge des Fahrzeugs am oberen und unteren Ende der Gradienten. Sofern nicht ausdrücklich anders angegeben, umfasst der Leistungsumfang des Auftragnehmers das Umsetzen des Krans in einer teilweise abgerüsteten Konfiguration (20 t Achslast) für alle WEA-Standorte, jedoch NICHT die Schub-/Zugfahrzeuge zum Umsetzen des Krans. Falls erforderlich, kann der Auftragnehmer mit dem Auftraggeber zusammenarbeiten, um die Bereiche auf der Baustelle zu definieren, für die entweder ein Schub-/Zugfahrzeug und/oder eine vollständige Abrüstung des Krans erforderlich sind.
Die Gradienten, die tatsächlich bewältigt werden können, sind abhängig von der Beschaffenheit der Straße und der Instandhaltung und damit von den Baustellenbedingungen zum Zeitpunkt des Transports. Der Nachweis verschiedener anderer Straßeneigenschaften muss durch die Planungs-, Bau- und Qualitätssicherungsmaßnahmen des Auftraggebers sichergestellt werden. Beide Parteien überprüfen dann während der Transport- und Montagephase regelmäßig den Straßenzustand, um sicherzustellen, dass die Straßen vom Auftraggeber in dem Zustand gehalten werden, wie er in dieser Spezifikation sowie Anlage 1 beschrieben ist und wie zum Zeitpunkt des Probebetriebs vereinbart.

Zulässige Gradienten für das Rückwärtsfahren sind abhängig vom Fahrzeugtyp, der Straßenbreite, der Beschaffenheit der Straße und davon, ob es sich um eine Steigung oder ein Gefälle handelt.

Die maximale Gradiente beträgt 4 % bei Rückwärtsfahrt bergauf sowie bergab auf geraden Straßen von 5,5 m Breite, unter normalen Betriebsbedingungen beträgt die maximale Straßenlänge 500 m. Normale Betriebsbedingungen beziehen sich auf den Transport unter allen Witterungsbedingungen, Straßenbreiten gemäß Abschnitt 4.3 und die sich aus eigener Kraft bewegenden Transportmittel.

Alle Rückwärtsfahrmanöver bei Gradienten über 4 %, ob bergab oder bergauf, müssen dem Auftragnehmer zur Kenntnis gebracht und von Fall zu Fall beurteilt werden. Beim Rückwärtsfahren bergauf können auf einer kurzen geraden Strecke (maximal 2 Lkw-Längen) auf einer 6 m breiten Straße mit ausreichender Traktion und mit Hilfe eines Zugfahrzeugs potentiell Gradienten von 8 % bewältigt werden (ausgenommen Rotorblätter, da Schub-/Zugfahrzeuge bei rückwärtsfahrenden Rotorblatt-Lkw nicht verwendet werden können). Beim Rückwärtsfahren bergab können auf einer kurzen geraden Strecke (maximal 2 Lkw-Längen) auf einer 6 m langen Straße mit ausreichender Traktion (ausgenommen Rotorblätter) Steigungen von 6 % potenziell bewältigt werden.

Standorte, die Rückwärtsfahren und Schub-/Zugfahrzeuge erforderlich machen, werden im Rahmen der Standortbesprechung vorab festgelegt.

.

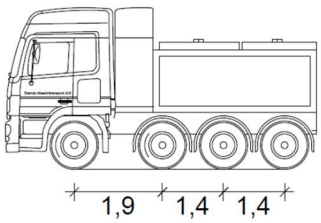


Abbildung 5: Beispiel eines standardmäßigen 8x4-Zugfahrzeugs (4 der 8 Räder werden vom Motor angetrieben).

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar



Abbildung 6: Eine gut instandgehaltene Baustellenstraße darf keine Schlaglöcher aufweisen, die tiefer als 30 mm sind und/oder eine Verteilung/Anhäufung von Schlaglöchern, die nach vernünftigem Ermessen des Auftragnehmers ungeeignete oder unsichere Fahrbedingungen zur Folge haben.



Abbildung 7: Beispiel für eine gut gepflegte Schotterstraße mit einem Gefälle für die richtige Entwässerung.

4.5 Vertikaler Radius (Kv)

Der vertikale Radius (Kv) definiert, wie schnell sich die Gradiente der Baustellenstraße ändern kann. Wenn der vertikale Radius zu klein ist, besteht die Gefahr, dass Komponenten aufsetzen und zu hohe Kräfte auf die Transportfahrzeuge einwirken. **Die in diesem Dokument und in Anhang 1 angegebenen Kv-Werte stehen für den minimal zulässigen vertikalen Radius.**

Der Basis-Kv-Wert für diese WEA-Konfiguration ist in **Anhang 1** angegeben.

Auf steileren Straßenabschnitten müssen die WEA-Komponenten tiefer transportiert werden, um den Schwerpunkt auf einem sicheren Niveau zu halten. Infolge dieser Änderung der Transporthöhe muss der Kv-Wert für diese steileren Straßenabschnitte erhöht werden.

Es ist wichtig zu beachten, dass Transportgeräte die Höhe der Komponenten nur auf einer ebenen (< 2 % Gradiente) Strecke (1 x Lkw-Länge) einstellen können. Das bedeutet, dass vor und nach jeder Änderung des Kv-Wertes eine ebene Strecke (< 2 % Gradiente) vorhanden sein muss. Wenn es nicht möglich ist, die geforderte ebene Strecke bereitzustellen, muss die Planung so geändert werden, dass der größere Kv-Wert verwendet werden kann. Die Werte für verschiedene Gradienten sind unten in **Tabelle 4** aufgeführt.

Der Basis-Kv-Wert ist in Anhang 1 angegeben.

Gradiente	Vertikaler Radius (Kv)
0 % bis 10 %	Basis-Kv-Wert (angegeben in Anhang 1)
10 % bis 15 %	Basis-Kv-Wert + 200 m

Tabelle 4. Für Gradienten angepasste Kv-Werte

Kleine Abweichungen vor Ort können einen großen Einfluss auf den Kv-Wert haben. Um sicherzustellen, dass punktuelle Abweichungen in der Straßenoberfläche den Gesamt-Kv-Wert eines Straßenabschnitts nicht beeinflussen, müssen die Kriterien in Tabelle 5 und Abbildung **8** erfüllt werden.

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

Kv (m)	x (mm)	Differenz (x)
350	320	Für einen gegebenen Kv-Wert darf die maximale Abweichung von einer geraden, 30 Meter langen Linie, die zwischen zwei beliebigen Punkten gezogen wird, nicht größer als der „x"-Wert für diesen Kv-Wert sein.
400	280	
450	250	
500	225	
600	190	
800	140	
1000	110	

Tabelle 5. Werte, die für die Beurteilung des Kv herangezogen werden müssen.

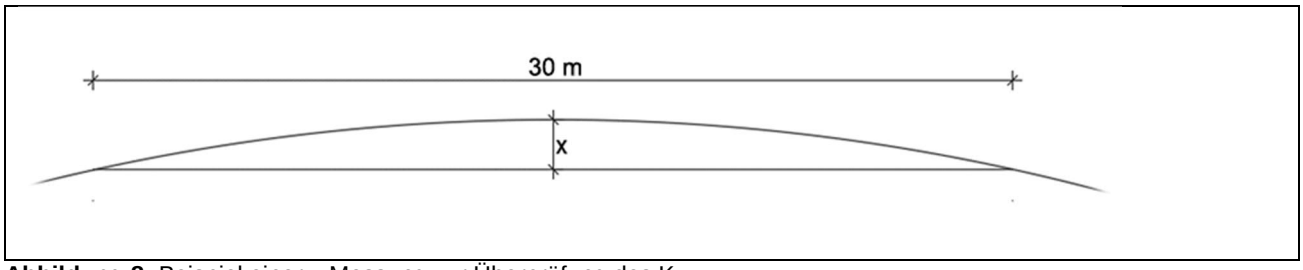
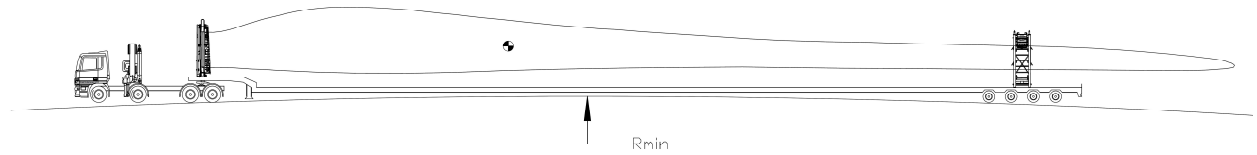
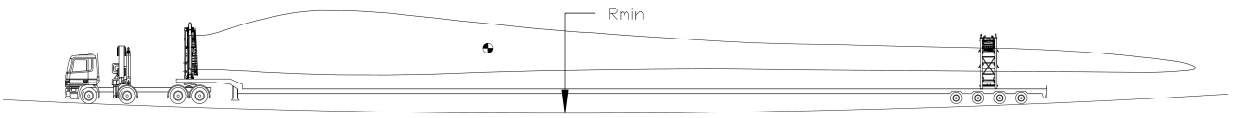


Abbildung 8: Beispiel einer x-Messung zur Überprüfung des Kv.



Konvexer vertikaler Radius



Konkaver vertikaler Radius
Abbildung 9: Vertikaler Radius. (Kv)

4.6 Straßenkurven-und Kreuzungen

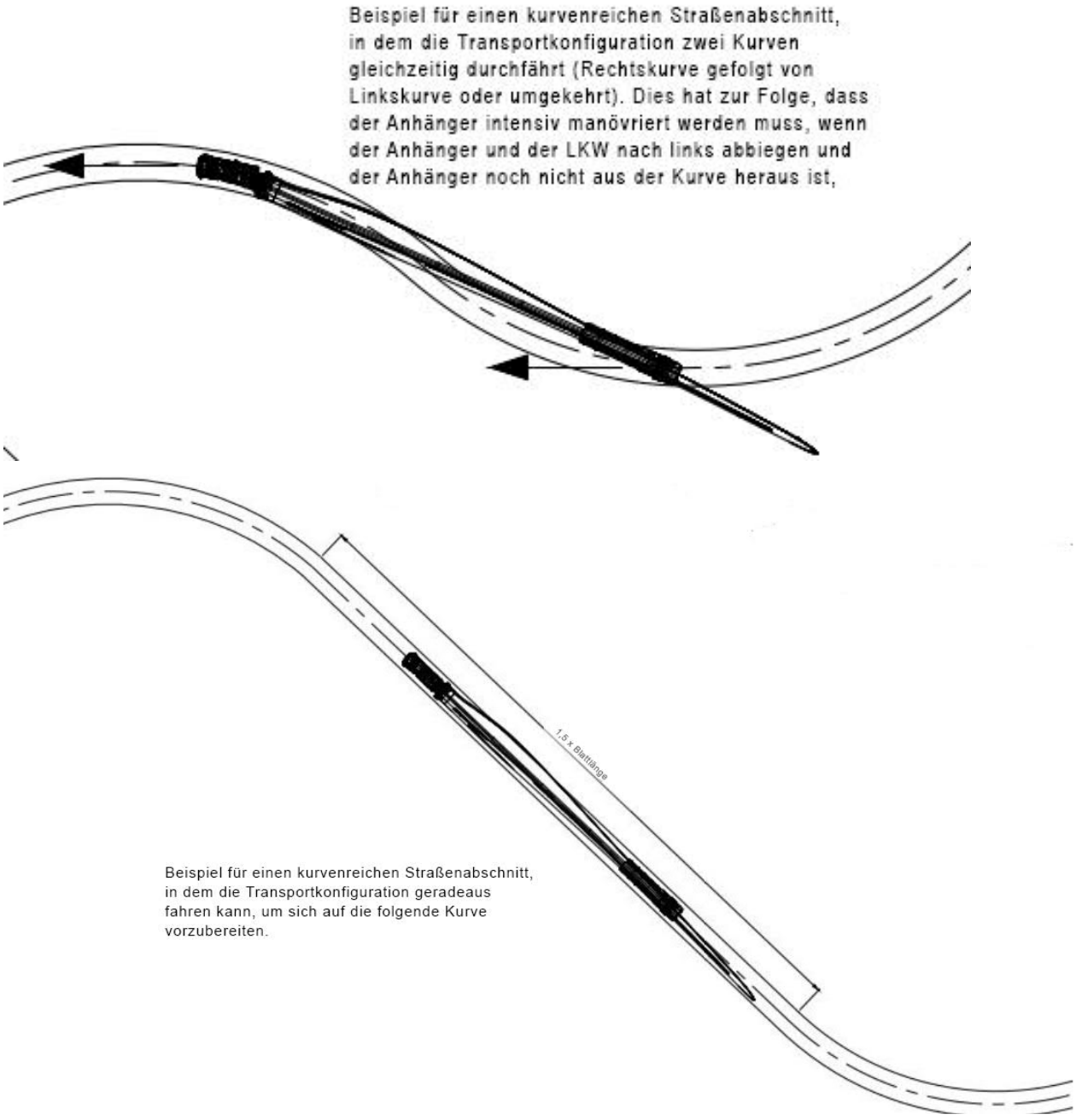
Um einen sicheren Betrieb für die während der Bau-/Montagearbeiten eingesetzten Fahrzeuge zu gewährleisten, müssen Kurven und Kreuzungen vom Auftraggeber gemäß den Anforderungen in **Anhang 2** gebaut werden. Zusätzlich:

- Straßenkurven, die enger als **90 Grad** sind, müssen unter Umständen kundenspezifisch ausgelegt und unter Bezugnahme auf die tatsächlichen Transportgeräte im Detail besprochen werden.
- Die Längsneigung um Kurven sollte maximal 4 % betragen.

Zwischen Kurven, die von links nach rechts oder umgekehrt verlaufen, sollte immer das 1,5-fache der Rotorblattlänge liegen. Dies ermöglicht es den Fahrern, das Transportfahrzeug vor dem Einfahren in die nächste Kurve auszurichten.
Es ist potentiell gefährlich, eine Kurve anzusteuern, die in die entgegengesetzte Richtung verläuft wie die Kurve, auf der der Anhänger noch fährt.

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar



Beispiele für den Mindestabstand zwischen Straßenkurven auf einer kurvenreichen Straße.

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

4.7 Vorbeifahr- und Wendebereiche

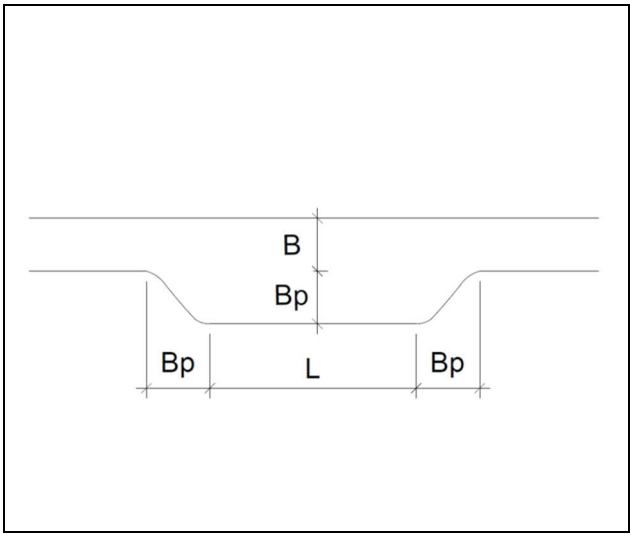


Abbildung 10: Beispiel für einen Vorbeifahrbereich für Lkw.

Je nach Straßenführung, Logistik und Wahl der Anordnung von befestigten Flächen müssen Vorbeifahr- und/oder Wendebereiche in den **Entwurf der Baustelleninfrastruktur mit einfließen. Alle 500 m müssen** entlang des Zufahrtswegs und auf der Baustelle nach Bedarf und abhängig vom endgültigen Grundriss der Baustelle Vorbeifahrbereiche eingerichtet werden. Sollte dies zu Schwierigkeiten in der Ausführung führen, unterstützt der Auftragnehmer den Auftraggeber bei der Ermittlung anderer Möglichkeiten, um einen reibungslosen Verkehrsfluss zu gewährleisten, z.B. durch ein Einbahnstraßensystem.

Anforderung	Wert
Länge des Vorbeifahrbereichs (L)	35 m
Breite des Vorbeifahrbereichs (Bp)	6 m

Tabelle 6: Anforderungen an die Bemessung von Vorbeifahrbereichen.

Dort, wo Sackgassen gebaut werden oder beladene Transporte vor der Anlieferung im Installationsbereich wenden müssen, sind Wendebereiche erforderlich, um langes Rückwärtsfahren zu vermeiden.
Anforderungen in Bezug auf Wendebereiche siehe **Abbildung 11 und Abbildung 12**.
Es ist eine Besprechung zwischen dem Auftraggeber und dem Auftragnehmer erforderlich, um festzulegen, welche Wendebereiche für be- und entladene Lkw eingerichtet werden sollen.

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

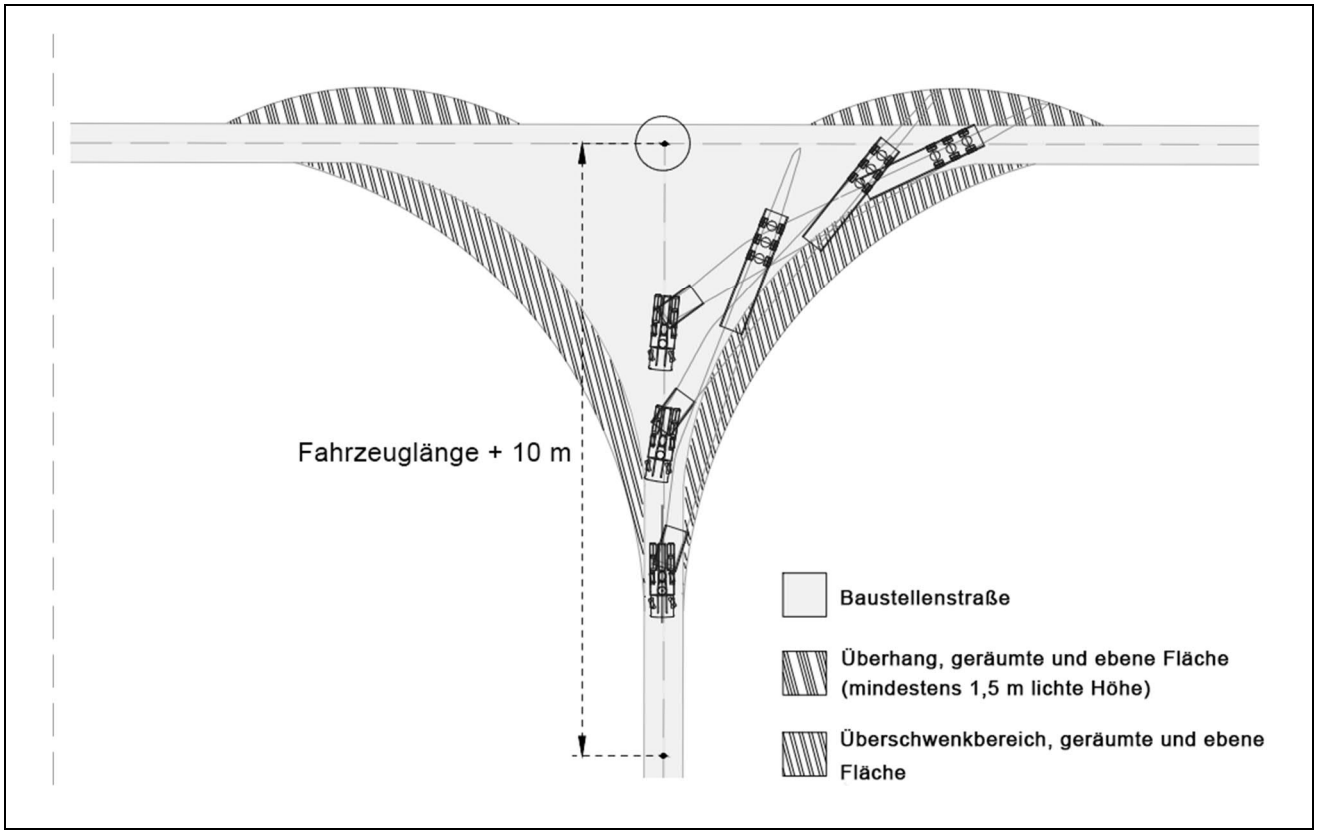


Abbildung 11: Wendebereich für **beladene Lkw**. Die schraffierten Bereiche müssen von Hindernissen befreit und nivelliert werden, um ein Überschwenken/einen Überhang während des Transports zu ermöglichen. Straßenkurven und Kreuzungen zur Bemessung der Wendebereiche siehe **Anhang 2**.

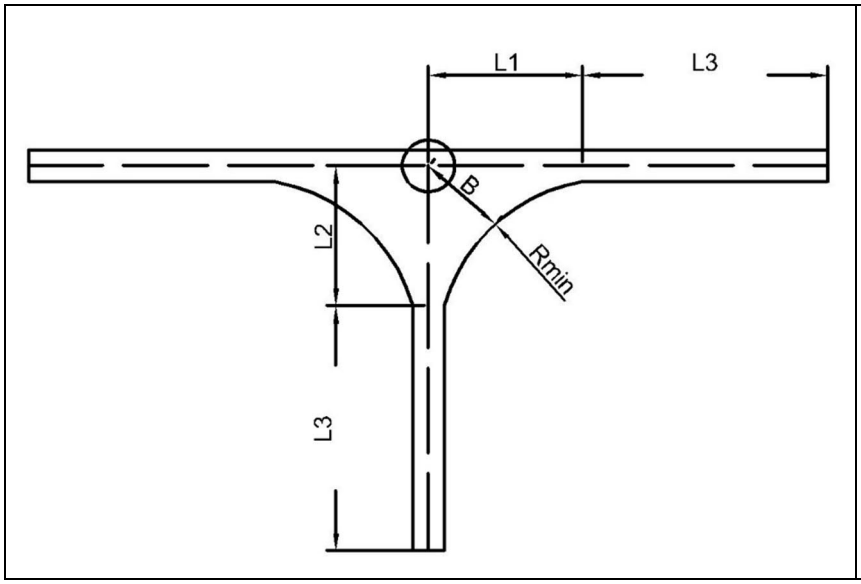


Abbildung 12: Wendebereich/Kreuzung für leere Lkw und Kranumsetzung.

Winkel X	90 °
R min	25 m
B	12 m
L1	22 m
L2	20 m
L3	35 m

Tabelle 7: Anforderungen an Wendebereich für leere Lkw und/oder Kranumsetzung.

Die Wendebereiche müssen mit dem Auftragnehmer vereinbart und die vereinbarten Standorte in Anlage J1 aufgeführt werden.

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

4.8 Baustelleneingang – Zufahrtsplan

Transportfahrzeuge kommen normalerweise während der Dunkelheit an der Baustelle an; daher kann es sein, dass sie erst bei Tageslicht sicher in die Baustelle einfahren können. Dies hängt von der Komplexität der Baustelle ab, z. B. enge Kurven, exponierte Straßenabschnitte, hohe Gradienten usw.

Ebenso kann es vorkommen, dass Transportfahrzeuge aufgrund widriger Witterungsbedingungen die Baustelle nicht erreichen können.

Um sicherzustellen, dass die Baustellenstraßen für andere Baustellen- oder Rettungsfahrzeuge frei gehalten werden, kann eine Ausweichfläche erforderlich sein. Der Haltebuchtbereich muss so groß sein, dass ein Konvoi von 3 Rotorblatt-Lieferfahrzeugen sicher parken kann, während andere Fahrzeuge ungehindert zur Baustelle gelangen können. Der Bedarf, die Lage und die Größe dieses Bereichs müssen zwischen dem Auftraggeber und dem Auftragnehmer vereinbart werden, bevor die Bauarbeiten an der Baustelleninfrastruktur beginnen.

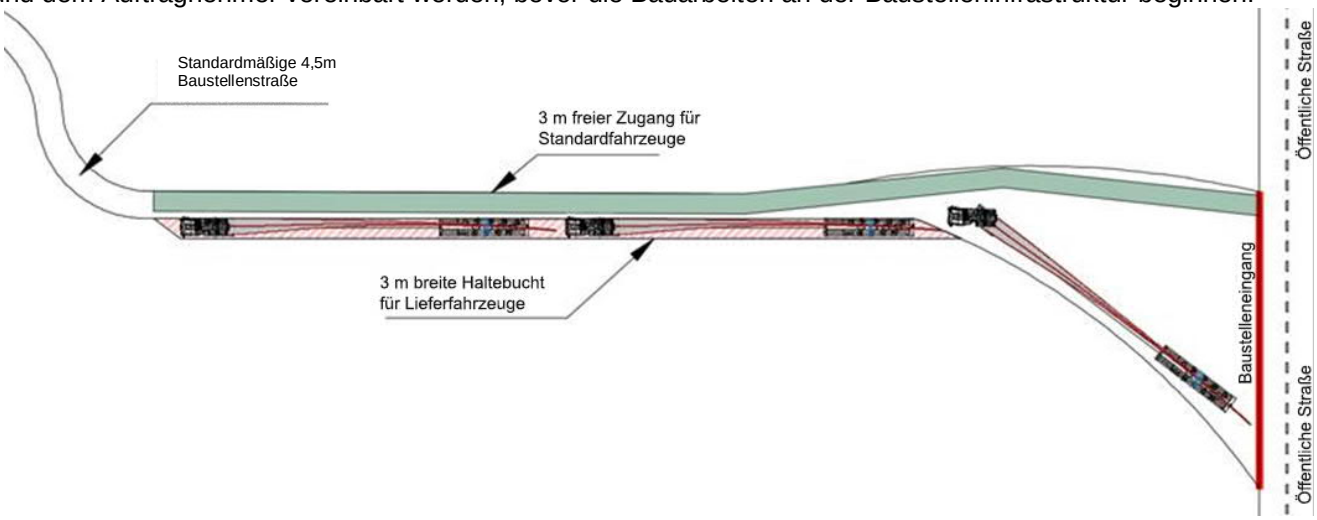


Abbildung 13: Beispiel für einen Haltebuchtbereich für 3 Rotorblatt-Lieferfahrzeuge am Eingang der Baustelle, der ein sicheres Parken ermöglicht, ohne Baustellenstraßen zu blockieren.

4.9 Entwässerung

Schlechte Wasserablaufbedingungen können die Funktion und Sicherheit der Baustellenstraßen und befestigten Flächen beeinträchtigen, da dies zu einer Aufweichung der tragenden Materialien und Oberflächenschichten sowie zu Erosion, Unterspülung, schlechter Traktion und Bildung tiefer Rinnen führen kann. Entlang der Baustellenstraßen und befestigten Flächen muss vom Auftraggeber eine ausreichende Entwässerung eingeplant werden, um die Nutzbarkeit der Baustellenstraßen und befestigten Flächen unter allen Witterungsbedingungen zu gewährleisten. Für den Bau der Baustelleninfrastruktur müssen geeignete Materialien ausgewählt werden, um die Entwässerung zu ermöglichen und die direkten Auswirkungen verschiedener Wetterbedingungen auf die Nutzbarkeit der Baustraßen und befestigten Flächen zu reduzieren.

4.10 Kreuzungen

Der Auftraggeber veranlasst die statische Beurteilung und ggf. Verstärkung von Erdarbeiten und Brücken auf der Baustelle an Kreuzungspunkten von Rohrleitungen und anderen unterirdischen Leitungen. Die Bemessung der erforderlichen Verstärkung erfolgt auf der Grundlage der in Tabelle 10 angegebenen Lasten.
Wenn Kabel die Baustellenstraßen kreuzen müssen, sind an den entsprechenden Stellen Leerrohre zu verlegen. Die Kabelgräben müssen eingebettet und mit geeignetem Material verfüllt werden. Insbesondere beim Kreuzen von Gas- und/oder Wasserleitungen müssen diese vor Transportbeginn überprüft werden.

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

4.11 Stromfreileitungen

Alle Niederspannungs-/Hochspannungs-Strom- oder Kommunikationsleitungen, die Baustellenstraßen kreuzen, müssen vom Auftraggeber angehoben werden, um die in der nachstehenden Tabelle angegebene lichte Höhe zu erreichen:

Spannung	Sicherheitsabstand von Stromfreileitungen Siehe DIN VDE 0105 oder geltende nationale Normen
Bis zu 1 kV	1 Meter
Bis zu 110 kV	3 Meter
Bis zu 220 kV	4 Meter
Bis zu 380 kV	5 Meter

4.12 Beispielhafte Transportzeichnungen

Die folgenden Abbildungen zeigen beispielhafte Arten von Transportfahrzeugen, die für den Transport von Komponenten verwendet werden.
Weitere Informationen finden Sie im Dokument mit der **Streckenübersicht**.

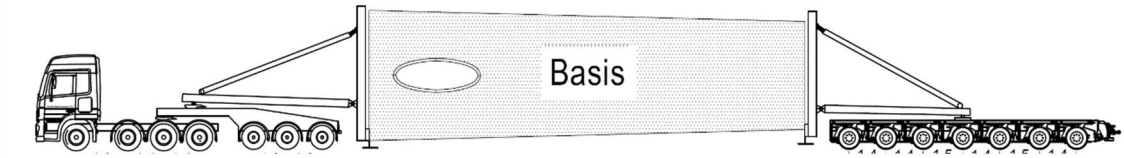


Abbildung 14: Selbstentladender Turmtransport in Klemmvorrichtungen.

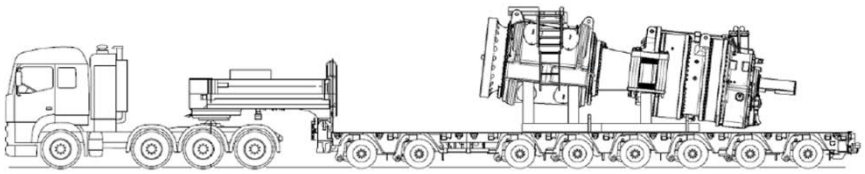


Abbildung 15: Transport des Triebstrangs



Abbildung 16: Transport von Nabe und Spinner

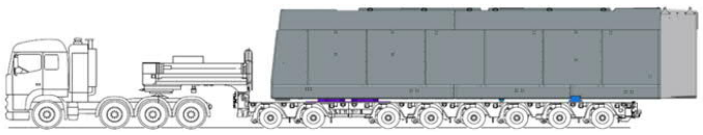


Abbildung 17: Gondeltransport auf Sattelaufliegern

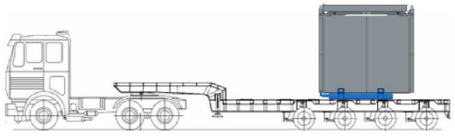


Abbildung 18: Trafoeinheit auf einem Tieflader.

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

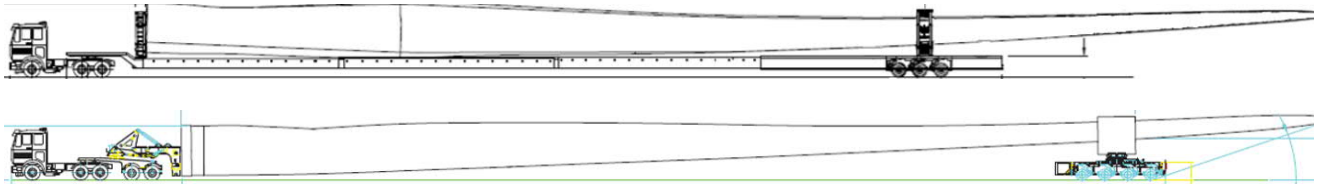
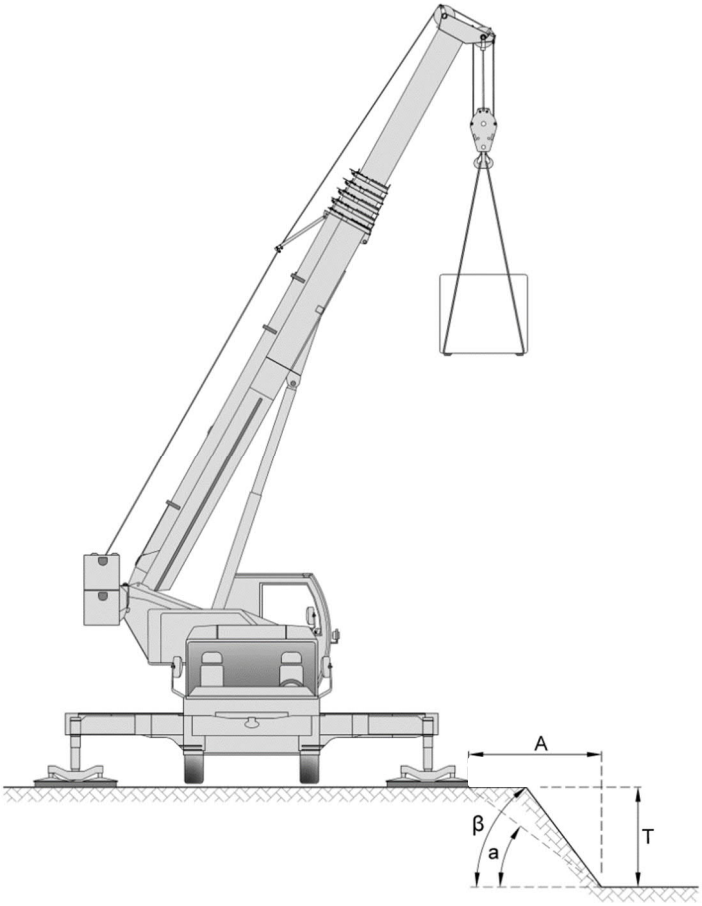


Abbildung 19: Rotorblatttransport auf einem „Superwing Carrier“ (nur SG155) oder mit einem „Dolly-System“ (SG155 und SG170)

4.13 Hänge und Gräben



Schwere Lasten dürfen nicht zu nahe an Hängen oder Gräben abgestellt werden. Je nach Bodenbeschaffenheit muss immer ein Sicherheitsabstand zu den Rändern eingehalten werden.

Es liegt in der Verantwortung des Auftraggebers, sicherzustellen, dass innerhalb der in diesem Dokument geforderten Bereiche eine ausreichende Tragfähigkeit vorhanden ist.

Da die Bodenverhältnisse und das Baumaterial von Ort zu Ort unterschiedlich sein können, sind in diesem Dokument keine Sicherheitsabstände enthalten. Der Auftraggeber muss durch geeignete Sicherheitsabstände gewährleisten, dass die in diesem Dokument genannten Anforderungen erfüllt werden.

Anforderungen an die Geometrie der befestigten Flächen und die Höhenunterschiede siehe **Anhang 1** .

Abbildung 20: Anforderungen für das Aufstellen des Krans in der Nähe von Böschungen oder Gräben.

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

5 INSTALLATIONSBEREICH

Die folgenden allgemeinen Anforderungen gelten für alle Arten von befestigten Flächen. Während der Preis/das Programm auf diesen Konfigurationen basiert, sind andere Optionen verfügbar, die zwischen dem Auftraggeber und dem Auftragnehmer besprochen werden können.

Zusätzliche Anforderungen an den Installationsbereich siehe **Anhang 1.**

5.1 Anforderungen an den Installationsbereich

5.1.1 Allgemeine Informationen zum Installationsbereich der WEA

Der Installationsbereich umfasst den gesamten Arbeitsbereich, der beim Aufstellen einer WEA benötigt wird. Er besteht aus mehreren Bereichen mit jeweils unterschiedlichen Anforderungen.

Die Konfiguration des Installationsbereichs hängt von Folgendem ab:

- Spezifische Baustellenbedingungen
- Krantyp
- Logistische Einschränkungen
- Anheben der Rotorblätter

Der Installationsbereich muss vom Auftraggeber so vorbereitet werden, dass z. B. ein sicherer Arbeitsbereich für die Installationstechniker entsteht:

- Beseitigung von Baumstümpfen/großen Steinen
- Verwendung von Steinen zur Verdichtung, wenn der Bereich aus Torf besteht oder besonders weich/sumpfig ist
- Einebnung, um einen leichten Zugang zu den Komponenten zu gewährleisten
- Randschutz/Abgrenzung, falls aufgrund des Geländes erforderlich (nach billigem Ermessen des Auftragnehmers)

Weitere sicherheitsrelevante Anforderungen sind in diesem Dokument aufgeführt.

5.1.2 Beispiel für einen Installationsbereich

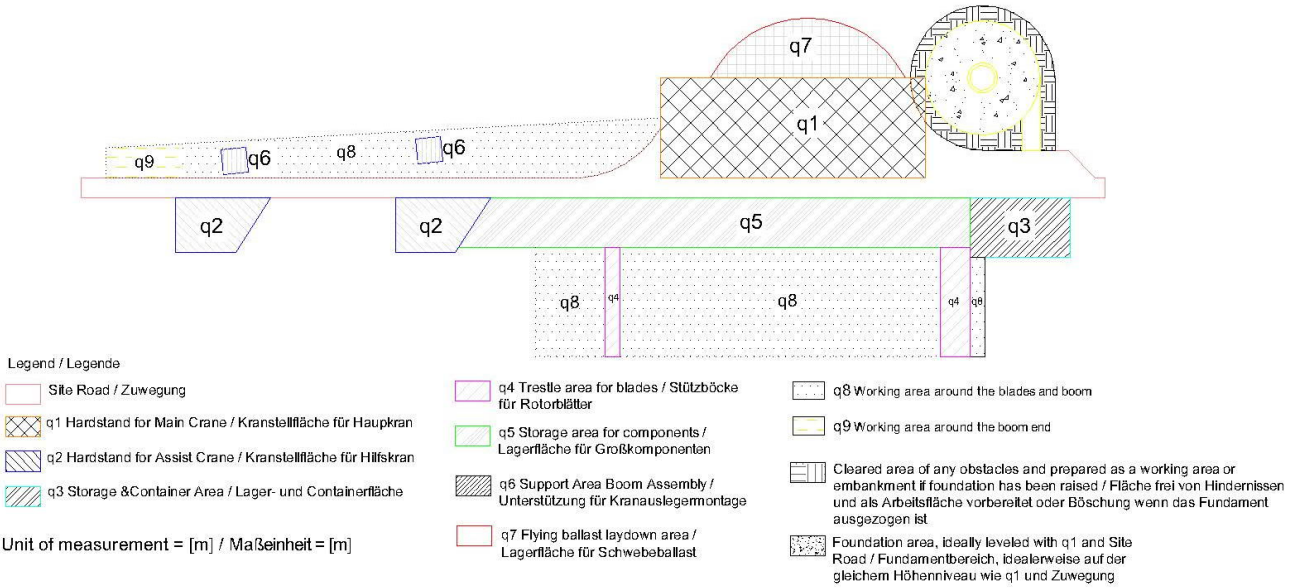


Abbildung 21: Beispiel für den Grundriss eines Installationsbereiches

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

5.1.3 Befestigte Fläche für den Hauptkran q1



Der Auftraggeber muss den Bereich der befestigten Fläche **q1** deutlich kennzeichnen, die über die volle Tragfähigkeit gemäß den Angaben in **Tabelle 8 verfügt.**

Die Neigung des q1-Bereichs muss ≤ 0,25 % sein.

Abbildung 22: Beispiel für eine rechteckige befestigte Fläche

5.1.4 Befestigte Fläche für den Hilfskran q2



Es wird davon ausgegangen, dass die Baustellenstraße und die befestigte Fläche für den Hilfskran **(q2)** auf gleicher Höhe liegen.

Abbildung 23: Beispiel für eine befestigte Fläche für den Hilfskran **q2** in hügeligem Gelände. Die Gradient von **q2** muss auf ≤ 1,5 % nivelliert werden.

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

5.1.5 Befestigte Fläche für den Hilfskran q2 (am Hang)

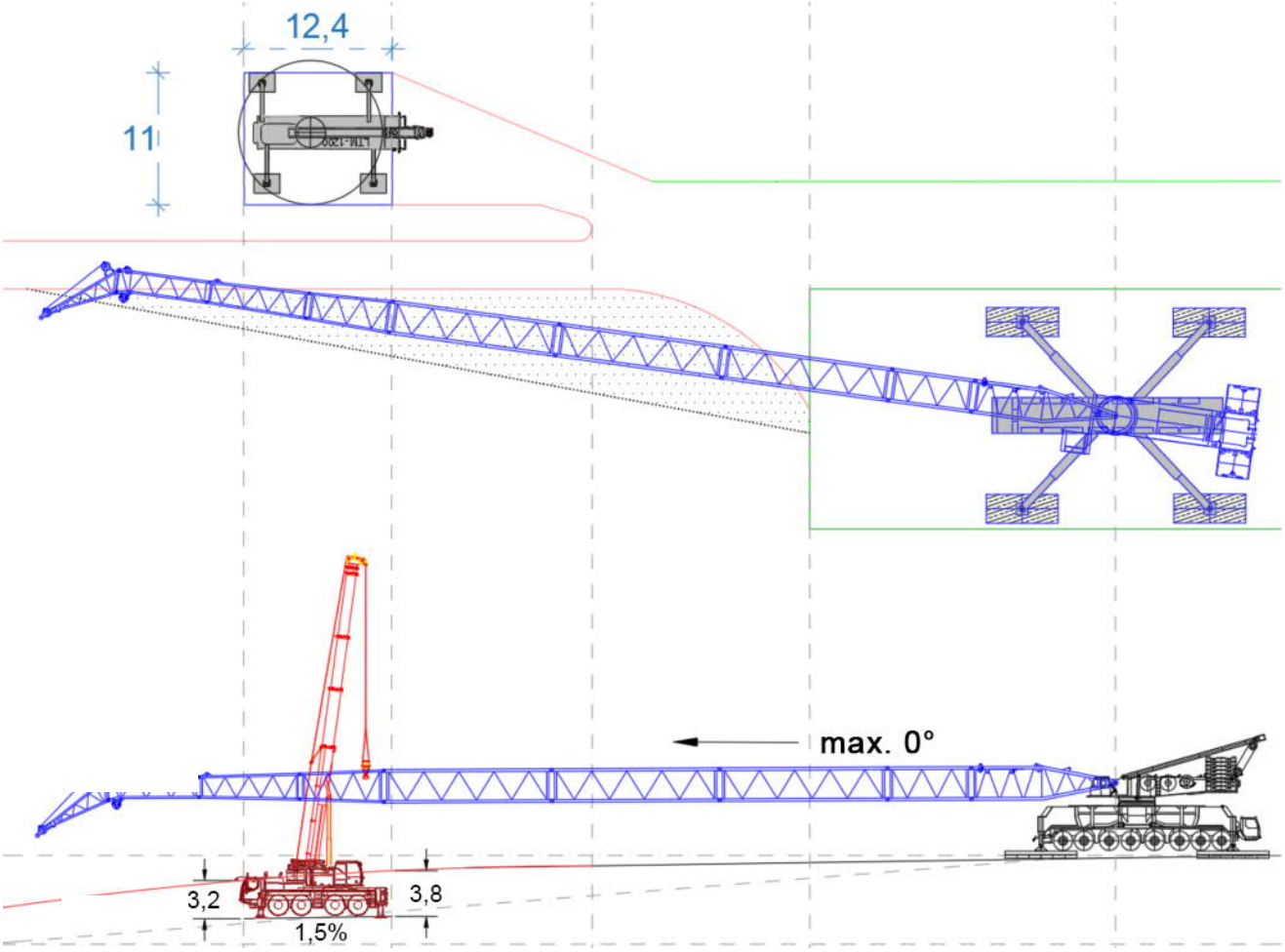


Abbildung 24: Beispiel für eine befestigte Fläche für den Hilfskran q2 in hügeligem Gelände.

Wenn aufgrund des Geländegefälles der Bereich **q2** nicht auf gleicher Höhe mit der Straße liegen kann, muss eine befestigte Fläche für den Hilfskran versetzt zur Straße vorbereitet werden. Die Straße darf auf keinen Fall die in **Anhang 1 genannten vertikalen Radien überschreiten.**

In diesen Fällen kann aufgrund der vergrößerten Hubradien ein größerer Hilfskran bei der Auslegermontage erforderlich sein. Dies muss immer vom Auftragnehmer überprüft werden, um eventuelle Mehrkosten zu in Erfahrung zu bringen.

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

5.1.6 Lagerbereich für Rotorblätter q4 und zugehöriger Arbeitsbereich q8



Abbildung 25: Beispiel für den Lagerbereichq4.

Der Lagerbereich am Wurzelende **q4** („Rotorblattfinger“) muss mit dem umgebenden Gelände auf gleicher Höhe gebracht werden, damit das Rotorblatt nicht den Boden berührt. Zusätzliche Abstandsanforderungen für die Installation eines einzelnen Rotorblatts finden Sie in **Anhang 1** .

Die Oberfläche von **q4** muss mit der angrenzenden Straße/Fläche, von der die Rotorblätter entladen werden, auf gleicher Höhe gebracht werden.

Wenn **q4** höher oder niedriger als die angrenzende Straße ist, muss dies vom Auftragnehmer genehmigt werden, da es Auswirkungen auf die Anlieferung der Rotorblätter hat.

5.1.7 Arbeitsbereich q8

Ein sicherer Arbeitsbereich muss um die Rotorblätter sowie zwischen den Rotorblättern und der Kranauslegermontage wie in Anhang 1 ausgeführt bereitgestellt werden. Der Auftraggeber muss alle Hindernisse/Stolperfallen in diesem Bereich beseitigen und sicherstellen, dass eine geeignete Oberfläche vorhanden ist, um den Technikern einen sicheren Arbeitsbereich zu ermöglichen.

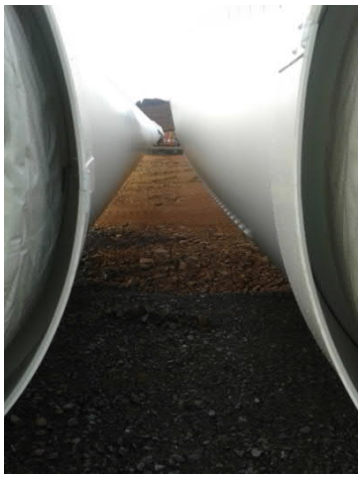


Abbildung 26: Beispiel für einen gut vorbereiteten Arbeitsbereich.



Abbildung 27: Beispiel für einen inakzeptablen/unvorbereiteten Arbeitsbereich

5.1.8 Befestigte Fläche für die Auslegermontage q6 und zugehöriger Arbeitsbereich q9

Die Auslegermontage für den Hauptkran erfordert zusätzliche befestigte Flächen (**q6**). Lage und Größe von q6 hängen von den Bodenverhältnissen auf der Baustelle, der Auslegerkonfiguration des Hauptkrans und dem Typ der Hilfskräne ab.

Die Auslegermontage in hügeligem Gelände macht eine Sonderlösung erforderlich, die für jeden WEA-Standort mit dem Projektleiter besprochen werden muss. Der Kranausleger kann nicht mit einem negativen Neigungswinkel montiert werden. Bei einer negativen Neigung von mehr als 0 % wäre eine zusätzliche

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

Maßnahme in Form einer sicheren Unterkonstruktion erforderlich, um den Gittermast mit mindestens 0 % montieren/demontieren zu können.

Die q6-Bereiche werden durch den Auftraggeber vorbereitet.

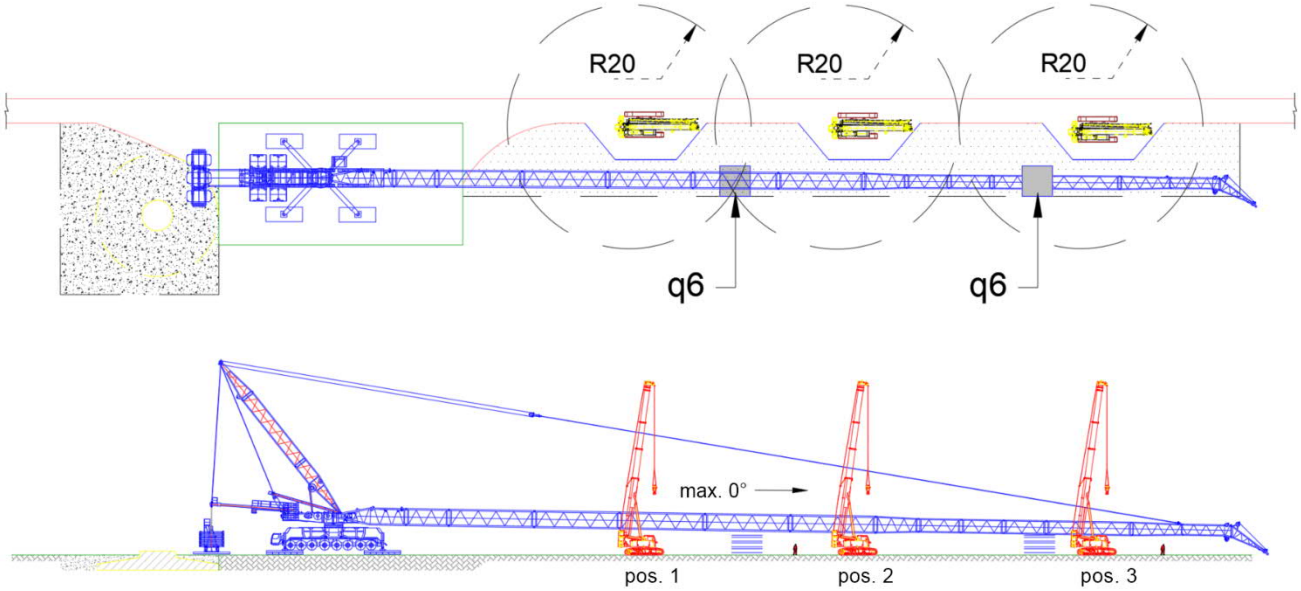


Abbildung 28: Beispiel für die Montage des Auslegers auf ebenem Gelände.

5.1.9 Arbeitsbereich q9 am Ende des Kranauslegers

Um den Ausleger herum muss wie in **Anhang 1** beschrieben ein sicherer Arbeitsbereich eingerichtet werden. Der Auftraggeber muss alle Hindernisse/Stolperfallen in diesem Bereich beseitigen und sicherstellen, dass eine geeignete Oberfläche vorhanden ist, um den Technikern einen sicheren Arbeitsbereich zu ermöglichen. Der Arbeitsbereich muss eine Tragfähigkeit von 6 t/Achse haben.

5.1.10 Lage der WEA-Tür

Der Auftraggeber muss dafür sorgen, dass die Fundamente und Leistungskabelkanäle so ausgeführt werden, dass die WEA-Türen direkt zur befestigten Fläche zeigen.

5.2 Höhenunterschiede und Zugang zu WEA

Im Idealfall sollte die Oberseite des Fundaments auf gleicher Höhe mit der befestigten Fläche sein. Erhöhte oder abgesenkte Fundamente mit einem Höhenunterschied zwischen dem Baubereich und der Oberkante des Fundaments von mehr als 1,0 m bedürfen der Genehmigung durch den Auftragnehmer, da dies die Auswahl und Anordnung des Krans beeinflussen kann. Eine Fundamentböschung darf nicht in den umliegenden Installationsbereich oder in die Baustellenstraßen reichen.



Abbildung 29: Beispiel für ein Fundament, wenn sich der Baubereich unterhalb der Fundamentoberseite befindet. Maximaler Höhenunterschied H1= 1 Meter

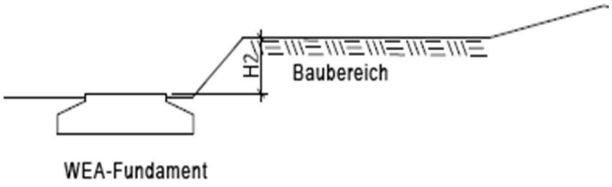


Abbildung 30: Beispiel für ein Fundament, wenn sich der Baubereich oberhalb der Fundamentoberseite befindet. Maximaler Höhenunterschied H2= 1 Meter

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

Die Baustellenstraße entlang des Baubereichs muss eben und auf gleicher Höhe wie der Baubereich sein. Dies ist notwendig, um sicherzustellen, dass Lkw und Kräne reibungslos von der Straße auf die Baustelle fahren können. Eine ebene Baustellenstraße ist ebenfalls wichtig, um ein sicheres Abladen der Komponenten zu gewährleisten.

Um eine sichere Zufahrt für Servicefahrzeuge (schwere Teile müssen in Reichweite des Servicekrans der Gondel sein!) sowie für mobile Hubarbeitsbühnen im Falle von äußeren Turm-Turm-Schraubverbindungen zu gewährleisten, ist wie in **Abbildung 31** dargestellt ein Arbeitsbereich von 6 m um den Turmsockel erforderlich. Dieser Bereich muss so ausgelegt und konstruiert sein, dass er den angegebenen Fahrzeuglasten sicher standhält:

- Fahrzeuggesamtlast: 30 Tonnen
- Max. Einzelachslast: 12 Tonnen

Wenn das Fundament nicht auf gleicher Höhe mit der Arbeitsplattform liegt, ist eine Auffahrrampe mit einer maximalen Gradienten von 10 % erforderlich. Die Rampe muss jederzeit den Zugang zur Oberseite des Fundaments ermöglichen; die Positionierung der Rampe unterliegt der Zustimmung des Auftragnehmers.

Der Auftraggeber gewährt während der Montage und nach Abschluss des Projekts freien und ungehinderten Zugang zum Eingang der WEA. Sobald die Gefahr eines Absturzes aus der Höhe besteht, muss ein Randschutz angebracht werden.

Um das Eindringen von Schmutz in die Windenergieanlage zu verhindern, muss der Zugang zum Fundament verdichtet und mit Schotter abgedeckt werden, um eine trockene und saubere Oberfläche zu gewährleisten.

Eine Richtlinie für die Positionierung der Treppe ist in den fundamentbezogenen Vertragsplänen enthalten.

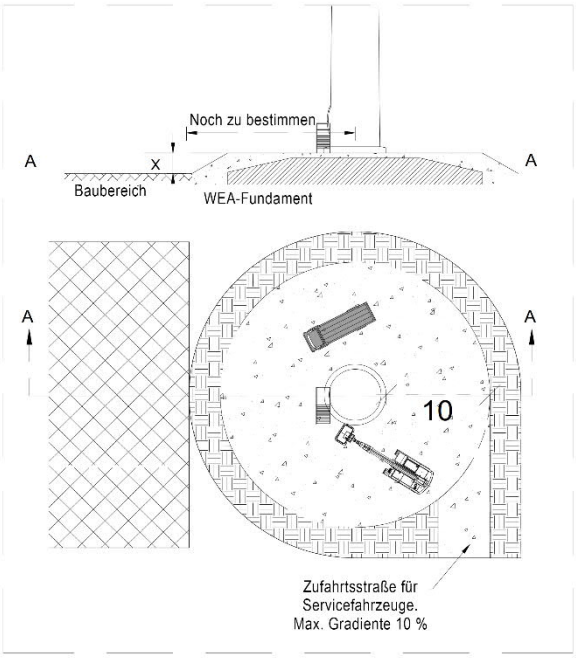


Abbildung 31 : Anforderungen an den Zugang rund um das WEA-Fundament



Abbildung 32 : Beispiel für eine gut instandgehaltene Servicezufahrt zur WEA

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

5.2.1 Bereich für Halteseile

Methoden für die Einzelblattmontage (siehe **Abbildung 33**) erfordern besondere Aufmerksamkeit, um einen freien Bereich für die sichere Verwendung von Halteseilen zu gewährleisten.

Der Auftraggeber muss dafür sorgen, dass die Bereiche rund um die befestigte Fläche und den Arbeitsbereich für Halteseile so vorbereitet sind, dass die Montage der einzelnen Rotorblätter sicher durchgeführt werden kann. Ein Beispiel für die benötigte Fläche ist in **Abbildung 33** dargestellt.

Dieser Bereich muss als Arbeitsbereich vorbereitet sein (von Bäumen, Hindernissen und Stolperfallen geräumt und so vorbereitet, dass sich Personen ungehindert und sicher bewegen können). Sobald die Bauplanung des Auftraggebers abgeschlossen ist, arbeitet der Auftragnehmer mit dem Auftraggeber zusammen an der weiteren Definition und Optimierung dieser Bereiche, damit die vom Auftraggeber durchzuführenden Fäll- und Bodenvorbereitungsarbeiten möglichst gering gehalten werden können.

Vor der Errichtung der WEA müssen der Auftraggeber und der Auftragnehmer gemeinsam den Bereich, der für die Halteseile verwendet werden soll, vermessen und alle Sicherheitsrisiken (z. B. Löcher, Höhenunterschiede, Sumpf usw.) ermitteln. Der Auftraggeber und der Auftragnehmer vereinbaren gemeinsam geeignete Maßnahmen, die vom Auftraggeber durchgeführt werden, um einen sicheren Arbeitsbereich zu gewährleisten.

Die untenstehenden Zeichnungen sind nur beispielhaft und können während der Besichtigung vor Ort weiter ausgearbeitet werden.

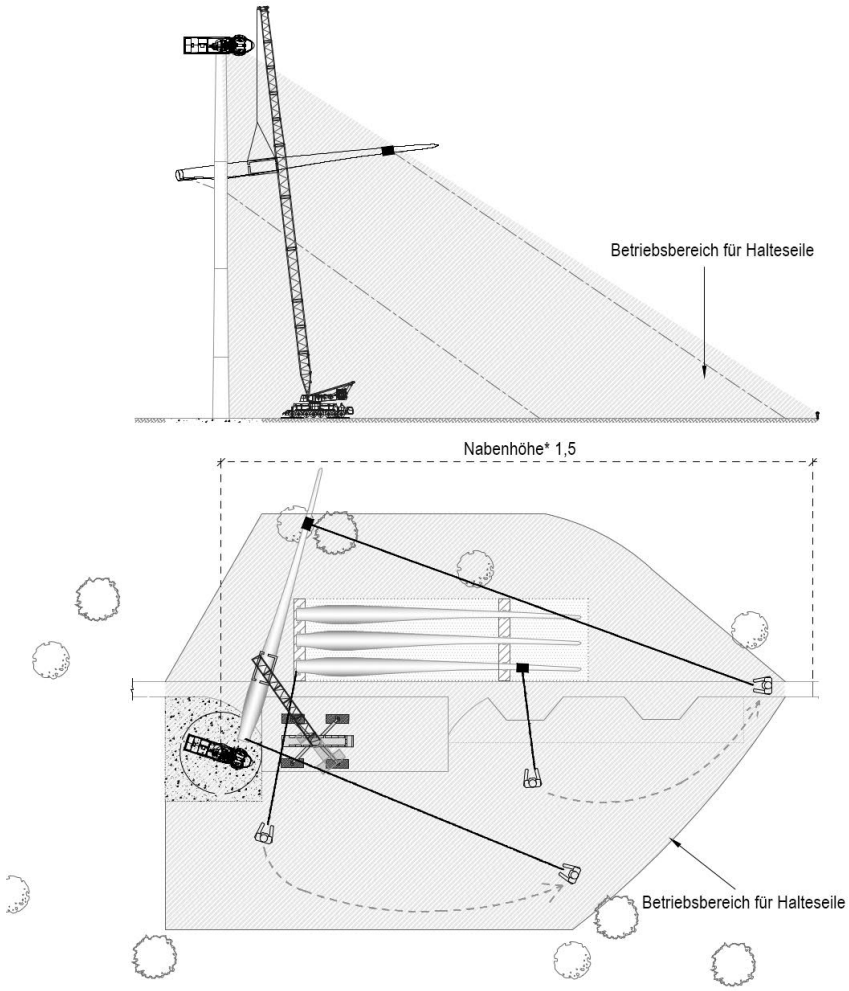


Abbildung 33: Beispielhafte Zeichnung des Flächenbedarfs für die Verwendung von Halteseilen bei der Einzelblattmontage.

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

6 LASTEN

6.1 Allgemeines

Gelände- und Lagerbereiche, Baustellenstraßen, Zufahrtsstraßen und befestigte Flächen innerhalb der Baustellengrenze sowie alle anderen geotechnischen Konstruktionen müssen vom Auftraggeber so geplant, gebaut und instand gehalten werden, dass sie den dynamischen und statischen Belastungen durch schwere Kräne, übergroße Lkw und die an der Ausführung beteiligten Fahrzeuge des Auftragnehmers usw. standhalten.

Alle in den folgenden Tabellen dargestellten Lasten sind **charakteristische Lasten**; der Auftraggeber muss die entsprechenden Sicherheitsfaktoren gemäß den einschlägigen Konstruktionsvorschriften anwenden.

6.2 Kranlast

Befestigte Flächen für den Haupt- und Hilfskran **(q1, q2)** müssen vom Auftraggeber so gestaltet, gebaut und instand gehalten werden, dass Kranausleger und die Stützen eines Mobilkrans/des Raupenkrans an jeder Stelle innerhalb der fertiggestellten befestigten Flächen platziert werden können. Falls die Bodenverhältnisse alternative Lösungen wie z.B. Sandaustausch oder Flächen-/Pfahlgründungen erforderlich machen, ist der Auftragnehmer über solche Maßnahmen zu informieren. Die Bereiche müssen auch für zukünftige Kranarbeiten, z. B. während des Servicezeitraums, nutzbar sein.

Tabelle 8 beschreibt die charakteristischen Höchstlasten, für die befestigte Flächen für Kräne ausgelegt sein müssen:

Befestigte Fläche	Beschreibung	Max. Setzung	Lastbereich [m x m]	Last kN/m²
q1	Hauptkran (Mobilkran) *	4 cm**	4 x (2,4 x 6,0)	250
q1	Hauptkran (Raupenkran) * Mittenabstand der Raupenketten 8,4 m	2 cm**	2 x (10 x 1,5)	300
q1	Vormontagekran (500 t)*	-	4 x (2,4 x 3,5)	250
q1	Vormontagekran (750 t)*	-	4 x (2,5 x 4,0)	250
q2	Hilfskran*	-	4 x (2,0 x 2,0)	200

Tabelle 8: Charakteristische Höchstlasten von Kränen.

*Weitere Einzelheiten zur Ausführung der befestigten Fläche finden Sie in **Abschnitt 5 dieses Dokuments** und in **Anhang 1.**

** Für die angegebenen Höchstlasten, die für den Zeitraum von zwei Wochen auf befestigten Flächen für Kräne aufgebracht werden.

Der Auftraggeber muss die befestigten Flächen unter Berücksichtigung der statischen Belastung durch den Hauptkran errichten. Der Auftraggeber muss spezielles Augenmerk auf die Gefahr eines Grundbruchs bei weichen Untergründen durch die konzentrierten Lasten von den Kranauslegern richten.

Wenn alternative Lösungen, wie Sandaustausch, Flächen- oder Pfahlgründungen verwendet werden, um die erforderliche Tragfähigkeit zu gewährleisten, muss dies vor Vertragsunterzeichnung vereinbart werden. Die Verwendung solcher Methoden schränkt die Möglichkeiten bei der Auswahl des Krans und der Platzierung des Auslegers ein und kann daher zu einem erhöhten Zeit- und Kostenaufwand während der Installations- und Servicezeiträume führen.

HINWEIS: **Rückwärtsfahren ist für den Hauptkran nicht erlaubt** (nur Kleinstbewegungen auf befestigten Flächen). Gegebenenfalls ist ein Drehkopf oder ähnliches vorzusehen.

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

6.3 Andere Lasten

Tabelle 9 beschreibt die Anforderungen an die Tragfähigkeit des Bodens, für die andere befestigte Flächen ausgelegt sein müssen:

Befestigte Fläche	Beschreibung	Last kN/m²	Achslast t
q3	Montagebereich/Containerlager bereich	200	
q4	Lagerbereich für Rotorblätter	100	
q5	Lagerbereich für Turmsegmente	200	
q6	Auslegerträger 2 x (5 x 5 m²)	80	
q7	Ablagebereich für Superliftballast	180	
q8	Arbeitsbereiche für Rotorblätter und Kranausleger		
q9	Arbeitsbereich am Ende des Kranauslegers		**6**
	Verfüllung auf dem Fundament		**12**
	Baustelleneinrichtung ohne Lagerbereich	100	
	Lagerbereich	200	

Tabelle 9: Anforderungen an die Bodentragfähigkeit für andere befestigte Flächen.



Abbildung 34: Beispiel einer Komponentenhalterung.
Die Pfeile zeigen die Aufstandsfläche an.

***HINWEIS*:** Die verteilte Last der Komponente kann aufgrund der Konstruktion der Halterungen auf eine sehr kleine Fläche konzentriert werden. Die Aufstandsfläche der Halterung erzeugt einen wesentlich höheren Bodendruck als in Tabelle 9 angegeben; daher können Stahlplatten oder Baggermatten unter den Komponenten erforderlich sein, um die Last zu verteilen.

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

7 TRANSPORT

7.1 Berechnung des Verkehrsaufkommens

Diese Methode basiert auf den folgenden Annahmen:

- Die Anzahl der Durchfahrten wird anhand der folgenden Gleichung berechnet:

Anzahl der Durchfahrten = 5.000 Durchfahrten + (Anzahl der Windenergieanlagen, die über die Straße gewartet werden) x 1.000 Durchfahrten

(Maximalwert für Planung: 15.000 Durchfahrten).

(d.h. die Mindestanzahl der Durchfahrten für einen Straßenabschnitt sollte 5.000 betragen, mit einem Zuschlag von 1.000 Durchfahrten für jede WEA, die auf dem jeweiligen Straßenabschnitt transportiert werden muss – bis zu einem Höchstwert von 15.000 Durchfahrten).

7.2 Maximale charakteristische Lasten von Transportfahrzeugen.

Tabelle 10 beschreibt die maximalen charakteristischen Lasten von Transportfahrzeugen. Die aufgeführten Lasten können auch für die Auslegung von Kreuzungen verwendet werden.

Fahrzeuge	Achslast [T]	Gesamtlast [T]
Gondeltransport	12	145
Turmtransport	12	180
Nabentransport	12	60
Rotorblatttransport	12	76
Alle Kräne, die auf öffentlichen Straßen transportiert werden	12	-
Hilfskran (200-t-Radkran)	12 (vollständig abgerüstet)	60
Hilfskran (200-t-Radkran)	20 (inkl. Gegengewicht)	85
Hauptkran	12 (vollständig abgerüstet)	96
Hauptkran auf der Baustellenstraße	20 (teilweise abgerüstet), 18 m lichte Höhe	182
Hauptkran auf der Baustellenstraße	26 (teilweise abgerüstet, 8 m lichte Höhe)	220
Hauptkran auf q1	26	220

Tabelle 10: Charakteristische Richtwerte für die Belastung durch Transportfahrzeuge auf horizontalem Boden.

Die aufgeführten Fahrzeuglasten können als informative Höchstlasten für verschiedene Transportarten betrachtet werden. Möglicherweise sind nicht alle relevanten Transportarten aufgeführt. Für die Auslegung müssen detaillierte Transportspezifikationen herangezogen werden.

Dieses Projekt basiert auf einer Achslast von 20 t. Bitte beachten Sie, dass der Kran in vollständig abgerüsteter Konfiguration transportiert werden kann, um die erforderliche Achslast von 20 t auf 12 t pro Achse zu reduzieren. Dies hat jedoch Auswirkungen auf das Programm und damit auf die Kosten, die vor Vertragsunterzeichnung vereinbart werden müssen. Wenn höhere Achslasten als 20 t erreicht werden können, sind Zeit- und Kosteneinsparungen möglich. Dies unterliegt der Vereinbarung zwischen Auftragnehmer und Auftraggeber.
Der Kran wird vollständig abgerüstet auf öffentlichen Straßen transportiert und gelangt in diesem Zustand zum ersten WEA-Standort. Daher ist auf der Baustellenstraße bis zum ersten WEA-Standort eine reduzierte Achslast von 12 Tonnen zulässig.

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

8 ANHÄNGE

Anhang Nr.	Titel
1	Baustellenspezifische Anforderungen
2	Anforderungen an Kurven
3	Formular der Konformitätsbescheinigung

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

Projekt Informationen

Projektname:	
Land:	**Deutschland**
Auftraggeber:	
Auftragnehmer:	**Siemens Gamesa Renewable Energy**

VERTRAULICH

WEA Informationen

Typ der WEA:	**SG5.X-170**
Nabenhöhe:	**185 m**
Anzahl der Turmsektionen:	**2**
Anzahl der WEA:	
Installationsmethode:	**Einzelblattmontage / Strategie 4**
Hauptkran:	**Kroll K1650L**
Vormontage:	**Ja – z.B. LR1750**
Hilfskran:	**230t**



Komponentenspezifikationen **Hinweis: Abmessungen und Gewichte sind nur Richtwerte!**

Komponente		Länge [m]	Breite oder Durchmesser (großer Durchmesser)	Höhe oder Durchmesser (kleiner Durchmesser)	Nettogewicht [t]	Transportgewicht [t]	Hebegewicht [t]
Gondel MY20		14,990	4,200	3,497	88,100	92,532	-
Gondel MY20 inkl. Trafo		14,990	4,200	3,400	105,000	-	105,000
Triebstrang		7,446	3,130	3,218	81,523	86,386	81,523
Transformator		3,352	2,651	3,730	16,900	17,798	16,900
Nabe		4,955	4,653	4,239	58,539	62,624	58,539
Abdeckungen		5,159	3,979	2,881	0,800	2,003	0,850
Rotorblatt		83,350	4,500	3,403	25,193	32,970	50,698
165-55B	Sektion T1	30,05	4,30	4,29	82,6	82,6	84,6
	Sektion T2	36,00	4,29	3,38	74,7	74,7	76,7

Überarbeitungen

Rev.	Datum	Änderung	Verantwortlich	Geprüft

© Siemens Gamesa Renewable Energy, S.A., 2021, All Rights Reserved - Template Version 9.00

Printed version is uncontrolled. Controlled version only exists in the electronic document database

Inhaltsverzeichnis

1 Anforderungen an Straßen und Kurven 3
1.1 Vertikaler Radius (Kv) 3

2 Installationsbereich 3
2.1 Allgemeines 3
2.2 Rechteckig befestigte Kranstellfläche 4
2.3 Vormontage 6
2.4 Hauptmontage 6

3 Anforderung an die Rotorblattlagerung 7

4 Vorgeschlagene Liefermethode 7

5 Anforderungen an das Gelände mit den Baustelleneinrichtungen und Lagerbereichen 8
5.1 Allgemeines 8
5.2 Baustelleneinrichtungen 8
5.3 Lagerbereich für WEA-Komponenten 9

© Siemens Gamesa Renewable Energy, S.A., 2021, All Rights Reserved - Template Version 9.00

Printed version is uncontrolled. Controlled version only exists in the electronic document database

1 Anforderungen an Straßen und Kurven

Um einen sicheren Betrieb für die während der Bau-/Montagearbeiten eingesetzten Fahrzeuge zu gewährleisten, müssen Kurven und Einmündungen vom Auftraggeber gemäß den Anforderungen in **Anhang 2** gebaut werden. Zusätzlich:

- Kurven, die enger als **90 Grad** sind, müssen individuell beurteilt und mit Bezug auf die tatsächliche Transportausrüstung detailliert besprochen werden.
- Kurven mit einer vertikalen Steigung von mehr als 3 % über den Kurvenverlauf müssen für jede einzelne Situation analysiert werden.
- Kurven im DWG-Format sollte der Auftragnehmer dem Auftraggeber auf Anfrage zur Verfügung stellen.

1.1 Vertikaler Radius (Kv)

Unter der Annahme einer relativ geraden Straße ohne enge Kurven, ist der minimal zulässige vertikale Radius auf Straßen in **Tabelle 1** angegeben. Zusätzliche Anforderungen an den vertikalen Radius (Kv) sind in den **Anforderungen an die Baustelle, Allgemeiner Teil, Abschnitt 4.5** angegeben.

Straße	Min. vertikaler Radius (Kv)
Für Transporte von WEA-Komponenten	600 m
Für das Rückwärtsfahren	600 m

Tabelle 1 : Min. vertikaler Radius

2 Installationsbereich

2.1 Allgemeines

Der *Baubereich in diesem Dokument basiert auf einem idealen Umstand eines ebenen Geländes. Der Auftragnehmer erkennt jedoch die Tatsache an, dass das Gelände einen Einfluss auf die endgültige Anordnung der befestigten Fläche und des Lagerbereichs hat.* ***Daher wird empfohlen, dass ein Baustellenspezifischer Grundriss dem Auftragnehmer vor Vertragsabschluss zur Verfügung gestellt wird, damit dieser den Grundriss des Baubereichs überprüfen und Anmerkungen zur Optimierung machen kann.***

Die folgenden Anforderungen gelten für alle Arten von befestigten Flächen. Während der Preis/das Programm auf diesen Konfigurationen basiert, sind andere Optionen verfügbar, die zwischen dem Auftraggeber und dem Auftragnehmer besprochen werden können.

Weitere Anforderungen an den Installationsbereich finden Sie in **Abschnitt 5 der Anforderungen an die Baustelle, Allgemeiner Teil** .

© Siemens Gamesa Renewable Energy, S.A., 2021, All Rights Reserved - Template Version 9.00

Printed version is uncontrolled. Controlled version only exists in the electronic document database

2.2 Rechteckig befestigte Kranstellfläche

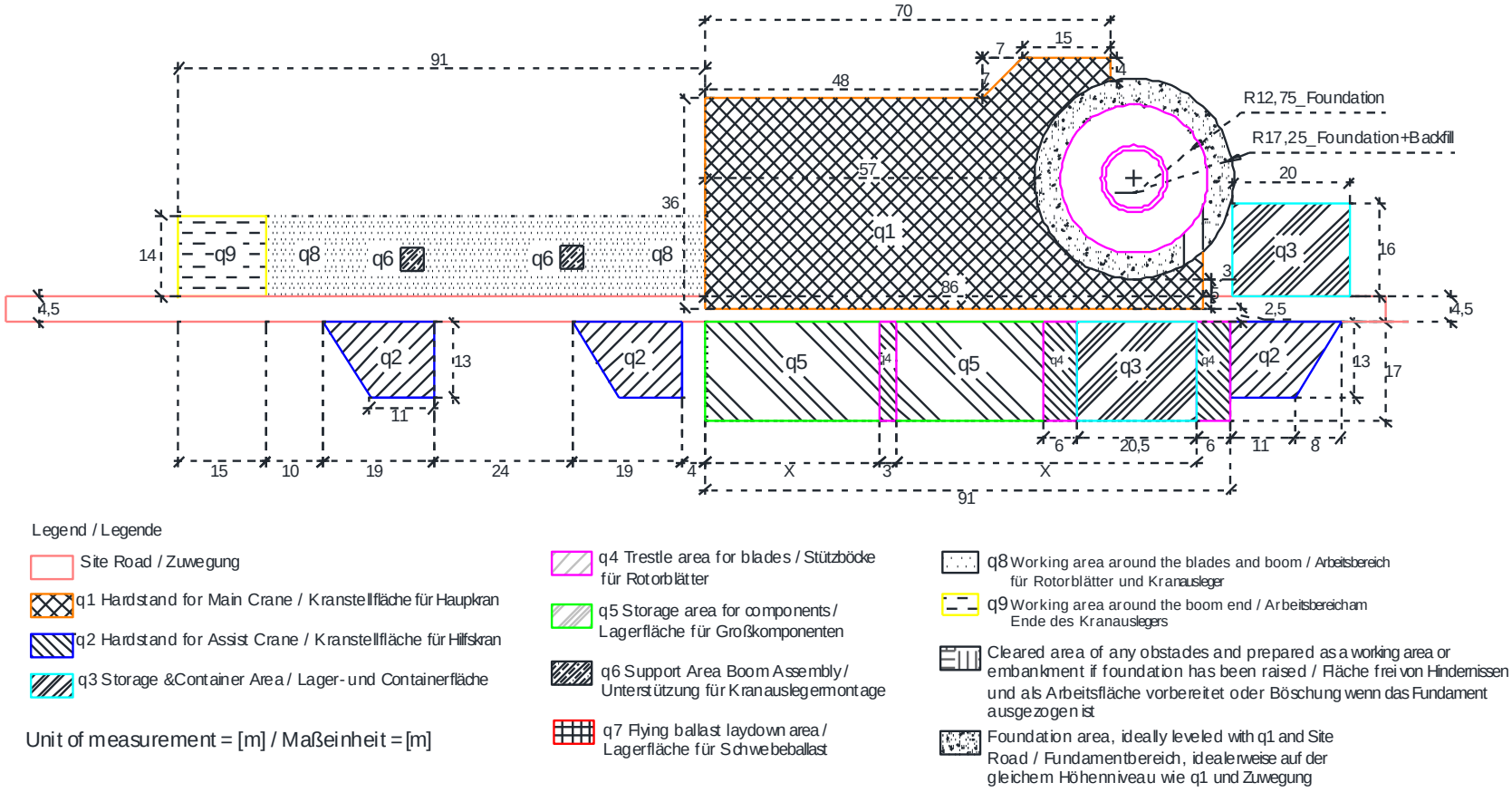


Abbildung 1: Installationsbereich mit modifizierter rechteckiger, befestigter Fläche für den Hauptkran (K1650L)

© Siemens Gamesa Renewable Energy, S.A., 2021, All Rights Reserved - Template Version 9.00

Printed version is uncontrolled. Controlled version only exists in the electronic document database

© Siemens Gamesa Renewable Energy, S.A., 2021, All Rights Reserved - Template Version 9.00

Printed version is uncontrolled. Controlled version only exists in the electronic document database

Bereich	Beschreibung	Max. Neigung	Fläche (m^2)	Abmessungen (m)	Erhaltung	Beziehung zu anderen q-Bereichen
Straße	Abschnitt der Baustellenstraße von q1 nach q2	≤0.25%		4,5	Permanent	Auf gleicher Höhe mit q1, q2, q3, q5 und q8
q1	Befestigte Fläche für Hauptkran	≤0.25%	2.426		Permanent	Siehe Kommentare zu anderen q-Bereichen
q2	Befestigte Fläche für Hilfskran	1.5%	585	3 x (13 x 11) + 3 x (8 x 13 / 2)	Temporär	Im Idealfall befindet sich q2 auf gleicher Höhe mit der Baustellenstraße; wenn nicht, muss eine Zufahrt für den Hilfskran vorgesehen werden. Siehe bitte **Allgemeiner Teil Abschnitt 5.1.6**
q3	Lagerbereich für Container	≤0.25%	668,5	(20,5 x 17) + (20 x 16)	Temporär	Auf gleicher Höhe mit Baustellenstraße, q4 und q5
q4	Lastbockbereich für Rotorblätter	≤0.25%	255	(3 x 17) + (6 x 17) + (6 x 17)	Temporär	Auf gleicher Höhe mit q3, q5 und q8. **Endgültige Position des q4-Bereichs für die Blattrahmen (X) ist vor Beginn der Bauarbeiten mit dem Auftragnehmer zu vereinbaren!**
q5	Lagerbereich für Komponenten	≤0.25%	943,5	55,5 x 17	Temporär	Auf gleicher Höhe mit Baustellenstraße, q2, q3 und q4
q6	Befestigte Fläche für Auslegermontage	≤0.25%	50 / 75	2 x (6 x 3) oder 3 x (6 x 3)	Temporär	Auf gleicher Höhe mit oder höher als q1. Projektspezifisch. **Endgültige Position des q6-Bereichs ist vor Beginn der Bauarbeiten mit dem Auftragnehmer zu vereinbaren!**
q7	Absetzbereich für Super Lift Ballast	Hier nicht relevant.				
q8	Arbeitsbereich für den Kranausleger	≤0.25%	1.064	76 x 14	Temporär	Auf gleicher Höhe mit Baustellenstraße und q9
q9	Arbeitsbereich am Ende des Kranauslegers	≤ 1.5%	210	14 x 15	Temporär	Auf gleicher Höhe mit Baustellenstraße und q8

Tabelle 1: Anforderung an die Bemessung der Bereiche

Wichtige Hinweise:

Alle Flächen vorbehaltlich des finalen Turm- und Fundamentdesigns.
Die Flächenlasten sind in allen Bereichen einzuhalten.
Vorbehaltich technischer Änderungen der Krankonstruktion ist die q1 Fläche für einen Flächendruck von mindestens 250 kN/m² auszubauen, siehe hierzu auch den generellen Teil, Absatz 6.2.
Die q2 und q5 Flächen dürfen nicht mit Lastverteilungsplatten gebaut werden.

© Siemens Gamesa Renewable Energy, S.A., 2021, All Rights Reserved - Template Version 9.00

Printed version is uncontrolled. Controlled version only exists in the electronic document database

2.3 Vormontage

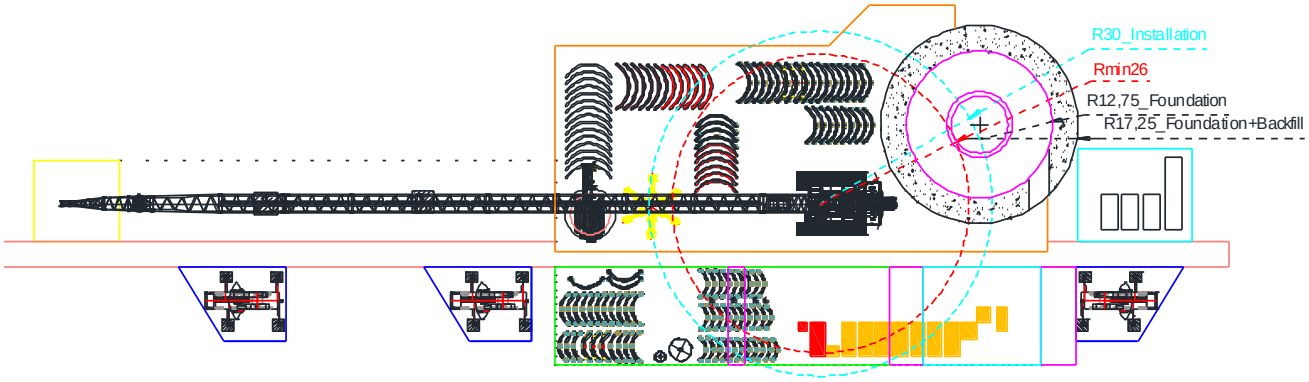


Abbildung 2: Vormontage und Lagerung der Betonturm-Komponenten. Abmessungen basieren auf der Konfiguration LR1750 HSW & LTM1230

2.4 Hauptmontage

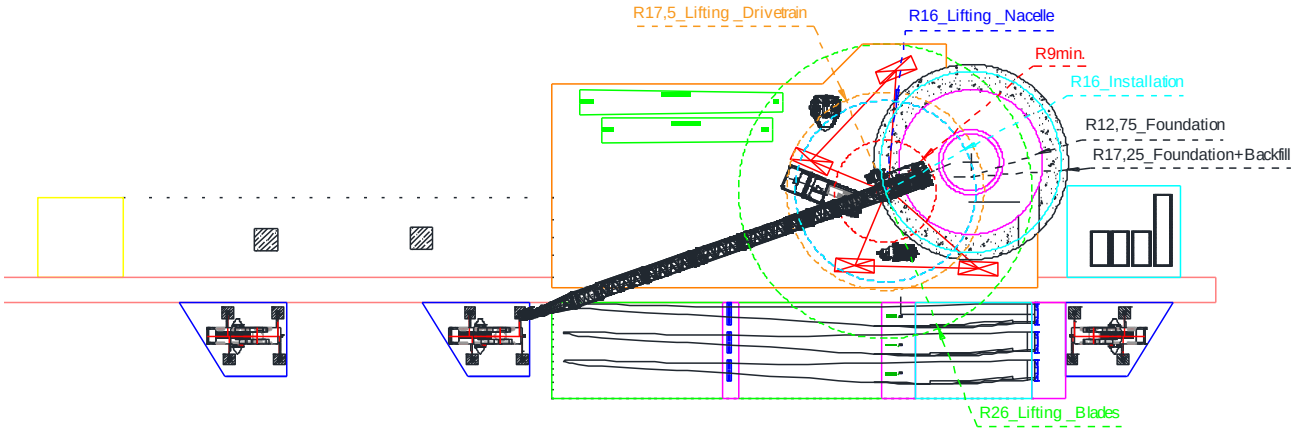


Abbildung 3: Haupterrichtung mit Hauptkran K1650L und Hilfskran 230 to.

Die Turmabschnitte T1 und T2, Rotorblätter, Triebstrang, Nabe und montierte Gondel + Trafo werden vom Hauptkran installiert.

Um die Komponenten herum muss ein freier Gehbereich von mindestens 1 m für die Sichtkontrolle gewährleistet sein.

Um den Bodendruck zu minimieren, können Stahlplatten unter den Komponenten erforderlich sein.

Abmessungen basieren auf der Konfiguration K1650L / 69,15 m Ausleger.

3 Anforderung an die Rotorblattlagerung

Im Arbeitsbereich ist ein Mindestabstand von 1,8 m zwischen jedem Rotorblatt, Bauteil oder anderen Hindernissen erforderlich. Ein Beispiel für die benötigte geräumte Fläche im Lastbockbereich ist in **Abbildung 4** dargestellt. Dieser Arbeitsbereich erstreckt sich ca. 3 m links und rechts vom Schwerpunkt des Rotorblatts. Zum Entfernen von Transportrahmen ist ein 6 m breiter Arbeitsbereich vor dem Wurzelende erforderlich. Dieser Bereich sollte zum Befahren mit leichten Maschinen wie Gabelstapler oder Teleskoplader usw. geeignet sein.

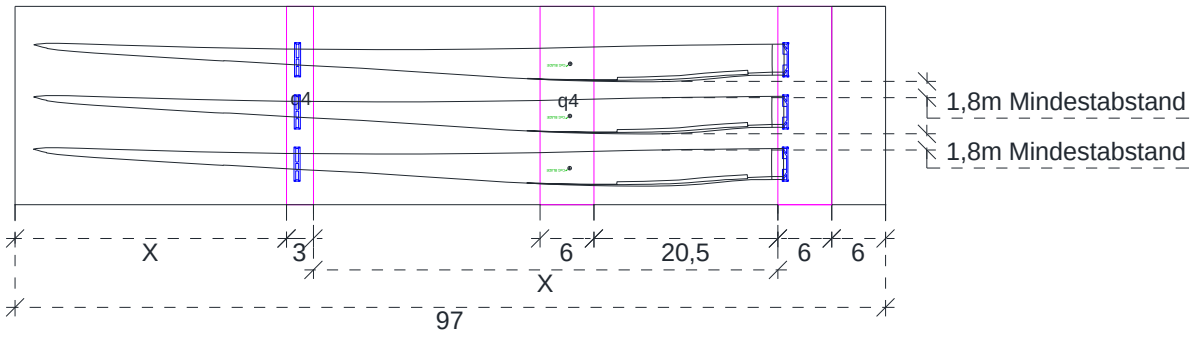


Abbildung 4 : Arbeitsbereich für die Lagerung und Installation von Rotorblätter für **SG170**

4 Vorgeschlagene Liefermethode

Die vorgeschlagene Liefermethode für jede WEA wird im Folgenden beschrieben. Diese Angaben dienen nur zu Planungszwecken und können sich je nach den Umständen zum Zeitpunkt der Installation nach Ermessen des Auftragnehmers ändern.

Wird während der Entwicklung der Vorvertragslösung mit dem Auftraggeber ausgefüllt. Bei Bedarf können auch verschiedene Konfigurationen der befestigten Flächen entwickelt werden, um der Topografie der Baustelle gerecht zu werden.

WEA-Nr.	Liefermethode/Rückwärtsfahren erforderlich?	Art der befestigten Fläche
T1	[Beschreiben Sie die Liefermethode und ob Rückwärtsfahren erforderlich ist]	[Zu verwenden, wenn mehr als 1 Konfiguration der befestigten Flächen erforderlich ist]
T2	[Beschreiben Sie die Liefermethode und ob Rückwärtsfahren erforderlich ist]	[Zu verwenden, wenn mehr als 1 Konfiguration der befestigten Flächen erforderlich ist]
T3	[Beschreiben Sie die Liefermethode und ob Rückwärtsfahren erforderlich ist]	[Zu verwenden, wenn mehr als 1 Konfiguration der befestigten Flächen erforderlich ist]
T4	[Beschreiben Sie die Liefermethode und ob Rückwärtsfahren erforderlich ist]	[Zu verwenden, wenn mehr als 1 Konfiguration der befestigten Flächen erforderlich ist]
Usw.		

Tabelle 2 : Vorgeschlagene Liefermethode.

© Siemens Gamesa Renewable Energy, S.A., 2021, All Rights Reserved - Template Version 9.00

Printed version is uncontrolled. Controlled version only exists in the electronic document database

5 Anforderungen an das Gelände mit den Baustelleneinrichtungen und Lagerbereichen

5.1 Allgemeines

In diesem Abschnitt werden die Anforderungen für die Bereitstellung der Gelände- und Lagerbereiche spezifiziert. SGRE stimmt sich mit dem Auftraggeber ab, um die projektspezifischen Anforderungen unter Berücksichtigung der Größe, des Standorts und der Planungsbeschränkungen des Windparks zu definieren. Der Auftraggeber stellt die vorbereiteten Flächen für den Gelände- und Lagerbereiche zur Verfügung und der Auftragnehmer stellt die erforderlichen Einrichtungen zur Verfügung. Die Lage und Größe der Bereiche muss zwischen Auftraggeber und Auftragnehmer bei den Besprechungen bezüglich der Baustellenaufteilung erörtert und vereinbart werden. Die Ausschlusszone (Mindestabstand zwischen dem Geländebereich und den Windenergieanlagen) muss der Länge des Auslegers + 10 % entsprechen.

Die Anforderungen an den Boden für diese Bereiche sind in **Tabelle 9** der **Anforderungen an die Baustelle, Allgemeiner Teil, Teil 9** angegeben und deren Gradiente muss zwischen 0,2 % und 1,5 % betragen. Die fertig gestellte Oberfläche der Bereiche muss unter allen Wetterbedingungen leicht instand zu halten sein. Um sichere Zugangs- und Arbeitsbedingungen zu gewährleisten, müssen die Bereiche verdichtet und eben sein sowie eine geeignete Tragfähigkeit aufweisen, die durch Plattendruckversuch nachgewiesen wird.

Der Auftraggeber stellt während der Montage im Winter bei Dunkelheit eine mobile Arbeitsbeleuchtung auf dem Gelände und in den Lagerbereichen zur Verfügung, wenn dies nach der Gefährdungsbeurteilung des vom Unternehmer beauftragten HSE-Verantwortlichen gerechtfertigt ist

Die unten aufgeführten Anforderungen basieren auf einem (1) Mitarbeiter und einem (1) Kran. Sollten für das Projekt mehr als ein (1) Mitarbeiter und ein Kran erforderlich sein, besprechen die Parteien die Optionen und legen die entsprechenden Anforderungen fest.

5.2 Baustelleneinrichtungen

Eine Baustelleneinrichtung von mindestens 1.500 m² (1 Montageteam) bzw. 2.500 m² (mehr als 1 Montageteam oder Projekte mit mehr als 20 Windenergieanlagen) muss vom Auftraggeber bereitgestellt werden, das Platz für die vorübergehenden Baustelleneinrichtungen des Auftragnehmers (Büros und Verpflegung) bietet.

Des Weiteren beinhaltet die Baustelleneinrichtung Parkplatze und Lagerbereich, der Platz für die Einrichtungen des Auftragnehmers bietet, wie z.B. Telehandler, Transportfahrzeuge, Abfallentsorgung, Container für Werkzeuge und Ersatzteile, technische Ausrüstung, Treibstoff usw.

Dieser Bereich sollte sich direkt neben dem Bereich für die Baustelleneinrichtungen befinden. Bei Bedarf kann der Auftragnehmer helfen, eine klare Abgrenzung zwischen den beiden Bereichen zu schaffen (z. B. durch einen Zaun o. ä.).

Falls der Lagergeländebereich nicht direkt an den Geländebereich für die Baustelleneinrichtungen angrenzt, kann ein alternativer Standort zwischen dem Auftraggeber und dem Auftragnehmer besprochen und vereinbart werden

Der Auftragnehmer stellt vorübergehende Baustellenbüros für das Bauleitungspersonal des Auftragnehmers zur Verfügung. Darüber hinaus müssen diese Einrichtungen Kantinen, Umkleideräume und Toiletten für das technische Personal des Auftragnehmers gemäß den Mindestanforderungen der geltenden Arbeitsschutz- und Gesundheitsvorschriften umfassen.

Der Auftraggeber stellt sicher, dass Anschlüsse an Versorgungseinrichtungen wie fließendes Wasser, Kanalisation, Stromversorgung und Telekommunikationssysteme zum Zeitpunkt des Eintreffens des Auftragnehmers auf der Baustelle vorhanden und betriebsbereit sind. Der Auftragnehmer ist für die Nutzung der Versorgungseinrichtungen während der Projektausführungsphase verantwortlich.

Der Auftraggeber muss dafür sorgen, dass im Bereich des Baustellengeländes leistungsfähiges mobiles Internet verfügbar ist. Wenn ja, dann bringt SGRE seine eigene Ausrüstung mit. Wenn nicht, muss vom Auftraggeber ein Glasfaser-Internetzugang (100/100) bereitgestellt werden.

Der Auftraggeber ist für die Bereitstellung und den Anschluss des Telekommunikationsnetzes an jedem Arbeitsplatz verantwortlich. Der Auftragnehmer ist für die Bereitstellung seiner eigenen IT-Ausrüstung (Computer, Telefone, Fax, Drucker usw.) verantwortlich und trägt die Kosten für die Nutzung. Der Auftragnehmer muss bei Bedarf mobile Toilettenanlagen in der Nähe der WEA aufstellen.

© Siemens Gamesa Renewable Energy, S.A., 2021, All Rights Reserved - Template Version 9.00

Printed version is uncontrolled. Controlled version only exists in the electronic document database

5.3 Lagerbereich für WEA-Komponenten

Ein zentraler Lagerbereich kann notwendig sein, wenn es nicht möglich ist, alle WEA-Komponenten auf den befestigten Flächen zu lagern. Die Größe des zentralen Lagerbereichs hängt von der Konfiguration der befestigten Flächen und der Anzahl der Windenergieanlagen, der Logistik und der Art der Installation ab. Sie muss daher besprochen werden.

© Siemens Gamesa Renewable Energy, S.A., 2021, All Rights Reserved - Template Version 9.00

Printed version is uncontrolled. Controlled version only exists in the electronic document database

Inhaltsverzeichnis

VERTRAULICH

1 ZWECK 2

2 GELTUNGSBEREICH 2

3 ANWEISUNGEN 2

3.1 Anforderungen an Kurven SG5.X-170 2

3.1.1 30° 2

3.1.2 45° 4

3.1.3 60° 5

3.1.4 90° 6

3.1.5 100° 6

3.1.6 120° 7

4 WESENTLICHE ÄNDERUNGEN GEGENÜBER DER LETZTEN REVISION 7

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

1 ZWECK

Dieses Dokument enthält die Mindestanforderungen an die Kurven, um die Windenergiekomponenten an den Standort und seine Kranstellflächen liefern zu können.

2 GELTUNGSBEREICH

Um einen sicheren Betrieb für die während der Bau-/Montagearbeiten eingesetzten Fahrzeuge zu gewährleisten, müssen Straßenkurven und Kreuzungen vom Auftraggeber entsprechend den Anforderungen gebaut werden.

3 ANWEISUNGEN

Die in diesem Anhang gezeigten Abmessungen basieren auf Standard-Transportgeräten für Rotorblätter, Turmabschnitte und Gondel. Alle anderen Komponenten passieren ohne weitere in diesem Anhang beschriebene Anpassungen.

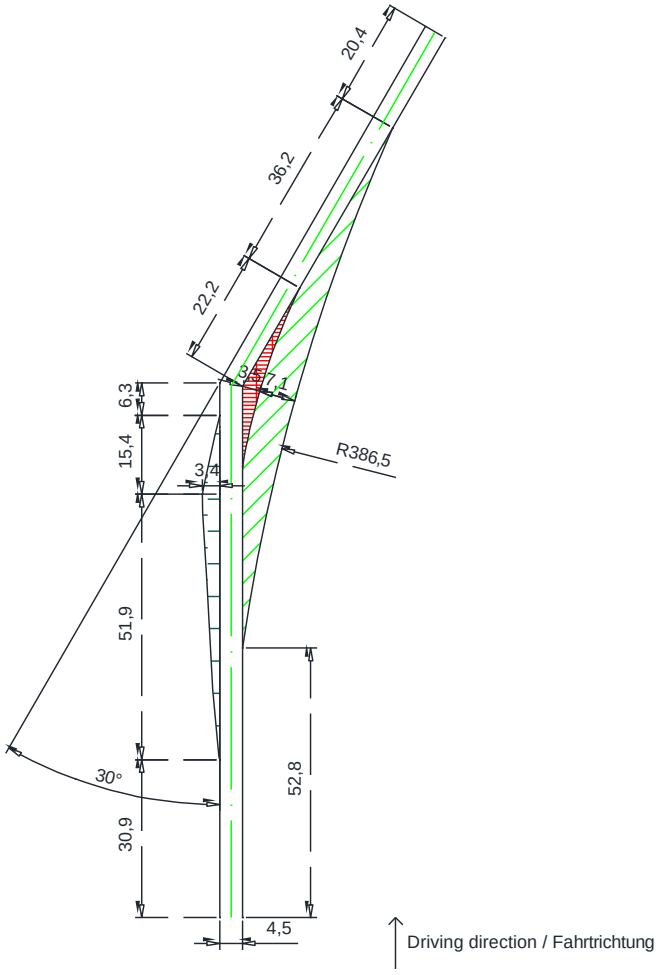
Wenn für das Projekt spezielle Transportmittel erforderlich sind, müssen die Kurven und deren Abmessungen mit dem Auftragnehmer abgestimmt werden.

3.1 Anforderungen an Kurven SG5.X-170

3.1.1 30°

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar



Unit of measurement / Maßeinheit = [m]

Road / Straße

Extended driving area (temporary) / Erweiterte Fahrbahn (temporär)

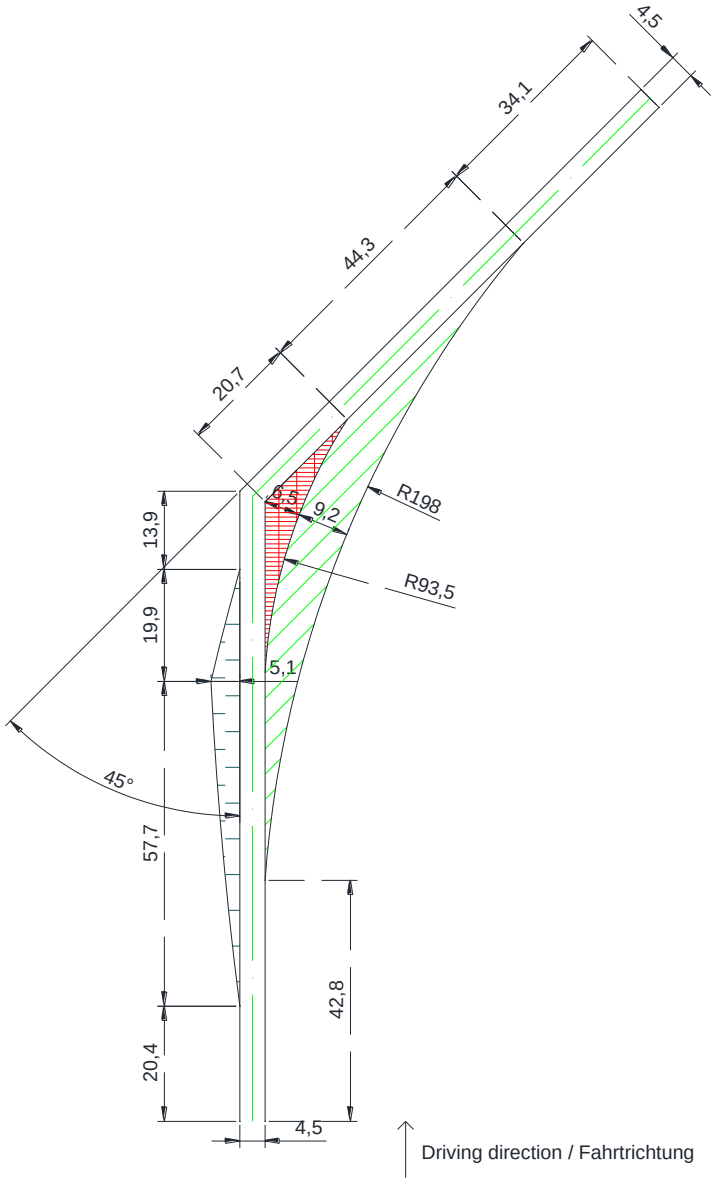
Free of obstacles - Oversail area - Frei von Hindernissen - Überschwenkbarer Bereich -

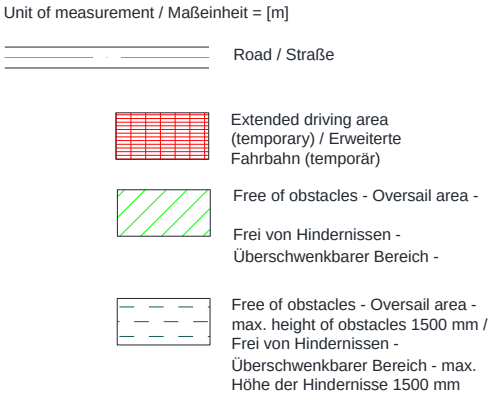
Free of obstacles - Oversail area - max. height of obstacles 1500 mm / Frei von Hindernissen - Überschwenkbarer Bereich - max. Höhe der Hindernisse 1500 mm

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

3.1.2 **45°**

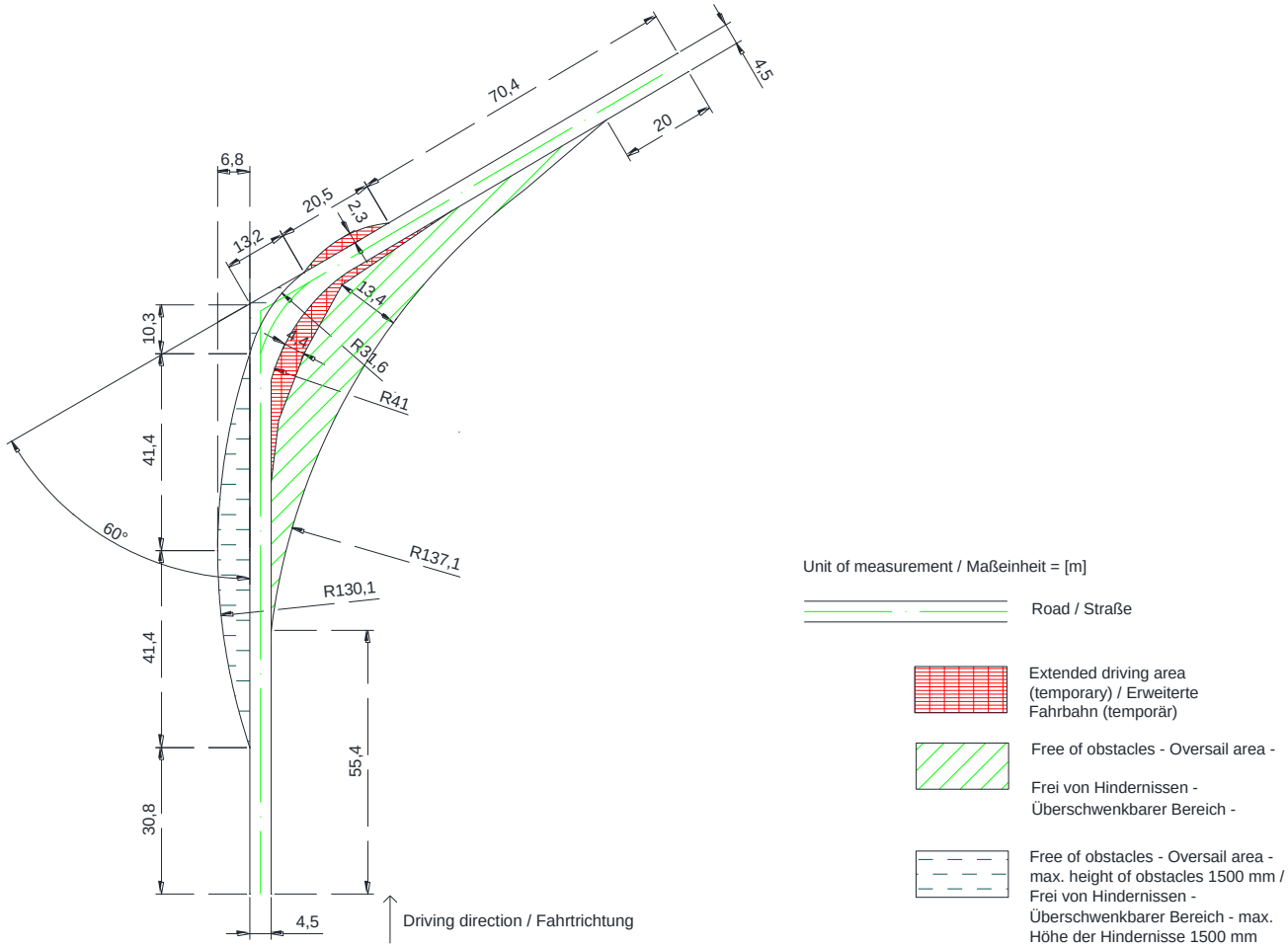




© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

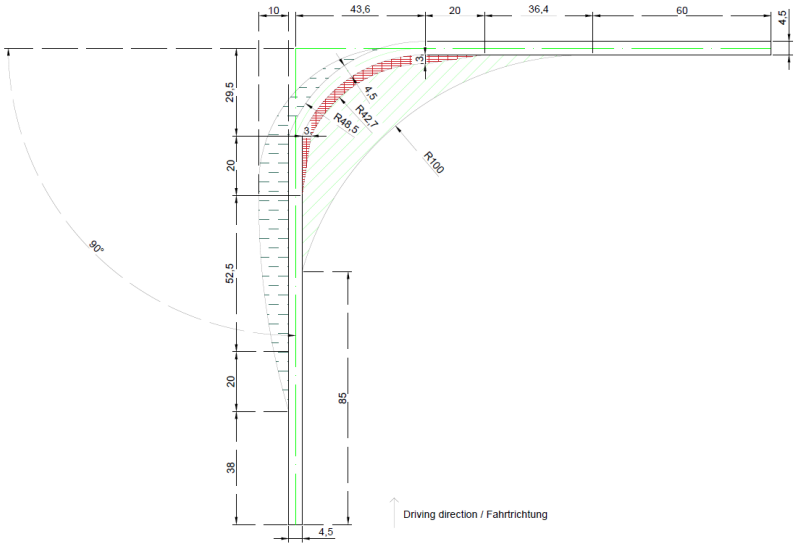
3.1.3 **60°**



© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

3.1.4 **90°**



Unit of measurement / Maßeinheit = [m]

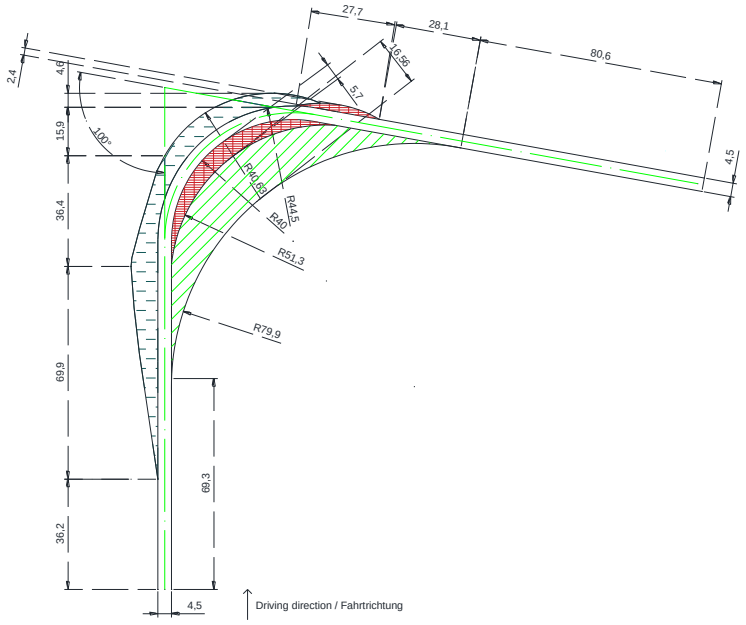
Road / Straße

Extended driving area (temporary) / Erweiterte Fahrbahn (temporär)

Free of obstacles - Oversail area - Frei von Hindernissen - Überschwenkbarer Bereich -

Free of obstacles - Oversail area - max. height of obstacles 1500 mm / Frei von Hindernissen - Überschwenkbarer Bereich - max. Höhe der Hindernisse 1500 mm

3.1.5 **100°**



Unit of measurement / Maßeinheit = [m]

Road / Straße

Extended driving area (temporary) / Erweiterte Fahrbahn (temporär)

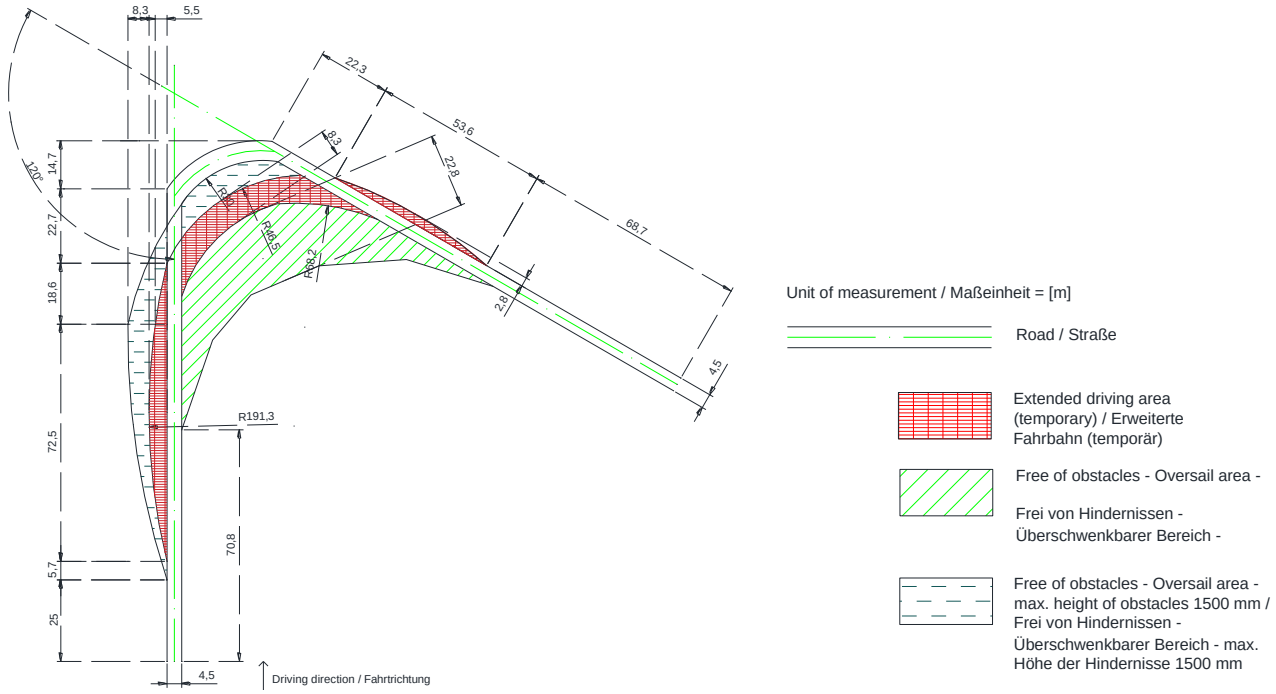
Free of obstacles - Oversail area - Frei von Hindernissen - Überschwenkbarer Bereich -

Free of obstacles - Oversail area - max. height of obstacles 1500 mm / Frei von Hindernissen - Überschwenkbarer Bereich - max. Höhe der Hindernisse 1500 mm

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

3.1.6 **120°**



4 WESENTLICHE ÄNDERUNGEN GEGENÜBER DER LETZTEN REVISION

Version:	Änderungsbeschreibung:
001	Überschwenkbarer Bereich von 500mm auf 0mm geändert.
002	Aktualisierung 90° Kurve

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

Name des Windparks :

VERTRAULICH

Baustellen-Infrastruktur

Dieses Dokument muss vom Auftraggeber und seinem fachkundigen geotechnischen Ingenieurbüro gemeinsam ausgefüllt und unterzeichnet werden.

Hiermit bestätigen wir, dass die Baustelleninfrastruktur in Übereinstimmung mit den Anforderungen des Vertrages, einschließlich aller anwendbaren lokalen Anforderungen und den in Baustellenanforderungen – Allgemeiner Teil, Anhang 1 und Anhang 2 – genannten Anforderungen, entworfen und gebaut wurde. Es wird außerdem bestätigt, dass die Baustelleninfrastruktur in einem den Anforderungen entsprechenden Zustand gehalten wird.

Auf Wunsch können dem Auftragnehmer innerhalb von 1 Woche die zugehörigen Unterlagen vorgelegt werden.

Bestätigt für Straßen:

Alle:	
Straßenabschnitte:	

Bestätigt für befestigte Flächen:

Alle:	
Windenergieanlagen:	

Bestätigt für andere Teile der Baustelleninfrastruktur:

Alle:	
Begrenzt auf:	

[Geotechnisches Ingenieurbüro]	**Auftraggeber:**
Name:	Name:
Datum:	Datum:
Unterschrift:	Unterschrift:

© Siemens Gamesa Renewable Energy, SA, 2021. Alle Rechte vorbehalten – Vorlagenversion 9.00

Die gedruckte Version ist nicht gelenkt. Die gelenkte Version ist ausschließlich in der Datenbank für elektronische Dokumente verfügbar

16.1.7 Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen

16.1.7.1 Datenblatt Luftfahrthindernis

16.1.7.2 Konfigurationsliste

16.1.7.3 Topografische Karte mit RL 1:25.000

16.1.7.4 Tages- und Nachtkennzeichnung

16.1.7.5 Sichtweitenmessgerät

16.1.7.6 BNK

16.1.7.7 Unterlagen zur BNK - Transponder

Gemeinsame Obere Luftfahrtbehörde
Berlin-Brandenburg
Mittelstr. 5 / 5a
12529 Schönefeld
Tel: 03342/4266-4114
Fax: 03342/4266-7612

Reg.-Nr. **LF**

Datenblatt zum Luftfahrthindernis

(ggfls. in entsprechender Anzahl kopieren)

- Antrag auf Stellungnahme/Zustimmung -

Hindernis - Bezeichnung:

5 Windenergienalgen - 4x SG7.0-170 mit 185m NH und 1x SG6.6-155 mit 165m NH

Standortangaben:

Landkreis: Elbe-Elster

Straße, Nr.: im Außenbereich

PLZ, Ort: 03249 Sonnewalde

Gemarkung: Pahlsdorf und Großbahren

zuständige Behörde: LfU Brandenburg, T12

Reg-Nr./Az.:

Adresse des Antragstellers:

UKA Umweltgerechte Kraftanlagen, Dr.-Eberle-Platz 1; 01662 Meißen

Tel. Nr. / E-Mail: 0355 49 46 20 0 / sued-ost@uka-gruppe.de

Adresse des Kostenschuldners:

wie Betreiber

Tel. Nr. /E-Mail:

Geplanter Windkraftanlagentyp:

4x SG7.0-170 mit 185m NH und 1x SG6.6-155 mit 165m NH

Geplante Kennzeichnung:

Tageskennzeichnung

	✓	**Farbanstrich der Rotorblätter**	**weißblitzende Feuer i.V. m. Farbring am Mast**
WKA>150mGND	✓	*+ Maschinenhaus + Mastring*	*+ Farbanstrich Rotorblätter (1 Feld)*

Nachtkennzeichnung

✓ ***Feuer "W-rot"/ "W-rotES"*** ✓ **Infrarotfeuer***

4 *Anzahl der Feuer der Kennzeichnungsebene bei Anlagen > 150 m über Grund*

Sichtweitenmessung

Dämmerungsschalter ✓

bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung * ✓ **Bezug: AVV LFH Nr. 5.4 i.V.m. Anhang 6**

Wir bestätigen die Kenntnisnahme der Hinweise über die Gebührenpflichtigkeit und der Datenschutzverordnung auf der Internetseite LuBB.

Ort, Datum: Cottbus, 20.09.2023

Unterschrift: [redacted]

Gemeinsame
Obere Luftfahrtbehörde Berlin-Brandenburg

Datenblatt zum Luftfahrthindernis
(ggf. in entsprechender Anzahl kopieren)
- Antrag auf Stellungnahme/Zustimmung -

Hindernis - Bezeichnung:

4 Windenergieanlagen vom Typ SG7.0-170 mit 185m NH und 1x SG6.6-155 mit 165m NH

Standortangaben:

PLZ, Ort: 03249 Sonnewalde **Zuständige Behörde:** LfU Brandenburg, T12 **Reg-Nr. / Az.:**

Achtung! Bitte topographische Karte - Maßstab 1:25.000 – bitte mit farblich eingezeichnetem Standort – beifügen!

Nr.	Geografische Koordinaten im Bezugssystem WGS 84 **KEINE Rechts- und Hochwerte**															WKA mGND	Anlagentyp			* zusätzl	*Geländehöhe mNHN im Bezugssystem	Ge-samt mNHN		Gem.	Flur	Flur-stück
	N						E										NH	RD	RB							
WEA1	51	°	43	'	46,61	"	13	°	40	'	31,15	"				270	185	170	83		119,9	389,9		Pahlsdorf	2	110
WEA6	51	°	43	'	21,43	"	13	°	41	'	32,5	"				270	185	170	83		123,1	393,1		Großbahren	1	40
WEA7	51	°	43	'	28,18	"	13	°	41	'	57,43	"				242,5	165	155			129,1	371,6		Großbahren	1	46/3
WEA8	51	°	43	'	20,76	"	13	°	42	'	32,25	"				270	185	170	83		127,8	397,8		Großbahren	1	54/3
WEA9	51	°	42	'	59,38	"	13	°	42	'	28,17	"				270	185	170	83		120,9	390,9		Großbahren	1	72/3
		°		'		"		°		'		"														
		°		'		"		°		'		"														
		°		'		"		°		'		"														
		°		'		"		°		'		"														
		°		'		"		°		'		"														
		°		'		"		°		'		"				242,5										
		°		'		"		°		'		"				242,5										
		°		'		"		°		'		"														
		°		'		"		°		'		"														
		°		'		"		°		'		"														
		°		'		"		°		'		"														
		°		'		"		°		'		"														
		°		'		"		°		'		"														
		°		'		"		°		'		"														
		°		'		"		°		'		"														

***Erläuterungen:**
zusätzl - zusätzlich notwendige Baumaßnahmen, wie Fundamente oder ähnliche Bauwerke oberhalb der natürlichen Geländeoberkante, die nicht zur Anlagentyp /-höhe gerechnet wird
WKA - Höhe der Windkraftanlage (Nabenhöhe + Rotorradius) in m
NH - Nabenhöhe des Anlagentyps
RD - Rotordurchmesser des Anlagentyps
RB - Rotorblattlänge
Gesamt - max. Höhe aus Höhe üGND + Geländehöhe in m

Anlage
zum Antrag auf Stellungnahme / Zustimmung für Luftfahrthindernisse im Land Brandenburg

Folgende Unterlagen sind dem Antrag auf Stellungnahme / Zustimmung zur Errichtung und den Betrieb von Luftfahrthindernissen, speziell bei Windkraftanlagen, zum Verbleib bei der LuBB beizufügen:

- Kurzbeschreibung des Vorhabens

- Topografische Karte (farbige Ausschnittkopie) mit eingezeichnetem Standorten.

- Bemasste Ansichtsskizze des Windkraftanlagentyps mit geplanter Kennzeichnungsausführung, ggf. Auszüge aus der Anlagendokumentation bzgl. Nabenhöhe, Rotorblatt, Turmbeschaffenheit, Fundamentausführung; Kennzeichnungsvarianten.

- Allgemeine Dokumentationen des Anlagentyps, des Sichtweitenmessgerätes (wenn geplant) und des Dämmerungsschalters.

- Nachweise der Eignung der zum Einsatz kommenden Feuer lt. Planung des Antragstellers gemäß der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV LFH) Hinweis zum Nachweis der Eignung: Prüfen Sie diese bitte in regelmäßigen Abständen, da der Wegfall der Eignung zur Rücknahme der Zustimmung, ggf. Rücknahme der Genehmigung aufgrund fehlender Voraussetzungen führen kann!

- Ersatzstromversorgungskonzept gemäß 3.10 der AVV LFH.
  Die Ersatzstromversorgung muss bei Ausfall der primären elektrischen Spannungsversorgung eine Versorgungsdauer von mindestens 16 Stunden gewährleisten. Die Zeitdauer der Unterbrechung zwischen Ausfall der Netzversorgung und Umschaltung auf Ersatzstromversorgung darf 2 Minuten nicht überschreiten.
  Im Fall der geplanten Abschaltung der Spannungsversorgung ist der Betrieb der Feuer grundsätzlich bis zur Wiederherstellung der Spannungsversorgung sicherzustellen.
  Diese Vorgabe gilt nicht für die Infrarotkennzeichnung.

- Darstellung der Versorgung und Inbetriebnahme der Kennzeichnungsmaßnahmen während Bauphase bei Erreichen der entsprechenden Hindernishöhe

- Bezüglich einer Planung des Einsatzes einer bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung - BNK - an Windkraftanlagen ist Nr. 5.4 i.V.m. Anhang 6 AVV LFH zu beachten

Wichtige Hinweise:
Weitere Formulare und Informationen finden Sie auf unserer Internetseite – **www.lubb.berlin-brandenburg.de** unter → Service → Formulare, Merkblätter und Informationen. In diesem Zusammenhang verweisen wir auf unsere Datenschutzerklärung. Weitergehende Informationen stehen Ihnen auf der Startseite der Gemeinsamen Oberen Luftfahrtbehörde Berlin-Brandenburg (LuBB) zur Verfügung.

Gemeinsame Obere Luftfahrtbehörde Berlin-Brandenburg

Hinweise zur Kostenpflichtigkeit bei der Bearbeitung von Anträgen auf Errichtung und Betrieb von Hindernissen mit einer geplanten Bauhöhe von mehr als 100 m über Grund bzw. die den §§ 12 und 17 Luftverkehrsgesetz (LuftVG) unterliegen

Die von Ihnen geplante Ausführung eines Bauvorhabens bedarf bei einer max. Höhe größer 100 m über Grund gemäß § 14 LuftVG sowie § 12 LuftVG, wenn relevante Sicherheitsflächen an Landeplätzen durchdrungen werden, der Zustimmung der zivilen Landesluftfahrtbehörde.

Die Bearbeitung des Antrages auf Zustimmung zum Bauvorhaben ist nach §§ 1 und 2 der Kostenverordnung der Luftfahrtverwaltung (LuftKostV) in der jeweils gültigen Fassung kostenpflichtig. Gemäß Abschnitt V Ziffer 13 des Gebührenverzeichnisses zur LuftKostV beträgt der **Gebührenrahmen 70 bis 5.000 Euro**.
Wird eine Zustimmung erneuert, geändert, erweitert oder die Gültigkeit verlängert, ist gemäß § 2 Abs. 2 LuftKostV eine Gebühr in Höhe von einem Zehntel bis zu fünf Zehntel der Gebühr zu erheben, die für ihre Erteilung erhoben werden müsste.

Die Zustimmung wird auf Grundlage einer gutachtlichen Stellungnahme der Flugsicherungsorganisation erarbeitet, die gleichfalls kostenpflichtig (gem. Abschnitt VII Ziffer 11 Punkt c des Gebührenverzeichnisses LuftKostV - **Gebührenrahmen 60 bis 1.250 EUR**) ist.

Die entsprechenden Gebühren werden durch die zuständige Luftfahrtbehörde sowie die DFS getrennt erhoben und gehen zu Lasten des Vorhabenträgers / Bauherrn.
Wir bitten um Ihre Bestätigung der vorgenannten Hinweise (siehe anliegendes Datenblatt).

Um Kosten und Verwaltungsaufwand zu minimieren, bitten wir bei Änderungen im Antragsverfahren (z. B. Rücknahme, Ablehnung, etc.) uns **kurzfristig** in Kenntnis zu setzen.

Für weitere Fragen stehen wir Ihnen gern zur Verfügung.

Sie erreichen uns unter:

Frau Lehniger - Tel. 03342/4266-4114

oder

per E-Mail: *marion.lehniger@lbv.brandenburg.de*

Konfiguration Luftfahrtdatenblatt **Windpark** Dabern Nord **Stand:** gem. Amtlicher Lageplan vom 15.08.2023

beantragter Windenergieanlagentyp **Siemens SG170-7.0 MW [WEA-Nabenhöhe 185.0m, WEA-Rotorhalbmesser 85.0m, WEA-Gesamthöhe 270.0m]**

WEA Nr.	Standort		Lagestatus: 489 UTM-Koordinaten im ETRS89 (UTM, geozentrisch, GRS80)		Höhenstatus: 160 Normalhöhen im DHHN 2016			Lagestatus: 884 Geogr. Koordinaten im WGS84 (Geografisch, geozentrisch, WGS84)		Höhenstatus: 160 Ellipsoidische Höhen im WGS84			Undulation ellipsoidische Höhe im WGS84 minus Höhen im System des DHHN 2016
			Rechtswert	Hochwert	Gelände-bezugshöhe	geplante Höhe Fundament	Geplante Gesamthöhe	Länge	Breite	Gelände-bezugshöhe	geplante Höhe Fundament	geplante Gesamthöhe	Geoidundulation
			Zone	33	m ü. NHN	m ü. NHN	m ü. NHN	(East)	(North)	m	m	m	m
WEA 01	Gem. Flur FS	Dabern 2 110	408515,0	5731796,0	119,9	119,9	389,9	13°40'31".1514	51°43'46".6050	162,1	162,1	432,1	42,2
WEA 06	Gem. Flur FS	Großbahren 1 40	409678,0	5730997,0	123,1	123,1	393,1	13°41'32".5043	51°43'21".4279	165,3	165,3	435,3	42,2
WEA 08	Gem. Flur FS	Großbahren 1 54/3	410824,0	5730956,0	127,8	127,8	397,8	13°42'32".2540	51°43'20".7614	170,0	170,0	440,0	42,2
WEA 09	Gem. Flur FS	Großbahren 1 72/3	410734,0	5730297,0	120,9	120,9	390,9	13°42'28".1726	51°42'59".3841	163,1	163,1	433,1	42,2

beantragter Windenergieanlagentyp **Siemens SG155-6.6 MW [WEA-Nabenhöhe 165.0m, WEA-Rotorhalbmesser 77,5m, WEA-Gesamthöhe 242.5m]**

WEA Nr.	Standort		Lagestatus: 489 UTM-Koordinaten im ETRS89 (UTM, geozentrisch, GRS80)		Höhenstatus: 160 Normalhöhen im DHHN 2016			Lagestatus: 884 Geogr. Koordinaten im WGS84 (Geografisch, geozentrisch, WGS84)		Höhenstatus: 160 Ellipsoidische Höhen im WGS84			Undulation ellipsoidische Höhe im WGS84 minus Höhen im System des DHHN 2016
			Rechtswert	Hochwert	Gelände-bezugshöhe	geplante Höhe Fundament	Geplante Gesamthöhe	Länge	Breite	Gelände-bezugshöhe	geplante Höhe Fundament	geplante Gesamthöhe	Geoidundulation
			Zone	33	m ü. NHN	m ü. NHN	m ü. NHN	(East)	(North)	m	m	m	m
WEA 07	Gem. Flur FS	Großbahren 1 46/3	410160,0	5731197,0	129,1	129,1	371,6	13°41'57".4329	51°43'28".1788	171,3	171,3	413,8	42,2

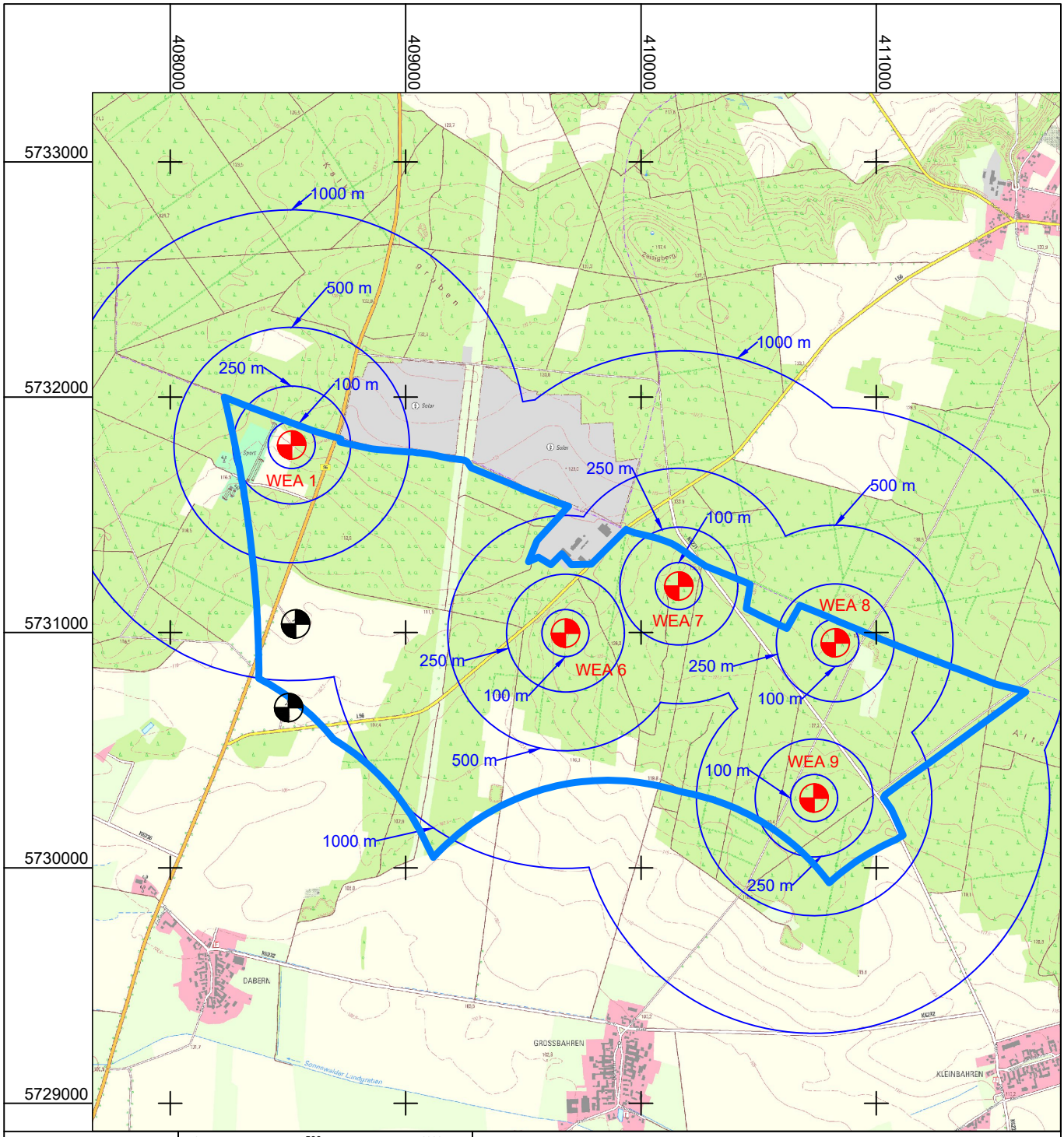
Die Koordinaten der Windenergieanlagen wurden im Lagebezugssystem ETRS 89 – LS 489 und im Höhenbezugssystem DHHN 2016 – HS 160 gemessen bzw. konstruiert und mit Hilfe des Bundesportals zur Onlineberechnung von Quasigeoidhöhen mit dem GCG2016 transformiert.

Berechnet durch Vermessungsbüro Franzen und Bandow, Kloster Lehnin.

GB-Nr.: 23-074-4/1

Dipl.-Ing. J. Franzen / Dipl.-Ing. A. Bandow
Öffentlich bestellte Vermessungsingenieure
Am Bahnhof 2 - 14797 Kloster Lehnin
Tel.: (03382) 84 64 933 - Fax: 84 64 935
www.franzen-bandow.de

(Stempel und Unterschrift)



Legende

0 500 1000 Meter

- Weißfläche 23.07.2020
- WEA in Planung UKA
  SG170-7.0 MW NH 185 m (WEA 1, 6, 8, 9)
  SG155-6.6 MW NH 165 m (WEA 7)
- WEA Bestand
- Abstand von 100m, 250m, 500m u. 1.000m

Planersteller

UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG
www.uka-gruppe.de

Projektbezeichnung
Dabern Nord
Projektnummer
K-2-171-0-00

Bundesland	Planungsregion	Stadt / Gemeinde
Brandenburg	Lausitz-Spreewald	Sonnewalde

Planinhalt
Anlage zum Antrag nach BImSchG
- Topografische Karte

N

Planungsgrundlage
DTK25/DOP/ALK: © GeoBasis-DE/LGB, dl-de/by-2-0
Naturschutzfachliche Daten: Landesumweltamt

erstellt	Lagesystem	Bearbeiter
05.09.2023	ETRS89/UTM Zone 33	SDL
geändert	Papierformat	Maßstab
05.09.2023	A4	1:25.000

VERTRAULICH

Tages- und Nachtkennzeichnung von WEA als Luftfahrthindernis

Siemens Gamesa Onshore

Änderungsübersicht

Revision:	Änderungsbeschreibung	Verantwortlichkeit
001	Erste Version.	SGRE ON NE&ME TE TPM
002	Neue Revision. Aktualisierung entsprechend der AVV 2020.	ON CRO NE&ME TE TPM

Referenzen

Dok-ID	Dokumentennamen

Haftungsausschluss und Verwendungsbeschränkung

Soweit gesetzlich zulässig, übernehmen die Siemens Gamesa Renewable Energy A/S sowie sonstige verbundene Unternehmen der Siemens Gamesa Gruppe, einschließlich der Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. und deren Tochterunternehmen, (nachfolgend „SGRE“) keinerlei Gewährleistung, weder ausdrücklich noch implizit, im Hinblick auf die Verwendung bzw. Verwendungstauglichkeit dieses Dokuments oder von Teilen hiervon für andere Zwecke als dem bestimmungsmäßigen Gebrauch. In keinem Fall haftet SGRE für Schäden, einschließlich aller direkten, indirekten oder Folgeschäden, die sich aus dem Gebrauch bzw. der Gebrauchsuntauglichkeit dieses Dokuments sowie allen Begleitmaterials oder der in diesem Dokument enthaltenen oder hiervon abgeleiteten Angaben oder Informationen ergeben. Soweit dieses Dokument oder andere Begleitmaterialien Bestandteile eines Vertrages mit SGRE werden, richtet sich die Haftung von SGRE nach den Bestimmungen dieses Vertrages. Dieses Dokument wurde vor seiner Veröffentlichung einer umfassenden technischen Überprüfung unterzogen. Ferner überprüft SGRE das Dokument in regelmäßigen Abständen, wobei sachdienliche Anpassungen in nachfolgenden Auflagen aufgenommen werden. Dieses Dokument ist und verbleibt geistiges Eigentum von SGRE. SGRE behält sich das Recht vor, das Dokument auch ohne vorherige Anzeige von Zeit zu Zeit zu anzupassen.

Verwaltungsvorschrift
Zum Schutz von tief fliegenden Luftfahrzeugen besteht in bestimmten Fällen die Pflicht zur Kennzeichnung von Windenergieanlagen als Luftfahrthindernis.
In der Bundesrepublik Deutschland müssen Windenergieanlagen gemäß der allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen vom 24. April 2020 gekennzeichnet werden.
Diese Verwaltungsvorschrift basiert auf den Flugsicherungsempfehlungen der ICAO (International Civil Aviation Organisation), Anhang 14 Band 1 Kapitel 6, 8. Edition, Juli 2018.

Die sich aus der Verwaltungsvorschrift ergebenen Anforderungen sind auf den nächsten Seiten zusammenfassend dargestellt.

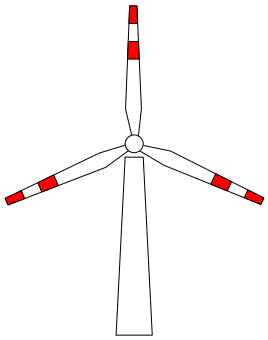
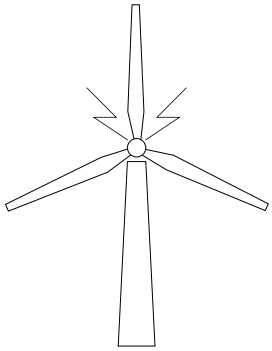
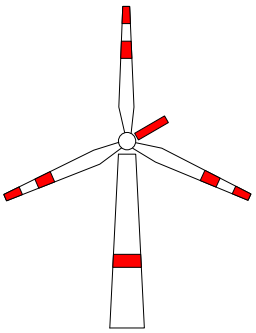
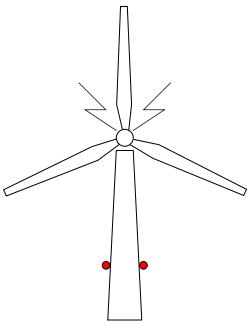
Des Weiteren sind u.a. die folgenden Vorgaben einzuhalten:

- Die Schaltzeiten und Blinkfolgen aller im Windpark installierten Mittelleistungsfeuer, „Feuer W, rot“ und „Feuer W, rot ES“ sind zu synchronisieren. Die Taktfolge ist auf 00.00.00 Sekunde gemäß UTC mit einer zulässigen Null-Punkt-Verschiebung von +/- 50 ms zu starten.
- Die Mittelleistungsfeuer, „Feuer W, rot“, „Feuer W, rot ES“ und „Hindernisfeuer ES“ müssen über eine Ersatzstromversorgung verfügen.
- Die Nachtkennzeichnung von WEA-Türmen kann mittels Hinderniskennzeichnungsebenen erfolgen, deren Befeuerung durch „Hindernisfeuer ES“ erfolgen kann.
- Erfolgt die Nachtkennzeichnung bedarfsgesteuert, so muss die Nachtkennzeichnung mit einer dauerhaft aktivierten Infrarotkennzeichnung auf dem Dach des Maschinenhauses kombiniert werden.

Tageskennzeichnung und Kennzeichnungsfarben
Für flächige Hindernisse wie Rotorblätter, Maschinenhaus und Turm sind die folgenden Kennzeichnungsfarben zur Tageskennzeichnung zulässig:

a) verkehrsorange (RAL 2009) i. V. m. verkehrsweiß (RAL 9016) oder
b) verkehrsrot (RAL 3020) i. V. m. grauweiß (RAL 9002), achatgrau (RAL 7038) oder lichtgrau (RAL 7035) oder
c) verkehrsorange (RAL 2009) oder
d) verkehrsrot (RAL 3020).

Übersicht der Anforderungen aus der allgemeinen Verwaltungsvorschrift (Auszug)

Gesamthöhe der WEA	Tageskennzeichnung von WEA	Nachtkennzeichnung von WEA
≤ 150 m		
> 150 m bis 315 m		

Farbige Markierung des Maschinenhauses	„Hindernisfeuer ES“	drei Streifen: rot weiß / grau rot
Farbige Markierung des Turms	Mittelleistungsfeuer weiß blitzend	„Feuer W, rot“ oder „Feuer W, rot ES“ inklusive Infrarot, wenn gefordert

Standard-Gefahrfeuer für SGRE-Windenergieanlagen

Nachtkennzeichnung „Feuer W, rot“, „Feuer W, rot ES“ und Hinderniskennzeichnung
Für die Nachtkennzeichnung der Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE)-WEA wird das „Feuer W, rot“, „Feuer W, rot ES“ jeweils inklusive Infrarot und/oder die Hinderniskennzeichnung am Turm eingesetzt. Diese Leuchten beruhen auf einer LED-Technologie und zeichnen sich daher durch hohe Zuverlässigkeit und Lebensdauer, niedrigen Verschleiß und geringe Betriebskosten aus. Das eingesetzte „Feuer W, rot“ und auch das „Feuer W, rot ES“ besitzen ein Zertifikat der Wasserstraßen- und Schifffahrtsverwaltung (WSV) des Bundes speziell für Windenergieanlagen.

Eine Befeuerungsanlage besteht aus je einer Leuchte auf jeder Seite des Maschinenhauses, um die ständige Sichtbarkeit aus jeder Richtung zu gewährleisten. Die beiden Leuchten werden auf einen gemeinsamen Träger montiert, der wiederum auf dem Maschinenhaus befestigt ist. Auf Grund der hohen Betriebssicherheit der Leuchten ist eine redundante Ausführung der Leuchten nicht notwendig.

Zur Sicherstellung der Funktionstüchtigkeit erfolgt eine permanente Betriebsüberwachung. Störmeldungen werden über Signalleitungen abgegeben und in das Meldesystem der WEA integriert.

Die Aktivierung der Nachtkennzeichnung erfolgt mittels eines Dämmerungsschalters. Bei der Installation von mehreren Gefahrfeuersystemen ist es möglich, die Anlagen mittels GPS zu synchronisieren. Die Möglichkeit der Lichtstärkenreduzierung über Sichtweitenmessgeräte kann optional integriert werden.

Turmnachtkennzeichnung
Die Turmnachtkennzeichnung von SGRE-WEA wird durch „Hindernisfeuer ES“ sichergestellt, wobei die sich Befeuerungsebene auf der halben Höhe zwischen Grund und der Nachtkennzeichnung auf dem Maschinenhaus befindet. Durch Installation von mindestens vier bzw. sechs (nur bei Hindernisbefeuerungsebenen, die durch den Rotor verdeckt sind) Hindernisfeuern pro Hindernisbefeuerungsebene ist sichergestellt, dass mindestens zwei Hindernisfeuer aus jeder Richtung erkennbar sind.

Zur Sicherstellung der Funktionstüchtigkeit erfolgt eine permanente Betriebsüberwachung. Störmeldungen werden über potentialfreie Signalleitungen abgegeben und in das Meldesystem der WEA integriert.

Das Hindernisfeuer zeichnet sich durch LED-Technologie, hohe Zuverlässigkeit und Lebensdauer, geringen Verbrauch und geringe Betriebskosten aus. Auf Grund der hohen Betriebssicherheit der Leuchten ist eine redundante Ausführung der Leuchten nicht notwendig.

Alternative Gefahrfeuer für SGRE-Windenergieanlagen

Kombinierte Tages- und Nachtkennzeichnung (20.000 cd weiß + „Feuer W, rot“ / „Feuer W, rot ES“)
Für den Fall, dass die Standard-Tageskennzeichnung der WEA durch rote Farbstreifen an den Rotorblättern laut Baugenehmigung (BImSchG) nicht zulässig ist, kann ein weißes Mittelleistungsfeuer mit 20.000 cd eingesetzt werden.
Für diesen Fall wird für die Kennzeichnung der SGRE-WEA eine kombinierte Tages- und Nachtkennzeichnung verwendet, die aus einer weißen 20.000 cd LED-Leuchte und einem „Feuer W, rot“ oder „Feuer W, rot ES“ inklusive Infrarot, falls gefordert, besteht.
Eine Befeuerungsanlage besteht aus je einer Leuchte auf jeder Seite des Maschinenhauses, um die ständige Sichtbarkeit aus jeder Richtung zu gewährleisten. Die beiden Leuchten werden auf einen gemeinsamen Träger montiert, der wiederum auf dem Maschinenhaus befestigt ist. Auf Grund der hohen Betriebssicherheit der Leuchten ist eine redundante Ausführung der Leuchten nicht notwendig.
Zur Sicherstellung der Funktionstüchtigkeit erfolgt eine permanente Betriebsüberwachung. Störmeldungen werden über potentialfreie Signalleitungen abgegeben und in das Meldesystem der WEA integriert.

Die Umschaltung zwischen den beiden Leuchten (Tag- / Nachtbetrieb) erfolgt mittels eines Dämmerungsschalters. Bei der Installation von mehreren Gefahrfeuersystemen ist es möglich, die Anlagen mittels GPS zu synchronisieren. Die Möglichkeit der Lichtstärkenreduzierung über Sichtweitenmessgeräte kann optional integriert werden.

Optionale Lichtstärkenreduzierung durch Sichtweitenmessung
Gemäß der allgemeinen Verwaltungsvorschrift darf die Lichtstärke der Mittelleistungsfeuer bzw. des „Feuer W, rot“ oder des „Feuer W, rot ES“ mittels einer Sichtweitenmessung reduziert werden. Demnach darf die Lichtstärke bei Sichtweiten über 5.000 m (MOR, „Metrologic optical range“) auf 30 % der Nennlichtstärke und bei Sichtweiten über 10.000 m (MOR) auf 10 % der Nennlichtstärke reduziert werden.

Das von SGRE verwendete Sichtweitenmessgerät hat die notwendige Zulassung des Deutschen Wetterdienstes (DWD). Die Anzahl der Sichtweitenmessgeräte, die in einem Windpark verwendet werden müssen, hängt von der Topologie des Windparks ab. Der Abstand zwischen einer Windenergieanlage mit Sichtweitenmessgerät und Windenergieanlagen ohne Sichtweitenmessgerät darf maximal 1500 m betragen. Die Sichtweitenmessgeräte werden gemäß der Verwaltungsvorschrift

in der Nähe des Maschinenhauses angebracht. Der jeweils ungünstigste Wert aller Messgeräte ist für den gesamten Windpark zu verwenden. Bei Ausfall eines der Messgeräte müssen die Feuer auf 100 % Leistung geschaltet werden. Die Daten über die Funktion und die Messergebnisse der Sichtweitenmessgeräte werden fortlaufend aufgezeichnet und werden mindestens vier Wochen vorgehalten.

Ersatzstromversorgung
Für den Fall einer Störung der primären elektrischen Spannungsversorgung steht eine Ersatzstromversorgung in der WEA bereit. Damit wird der Betrieb der Flughinderniskennzeichnung aufrechterhalten. Die maximale Hilfsstromversorgung hängt von der Konfiguration der Feuer und der ausgewählten Batteriekapazität ab. Im Anschluss an diese Zeit ist der Betreiber in der Pflicht, weiterhin eine Spannungsversorgung sicherzustellen.
Das Umschalten auf die Ersatzstromversorgung bei Ausfall der Netzversorgung erfolgt innerhalb von 2 Minuten.

Sichtweitenmessgerät
Datenblatt und DWD-Anerkennung

Siemens Gamesa Onshore

Änderungsübersicht

Revision:	Änderungsbeschreibung	Verantwortlichkeit
001	Erste Version.	ON NE&ME TE TPM

Referenzen

Dok-ID	Dokumentennamen

Haftungsausschluss und Verwendungsbeschränkung

Soweit gesetzlich zulässig, übernehmen die Siemens Gamesa Renewable Energy A/S sowie sonstige verbundene Unternehmen der Siemens Gamesa Gruppe, einschließlich der Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. und deren Tochterunternehmen, (nachfolgend „SGRE“) keinerlei Gewährleistung, weder ausdrücklich noch implizit, im Hinblick auf die Verwendung bzw. Verwendungstauglichkeit dieses Dokuments oder von Teilen hiervon für andere Zwecke als dem bestimmungsmäßigen Gebrauch. In keinem Fall haftet SGRE für Schäden, einschließlich aller direkten, indirekten oder Folgeschäden, die sich aus dem Gebrauch bzw. der Gebrauchsuntauglichkeit dieses Dokuments sowie allen Begleitmaterials oder der in diesem Dokument enthaltenen oder hiervon abgeleiteten Angaben oder Informationen ergeben. Soweit dieses Dokument oder andere Begleitmaterialien Bestandteile eines Vertrages mit SGRE werden, richtet sich die Haftung von SGRE nach den Bestimmungen dieses Vertrages. Dieses Dokument wurde vor seiner Veröffentlichung einer umfassenden technischen Überprüfung unterzogen. Ferner überprüft SGRE das Dokument in regelmäßigen Abständen, wobei sachdienliche Anpassungen in nachfolgenden Auflagen aufgenommen werden. Dieses Dokument ist und verbleibt geistiges Eigentum von SGRE. SGRE behält sich das Recht vor, das Dokument auch ohne vorherige Anzeige von Zeit zu Zeit anzupassen.

© 2021. Alle Rechte vorbehalten.

Inhaltsverzeichnis

1 Allgemein 3
2 Datenblatt SWS-200 von BIRAL© (Orga©) 4
3 DWD-Anerkennung des Sichtweitensensors vom Typ BIRAL SWS-200 7
4 Datenblatt PWD20W von Vaisala© (Obelux©) 14
5 DWD Anerkennung des Sichtweitensensors vom Typ Vaisala PWD20W 17

© 2021. Alle Rechte vorbehalten.

1 Allgemein

Dieses Dokument beinhaltet Datenblätter sowie die Anerkennungen des Deutschen Wetterdienstes (DWD) von den bei Onshore-Windenergieanlage von Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE) zum Einsatz kommenden Sichtweitenmessgeräten.

Für den Inhalt der Datenblätter sowie der DWD-Anerkennungen übernimmt SGRE keinerlei Verantwortung oder Haftung.

SGRE weist ausdrücklich darauf hin, dass dieses Dokument lediglich allgemeine, indikative und beispielhafte Informationen enthält. Grundsätzlich können im Einzelfall und ohne vorherige Ankündigung auch Komponenten und Bauteile anderer Hersteller verwendet werden.

© 2021. Alle Rechte vorbehalten.

2 Datenblatt SWS-200 von BIRAL© (Orga©)

© 2021. Alle Rechte vorbehalten.

SWS-200

Wettersensor / Sichtweitenmesser

Erweiterte Monitore stellen das Wetter zur Feststellung der Sichtweite und des Niederschlags dar. Leicht in meteorologische Netzwerke und Datenkontroller zu integrieren. Der Sensor SWS-200 wurde für allgemeine meteorologische Applikationen, für die Sichtweiten und die aktuellen Wetterparameter benötigt werden, konzipiert.



Wichtigste Merkmale

- Wählbarer Messbereich
- Niederschlagsart, Intensität und kumulierte Ergebnisausgabe
- Ausgabe der augenblicklichen und durchschnittlichen Sichtweiten
- Datums- und Uhrzeitstempel auf Datenketten
- Analoge Ausgabe des Sichtweitenbereichs
- Erweiterter Selbsttest und Wartungsdaten

Messung der Sichtweiten und Niederschläge

- Messbereich *wählbar
  2 km, 10 km, 20 km, 32 km oder 50 km
- Sichtweitenmessung (MOR - Meteorologisch optischer Bereich): Nebel, Dunst, Rauch, Sand, Sprühregen, Regen, Schnee und allgemeiner Niederschlag
- Messfehler <= 10 % auf 2 km
- Messprinzip Vorwärtsstreumessung mit einem 45º Winkel
- Auflösung Niederschlagserkennung:
  Regen: 0,015 mm/Std (0,0006 Zoll/Std)
  Schnee: 0,0015 mm/Std (0,00006 Zoll/Std)
- Maximaler Regenwert 250 mm/Std (10 Zoll/Std)
- Genauigkeit Regenwert <= 15 %
  Intensität leicht (-), mittel, stark (+)

** bei Auftragserteilung wählbar*

Ausgaben und Berichte

- Ausgabewert (Sekunden): 10 bis 300 (wählbar)
- Digitale (serielle) Ausgänge: RS-232, RS-422, RS-485
- Analoge Ausgänge: 0-10 V (4-20 mA oder optional 0-20 mA)
- Schaltrelais (erlauben flexible Konfigurationen):
  Relais 1 = Fehler
  Relais 2 = Sichtweite (Schwellenwert vom Anwender wählbar)
  Relais 3 = Niederschlag Ja/Nein oder Schnee Ja/Nein oder 2. Sichtweite (vom Anwender wählbar)
- Ausgänge: Ausgewählte WMO 4680 Tabellencodes

Strombedarf

- Netzteil: 9-36 V_{DC} (AC mittels optionalem Netzadapter)
- Stromverbrauch:
  6 W - bei Normalbetrieb (keine Betauung Scheibenheizung EIN)
  2,5 W - Scheibenheizung (keine Betauung) AUS
  40 W - bei Verwendung der optionalen Beheizung der Enteisungshaube bei 34 W (24 V Versorgung)

Optionen

- Beheizung Enteisungshaube: Zusätzlich zu den Standard-Scheibenheizungen (ohne Betauung)
- Analoge Ausgänge: 4-20 mA oder 0-20 mA zusätzlich zum 0-10 V Ausgang
- Zusätzlicher Selbsttestmodus: Überwachungsmöglichkeit für Transmitter und Empfänger

Umgebungsbedingungen

- Betriebstemperatur:
  -40° C bis +60° C
- Luftfeuchtigkeit bei Betrieb: 0–100 % RH
- Schutzklassifizierung: IP65
- CE zertifiziert
- EMC gemäß EN61326-1997, 1998, 2001
- entspricht RoHS und WEEE

Physikalische Eigensc haften:

- Material: Pulverbeschichtetes Aluminium
- Gewicht: 3,5 kg
- Länge: 0,81 m
- Lebensdauer: >10 Jahre

Wartung

- Umfangreicher Selbsttest mit Wartungsalarmen
- Konfidenzprüfung durch den Anwender alle 6 Monate (empfohlen)
- Scheibenreinigung alle 3 Monate (empfohlen)

Orga BV
Strickledeweg 13
3125 AT SCHIEDAM
The Netherlands

P.O. Box 3046
3101EA SCHIEDAM
The Netherlands

T +31 (0)10 208 5555
F +31 (0)10 437 8445
info@orga.nl
www.orga.nl

Dieses Produkt wurde von Biral für Orga Aviation B.V. hergestellt

Alle in diesem Dokument genannten Messwerte sind typische Werte.

Dieses Dokument kann ohne vorherige Ankündigung geändert werden. Datenblatt Nr. SWS-200

SWS-200

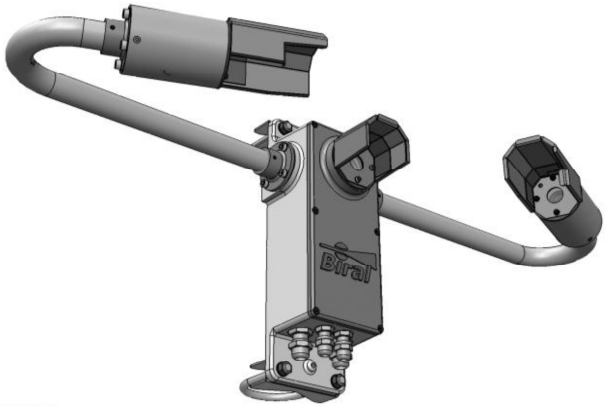
Wettersensor / Sichtweitenmesser

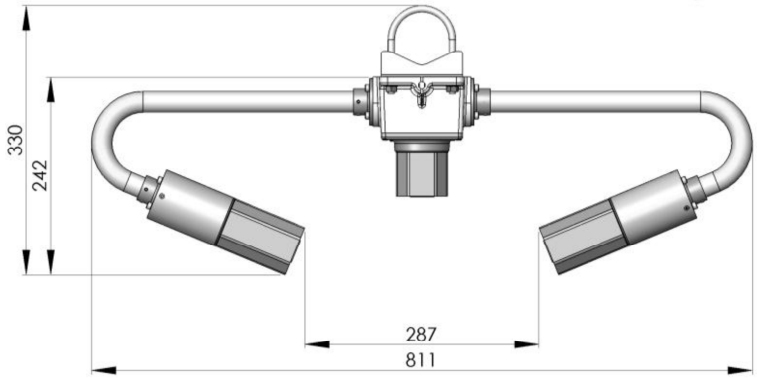
Zusammen mit Sensor

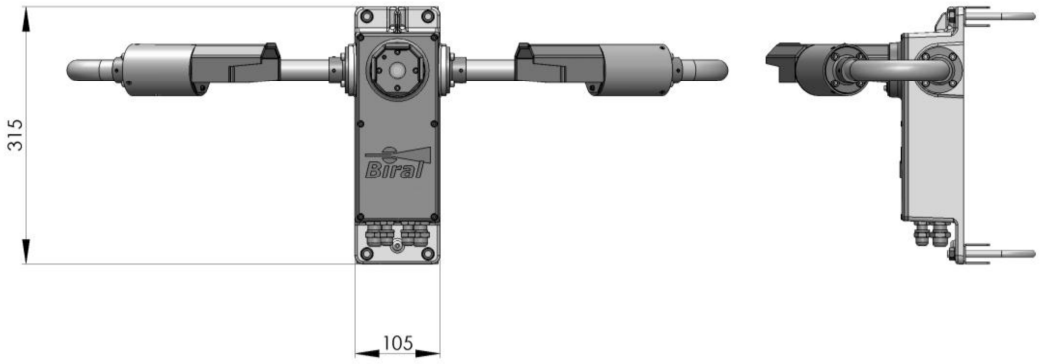
- Der SWS-Sensor wird in einer robusten, recycelbaren, schaumstoffgefüllten Verpackung geliefert, einschließlich:
  - 3 m RS232 Hilfskabel
  - Rohrmontageset (Schraubbügel, Mastsattel und Bolzen)
  - Dokumentation (Handbuch, Kalibrierungszertifikat)

Zubehör

- Strom- und Datenkabel
- Netzstromadapter
- Kalibrierungskit (für Konfidenzprüfung durch Anwender)
- Hartschalenkoffer (hilfreich, wenn der Sensor häufig an wechselnden Standorten eingesetzt wird)







Orga BV
Strickledeweg 13
3125 AT SCHIEDAM
The Netherlands

P.O. Box 3046
3101EA SCHIEDAM
The Netherlands

T +31 (0)10 208 5555
F +31 (0)10 437 8445
info@orga.nl
www.orga.nl

Dieses Produkt wurde von Biral für Orga Aviation B.V. hergestellt

Alle in diesem Dokument genannten Messwerte sind typische Werte.

Dieses Dokument kann ohne vorherige Ankündigung geändert werden. Datenblatt Nr. SWS-200

3 DWD-Anerkennung des Sichtweitensensors vom Typ BIRAL SWS-200

© 2021. Alle Rechte vorbehalten.

Deutscher Wetterdienst
Abteilung Messnetze und Daten
TI23, Messsysteme
Frahmredder 95, D-22393 Hamburg

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

Sichtweitensensor Typ BIRAL SWS-200

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

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

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

Hamburg, *20. November 2009*

Dr. E. Lanzinger
(Dr. E. Lanzinger)

Deutscher Wetterdienst
Abteilung Messnetze und Daten
TI23, Messsysteme
Frahmredder 95, D-22393 Hamburg

Anhang: Anforderungen an den Sichtweitensensor

Hersteller: *Firma BIRAL*
Gerätetyp: *SWS-200-Sensor*
Versionsnr. *Hardware* 105200, *Software* SI100211, *ab* 23/3/2009)
(Hardware, Software, Produktionssdatum)

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

Deutscher Wetterdienst
Wetter und Klima aus einer Hand

Deutscher Wetterdienst – Frahmredder 95 – 22393 Hamburg

Bristol Industrial Research Associates Ltd,
PO Box 2, Portishead,
Bristol
BS20 7JB
United Kingdom

Referat Messsysteme (TI23)

Ansprechpartner:
Dr. Bernd Mergardt
Telefon:
069/8062-6500
E-Mail:
Bernd.Mergardt@dwd.de

Geschäftszeichen:
TI23b
Fax:
069/8062-6507

Hamburg - Sasel, 12. Oktober 2018

Sehr geehrte Damen und Herren,

bezugnehmend auf Ihre Anfrage über die Dauer der Gültigkeit der DWD Anerkennungszertifikate für Sichtweitensensoren auf Luftfahrthindernissen bestätigen wir hiermit, dass Ihre Anerkennungszertifikate der BIRAL Sichtweitensensoren SWS 050, SWS 100, SWS 200 und VPF 700/710 für den Gebrauch auf Luftfahrthindernissen noch gültig sind.
Die Gültigkeit läuft ab, wenn eine neue Hard- oder Softwareausgabe die Spezifikationen des Sensors derart verändern, dass seine Eigenschaften nicht länger den vom DWD geforderten und auf den Bundesgesetzgeber basierenden Anforderungen, entsprechen.

Auf den nachfolgenden Seiten finden Sie eine Liste der Anforderungen und notwendige Informationen.

Mit freundlichen Grüßen

Deutscher Wetterdienst
Wetter und Klima aus einer Hand
Messsysteme, TI 23
Postfach 30 11 90, 20304 Hamburg

Dr. Bernd Mergardt
Leiter des Referates Messsysteme
.....
Deutscher Wetterdienst

Frahmredder 95
D - 22393 Hamburg
Tel: +49 69 8062 6500
Fax: +49 69 8062 6507
E-Mail: bernd.mergardt@dwd.de
http://www.dwd.de

Deutscher Wetterdienst
Wetter und Klima aus einer Hand

Merkblatt

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

Der Deutsche Wetterdienst (DWD) setzt zur automatischen Bestimmung der Sichtweite, d.h. der international geläufigen „Meteorological Optical Range (MOR)“ an den Wetterstationen Messgeräte ein, die nach dem Vorwärtsstreuprinzip arbeiten. Diese Geräte müssen zudem bestimmten festgelegten Anforderungen genügen, die in einem Leistungskatalog enthalten sind.

Diese Forderungen berücksichtigen nationale und internationale Definitionen und Empfehlungen und sind an den heutigen Stand der Messtechnik angepasst.

Siehe dazu auch:

- WMO No. 8, 1996, Genf, Guide to Meteorological Instruments an Methods of Observations
- VDI 3786 Blatt 6, Beuth Verlag, Berlin 1983, Meteorologische Messungen für Fragen der Luftreinhaltung; Trübung der bodennahen Atmosphäre, Normsichtweite
- Vorschriften und Betriebsunterlagen Band 3, DWD Offenbach 1998

Stellt der DWD durch Einsicht in die technischen Unterlagen eines Sichtweitensensors fest, dass ein Gerät prinzipiell für den Einsatz zur Bestimmung der Sichtweite gemäß der **„Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (Drucksache 506/04“** geeignet ist, so erhält es dafür eine Anerkennung. Die Prüfung der Unterlagen (Nutzerhandbuch, Wartungs- und Installationshandbuch, Messreihen etc.) erfolgt durch einen formlosen Antrag an den DWD.

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

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

Anhang 1: Zitate aus der Vorschrift:

Drucksache 506/04 vom 16.6.04, „Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen“

Drucksache 214/15 vom 20.05.15, „Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Änderung der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen“

...

14.2 Bei Sichtweiten über 5000m darf die Nennlichtstärke auf 30% und bei Sichtweiten über 10 km auf 10% reduziert werden. Die Sichtweitenmessung erfolgt nach Anhang 2.

...

17.4 Bei Sichtweiten über 5000m darf die Nennlichtstärke der Gefahrenfeuer auf 30% und bei Sichtweiten über 10 km auf 10% reduziert werden. Die Sichtweitenmessung erfolgt nach Anhang 2.

...

Anhang 2: Sichtweitenmessung

Die Sichtweite ist als meteorologische Sichtweite nach DIN 5037 Blatt 2 mittels eines vom DWD anerkannten Gerätes zu bestimmen. Bei Windenergieanlagen Blöcken im Meeresbereich sind die Sichtweitenmessgeräte entlang der äußeren Umgrenzung und deren Eckpunkte des Blocks anzubringen.
Der Abstand zwischen einer Windenergieanlage mit Sichtweitenmessgerät und Windenergieanlagen ohne Sichtweitenmessgerät darf maximal 1500 Meter betragen.
Die Sichtweitenmessgeräte sind in der Nähe des Maschinenhauses anzubringen. Der jeweils ungünstigste Wert aller Messgeräte ist für den ganzen Block zu verwenden. Bei Ausfall eines der Messgeräte müssen die Feuer auf 100% Leistung geschaltet werden. Daten über die Funktion und die Messergebnisse der Sichtweitenmessgeräte sind fortlaufend aufzuzeichnen. Die Aufzeichnungen sind mindestens vier Wochen vorzuhalten.

Vor Inbetriebnahme ist die Funktion der Schaltung der Befeuerung durch eine unabhängige Institution zu prüfen. Das Prüfprotokoll ist bei der Genehmigungsbehörde zu hinterlegen.

Anhang:3 Anforderungen an den Sichtweitensensor (Muster)

Hersteller: Firma XYZ
Gerätetyp: ABC-Sensor
Versionsnr. Hardware 1.23, Software 2.34, ab 1.6.2004)
(Hardware, Software, Produktionsdatum)

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

4 Datenblatt PWD20W von Vaisala© (Obelux©)

© 2021. Alle Rechte vorbehalten.

Sichtweitesensor PWD20W

für die Windenergieindustrie



Eigenschaften

- Vom Deutschen Wetterdienst zertifiziert
- Genaue, rückverfolgbare Messung der herrschenden Sichtweite
- Haubenbeheizungen verhindern die Ansammlung von Eis
- Robust und vielseitig
- Einzigartiger Algorithmus verhindert Interferenz durch Flimmern
- Mittlere störungsfreie Zeit (MTBF) von über 20 Jahren
- Einfache Installation

Der PWD20W ist ein Sichtweitesensor mit einem speziell für die Installation von Windturbinen entwickelten Algorithmus.

Begrenzen Sie Ihre Lichtemissionen

Störende Blinklichter sollten auf ein optimales Niveau reduziert werden. Mit Hilfe des PWD20W können Sie Vorschriften wie z. B. die Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV) erfüllen. Gleichzeitig können Sie die Belastung der umliegenden Gemeinden verringern.

Die Bedingungen über einer Windturbine erfordern ein robustes Gerät, wie z. B. den PWD20W. Mit seiner bewährten Leistung und Zuverlässigkeit gehört er zur Spitzenklasse. Haubenbeheizungen verhindern die Ansammlung von Eis auf dem Gerät. Eine spezielle Firmware sorgt dafür, dass sich Blinklichter in der Nähe des Sichtweitesensors nicht mit Lichtimpulsen des Sensors vermischen.

Weltweit wurden Tausende von PWD-Sensoren in anspruchsvollen Anwendungsbereichen unter allen möglichen klimatischen Bedingungen installiert. Sie sind sowohl auf Onshore- als auch auf Offshore-Windturbinen angebracht. Mit den Sensoren der Serie PWD erhalten Sie klassenbeste Messleistung und beispiellose Zuverlässigkeit. Nach unserer Fehlerstatistik liegt die mittlere störungsfreie Zeit (MTBF) bei über 20 Jahren. Sie profitieren auch von unserer schnellen Lieferung.

Die amerikanische FAA und andere führende Luftfahrtbehörden vertrauen auf unsere Dienste. Unser Sichtweitesensor ist auch vom Deutschen Wetterdienst zertifiziert.

Insbesondere für Windturbinen

Windturbinen sind für gewöhnlich mit jeweils zwei roten Hindernisfeuern ausgestattet. Die Hindernisfeuer blinken Tag und Nacht in zuvor eingestellten Intervallen. Anwohner in der Nähe einer Windturbine beschweren sich über die nächtliche Helligkeit der Hindernisfeuer. Daten zur Sichtweite werden verwendet, um die Helligkeit der Hindernisfeuer zu steuern und dadurch Belästigungen für Anwohner zu reduzieren, ohne die Flugsicherheit zu mindern.

Die PWD20W-Software wurde speziell zur Anwendung an Windturbinen entwickelt. Das vom Hindernisfeuer ausgestrahlte Infrarotlicht kann konventionelle Sichtweitesensoren in erheblichem Maße stören. Die speziell für den PWD20W codierte Software filtert jedoch die Interferenz aus, um den Effekt der Hindernisfeuer auf Sichtweitemessungen zu beseitigen. Rote LED-Lichter interferieren weder mit den Sichtweitemessungen noch mit der Steuerung der Feuer.

Wo auch immer Sichtweitemessungen erforderlich sind

Durch einen Messbereich von 10 bis 20.000 m bietet der PWD20W weitreichende Sichtweitemessung für Onshore- und Offshore-Hindernisfeuer, Offshore-Hindernisfeuer für Schiffe und Messmast-Ausrüstung. Das Standardmodell PWD20 kann in verschiedenen Anwendungsbereichen verwendet werden. Dazu gehören Häfen, Küstenbereiche, Heliports, Windparks – einfach an allen Orten, an denen Sichtweitemessungen erforderlich sind.



Technische Daten

Sichtweitemessleistung

Funktionsprinzip	Messung der optischen Vorwärtsstreuung
Beobachtungsbereich für Meteorologische Sichtweite (MOR)	10 ... 20 000 m
Genauigkeit	±10 % bei 10 ... 10 000 m ±15 % bei 10 ... 20 km

Betriebsbedingungen

Betriebstemperaturbereich	–40 ... +60 °C
Betriebsfeuchtebereich	0 ... 100 % rF
IP-Nennwert	IP66

Ein- und Ausgänge

Spannungsversorgung	12 ... 50 VDC (Elektronik) 24 VAC oder 24 VDC für Option mit Schutzhaubenheizung
Maximale Leistungsaufnahme	3 W (Elektronik mit Tauheizung mit 12 VDC) Optional mit Leuchtdichtesensor: 2 W (24 V) Optional mit Haubenbeheizung: 65 W (24 V)
Ausgänge	Serielle Datenleitung mit Signalübertragung entweder über RS-232- oder RS-485 (2-Draht)-Schnittstelle 3 Relaissteueroptionen (offener Kollektor) Analoger Ausgangsstrom: 0 ... 1 mA oder 4 ... 20 mA Standardmäßig 8-m Netz-/Datenkabel. Am Ende des PWD befindet sich ein Steckverbinder.
Unterstützende Daten	Alarme bei geringer Sichtweite in den Datentelegrammen. 3 frei wählbare Alarmschwellen zum Einstellen der 3 Relaissteueroptionen. Hardware-Status (Fehler/Warnung) in den Datentelegrammen. Der dritte Ausgang der Relaissteuerung ist auch über den Hardware-Status steuerbar.

Mechanische Daten

Gewicht	3 kg
Abmessungen (B × H × T)	199 × 404 × 695 mm

Konformität

EMC-Konformität	
Strahlungsemissionen	CISPR 16-1 CISPR 16-2
Strahlungsstörfestigkeit	IEC 61000-4-3, 10 V/m
Leitungsemissionen	CISPR 16-1 CISPR 16-2
Leistungsgebundene Störempfindlichkeit	IEC 61000-4-6
EFT Störfestigkeit	IEC 61000-4-4
ESD Störfestigkeit	IEC 61000-4-2
Störfestigkeit gegen Stoßspannungen	IEC 61000-4-5

Ersatzteile und Zubehör

Trägermast
Schnittstelleneinheit mit Spannungsversorgung: 115/230 VAC
Schnittstelleneinheit mit Spannungsversorgung, Überspannungsschutz und Relais: 230 VAC
Lichtdichtesensor PWL111
Haubenheizung für harte Winterbedingungen
Tragerarm für Mastinstallation
Befestigungsset für Befestigung auf Mastspitzen
Kalibrierset PWA12
Wartungskabel PWDRSCABLE

CE

VAISALA

www.vaisala.com

Veröffentlicht von Vaisala | B210879DE-B © Vaisala 2018

Alle Rechte vorbehalten. Alle Logos und/oder Produktnamen sind Markenzeichen von Vaisala oder ihrer jeweiligen Partner. Die Reproduktion, Übertragung, Weitergabe oder Speicherung von Informationen aus den vorliegenden Unterlagen ist strengstens verboten. Alle Spezifikationen, einschließlich der technischen, können ohne vorherige Ankündigung geändert werden.

5 DWD-Anerkennung des Sichtweitensensors vom Typ Vaisala PWD20W

© 2021. Alle Rechte vorbehalten.

Deutscher Wetterdienst
Referat
TI23, Messsysteme
Frahmredder 95, D-22393 Hamburg

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

Sichtweitensensor Typ Vaisala PWD20W

Das Gerät des Typs Vaisala PWD20W entspricht auf Grund der am 26.08.2015 durch die Firma Vaisala GmbH Weather Business eingereichten Gerätedokumentation den Anforderungen und ist damit zum Betrieb gemäß der o.a. Verwaltungsvorschrift anerkannt.

Die Anerkennung durch den DWD bezieht sich lediglich darauf, dass das Gerät mit den durch den Hersteller bezeichneten Eigenschaften für den genannten Einsatz grundsätzlich geeignet ist und die nachgewiesenen Messergebnisse belegen, dass keine zu großen Sichtweiten gemeldet werden. Die eventuelle Ausgabe zu geringer Sichtweiten stellt keine sicherheitsrelevante Abweichung dar und verhindert daher nicht die Anerkennung für den genannten Einsatz gemäß der allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen.
Der DWD führt keine regelmäßigen Inspektionen der Geräte im Einsatz durch. Der Hersteller ist dafür verantwortlich, dass die Richtigkeit der bezeichneten Geräteeigenschaften auch für die ausgelieferten Geräte gewährleistet ist und es obliegt dem Betreiber des Gerätes, die Betriebs- und Wartungsvorschriften gemäß den Herstellerangaben einzuhalten.

Der DWD schließt jegliche Haftung für Schäden aus, die auf Grund der Benutzung des Gerätes entstehen können.

Hamburg, 31. August 2015

Deutscher Wetterdienst
Wetter und Klima aus einer Hand
Messsysteme, TI 23
Postfach 30 11 90, 20304 Hamburg

(Dr. B. Mergardt)

Deutscher Wetterdienst
Referat
TI23, Messsysteme
Frahmredder 95, D-22393 Hamburg

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

Hersteller: Firma Vaisala GmbH
Gerätetyp: Vaisala PWD20W
Versionsnr.: Hardware: PWD20W revision A Software: 2.05W

	Mindestanforderung	**Spezifiziert**	**Erfüllt (ja/nein)**
Messprinzip	Vorwärtsstreuung	Vorwärtsstreuung	Ja
Messbereich	50m bis >10km	10m bis 20km	Ja
Auflösung	< Messunsicherheit	10m	Ja
Messunsicherheit **im Bereich < 500m** **im Bereich 500-5000m** **im Bereich > 5000m:**	 ± 50m ± 10% ± 20%	 ± 10% (maximal 50m) ± 10% ± 15%	Ja
Außentemperaturbereich	-30°C bis +50°C	-40°C bis +60°C	Ja
Außenfeuchtebereich	0 – 100 % RH	0 – 100 % RH	Ja
IP-Schutzklasse	min. IP54	IP 66	Ja
Mittelungs- und Ausgabeintervall	einstellbar	Anhand der alle 15 Sekunden gemessenen Sichtweitenwerte werden 1- und 10-Minuten Mittelwerte errechnet und ausgegeben.	Ja
Schutz gegen Störung durch Fremdlicht (Sonnenlicht, künstliches Licht, Bodenalbedo)	vorhanden	Vorhanden Ref. 1	Ja

Deutscher Wetterdienst
Referat
TI23, Messsysteme
Frahmredder 95, D-22393 Hamburg

Maßnahmen gegen Schnee- und Eisansatz an der Optik	vorhanden	vorhanden (Sensorkopfheizung Hood Heater als Option) Ref. 2	Ja
Wartungsintervall	≥ 6 Monate	12 Monate	Ja
Selbsttesteinrichtung (Sender, Lichtquelle, Empfänger, Elektronik, Zustand Fenster)	vorhanden	Vorhanden Ref. 3	Ja
Kompensation von Leistungsminderungen und Verschmutzungen	vorhanden	Vorhanden Ref. 2 und 3	Ja
Ausgabe von Statusmeldungen	vorhanden	vorhanden	Ja
Zeitliche Mittelung	einstellbar	1 und 10 Minuten Mittelung als MOR – Wert verfügbar	Ja
Einstellzeit	<60sec bei 90% sprunghafter Änderung	<60 sec im 1 Minute MOR - Report	Ja
CE-Kennzeichnung	vorhanden	vorhanden	ja

Deutscher Wetterdienst
Referat
TI23, Messsysteme
Frahmredder 95, D-22393 Hamburg

Ref. 1 Die abwärts gerichtete Anordnung in Kombination mit den Abdeckhauben schützt die Optik vor direkter Sonnenstrahlung und anderen störenden Lichteinflüssen.

Ref. 2 Die abwärts gerichtete Anordnung von Sende- und Empfangskopf schützt vor praktisch allen windgetragenen Partikeln.
Durch eine optionale Haubenheizung wird die Ansammlung von Schnee und Eis im Bereich der Optiken unterbunden.
Der PWD20W überwacht außerdem den IR – Sender wie auch den IR – Empfänger durch Messen des Rückstreusignals auf Verschmutzungen und Hindernisse.

Ref. 3 Im Betrieb des PWD20W sind umfassende Prüfungen integriert. Es werden verschiedene Spannungen gemessen und entsprechende Alarm- und Warngrenzwerte überprüft. Messwertgeber und Empfänger werden durch Messung des zurückgestreuten Lichts auf optische Verschmutzungen überwacht. Zu diesem Zweck ist im Empfänger eine zusätzliche Sende – LED installiert.
Wenn die Sichtweite unter einem festgelegten Grenzwert liegt, generiert die Software einen Alarm. Bei einem Hardwarefehler gibt der PWD20W eine entsprechende Warnung aus. Bei einem schweren Hardwarefehler werden keine Sichtweitendaten generiert, sondern stattdessen Schrägstriche (///////) angezeigt. Die Fehlerursache wird dann in der Statusmeldung durch Statusbits symbolisiert.
Zu den integrierten Prüfungen gehören eine Speicherprüfung, eine analoge Überwachung und eine Messsignalüberwachung. Die Überwachungs - Messergebnisse werden je nach Ursprung in den Einheiten Volt oder Hertz angezeigt.
Der Betrieb des Programms wird durch eine Watchdog - Schaltung überwacht. Wenn die Schaltung ca. 2 Sekunden lang nicht getriggert wird, erfolgt ein Hardware – Reset.

Hamburg, 31. August 2015

(Dr. B. Mergardt)

Deutscher Wetterdienst
Wetter und Klima aus einer Hand
Messsysteme, TI 23
Postfach 30 11 90, 20304 Hamburg

Anlagen:

1.) Merkblatt, 3 Seiten

Deutscher Wetterienst
Referat
TI23, Messsysteme
Frahmredder 95, D-22393 Hamburg

Merkblatt

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

Der Deutsche Wetterdienst (DWD) setzt zur automatischen Bestimmung der Sichtweite, d.h. der international geläufigen „Meteorological Optical Range (MOR)“ an den Wetterstationen Messgeräte ein, die nach dem Vorwärtsstreuprinzip arbeiten. Diese Geräte müssen zudem bestimmten festgelegten Anforderungen genügen, die in einem Leistungskatalog enthalten sind.

Diese Forderungen berücksichtigen nationale und internationale Definitionen und Empfehlungen und sind an den heutigen Stand der Messtechnik angepasst.

Siehe dazu auch:

- WMO No. 8, 1996, Genf, Guide to Meteorological Instruments an Methods of Observations
- VDI 3786 Blatt 6, Beuth Verlag, Berlin 1983, Meteorologische Messungen für Fragen der Luftreinhaltung; Trübung der bodennahen Atmosphäre, Normsichtweite
- Vorschriften und Betriebsunterlagen Band 3, DWD Offenbach 1998

Stellt der DWD durch Einsicht in die technischen Unterlagen eines Sichtweitensensors fest, dass ein Gerät prinzipiell für den Einsatz zur Bestimmung der Sichtweite gemäß der **„Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (Drucksache 506/04“** geeignet ist, so erhält es dafür eine Anerkennung. Die Prüfung der Unterlagen (Nutzerhandbuch, Wartungs- und Installationshandbuch, Messreihen etc.) erfolgt durch einen formlosen Antrag an den DWD.

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

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

Deutscher Wetterienst
Referat
TI23, Messsysteme
Frahmredder 95, D-22393 Hamburg

Anhang 1: Zitate aus der Vorschrift:

Drucksache 506/04 vom 16.6.04, „Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen“

...

14.2 Bei Sichtweiten über 5000m darf die Nennlichtstärke auf 30% und bei Sichtweiten über 10 km auf 10% reduziert werden. Die Sichtweitenmessung erfolgt nach Anhang 2.

...

17.4 Bei Sichtweiten über 5000m darf die Nennlichtstärke der Gefahrenfeuer auf 30% und bei Sichtweiten über 10 km auf 10% reduziert werden. Die Sichtweitenmessung erfolgt nach Anhang 2.

...

Anhang 2: Sichtweitenmessung

Die Sichtweite ist als meteorologische Sichtweite nach DIN 5037 Blatt 2 mittels eines vom DWD anerkannten Gerätes zu bestimmen. Bei Windenergieanlagen-Blöcken darf der Abstand zwischen einer Windenergieanlage mit Sichtweitenmessgerät und Windenergieanlagen ohne Sichtweitenmessgerät max. 1500 m betragen. Die Sichtweitenmessgeräte sind in der Nähe des Maschinenhauses anzubringen. Der jeweils ungünstigste Wert aller Messgeräte ist für den ganzen Block zu verwenden. Bei Ausfall eines der Messgeräte müssen die Feuer auf 100% Leistung geschaltet werden. Daten über die Funktion und die Messergebnisse der Sichtweitenmessgeräte sind fortlaufend aufzuzeichnen. Die Aufzeichnungen sind mindestens vier Wochen vorzuhalten.

Vor Inbetriebnahme ist die Funktion der Schaltung der Befeuerung durch eine unabhängige Institution zu prüfen. Das Prüfprotokoll ist bei der Genehmigungsbehörde zu hinterlegen.

Deutscher Wetterienst
Referat
TI23, Messsysteme
Frahmredder 95, D-22393 Hamburg

Anhang:3 Anforderungen an den Sichtweitensensor (Muster)

Hersteller: Firma XYZ
Gerätetyp: ABC-Sensor
Versionsnr. Hardware 1.23, Software 2.34, ab 1.6.2004)
(Hardware, Software, Produktionssdatum)

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

Bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung (BNK) Siemens Gamesa 5.X

VERTRAULICH

Dokumenten-ID / Revision	Datum (yyyy-mm-dd)	Sprache
D2943116/002	2023-02-20	DE

Original oder Übersetzung von
Übersetzung von D2937136

Dateiname
D2943116_002-SGRE ON Siemens Gamesa 5.X Bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung (BNK).docx

Änderungsübersicht (Revision / Änderungsbeschreibung)	
001	Erste Version.
002	Verfügbare SGRE-Lösungen um zwei Systeme ergänzt.

Haftungsausschluss und Verwendungsbeschränkung

Soweit gesetzlich zulässig, übernehmen die Siemens Gamesa Renewable Energy A/S sowie sonstige verbundene Unternehmen der Siemens Gamesa Gruppe, einschließlich der Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. und deren Tochterunternehmen, (nachfolgend „SGRE“) keinerlei Gewährleistung, weder ausdrücklich noch implizit, im Hinblick auf die Verwendung bzw. Verwendungstauglichkeit dieses Dokuments oder von Teilen hiervon für andere Zwecke als dem bestimmungsmäßigen Gebrauch. In keinem Fall haftet SGRE für Schäden, einschließlich aller direkten, indirekten oder Folgeschäden, die sich aus dem Gebrauch bzw. der Gebrauchsuntauglichkeit dieses Dokuments sowie allen Begleitmaterials oder der in diesem Dokument enthaltenen oder hiervon abgeleiteten Angaben oder Informationen ergeben. Soweit dieses Dokument oder andere Begleitmaterialien Bestandteile eines Vertrages mit SGRE werden, richtet sich die Haftung von SGRE nach den Bestimmungen dieses Vertrages. Dieses Dokument wurde vor seiner Veröffentlichung einer umfassenden technischen Überprüfung unterzogen. Ferner überprüft SGRE das Dokument in regelmäßigen Abständen, wobei sachdienliche Anpassungen in nachfolgenden Auflagen aufgenommen werden. Dieses Dokument ist und verbleibt geistiges Eigentum von SGRE. SGRE behält sich das Recht vor, das Dokument auch ohne vorherige Anzeige von Zeit zu Zeit anzupassen.

Inhalt

1. Allgemein 2
2. Radargestütztes BNK-System 2
3. Transpondergestütztes BNK-System 2
4. Datenprotokoll 3
5. Schnittstellen 3
6. Verfügbare SGRE-Lösungen 4
7. Weitere Lösungen von Drittanbietern 4

© Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG, 2023. Alle Rechte vorbehalten

1. Allgemein

Siemens Gamesa 5.X Windenergieanlagen (WEA) sind generell mit Systemen zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung (BNK) kompatibel. Bei der BNK wird die Flugbefeuerung an der WEA nachts ausgeschaltet und nur dann eingeschaltet, wenn sich ein Flugzeug innerhalb eines vordefinierten Erfassungsbereichs (normalerweise ca. 10 km) befindet. Die Lichter werden wieder ausgeschaltet, wenn das Flugzeug den Bereich verlässt. Dies reduziert die Lichtverschmutzung durch die WEA und erhöht die Akzeptanz in der Bevölkerung.

BNK-Systeme für die Windenergie werden in großem Umfang entweder durch radar- oder transpondergestützte Systeme genutzt. Im Zuge des technologischen Fortschritts könnten in Zukunft auch andere Möglichkeiten zur Nutzung von BNK-Systemen zur Verfügung stehen. Die Implementierung von radar- oder transponderbasierten Systemen wird in den folgenden Abschnitten beschrieben.

2. Radargestütztes BNK-System

Radargestützte BNK-Systeme können auf zwei Arten realisiert werden: entweder durch die Installation einer kleinen Radarstation in unmittelbarer Nähe des Windparks oder durch den Empfang von Informationen über den Luftraum von bestehenden Radaren.

Das radargestützte BNK-System ist über das SCADA-System MySite360 mit dem Windpark verbunden und kommuniziert mit den Flugbefeuerungssteuerungen in den WEA.

3. Transpondergestütztes BNK-System

Transpondergestützte BNK-Systeme können durch die Montage/Installation einer Transponderantenne auf einer (oder mehreren) WEA im Windpark oder durch den Empfang von Informationen über den Luftraum von bestehenden Antennen realisiert werden. Wie viele und welche WEA eventuell mit Transponderantennen ausgestattet werden müssen, hängt von verschiedenen Faktoren wie der Größe des Windparks, der geografischen Topologie und bereits vorhandenen Antennen in der Nähe ab.

Der Aufbau des transpondergestützten Systems ist vom jeweiligen Anbieter abhängig. In den meisten Fällen befinden sich eine (oder mehrere) Antennen oben auf der Gondel. In der Gondel befindet sich ein Empfänger (Controller), der die Signale von der/den Antenne(n) empfängt und sie an eine Zentraleinheit im Umspannwerk des Windparks weiterleitet (wo sich auch das SCADA-System befindet). Bei einigen Systemen ist die Zentraleinheit außerdem mit einem Server verbunden, auf dem Informationen von mehreren Transpondersystemen verfügbar sind. Der Server wertet die Informationen aus und gibt den Schaltbefehl an die Zentraleinheit zurück, sobald ein Flugzeug im Erfassungsbereich erkannt wurde. Die Zentraleinheit gibt den Schaltbefehl an die Flugbefeuerungssteuerungen weiter.

Die Zentraleinheit verbindet sich mit dem Server entweder über eine LTE-Mobilfunkverbindung oder eine Breitband-Internetverbindung. Die LTE-Verbindung wird vom Anbieter des Transpondersystems zur Verfügung gestellt. Die Breitband-Internetverbindung muss vom Kunden bereitgestellt werden.

© Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG, 2023. Alle Rechte vorbehalten

4. Datenprotokoll

Bei allen oben erwähnten BNK-Systemen müssen alle Ereignisse protokolliert werden.

Diese muss von einer der folgenden Stellen bereitgestellt werden:

- Anbieter von BNK-Systemen
- Lieferant für Flugbefeuerung
- eine Kombination aus beiden oben genannten
- SCADA-System

Die für die Protokollierung von Ereignissen zuständige Partei kann von Projekt zu Projekt unterschiedlich sein und muss zwischen dem Auftraggeber, SGRE und den Lieferanten vereinbart werden.

5. Schnittstellen

Die in der WEA vorhandenen elektrischen Schnittstellen sind:

- 230 V, 50 Hz, 0,5 A (Versorgung für den Empfänger und die Antenne(n))
- Ethernet, 100 Mbit (Kommunikation mit der Zentraleinheit)

Die in der WEA vorhandene mechanische Schnittstelle (gelb hervorgehoben) zur Montage einer Transponderantenne ist in Abbildung 1 dargestellt. Die Halterung muss feuerverzinkt entsprechend der Korrosionsschutzklasse C5 beschichtet sein. Die Schrauben haben die Größe M10.

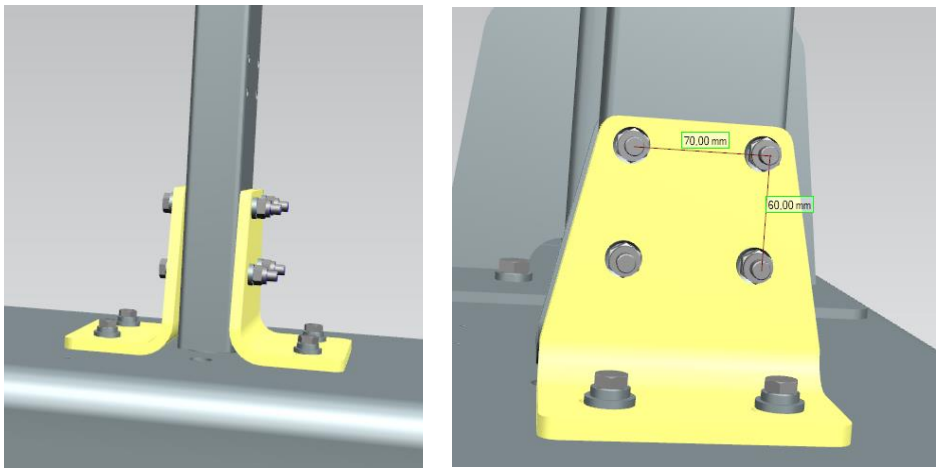


Abbildung 2: Mechanische Schnittstelle in der WEA für die Transponderantenne

Der Empfänger (Controller) in der Gondel darf nicht größer als 400 x 400 mm sein.

Die elektrischen Schnittstellen im Umspannwerk des Windparks sind:

- 230 V, 50/60 Hz, 0,5 A (Spannungsversorgung)
- Ethernet, 100 Mbit (Kommunikation zum Flugbefeuerungssystem)

Es gibt keine festen Anforderungen an die mechanische Schnittstelle für die Geräte der Windpark-Teilsysteme. Bitte kontaktieren Sie das SGRE SCADA-Team für weitere Informationen.

Die Kommunikation zwischen dem BNK-System und der Flugbefeuerung wird getrennt von der WEA-Steuerung laufen. Dies wird durch das SCADA-Team gehandhabt und konfiguriert.

© Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG, 2023. Alle Rechte vorbehalten

6. Verfügbare SGRE-Lösungen

Name	Anbieter	System	Kommentar
Safe Sky	Lanthan Safe Sky GmbH	Transponder	---
LightManager	WuF GmbH	Transponder	---
light:guard-System	Light:Guard GmbH	Transponder	---
Quanton A	Quantec Sensors GmbH	Aktivradar	---

Bitte setzen Sie sich mit SGRE in Verbindung, wenn Sie andere spezielle Wünsche haben. SGRE ist flexibel, andere vom Kunden gewünschte Lösungen zu prüfen und nach Abstimmung zu implementieren.

7. Weitere Lösungen von Drittanbietern

Es liegt im Ermessen des Kunden, ob er eine der oben aufgeführten verfügbaren Lösungen oder eine Lösung eines anderen Anbieters verwendet. Wenn eine Lösung eines Drittanbieters verwendet wird, muss diese von SGRE genehmigt werden, z. B. hinsichtlich der Cybersicherheit. Wenn diese Lösung eine Verbindung zu einem Server erfordert, muss der Kunde oder der Drittanbieter diese Kommunikation bereitstellen (LTE-Mobilfunk, Breitband-Internet usw.). Bitte kontaktieren Sie SGRE für weitere Details.

In der WEA kann SGRE die oben beschriebenen elektrischen und mechanischen Schnittstellen anbieten.

Im Umspannwerk des Windparks muss der Auftraggeber eine 230 V- und eine Ethernet-Verbindung zum Windparknetz bereitstellen. Dies muss mit dem SCADA-Team koordiniert werden.

Die Fremdgeräte und die entsprechenden Kabel müssen vom Drittanbieter oder vom Kunden geliefert werden.

Bitte kontaktieren Sie SGRE für weitere Informationen.

© Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG, 2023. Alle Rechte vorbehalten

TÜV PROFI CERT

TÜV HESSEN

ZERTIFIKAT

für das Managementsystem nach

DIN EN ISO 9001:2015

Der Nachweis der regelkonformen Anwendung wurde erbracht.

light:Guard

Light:Guard GmbH
Krendelstr. 32
DE-30916 Isernhagen

Geltungsbereich:

Entwicklung, Projektierung und Realisierung von elektromagnetischen und elektronischen Systemen einschließlich Software

Zertifikat-Registrier-Nr. **73 100 6862** Zertifikat gültig von 2023-07-10 bis **2026-07-09**

Auditbericht-Nr. 4418 5685

TÜV HESSEN

MEMBER OF MULTILATERAL RECOGNITION ARRANGEMENT IAF

DAkkS Deutsche Akkreditierungsstelle D-ZM-14137-01-01

Freigabe: Darmstadt, 2023-07-05
Zertifizierungsstelle des TÜV Hessen
– Der Zertifizierungsstellenleiter –

Diese Zertifizierung bestätigt die Einführung und Aufrechterhaltung des o.a. Managementsystems und wird regelmäßig überwacht.
Die aktuelle Gültigkeit ist nachprüfbar unter www.proficert.com. Originalzertifikate enthalten ein aufgeklebtes Hologramm.
TÜV Technische Überwachung Hessen GmbH, Robert-Bosch-Straße 16, D-64293 Darmstadt, Tel. +49 6151/600331 Rev-DE-2210

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

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA1			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
	UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG		33408515	5731796

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
	Pahlsdorf	2	110		

Abstand nach LBauO

	Pahlsdorf	2	112	Sickert, Reiner	☐
	Weißack	1	271	Emmrich, Karsten; Gruß, Jürgen	☐
	Weißack	1	435	Beyer, Reinhold	☐

Erschließung

	Dabern	2	24	"Bundesrepublik Deutschland, Bundesstraßenverwaltung Brandenburgisches Straßenbauamt Cottbus	☐
	Dabern	2	30	Sickert, Reiner	☐
	Pahlsdorf	2	12/2	Schützengilde Sonnewalde 90 (1549) e.V.	☐
	Pahlsdorf	2	111	Sickert, Reiner	☐
	Pahlsdorf	2	108	Sickert, Reiner	☐

Gewässerquerung

					☐

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

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

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

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA6			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
	UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG		33409678	5730997

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
	Großbahren	1	40		

Abstand nach LBauO

	Großbahren	1	41	Vorwerk, Corinna	☐
	Großbahren	1	38	Land Brandenburg Straßenverwaltung	☐
	Großbahren	1	39	Winzer, Michael	☐

Erschließung

	Großbahren	1	38	Land Brandenburg Straßenverwaltung	☐

Gewässerquerung

					☐

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

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

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

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA7			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
	UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG		33410160	5731197

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
	Großbahren	1	46/3		

Abstand nach LBauO

	Großbahren	1	45	Schadock, Liane und Dietmar	☐
	Großbahren	1	47/3	Gemeinde Bahren	☐
	Großbahren	1	86/3	Müller, Petra	☐
	Großbahren	1	44	Neumann, Frank	☐

Erschließung

	Großbahren	1	61/1	Landkreis Elbe-Elster	☐
	Großbahren	1	86/2	Landkreis Elbe-Elster	☐
	Großbahren	1	47/2	Landkreis Elbe-Elster	☐
	Großbahren	1	46/2	Landkreis Elbe-Elster	☐
	Großbahren	1	45	Schadock, Liane und Dietmar	☐

Gewässerquerung

					☐

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

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

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

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA8			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
	UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG		33410824	5730956

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
	Großbahren	1	54/3		

Abstand nach LBauO

	Großbahren	1	55	Lange, Martin	☐
	Großbahren	1	214	Gemeinde Bahren	☐
	Großbahren	1	57/3	Lange, Martin	☐
	Großbahren	1	207	Separationsinteressenten	☐
	Gahro	2	238	Müller, Birgit und Karl-Heinz	☐
	Gahro	2	547	Amende, Margitta und Bodo	☐
	Großbahren	1	53/3	Erpel, Carola	☐
	Großbahren	1	52/3	Schulze, Axel	☐

Erschließung

	Großbahren	1	61/1	Landkreis Elbe-Elster	☐
	Großbahren	1	53/2	Landkreis Elbe-Elster	☐
	Großbahren	1	53/3	Erpel, Carola	☐

Gewässerquerung

					☐

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

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

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

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA9

Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
	UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG		33410734	5730297

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
	Großbahren	1	72/3		

Abstand nach LBauO

	Großbahren	1	68/3	Lange, Martin	☐
	Großbahren	1	67/3	Schulze, Jörg	☐
	Großbahren	1	76	Erpel, Carola	☐
	Großbahren	1	213	Gemeinde Bahren	☐
	Großbahren	1	74/3	Erpel, Carola	☐

Erschließung

	Großbahren	1	61/1	Landkreis Elbe-Elster	☐
	Großbahren	1	68/2	Landkreis Elbe-Elster	☐
	Großbahren	1	68/3	Lange, Martin	☐

Gewässerquerung

					☐

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

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

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
WEA1		Siemens Gamesa	SG7.0-170		185	170	270	7.0	Transponder
WEA6		Siemens Gamesa	SG7.0-170		185	170	270	7.0	Transponder
WEA7		Siemens Gamesa	SG6.6-155		165	155	242,5	6.6	Transponder
WEA8		Siemens Gamesa	SG7.0-170		185	170	270	7.0	Transponder
WEA9		Siemens Gamesa	SG7.0-170		185	170	270	7.0	Transponder

light:guard Systembeschreibung

Last Modified:

2020-09-17

Light:Guard GmbH
Krendelstr. 32, 30916 Isernhagen OT
Altwarmbüchen, Germany

phone: +49 511 474048-30
fax: +49 511 474048-19

www.light-guard.com
info@light-guard.com

Created By:

Name: Jon Galdeano
E-Mail: jon.galdeano@quantec-group.com
Date: 2020-09-11

Last Modified By:

Name: Jon Galdeano
E-Mail: jon.galdeano@quantec-group.com
Date: 2020-09-17

Revision: 13

Content

1 Abkürzungen 4
2 Einführung 4
3 Funktion 4
4 Komponenten 5
5 light:guard-Empfänger 6
6 MLAT-Server 6
7 Quantec Datenzentrum 7
7.1 QUAD 7
7.2 GUI 7
8 LCU-T 7
9 Sicherheitskonzept 7
10 Referenzen 7

1 Abkürzungen

Abkürzung	Beschreibung
AVV	Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen
BNK	Bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
LCU-T	Light Control Unit, Transponder Version
LCU	Light Control Unit
IF	Interface / Schnittstelle
MLAT	Multilateration
OEM	Original Equipment Manufacturer
QUAD	Quantec Area Distributor
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
WAN	Wide Area Network
LTE	Long Term Evolution 4G Mobilfunkstandard
WEA	Windenergieanlage

2 Einführung

Das Ziel zur Einführung der bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung ist es, dass Lichtimmissionen deutlich reduziert werden. Die bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung ist bereits seit 2015 zugelassen. Seit der Einführung des § 9 Abs. 8 Erneuerbaren-Energie-Gesetz (EEG 2017) besteht ab Mitte 2021 eine Ausstattungspflicht für alle kennzeichnungspflichtigen Windenergieanlagen, die eine Förderung nach dem EEG erhalten. Die bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung für Neu-, aber auch für rund 17.500 Bestandsanlagen wird vor diesem Hintergrund in den nächsten Jahren von großer Relevanz sein. Die Anforderungen an BNK-Systeme sind in der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV) festgehalten (siehe Ref /1/ BAnz AT 30.04.2020 B4 - Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen vom 24. April 2020). Sie steuert den Ein- und Abschaltvorgang der Windenergieanlagenbefeuerung, sodass diese nur noch im Falle eines sich nähernden Luftfahrzeugs wieder angeschaltet werden. Die AVV-Novelle sieht unter anderem Lösungen vor, welche die von Luftfahrzeugen ausgesendeten Transpondersignale zur Aktivierung der Nachtkennzeichnung verwenden. Neue und bestehende Windparks müssen einer technischen Analyse unterzogen werden, um festzustellen, ob sie die Anforderungen der AVV erfüllen. Wenn dies nicht der Fall ist müssen die Voraussetzungen zur Erfüllung der Anforderungen bis zum 30.06.2021 geschaffen werden.

3 Funktion

light:guard ist ein transponderbasiertes BNK-System. Jedes Flugobjekt, das sich nachts im deutschen Luftraum aufhält, ist verpflichtet, mit einem an Bord verbauten Transponder ein Signal auszusenden, welches von den Transpondempfängern des Systems detektiert wird.
Die empfangenen Signale werden mit Zeitstempeln im Nanosekundenbereich und mit der Position des Empfängers versehen. Position und Zeit der Empfänger werden über ein eingebautes LTE-Modem oder

eine bereits vorhandene Kommunikationsinfrastruktur manipulationssicher zum MLAT-Server übermittelt. Anhand der Zeitdifferenzen der empfangenen Signale und Entfernungsunterschiede der Empfänger wird die Position des Senders berechnet, ähnlich dem GPS-Prinzip. Der MLAT-Server übermittelt dann die Daten an das Datenzentrum, wo der Quantec Area Distributor (QUAD) die Positionen der Flugobjekte, mit denen der Windparks abgleicht. Der QUAD sendet dann ein Signal an die in die Windparkinfrastruktur eingebundene Light Control Unit (LCU), wenn sich ein Flugobjekt im Luftraum des Windparks befindet. Die LCU gibt den entsprechenden Befehl über die Kommunikationsinfrastruktur im Windpark an die Flugbefeuerung weiter.

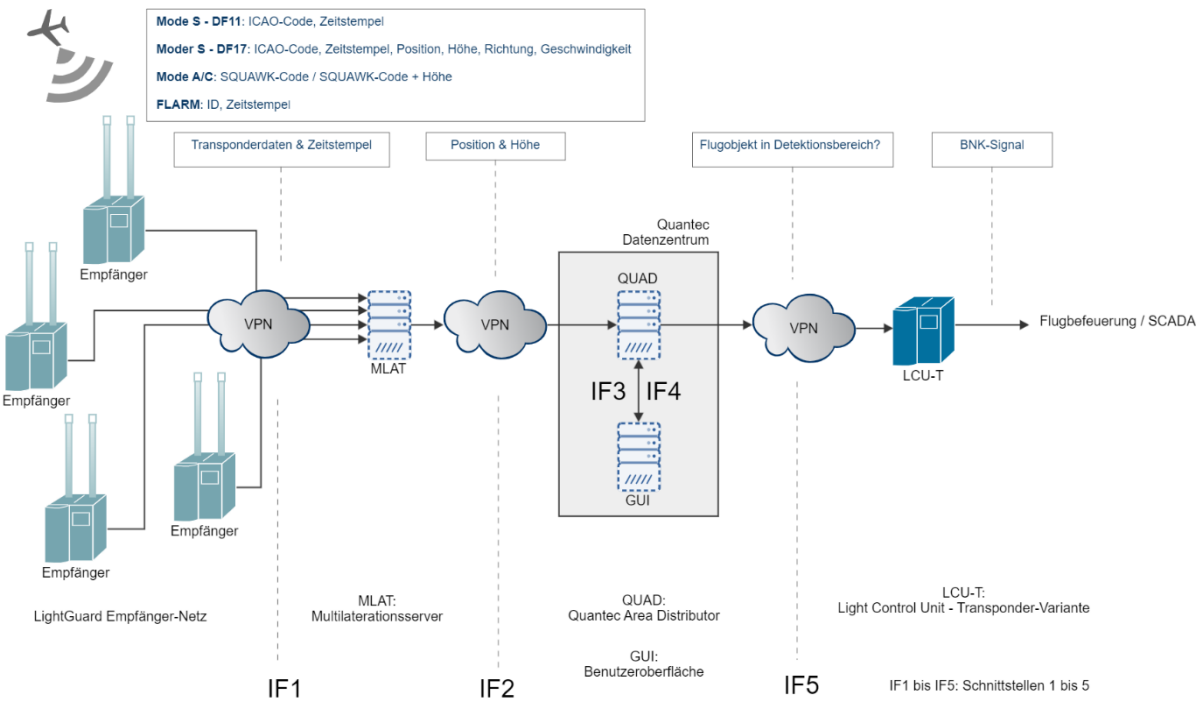
Genauer gesagt unterdrückt das System die Einschaltung der Flugbefeuerung der WEA, wenn keine Detektion eines Flugobjektes in der Nähe des Windparks erfolgt. Wenn das System ein Flugobjekt im betreffenden Luftraum erkennt, wird die Unterdrückung aufgehoben, so dass die Flugbefeuerung wieder eingeschaltet wird. Die Unterdrückung wird ebenfalls aufgehoben, wenn ein Flugobjekt detektiert, aber dessen Position nicht bestimmt werden kann. Die Empfänger können Signale von Mode S-, Mode A/C- oder FLARM-Transpondern detektieren.

4 Komponenten

Das light:guard-System besteht aus den folgenden Komponenten:

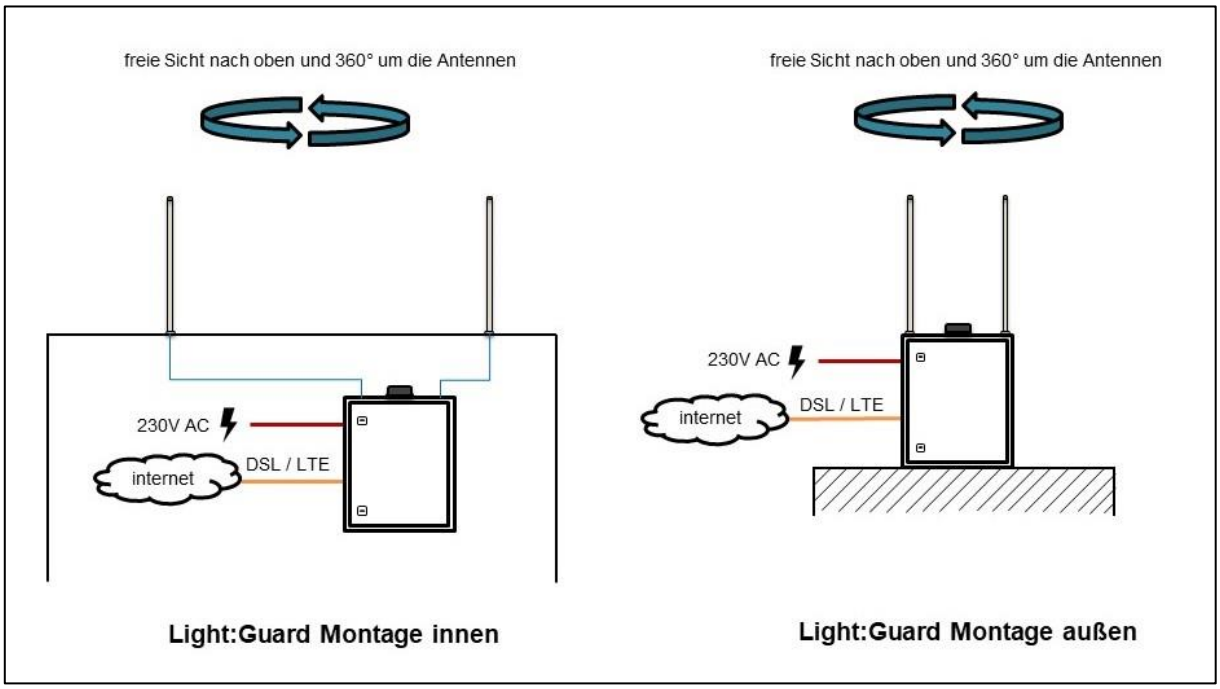
- light:guard-Empfänger
- MLAT-Server
- Quantec Datenzentrum
  - QUAD: Quantec Area Distributor
  - GUI: Graphical User Interface / Benutzeroberfläche
- LCU-T: Light Control Unit / Steuereinheit

Die folgende Skizze stellt die Funktionsweise des light:guard-Systems schematisch dar:



5 light:guard-Empfänger

Die Einbaumöglichkeiten des Empfängers sind vielfältig, solange die Stromversorgung des Empfängers sichergestellt ist und die Antennen freie Sicht haben. Mögliche Installationsorte sind z.B. Dächer von Gebäuden, an Funkmasten, in Gondeln von Windenergieanlagen oder auf deren Gondeldächern.
Die light:guard-Empfänger sind Schaltschränke mit Schutzklasse IP66, die auch für die Außenmontage geeignet sind. Sie detektieren Funksignale mit einer Frequenz von 1090 MHz und sind mit zwei Empfängermodulen und zwei Antennen ausgestattet, um Redundanz zu gewährleisten. Am Empfänger ist eine GPS und LTE-Kombiantenne angeschlossen. Optional kann bei Bedarf zusätzlich eine Antenne zur Detektion von FLARM Signalen (Frequenz von 868 MHz) angeschlossen werden.



6 MLAT-Server

Der MLAT-Server erhält die Daten von allen light:guard-Empfängern und führt die Multilateration durch. Multilateration ist eine bekannte und erprobte Methode in der Luftfahrt, mit der die Position eines Flugobjektes kalkuliert wird, indem die unterschiedlichen Ankunftszeiten des gleichen Funksignals an verschiedenen Empfängern genutzt werden. Da der Sendezeitpunkt des Signals unbekannt ist, und drei Raumkoordinaten des Flugobjektes berechnet werden müssen, um seine exakte Position zu bestimmen, ist es erforderlich, dass in einem Multilaterationsalgorithmus mindestens 4 Empfänger ein Signal empfangen. Das MLAT-Ergebnis wird dann via WebSocket-Protokoll an den QUAD gesendet.

$$r=\sqrt{((x_i-x)^2+(y_i-y)^2+(z_i-z)^2)}=(t_E-t_A)\times c$$

r	Entfernung zum Empfänger
x_i, y_i, z_i	Koordinaten des Empfängers
x, y, z	Koordinaten des Flugobjektes
t_E	Sendezeitpunkt
t_A	Empfangszeitpunkt
c	Übertragungsgeschwindigkeit

7 Quantec Datenzentrum

7.1 QUAD

Der Quantec Area Distributor (QUAD) ist eine softwarebasierte Komponente, die eine sehr hohe Anzahl an Daten von Flugobjekten empfängt, nicht relevante Daten rausfiltert und die relevanten Daten mit den Positionen der zutreffenden Windparks abgleicht. Der QUAD steuert dann die LCUs im Windpark an, sobald sich ein Flugobjekt im entsprechenden Wirkungsraum befindet.

7.2 GUI

Die Benutzeroberfläche (Graphical User Interface oder GUI) ist ein Werkzeug, das externen Benutzern, wie beispielsweise der Bundeswehr, den Zugriff zum BNK-System ermöglicht. Die Anmeldung erfolgt mit Nutzernamen und Passwort. Der Benutzer kann Flugbahnen visualisieren und das BNK-System ein- oder ausschalten.

8 LCU-T

Die LCU-T ist die im Windpark verbaute Steuerungseinheit für die windparkinterne Flughindernisbefeuerung. Dabei wird die Flughindernisbefeuerung über eine individuell mit den Befeuerungsherstellern entwickelte Schnittstelle angesteuert. Die Steuerung der Flughindernisbefeuerung kann auf bis zu drei verschiedene Netzwerke innerhalb des Windparks verteilt werden. Somit können auch Mischparks mit unterschiedlichen Herstellern über eine LCU-T angesteuert werden.

9 Sicherheitskonzept

Das light:guard-System hat ein Standardsicherheitskonzept für den Normalbetrieb und ein Sicherungsverfahren (fall back) für sonstige Betriebsmodi wie unzureichende Daten oder Unterbrechung der Kommunikation. Das System verwendet unterschiedliche Methoden zur Aktivierung der Flugbefeuerung je nach Erkennungsprinzip.

10 Referenzen

/1/ BAnz AT 30.04.2020 B4 - Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen vom 24. April 2020

Datenblatt Light:Guard Receiver

Letzte Anpassung:

2021-04-13

Light:Guard GmbH
Krendelstr. 32, 30916 Isernhagen OT
Altwarmbüchen, Germany
phone:+49 511 474048-30

www.light-guard.com
info@light-guard.com

Erstellt von:

Name: Alper Sevim
E-Mail: alper.sevim@quantec-group.com
Datum: 2020-11-03

Letzte Anpassung von:

Name: Willi Lehmann
E-Mail: willi.lehmann@quantec-group.com
Datum: 2021-04-13
Revision: 17

Vertraulichkeitsstatus:

☐ executive only
☐ for internal use only
☐ confidential
☒ public

Inhaltsverzeichnis

Hauptmerkmale 4
Einsatzgebiete 4
Netzwerkanforderungen 4
Funktionsbeschreibung 4
Technische Daten 4
Dimension 5
  Vorderansicht 6
  Seitenansicht 6
Anschlüsse 7
  Beschreibung 7

Der Light:Guard Receiver (LGR) erfasst über die angeschlossenen Antennen Transpondersignale von Flugobjekten und leitet diese an das Datenzentrum weiter.



Hauptmerkmale

- Transponder Empfangseinheit für Mode A/C/S, ADS-B & FLARM
- Übertragung von Daten an das Light:Guard Rechenzentrum
- Interne Leistungsüberwachung & Systemdiagnose
- Blitz- & Überspannungsschutz an allen Anschlüssen

Einsatzgebiete

- Bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung von Windkraftanlagen

Netzwerkanforderungen

- WAN Schnittstelle
  - Min. Uploadrate: 512 kbit/s
  - Min. Downloadrate: 512 kbit/s
  - Verzögerung: <1000 ms zum Rechenzentrum
  - Datenverbrauch: 1GB/Tag

Funktionsbeschreibung

Der LGR empfängt Radiosignale zur weiteren Auswertung des Luftraums auf Flugverkehr.

Technische Daten

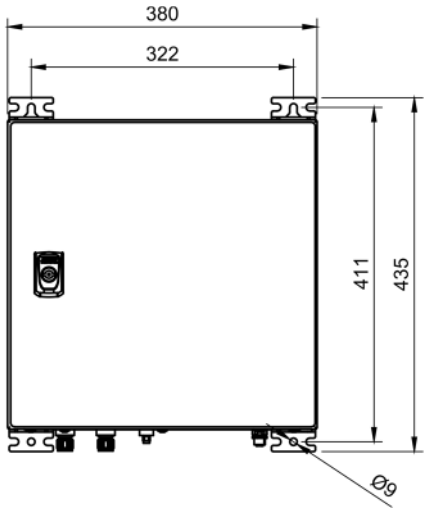
Allgemein	LGR
Artikelnummer	14004

Allgemein	LGR
Konformität	CE, RoHS
Elektrische Eigenschaften	
Versorgungsnennspannung	100 V AC ... 240 V AC
Eingangsspannung-Frequenz	50 Hz ... 60 Hz ±10 %
Absicherung	6 A (Charakteristik B, C, D, K)
Stromverbrauch	<150W
Schnittstellen	
Art	
RJ45	Netzwerkanschluss für die Internetverbindung
Physikalische Eigenschaften	
Dimension:	(H × B × T) 384 x 380 x 218mm 435 x 380 x 238mm inklusive Wandhalterung
Gewicht	15kg
IP Schutzklasse	IP65
Schutzklasse	1
Umgebungsbedingungen	
Betriebstemperaturbereich	-25 °C ... +60 °C
Lagertemperaturbereich	-25 °C ... +85 °C
Relative Luftfeuchte	5 to 95% r.H. ohne Betauung
Höhenbereich	0 to 2000 m (0 to 6560 ft)
Normen	
EMV	• DIN EN 61000-6-3:2011-09 +BER:2012-11 • DIN EN 61000-3-2:2015-03 • DIN EN 61000-3-3:2014-04 • DIN EN 61000-6-3:2011-09 +BER:2012-11 • DIN EN 61000-6-2:2019-11 • IEC 61400-21
IP Schutzklasse	• DIN EN 60529:2014-09
Doc. Vers	(v1.0) 03.11.2020

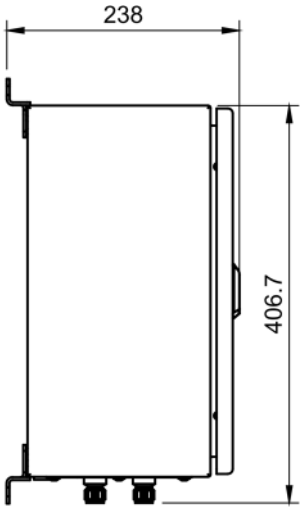
Dimension

Alle Angaben in mm

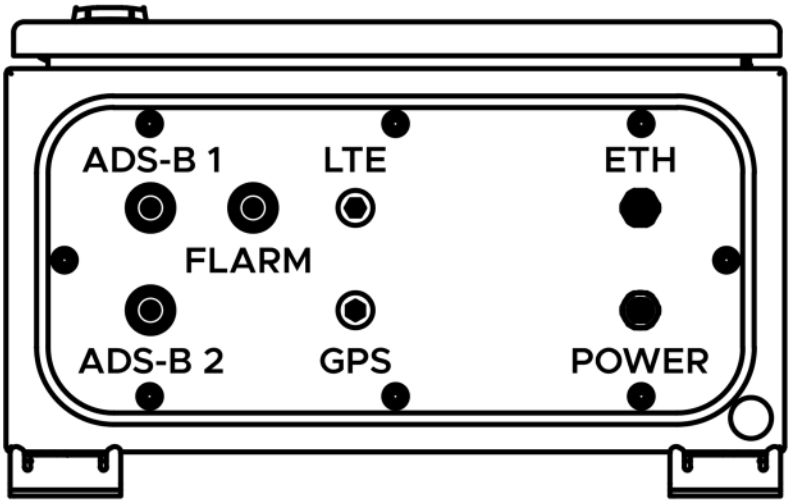
Vorderansicht



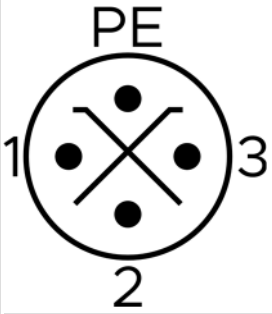
Seitenansicht



Anschlüsse



Beschreibung

Bezeichnung	Steckertyp	Beschreibung
ADS-B 1	Koaxial N Stecker	Anschluss erste Transponder Antenne
ADS-B 2	Koaxial N Stecker	Anschluss zweite Transponder Antenne
FLARM	Koaxial N Stecker	Anschluss FLARM Antenne
LTE	SMA Stecker	Anschluss LTE Antenne (optional)
GNSS	SMA Stecker	Anschluss GPS/GLONASS/GALILEO Antenne
ETH	M12 Buchse D-kodiert	Anschluss Netzwerkkabel (100BASE-TX, CAT6)
POWER	M12 Stecker S-kodiert	

PE	PE
1	L
2	Nicht genutzt
3	N

Light:Guard Systemwartung

Letzte Anpassung:

2021-07-30

Light:Guard GmbH
Krendelstr. 32, 30916 Isernhagen OT
Altwarmbüchen, Germany
phone: +49 511 474048-30

www.light-guard.com
info@light-guard.com

Erstellt von:

Name: Willi Lehmann
E-Mail: willi.lehmann@quantec-group.com
Datum: 2021-06-04

Letzte Anpassung von:

Name: Marcel Maack
E-Mail: marcel.maack@quantec-group.com
Datum: 2021-07-30
Revision: 7

Vertraulichkeitsstatus:

☐ for internal use only
☒ confidential
☐ public

Inhaltsverzeichnis

Einführung 4

Komponenten 4

- Light:Guard Receiver 5
- MLAT Server 5
- QUAD Server 5
  - Automatische Funktionsdiagnose und wöchentliche manuelle Überprüfung 5
  - Betriebssystemdiagnose und -update 5
  - Software Wartung 5
- Benutzeroberfläche 5
  - Automatische Funktionsdiagnose und wöchentliche manuelle Überprüfung 5
  - Betriebssystemdiagnose und -update 6
  - Software-Wartung 6
- LCU-T 6
- Hindernisbefeuerung 6

Aufbewahrung 6

Referenzen 6

Einführung

Die Wartung des light:guard-Systems ist essenziell, um sowohl einen sicheren Betrieb als auch eine hohe Abdeckung zu gewährleisten. Jede einzelne Komponente benötigt individuelle Wartung und regelmäßige Überprüfungen, die in diesem Dokument aufgeführt werden.

Komponenten

Das light:guard BNK-System besteht aus verschiedenen Komponenten die miteinander interagieren und Daten zum Funktionszweck austauschen. Die Komponenten befinden sich an unterschiedlichen Orten mit unterschiedlichen Umgebungsbedingungen und benötigen daher eine individuelle Überprüfung und Wartung. Die einzuhaltenden Wartungszyklen finden sich in der unten stehenden Tabelle:

Komponente	Tätigkeit	Wartungsintervall
Light:Guard Receiver	Sichtprüfung & Funktionskontrolle gemäß Checkliste	bei Bedarf
	Automatische Funktionsferndiagnose	1 Tag
MLAT Server	Automatische Funktionsdiagnose	1 Tag
	Betriebssystemdiagnose und -update	1 Monat
	Software-Wartung	1 Monat
QUAD Server	Automatische Funktionsdiagnose	1 Tag
	Manuelle Systemüberprüfung	1 Woche
	Betriebssystemdiagnose und -update	1 Monat
	Software Wartung	1 Monat
Benutzeroberfläche	Automatische Funktionsdiagnose	1 Tag
	Betriebssystemdiagnose und -update	1 Monat
	Software Wartung	1 Monat
LCU-T	Sichtprüfung & Funktionskontrolle gemäß Checkliste	bei Bedarf
	Automatische Funktionsferndiagnose	1 Tag
Hindernisbefeuerung	Gemäß Wartungsanweisung des Herstellers	Individuell

Light:Guard Receiver

Die light:guard-Receiver befinden sich an verschiedenen Standorten im Freien, um die Gebiete für die Multilateration abzudecken. Der MLAT-Server überprüft täglich die Verfügbarkeit und Funktionalität jedes Receivers und leitet eventuelle Fehlermeldungen an den QUAD weiter. Um einen sicheren Betrieb zu gewährleisten, muss Servicepersonal vor Ort jeden Schrank in wenn nötig überprüfen. Diese Überprüfung beinhaltet eine Sichtprüfung auf mechanische Schäden und eine Funktionskontrolle mithilfe der Statusleuchten. Die Checkliste muss bei jeder Wartung ausgefüllt werden (siehe /1/).

MLAT Server

Die Wartung des MLAT-Servers wird in /3/ beschrieben.

QUAD Server

Automatische Funktionsdiagnose und wöchentliche manuelle Überprüfung

Der QUAD führt täglich eine automatische Selbstdiagnose durch und überprüft den Betriebszustand von Hardware und Software. Zusätzlich führen wir eine manuelle wöchentliche Überprüfung auf etwaige Unregelmäßigkeiten durch. Sowohl automatisch als auch manuell wird folgendes geprüft:

- Netzwerkgeschwindigkeit und Verbindung
- Internetzugriff
- Logfile

Betriebssystemdiagnose und -update

Wir warten das Betriebssystem monatlich und aktualisieren die Software für Bugfixes und Updates. Zusätzlich überprüfen wir die Hardware, um den Funktionszustand des Servers zu beurteilen. Dabei werden die folgenden Komponenten überprüft:

- Systemspeicher
- RAM
- CPU

Software Wartung

Wir führen monatliche Software-Updates am QUAD durch, um eventuelle Bugfixes und Sicherheitsupgrades zu installieren. Sofern Erweiterungen oder zusätzliche Features verfügbar sind, werden diese im Zuge des Wartungsprozesses hinzugefügt.

Benutzeroberfläche

Automatische Funktionsdiagnose und wöchentliche manuelle Überprüfung

Der externe Serverführt täglich eine automatische Selbstdiagnose durch und überprüft den Betriebszustand von Hardware und Software. Zusätzlich führen wir eine manuelle wöchentliche Überprüfung auf etwaige Unregelmäßigkeiten durch. Sowohl automatisch als auch manuell wird folgendes geprüft:

- Network speed and connectivity check
- Internet access

- Logfile check

Betriebssystemdiagnose und -update

Wir warten das Betriebssystem monatlich und aktualisieren die Software für Bugfixes und Updates. Zusätzlich überprüfen wir die Hardware, um den Funktionszustand des Servers zu beurteilen. Dabei werden die folgenden Komponenten überprüft:

- Systemspeicher
- RAM
- CPU

Software-Wartung

Wir führen monatliche Software-Updates an der Benutzeroberfläche durch, um eventuelle Bugfixes und Sicherheitsupgrades zu installieren. Sofern Erweiterungen oder zusätzliche Features verfügbar sind, werden diese im Zuge des Wartungsprozesses hinzugefügt.

LCU-T

Die LCU-T ist die Steuerungseinheit für die windparkinterne Flughindernisbefeuerung und befindet sich im Windpark innerhalb einer Schaltanlage oder innerhalb der Masteranlage. Die Verbindung wird durch den QUAD täglich auf die Verfügbarkeit und Funktionalität geprüft. Fehlermeldungen und Statusänderungen werden aufgezeichnet. Um einen sicheren Betrieb zu gewährleisten, muss Servicepersonal vor Ort jeden Schrank bei Bedarf überprüfen. Diese Überprüfung beinhaltet eine Sichtprüfung auf mechanische Schäden und eine Funktionskontrolle mit Hilfe der Statusleuchten. Die Checkliste muss bei jeder Wartung ausgefüllt werden (siehe /2/).

Hindernisbefeuerung

Anleitungen für Wartungsintervalle und -tätigkeiten befinden sich in der jeweiligen Dokumentation des Befeuerungsherstellers. Windparkbetreibende müssen Wartung und Überwachung der Befeuerung gemäß dieser Dokumentation sicherstellen.

Aufbewahrung

Gemäß den AVV-Bestimmungenlagern wir alle Dokumente zur Wartung für mindestens zwei Jahre.

Referenzen

/1/ LGR Wartungscheckliste
/2/ LCU-T Wartungscheckliste
/3/ INVOLI System for Light Guard Detection and Safety Concept documentation

TÜV PROFI CERT

TÜV HESSEN

ZERTIFIKAT

für das Managementsystem nach

DIN EN ISO 9001:2015

Der Nachweis der regelkonformen Anwendung wurde erbracht.

light:Guard

Light:Guard GmbH
Krendelstr. 32
DE-30916 Isernhagen

Geltungsbereich:

Entwicklung, Projektierung und Realisierung von elektromagnetischen und elektronischen Systemen einschließlich Software

Zertifikat-Registrier-Nr. **73 100 6862** Zertifikat gültig von 2023-07-10 bis **2026-07-09**

Auditbericht-Nr. 4418 5685

TÜV HESSEN

MEMBER OF MULTILATERAL RECOGNITION ARRANGEMENT IAF

DAkkS Deutsche Akkreditierungsstelle D-ZM-14137-01-01

Freigabe: Darmstadt, 2023-07-05
Zertifizierungsstelle des TÜV Hessen
– Der Zertifizierungsstellenleiter –

Diese Zertifizierung bestätigt die Einführung und Aufrechterhaltung des o.a. Managementsystems und wird regelmäßig überwacht.
Die aktuelle Gültigkeit ist nachprüfbar unter www.proficert.com. Originalzertifikate enthalten ein aufgeklebtes Hologramm.
TÜV Technische Überwachung Hessen GmbH, Robert-Bosch-Straße 16, D-64293 Darmstadt, Tel. +49 6151/600331 Rev-DE-2210

Zertifikat

Baumusterprüfung

Die DFS Aviation Services GmbH bestätigt hiermit, dass das System zur bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung

Light Guard ADLS

der Organisation

Light:Guard GmbH

Krendelstraße 32, 30916 Isernhagen OT Altwarmbüchen

die Baumusterprüfung erfolgreich am 23. November 2020, gemäß des Anhangs 6 Nummer 2 der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen vom 24. April 2020 abgeschlossen hat. Die Erteilung dieses Zertifikats unterliegt den beigefügten Bedingungen.

Langen, den 15.12.2020

i.V. Marco Kremmelbein
Head of Engineering
DFS Aviation Services GmbH

DFS Aviation Services

ZERTIFIKAT

für das Managementsystem nach

DIN EN ISO 9001:2015

Der Nachweis der regelkonformen Anwendung wurde erbracht.

Light:Guard GmbH
Krendelstr. 32
D-30916 Isernhagen

Geltungsbereich:

Dienstleister für die Vermarktung und den Betrieb von transponderbasierten Systemen für die bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung von Windenergieanlagen

Zertifikat-Registrier-Nr. **73 100 6862**	Zertifikat gültig von 2020-07-10 bis **2023-07-09**
Auditbericht-Nr. 4370 2120	Erstzertifizierung 2020-07-10

Darmstadt, 2020-07-10
Zertifizierungsstelle des TÜV Hessen
– Der Zertifizierungsstellenleiter –

Diese Zertifizierung bestätigt die Einführung und Aufrechterhaltung des o.a. Managementsystems und wird regelmäßig überwacht.
Die aktuelle Gültigkeit ist nachprüfbar unter www.proficert.com. Originalzertifikate enthalten ein aufgeklebtes Hologramm.
TÜV Technische Überwachung Hessen GmbH, Robert-Bosch-Straße 16, D-64293 Darmstadt, Tel. +49 6151/600331 Rev-DE-2001

CERTIFICATE

for a management system as per

DIN EN ISO 9001:2015

Evidence of conformity has been furnished.

Light:Guard GmbH
Krendelstr. 32
D-30916 Isernhagen

scope:

Service provider for the operations and marketing of
the transponder-based on-demand
Aircraft Detection Lighting Solutions (ADLS) for wind energy turbines.

Certificate registration No. **73 100 6862**	Certificate valid from 2020-07-10 to **2023-07-09**
Audit report No. 4370 2120	First certification 2020-07-10

Deutsche Akkreditierungsstelle D-ZM-14137-01-00

Darmstadt, 2020-07-10
Certification body of TÜV Hessen
– Head of Certification body –

This certification confirms the introduction and maintenance of the Management system specified above and is monitored regularly.
The current validity is verifiable at www.proficert.com. Original certificates contain a glued hologram.
TÜV Technische Überwachung Hessen GmbH, Robert-Bosch-Strasse 16, D-64293 Darmstadt, Germany, Phone +49 6151/600331 Rev-GB-2001