

16.1.1 Standorte der Anlagen

Betriebsinterne Bezeichnung der Anlage	ETRS-89/UTM Koordinaten		WGS-84-Koordinaten						Gemarkung	Flur	Flurstücke	Richtfunk- strecke verläuft durch den Einflussbe- reich der Anlage	AZ /Vorgangsnr. der Bundes- netzagentur zur Voranfrage "Mögliche Richtfunkbe- einträchtigung"
	Ostwert	Nordwert	Breitengrad (Latitude)			Längengrad (Longitude)							
			Grad °	Minuten '	Sekunden " (Nord)	Grad °	Minuten '	Sekunden " (Ost)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Windpark Staffelde WEA01, WEA 02, WEA 03, WEA 04, WEA 05, WEA 06, WEA 07	33363467	5842335										<input type="checkbox"/>	
WEA01	33363467	5842335	12	58	43.608	52	42	49.176	Staffelde	8	842	<input checked="" type="checkbox"/>	
WEA02	33363889	5842377	12	59	6.036	52	42	50.94	Staffelde	8	24	<input checked="" type="checkbox"/>	
WEA03	33364460	5842243	12	59	36.636	52	42	47.124	Staffelde	8	198	<input type="checkbox"/>	
WEA04	33364969	5842046	13	0	4.032	52	42	41.184	Staffelde	20	104	<input type="checkbox"/>	
WEA05	33363548	5841822	12	58	48.684	52	42	32.652	Staffelde	20	13	<input checked="" type="checkbox"/>	
WEA06	33364096	5841613	12	59	18.168	52	42	26.388	Staffelde	20	24	<input type="checkbox"/>	
WEA 07	33364699	5841755	12	59	50.064	52	42	31.536	Staffelde	20	67	<input type="checkbox"/>	

Antragsteller: EnBW Windkraftprojekte GmbH

Aktenzeichen:

Erstelldatum: 24.01.2025 Version: 3 Erstellt mit: ELiA-2.8-b5

16.1.2 Raumordnung/Zielabweichung/Regionalplanung

Der Vorhabenstandort befindet sich im Bundesland Brandenburg, im Landkreis Oberhavel, ca. 1,5 km südlich des Ortsteils Staffelde und ca. 2 km südöstlich des Ortsteils Flatow der Gemeinde Kremmen. In der Regionalversammlung 2/2024 am 27. Juni 2024 der Regionalen Planungsgemeinschaft Prignitz-Oberhavel wurde der Entwurf des Sachlichen Teilplans "Windenergienutzung (2024)" gebilligt. Die Vorhabensfläche befindet sich innerhalb des ausgeschriebenen VR WEN 44 Staffelde - Falkenhagen Forst. Im Flächennutzungsplan "Kremmen 2040" vom 22. September 2022, ist das Vorhabengebiet als Waldfläche ausgeschrieben.

16.1.3 Sicherheitstechnische Einrichtungen und Vorkehrungen

Anlagen:

- 16.1.3.1_Blitzschutz Windenergieanlagen_Technische Beschreibung.pdf
- 16.1.3.2_Eisansatzerkennung (PI-CS).pdf
- 16.1.3.3_20240627_F2E_Staffelde_Eisfallgutachten_Rev1_geschw.pdf
- 16.1.3.4_Staffelde_Extremwind_Anemos.pdf
- 16.1.3.5_TÜV NORD Eisansatzerkennung Kennlinienverfahren und ext. Eissensoren 8111 7247 373.pdf

Antragsteller: EnBW Windkraftprojekte GmbH

Aktenzeichen:

Erstelldatum: 24.01.2025 Version: 3 Erstellt mit: ELiA-2.8-b5

Technische Beschreibung

Blitzschutz

ENERCON Windenergieanlagen

Herausgeber ENERCON GmbH ▪ Dreekamp 5 ▪ 26605 Aurich ▪ Deutschland
Telefon: +49 4941 927-0 ▪ Telefax: +49 4941 927-109
E-Mail: info@enercon.de ▪ Internet: http://www.enercon.de
Geschäftsführer: Dr. Jürgen Zeschky, Dr. Martin Prillmann, Dr. Michael Jaxy
Zuständiges Amtsgericht: Aurich ▪ Handelsregisternummer: HRB 411
Ust.Id.-Nr.: DE 181 977 360

Urheberrechtshinweis Die Inhalte dieses Dokuments sind urheberrechtlich sowie hinsichtlich der sonstigen geistigen Eigentumsrechte durch nationale und internationale Gesetze und Verträge geschützt. Die Rechte an den Inhalten dieses Dokuments liegen bei der ENERCON GmbH, sofern und soweit nicht ausdrücklich ein anderer Inhaber angegeben oder offensichtlich erkennbar ist.

Die ENERCON GmbH räumt dem Verwender das Recht ein, zu Informationszwecken für den eigenen, rein unternehmensinternen Gebrauch Kopien und Abschriften dieses Dokuments zu erstellen; weitergehende Nutzungsrechte werden dem Verwender durch die Bereitstellung dieses Dokuments nicht eingeräumt. Jegliche sonstige Vervielfältigung, Veränderung, Verbreitung, Veröffentlichung, Weitergabe, Überlassung an Dritte und/oder Verwertung der Inhalte dieses Dokuments ist – auch auszugsweise – ohne vorherige, ausdrückliche und schriftliche Zustimmung der ENERCON GmbH untersagt, sofern und soweit nicht zwingende gesetzliche Vorschriften ein Solches gestatten.

Dem Verwender ist es untersagt, für das in diesem Dokument wiedergegebene Know-how oder Teile davon gewerbliche Schutzrechte gleich welcher Art anzumelden.

Sofern und soweit die Rechte an den Inhalten dieses Dokuments nicht bei der ENERCON GmbH liegen, hat der Verwender die Nutzungsbestimmungen des jeweiligen Rechteinhabers zu beachten.

Geschützte Marken Alle in diesem Dokument ggf. genannten Marken- und Warenzeichen sind geistiges Eigentum der jeweiligen eingetragenen Inhaber; die Bestimmungen des anwendbaren Kennzeichen- und Markenrechts gelten uneingeschränkt.

Änderungsvorbehalt Die ENERCON GmbH behält sich vor, dieses Dokument und den darin beschriebenen Gegenstand jederzeit ohne Vorankündigung zu ändern, insbesondere zu verbessern und zu erweitern, sofern und soweit vertragliche Vereinbarungen oder gesetzliche Vorgaben dem nicht entgegenstehen.

Dokumentinformation

Dokument-ID	D0260891/17.0-de
Vermerk	Originaldokument

Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2023-04-11	de	DB	WRD Wobben Research and Development GmbH / Documentation Department

Mitgeltende Dokumente

Der aufgeführte Dokumenttitel ist der Titel des Sprachoriginals, ggf. ergänzt um eine Übersetzung dieses Titels in Klammern. Die Titel von übergeordneten Normen und Richtlinien werden im Sprachoriginal oder in der englischen Übersetzung angegeben. Die Dokument-ID bezeichnet stets das Sprachoriginal. Enthält die Dokument-ID keinen Revisionsstand, gilt der jeweils neueste Revisionsstand des Dokuments. Diese Liste enthält ggf. Dokumente zu optionalen Komponenten.

Dokument-ID	Dokument
DIN EN 50308*VDE 0127-100	Windenergieanlagen - Schutzmaßnahmen - Anforderungen für Konstruktion, Betrieb und Wartung; Deutsche Fassung EN 50308
DIN EN 50522*VDE 0101-2	Erdung von Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV; Deutsche Fassung EN 50522
DIN EN 61400-24*VDE 0127-24	Windenergieanlagen - Teil 24: Blitzschutz (IEC 61400-24); Deutsche Fassung EN 61400-24
DIN EN 62305-1*VDE 0185-305-1	Blitzschutz - Teil 1: Allgemeine Grundsätze (IEC 62305-1); Deutsche Fassung EN 62305-1
DIN EN 62305-2*VDE 0185-305-2	Blitzschutz - Teil 2: Risiko-Management (IEC 62305-2); Deutsche Fassung EN 62305-2
DIN EN 62305-3*VDE 0185-305-3	Blitzschutz - Teil 3: Schutz von baulichen Anlagen und Personen (IEC 62305-3); Deutsche Fassung EN 62305-3
DIN EN 62305-4*VDE 0185-305-4	Blitzschutz - Teil 4: Elektrische und elektronische Systeme in baulichen Anlagen (IEC 62305-4); Deutsche Fassung EN 62305-4
DIN EN 62561-1*VDE 0185-561-1	Blitzschutzsystembauteile (LPSC) - Teil 1: Anforderungen an Verbindungsbauteile (IEC 62561-1); Deutsche Fassung EN 62561-1
DIN EN 62561-2*VDE 0185-561-2	Blitzschutzsystembauteile (LPSC) - Teil 2: Anforderungen an Leiter und Erder (IEC 62561-2); Deutsche Fassung EN 62561-2
DIN IEC 60364-5-54*VDE 0100-540	Errichtung von Niederspannungsanlagen Teil 5-54: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel - Erdungsanlagen, Schutzleiter und Schutzpotentialausgleichsleiter (IEC 64/2370); Deutsche Fassung EN 60364-5-54

Inhaltsverzeichnis

1	Allgemeines	6
2	Äußerer Blitzschutz	8
2.1	Fangeinrichtungen	8
2.1.1	Maschinenhaus	8
2.1.2	Rotorblatt	8
2.2	Ableitungen	9
2.2.1	Blattanschluss – Rotor	9
2.2.2	Rotor – Maschinenträger	9
2.2.3	Maschinenträger – Turm	10
2.2.4	Turm	10
2.2.5	Turm – Fundament	10
2.3	Erdungsanlage	11
3	Innerer Blitzschutz	12
4	Übersicht der Blitzschutzkomponenten der Windenergieanlagen	14
5	Zugrundeliegende Normen	16

Abkürzungsverzeichnis

CFK	Kohlenstofffaserverstärkter Kunststoff
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
GFK	Glasfaserverstärkter Kunststoff
LPL	Lightning protection level (Blitzschutzklasse)
LPZ	Lightning protection zone (Blitzschutzzone)

1 Allgemeines

Blitzschläge können Teile von Gebäuden in Brand setzen und zerstören. Zudem können die hohen Blitzströme direkt durch leitende Verbindungen oder indirekt durch induktive, kapazitive oder galvanische Kopplung ins Gebäudeinnere übertragen werden und dort zu weiteren Beschädigungen führen. Windenergieanlagen sind aufgrund ihrer exponierten Lage besonders gefährdet.

Um mögliche Schäden durch Blitzschläge zu vermeiden und einen sicheren Anlagenbetrieb zu gewährleisten, werden Windenergieanlagen mit einem Blitzschutz ausgestattet. Ein Blitzstrom wird dabei kontrolliert von den Fangeinrichtungen über die Ableitungen zur Erdungsanlage geführt.

Äußerer Blitzschutz

Zum äußeren Blitzschutz gehören alle Maßnahmen, die zur Verhinderung von Beschädigungen der Windenergieanlagen durch Blitzschläge getroffen werden. Fangeinrichtungen an den Rotorblättern, Ableitungen, die Erdungsanlage und anlagenspezifische Metallteile sind Bestandteile des äußeren Blitzschutzes. Der äußere Blitzschutz reduziert zudem die durch Blitzströme erzeugten Störfelder im Inneren der Windenergieanlagen.

Innerer Blitzschutz

Zum Schutz der elektrischen und elektronischen Einrichtungen werden weitere Maßnahmen ergriffen, die als innerer Blitzschutz bezeichnet werden. Hierzu zählen ein Potentialausgleichssystem sowie Überspannungsableiter.

Blitzschutzklasse – Lightning protection level

Das LPL wird von IV (niedrig) bis I (hoch) eingestuft. Alle Windenergieanlagen sind dafür ausgelegt, die Anforderungen an das LPL I zu erfüllen, ggf. sind Anpassungen an der Erdungsanlage erforderlich. Dies ist von der Leitfähigkeit des Erdreichs am Standort abhängig und wird als Teil der Baugrunduntersuchung projektspezifisch geprüft.

Blitzschutzzonen

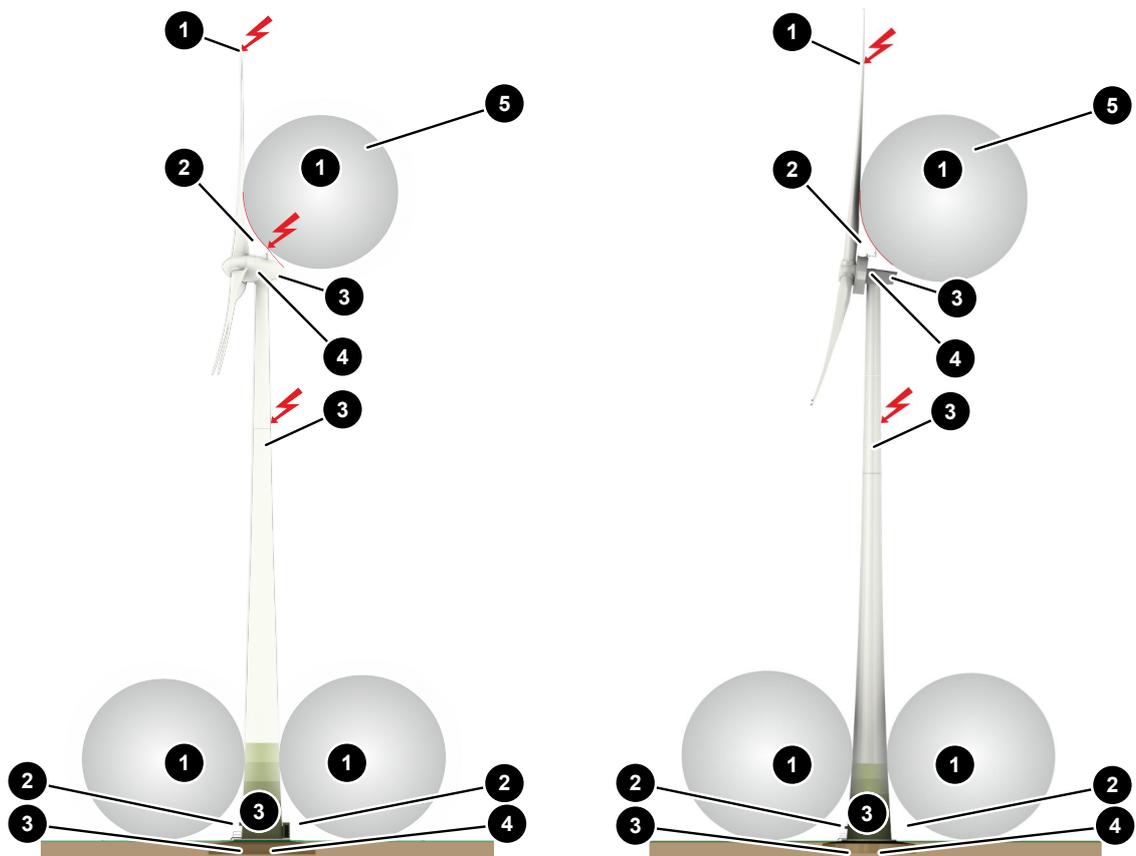


Abb. 1: Blitzschutzzonen, Gondel in Tropfenform (links) und Gondel in Kompaktform/E-Gondel (rechts), Beispiel

1 LPZ 0 _A	2 LPZ 0 _B
3 LPZ 1	4 LPZ 2
5 Blitzkugel (Radius 20 m)	

2 Äußerer Blitzschutz

2.1 Fangeinrichtungen

2.1.1 Maschinenhaus

Am Maschinenhaus befinden sich, in Abhängigkeit von der Größe des Maschinenhauses, mehrere Fangstangen aus Rundstahl. Die Fangstangen fangen den Blitz. Die Positionierung findet entsprechend des Blitzkugelverfahrens mit dem Radius der Blitzschutzklasse I statt. Hierdurch werden die restliche Struktur sowie die Komponenten im Außenbereich (z. B. Anemometer) vor unkontrollierten Blitzschlägen geschützt. Je nach Überspannungs- und EMV-Konzept der Windenergieanlage ist das Maschinenhaus mit einem innenliegenden faradayschen Käfig ausgestattet.

2.1.2 Rotorblatt

In den Rotorblättern ist ein Blitzschutz integriert, der den Blitzstrom von der Einschlagstelle an den Fangeinrichtungen über den Ableitpfad zur Erdungsanlage führt. Der Blitzschutz besteht, je nach Rotorblatt, aus den folgenden Elementen:

- Blattspitze aus leitfähigem Material oder Rezeptoren im Bereich der Blattspitze
- Blitzableiter (Kupfer oder Aluminium)
- ggf. zusätzliche Rezeptoren
- ggf. Ableitring an der Blattwurzel
- Oberflächenblitzschutz (z. B. Streckmetall) bei Rotorblättern aus CFK

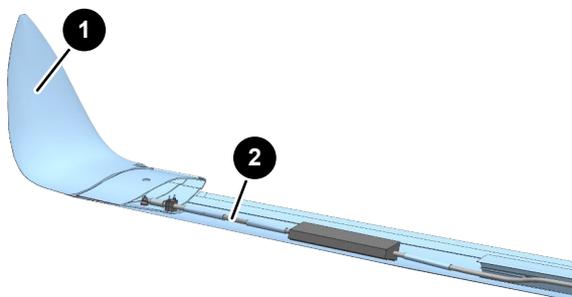


Abb. 2: Blattspitze mit Blitzableiter

1	Blattspitze	2	Blitzableiter
---	-------------	---	---------------

Je nach Aufbau des Rotorblatts besteht die Blattspitze aus leitfähigem Material oder es sind Rezeptoren in der Blattspitze verbaut. Die Fangeinrichtungen sind durch einen Blitzableiter mit dem Blattflansch verbunden.

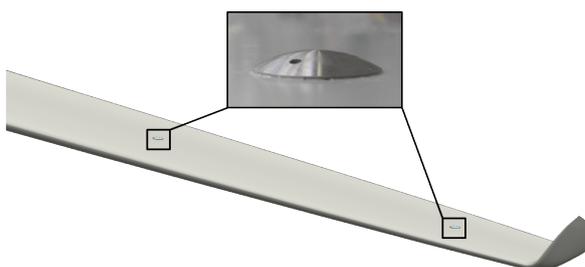


Abb. 3: Rotorblatt mit Rezeptoren auf der Druck- und Saugseite, Beispiel

Je nach Länge und Aufbau des Rotorblatts sind ggf. zusätzlich Rezeptoren auf der Druck- und Saugseite angeordnet. Die Rezeptoren sind an den Ableitpfad angeschlossen.

Rezeptoren sind definierte Solleinschlagsstellen, welche blitzstromtragfähig dimensioniert sind.

Bei Rotorblättern aus CFK ist auf der Druck- und Saugseite ein Oberflächenblitzschutz (z. B. Streckmetall) verbaut. Der Oberflächenblitzschutz überragt die CFK-Bauteile um mindestens 5 cm. Der Oberflächenblitzschutz schützt die darunterliegenden Komponenten zusätzlich vor einem Blitzeinschlag und ist Bestandteil des Ableitpfads.

Weitere leitfähige Bauteile im Rotorblatt werden bei Bedarf über Potentialausgleichsverbindungen mit dem Blitzschutz verbunden.

Durchgangsmessung des Blitzschutzes der Rotorblätter nach IEC 61400-24

Der Blitzschutz der Rotorblätter der ENERCON Windenergieanlagen wird nach der IEC 61400-24 ausgelegt und zertifiziert. Die IEC 61400-24 basiert auf der IEC 62305-Reihe. Die IEC 61400-24 empfiehlt, dass die Durchgängigkeit der Ableitung in Rotorblättern durch die Konstruktion sichergestellt sein muss und bei der Fertigung geprüft werden soll.

Um den Inspektionsaufwand der ENERCON Rotorblätter gering zu halten, werden im Rahmen des Zertifizierungsprozesses die mechanische und elektrische Stabilität des Blitzschutzsystems der Rotorblätter nachgewiesen, sodass auf Durchgangsmessungen an den Rotorblättern über die Betriebszeit verzichtet werden kann. Am Ende des Herstellungsprozesses eines jeden Rotorblatts erfolgt eine Durchgangsmessung. Hierdurch wird sichergestellt, dass das Blitzschutzsystem in einem einwandfreien Zustand ist und die im Rahmen des Zertifizierungsprozesses nachgewiesene Haltbarkeit über die Lebensdauer gewährleistet werden kann.

2.2 Ableitungen

2.2.1 Blattanschluss – Rotor

Die Ableitung des Blitzstroms vom Blattanschluss zum Rotor wird mit Rollenblitzableitern oder Schleifkontakten realisiert. Die im Rotor installierten Rollenblitzableiter oder Schleifkontakte werden durch eine Federwirkung auf einen am Blattanschluss angebrachten Ableitring gedrückt.

Rollenblitzableiter werden bei Windenergieanlagen mit Spinnerverkleidung verbaut. Bei Windenergieanlagen ohne Spinnerverkleidung werden Schleifkontakte eingesetzt.

Bei Rotorblättern ohne Ableitring wird der Blitzstrom über den im Rotorblatt installierten Blitzableiter direkt auf den Blattflansch geführt.

Je nach Aufbau des Rotorblatts wird der direkte Anschluss um zusätzliche Schleifkontakte erweitert.

2.2.2 Rotor – Maschinenträger

Der Blitzstrom wird durch symmetrisch angeordnete Funkenstrecken unabhängig von dem momentanen Rotorblattwinkel und der Stellung des Rotors zur tragenden Struktur geführt.

Bei Maschinenhausverkleidungen aus Aluminium führen die Funkenstrecken den Blitzstrom vom Spinner auf die Verkleidung. Von dort aus wird der Blitzstrom in den Maschinenträger abgeleitet.

Bei Verkleidungen aus GFK führen die Funkenstrecken den Blitzstrom auf den Stator und dann zum Maschinenträger.

Je nach Windenergieanlage sind Schleifkontakte in Form von Kohlebürsten anstelle der Funkenstrecken verbaut.

Je nach Windenergieanlage gibt es eine direkte Verbindung vom Rotor zum Maschinenträger. Die Ableitung des Blitzstroms erfolgt hier über die Lager der verschiedenen Komponenten.

2.2.3 Maschinenträger – Turm

Die Verbindung zwischen Maschinenträger und Turm wird durch das großflächige Azimutlager sichergestellt. Je nach Windenergieanlage sind zusätzlich Schleifkontakte installiert.

2.2.4 Turm

Stahltürme

Der Stahlrohrturm und der modulare Stahlurm sind leitfähig, so dass ein Blitzstrom über den Turm abgeleitet wird. Die Verbindungsflächen der einzelnen Sektionen und Sektionsbleche sind leitfähig und mit einander verschraubt. Hierdurch wird die Ableitung des Blitzstroms von Sektion zu Sektion sichergestellt.

2 am Turm angeschweißte Laschen dienen dem Anschließen der Anschlussfahnen des Fundamenters. Besteht die unterste Sektion aus mehreren Sektionsblechen, werden diese jeweils mit einem zusätzlichen, inneren Erdungsring verbunden, an welchem die 2 Anschlussfahnen des Fundamenters angeschlossen werden.

Hybridturm

Der Hybridturm besteht aus Betonsegmenten, die im oberen Turmbereich um Stahlsektionen ergänzt werden. Die Ableitung wird durch die Verbindungslaschen des Fundaments aufwärts bis zu den Stahlurmsektionen realisiert. Der Übergang zu den Stahlurmsektionen erfolgt über 4 Leitungen, jeweils um 90° versetzt, mit mind. 50 mm² Querschnitt.

Jedes Betonsegment verfügt über 4 vertikal geführte Bandstähle, welche mit der inneren Bewehrung verbunden sind. Die Enden des Bandstahls sind mit Gewindehülsen versehen. Die Gewindehülsen werden mit den Verbindungslaschen des nächsten Segments verbunden. Hierdurch wird der Spalt zwischen den Segmenten überbrückt. Abschließend dienen 4 Gewindehülsen, jeweils um 90° versetzt, als Erdungsfestpunkte zum Anschluss des Fundamenters.

2.2.5 Turm – Fundament

Der Anschluss des Turms an das Fundament erfolgt über Laschen und Anschlussfahnen. Die an den Turm angeschweißten Laschen werden mit den Anschlussfahnen der Erdungsanlage verbunden. Die Erdungsanlage ist mit der Bewehrung des Fundaments verbunden. Somit wird eine großflächige Potentialsteuerung erreicht.

Je nach Turm wird die Erdungsanlage um einen im untersten Bereich des Turms liegenden Erdungsring erweitert. Der Erdungsring dient der Anbindung der elektrischen Einbauten innerhalb des Turms an die Erdungsanlage.

2.3 Erdungsanlage

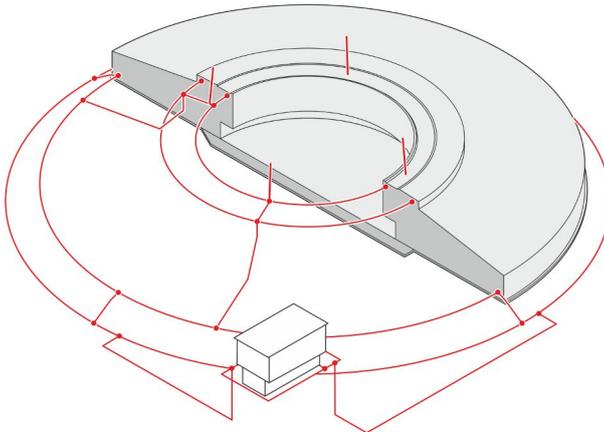


Abb. 4: Erdungsanlage, Beispiel

Erdungsanlagen schützen Lebewesen und Sachwerte vor Gefahren, die durch Kurz- bzw. Erdschlüsse und transiente Vorgänge, wie Blitzschläge und Schaltheftungen, entstehen können. Sie stellen eine effektive Wirkung der (Fehlerstrom-)Schutzeinrichtungen und eine Bereitstellung eines Referenzpotenzials für elektrische Komponenten sicher. Bei einem Blitzschlag entsteht im stromdurchflossenen Bodenbereich ein Potentialanstieg in Richtung Windenergieanlage. Die Höhe der Berührungs- und Schrittspannung ist u. a. abhängig vom Erdungswiderstand des Fundamenters und der äußeren Erdungsanlage.

Um alle Anforderungen an das LPL I zu erfüllen und die Einhaltung von Schritt- und Berührungsspannungen im Fehlerfall sicherstellen zu können, müssen in Abhängigkeit des spezifischen Erdwiderstands am Standort ggf. erdungsverbessernde Maßnahmen realisiert werden. Der spezifische Erdwiderstand muss gemäß normativer Anforderung im Rahmen der Baugrunduntersuchung messtechnisch erfasst werden.

Die Erdungsanlage im Fundament besteht aus mehreren, radial installierten Erdungsleitern. Um eine gezielte Potentialsteuerung zu erzielen, sind die Erdungsleiter gestaffelt mit der Bewehrung verbunden. Der außerhalb des Fundaments liegende Ring der integrierten Erdungsanlage der Windenergieanlage in das umgebende Potential.

Nach Errichtung der Erdungsanlage wird abschließend der erreichte Erdungswiderstand gemessen und mit den ermittelten Grenzwerten verglichen. Bei Nichteinhaltung können erdungsverbessernde Maßnahmen wie z. B. zusätzliche Tiefenerder oder Ersatzmaßnahmen wie z. B. eine Standortisolierung erforderlich sein, um die Sicherheit für Lebewesen im Umfeld der Windenergieanlage sicherzustellen.

Je nach vereinbartem Lieferumfang werden die erforderlichen Maßnahmen vom Kunden oder von ENERCON durchgeführt. Die Regelung ist vertraglich festzuhalten.

3 Innerer Blitzschutz

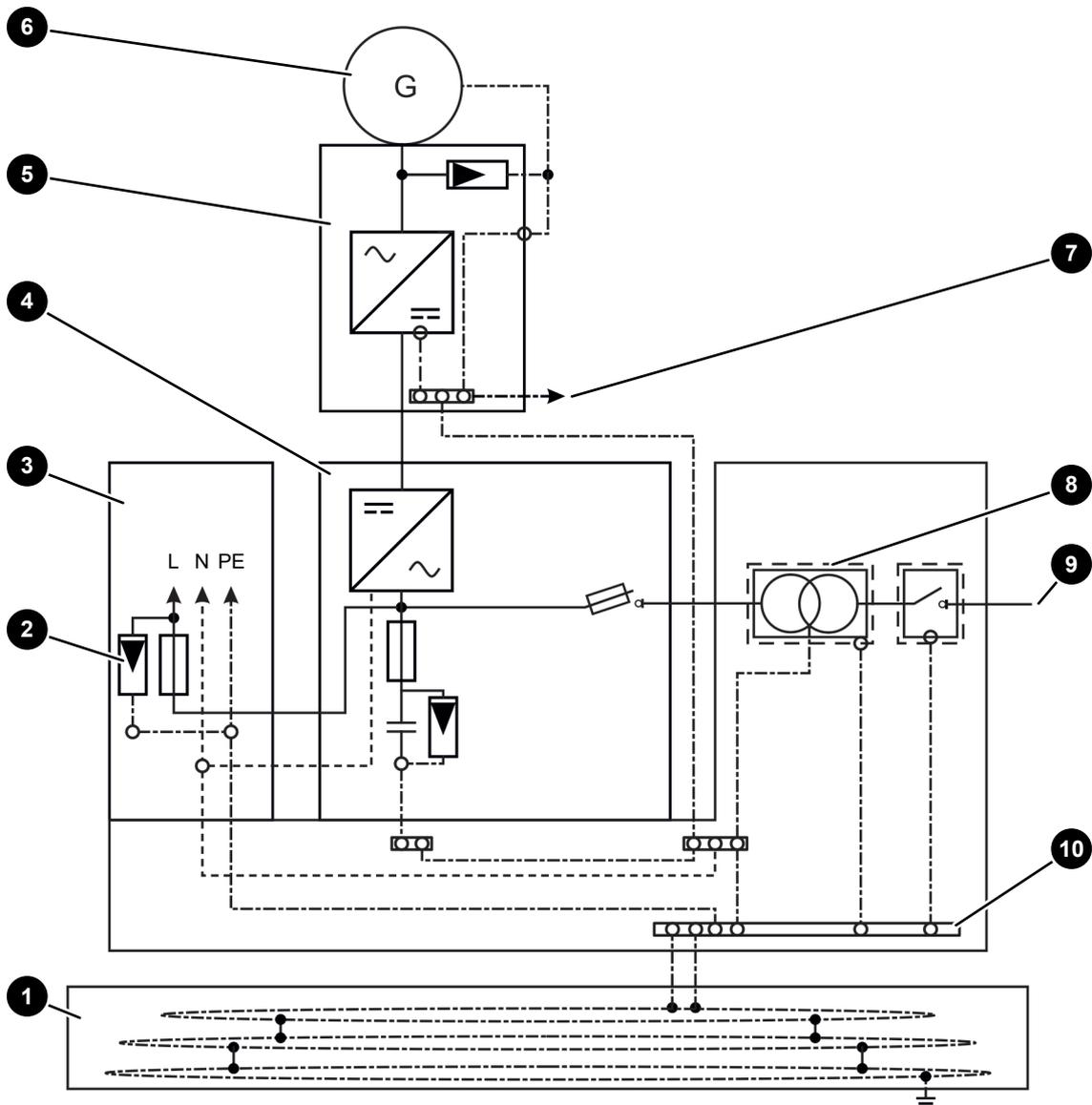


Abb. 5: Schematischer Aufbau des Potentialausgleichssystems und der Überspannungsableiter

1	Erdungsanlage	2	Überspannungsableiter
3	Steuerschrank	4	Leistungsschrank
5	Maschinenträger	6	Generator
7	Schleifringübertrager	8	Transformator
9	Mittelspannungsschaltanlage	10	Potentialausgleichsschiene

Potentialausgleichssystem

Das Potentialausgleichssystem verbindet alle leitfähigen Hauptkomponenten wie z. B. die Rotornabe, die Gondel, den Turm und die Schaltschränke mit dem Hauptpotentialausgleich. Der Zusammenschluss des Niederspannungs- und Hochspannungspotentialausgleichs verhindert Potentialdifferenzen.

Überspannungsableiter

Überspannungsableiter schützen elektrische Komponenten nicht nur vor durch Blitzschlag hervorgerufene elektromagnetische Impulse, sondern auch vor anderen transienten Störgrößen, welche durch Schalthandlungen von induktiven oder kapazitiven Lasten entstehen. Des Weiteren schützen die Überspannungsableiter vor den Folgen von elektrostatischen Entladungseffekten.

Damit wird sichergestellt, dass jederzeit eine Überwachung, Regelung und Steuerung der Windenergieanlage möglich ist.

4 Übersicht der Blitzschutzkomponenten der Windenergieanlagen

Tab. 1: Übersicht der Blitzschutzkomponenten der Windenergieanlagen

	Maschinenhaus	Blattanschluss – Rotor			Rotor – Maschinenträger			Maschinenträger – Turm
	Faradayscher Käfig	Rollenblitzableiter	Schleifkontakte	Direkter Anschluss	Funkenstrecken	Schleifkontakte	Direkter Anschluss	Zusätzliche Schleifkontakte
E-44	-	X	-	-	X	-	-	-
E-48	-	X	-	-	X	-	-	-
E-53	-	X	-	-	X	-	-	-
E-70 E4	-	X	-	-	X	-	-	-
E-82 E2	-	X	-	-	X	-	-	-
E-82 E4	-	X	-	-	X	-	-	-
E-92	-	X	-	-	X	-	-	-
E-103 EP2	-	X	-	-	X	-	-	-
E-115 E2	-	X	-	-	X	-	-	-
E-115 EP3 E3	-	-	X	-	X	-	-	-
E-115 EP3 E4	-	-	X	-	X	-	-	-
E-126 EP3	-	X	-	-	X	-	-	-
E-138 EP3	-	X	-	-	X	-	-	-
E-138 EP3 E2	-	-	X	-	X	-	-	-
E-138 EP3 E3	-	-	X	-	X	-	-	-
E-136 EP5	X	-	X	X	-	X	-	X
E-147 EP5	X	-	X	X	-	X	-	X
E-147 EP5 E2	-	-	X	X	-	X	-	-
E-160 EP5	-	-	X	X	-	X	-	-
E-160 EP5 E2	-	-	X	X	-	X	-	-
E-160 EP5 E3	-	-	X	X	-	X	-	-

	Maschinenhaus	Blattanschluss – Rotor			Rotor – Maschinenträger			Maschinenträger – Turm
	Faradayscher Käfig	Rollenblitzabnehmer	Schleifkontakte	Direkter Anschluss	Funkenstrecken	Schleifkontakte	Direkter Anschluss	Zusätzliche Schleifkontakte
E-160 EP5 E3 R1	-	-	X	X	-	X	-	-
E-175 EP5	-	-	-	X	-	-	X	-

5 Zugrundeliegende Normen

Bei der Konstruktion und der Umsetzung des Blitzschutzes für Windenergieanlagen wurden folgende Normen und Standardisierungen in der jeweils aktuellsten Fassung beachtet.

- DIN EN 50308*VDE 0127-100
- DIN EN 50522*VDE 0101-2
- DIN EN 61400-24*VDE 0127-24
- DIN EN 62305-1*VDE 0185-305-1
- DIN EN 62305-2*VDE 0185-305-2
- DIN EN 62305-3*VDE 0185-305-3
- DIN EN 62305-4*VDE 0185-305-4
- DIN EN 62561-1*VDE 0185-561-1
- DIN EN 62561-2*VDE 0185-561-2
- DIN IEC 60364-5-54*VDE 0100-540

Technische Beschreibung

ENERCON Eisansatzerkennung

ENERCON Platform Independent Control System (PI-CS)

Herausgeber ENERCON GmbH ▪ Dreekamp 5 ▪ 26605 Aurich ▪ Deutschland
Telefon: +49 4941 927-0 ▪ Telefax: +49 4941 927-109
E-Mail: info@enercon.de ▪ Internet: http://www.enercon.de
Geschäftsführer: Dr. Jürgen Zeschky, Dr. Martin Prillmann, Dr. Michael Jaxy
Zuständiges Amtsgericht: Aurich ▪ Handelsregisternummer: HRB 411
Ust.Id.-Nr.: DE 181 977 360

Urheberrechtshinweis Die Inhalte dieses Dokuments sind urheberrechtlich sowie hinsichtlich der sonstigen geistigen Eigentumsrechte durch nationale und internationale Gesetze und Verträge geschützt. Die Rechte an den Inhalten dieses Dokuments liegen bei der ENERCON GmbH, sofern und soweit nicht ausdrücklich ein anderer Inhaber angegeben oder offensichtlich erkennbar ist.

Die ENERCON GmbH räumt dem Verwender das Recht ein, zu Informationszwecken für den eigenen, rein unternehmensinternen Gebrauch Kopien und Abschriften dieses Dokuments zu erstellen; weitergehende Nutzungsrechte werden dem Verwender durch die Bereitstellung dieses Dokuments nicht eingeräumt. Jegliche sonstige Vervielfältigung, Veränderung, Verbreitung, Veröffentlichung, Weitergabe, Überlassung an Dritte und/oder Verwertung der Inhalte dieses Dokuments ist – auch auszugsweise – ohne vorherige, ausdrückliche und schriftliche Zustimmung der ENERCON GmbH untersagt, sofern und soweit nicht zwingende gesetzliche Vorschriften ein Solches gestatten.

Dem Verwender ist es untersagt, für das in diesem Dokument wiedergegebene Know-how oder Teile davon gewerbliche Schutzrechte gleich welcher Art anzumelden.

Sofern und soweit die Rechte an den Inhalten dieses Dokuments nicht bei der ENERCON GmbH liegen, hat der Verwender die Nutzungsbestimmungen des jeweiligen Rechteinhabers zu beachten.

Geschützte Marken Alle in diesem Dokument ggf. genannten Marken- und Warenzeichen sind geistiges Eigentum der jeweiligen eingetragenen Inhaber; die Bestimmungen des anwendbaren Kennzeichen- und Markenrechts gelten uneingeschränkt.

Änderungsvorbehalt Die ENERCON GmbH behält sich vor, dieses Dokument und den darin beschriebenen Gegenstand jederzeit ohne Vorankündigung zu ändern, insbesondere zu verbessern und zu erweitern, sofern und soweit vertragliche Vereinbarungen oder gesetzliche Vorgaben dem nicht entgegenstehen.

Dokumentinformation

Dokument-ID	D02531399/2.1-de		
Vermerk	Originaldokument		
Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2023-12-01	de	DB	WRD Wobben Research and Development GmbH / Documentation Department

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	4
2	ENERCON Kennlinienverfahren	5
2.1	Funktionsweise	5
2.2	Sicherheit	6
2.3	Grenzen	6
2.4	Anpassung der Detektionszeit	6
2.5	Einfluss einer angehaltenen Windenergieanlage auf die Detektionszeit	6
2.6	Präventiver Halt nach Störungen	7
3	Zustände der Windenergieanlage	8
4	Anhalten der Windenergieanlage	9
5	Wiederanlaufen der Windenergieanlage	10
5.1	Priorisierung von Anhalten und Wiederanlaufen der Windenergieanlage	10
5.2	Manueller Wiederanlauf	10
5.3	Automatischer Wiederanlauf nach Tauwetter	11
5.4	Automatischer Wiederanlauf während Vereisungsbedingungen	13
5.5	Automatischer Wiederanlauf mit Blattheizung	14
5.6	Automatischer Wiederanlauf nach Windpark-Eisansatzerkennung	15
6	Parameter	16
7	Statusmeldungen	21
	Fachwortverzeichnis	25

1 Einleitung

An den Rotorblättern kommt es bei bestimmten Witterungsverhältnissen zur Bildung von Eis-, Reif- oder Schneeablagerungen, die den Wirkungsgrad der Windenergieanlage reduzieren und die Lärmemission erhöhen. Durch diese Ablagerungen entsteht eine Unwucht, die zu erhöhter Materialbelastung führt. Die Ablagerungen können so stark werden, dass von ihnen beim Herabfallen (unvermeidbarer Eisfall, wie von hohen Gebäuden) oder Wegschleudern (Eiswurf) Gefahren für Personen und Sachen ausgehen.

Das ENERCON Kennlinienverfahren ist ein integraler Bestandteil des ENERCON Betriebsführungssystems und kann nicht deaktiviert werden. Das ENERCON Kennlinienverfahren nutzt die in der Anlagensteuerung vorhandenen Sensoren. Alle benötigten Eingangsgrößen wie Außentemperatur, Windgeschwindigkeit, Drehzahl, Leistung und Blattwinkel stehen dem ENERCON Kennlinienverfahren ständig zur Verfügung. Wird ein Fehler in der Sensorik festgestellt, wird die Windenergieanlage automatisch angehalten.

Dieses Dokument gibt eine Übersicht über das ENERCON Kennlinienverfahren und dessen Einfluss auf die Start- und Haltevorgänge der Windenergieanlage und ist gültig für ENERCON Windenergieanlagen mit folgendem Steuerungstyp:

- PI-CS

2 ENERCON Kennlinienverfahren

2.1 Funktionsweise

Bei Rotorblättern werden hochwertige aerodynamische Profile eingesetzt, die in einem weiten Betriebsbereich einen optimalen Wirkungsgrad erzielen. Die aerodynamischen Eigenschaften dieser Profile reagieren sehr empfindlich auf Kontur- und Rauheitsänderungen durch Eisansatz. Die daraus resultierende signifikante Änderung des Betriebskennfelds der Windenergieanlage (Zusammenhang von Wind/Drehzahl/Leistung/Blattwinkel) wird vom Eisansatzerkennungssystem genutzt. Jede Windenergieanlage verfügt über eine Standard-Betriebskennlinie, welche während des Betriebs durch einen selbstlernenden Algorithmus automatisch an den jeweiligen Standort angepasst wird. Dazu werden bei Außenlufttemperaturen $> +2$ °C, witterungsgeschützt heckseitig unterhalb der Gondel gemessen, die anlagenspezifischen Betriebszusammenhänge (Wind/Leistung/Blattwinkel) als Langzeit-Mittelwerte erfasst. Bei Außenlufttemperaturen $\leq +2$ °C werden die aktuellen Betriebsdaten mit den Langzeit-Mittelwerten verglichen, da es in diesem Temperaturbereich zu Eisansatz an den Rotorblättern kommen kann.

Dazu wird über die anlagenspezifische Wind-Leistungs- und Wind-Blattwinkelkennlinie ein empirisch ermitteltes Toleranzband gelegt. Dieses basiert auf Simulationen, Versuchen und mehrjähriger Erfahrung an einer Vielzahl von Windenergieanlagen der unterschiedlichen Baureihen. Wenn die Betriebsdaten von Leistung oder Blattwinkel im Rahmen einer gleitenden Mittelung außerhalb des Toleranzbands liegen, wird die Windenergieanlage mit dem Hauptstatus `14:XX Eisansatz` angehalten (Trudelbetrieb).

Die Art der Abweichung vom Toleranzband wird ebenfalls ausgewertet und in Form eines Zusatzstatus angezeigt.

Wenn die gemessene mittlere Leistung unterhalb des Leistungsfensters liegt, deutet dies auf Eisansatz an den Rotorblättern hin. Die Windenergieanlage wird dann mit dem Status `14:11 Eisansatz : Rotor (Leistungsmessung)` angehalten (Trudelbetrieb).

Bei Eisansatz an den Rotorblättern stellen sich im Regelbereich kleinere Blattwinkel ein als bei eisfreien Rotorblättern. Wenn der gemessene mittlere Blattwinkel unterhalb des Blattwinkelfensters liegt, deutet dies auf Eisansatz an den Rotorblättern hin. Die Windenergieanlage wird dann mit dem Status `14:13 Eisansatz : Rotor (Blattwinkelmessung)` angehalten (Trudelbetrieb).

Zeit bis zum Anhalten

Das Toleranzband ist relativ schmal. Deshalb erfolgt das Anhalten der Windenergieanlage erst nach Ablauf der Eisansatz-Detektionszeit (Kap. 2.4, S. 6). Die bis dahin entstandene Dicke der Eisschicht führt nicht zu einer Gefährdung der Umgebung. Auch im eisfreien Betrieb liegen regelmäßig einzelne Betriebspunkte außerhalb der Toleranz. Dies führt jedoch durch die gleitende Mittelung üblicherweise nicht zum Anhalten.

2.2 Sicherheit

Die Betriebssicherheit der Eisansatzerkennung nach dem ENERCON Kennlinienverfahren ist sehr hoch. Über 2 voneinander unabhängige Temperatursensoren auf der Unterseite der Gondel wird ein eventueller Ausfall einer dieser Temperatur-Messstellen überwacht.

Alle relevanten Messgrößen der Windenergieanlage werden permanent durch die Steuerung auf Plausibilität überprüft. Gegebenenfalls werden unplausible Messwerte von der Steuerung aus Sicherheitsgründen als Eisansatz interpretiert, auch wenn kein Eisansatz vorliegt.

Das ENERCON Kennlinienverfahren kann Eisansatz auch erkennen, wenn von externen Eisansatzerkennungssystemen noch kein Eisansatz erkannt wurde.

2.3 Grenzen

Da sich der Rotor für das ENERCON Kennlinienverfahren drehen und die Windenergieanlage Leistung produzieren muss, kann mit dem ENERCON Kennlinienverfahren kein Eisansatz bei Stillstand des Rotors erkannt werden. Bei Windgeschwindigkeiten unterhalb von 3 m/s vermindert sich die Empfindlichkeit des Verfahrens. Bei Windgeschwindigkeiten oberhalb von 3 m/s gibt es keine Einschränkungen.

Wenn der Rotor anläuft, kann es bereits zum Eisfall/Eiswurf kommen. Da sich der Rotor jedoch lediglich mit einer geringen Geschwindigkeit dreht, wird das Eis nicht weggeschleudert, sondern fällt herunter, wie bei anderen hohen Bauwerken auch.

2.4 Anpassung der Detektionszeit

Die Detektionszeit ist der Zeitraum zwischen der ersten Abweichung vom Toleranzband bis zum Anhalten der Windenergieanlage. Die Zähler der Detektionszeit werden in Sekunden gezählt.

- Jede Sekunde, in der eine Abweichung vorliegt, wird der Zähler um 1 erhöht. Bei Erreichen des in MaxVallceCnt (Kap. 6.4, S. 18) eingestellten Zählerstands hält die Windenergieanlage mit einer der folgenden Statusmeldungen an:
 - 14:11 Eisansatzerkennung : Rotor (Leistungsmessung)
 - 14:13 Eisansatzerkennung : Rotor (Blattwinkelmessung)
- Jede Sekunde, in der keine Abweichung vorliegt, wird der Zähler um 1 verringert.

Mit der Standardeinstellung des Parameters wird Eisansatz ausreichend zuverlässig erkannt. Je niedriger der Parameter eingestellt wird, desto schneller detektiert die Steuerung der Windenergieanlage Eisansatz, was aber auch zu verfrühtem Anhalten führen kann. Für Windenergieanlagen an Standorten, an denen aufgrund der örtlichen Vereisungs- und Windbedingungen und der Nutzung der Umgebung ein erhöhtes Risiko durch Eiswurf zu befürchten ist, kann die Einstellung des Parameters reduziert werden.

2.5 Einfluss einer angehaltenen Windenergieanlage auf die Detektionszeit

Zusätzlich zu der beschriebenen Funktion der Detektionszeit werden die Zähler für den Status 14:11 und 14:13 bei möglichem Eisansatz und stillstehender Windenergieanlage langsam erhöht. Da die Eisanwachsrate bei stehendem Rotor geringer ist als bei laufendem, erreichen die Zähler erst nach 3 Stunden einen Wert, der 3 Minuten unterhalb der eingestellten Detektionszeit liegt. Wenn die Windenergieanlage jetzt startet, ist da-

durch die Detektionszeit der Eisansatzerkennung je nach Dauer des Stillstands auf minimal 3 Minuten verkürzt. Die Anlagensteuerung detektiert schnell möglichen Eisansatz, und die Windenergieanlage hält unmittelbar wieder an.

2.6 Präventiver Halt nach Störungen

Auch bei längerem Stillstand der Windenergieanlage aufgrund einer Störung besteht bei Temperaturen unter +2 °C und entsprechend hoher Luftfeuchtigkeit die Möglichkeit, dass die Rotorblätter vereisen. Wird die Windenergieanlage dann durch die Fernsteuerung neu gestartet, besteht das Risiko von Eiswurf. Die Wurfweite des Eises hängt dabei u. a. stark von der Drehzahl der Windenergieanlage und damit von der zum Zeitpunkt des Wiederanlaufs vorherrschenden Windgeschwindigkeit ab.

Um dieses Risiko zu minimieren, ermittelt die Steuerung die Dauer des Stillstands in Folge einer Störung. Beruhend auf Erfahrungswerten von ENERCON für Standorte im Mittelgebirge läuft die Windenergieanlage bis zu einer Stillstandsdauer von 2 Stunden und 59 Minuten nach einem Störungsreset wieder selbstständig an. Erreicht oder überschreitet die Stillstandsdauer 3 Stunden, läuft die Windenergieanlage nach dem Reset der Störung nicht automatisch wieder an, wenn die gleitende, mittlere Windgeschwindigkeit über 10 Minuten größer als 5 m/s ist.

Diese Funktion wird wie folgt realisiert: Bei einer Störung wird bei möglichem Eisansatz der Zähler für den Status 14:16 Eisansatzerkennung : Anlage präventiv gestoppt erhöht. Nach 3 Stunden erreicht der Zähler den vorgegebenen Wert von 180 Minuten und wird dann automatisch nochmal um weitere 5 Minuten auf 185 Minuten erhöht. Wenn die Windenergieanlage jetzt neu gestartet wird, wird bei einem 10-Minuten-Mittelwert der Windgeschwindigkeit größer 5 m/s ein automatischer Wiederanlauf durch den Status 14 : 16 verhindert.

Wenn die mittlere Windgeschwindigkeit jedoch unterhalb von 5 m/s liegt, läuft die Windenergieanlage zunächst wieder an und beginnt, den Zähler für den Status 14 : 16 zu senken. Da der Zähler in den ersten 5 Minuten größer 180 ist, wird weiterhin die Windgeschwindigkeit beobachtet. Wenn die mittlere Windgeschwindigkeit innerhalb dieser Zeit auf über 5 m/s ansteigen sollte, wird die Windenergieanlage wieder angehalten. Erst wenn der Zähler unter 180 Minuten gesunken ist, bleibt die Windenergieanlage auch bei Windgeschwindigkeiten über 5 m/s in Betrieb.

Der Zähler für den Status 14 : 16 wird während des Betriebs der Windenergieanlage gesenkt und erreicht somit erst nach 3 Stunden den Wert 0. Wenn die Windenergieanlage in der Zwischenzeit erneut eine Störung haben sollte, wird der Zähler vom jeweiligen aktuellen Wert aus wieder hochgezählt und erreicht entsprechend früher den Wert von 180 Minuten.

Der Status 14 : 16 wird automatisch quittiert, wenn der automatische Wiederanlauf nach Vereisung (Kap. 6.1, S. 16) eingeschaltet ist und der Timer für möglichen Eisansatz wieder auf 0 steht. Eventuelles Eis ist dann aufgrund von Außentemperaturen oberhalb von +2 °C abgetaut, sodass die Windenergieanlage gefahrlos starten kann.

Der präventive Halt nach Störungen kann über den Parameter IceFreeAftStopTrg (Kap. 6.5, S. 19) ein- oder ausgeschaltet werden.

3 Zustände der Windenergieanlage

Die Windenergieanlage kann sich in den folgenden Zuständen befinden:

Zustand	Beschreibung
IceFree Thaw	Der Zustand wird aufgrund von Außentemperaturen über 2 °C als eisfrei erkannt.
IceFree DelayRestart	Der Zustand wird aufgrund eines Wiederanlaufs nach einer vordefinierten Verzögerungszeit als eisfrei erkannt.
IceFree ManualReset	Der Zustand wird aufgrund eines manuellen Resets als eisfrei erkannt.
IceFree BladeHeating	Der Zustand wird aufgrund eines vollständigen Durchlaufs eines Blattheizungszyklus als eisfrei erkannt.
IceFree ParkIcing	Der Zustand wird aufgrund eines unter den Grenzwert gesunkenen Windparkvereisungsgrads als eisfrei erkannt. Voraussetzung ist, dass sich die Windenergieanlage zuvor im vereisten Zustand auf Grund von Windparkvereisung befunden hat.
IceFree PreventiveStandstill	Der Zustand wird aufgrund von geringen Windgeschwindigkeiten nach einem längeren Stillstands unter Eisbedingungen als eisfrei erkannt.
IceFree ExternalSystem	Der Zustand wird, da ein externes Eisansatzerkennungssystem Eisfreiheit festgestellt hat, als eisfrei erkannt.
IcedUp PowerCurve	Der Zustand wird aufgrund des ENERCON Kennlinienverfahrens als vereist erkannt (Leistungsmessung).
IcedUp BladeAngle	Der Zustand wird aufgrund des ENERCON Kennlinienverfahrens als vereist erkannt (Blattwinkelmessung).
IcedUp ParkIcing	Der Zustand wird aufgrund eines über den Grenzwert gestiegenen Windparkvereisungsgrads als vereist erkannt.
IcedUp PreventiveStandstill	Der Zustand wird, da die Windenergieanlage länger unter Vereisungsbedingungen still gestanden hat, als vereist erkannt.
IcedUp ExternalSystem	Der Zustand wird, da ein externes Eisansatzerkennungssystem Eisansatz festgestellt hat, als vereist erkannt.

4 Anhalten der Windenergieanlage

Erkennt das Eisansatzerkennungssystem kritischen Eisansatz, wird die Windenergieanlage angehalten (Trudelbetrieb). Zusätzlich erfolgt eine Signalisierung an ENERCON SCADA.

Je nach Parametrierung kann die Gondel in einer bestimmten Stellung positioniert werden. Optional wird die Blattheizung oder eine Eiswarnleuchte eingeschaltet.

5 Wiederanlaufen der Windenergieanlage

5.1 Priorisierung von Anhalten und Wiederanlaufen der Windenergieanlage

Das Anhalten der Windenergieanlage hat immer eine höhere Priorisierung als das Wiederanlaufen der Windenergieanlage. Das bedeutet, dass die Windenergieanlage nicht wiederanlaufen kann, solange ein Eisansatzerkennungssystem kritischen Eisansatz erkennt, obwohl ein anderes Eisansatzerkennungssystem Eisfreiheit meldet.

5.2 Manueller Wiederanlauf

Ein manuell eingeleiteter Wiederanlauf nach einer Eisansatzerkennung ist nur direkt an der Windenergieanlage nach entsprechender Sichtkontrolle durch den Betreiber möglich. Ein manuell eingeleiteter Wiederanlauf erfolgt nicht durch ENERCON.

Der Eisreset kann über das Human-machine interface (HMI) vor Ort ausgelöst werden. Dabei obliegt dem Personal vor Ort die Verantwortung für die eventuell vom Wiederanlauf ausgehende Gefährdung.

Die Windenergieanlage kann nicht wiederanlaufen, solange ein Eisansatzerkennungssystem kritischen Eisansatz erkennt.

5.3 Automatischer Wiederanlauf nach Tauwetter

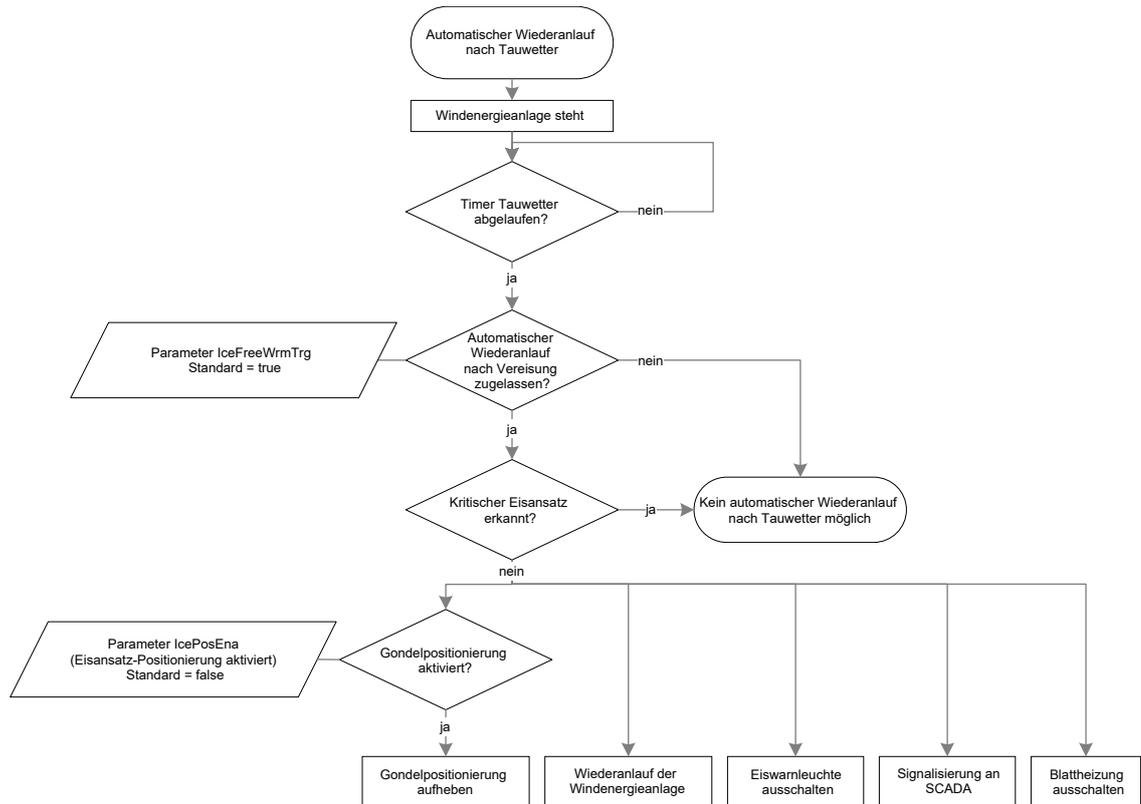


Abb. 1: Automatischer Wiederanlauf nach Tauwetter

Standardeinstellung:

- IceFreeWrmTrg (Automatischer Wiederanlauf nach Vereisung) = true

Voraussetzung:

- ✓ IceFreeWrmTrg (Automatischer Wiederanlauf nach Vereisung) = true
- ✓ Kein kritischer Eisansatz durch ein installiertes Eisansatzerkennungssystem erkannt.

Wenn anhand der zurückliegenden Außentemperaturmessungen Tauwetterlage erkannt wird und ein automatischer Wiederanlauf nach Tauwetter parametrisiert ist, nimmt die Windenergieanlage den Betrieb wieder auf.

Wenn ein Eisansatzerkennungssystem kritischen Eisansatz erkennt, ist der automatische Wiederanlauf nach Tauwetter nicht möglich.

Tab. 1: Automatischer Wiederanlauf nach Tauwetter

Außentemperatur in °C	Dauer in Minuten
> 2,0 bis ≤ 2,5	1200
> 2,5 bis ≤ 3,0	360
> 3,0 bis ≤ 4,0	180
> 4,0 bis ≤ 5,0	120
> 5,0 bis ≤ 6,0	90
> 6,0 bis ≤ 7,0	72
> 7,0 bis ≤ 8,0	60

Außentemperatur in °C	Dauer in Minuten
> 8,0 bis ≤ 9,0	51
> 9,0 bis ≤ 10,0	45
> 10,0	0

5.4 Automatischer Wiederanlauf während Vereisungsbedingungen



Abb. 2: Automatischer Wiederanlauf während Vereisungsbedingungen

Standardeinstellung:

- IceFreeDIDurTrg (Automatischer Wiederanlauf während Vereisungsbedingungen) = false

Voraussetzung:

- ✓ IceFreeDIDurTrg (Automatischer Wiederanlauf während Vereisungsbedingunge) = true
- ✓ Kein kritischer Eisansatz durch ein installiertes Eisansatzerkennungssystem erkannt

Wenn der automatische Wiederanlauf während Vereisungsbedingungen parametrier ist, unternimmt die Windenergieanlage während der Vereisungsbedingungen (u. a. anhaltende Temperaturen unter +2 °C) im Abstand von 6 Stunden (IceDIDurTmh) einen Startversuch.

Die Zähler der Eisansatz-Detektionszeit des ENERCON Kennlinienverfahrens werden hierbei auf einen definierten Wert gesetzt. Dieser Wert liegt 3 Minuten unter dem voreingestellten Wert der Eisansatz-Detektionszeit. Falls noch Eisansatz erkannt wird, wird die Windenergieanlage daraufhin nach wenigen Minuten wieder angehalten.

Die Windenergieanlage kann nicht wiederanlaufen, solange ein Eisansatzerkennungssystem kritischen Eisansatz erkennt.

5.5 Automatischer Wiederanlauf mit Blattheizung



Abb. 3: Automatischer Wiederanlauf mit Blattheizung

Standardeinstellung:

- BIHtAutoEna (Blattheizung Automatik) = true
- IceFreeBIHeatTrg (Automatischer Wiederanlauf nach Blattheizung) = false

Voraussetzung:

- ✓ BIHtAutoEna (Blattheizung Automatik) = true
- ✓ IceFreeBIHeatTrg (Automatischer Wiederanlauf nach Blattheizung) = true
- ✓ Kein kritischer Eisansatz durch ein installiertes Eisansatzerkennungssystem erkannt

Wenn ein Eisansatzerkennungssystem kritischen Eisansatz erkannt hat und die Windenergieanlage angehalten wurde, wird die Blattheizung eingeschaltet.

Nachdem ein Blattheizungszyklus durchlaufen wurde, nimmt die Windenergieanlage den Betrieb wieder auf.

Die Zähler der Eisansatz-Detektionszeit des ENERCON Kennlinienverfahrens werden nach dem Durchlauf des Blattheizungszyklus auf einen definierten Wert gesetzt. Dieser Wert liegt 3 Minuten unter dem voreingestellten Wert der Eisansatz-Detektionszeit. Falls noch Eisansatz erkannt wird, wird die Windenergieanlage daraufhin nach wenigen Minuten wieder angehalten.

Die Windenergieanlage kann nicht wiederanlaufen, solange ein Eisansatzerkennungssystem kritischen Eisansatz erkennt.

5.6 Automatischer Wiederanlauf nach Windpark-Eisansatzerkennung

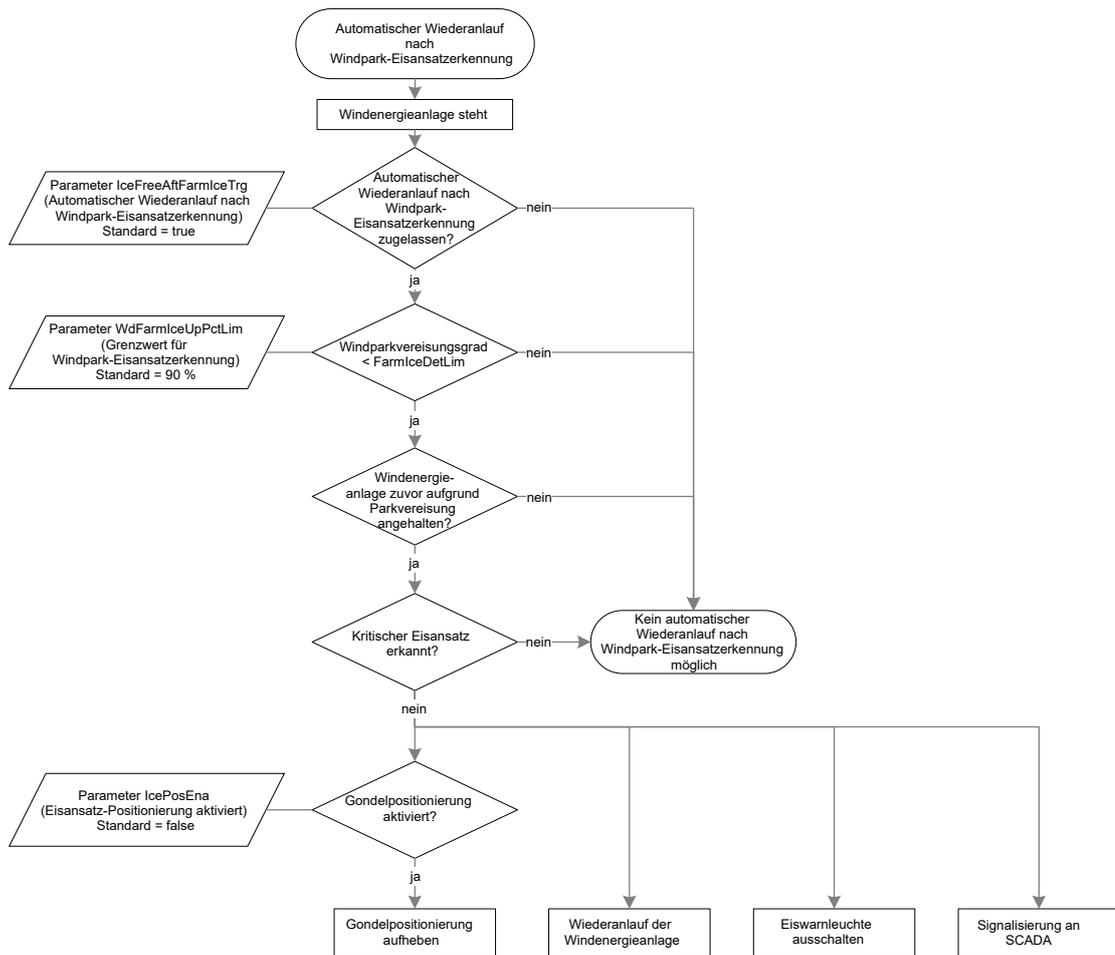


Abb. 4: Automatischer Wiederanlauf nach Windpark-Eisansatzerkennung

Standardeinstellung:

- IceFreeAftFarmIceTrg (Automatischer Wiederanlauf nach Windpark-Eisansatzerkennung) = true
- WdFarmIceUpPctLim (Grenzwert für Windpark-Eisansatzerkennung) = 90 %

Voraussetzung:

- ✓ IceFreeAftFarmIceTrg (Automatischer Wiederanlauf nach Windpark-Eisansatzerkennung) = true
- ✓ Kein kritischer Eisansatz durch ein installiertes Eisansatzerkennungssystem erkannt

Wird an einer Windenergieanlage kein kritischer Eisansatz mehr erkannt und die entsprechende Statusmeldung zurückgesetzt, gibt die Windenergieanlage diese Meldung über ENERCON SCADA an alle Windenergieanlagen im Windpark ab. Jede Windenergieanlage löscht die entsprechende Information und berechnet erneut den Windparkvereisungsgrad. Wenn der Windparkvereisungsgrad niedriger als der an der jeweiligen Windenergieanlage eingestellte Wert ist, wird der Startvorgang eingeleitet, sofern die Windenergieanlage selbst keinen kritischen Eisansatz detektiert hat oder durch längeren Stillstand bei niedrigen Temperaturen präventiv stillstehen muss.

Die Windenergieanlage kann nicht wiederanlaufen, solange ein Eisansatzerkennungssystem kritischen Eisansatz erkennt.

6 Parameter

Die einzustellenden Werte der nachfolgenden Parameter werden von der zuständigen Genehmigungsbehörde oder vom Betreiber vorgegeben. Gewünschte Änderungen vom Betreiber müssen dokumentiert (Formular Änderung Standardeinstellungen) und von ENERCON geprüft, freigegeben und eingestellt werden.

Von der Inbetriebnahme der Windenergieanlage bis zur Unterzeichnung des Abnahmeprotokolls, können nur die Standardeinstellungen der Parameter eingestellt werden.

6.1 Automatischer Wiederanlauf nach Vereisung

Parameter: *WMET1/Ice1/IceFreeWrmTrg* (Ice free warm trigger)

Gibt an, ob die Windenergieanlage bei ausreichend hohen Außentemperaturen automatisch wieder starten darf. Dieser Parameter bezieht sich auf das ENERCON Kennlinienverfahren sowie die Eisansatzerkennung durch externe Systeme.

Einstellmöglichkeiten	Standard
true/false	true

Gewünschte Parametereinstellung: false

Die gewünschte Parametereinstellung kann umgesetzt werden, da es sich um eine Erhöhung der Sicherheit handelt.

Wurde der Parameter ausgeschaltet, ist eine spätere Änderung zurück zur Standardeinstellung möglich, sofern die zuvor vorgenommene sicherheitsfördernde Einstellung nicht auf einer behördlichen Anordnung beruht.

6.2 Automatischer Wiederanlauf während Vereisungsbedingungen

Parameter: *WMET1/Ice1/IceFreeDIDurTrg* (Ice free delay duration trigger)

Gibt an, ob die Windenergieanlage während Vereisungsbedingungen im Abstand von 6 Stunden (IceDIDurTmh) einen Startversuch unternehmen soll. Dieser Parameter kann nur aktiviert werden, wenn der automatische Wiederanlauf nach Vereisung aktiviert ist (IceFreeWrmTrg = true).

Mit diesem Parameter kann ein automatischer Wiederanlauf an unkritischen Standorten erreicht werden.

Hinweis: Wenn IceFreeDIDurTrg = true, erhöht sich das Eiswurfrisiko!

Einstellmöglichkeiten	Standard
true/false	false

Gewünschte Parametereinstellung: true

Die gewünschte Parametereinstellung umsetzen, wenn

- die Genehmigung es erlaubt oder
- eine standortspezifische Risikobeurteilung vorliegt, die das Risiko der Änderung als akzeptabel einstuft.

6.3 Dauer der Verzögerung des automatischen Wiederanlaufs während Vereisungsbedingungen

Parameter: *WMET1/Ice1/IceDIDurTmh* (Ice delay duration time in hours)

Gibt an, in welchem Abstand die Windenergieanlage während Vereisungsbedingungen einen Startversuch unternehmen soll.

Einstellmöglichkeiten	Standard
0 – 518400 s (0 – 144 h)	21600 s (6 h)

6.4 Eisansatz-Detektionszeit

Parameter: *WMET1/Ice1/MaxVallIceCnt* (Maximum value ice counter)

Gibt an, wie viel Zeit der Windenergieanlage zur Detektion von Eisansatz zur Verfügung gestellt werden soll.

An der Empfindlichkeit des Eisansatzerkennungssystems ändert eine kürzere Detektionszeit nichts. Die Windenergieanlage reagiert lediglich früher, wenn das Toleranzband der Kennlinie verlassen wird. Somit besteht auch ein geringfügig höheres Risiko einer unberechtigten Abschaltung.

Bei einem automatischen Wiederanlauf während der Vereisung (Parameter *IceFreeDIDurTrg* = true) oder bei einem Wiederanlauf nach erfolgter Enteisung durch die Blattheizung werden die Zähler für die Status 14:11 bis 14:14 (Leistungs- und Blattwinkelmessungen) jeweils definiert zurückgesetzt. Der definierte Wert liegt 3 Minuten unter dem voreingestellten Wert der Eisansatz-Detektionszeit. Falls noch Eisansatz vorliegt, wird die Windenergieanlage nach wenigen Minuten angehalten. Dies geschieht unabhängig von der eingestellten Eisansatz-Detektionszeit.

Hinweis: Eisansatzdetektionszeiten > 15 Minuten können zu einer Beeinträchtigung der zertifizierten Funktionalität des Eisansatzerkennungssystems führen.

Einstellmöglichkeiten	Standard	
0 – 1800 s (0 – 30 Minuten)	Kritischer Standort	900 s (15 Minuten)
	Unkritischer Standort	1800 s (30 Minuten)
	Länderspezifische Ausnahmen	
	Deutschland BeNeLux Österreich	900 s (15 Minuten)

Gewünschte Parametereinstellung: < 15 Minuten

Die gewünschte Parametereinstellung kann umgesetzt werden, da es sich um eine Erhöhung der Sicherheit handelt.

15 Minuten sowie kürzere Eisansatz-Detektionszeiten sind zertifiziert und entsprechen dem Stand der Technik.

Gewünschte Parametereinstellung: > 15 Minuten

In Deutschland, BeNeLux und Österreich gilt der Standard von 15 Minuten gemäß Stand der Technik und darf nicht erhöht werden.

Die gewünschte Parametereinstellung in allen weiteren Ländern umsetzen, wenn

- die Genehmigung es erlaubt oder
- eine standortspezifische Risikobeurteilung vorliegt, die das Risiko der Änderung als akzeptabel einstuft.

6.5 Präventive Eisansatzerkennung nach 3 Stunden Störung

Parameter: *WMET1/Ice1/IceFreeAftStopTrg* (Ice free after stop trigger)

Gibt an, ob die Windenergieanlage bei möglichem Eisansatz nach einer länger als 3 Stunden dauernden Störung mit Status 14:16 Eisansatzerkennung: Anlage präventiv gestoppt stehen bleibt.

Hinweis: Wenn *IceFreeAftStopTrg* = false, erhöht sich ggf. das Eiswurfrisiko!

Einstellmöglichkeiten	Standard
true/false	true

Gewünschte Parametereinstellung: false

Gewünschte Parametereinstellung umsetzen, wenn

- die Genehmigung es erlaubt oder
- ein zusätzliches Eisansatzerkennungssystem vorhanden ist, welches Eisfreiheit im Stillstand feststellen kann oder
- eine standortspezifische Risikobeurteilung vorliegt, die das Risiko der Änderung als akzeptabel einstuft.

Wurde der Parameter ausgeschaltet, ist eine spätere Änderung zurück zur Standardeinstellung möglich, da es sich um eine Erhöhung der Sicherheit handelt.

6.6 Sensitivität der Eisansatzerkennung

Gibt an, mit welcher Sensitivität das Toleranzband des Eisansatzerkennungssystems (ENERCON Kennlinienverfahren) eingestellt ist.

Je höher die Sensitivität, desto geringere Eismengen werden als Eisansatz erkannt.

Die Standardeinstellung entspricht dem Dokument D0367983 „TÜV NORD Bericht Nr.: 8111 881 239: Gutachten zur Bewertung der Funktionalität von Eisansatzerkennungssystemen zur Verhinderung von Eisabwurf an ENERCON Windenergieanlagen: Eisansatzerkennung nach dem ENERCON-Kennlinienverfahren“.

Hinweis: Geringe Sensitivität und verringerte Sensitivität entsprechen nicht dem Stand der Technik. Dies kann zu erhöhten Lasten auf den Rotorblättern führen, kann die Windenergieanlage negativ beeinflussen sowie ggf. das Eiswurfisiko erhöhen.

Einstellmöglichkeiten	Standard
Geringe Sensitivität	Normale Sensitivität
Verringerte Sensitivität	
Normale Sensitivität	
Erhöhte Sensitivität	
Hohe Sensitivität	

Gewünschte Parametereinstellung: verringern

Ausschließlich die Normale Sensitivität (und höhere) entsprechen dem Stand der Technik.

Die gewünschte Parametereinstellung umsetzen, wenn

- die Genehmigung es erlaubt oder
- eine standortspezifische Risikobeurteilung vorliegt, die das Risiko der Änderung als akzeptabel einstuft.

Gewünschte Parametereinstellung: erhöhen

Die gewünschte Parametereinstellung kann umgesetzt werden, da es sich um eine Erhöhung der Sicherheit handelt.

Die normale, erhöhte und hohe Sensitivität sind zertifiziert und entsprechen dem Stand der Technik.

7 Statusmeldungen

Tab. 2: Statusmeldungen

Typ	Nr.	Name	Beschreibung / Grund	Ausgelöste Anhalteprozedur
I	14:11	Ice detection: Rotor (power measurement)	Eisansatzerkennung auf Rotorblättern über Leistungsmessung erkannt. Erkennt das ENERCON Kennlinienverfahren eine Abweichung der Leistung von der Leistungskennlinie länger als die vordefinierte Dauer von Parameter MaxVallIceCnt, wird Eisansatz erkannt und die Windenergieanlage angehalten.	Standard stop
I	14:13	Ice detection: Rotor (blade angle)	Eisansatzerkennung auf Rotorblättern über Blattwinkelmessung erkannt. Erkennt das ENERCON Kennlinienverfahren eine Abweichung des Blattwinkels von der Blattwinkelkennlinie länger als die vordefinierte Dauer von Parameter MaxVallIceCnt, wird Eisansatz erkannt und die Windenergieanlage angehalten.	Standard stop
I	14:15	ice detection: park icing	Wenn der Windparkvereisungsgrad einen vorgegebenen Grenzwert erreicht, wird davon ausgegangen, dass die Windenergieanlage ebenfalls vereist ist.	Standard stop
I	14:16	ice detection: preventive standstill	Wenn die Windenergieanlage für eine längere Zeit unter Vereisungsbedingungen still steht, wird ein Wiederanlauf bei hohen Windgeschwindigkeiten verhindert.	Standard stop
I	14:43	ice detection: external system	Wenn ein externes Eisansatzerkennungssystem Eisansatz erkennt, wird die Windenergieanlage angehalten.	Standard stop
W	14:81	Power curve beneath tolerance	Warnung bei Unterschreitung der Untergrenze beim Abgleich der korrigierten Leistungskennlinie mit der voreingestellten Leistungskennlinie. Diese Warnung weist darauf hin, dass entweder die Windgeschwindigkeitsmessung oder die von der Windenergieanlage erzeugte Leistung nicht korrekt ist. Einer oder mehrere der Leistungswerte der korrigierten Leistungskennlinie liegen länger als 3 Tage unter der unteren Grenze.	-

Typ	Nr.	Name	Beschreibung / Grund	Ausgelöste Anhalteprozedur
W	14:82	Power curve above tolerance	<p>Warnung bei Überschreitung der Obergrenze beim Abgleich der korrigierten Leistungskennlinie mit der voreingestellten Leistungskennlinie. Diese Warnung weist darauf hin, dass entweder die Windgeschwindigkeitsmessung oder die von der Windenergieanlage erzeugte Leistung nicht korrekt ist.</p> <p>Einer oder mehrere der Leistungswerte der korrigierten Leistungskennlinie liegen länger als 3 Tage über der Obergrenze.</p>	-
I	14:83	Power Curve beneath tolerance during icing conditions	<p>Information bei Unterschreitung der Untergrenze beim Abgleich der korrigierten Leistungskennlinie mit der voreingestellten Leistungskennlinie. Diese Information weist darauf hin, dass entweder die Windgeschwindigkeitsmessung oder die von der Windenergieanlage erzeugte Leistung nicht korrekt ist. Diese Information wird ausgelöst, wenn die Möglichkeit einer Vereisung der Windenergieanlage besteht (Außentemperatur unter 2 °C).</p> <p>Dies hat zum Ziel, dass Änderungen oder Reparaturen, die aufgrund von Warnmeldungen an der Windenergieanlage vorgenommen werden, nicht bei Minusgraden durchgeführt werden (Fehlfunktionen des Eisansatzerkennungssystems vermeiden).</p> <p>Einer oder mehrere der Leistungswerte der korrigierten Leistungskennlinie liegen länger als 3 Tage unter der unteren Grenze und die Außentemperatur liegt unter 2 °C.</p>	-

Typ	Nr.	Name	Beschreibung / Grund	Ausgelöste Anhalteprozedur
I	14:84	Power curve above tolerance during icing conditions	<p>Information bei Überschreitung der Obergrenze beim Abgleich der korrigierten Leistungskennlinie mit der voreingestellten Leistungskennlinie. Diese Information weist darauf hin, dass entweder die Windgeschwindigkeitsmessung oder die von der Windenergieanlage erzeugte Leistung nicht korrekt ist. Diese Information wird ausgelöst, wenn die Möglichkeit einer Vereisung der Windenergieanlage besteht (Außentemperatur unter 2 °C).</p> <p>Dies hat zum Ziel, dass Änderungen oder Reparaturen, die aufgrund von Warnmeldungen an der Windenergieanlage vorgenommen werden, nicht bei Minusgraden durchgeführt werden (Fehlfunktionen des Eisansatzerkennungssystems vermeiden).</p> <p>Einer oder mehrere der Leistungswerte der korrigierten Leistungskennlinie liegen länger als 3 Tage über der Obergrenze und die Außentemperatur liegt unter 2 °C.</p>	-
I	14:101	ice free: manual restart	<p>Die Windenergieanlage befindet sich aufgrund eines manuellen Wiederanlaufs im Zustand <i>IceFree ManualReset</i>.</p> <p>Befindet sich die Windenergieanlage im Zustand <i>IcedUp</i>, kann ein manueller Reset über das HMI ausgelöst werden.</p>	-
I	14:151	ice free: delayed restart	<p>Die Windenergieanlage befindet sich aufgrund eines verzögerten automatischen Wiederanlaufs nach der vordefinierten Dauer von Parameter <i>IceDIDurTmh</i> im Zustand <i>IceFree DelayRestart</i>.</p> <p>Befindet sich die Windenergieanlage im Zustand <i>IcedUp</i>, kann ein automatischer Wiederanlauf aktiviert werden und löst nach einer vordefinierten Zeit einen Wiederanlauf der Windenergieanlage aus.</p>	-
I	14:152	ice free: blade heating	<p>Die Windenergieanlage befindet sich aufgrund eines vollständigen Durchlaufs des Blattheizungszyklus im Zustand <i>IceFree BladeHeating</i>.</p> <p>Befindet sich die Windenergieanlage im Zustand <i>IcedUp</i>, kann zum Zustand <i>IceFree BladeHeating</i> gewechselt werden, wenn der Blattheizungszyklus vollständig durchlaufen wurde. Diese Funktionalität muss aktiviert sein.</p>	-

Typ	Nr.	Name	Beschreibung / Grund	Ausgelöste Anhalteprozedur
I	14:153	ice free: thaw	Die Windenergieanlage befindet sich aufgrund von Außentemperaturen über 2 °C im Zustand <i>IceFree Thaw</i> . Befindet sich die Windenergieanlage im Zustand <i>IcedUp</i> , kann zum Zustand <i>IceFree Thaw</i> gewechselt werden, wenn Auftaubedingungen herrschen. Diese Funktionalität muss aktiviert sein.	-
I	14:154	ice free: preventive standstill	Wenn die Windenergieanlage aufgrund eines präventiven Stillstands angehalten ist, wechselt sie bei geringen Windgeschwindigkeiten in den Zustand <i>IceFree PreventiveStandstill</i> .	-
I	14:155	ice free: park icing	Wenn die Windenergieanlage aufgrund von Windparkvereisung angehalten wurde, wechselt sie in den Zustand <i>IceFree ParkIcing</i> , wenn der Windparkvereisungsgrad unterhalb des entsprechenden Grenzwerts sinkt.	-
I	14:156	ice free: external system	Wenn ein externes Eisansatzerkennungssystem Eisfreiheit erkannt hat, wechselt die Windenergieanlage in Zustand <i>IceFree ExternalSystem</i> .	-

Fachwortverzeichnis

Eisfall	Herabfallen von Eis bei angehaltener Windenergieanlage, das sich bei bestimmten Wetterlagen an den Rotorblättern bilden kann. Die fallenden Eisstücke können Sach- und Personenschäden bewirken.
Eiswurf	Abwurf von Eis bei drehendem Rotor, das sich bei bestimmten Wetterlagen an den Rotorblättern von Windenergieanlagen bilden kann.
Kritischer Eisansatz	Entstehung von Eis, das aufgrund seiner Aufprallenergie eine Gefahr für ungeschützte Personen darstellt, wenn es herabfällt oder weggeschleudert wird.
Trudelbetrieb	Betriebsart einer ENERCON Windenergieanlage, bei der sich die Rotorblätter in einem Rotorblattwinkel von in der Regel 60° (in der sogenannten Trudelstellung) befinden, wodurch sich die Windenergieanlage im Leerlauf befindet. Der Rotor dreht nur sehr langsam. Im Trudelbetrieb wird keine Energie erzeugt und die Rotordrehzahl wird überwacht. Bei hohen Windgeschwindigkeiten wird der Rotorblattwinkel erhöht, damit die maximale Trudeldrehzahl nicht überschritten wird.



Gutachten zu Risiken durch Eiswurf und Eisfall am Standort Staffelde

Referenz-Nummer:

2024-C-134-P4-R1 - ungekürzte Fassung

Auftraggeber:

EnBW Windkraftprojekte GmbH
76254 Karlsruhe

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, 27.06.2024

Gepprüft:

Dr.-Ing. Thomas Hahm, Sachverständiger,

Hamburg, 27.06.2024

Für weitere Auskünfte:

Tel.: 040 53303680

Fax: 040 5330368-079

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.....	27
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.....	28
3.6.4	Betriebsführungssystem.....	28
3.7	Risikoreduzierende Maßnahmen.....	29
4	Durchgeführte Untersuchungen.....	29
4.1	Standortbesichtigung.....	29
4.2	Vereisungsbedingungen am Standort.....	29
4.3	Ermittlung der potentiellen Gefährdungsbereiche.....	30
4.4	Eiswurf.....	31
4.5	Eisfall.....	32
5	Weitere Maßnahmen.....	34
6	Zusammenfassung.....	35
7	Formelzeichen und Abkürzungen.....	38
8	Literaturangaben.....	39
	Anhang A: Detaillierte Berechnungsergebnisse Eisfall.....	41
	A.1 Berechnung der Auftreffhäufigkeiten.....	41
	A.2 Schadenshäufigkeiten.....	42



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 rauherem Erscheinungsbild.

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

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

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



aufgrund einer lokalen Senke kalte Luft sammelt. Diese mikroskaligen Effekte, die auf Nabenhöhe der Windenergieanlagen typischerweise keine Rolle mehr spielen, zu identifizieren und entsprechend zu korrigieren ist so gut wie nicht möglich. Hinzu kommt, dass die Daten der Klimastationen oft über mehr als 10km und auf andere Höhen über 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 $1,5 \cdot (\text{Nabenhöhe} + \text{Rotordurchmesser})$ zu gefährdeten Bereichen einzuhalten oder die Windenergieanlage bei Vereisungsbedingungen abzuschalten.

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

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

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



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

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

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

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

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

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.

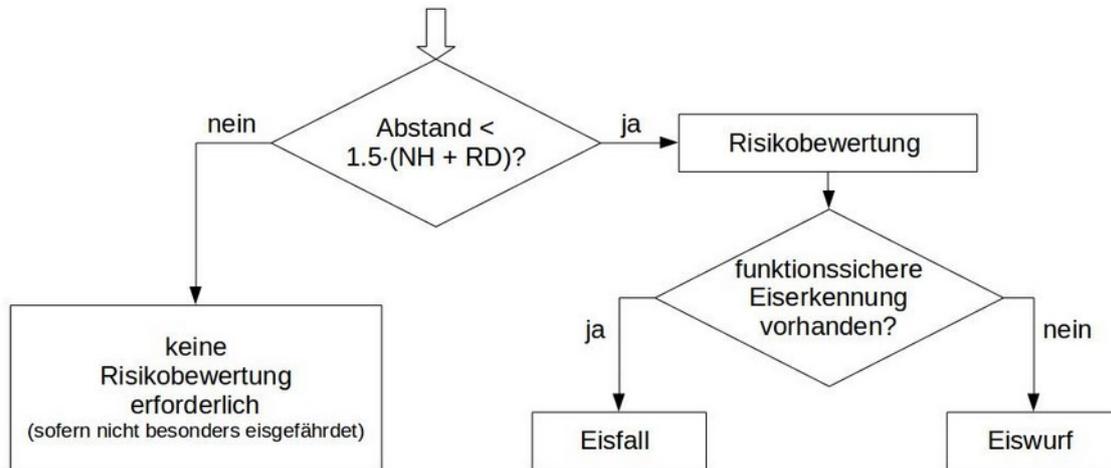


Abbildung 2.2.1: Entscheidungsbaum für die Bewertung des Risikos durch Eiswurf und Eisfall.

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.

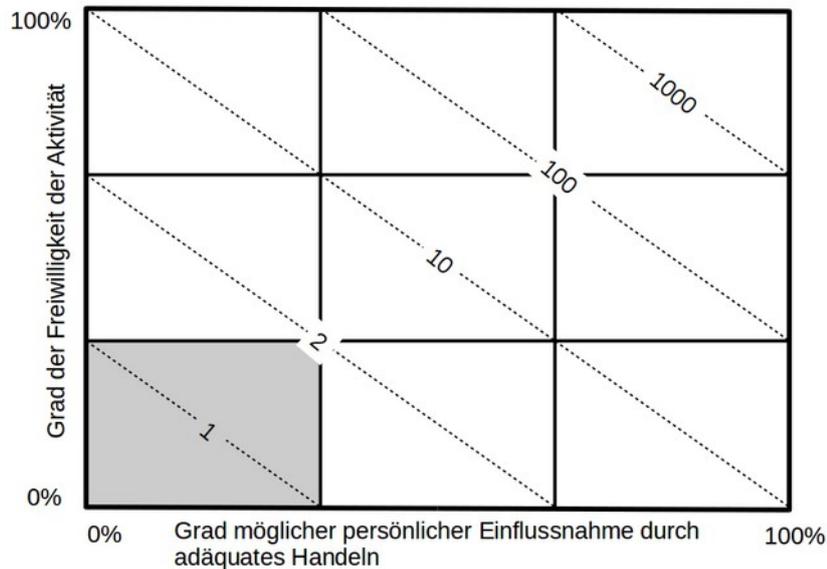


Abbildung 2.3.1.1: Akzeptiertes Todesfallrisiko pro 100 000 Personen /1.7/. Grau hinterlegter Bereich entspricht dem MEM-Kriterium /2.3/.

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:

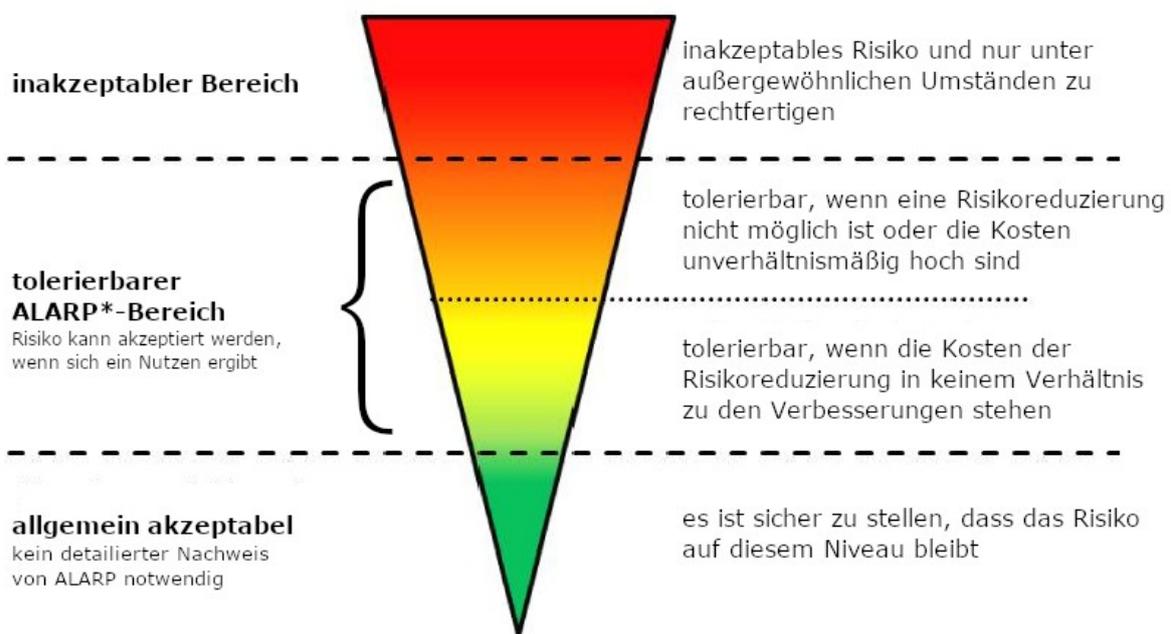
- Individuelles Risiko:
 - land- und forstwirtschaftlich genutzte Wege, Wanderwege, Fahrradwege und Straßen mit geringer Verkehrsdichte,
 - Objekte wie Scheunen, Hütten etc., die regelmäßig durch den Besitzer oder durch einen kleinen Personenkreis genutzt werden.
- Kollektives Risiko:
 - stark genutzte 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.



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

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/
Dunkelrot	10^{-3}	- inakzeptabel	300.000 km	Bergsteigen
	10^{-4}			Hausarbeit
Rot	10^{-5}	+ tolerierbar	30.000 km	Arbeitsunfall
	10^{-6}			Gebäudebrand
Gelb	10^{-7}	++ tolerierbar	300 km	Blitzschlag
	10^{-8}			30 km
Grün	10^{-8}	+++ allgemein akzeptabel	3 km	Meteorit
				≈ 0 vernachlässigbar

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 $\frac{1}{3}$ verbunden ist.

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

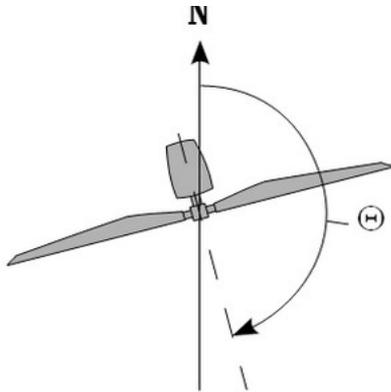


Abbildung 2.3.4.1: Definition des Azimutwinkels Θ .

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 $\leq 0^\circ$ Celsius:
 - durchgehender oder unterbrochener leichter, mäßiger oder starker Sprühregen,
 - leichter, mäßiger oder starker Sprühregen mit Regen,



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

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

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

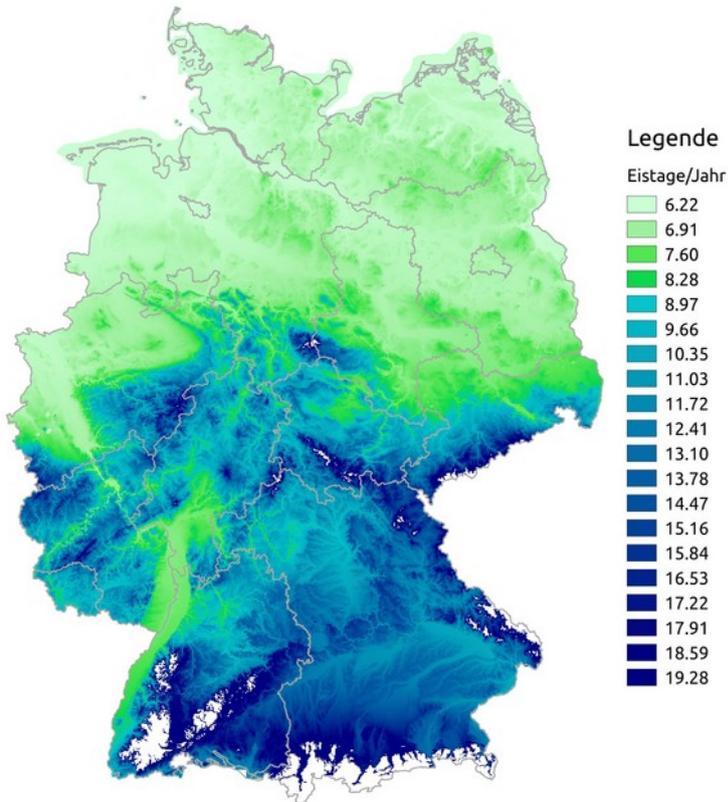


Abbildung 2.5.1: Eistage pro Jahr basierend auf /1.8/ für Höhen bis 700m üNN.

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, sektorische 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.

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



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 gibt es keine gesicherten Erkenntnisse darüber, wie die Verteilung von Eisstückgrößen oder deren Anzahl und Dichte durch eine Rotorblattenteisung im Einzelfall beeinflusst wird. In /2.1/ liegen die Ergebnisse einer Fallstudie über die Veränderung der Eisstückzahl bei Einsatz der Rotorblattheizung im Trudelbetrieb bzw. bei Stillstand (De-Icing) und während des WEA-Betriebs (Anti-Icing) vor.

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.

Die hieraus gewonnenen Erkenntnisse werden in den Berechnungen entsprechend berücksichtigt. Dies ist jedoch mit großen Unsicherheiten verbunden, da für eine Quantifizierung der risikoreduzierenden Effekte zurzeit noch nicht genügend Daten vorliegen /2.5/

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 3.3.1 aufgeführt.
	„Referenzpunkt der Winddaten“	Jeweiliger Standort, auf dessen Koordinaten sich die verwendeten Winddaten beziehen.
Farbliche Zuordnung der Symbole		
	Zu bewertende WEA: geplante WEA, deren Risiko bewertet wird.	
	Zu berücksichtigende WEA: Benachbarte WEA, die aufgrund ihres Abstandes zu den geplanten WEA Einfluss auf das Risiko im Gefährdungsbereich der zu bewertenden WEA () nehmen bzw. aufgrund der Nutzung der Schutzobjekte innerhalb des Windparks potentiell zu berücksichtigen sind.	
	Benachbarte WEA, die aufgrund ihres Abstandes zu den geplanten WEA und ihrer Lage im Windpark nicht bei der Bewertung des Risikos der zu bewertenden WEA () zu berücksichtigen sind. Diese WEA sind eventuell nur zum Teil in Abbildung 3.3.1 dargestellt.	
	Referenzpunkte der Winddaten.	
	Referenzpunkt der Winddaten auf den Koordinaten einer (in diesem Fall geplanten) WEA.	



3 Eingangsdaten

3.1 Ausgangssituation

Am Standort Staffelde (Brandenburg) plant der Auftraggeber die Errichtung von sieben Windenergieanlagen (WEA 1 - 7).

Am Standort befinden sich keine weiteren benachbarten WEA.

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 Bundesautobahn A24, die Bundesstraße B273, die Auf- und Abfahrt A24/Dreieck Havelland, die Auf- und Abfahrt A24/B273, ein Radweg entlang der B273 sowie der Wanderweg „Alte Hamburger Poststraße“, 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 - 7 hinsichtlich einer Gefährdung durch Eiswurf und Eisfall durchgeführt.

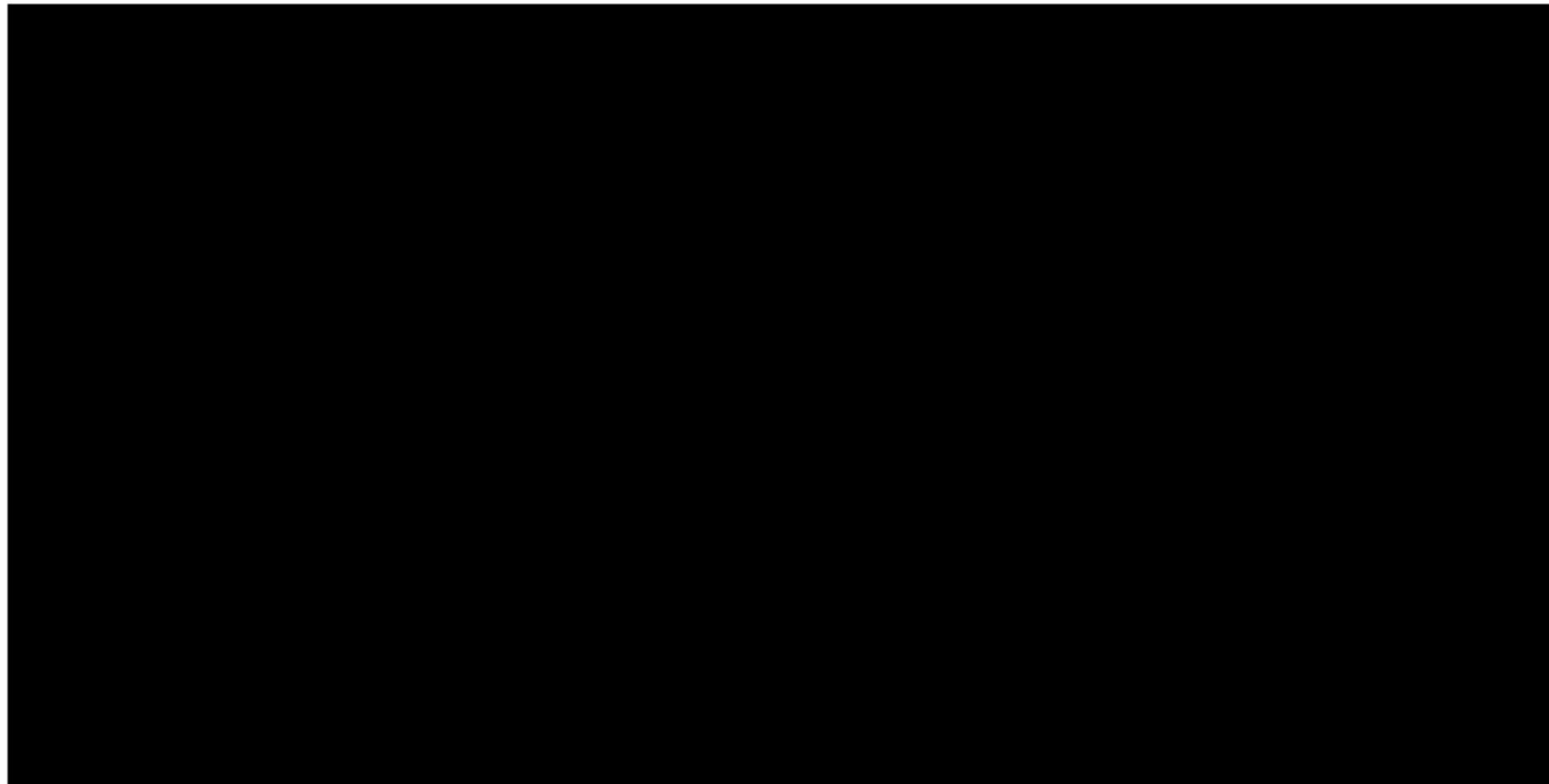
3.2 Winddaten am Standort

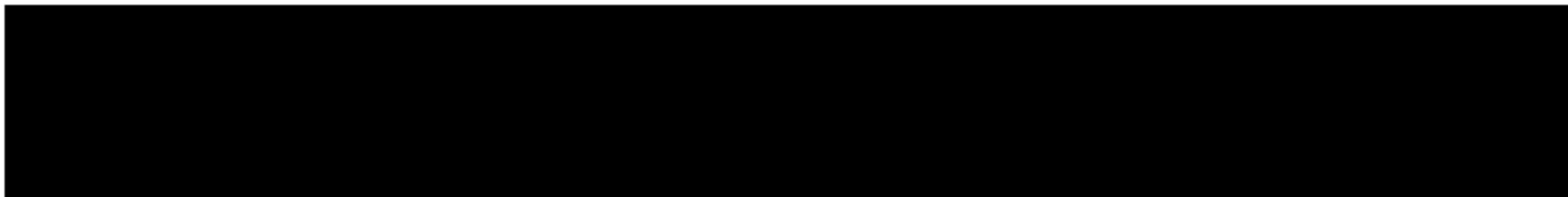
Die relativen Häufigkeiten der Windrichtung und Windgeschwindigkeiten am Standort wurden /3.1/ entnommen und sind in Tabelle 3.2.1 dargestellt.

Die vorliegenden Daten werden als richtig und repräsentativ für die freie Anströmung am Standort Staffelde 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).



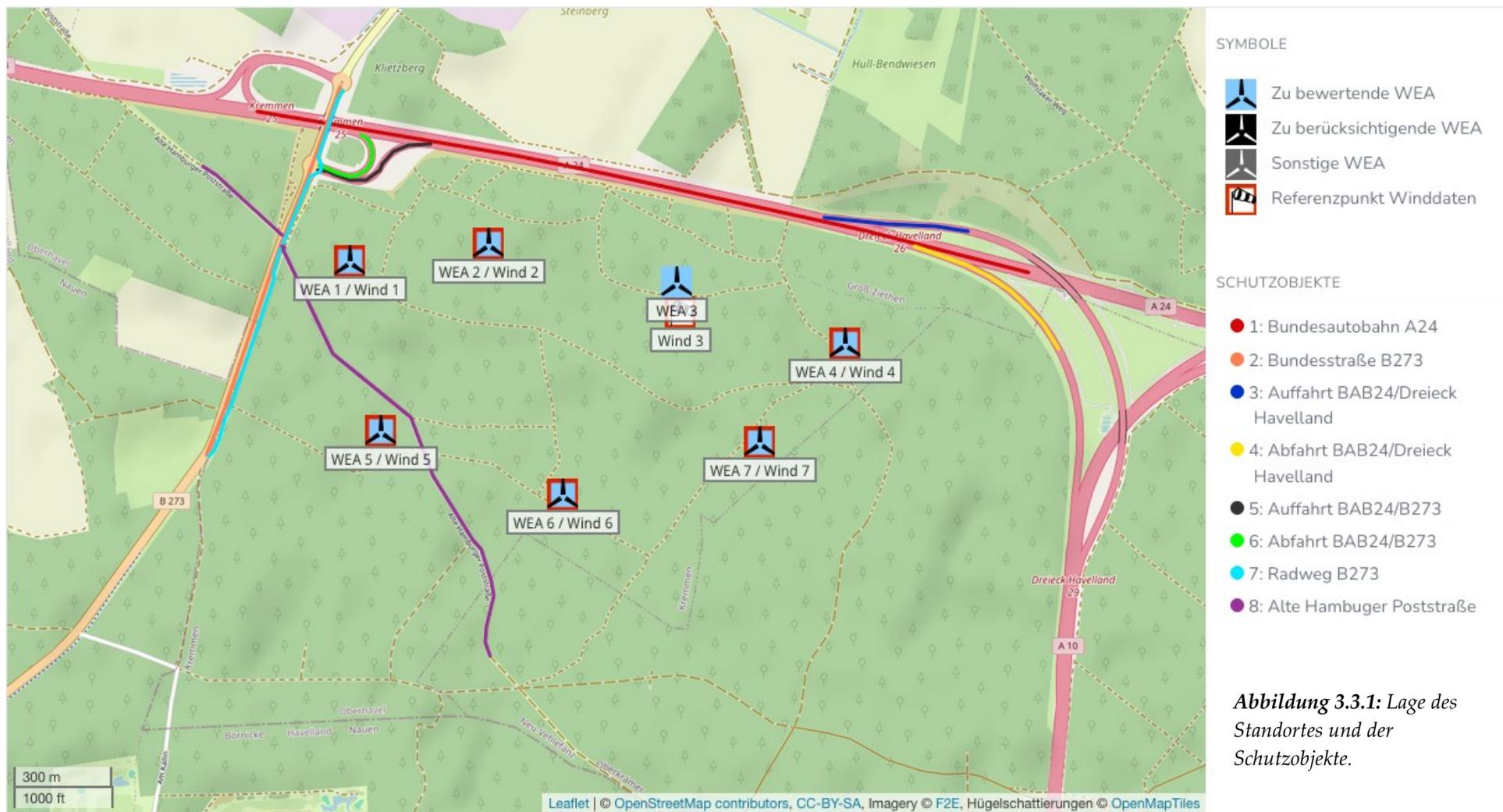


3.3 Windparkkonfiguration und Schutzobjekte

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	STA 01	ENERCON E-160 EP5 E3	5.56	166.60	160.0	33363467	5842335	1
	2	STA 02	ENERCON E-160 EP5 E3	5.56	166.60	160.0	33363889	5842377	2
	3	STA 03	ENERCON E-160 EP5 E3	5.56	166.60	160.0	33364460	5842243	3
	4	STA 04	ENERCON E-160 EP5 E3	5.56	166.60	160.0	33364969	5842046	4
	5	STA 05	ENERCON E-160 EP5 E3	5.56	166.60	160.0	33363548	5841822	5
	6	STA 06	ENERCON E-160 EP5 E3	5.56	166.60	160.0	33364096	5841613	6
	7	STA 07	ENERCON E-160 EP5 E3	5.56	166.60	160.0	33364699	5841755	7

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



3.4 Aufenthaltshäufigkeiten

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

Verkehrswege								
Schutzobjekt	Verkehrsaufkommen			Personenaufkommen				Kritisches Individuum
	Kfz/Tag	km/h	Individuelle Nutzungshäufigkeit	Personen/ Tag		Individuelle Nutzungshäufigkeit		
				Radfahrer	Fußgänger	Radfahrer	Fußgänger	
Bundesautobahn A24	45029 /3.2/	130***	---***	---	---	---	---	---
Bundesstraße B273	3741 /3.2/	100**	---***	---	---	---	---	---
Auffahrt A24/B273	3000****	60*	---***	---	---	---	---	---
Abfahrt A24/B273	3000****	60*	---***	---	---	---	---	---
Radweg B273	---			---**	---**	zehnmal pro Woche	dreimal pro Woche	Radfahrer
Alte Hamburger Poststraße	---*	<=50*	---	---**	---**	fünfmal pro Woche	fünfmal pro Woche	Fußgänger

- * Bis zu einer Fahrzeuggeschwindigkeit von 50km/h kann das Risiko für Personen innerhalb des Fahrzeuges vernachlässigt werden (siehe Kapitel 2.3.1).
- ** 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 von Wegbeschaffenheit und -verlauf im standortspezifischen Gefährdungsbereich angenommen.
- ** Aufgrund zulässiger Höchstgeschwindigkeit nach StVO.
- *** Aufgrund der allgemeinen Richtgeschwindigkeit auf Autobahnen angenommen.
- **** Nach /3.2/ existieren für die Auf- und Abfahrten keine Zählungen. Die Verkehrsbelastung wurde daher aus dem umliegenden Verkehr abgeschätzt.



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
Bundesautobahn A24	$> 2.17 \cdot 10^{-2}$ (einmal in 46 Jahren)
Bundesstraße B273	$> 3.39 \cdot 10^{-3}$ (einmal in 295 Jahren)
Auf- und Abfahrt A24/B273	$> 1.45 \cdot 10^{-3}$ (einmal in 692 Jahren)

Für Straßen des regionalen Verkehrs, für die das kollektive Risiko maßgeblich ist, gilt der pauschale Grenzwert für das kollektive Personenrisiko von $1.0 \cdot 10^{-3}$ (siehe Kapitel 2.3.2).



3.6 Vereisungsrelevante WEA-Systeme

3.6.1 WEA-interne Eiserkennungssysteme

Die WEA 1 - 7 sind mit dem ENERCON-Eiserkennungssystem nach dem Leistungskurvenverfahren /3.3/ ausgestattet. Über die optionale Parametrierung des Eiserkennungssystems kann die Sensitivität des ENERCON-Eiserkennungssystems beeinflusst werden. Es wird davon ausgegangen, dass die WEA 1 – 7 mit der vom Hersteller vorgegebenen Standardparametrierung betrieben werden.

Die Bewertung des Eiserkennungssystems nach dem Leistungskurvenverfahren ist nicht Bestandteil dieses Gutachtens, wurde aber für die ENERCON-StandardEinstellungen der Parameter in /3.4/ vorgenommen. Gemäß /3.4/ entspricht das System dem Stand der Technik und viele Indizien sprechen dafür, dass eine Eisdicke erkannt wird, die geringer als die kritische Eisdicke ist. Erst ab einer kritischen Eisdicke besteht eine Gefahr für ungeschützte Personen /3.4/.

3.6.2 Optionale Eiserkennungssysteme

Die WEA 1 – 7 sind nicht mit einem optionalen zertifizierten Eiserkennungssystem ausgestattet. Sie können zusätzlich mit einem externen, zertifizierten Eiserkennungssystem der Firma eologix, der Firma fos4X oder der Firma Wölfel betrieben werden. Die Eisansatzerkennung nach dem ENERCON-Kennlinienverfahren bleibt dabei weiterhin aktiv.

Die Bewertung dieser Systeme ist nicht Bestandteil des Gutachtens. Gemäß /3.4/ liegen für die genannten Systeme Nachweise vor, dass eine hinreichend sensible Erkennung von kritischen Eisansatz gegeben ist.

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 /3.5/ 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.

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

4.2 Vereisungsbedingungen am Standort

Die Vereisungshäufigkeit am Standort wurde entsprechend Kapitel 2.5 ermittelt.

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

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

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

In Tabelle 4.2.1 sind exemplarisch die Vereisungsbedingungen für eine WEA am Standort dargestellt.

Tabelle 4.2.1: Exemplarische Vereisungsbedingungen im Windpark.

Lfd. Nr. WEA	Vereisungs- häufigkeit [%]	Vereisungstage pro Jahr	Eisstücke pro Jahr pro WEA	
			Eisfall	Eiswurf
3	1.9	6.9	1308	3925

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.

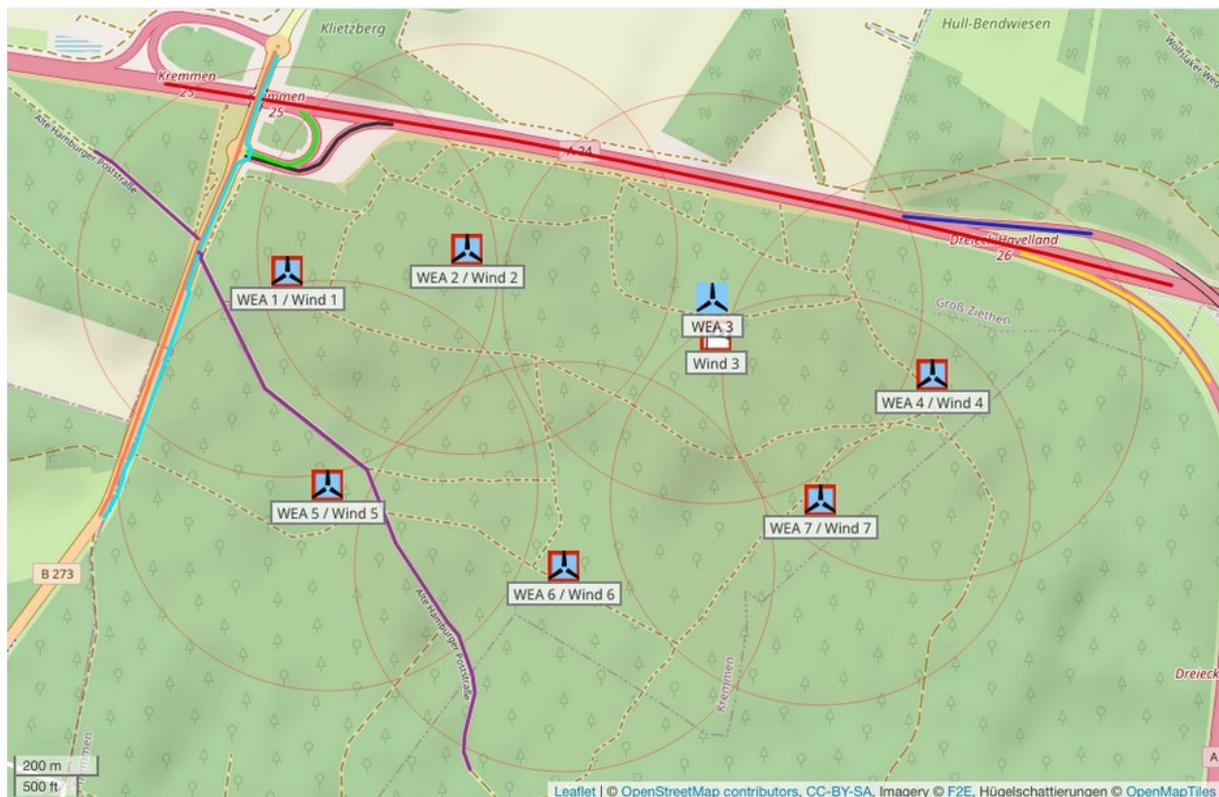


Abbildung 4.3.1: Potentielle Gefährdungsbereiche der WEA und Schutzobjekte.

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

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

Tabelle 4.3.1: Zu betrachtende Schutzobjekte.

Lfd.Nr. WEA	Potentieller Gefährdungsbereich	
	Radius [m]	Schutzobjekte im Bereich
1	489.9	Bundesautobahn A24
		Bundesstraße B273
		Auffahrt A24/B273
		Abfahrt A24/B273
		Radweg B273
		Alte Hamburger Poststraße
2	489.9	Bundesautobahn A24
		Auffahrt A24/B273
		Abfahrt A24/B273
3	489.9	Bundesautobahn A24
		Auffahrt A24/Dreieck Havelland
4	489.9	Bundesautobahn A24
		Auffahrt A24/Dreieck Havelland
		Abfahrt A24/Dreieck Havelland
5	489.9	Bundesstraße B273
		Radweg B273
		Alte Hamburger Poststraße
6	489.9	Alte Hamburger Poststraße
7	489.9	---

4.4 Eiswurf

Aufgrund der vorhandenen Systeme zur Eiserkennung kann der normale Betrieb bei potentiell gefährlichem Eisansatz ausgeschlossen werden. Für diese WEA ist daher eine Gefährdung durch Eiswurf standortspezifisch nicht zu betrachten. Ein eventueller anomaler Betrieb der WEA mit Eisansatz wird im Szenario Eisfall berücksichtigt.



4.5 Eisfall

Aufgrund der vorhandenen Systeme zur Eiserkennung kann der Betrieb bei potentiell gefährlichem Eisansatz weitestgehend ausgeschlossen werden. Für die WEA 1, 2 und 4 – 7 wurde daher eine Gefährdung durch Eiswurf in der Revision 0 nicht betrachtet.

Aufgrund einer Verschiebung der WEA 3 wird diese Anlage neu berechnet und bewertet. Gemäß einer aktualisierten Vorgehensweise muss für diese Anlage ein eventueller anomaler Betrieb der WEA mit Eisansatz im Szenario Eisfall berücksichtigt werden. Dies liegt darin begründet, dass mit dem internen ENERCON-Leistungskurvenverfahren eine Eiserkennung im Trudelbetrieb nicht möglich ist. Aus diesem Grund wird angenommen, dass es trotz vorhandener Eiserkennung in 1.5% aller Fälle zu Eiswurf während des Betriebes der WEA 3 kommt.

Da die ermittelten Risiken der WEA 1, 2 und 4 - 7 für die Schutzobjekte in der Revision 0 im vernachlässigbaren bis maximal unteren ALARP-Bereich lagen und eine signifikante Steigerung des Risikos durch die aktualisierte Vorgehensweise nicht zu erwarten ist, wurde auf eine Neuberechnung und Neubewertung dieser Anlagen verzichtet. Im Folgenden werden für die WEA 1, 2 und 4 – 7 die Ergebnisse aus der Revision 0 dargestellt.

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 kollekt-

tiven 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).

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.

Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
Bewertung der einzelnen WEA:			
1	Bundesautobahn A24	vernachlässigbar*	---
	Bundesstraße B273	allgemein akzeptabel	---
	Auffahrt A24/B273	vernachlässigbar	---
	Abfahrt A24/B273	vernachlässigbar	---
	Radweg B273	---	vernachlässigbar
	Alte Hamburger Poststraße	---	allgemein akzeptabel
2	Bundesautobahn A24	allgemein akzeptabel	---
	Auffahrt A24/B273	vernachlässigbar*	---
	Abfahrt A24/B273	vernachlässigbar*	---
3	Bundesautobahn A24	allgemein akzeptabel	---
	Auffahrt A24/Dreieck Havelland	vernachlässigbar*	---
4	Bundesautobahn A24	vernachlässigbar*	---
	Auffahrt A24/Dreieck Havelland	vernachlässigbar*	---
	Abfahrt A24/Dreieck Havelland	vernachlässigbar*	---

Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
5	Bundesstraße B273	vernachlässigbar*	---
	Radweg B273	---	vernachlässigbar*
	Alte Hamburger Poststraße	---	tolerierbar - Maßnahmen in der Regel nicht erforderlich
6	Alte Hamburger Poststraße	---	vernachlässigbar*
Bewertung addierter Risiken:			
1, 5	Alte Hamburger Poststraße	---	tolerierbar

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

Details der zugrunde liegenden Berechnungen sind im Anhang A dargestellt.

5 Weitere Maßnahmen

Liegt das Risiko im unteren tolerierbaren ALARP-Bereich können im Einzelfall risikomindernde Maßnahmen empfohlen werden.

Die ermittelten Risikowerte liegen für die WEA 5 für die Alte Hamburger Poststraße im unteren ALARP-Bereich. Daher empfehlen wir in der Umgebung der WEA 5 das Aufstellen von Warnschildern, die die Öffentlichkeit vor einer erhöhten Gefahr durch Eiswurf und Eisfall von Windenergieanlagen warnen.



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 - 7 hinsichtlich einer Gefährdung durch Eiswurf und Eisfall zusammengefasst.

Als Schutzobjekte wurden die Bundesautobahn A24, die Bundesstraße B273, die Auf- und Abfahrt A24/Dreieck Havelland, die Auf- und Abfahrt A24/B273, ein Radweg entlang der B273 sowie der Wanderweg „Alte Hamburger Poststraße“ 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%*	---	---	Bundesautobahn A24	≈ 0	---
						Bundesstraße B273	+++	---
						Auffahrt A24/B273	≈ 0	---
						Abfahrt A24/B273	≈ 0	---
						Radweg B273	≈ 0	---
						Alte Hamburger Poststraße	+++	---
2	ja	0 – 360°	0%*	---	---	Bundesautobahn A24	+++	---
						Auffahrt A24/B273	≈ 0	---
						Abfahrt A24/B273	≈ 0	---
3	ja	0 – 360°	1.5%*	---	---	Bundesautobahn A24	+++	---
						Auffahrt A24/Dreieck Havelland	≈ 0	---



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					
4	ja	0 – 360°	0%*	---	---	Bundesautobahn A24	≈ 0	---
						Auffahrt A24/Dreieck Havelland	≈ 0	---
						Abfahrt A24/Dreieck Havelland	≈ 0	---
5	ja	0 – 360°	0%*	---	---	Bundesstraße B273	≈ 0	---
						Radweg B273	≈ 0	---
						Alte Hamburger Poststraße	++	Warnschilder
6	ja	0 – 360°	0%*	---	---	Alte Hamburger Poststraße	≈ 0	---
7	ja	0 – 360°	0%*	---	---	Keine Schutzobjekte innerhalb des potentiellen Gefährdungsbereiches		

* In den Berechnungen wurde nur das interne Eiserkennungssystem (siehe Kapitel 3.6.1) berücksichtigt. In diesem Gutachten wird davon ausgegangen, dass die WEA nicht mit dem optional verfügbaren System (siehe Kapitel 3.6.2) ausgestattet ist. Die Berechnungen der WEA 3 wurden in dieser Revision aktualisiert und der Eiswurf-Anteil an den aktuellen Stand der Technik angepasst (siehe Kapitel 4.5).

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 endogene 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)
- /2.5/ International Electrotechnical Commission (IEC); Wind energy generation systems – Part 31: Siting Risk Assessment; IEC TS 61400-31 ED1, Edition 1.0, 2023-11.

Projektspezifisch

- /3.1/ WindPRO Ergebnisausdruck, PARK - Analyse der Windverhältnisse, Projekt Staffelde; 20170125_Autobahndreieck_Havelland_BB; 08.01.2024; Stuttgart, Deutschland.
- /3.2/ Landesbetrieb Straßenwesen Brandenburg; Straßennetzviewer, siehe Internet <https://viewer.brandenburg.de/strassennetz/>, abgerufen am 18.06.2024.
- /3.3/ ENERCON GmbH; Technische Beschreibung ENERCON Eisansatzerkennung ENERCON Windenergieanlagen; Dokument D0154407-10.1, 2021-02-23.
- /3.4/ TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG; Gutachten Eisansatzerkennung an Rotorblättern von ENERCON Windenergieanlagen durch das ENERCON-Kennlinienverfahren und externe Eissensoren; TÜV Nord Bericht Nr.: 8111 7247 373 Rev. 2; Hamburg, 28.02.2022, in Verbindung mit ENERCON; Technical information Overview of control system designations for WECs; D02641620/0.1-en; 22.03.2022.
- /3.5/ ENERCON GmbH; Technische Beschreibung, Anhalten der Windenergieanlage, ENERCON Windenergieanlagen; Dokument-ID D0630561-3.1-de; 2023-01-12.

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.

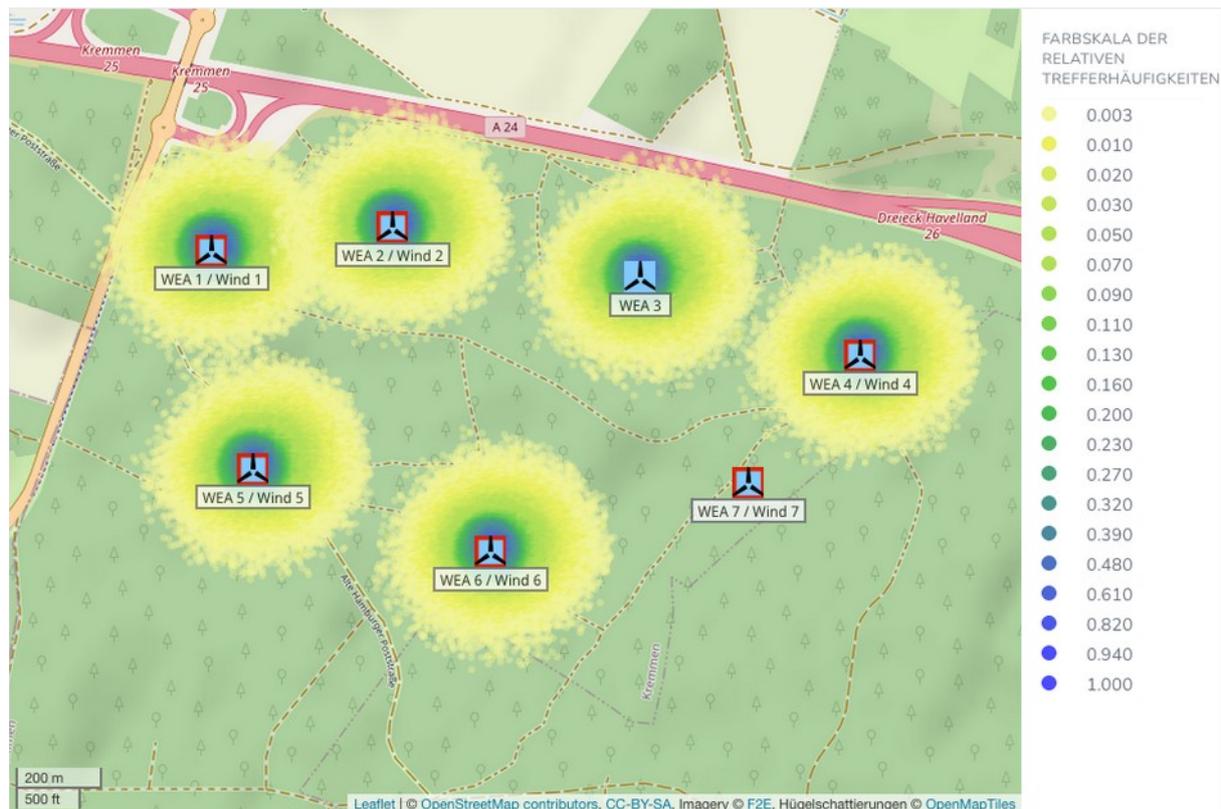


Abbildung A.1.1: Trefferhäufigkeiten von Eisstücken pro Rasterfläche (16m²) und Jahr in der Umgebung der WEA 1 – 6.

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.

Lfd. Nr. WEA	Maximale Flugweite [m]
1	298.2
2	296.6
3	328.7
4	290.8
5	296.6
6	293.7

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.

Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Anzahl Treffer pro Jahr	Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
Risiken pro WEA:				
1	Bundesautobahn A24	0.0	---	---
	Bundesstraße B273	0.2	$1.11 \cdot 10^{-5}$ (einmal in 90 000 Jahren)	---
	Auffahrt A24/B273	0.05	$7.72 \cdot 10^{-7}$ (einmal in 1.2 Mio. Jahren)	---
	Abfahrt A24/B273	0.02	$3.57 \cdot 10^{-7}$ (einmal in 2.7 Mio. Jahren)	---
	Radweg B273	0.1	---	$4.43 \cdot 10^{-9}$ (einmal in 225 Mio. Jahren)
	Alte Hamburger Poststraße	0.7	---	$2.60 \cdot 10^{-8}$ (einmal in 38.4 Mio. Jahren)
2	Bundesautobahn A24	0.09	$5.31 \cdot 10^{-5}$ (einmal in 18 000 Jahren)	---
	Auffahrt A24/B273	0.0	---	---
	Abfahrt A24/B273	0.0	---	---
3	Bundesautobahn A24	0.1	$7.45 \cdot 10^{-5}$ (einmal in 13 000 Jahren)	---
	Auffahrt A24/Dreieck Havelland	0.0	---	---



Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Anzahl Treffer pro Jahr	Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
4	Bundesautobahn A24	0.0	---	---
	Auffahrt A24/Dreieck Havelland	0.0	---	---
	Abfahrt A24/Dreieck Havelland	0.0	---	---
5	Bundesstraße B273	0.0	---	---
	Radweg B273	0.0	---	---
	Alte Hamburger Poststraße	16.5	---	$6.54 \cdot 10^{-7}$ (einmal in 1.5 Mio. Jahren)
6	Alte Hamburger Poststraße	0.0	---	---
Bewertung addierter Risiken:				
1, 5	Alte Hamburger Poststraße	17.1	---	$6.80 \cdot 10^{-7}$ (einmal in 1.4 Mio. Jahren)



Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH

Extremwindabschätzung auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Staffelde

Auftraggeber: F2E Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG
Borsteler Chaussee 178
22453 Hamburg
Deutschland

Standort: Staffelde, Brandenburg

Berichts-Nr.: 24-173-7240382-Rev.00-EX-MEK

Art des Berichtes: Extremwindabschätzung auf Basis des anemos Windatlas

Datum: 6. März 2024

anemos
Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH
Böhmsholzer Weg 3, D-21391 Reppenstedt
Tel.: 04131-8308-100
www.anemos.de | kontakt@anemos.de



Extremwindabschätzung auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Staffelde

-Prüfbericht-

Für dieses Projekt ausgestellte Dokumente:

Berichtsnummer	Datum	Titel	Inhaltliche Änderungen
24-173-7240382-Rev.00-EX-MEK	6. März 2024	Extremwindabschätzung auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Staffelde	Erstbericht

Die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH ist nach DIN EN ISO/IEC 17025:2018 für die Bereiche "Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen von Windenergieanlagen; Durchführung, Auswertung und Analyse von Windmessungen mittels Anemometer, SoDAR und LiDAR; Bestimmung der Standortgüte zur Inbetriebnahme; Bestimmung der Standortgüte nach Inbetriebnahme; Berechnung der Turbulenzintensität; Schattenwurfberechnung von Windenergieanlagen; Schallimmissionsprognosen von Windenergieanlagen; Erstellung von Windatlanten sowie Bestimmung der Wind- und Ertragsindizes; Erstellung von Erlösgutachten; Berechnung von Marktwertatlanten" akkreditiert.

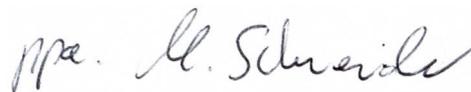
Reppenstedt, den 6. März 2024

verantwortlicher Bearbeiter

geprüft

freigegeben





Mehmet Ege Karaesmen
M.Sc. Physik der Erde und
Atmosphäre
Junior Consultant

Ignacio Martin Santos
M.Sc. Meteorologie
Senior Consultant

Martin Schneider
Prokurist

Rechtliche Hinweise

Dieser Bericht wurde nach bestem Wissen und Gewissen sowie unter Berücksichtigung der Normen DIN EN ISO/IEC 17025:2018, DIN EN 1991-1-4/NA sowie der DIBt Richtlinie für Windenergieanlagen erstellt. Das Ergebnis dieses Berichtes ist die 50-Jahreswindgeschwindigkeit (50-Jahrextremwert), die gemäß DIBt §16.2a (Punkt vi) über eine Gumbel-Verteilung berechnet wird. Die Datengrundlage ist in Kap. 3 beschrieben.

Die Möglichkeit eines Überschreitens des hier ausgewiesenen Extremwertes ist nicht auszuschließen, da Extremwinde nicht vorhersagbaren klimatologischen Einflüssen unterworfen sind und somit Extremwinde eines längeren Bezugszeitraumes auch in einem kürzeren Zeitraum auftreten können.

Diese Stellungnahme bleibt bis zur Abnahme und Bezahlung unter Ausschluss jeglicher Nutzung alleiniges Eigentum der anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH. Die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH verfügt über eine Berufshaftpflichtversicherung, die auf Verlangen nachgewiesen werden kann. Eine Haftung wird nur im Rahmen des Deckungsschutzes dieser Versicherung übernommen. Eine weitergehende Haftung wird ausdrücklich ausgeschlossen. Ein Gewährleistungsanspruch von Seiten Dritter entfällt. Die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH ist neutral und unabhängig. Verflechtungen geschäftlicher oder privater Art mit dem Auftraggeber oder anderen Firmen bestehen nicht.

Eine auszugsweise Veröffentlichung ist nicht erlaubt.

Das vorliegende Dokument darf zum Einholen von erforderlichen Genehmigungen, für die Prospektierung, für die Projektfinanzierung sowie im Rahmen einer Due Diligence an Dritte weitergegeben werden. Die Veröffentlichung und Vervielfältigung des Berichtes ist nur mit schriftlicher Erlaubnis der anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH gestattet.

Dieser Bericht umfasst 16 Seiten.

Inhaltsverzeichnis.....	Seite
1 Vorbemerkungen	5
2 Standort	6
3 Berechnungsmethode der 50-jährigen Extremwerte	7
4 Ergebnisse.....	8
5 Quellenverzeichnis	10
Anhang A Deutschland 3 km Windatlas	11
Anhang B Abkürzungsverzeichnis.....	16

1 Vorbemerkungen

Die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH wurde am 27. Februar 2024 von der Firma F2E Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG beauftragt, eine Abschätzung der Extremwindverhältnisse am Standort Staffelde durchzuführen. Angaben über die geplanten WEA (siehe Tab. 1) wurden vom Kunden zur Verfügung gestellt.

Das Ergebnis dieses Berichtes ist die 50-Jahreswindgeschwindigkeit (50-Jahresextremwert), die gemäß DIBt §16.2a (Punkt vi) über eine Gumbel-Verteilung mittels Bootstrap-Verfahren berechnet wird. Sie gilt als belastbare Bemessungsgrundlage zur Berechnung der Standsicherheit.

Die Datengrundlage zur Abschätzung der zu erwartenden Extremwindereignisse am betreffenden Standort bilden hier die Daten des anemos Windatlas für Deutschland mit einer räumlichen Auflösung von 3 km und einer zeitlichen Auflösung (Instantan-Werte) von 10 Minuten (D-3km.M2). Der Referenzzeitraum deckt 26 Jahre von 1997 – 2022 ab.

Beim Windatlas für Deutschland 3 km wurde ein hausintern entwickeltes „Remodelling“-Verfahren angewandt. Hierbei erfolgt eine komplexe Korrektur des Windatlas anhand von qualitativ hochwertigen Windmessungen. Das „Remodelling“-Verfahren wurde anschließend anhand weiterer unabhängiger Winddaten überprüft. Die Windgeschwindigkeitszeitreihe wird mittels Remodelling und Höhenkorrektur standortspezifisch für die geplante WEA am Standort Staffelde berechnet.

Die hier angewandte Vorgehensweise beinhaltet die Analyse der Extremwertereignisse am Standort Staffelde, berechnet mit Hilfe des anemos Windatlas für Deutschland. Sie ist als Abschätzung der Extremwindverhältnisse zu verstehen, die auf Modellsimulationen basiert. Der Windatlas wurde allerdings anhand einer Vielzahl von Windmessungen verifiziert. Diese Vorgehensweise unterliegt, nicht zuletzt durch die Methodik der Extremwertbestimmung, einer Unsicherheit. Die Gültigkeit der Ergebnisse bezieht sich auf die zeitliche Auflösung der 10 Minuten Instantan-Werte. Extremböen (Gust) im Sekundenbereich sind nicht vollständig durch das Modell abgedeckt. Dies sollte bei der Interpretation der hier aufgezeigten Ergebnisse unbedingt berücksichtigt werden.

2 Standort

Das zu beurteilende Windparkareal am Standort Staffelde in Brandenburg besteht aus sieben geplanten WEA, welche sich in den Zellen 186x207 und 187x207 des anemos Windatlas für Deutschland befinden. Aufgrund der Nähe der WEA STA 05 – STA 07 zur südwestlich sowie der WEA STA 06 & STA 07 zur südöstlich gelegenen Nachbarzelle, werden die Windverhältnisse dieser Zellen mit den jeweiligen Standortbedingungen von STA 05 – STA 07 bzw. STA 06 & STA 07 ebenfalls untersucht, wobei sich eine niedrigere Windgeschwindigkeiten für die südwestlich gelegene Nachbarzelle bzw. eine höhere Windgeschwindigkeit für die südöstlich gelegene Nachbarzelle ergibt. Für die Extremwertberechnung wird daher die konservativste Gitterzelle (187x206, siehe Abb. 1) ausgewählt. Die Extremwertberechnung wird mit den Standortbedingungen von WEA STA 07 durchgeführt. Zusammenfassend wählen wir einen konservativen Ansatz für die Extremwertberechnung. Informationen über die Konfiguration sind der Tab. 1 zu entnehmen.

Tab. 1: Koordinaten der geplanten Anlagen

WEA	UTM, ETRS 89, Zone 33		Nabenhöhe	Bestand / geplant
	Rechtswert	Hochwert		
STA 01	363467	5842335	166.6 m	geplant
STA 02	363889	5842377		
STA 03	364468	5842153		
STA 04	364969	5842046		
STA 05	363548	5841822		
STA 06	364096	5841613		
STA 07	364699	5841755		

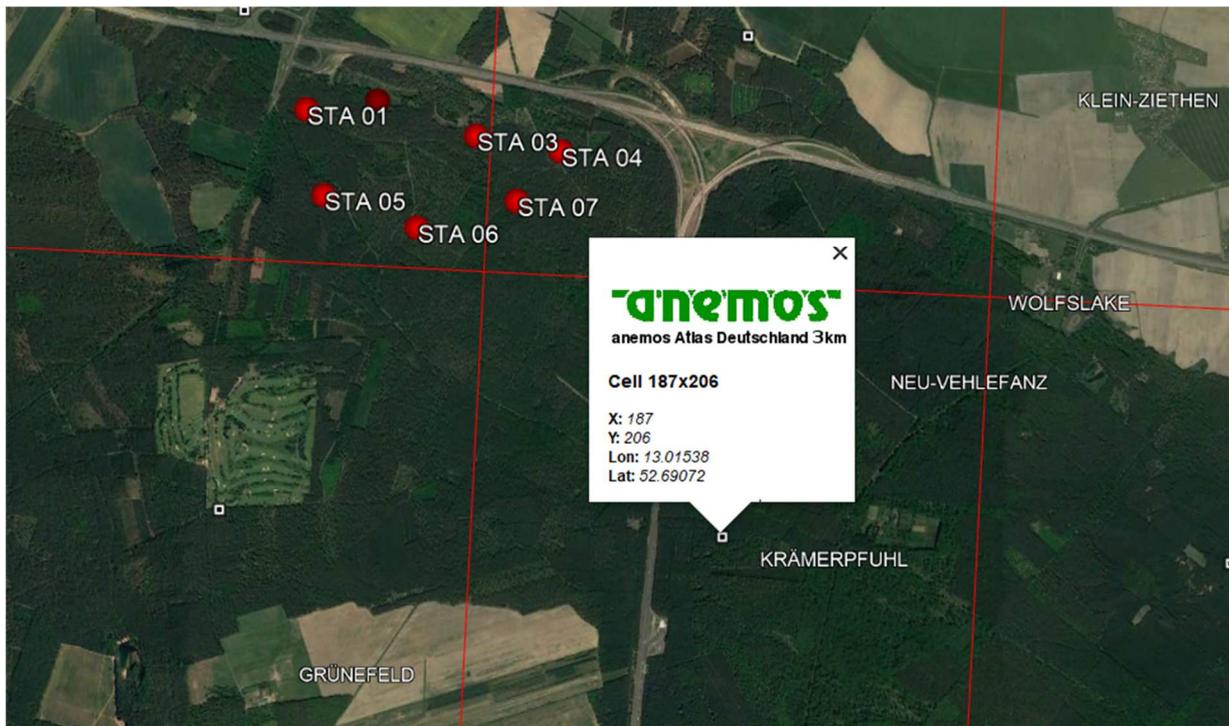


Abb. 1: Lageplan des Standortes und des entsprechenden D-3 km.M2 - Atlas-Knotenpunktes (Google-Earth Pro)

3 Berechnungsmethode der 50-jährigen Extremwerte

Das Berechnungsverfahren beinhaltet folgende Schritte:

- Mit 40 Onshore Messungen wurde ein Skalierungsfaktor für extreme Windgeschwindigkeiten berechnet und auf die Windgeschwindigkeitszeitreihen angewendet. Der Skalierungsfaktor wurde durch eine mittlere QQ-Verteilung entwickelt.
- Bei der Extremwertberechnung für die konservativste WEA werden alle geplanten WEA aus Tab. 1 berücksichtigt. Für die konservativste WEA, d. h. die WEA die den höchsten Extremwert aufweist, wird der Extremwert ausgewiesen.
- Die Berechnung der standortspezifischen Windgeschwindigkeitszeitreihe auf der gewünschten Nabenhöhe wird für die WEA STA 07 (166.6 m) durchgeführt.
- Es werden insgesamt 40 Extremereignisse der Windgeschwindigkeit gespeichert. Die Auswahl der Extremereignisse ist in Kap. 4 dargestellt.
- Mit einer Gumbel-Verteilung werden der Extremwert und die Standardabweichung für 50 Jahre mithilfe eines Bootstrap-Verfahrens berechnet. Die dabei verwendete Gumbel-Anpassung basiert auf der Methode der kleinsten Quadrate (Regressionsverfahren). Die Ergebnisse haben dabei eine Gültigkeit für die gleiche zeitliche Auflösung wie die Eingangsdaten (10 min. Instantan-Werte).

4 Ergebnisse

Die folgenden Ergebnisse sind ausschließlich für die in diesem Bericht ausgewiesene Windparkkonfiguration des Standortes Staffelde gültig. Der 50-Jahrextremwert der Windgeschwindigkeit ist zu verstehen als wahrscheinliches einmaliges Ereignis innerhalb einer Zeitspanne von 50 Jahren. Die Überschreitungswahrscheinlichkeit beträgt folglich 2 % (2 Ereignisse innerhalb 100 Jahren), wie es die Norm vorgibt (DIBt §2, 2.1: Wert, der statistisch einmal in 50 Jahren erreicht oder überschritten wird. Jährliche Überschreitungswahrscheinlichkeit von 0.02).

Tab. 2: Extremwerte (166.6 m Höhe) – D-3km.M2-Atlas

Windatlas: D-3km.M2	V _{ref} (50 Jahre)	V _{ref} (50 Jahre) + 1x StdAbw	V _{ref} (50 Jahre) + 2x StdAbw
Staffelde (standortspezifisch für WEA STA 07)	28.10 m/s	30.10 m/s	32.09 m/s

Der erwartete 50-Jahres Extremwind auf Basis des Windatlas D-3km.M2 am Standort Staffelde beträgt **30.10 m/s** in 166.6 m Höhe über Grund, unter Berücksichtigung der einfachen Standardabweichung. Dieser Wert gilt als Bemessungsgrundlage zur Berechnung der Standsicherheit.

Tab. 3: Auswahl der Extremereignisse und angepasste Gumbel-Verteilungsparameter

Auswahl der Extremereignisse		Angepasste Gumbel-Verteilungsparameter	
Unabhängigkeits-Kriterium	4 Tage	Alpha	0.5524
Werte Extremereignisse	40	Beta	20.2385
Mittlere Windgeschwindigkeit der Extremereignisse	21.22 m/s	Mittel	21.2835 m/s
Standardabweichung der Extremereignisse	1.96 m/s	Standardabweichung	2.3219 m/s
		Lambda [Ereignisse pro Jahr]	1.5385

Tab. 4: Extremwindgeschwindigkeit in unterschiedlichen Bezugszeiträumen

EWS-Schätzung	Statistische Unsicherheitsabschätzung			
	Bezugszeitraum Jahre	Wind [m/s]	VarK [%]	EWS+1xStdAbw [m/s]
1	21.02	1.29	21.29	21.56
5	23.93	3.93	24.87	25.81
25	26.85	6.25	28.52	30.20
50	28.10	7.11	30.10	32.09

Tab. 5: Stichprobe mit 40 Werten aus dem Deutschland 3 km Windatlas

Datum [UTC]	Extremwert [m/s]	Datum [UTC]	Extremwert [m/s]
10.07.2002 18:30	29.76	31.01.2000 10:00	20.50
23.06.2003 18:00	24.39	29.01.2007 02:40	20.36
28.10.2002 00:40	23.93	09.02.2000 16:00	20.26
17.02.2022 04:20	23.83	12.02.2005 19:20	20.25
10.01.2015 16:00	23.15	13.12.1998 16:20	20.24
29.10.2017 04:20	22.88	25.02.1997 07:00	20.16
03.12.1999 21:10	22.74	21.12.2003 17:50	20.13
31.03.2015 15:50	22.73	05.10.2017 12:50	20.07
18.01.2007 22:40	22.40	04.01.2017 02:20	19.93
30.01.2022 06:40	22.15	19.02.2002 14:00	19.93
06.12.2013 13:20	21.93	21.03.2004 00:40	19.92
31.12.2006 06:20	21.90	26.02.2002 17:40	19.74
01.03.2008 18:20	21.85	02.01.2002 00:20	19.71
28.02.2010 18:50	21.65	15.03.2019 21:40	19.68
29.01.2002 00:00	21.28	14.01.2004 06:10	19.62
05.02.1999 05:40	21.19	28.12.2001 23:00	19.59
11.04.1997 10:10	20.88	18.11.2015 08:40	19.57
28.10.1998 09:20	20.78	30.09.2019 09:10	19.54
12.01.2007 03:00	20.70	06.12.2003 06:30	19.50
11.12.2010 15:30	20.69	28.03.1997 05:50	19.43

5 Quellenverzeichnis

- Christoffer, J. und M. Ulbricht-Eissing, 1989: Die bodennahen Windverhältnisse in der Bundesrepublik Deutschland, Bericht des DWD, Nr. 147
- DIBt, 2015: Richtlinie für Windenergieanlagen, Mitteilungen des DIBt – Deutsches Institut für Bautechnik
- DIN EN 1991-1-4/NA, 2010: Nationaler Anhang – National festgelegte Parameter – Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen - Windlasten
- Farr, T. G., et al., 2007: The Shuttle Radar Topography Mission, Rev. Geophys., 45, RG2004, doi:10.1029/2005RG000183; <http://www2.jpl.nasa.gov/srtm/srtmBibliography.html>
- Kalnay E, Kanamitsu M, Kistler R, Collins W, Deaven D, Gandin L, Iredell M, Saha S, White G, Woollen J, Zhu Y, Chelliah MW, Ebisuzaki W, Higgins J, Janowiak KC, Mo C, Ropelewski A, Leetmaa R, Reynolds, Jenne R (1996) The NCEP/NCAR reanalysis project. Bull. Am. Meteorol. Soc., 77:437–471
- Keil, M., M. Bock, T. Esch, A. Metz, S. Nieland, A. Pfitzner, 2010: CORINE Land Cover Aktualisierung 2006 für Deutschland. Abschlussbericht zu den F+E Vorhaben UBA FKZ 3707 12 200 und FKZ 3708 12 200, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Deutsches Fernerkundungsdatenzentrum Oberpfaffenhofen, Januar 2010
- Mengelkamp, H.-T., 2015: Wind-, Ertrags- und Erlösgutachten für Windenergieanlagen, promet – meteorologische Fortbildung, Hrsg. Deutscher Wetterdienst, Jahrg. 39, Nr. 3/4, 193-202
- Mengelkamp, H.-T., 1988: On the energy output estimation of wind turbines, Int. Journal of Energy Research, 12, 113-123
- Mengelkamp, H.-T., 1999: Wind Climate Simulation over Complex Terrain and Wind Turbine Energy Output Estimation, Theor. Appl. Climatol, 63, 129-139
- Mengelkamp, H.-T., H. Kapitza und U. Pflüger, 1997: Statistical-dynamical downscaling of wind climatologies, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 67&68, 449-457
- Mengelkamp, H.-T., T. Sperling, 2005: Windindizes werden von Produktionsdaten unabhängig, Erneuerbare Energien, 2, 25-27
- Rienecker, M.M., M.J. Suarez, R. Gelaro, R. Todling, J. Bacmeister, E. Liu, M.G. Bosilovich, S.D. Schubert, L. Takacs, G.-K. Kim, S. Bloom, J. Chen, D. Collins, A. Conaty, A. da Silva, et al., 2011: MERRA: NASA's Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications. J. Climate, 24, 3624-3648, doi:10.1175/JCLI-D-11-00015.1
- Schneider, M., A. Glücksmann, Anselm Grötzner und H.-T. Mengelkamp (2022): A wind atlas for Germany and the effect of remodeling, Meteorol. Z., 31, 2, 117-130, doi: 10.1127/metz/2022/1102
- Traup, S. und B. Kruse, 1996: Winddaten für Windenergienutzer, Selbstverlag des Deutschen Wetterdienstes
- Troen, I. und E.L. Petersen, 1989: European Wind Atlas. Risø National Laboratory, Roskilde. 656 pp. ISBN 87-550-1482-8
- Weiter, A., M. Schneider, D. Peltret und H.-T. Mengelkamp (2019): Electricity production by wind turbines as a means for the verification of wind simulations. Meteorol. Z. doi: 10.1127/metz/2019/0924

Anhang A Deutschland 3 km Windatlas

Eingangsdaten

Der anemos Windatlas für Deutschland 3 km wird mithilfe des meteorologischen Mesoskalen-Modells WRF-ARW¹ erstellt. Er nutzt dabei die weltweit verbreiteten MERRA-2-Reanalysedaten² als Eingangs- bzw. Antriebsdaten. Somit können die Vorteile des MERRA-2-Reanalysedatensatzes – Konsistenz, Homogenität, Länge der Zeitreihe, ständige Aktualisierung, Verfügbarkeit über Land und Meer – erhalten bzw. verstärkt werden. Auf der anderen Seite werden mit dem anemos Windatlas für Deutschland 3 km die Nachteile der MERRA-2-Reanalysedaten – relativ geringe räumliche (0.5° Breite, 0.625° Länge) und zeitliche Auflösung (3 h) – überwunden.

Das WRF-Modell erlaubt durch seine sogenannte Multi-Nesting-Fähigkeit (Abb. 2) hochaufgelöste Simulationen und Prognosen der atmosphärischen Zirkulation. Dadurch können detaillierte Bodeninformationen verwendet werden, welche den Einfluss von Vegetation, Rauigkeit und Topographie berücksichtigen. Die atmosphärischen Zustandsvariablen werden alle 10 min auf einem Gitter von 3 x 3 km² ausgegeben. Die Simulation umfasst den Zeitraum von 1997 bis heute und wird kontinuierlich erweitert. Die vertikale Struktur der Atmosphäre wird in 25 Höhen-Schichten sehr hoch aufgelöst. Dazwischenliegende Höhen werden durch Interpolation berechnet.



Abb. 2: Verschachtelte Domains der WRF Simulationen

¹ <http://www.wrf-model.org>

² Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Application, Version 2 (MERRA-2) Reanalysis data zur Verfügung gestellt durch die US National Aeronautics and Space Administration (NASA) Webseite auf <http://www.nasa.gov/>

Die Geländehöhen sind dem SRTM Datensatz (*Shuttle Radar Topography Mission, USGS EROS Data Center*) entnommen und dem Modellgitter entsprechend interpoliert. Die Daten wurden im Jahre 2000 erhoben und stehen in einer räumlichen Auflösung von ca. 90 m zur Verfügung. Die vertikale Auflösung beträgt hier 1 m.

Alle Informationen über die Vegetation und Rauigkeiten innerhalb des Simulationsgebietes liefert der CORINE Datensatz der Europäischen Umweltagentur (European Environment Agency, EEA). Diese Informationen basieren auf den Daten des Landsat-7-Satelliten im Maßstab 1:100.000. Die Daten stehen auf einem Modellgitter in räumlicher Auflösung von 100 m zur Verfügung. Deren letzte Überarbeitung fand im Jahre 2018 statt. Aufgrund der Repräsentativität über die letzten 25 Jahre, sowie aus Konsistenzgründen, wird für die Modellsimulation der CORINE Datensatz von 2006 verwendet.

Die Daten des anemos Windatlas für Deutschland 3 km dürfen nicht als absolute Wahrheit des vorherrschenden Atmosphärenzustands an einem Standort oder als Ersatz für eine langzeitliche Messreihe angesehen werden. Durch Modellsimulationen wird versucht die natürlichen Vorgänge innerhalb der Atmosphäre möglichst repräsentativ nachzubilden. Die simulierten Größen sind daher als erste Schätzung der Windverhältnisse auf dem vorhandenen Modellgitter mit der räumlichen Auflösung von 3 x 3 km² zu bewerten und sollten ohne ein entsprechendes „Remodelling“ nicht als Absolutwerte verstanden werden. Die Anwendung der Windatlas-Daten beruht in erster Linie auf der Langzeiteinordnung erhobener Kurzzeit-Windmessungen durch Korrelationsanalysen in einen klimatologisch repräsentativ anzusehenden Zeitraum. Durch das folgende beschriebene „Remodelling“ wird der Einsatzbereich des Windatlas erweitert, da eine Annäherung an die Absolutwerte erfolgt.

Für die folgenden Anwendungsbereiche ist der Windatlas inkl. Remodelling geeignet:

- ✓ **Windpotential (Windgeschwindigkeit, Weibull A & k, Leistungsdichte)**
- ✓ **Langzeitbezug mit Windmessungen bzw. Ertragsdaten**
- ✓ **Ertragsberechnungen ohne / mit Verlusten auf 10-min. Basis**
- ✓ **Ertragsindex**
- ✓ **Extremwindberechnungen**
- ✓ **Marktwertanalysen**
- ✓ **Erlösprognosen**
- ✓ **Risiko- / Portfolioanalysen**
- ✓ **SCADA-Daten Analysen**
- ✓ **Rückrechnung nach TR10 (10-min. Reanalysedaten)**

Optimierung der Modelleinstellungen

Vor der eigentlichen Hauptsimulation wurden die Modelleinstellungen und Parametrisierungen (wie zum Beispiel Grenzschichtschema, Bodenschema, Strahlungsschema, etc.) getestet und für die relevanten atmosphärischen Parameter (Windgeschwindigkeit und Windrichtung) optimiert. Hierfür wurden mehr als 30 verschiedene Modelleinstellungen für ausgesuchte Monate aus Frühling, Sommer, Herbst und Winter über das Jahr verteilt getestet und mit Windmessungen (Messmasten und LiDAR) verifiziert. Durch diese Testphase zeigt sich, wie das bodennahe Windfeld auf unterschiedliche Parametrisierungen und Schemata reagiert (Sensitivitätstests). Die den Beobachtungen am nächsten kommende Einstellung wird im letzten Test über ein Jahr simuliert und anschließend ebenfalls verifiziert. Bei guter Prognosegüte wird anschließend die Hauptsimulation kontinuierlich fortlaufend (> 20 Jahre) gestartet.

Statistische Verifikation mit Windmessungen als Vorbereitung für das Remodelling

Die wichtigste Aufgabe nach der Durchführung der Hauptsimulation ist die intensive Verifikation anhand zahlreicher Windmessungen. Für die Verifikation des Deutschland 3km Atlas wurden 45 Messungen verwendet. Zum einen erhält man aus der Verifikation die Prognosegüte und Qualität der Hauptsimulation und zum anderen werden systematische Fehler im letzten Schritt, dem *Remodelling*, behoben und die Qualität des Atlas wird verbessert. Verifiziert werden statistische Kenngrößen wie Mittelwert, Bestimmtheitsmaß (R^2) bzw. Korrelation (R), Bias, RMSE und Extremwerte (QQ-Verteilung). Außerdem werden Vertikalprofile, Tagesgänge, Windrosen, Häufigkeitsverteilungen mit Weibull-Parametern überprüft.

Remodelling Verfahren

Nach der vollständigen Verifikation der Hauptsimulation mit allen verfügbaren Windmessungen wird der Windatlas im vorletzten Schritt der Prozesskette durch das Remodelling optimiert. Es wird anhand der Abweichungen und deren Abhängigkeiten bei der Verifikation mit 28 Windmessungen ein sektorielles Training durchgeführt. Die verbleibenden Windmessungen werden für die anschließende unabhängige Verifikation des Remodelling Verfahrens benötigt. Durch das Training werden Skalierungsparameter mithilfe einer multiplen linearen Regressionsanalyse entwickelt, welche anschließend auf die Windatlas-Zeitreihen angewendet werden. Es wird nach Abhängigkeiten der Skalierungsparameter von der Subgrid-Topographie gesucht und bei ausreichender Signifikanz verwendet. Infolgedessen können durch die im Training entwickelten Skalierungsparameter alle Gitterzellen mithilfe der Subgrid-Informationen (Orographie, Rauigkeit, etc.) korrigiert werden. Letztendlich verbessert das Remodelling die statistischen Kenngrößen sowie auch die Häufigkeitsverteilung mit Weibull-Parametern und das Vertikalprofil.

Verifikation nach dem Remodelling

Im Anschluss an das Remodelling werden die Windatlas-Zeitreihen mit 45 internen und zusätzlich 56 externen Windmessungen verifiziert. Die Ergebnisse der internen Verifikation werden in Abb. 3 exemplarisch für die Messhöhe 100 Meter gezeigt. Hierfür wird der Bias der Windgeschwindigkeit an den vier Offshore und 41 Onshore Stationen gebildet und graphisch dargestellt.

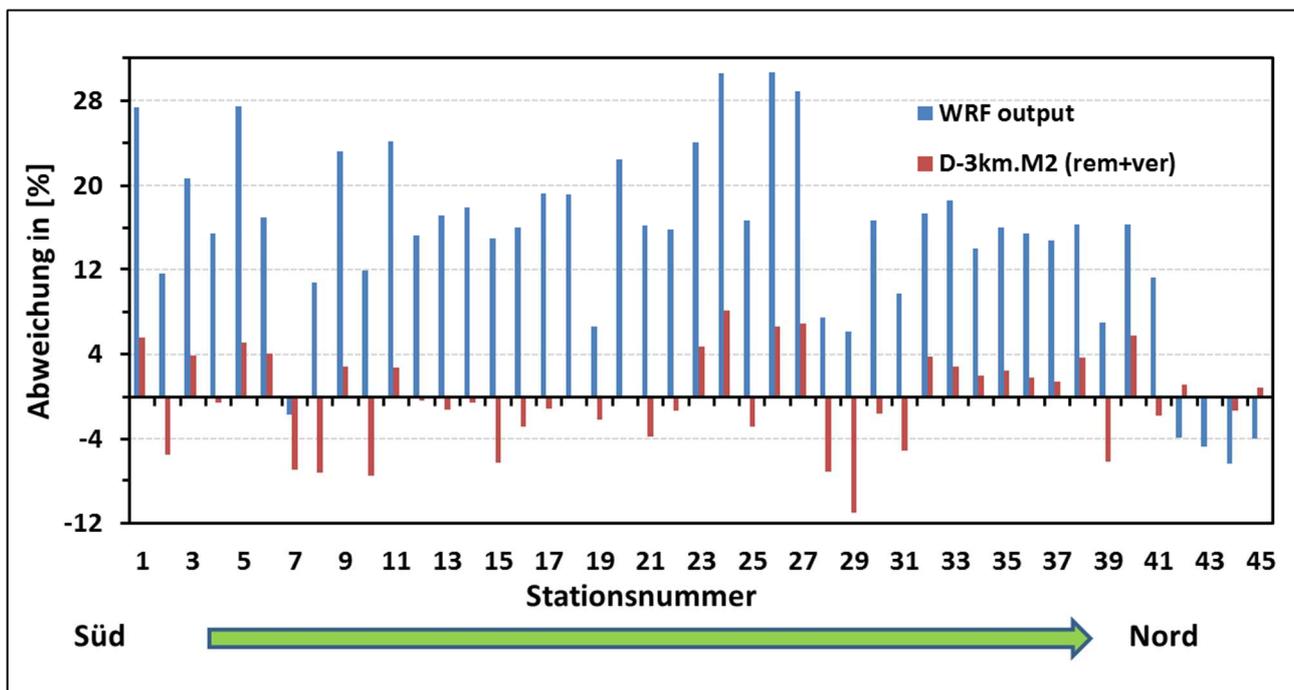


Abb. 3: Bias der mittleren Windgeschwindigkeit zwischen den 45 internen Messungen und WRF Output (blau) bzw. D-3km.M2 (rot). Die Messungen sind von Süd (links) nach Nord (rechts) sortiert. Die Messhöhe beträgt 100 Meter ü. G. und das Messintervall 1 Jahr.

Abb. 3 zeigt die Abweichung in Prozent der Windgeschwindigkeit jeder Messung, einmal für den Windatlas vor dem Remodelling (WRF Output, blau) und für das Endprodukt mit Remodelling (D-3km.M2, rot). Zum einen können der deutliche positive Bias der Onshore Messungen und die leicht negativen Abweichungen der Offshore Stationen durch das Remodelling behoben werden. Zum anderen liegen die meisten Stationen nach dem Remodelling im Bereich von $\pm 5\%$ (71% der Messungen), was eine signifikante Verbesserung darstellt. Auf Stundenbasis ergibt sich für die mittlere Korrelation (R) ein Wert von 84.2% und der mittlere Bias liegt bei -0.2%. Der RMSE der Abweichung liegt mit 4.4% unter der 5%-Marke.

Außerdem wurde eine externe Verifikation von Dr. Anselm Grötzner von CUBE Engineering GmbH – Part of Ramboll durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Verifikation werden in Abb. 4 dargestellt. Bei dieser Verifikation wurden vor allem die für die Windkraftanlagen relevanten Höhen zwischen 80 m und 140 m ü. G. untersucht.

In Abb. 4 wird der Bias der Windgeschwindigkeit und zusätzlich der Bias der Energiedichte für 56 externe Windmessungen dargestellt. Die Abweichungen der Windgeschwindigkeit zwischen Messung und dem D-3km.M2 liegen bei den meisten Stationen (88% der Messungen) im Bereich von $\pm 7\%$. Auf Stundenbasis ergibt sich für die mittlere Korrelation (R) ein Wert von 84.8% und der mittlere Bias liegt bei 0.9%. Der RMSE der Abweichung liegt mit 5.3% nur knapp oberhalb der 5%-Marke. Die Abweichungen der Energiedichte sind ebenfalls sehr gering (Bias 0.7% und RMSE 6.8%). Dies ist vor allem für die Berechnung von Erträgen und Marktwerten relevant. Im Zuge des „Remodelling“-Verfahrens werden insbesondere die Weibull-Verteilung und das Vertikalprofil der Windgeschwindigkeit deutlich besser getroffen, sodass der Bias der Energiedichte bei 93% der Messungen im Bereich von $\pm 10\%$ liegt.

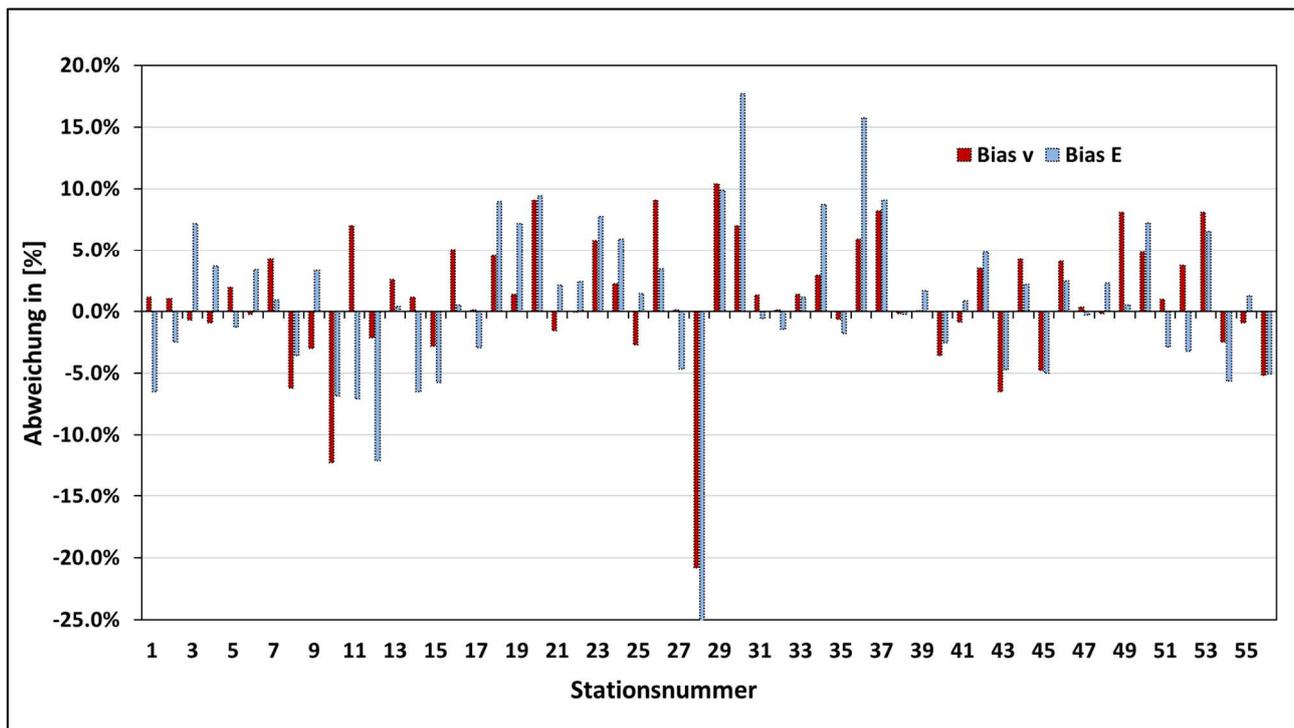


Abb. 4: Bias der mittleren Windgeschwindigkeit (rot) und der mittleren Energiedichte (blau) zwischen den 56 externen Messungen und dem D-3km.M2. Die Messhöhen liegen zwischen 80 m und 140 m ü. G. und das Messintervall beträgt 1 Jahr. Die Verifikation wurde durchgeführt von Dr. Anselm Grötzner von CUBE Engineering GmbH – Part of Ramboll

Standortsspezifische Zeitreihen der Windgeschwindigkeit

Im Rahmen des Remodelling-Verfahrens wurde eine standortsspezifische Höhenkorrektur mithilfe von CFD Simulationen an verschiedenen, komplexen Messstandorten entwickelt. Mit dem CFD Modell Meteodyn werden die 3 x 3 km² Atlaszeitreihen der Teststandorte hochaufgelöst modelliert. Die orographischen Informationen sind dem SRTM-Datensatz (3 arcsec ~ 90 m) entnommen.

Da die Höhenkorrektur ein Teil des Remodelling Prozesses ist, um den Höhenunterschied zwischen Atlaszelle und Messung zu berücksichtigen, stellt die standortsspezifische Höhenkorrektur vor allem in komplexen Regionen eine deutliche Verbesserung der mittleren Windgeschwindigkeit dar. Im flachen Gelände hat die Höhenkorrektur keinen signifikanten Einfluss aufgrund der geringen Höhenunterschiede. Die Höhenkorrekturfunktion wird beim Auslesen von Zeitreihen der Windgeschwindigkeit auf jeden Zeitschritt angewendet.

Anhang B Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Referenz
CFD	Computational Fluid Dynamics
D-3km.M2	anemos Windatlas für Deutschland 3km, Basis: MERRA-2 Daten
DIN	Deutsches Institut für Normung
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EWS	Extreme Wind Speed
ISO	Internationale Organisation für Normung
MERRA-2	Reanalysedatensatz, "The Modern Era Retrospective-analysis for Research and Applications 2 "
QQ-Verteilung	Quantile-Quantile-Verteilung
R / R ²	Korrelationskoeffizient / Bestimmtheitsmaß
RMSE	Root mean squared error
SRTM	Shuttle Radar Topography Mission
StdAbw	Standardabweichung
UTM	Universale Transversale Mercatorprojektion
VarK	Variationskoeffizient
Vref	Extremwindgeschwindigkeit für den Bezugszeitraum
WEA	Windenergieanlage
WRF	The Weather Research and Forecasting Model

Gutachten

Eisansatzerkennung an Rotorblättern von ENERCON Windenergieanlagen durch das ENERCON- Kennlinienverfahren und externe Eissensoren

Erstellt im Auftrag für

ENERCON
Dreekamp 5 F&E
26605 Aurich
Deutschland

Revision	Datum	Änderungen
0	17.06.2020	Erste Fassung
1	09.12.2021	Neue Portierung für das Eiskennlinienverfahren, Dokumente /17/ und /18/ aufgenommen.
2	28.02.2022	Kapitel 1 aktualisiert

TÜV NORD Bericht-Nr.: 8111 7247 373 D Rev.2

Gegenstand der Prüfung: Eisansatzerkennung und Anlagenverhalten bei Eisansatz an ENERCON Windenergieanlagen

Anlagenhersteller: ENERCON
Dreekamp 5 F&E
26605 Aurich
Deutschland

Die Ausarbeitung des Gutachtens erfolgte durch:

Verfasser	Dipl.-Ing. (FH) G. Ewald Sachverständiger	Hamburg, 28.02.2022
Geprüft durch	Dipl.-Ing. O. Raupach Sachverständiger	Hamburg, 28.02.2022

Für weitere Auskünfte:

TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG

Gunnar Ewald

Große Bahnstraße 31

22525 Hamburg

Tel.: +49 40 8557 1449

E-Mail: gewald@tuev-nord.de

Inhalt

1	Einleitung.....	4
2	Geltungsbereich	5
3	ENERCON-Kennlinienverfahren	5
3.1	Prinzip der Eisansatzerkennung.....	5
3.2	Ansprechverhalten und Eigensicherheit	6
3.3	Integration in das Betriebsführungssystem.....	6
3.4	Wiederaanlaufen nach Vereisung ohne externes Eisansatz- erkennungssystem	7
3.5	Einstellung und Prüfung des Systems	8
3.6	Bewertung nach Stand der Technik.....	8
4	ENERCON-Schnittstelle zur Integration von weiteren Eisansatz- erkennungssystemen	9
4.1	Zuverlässige Abschaltung der WEA bei Eisansatz o. Nicht-Verfügbarkeit	10
4.2	Wiederaanlaufverfahren nach Vereisung	10
5	Wölfel (IDD.Blade).....	11
5.1	Ansprechverhalten und Eigensicherheit	12
5.2	Inbetriebnahme und Einstellung des Systems.....	12
5.3	Bewertung nach Stand der Technik.....	12
6	Fos4X.....	13
6.1	Ansprechverhalten und Eigensicherheit	13
6.2	Inbetriebnahme und Einstellung des Systems.....	13
6.3	Bewertung nach Stand der Technik.....	14
7	Eologix.....	14
7.1	Ansprechverhalten und Eigensicherheit	15
7.2	Inbetriebnahme und Einstellung des Systems.....	15
7.3	Bewertung nach Stand der Technik.....	16
8	ENERCON-Blattheizung.....	16
9	Dokumente und Literaturverzeichnis	19
9.1	Geprüfte und mitgeltende Dokumente.....	19
9.2	Literatur	21

1 Einleitung

Die Rotorblätter von Windenergieanlagen (WEA) können bei ungünstigen Bedingungen Eis, Reif oder Schnee ansammeln. Aus der Eisschicht können sich durch Abtauen, Fliehkraft oder Blattverformung Eisbrocken ablösen, die im Betrieb der Anlage vom Rotorblatt abgeworfen werden („Eiswurf“) und zu Personen- oder Sachschäden im Wurfbereich der Anlage führen können. Ab einer bestimmten Masse der abgeworfenen Eisstücke besteht damit eine zu beachtende Gefahr. Auf Grund der Bestimmungen des § 5 BImSchG ist daher grundsätzlich ein Eisansatzerkennungssystem einzusetzen, welches dem „Stand der Technik“ zugeordnet werden kann und welches Gefahren durch Eiswurf nach dem Stand der Technik abwendet.

Eisansatzerkennungssysteme dienen dem Zweck, dass die Anlage bei erkannter Vereisung der Rotorblätter abgeschaltet wird und somit keine Gefahr von Eiswurf mehr besteht. Das Eis wird dann von den Blättern der stehenden bzw. trudelnden Anlage abfallen („Eisfall“), bevor die Anlage wieder in den Betrieb genommen wird. Eisansatzerkennungssysteme verfügen generell über einen Sensor und eine Auswerteeinheit. Das Sensorsignal wird durch vereiste Rotorblätter beeinflusst und kann beispielsweise die Leistung der Anlage oder die Blattbeschleunigung sein. Die Auswerteeinheit übernimmt die Aufgabe, das Sensorsignal auszuwerten und daraus einen Indikator für Vereisung zu generieren.

Um die Gefahren von Eiswurf zu reduzieren, wird in allen ENERCON Windenergieanlagen serienmäßig die Eisansatzerkennung nach dem ENERCON Kennlinienverfahren eingesetzt.

Zusätzlich können externe Eisansatzerkennungssysteme der Fa. eologix, Fa. fos4X und Fa. Wölfel, betrieben werden. Die externen Eisansatzerkennungssysteme können ab Werk oder als Nachrüstung eingesetzt werden /1/.

Im vorliegenden Gutachten wird das serienmäßig in allen ENERCON Windenergieanlagen vorhandene Kennlinienverfahren, die Integration der optionalen Systeme von Eologix, fos4X und Wölfel, sowie die ENERCON Blattheizung zusammenfassend bewertet. Im Einzelnen werden für die Eisansatzerkennungssysteme die folgenden Aspekte betrachtet:

- a) Ansprechverhalten und Eigensicherheit,
- b) Integration in das Betriebsführungssystem (zuverlässige Abschaltung der Anlage bei Eisansatz, Sicherheit beim Wiederauffahren),
- c) Einstellung und Prüfung des Systems (standortspezifische Einstellungen / Abnahme / wiederkehrende Prüfungen erforderlich),
- d) Stand der Technik.

Die Bewertung erfolgt jeweils in Bezug auf das sichere Abschalten der WEA bei kritischem Eisansatz an den Rotorblättern. Anhaltspunkte zur Bewertung liefern das von der

Struktur- und Genehmigungsdirektion Nord herausgegebene *Merkblatt für Vorhaben zur Errichtung von Windenergieanlagen hinsichtlich immissionsschutzrechtlicher und arbeitschutzrechtlicher Anforderungen an die Antragsunterlagen in Genehmigungsverfahren nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz /19/, Kapitel 3.1 Sicherheitsnachweise hinsichtlich Eisabwurf*, in der aktuellen Fassung vom Oktober 2019.

Eine Bewertung hinsichtlich Eisfall ist nicht Teil des vorliegenden Gutachtens, denn Eisfall von einer stehenden bzw. trudelnden Anlage kann nicht verhindert werden. Die Gefahr bezüglich Eisfall sollte immer standortspezifisch, in Abhängigkeit gefährdeter Objekte im für Eisfall kritischen Radius um die Anlage bewertet werden.

2 Geltungsbereich

Dieses Gutachten ist gültig für ENERCON Windenergieanlagen mit folgenden Betriebssystemen:

- CS48
- CS82
- CS101
- CS126
- EP3-CS-02
- EP4-CS-01
- EP5-CS-03
- PI-CS

Das Gutachten bezieht sich auf die ENERCON-Standard Einstellungen der Parameter. Änderungen an den Parametern sind nur durch ENERCON möglich. Diese Änderungen müssen von dem Kunden extra Beauftragt werden und werden vor der Umsetzung von ENERCON nochmals geprüft.

3 ENERCON-Kennlinienverfahren

Das Prinzip der Eisansatzerkennung und die einzelnen Prüfergebnisse in Bezug auf die Aspekte Ansprechverhalten und Eigensicherheit, Integration in das Betriebssystem (zuverlässige Abschaltung der Anlage bei Eisansatz, Sicherheit beim Wiederaufstart), Einstellung und Prüfung des Systems, sowie die abschließende Bewertung zum Stand der Technik werden nachfolgend zusammenfassend dargestellt. Die detaillierte Prüfung der Eisansatzerkennung mit dem ENERCON-Kennlinienverfahren ist im Gutachten /3/ des TÜV NORD beschrieben.

3.1 Prinzip der Eisansatzerkennung

Das serienmäßig in allen ENERCON Windenergieanlagen enthaltene Eisansatzerkennungsverfahren ist ein Kennlinienverfahren, welches die anlagenspezifische Wind-Leistungs- und Wind-Blattwinkelkennlinie mit einem empirisch ermittelten Toleranzband vergleicht. Bei Außenlufttemperaturen $\leq +2$ °C werden die aktuellen Betriebsdaten mit den Langzeit-Mittelwerten verglichen, da es in diesem Temperaturbereich zu Eisansatz an den Rotorblättern kommen kann. Wenn die Betriebsdaten von der Leistungskurve im

Rahmen einer gleitenden Mittelung außerhalb des Toleranzbands liegen, wird die Windenergieanlage angehalten (Trudelbetrieb), da dies auf ein durch Eisansatz verändertes aerodynamisches Rotorblatt-Profil hinweisen kann.

Im Volllastbereich wird die Anlage ggf. auch mit vereisten Rotorblättern die volle elektrische Leistung erbringen, so dass anhand dieses Parameters keine Vereisung mehr zu erkennen ist. Die Anlage wird bei Erreichen der vollen elektrischen Leistung unter Anwendung des Regelalgorithmus die Rotorblattwinkel zur Leistungs- und Drehzahlregelung verstellen. Deshalb wird neben den Leistungskennwerten auch der Rotorblattwinkel mit den Referenzwerten des unvereisten Produktionsbetriebs bei gleicher Windgeschwindigkeit verglichen. Bei Abweichung im anliegenden Rotorblattwinkel gegenüber dem Referenzwert wird ebenfalls von einer Veränderung der aerodynamischen Beiwerte der Rotorblätter aufgrund von Vereisung ausgegangen und die Anlage wird angehalten (Trudelbetrieb).

3.2 Ansprechverhalten und Eigensicherheit

Sowohl die Prüfung des Algorithmus als auch die Analyse der Messergebnisse deuten darauf hin, dass der von ENERCON implementierte Eisdetektionsalgorithmus /18/ mit hinreichend hoher Zuverlässigkeit eine kritische Vereisung der Rotorblätter erkennen kann.

Eine wichtige Voraussetzung für diese Aussage ist, dass die kritische Eisdicke größer ist als die in der Messung vorliegende Eisdicke für „light icing“. Diese Aussage wurde über eine Bewertung von Fotoaufnahmen, die im Rahmen einer 2014 erfolgten Messkampagne erstellt wurden, vorgenommen. Eine detaillierte Bewertung ist mit Bericht /3/ erfolgt. Obwohl der in den dem TÜV NORD vorliegenden Abbildungen erkennbare Vereisungsgrad eine geringere Eisdicke indiziert, als die kritische Eisdicke, liegt in diesem Schritt der Bewertungskette eine gewisse Unsicherheit. Das Kennlinienverfahren wird jedoch von ENERCON bereits seit 2003 in über 17000 Windenergieanlagen erfolgreich eingesetzt. Daher kann von einer hohen Betriebsbewährung ausgegangen werden.

3.3 Integration in das Betriebsführungssystem

Wie in /2/ beschrieben, wird für das Kennlinienverfahren die in der Windenergieanlage vorhandene Sensorik genutzt. Alle benötigten Eingangsgrößen wie Außentemperatur, Windgeschwindigkeit, Drehzahl, Leistung oder Blattwinkel sind für die Betriebsführung der Windenergieanlage notwendige Größen. Diese werden der Eisansatzerkennung zur Verfügung gestellt. Wird ein Fehler oder eine Nichtverfügbarkeit in der Sensorik festgestellt, wird die Windenergieanlage automatisch angehalten. Im Rahmen der Typenzertifizierungen wurde die verwendete Sensorik und ihre Einbindung in das Betriebsführungs- und Sicherheitssystem überprüft und die Konformität mit der IEC 61400-1 bzw. DIBt bestätigt. Da die genutzten Sensoren bereits in die Anlagen integriert und zertifiziert sind, führt die Verwendung des Kennlinienverfahrens zu keiner Veränderung in den zertifizierten Betriebsführungs- und Sicherheitssystemen und somit auch zu keiner Veränderung in den Lasten. Das zuverlässige Anhalten (Trudelbetrieb) der Anlage bei erkanntem Eisansatz durch das ENERCON Kennlinienverfahren erfolgt in gleicher Weise, wie es auch

infolge anderer Grenzwertüberschreitungen oder Störungen an der Anlage vorgesehen ist.

3.4 Wiederanlaufen nach Vereisung ohne externes Eisansatzerkennungssystem

Die Bedingungen für das automatische oder manuelle Wiederanlaufen der Windenergieanlage sind in /1/ und /2/ für die möglichen Situationen und Konfigurationen (bspw. Blattheizung oder Kombination mit externen Eisansatzerkennungssystem) beschrieben. Sofern kein externes Eisansatzerkennungssystem und keine Blattheizung installiert sind, sind die folgenden Fälle zum Wiederanlauf der Windenergieanlage möglich:

Automatischer Wiederanlauf nach Tauwetter (Standardeinstellung)

Wenn anhand der Außentemperaturmessungen Tauwetterlage erkannt wird und ein automatischer Wiederanlauf bei Tauwetter parametrisiert ist, nimmt die Windenergieanlage den Betrieb nach einer empirisch ermittelten Abtauformel wieder auf /2/.

Die Anlagensteuerung arbeitet hierzu mit einem Timer, der mit 360 °C Min initialisiert wird. Erst ab einer Außentemperatur von größer +2°C ist, beginnt der Timer gegen 0 zu zählen. Die Zählgeschwindigkeit hängt dabei von der Außentemperatur ab. Die folgende Tabelle zeigt die Dauer des Herabzählens auf 0 in Abhängigkeit von der Außentemperatur.

Tabelle 1: Abtauformel

Außentemperatur in °C	Dauer in Minuten
>2	3600
3	360
4	180
5	120
6	90
7	72
8	60

Automatischer 6-Stunden-Neustart (standardmäßig deaktiviert)

Wenn der automatische 6-Stunden-Neustart parametrisiert ist, unternimmt die Windenergieanlage während der meteorologischen Vereisungsbedingungen (u.a. anhaltende Temperaturen unter +2 °C) im Abstand von 6 Stunden einen Startversuch.

Diese Option ist standardmäßig deaktiviert /1/.

Automatischer Wiederanlauf bei Vereisungsbedingungen nach Stillstandzeiten (Präventiver Halt nach Störungen, Standardeinstellung)

Die Anlagensteuerung ermittelt bei einem Stillstand durch eine Störung unter Vereisungsbedingungen die Stillstandsdauer der Windenergieanlage. Bis zu einer Stillstandsdauer von 2 Stunden und 59 Minuten läuft die Windenergieanlage nach der Quittierung der

Störung automatisch wieder an. Erreicht oder überschreitet die Stillstandsdauer 3 Stunden läuft die Windenergieanlage nach der Quittierung der Störung automatisch wieder an, wenn die Windgeschwindigkeit kleiner als 5 m/s ist.

In den ersten 5 min nach dem Wiederanlauf wird weiterhin die Windgeschwindigkeit beobachtet. Sollte die Windgeschwindigkeit innerhalb dieser Zeit auf über 5 m/s steigen, wird die Windenergieanlage wieder angehalten. Erst nach Ablauf der 5 min wird die Windgeschwindigkeit nicht mehr beobachtet und die Windenergieanlage läuft unabhängig von der Windgeschwindigkeit weiter /1/. Zusätzlich wird die Detektionszeit für den Eisansatz auf 3 min verkürzt und erst bei laufender WEA langsam wieder auf den eingestellten Wert zurückgesetzt.

Manueller Wiederanlauf (Standardeinstellung)

Ein manuell eingeleiteter Wiederanlauf nach einer Eisansatzerkennung ist nur direkt an der Windenergieanlage nach entsprechender Sichtkontrolle möglich. Der Eis-reset kann durch den Taster am Schaltschrank oder über den Parkrechner vor Ort ausgelöst werden. Dabei obliegt dem Personal vor Ort die Verantwortung für die eventuell davon ausgehende Gefährdung. Die Windenergieanlage kann nicht Wiederanlaufen, solange ein Eisansatzerkennungssystem kritischen Eisansatz erkennt /1/.

Die oben beschriebenen standardmäßig parametrisierten Möglichkeiten für das automatische Wiederanlaufen der Windenergieanlage und der manuelle Neustart stellen nach Meinung der Gutachter eine plausible und ausreichend sichere Möglichkeit für einen eisfreien Start der Anlage dar. Voraussetzung hierfür ist die ordnungsgemäße Parametrierung entsprechend der Standardeinstellungen und eine entsprechende Schulung des verantwortlichen Personals (manueller Neustart).

3.5 Einstellung und Prüfung des Systems

Die Sensitivität der Eisansatzerkennung kann über die Änderung der Toleranz zu den Erwartungswerten der Leitungskennlinie bzw. der Blattwinkel eingestellt werden. Die hier bewertete Sensitivität gilt für die Standardeinstellung „Normale Sensitivität“. Für kritische Standorte lässt sich die Sensitivität der Eisansatzerkennung weiter erhöhen, d.h. es kann dann bereits bei geringeren Eismengen abgeschaltet werden.

Die Eisansatzerkennung sollte bei Inbetriebnahme und anschließend mindestens einmal im Jahr gemäß den ENERCON Vorgaben von dafür ausgebildetem Personal getestet werden. Für Standorte die laut DIBt Muster-Liste der Technischen Baubestimmungen nicht in ausreichendem Abstand zu Schutzobjekten errichtet wurden, müssen die Maximalwerte der Zähler 14:11 bis 14:14, wie in Dokument /2/ angegeben, auf den Wert 15 gesenkt werden. Dieser Zähler steht für die Detektionszeit.

3.6 Bewertung nach Stand der Technik

Der Eisansatz-Erkennungsalgorithmus des ENERCON Kennlinienverfahrens ist plausibel und stellt durch die Kontrolle über Leistungs- und Blattwinkelkennlinie eine sinnvolle

und ausreichend sensible Methode der Eisansatzerkennung dar. Die Prüfung des Algorithmus in Verbindung mit der Analyse der Messergebnisse zeigt, dass der von ENERCON implementierte Algorithmus mit hoher Zuverlässigkeit eine kritische Vereisung der Blätter erkennen kann. Eine gewisse Unsicherheit in der Bewertungskette liegt zwar in der Bewertung der Fotoaufnahmen bezüglich der kritischen Eisdicke, jedoch kann diese Unsicherheit deutlich durch die hohe Betriebsbewährung des Kennlinienverfahrens reduziert werden.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass der von ENERCON verwendete Eiserkennungsalgorithmus /17/ dem aktuellen Stand der Technik entspricht und viele Indizien dafür sprechen, dass mit vorliegenden Einstellungen bzw. mit vorliegenden Parametern eine Eisdicke erkannt wird, die geringer ist als die kritische Eisdicke. Das ENERCON-Kennlinienverfahren erachten wir unter den genannten Voraussetzungen im Hinblick auf die zuverlässige Eisansatzerkennung und Abschaltung der WEA als ausreichend sicher und dem aktuellen Stand der Technik entsprechend. Die Sensibilität, Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit des Systems haben wir bei der Bewertung berücksichtigt.

Sofern zur Vermeidung von unnötig langen (evtl. zu konservativen) Stillstandszeiten ein automatisches Anfahren der WEA auch bei Windgeschwindigkeiten oberhalb 5 m/s ermöglicht werden soll, ist eines der drei optionalen, zusätzlichen Eisansatzerkennungssysteme (eologix, fos4X, Wölfel, s. folgende Kapitel) erforderlich.

Grundsätzlich erhöht die Kombination von verschiedenen Eisansatzerkennungssystemen an einer Windenergieanlage die Sicherheit der Eisansatzerkennung weiter. Hieraus lässt sich aber nicht generell ableiten, dass der Stand der Technik nur unter Verwendung aller oder mehrerer Systeme erreicht wird. Für bestimmte Standorte kann dagegen bei Bedarf die Sicherheit durch den Einsatz von verschiedenen Eisansatzerkennungssystemen über das übliche Maß hinaus erhöht werden.

4 ENERCON-Schnittstelle zur Integration von weiteren Eisansatzerkennungssystemen

Über eine Schnittstelle können weitere Eisansatzerkennungssysteme von Drittherstellern als Optionen in die Anlagensteuerung integriert werden. Sie dienen dazu, an kritischen Standorten (z. B. auf Industriegeländen oder an Autobahnen), die Sicherheit gegenüber Eiswurf zu erhöhen bzw. Ertragsverbesserungen durch kürzere Stillstandszeiten zu erreichen. Die derzeit betrachteten Dritthersteller sind

- Eologix,
- fos4X,
- Wölfel.

Die Eisansatzerkennung nach dem ENERCON-Kennlinienverfahren bleibt dabei weiterhin aktiv. Die hier betrachteten Eisansatzerkennungssysteme stellen daher einen redundanten, diversitären Kanal der Sicherheitsfunktion Eisansatzerkennung dar. Es kann pro

WEA höchstens eines der genannten externen Eisansatzerkennungssysteme zusätzlich in die Anlagensteuerung eingebunden werden.

4.1 Zuverlässige Abschaltung der WEA bei Eisansatz o. Nicht-Verfügbarkeit

Die externen Eisansatzerkennungssysteme werden über eine Modbus-TCP-Schnittstelle (Ethernet) mit dem ENERCON Ice Detection Interface verbunden und somit in die Anlagensteuerung eingebunden. Die Übertragung der sicherheitsrelevanten Signale erfolgt mithilfe eines Black-Channels. Die Auslegung des Black-Channels geschieht nach DIN EN 61784-3 /1/.

Das externe Eisansatzerkennungssystem stellt dem Betriebsführungssystem folgende sicherheitsrelevante Signale zur Verfügung:

- Kritischer Eisansatz
- Verfügbarkeit der Eisansatzerkennung
- Eisfreiheit

Das Betriebsführungssystem stellt dem externen Eisansatzerkennungssystem sicherheitsrelevante Signale (Pitchwinkel, Drehzahl, Außentemperatur), sowie weitere nicht sicherheitsrelevante Funktionen zur Verfügung.

Durch Aktivierung einer Eisansatzsimulation über ein Menü innerhalb der ENERCON-Anlagensteuerung kann die Reaktion der WEA getestet werden. Die Anlagensteuerung sendet ein Signal an das externe Eisansatzerkennungssystem, das daraufhin alle von Sensoren empfangenen Daten mit einem Testsignal überschreibt. Damit wird Vereisung vorgetäuscht und die korrekte WEA-Reaktion (anhalten, Trudelbetrieb) kann getestet werden.

Hiermit ist nach Meinung der Gutachter eine funktional sichere Übertragung der sicherheitsrelevanten Signale „Eisansatzerkennung“ und (Nicht-)„Verfügbarkeit“ des Systems zum zertifizierten Betriebsführungssystem und damit das sichere Anhalten der Windenergieanlage (Trudelbetrieb) bei anstehendem Signal „Eisansatz“ oder „Nichtverfügbarkeit“ nach dem aktuellen Stand der Technik gewährleistet.

4.2 Wiederanlaufverfahren nach Vereisung

Das Anhalten der Windenergieanlage hat immer eine höhere Priorisierung, als das Wiederanlaufen der Windenergieanlage. Das bedeutet, dass die Windenergieanlage nicht wiederanlaufen kann, solange ein Eisansatzerkennungssystem kritischen Eisansatz erkennt, obwohl ein anderes Eisansatzerkennungssystem Eisfreiheit meldet. Die Bedingungen für das automatische oder manuelle Wiederanlaufen der Windenergieanlage sind in /1/ für die möglichen Situationen und Konfigurationen (bspw. Blattheizung oder Kombination mit externen Eisansatzerkennungssystem) beschrieben.

Zusätzlich zu den in Kapitel 3.4 bewerteten Möglichkeiten zum Wiederanlaufen nach Vereisung, besteht für Anlagen mit einem weiteren, externem Eisansatzerkennungssystem die Möglichkeit des automatischen Wiederanlaufens, da diese Systeme einen Eisansatz auch im Stillstand / Trudelbetrieb der Windenergieanlage erkennen können.

Wenn das ENERCON Kennlinienverfahren im Betrieb Eisansatz an den Rotorblättern erkannt hat und die Windenergieanlage angehalten wurde (Trudelbetrieb), darf die Anlage automatisch wiederanlaufen wenn:

- das ext. Eisansatzerkennungssystem vorhanden und verfügbar ist und
- das ext. Eisansatzerkennungssystem keinen kritischen Eisansatz erkennt und
- das ext. Eisansatzerkennungssystem Eisfreiheit für 5 Minuten der Anlagesteuerung meldet und
- die WEA für einen automatische Wiederanlauf nach Eisfreiheitsmeldung eingestellt ist und
- das ext. Eisansatzerkennungssystem bereits vor der Übertragung von Eisfreiheitsmeldungen an die Anlagensteuerung selbst kritischen Eisansatz oder eine Eiswarnung (Eiszuwachs) erkannt hat /16/.

Falls eine der Einschränkungen nicht erfüllt ist, darf die Anlage nicht automatisch starten. Bei einem zugelassenen automatischen Wiederanlauf, wird dem SCADA System dieses Ereignis signalisiert und optional die Gondelpositionierung aufgehoben, sowie optional die Eiswarnlampe ausgeschaltet.

Die in /1/ und /16/ beschriebenen standardmäßig parametrisierten Möglichkeiten für das automatische Wiederanlaufen der Windenergieanlage stellen nach Meinung der Gutachter eine plausible und ausreichend sichere Möglichkeit für einen eisfreien Start der Anlage dar. Voraussetzung hierfür ist die ordnungsgemäße Funktion und Parametrierung der entsprechenden Systeme (s. Kapitel 5 bis 7).

5 Wölfel (IDD.Blade)

Das Eisansatzerkennungssystem IDD.Blade des Herstellers Wölfel GmbH basiert auf der Messung von Schwingungen und Temperaturen des Rotorblattes durch Sensoren im Rotorblatt. Das Gesamtsystem besteht aus mindestens drei "Structural-Noise-Sensoren" und einer Basisstation zur Datenerfassung und Datenverarbeitung. Es wird jeweils 1 Sensor innerhalb jedes Rotorblatts auf einer Montageplatte installiert (Standard-konfiguration). Die Basisstation wird über die Modbus-TCP-Schnittstelle (Ethernet) mit dem ENERCON Ice Detection Interface verbunden und somit in die Anlagensteuerung eingebunden. Nach einer erforderlichen Kalibrierung (blattspezifische Referenzierung), funktioniert die Wölfel Eisansatzerkennung unabhängig vom Anlagenbetrieb, auch bei Stillstand der Windenergieanlage, ab einer Windgeschwindigkeit von ca. 3 m/s. Erst nach Abschluss dieser Referenzierungsphase kann eine Rotorblattvereisung detektiert werden.

Eine Beschreibung des IDD.Blade Systems ist in /7/ und /14/ enthalten. Das System wurde vom DNV GL nach DNVGL-SE-0439:2016-06 (Certification of Condition Monitoring) zertifiziert /8/.

5.1 Ansprechverhalten und Eigensicherheit

Das System wurde vom DNV GL nach DNVGL-SE-0439:2016-06 (Certification of Condition Monitoring) zertifiziert /8/ und die grundsätzlich Eignung als Eisansatzerkennungssystem für Windenergieanlagen wurde bestätigt. Mit Gutachten /15/ wird für das System bestätigt, dass es bezüglich der Eisansatzerkennung entsprechend dem Stand der Technik hinreichend sensibel ist.

Die wichtigsten Parameter des Eisansatzerkennungssystems werden bei der Inbetriebnahme per CF-Karte in die Anlage eingespielt und kontinuierlich über das SCADA-System überwacht. Das ENERCON Service Center wird so auf Abweichungen der beabsichtigten Parameter (gemäß SAP Datensatz) und der tatsächlich eingestellten Parameter aufmerksam. Die Schwellwerte der Eiswarnung bzw. des Eisalarms sind Rotorblatt- und anlagenspezifisch so zu parametrieren, dass die kritische Eisdicke am Rotorblatt unterschritten wird.

Das Wölfel-Eisansatzerkennungssystem erkennt eigenständig seine Verfügbarkeit und signalisiert dies dem Betriebsführungssystem der Windenergieanlage. Erkennt das System Eisansatz oder ist nicht verfügbar, wird die Windenergieanlage angehalten (Trudelbetrieb, s. Kap. 4.1).

5.2 Inbetriebnahme und Einstellung des Systems

Das Einbauverfahren und die Inbetriebnahme sind für alle Komponenten des Wölfel Systems, d.h. für die Basisstation, die Verkabelung sowie für das Aufbringen der Sensoren in die Rotorblätter detailliert beschrieben. Es erfolgt demnach kein Eingriff in die Struktur des Blattes. Der Einbau und Anschluss des Kommunikations- und Steuerschranks erfolgt ebenfalls ohne relevante Veränderungen an dem serienmäßigen, zertifizierten Zustand der Windenergieanlage. Nach dem Einbau und Herstellung der Kommunikation muss eine Parameterübertragung durchgeführt werden.

Das Eisansatzerkennungssystem Wölfel ist aufgrund seiner Systemgestaltung sowie der Eigendiagnosefunktionen weitgehend wartungsfrei, die Verklebung der Sensoren im Rotorblatt kann im Rahmen der visuellen Prüfung des Rotorblattes erfolgen.

5.3 Bewertung nach Stand der Technik

Die serienmäßige Eisansatzerkennung nach dem ENERCON-Kennlinienverfahren bleibt auch bei Einbau des zusätzlichen Wölfel Eisansatzerkennungssystems weiterhin aktiv. Wird durch das ENERCON-Kennlinienverfahren oder durch das Wölfel System Eisansatz erkannt, wird die WEA angehalten (Trudelbetrieb). Die hier betrachtete Einbindung des Eisansatzerkennungssystems Wölfel in ENERCON Windenergieanlagen ist neben dem serienmäßigen ENERCON-Kennlinienverfahren ein redundantes und diversitäres System zur Eisansatzerkennung. Die Einbindung in das Betriebsführungssystem erfolgt unter Berücksichtigung der definierten erforderlichen Schnittstellen.

Das Einbauverfahren des Systems ist detailliert beschrieben. Die Parametrierung der Anlage erfolgt im Rahmen der geregelten Inbetriebnahme und darf nur von autorisierten und dafür ausgebildeten Mitarbeitern vorgenommen werden. Die vorgesehenen Verfahren des Wiederanfahrens nach Vereisung werden als ausreichend sicher bewertet. Unter der Voraussetzung, dass das Wölfel-Eisansatzerkennungssystem kritischen Eisansatz zuverlässig erkennt, ist ein automatisches Wiederanfahren ebenfalls als sicher zu bewerten.

Die Verwendung des IDD.Blade Systems von Wölfel in ENERCON Anlagen entspricht somit im Hinblick auf den automatischen Wiederanlauf dem aktuellen Stand der Technik, bzw. geht durch die Verwendung von zwei diversitären Systemen im Hinblick auf die Eisansatzerkennung darüber hinaus. Die hinreichend sensible und zuverlässige Erkennung von kritischem Eisansatz am Rotorblatt durch die Sensoren wurde im Gutachten /15/ bestätigt.

6 Fos4X

Das Eisansatzerkennungssystem des Herstellers fos4X GmbH basiert auf der Messung von Schwingungen des Rotorblattes durch faseroptische Beschleunigungssensoren im Rotorblatt. Nach einer erforderlichen Kalibrierung, funktioniert die fos4X Eisansatzerkennung unabhängig vom Anlagenbetrieb, auch bei Stillstand der WEA, ab einer Windgeschwindigkeit von ca. 3 m/s.

Eine detaillierte Beschreibung des Systems ist in /10/ enthalten. Das System ist nach GL-IV-1:2010 vom DNV GL zertifiziert /11/.

6.1 Ansprechverhalten und Eigensicherheit

Ein Gutachten /12/ zum Eisansatzerkennungssystem bestätigt, dass das System dem Stand der Technik entspricht. Weiterhin wird in /12/ eine Messgenauigkeit von unter 9 mm angegeben. Damit liegt die Messgenauigkeit des Systems unterhalb der in /3/ definierten kritischen Eisdicke. Diese hergeleitete Messgenauigkeit beruht jedoch auf vielen Annahmen und Variablen wie z.B. Eisverteilung und Blatteigenschaften. Eine eindeutige Aussage zur Messgenauigkeit des Systems an einem bestimmten Rotorblatt liegt daher nicht vor.

Das fos4X-Eisansatzerkennungssystem erkennt eigenständig seine Verfügbarkeit und signalisiert dies dem Betriebsführungssystem der Windenergieanlage. Erkennt das System Eisansatz oder ist nicht verfügbar, wird die Windenergieanlage angehalten (Trudeltbetrieb, s. Kap. 4.1).

6.2 Inbetriebnahme und Einstellung des Systems

Das Einbauverfahren und die Inbetriebnahme sind für alle Komponenten des fos4X Systems, d.h. für den Kommunikationsschrank, den Steuerschrank, die Verkabelung sowie für das Aufbringen der Sensoren in die Rotorblätter detailliert beschrieben. Es erfolgt demnach kein Eingriff in die Struktur des Blattes.

Der Einbau und Anschluss des Kommunikations- und Steuerschranks erfolgt ebenfalls ohne relevante Veränderungen an dem serienmäßigen, zertifizierten Zustand der WEA.

Nach dem Einbau und Herstellung der Kommunikation muss eine Parameterübertragung durchgeführt werden.

Die Parameter des Eisansatzerkennungssystems werden bei der Inbetriebnahme per CF-Karte in die Anlage eingespielt und kontinuierlich über das SCADA-System überwacht. Das ENERCON Service Center führt eine Parameterüberwachung durch und wird so auf Abweichungen der beabsichtigten Parameter (gemäß SAP Datensatz) und der tatsächlich eingestellten Parameter aufmerksam. Die Schwellwerte der Eiswarnung bzw. des Eisalarms sind Rotorblatt- und anlagenspezifisch so zu parametrieren, dass die kritische Eisdicke am Rotorblatt unterschritten wird.

6.3 Bewertung nach Stand der Technik

Die serienmäßige Eisansatzerkennung nach dem ENERCON-Kennlinienverfahren bleibt auch bei Einbau des zusätzlichen fos4X Eisansatzerkennungssystems weiterhin aktiv. Wird durch das ENERCON-Kennlinienverfahren oder durch das fos4X System Eisansatz erkannt, wird die Windenergieanlage angehalten (Trudelbetrieb).

Die hier betrachtete Einbindung des Eisansatzerkennungssystems fos4X in ENERCON Anlagen ist neben dem serienmäßigen ENERCON-Kennlinienverfahren ein redundantes und diversitäres System zur Eisansatzerkennung.

Bei anstehendem Signal „Eisalarm“ von einem der beiden Systeme wird die Windenergieanlage automatisch vom Betriebsführungssystem angehalten (Trudelbetrieb).

Das Einbauverfahren des Systems in ENERCON WEA ist detailliert beschrieben. Die Parametrierung der Anlage erfolgt im Rahmen der geregelten Inbetriebnahme und darf nur von autorisierten und dafür ausgebildeten Mitarbeitern vorgenommen werden.

Die vorgesehenen Verfahren des Wiederanfahrens nach Vereisung werden als ausreichend sicher bewertet. Unter der Voraussetzung, dass das fos4X-Eisansatzerkennungssystem kritischen Eisansatz zuverlässig erkennt, ist ein automatisches Wiederanfahren ebenfalls als sicher zu bewerten.

Die Verwendung des fos4X-Systems in ENERCON Anlagen entspricht somit im Hinblick auf den automatischen Wiederanlauf dem aktuellen Stand der Technik, bzw. geht durch die Verwendung von zwei diversitären Systemen im Hinblick auf die Eisansatzerkennung darüber hinaus. Die hinreichend sensible und zuverlässige Erkennung von kritischem Eisansatz am Rotorblatt durch die Sensoren wurde an dieser Stelle nicht bewertet.

7 Eologix

Das Eisansatzerkennungssystem der Fa. eologix besteht aus mehreren Sensoren, welche direkt auf das Rotorblatt geklebt werden, sowie einer Basisstation zur Auswertung der Messdaten. Die Sensoren (CET214t) werden jeweils über eine eigene Photovoltaikzelle bzw. einem Energiespeicher mit Energie versorgt und übertragen die Messdaten zur Vereisung drahtlos über Antennen an die Basisstation (BET214t) in der WEA. Der Oberflächenzustand wird von jedem Sensor einzeln gemessen und als Level ausgegeben.

- Level 1 = Freie Oberfläche
- Level 2 = Sehr dünne Eisschicht (<1 mm) oder Nässe
- Level 3 = Eis ab 1 bis 2 mm
- Level 4 = Eis ab 10 mm
- Level 5 = Eis ab 15 mm

Eine detaillierte Beschreibung des Systems ist in /6/ enthalten. Das System ist nach GL-IV-1:2010 vom DNV GL zertifiziert /4/.

7.1 Ansprechverhalten und Eigensicherheit

Das Ansprechverhalten und die Eigensicherheit des eologix Systems wurde im Gutachten /5/ des DNV GL bewertet. Die in /5/ angegebenen Schwellwerte für Level 1 bis 4 liegen unterhalb der in /3/ hergeleiteten kritischen Eisdicke. Dabei wurden die anwendbaren Teile der DNVGL-SE-0439 (condition monitoring) und der DNVGL-RP-0175 (Icing of wind turbines) erfüllt /5/.

Das eologix-Eisansatzerkennungssystem erkennt eigenständig seine Verfügbarkeit und signalisiert dies dem Betriebsführungssystem der Windenergieanlage. Erkennt das System Eisansatz oder ist nicht verfügbar, wird die Windenergieanlage angehalten (Trudeltbetrieb, s. Kap. 4.1).

7.2 Inbetriebnahme und Einstellung des Systems

Das Einbauverfahren und die Inbetriebnahme ist sowohl für die Basisstation und die Antennen als auch für das Aufbringen der Sensoren auf die Rotorblätter detailliert beschrieben /6/. Es erfolgt demnach kein Eingriff in die Struktur des Blattes, die Sensoren, welche eine Dicke von nur etwa 2 mm haben, werden von außen auf das jeweilige Rotorblatt geklebt. Das eologix-Eisansatzerkennungssystem kann mit 2 Konfigurationen betrieben werden.

Stopp-Konfiguration:

- Eisansatzerkennung ohne automatischen Wiederanlauf durch eologix
- keine Eisfreiheitsmeldung

Wiederanlauf-Konfiguration:

- eologix-Restart-Konfiguration
- Eisansatzerkennung mit automatischem Wiederanlauf.

Der Einbau und Anschluss der Basisstation (BET214t) erfolgt ebenfalls ohne relevante Veränderungen an dem serienmäßigen, zertifizierten Zustand der Windenergieanlage.

Die Parameter des Eisansatzerkennungssystems werden bei der Inbetriebnahme per CF-Karte in die Anlage eingespielt und kontinuierlich über das SCADA-System überwacht. Das ENERCON Service Center führt eine Parameterüberwachung durch und wird so auf Abweichungen der beabsichtigten Parameter (gemäß SAP Datensatz) und der

tatsächlich eingestellten Parameter aufmerksam. Wenn das eologix-Eisansatzerkennungssystem eine Nichtverfügbarkeit signalisiert oder nicht verfügbar ist, wird eine parametrisierte Ausfallreaktion eingeleitet.

Das Eisansatzerkennungssystem eologix ist aufgrund seiner Systemgestaltung sowie der Eigendiagnosefunktionen weitgehend wartungsfrei, die Verklebung der Sensoren auf dem Rotorblatt kann im Rahmen der visuellen Prüfung des Rotorblattes erfolgen.

7.3 Bewertung nach Stand der Technik

Das System ist gemäß /5/ geeignet, den Eisansatz rechtzeitig zu erkennen und ein Signal an die Anlagensteuerung zu geben, um die Windenergieanlage anzuhalten (Trudelbetrieb). Die Anforderungen an die funktionale Sicherheit werden erfüllt.

Die Einbindung des eologix-Eisansatzerkennungssystems in ENERCON Anlagen ist neben dem serienmäßigen ENERCON-Kennlinienverfahren ein redundantes und diversitäres System zur Eisansatzerkennung.

Bei anstehendem Signal „Eisalarm“ von einem der beiden Systeme wird die WEA automatisch vom Betriebsführungssystem angehalten (Trudelbetrieb). Das Eisansatzerkennungssystem eologix ist für die untersuchten ENERCON WEA kompatibel mit dem Konzept des Betriebsführungs- und Sicherheitssystems und die Einbindung in das Betriebsführungssystem erfolgt unter Berücksichtigung der definierten erforderlichen Schnittstellen.

Das Einbauverfahren des Systems in ENERCON WEA ist detailliert beschrieben. Die Parametrierung der Anlage erfolgt im Rahmen der geregelten Inbetriebnahme und darf nur von autorisierten und dafür ausgebildeten Mitarbeitern vorgenommen werden. Die vorgesehenen Verfahren des Wiederanlaufens nach Vereisung werden als ausreichend sicher bewertet. Unter der Voraussetzung, dass das eologix-Eisansatzerkennungssystem kritischen Eisansatz zuverlässig erkennt, ist ein automatisches Wiederanlaufen mit der Wiederanlauf-Konfiguration ebenfalls als sicher zu bewerten.

Das System entspricht somit im Hinblick auf den automatischen Wiederanlauf dem aktuellen Stand der Technik, bzw. geht durch die Verwendung von zwei diversitären Systemen im Hinblick auf die Eisansatzerkennung darüber hinaus.

8 ENERCON-Blattheizung

Die optionale ENERCON Blattheizung besteht aus einem Heizgebläse, der die Luft im Innenraum des Rotorblatts auf bis zu 72°C erwärmt. Vom Heizgebläse strömt die erwärmte Luft entlang der Blattvorderkante zur Rotorblattspitze und zwischen den Hauptstegen zurück zum Blattflansch. Die Luft wird erneut erwärmt und in das Rotorblatt geblasen. Auf diese Weise werden die Oberflächen der Vorderkanten- und Mittelsegmente des Blatts erwärmt, wodurch das dort anhaftende Eis abtauen kann.

Grundsätzlich wird bei erkanntem Eisansatz die Windenergieanlage angehalten, bis ein Ende der Vereisung der Rotorblätter festgestellt wird. Der Zeitraum, in dem die Voraussetzungen für die Eisbildung an der Windenergieanlage bestehen, ist in der Regel deutlich kürzer als der Zeitraum, der für das unbeheizte Abtauen des Eisansatzes benötigt

wird. Durch den Einsatz einer Blattheizung nach Anhalten der Windenergieanlage kann die Zeit der Vereisung verkürzt und somit der Ertragsausfall reduziert werden. Wird vorhandener Eisansatz durch die Blattheizung angetaut, steigt die Wahrscheinlichkeit, dass sich Eispartikel oder Eisschollen von den Rotorblättern lösen und herunterfallen (Eisfall). Da angetauter Eisansatz im Betrieb zu Eisabwurf und somit einer erhöhten Gefährdung führen könnte, darf die WEA erst nach einer Eisfreiheitsmeldung automatisch wiederanlaufen. Mit den Standardeinstellungen der Parameter ist ein Betrieb der Blattheizung nur im manuellen Modus und bei stillstehender Windenergieanlage möglich. So wird gewährleistet, dass der Einsatz der Blattheizung nicht zu unerwartetem Eiswurf führt /13/.

Die Bewertung von Funktion (Effektivität), Blitzschutz sowie Brandschutz des Blattheizungssystems sind nicht Bestandteil dieses Gutachtens. Die Rotorblattheizung dient ausschließlich der Verringerung der Stillstandszeiten und dient nicht zur Verringerung des Eiswurftrisikos.

Wiederanfahren durch manuellen Reset

Das Wiederanfahren nach einer Vereisung durch einen manuellen Reset wird durch den Einsatz einer Blattheizung nicht beeinflusst. Die Eisfreiheit wird durch einen Sachkundigen festgestellt und die Anlage wird anschließend freigegeben.

Das manuelle Anfahren der Windenergieanlage, nachdem die Vereisung der Rotorblätter durch eine autorisierte Person vor Ort ausgeschlossen wurde, stellt nach Meinung der Gutachter eine sichere Möglichkeit für einen eisfreien Start der Anlage dar. Voraussetzung hierfür ist eine entsprechende Schulung des verantwortlichen Personals.

Automatischer Wiederanlauf nach Einsatz der Blattheizung

Der automatische Wiederanlauf nach Einsatz der Blattheizung erfolgt in gleicher Weise wie ohne die Blattheizung nur dann, wenn ein automatischer Neustart nach Vereisung zugelassen und entsprechend parametrierbar ist und kein kritischer Eisansatz mehr erkannt wird. Unter der Voraussetzung, dass ein zusätzliches Eisansatzerkennungssystem installiert ist und kritischer Eisansatz von dem System auch im Stillstand erkannt wird, ist der automatische Wiederanlauf nach Vereisung und Einsatz der Rotorblattheizung als ausreichend sicher zu bewerten.

Bewertung der Einbindung ins Betriebsführungs- und Sicherheitssystem

Bei standardmäßiger Parametrierung kann die Blattheizung nach anhalten der WEA durch Vereisung für vier Stunden in Betrieb genommen werden /2/. Die Blattheizung beeinflusst das Betriebsführungs- und Sicherheitssystem nicht in seiner Funktion.

Die Anforderungen der DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen und der DIN EN 61400-1, in Bezug auf das Betriebsführungs- und Sicherheitssystem, werden auch bei Einbindung der ENERCON Blattheizung erfüllt.

Die Windenergieanlage kann nicht Wiederanlaufen, solange ein Eisansatzerkennungssystem kritischen Eisansatz erkennt.

Personalschulung

Das für die manuelle Freigabe nach Vereisung der WEA verantwortliche Personal muss entsprechend geschult und hinsichtlich der möglichen Gefährdung sensibilisiert sein. Dies ist schriftlich zu dokumentieren.

Einfluss der Blattheizung auf Sensoren zur Eisansatzerkennung

Die grundsätzliche Eignung der Eisansatzerkennungssysteme von fos4X, Wölfel und eologix wurde jeweils mit entsprechenden Gutachten oder Zertifikaten bestätigt. Der Einfluss einer Blattheizung auf die Funktionsfähigkeit der Sensorik wurde dort jedoch nicht bewertet. Daten zu Feldversuchen mit Blattheizung und zusätzlichem Eisansatzerkennungssystem liegen derzeit nicht vor. Der mögliche Einfluss kann daher nur qualitativ auf Basis des jeweiligen Messprinzips bewertet werden.

Für die beiden schwingungsbasierten Systeme von fos4X und Wölfel wird keine Beeinflussung der Messung durch die Erwärmung der Luft im inneren des Rotorblatts angenommen. Es sollte jedoch sichergestellt sein, dass die Verklebung der Leitungen im inneren des Rotorblatts den großen Temperaturschwankungen standhält. Kann dies nicht belegt werden, so sind ausreichend häufige Inspektionen des Rotorblatts vorzunehmen (mindestens 1x jährlich), die den ordnungsgemäßen Zustand der Leitungen prüfen.

Für das eologix System mit mehreren Sensoren die von außen auf das Rotorblatt geklebt werden, wird ebenfalls keine Beeinflussung der Messung durch die Erwärmung der Luft im inneren des Rotorblatts angenommen. Jedoch gilt auch hier, dass die Verklebung den großen Temperaturschwankungen standhalten muss. Ein entsprechender Nachweis liegt derzeit nicht vor, sodass hier ebenfalls ausreichend häufige Inspektionen der Verklebungen erfolgen müssen. Da das System einen fehlenden (abgefallenen) Sensor erkennt und eine entsprechende Meldung generiert, kann dieser Zustand nicht unerkannt bleiben und stellt daher keine Einschränkung der Sicherheit dar.

Das serienmäßige ENERCON-Kennlinienverfahren wird durch die Verwendung einer Rotorblattheizung ebenfalls nicht beeinflusst. Die Sensoren zur Messung der Außentemperatur sind nicht am Rotorblatt, sondern an der Gondel positioniert, weshalb eine Verfälschung der Außentemperatur durch die Rotorblattheizung nicht anzunehmen ist. Die weiteren Parameter wie Leistungsmessung, Windgeschwindigkeit und Pitchwinkel werden ebenfalls nicht beeinflusst.

Für den Einsatz der ENERCON-Blattheizung bestehen somit nach Meinung der Gutachter keine grundsätzlichen Bedenken im Hinblick auf die Eisansatzerkennung der hier bewerteten Systeme.

9 Dokumente und Literaturverzeichnis

9.1 Geprüfte und mitgeltende Dokumente

- /1/ ENERCON GmbH, Technische Beschreibung
Übersicht Eisansatzerkennungssysteme ENERCON Windenergieanlagen
Dokument-ID: D0666949-2
Datum 2019-10-24
- /2/ ENERCON GmbH, Technische Beschreibung ENERCON Eisansatzerkennung
ENERCON Windenergieanlagen
Dokument-ID: D0154407-8
Datum 2020-01-10
- /3/ TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG, Gutachten Zur Bewertung der Funktionalität
von Eiserkennungssystemen zur Verhinderung von Eisabwurf an ENERCON
Windenergieanlagen: Eisansatzerkennung nach dem ENERCON-
Kennlinienverfahren
TÜV NORD Bericht Nr.: 8111 881 239 Rev. 7
Datum 2021-12-09
- /4/ DNV GL
Final Certification Report, ICE SENSOR SYSTEM (BASE STATION BET214T,
SENSOR CET214T), eologix sensor technology gmbh
Berichtsnummer: FCR-CC-GL-IV-1-00526-3
Datum: 2018-04-04
- /5/ DNV GL
Gutachten eologix Eiserkennungssystem BET214t/CET214t
Berichtsnummer: P-GL-IV-49365-1
Datum: 2018-07-25
- /6/ ENERCON GmbH
Technische Beschreibung eologix-Eisansatzerkennung
Dokument-ID: D0676290-1a
Datum: 2020-01-17
- /7/ ENERCON GmbH
Technische Beschreibung
Wölfel-Eisansatzerkennung, ENERCON Windenergieanlagen
Dokument ID: D0734076-1
Datum: 2020-01-17

- /16/ ENERCON GmbH
Konzept autom. Wiederanlauf einer WEA durch Eisfreiheitsmeldung
Dokument-ID: D0950790-0

- /17/ ENERCON GmbH
Portierung ENERCON Kennlinienverfahren PI-CS und EP5-CS-03
Dokument-ID: D02532142/0.0-de

- /18/ ENERCON GmbH
Validierung ENERCON Eiskennlinienverfahren
Dokument-ID: D02549197/0.0

9.2 Literatur

- /19/ Rheinland Pfalz, Struktur und Genehmigungsdirektion Nord, MERKBLATT für Vorhaben zur Errichtung von Windenergieanlagen hinsichtlich immissionsschutzrechtlicher und arbeitsschutzrechtlicher Anforderungen an die Antragsunterlagen in Genehmigungsverfahren nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz – BImSchG mit Anlagen A und B), Fassung vom Oktober 2019
- /20/ IEC 61400-1. Wind turbines – Part 1:Design requirements. Third Edition. 2005.
- /21/ Cattin, R. et al. WIND TURBINE ICE THROW STUDIES IN THE SWISS ALPS. European Wind Energy Conference, Milan, Italy. 2007.
- /22/ Lautenschlager, F. Studie zum Einfluss der Windgeschwindigkeit auf das Ereignis Eisabwurf bei Windenergieanlagen. Bachelorarbeit im Studiengang Umwelttechnik. 2012.
- /23/ Seifert, H. et al. Risk analysis of ice throw from wind turbines, BOREAS VI. Pyhä, Finland. 2003.
- /24/ Seifert, H. Technical requirements for rotor blades operating in cold climate. Wilhelmshaven. 2003
- /25/ Makkonen, L. et. al. Modelling and prevention of ice accretion on wind turbines. Wind Engineering Volume 25, No. 1. 2001.
- /26/ Lehtomäki, V. et. al. IcedBlades - Modelling of ice accretion on rotor blades in a coupled wind turbine tool. Winterwind. 2012.
- /27/ Hudecz, A. et. al. Experimental investigation of ice accretion on wind turbine blades. Winterwind. 2013.
- /28/ Cattin, R. Alpine Test Site Guetsch, Handbuch und Fachtagung. Genossenschaft METEOTEST. Bern. 2008.
- /29/ Hauschild, J. et al. Monte-Carlo-Simulation zur probabilistischen Bewertung der Gefährdung durch Eisabwurf bei Windenergieanlagen. Düsseldorf: VDI-Verlag, VDI-Bericht 2146. 2011.

- /30/ Hauschild, J. et al. Ermittlung von Trefferwahrscheinlichkeiten in der Umgebung einer Windenergieanlage: Eisabfall, Rotorblattbruch und Turmversagen. Düsseldorf: VDI-Verlag, VDI-Bericht 2210. 2013.
- /31/ NASA: Ice Accretions and Icing Effects for Modern Airfoils, April 2000
- /32/ DIBt. Muster-Liste der Technischen Baubestimmungen – Fassung September 2013

16.1.4 Standsicherheit

Anlagen:

- 16.1.4_20240823_F2E_Staffelde_Standorteignung_Rev2_geschw.pdf
- 16.1.4_Prüfbericht_Standsicherheit_01 4336-24.pdf

Antragsteller: EnBW Windkraftprojekte GmbH

Aktenzeichen:

Erstelldatum: 24.01.2025 Version: 3 Erstellt mit: ELiA-2.8-b5



Gutachten zur Standorteignung von WEA am Standort Staffelde

Referenz-Nummer:

2024-G-079-P3-R2

Auftraggeber:

EnBW Windkraftprojekte GmbH
76254 Karlsruhe

Die Ausarbeitung des Gutachtens erfolgte durch:

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

Verfasser:

M.Sc. Andres Flügel, Sachverständiger,

Hamburg, 23.08.2024

Geprüft:

Dr.-Ing. Thomas Hahn, Sachverständiger,

Hamburg, 23.08.2024

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	Signifikante Einzelstrukturen und orografische Hindernisse.....	14
2.4.4	Bestimmung der effektiven Turbulenzintensitäten.....	14
2.4.5	Bestimmung der Extremwerte der Turbulenzintensitäten.....	16
2.4.6	Bestimmung der Luftdichte.....	16
2.4.7	Bestimmung des Höhenexponenten.....	17
2.4.8	Bestimmung der Schräganströmung.....	17
2.4.9	Extrapolation der Winddaten.....	18
2.5	Gültigkeit der Ergebnisse.....	18
2.5.1	Betriebsbeschränkungen.....	20
2.6	Darstellung von Betriebsbeschränkungen im Gutachten.....	20
2.6.1	Einfluss von benachbarten Windenergieanlagen.....	20
2.6.2	Alternative Betriebsbeschränkungen.....	20
2.6.3	Einfluss der Umgebungsbedingungen.....	22
3	Eingangsdaten.....	23
3.1	Windparkkonfiguration und Auslegungswerte.....	23
3.2	Windgeschwindigkeitsverteilung am Standort.....	23
3.3	Extremwind am Standort.....	24
3.4	Umgebungsturbulenzintensität am Standort.....	24
3.5	Sektorielle Betriebsbeschränkungen.....	24
4	Bestimmung der Standortbedingungen.....	24
4.1	Standortbesichtigung.....	24
4.2	Ergebnisse Standortbedingungen.....	25
4.2.1	10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren.....	26
5	Nachweis der Standorteignung.....	26
5.1	Allgemeine Hinweise.....	26
5.2	Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Windbedingungen.....	26



5.2.1 Erläuterungen und Hinweise.....	27
5.2.2 Einschränkungen.....	27
5.3 Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Lasten.....	28
5.3.1 Erläuterungen und Hinweise.....	29
5.3.2 Einschränkungen.....	29
6 Zusammenfassung.....	30
7 Literaturangaben.....	31
Anhang: wake2e-Bericht, Projektname Staffelde.....	A.1

1 Aufgabenstellung

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

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

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

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

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

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



2 Grundlagen

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

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

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

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

Abbildung 2.1.1 gibt einen Überblick über das Prüfverfahren.

2.1 Nachweis durch Vergleich der Windbedingungen

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

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

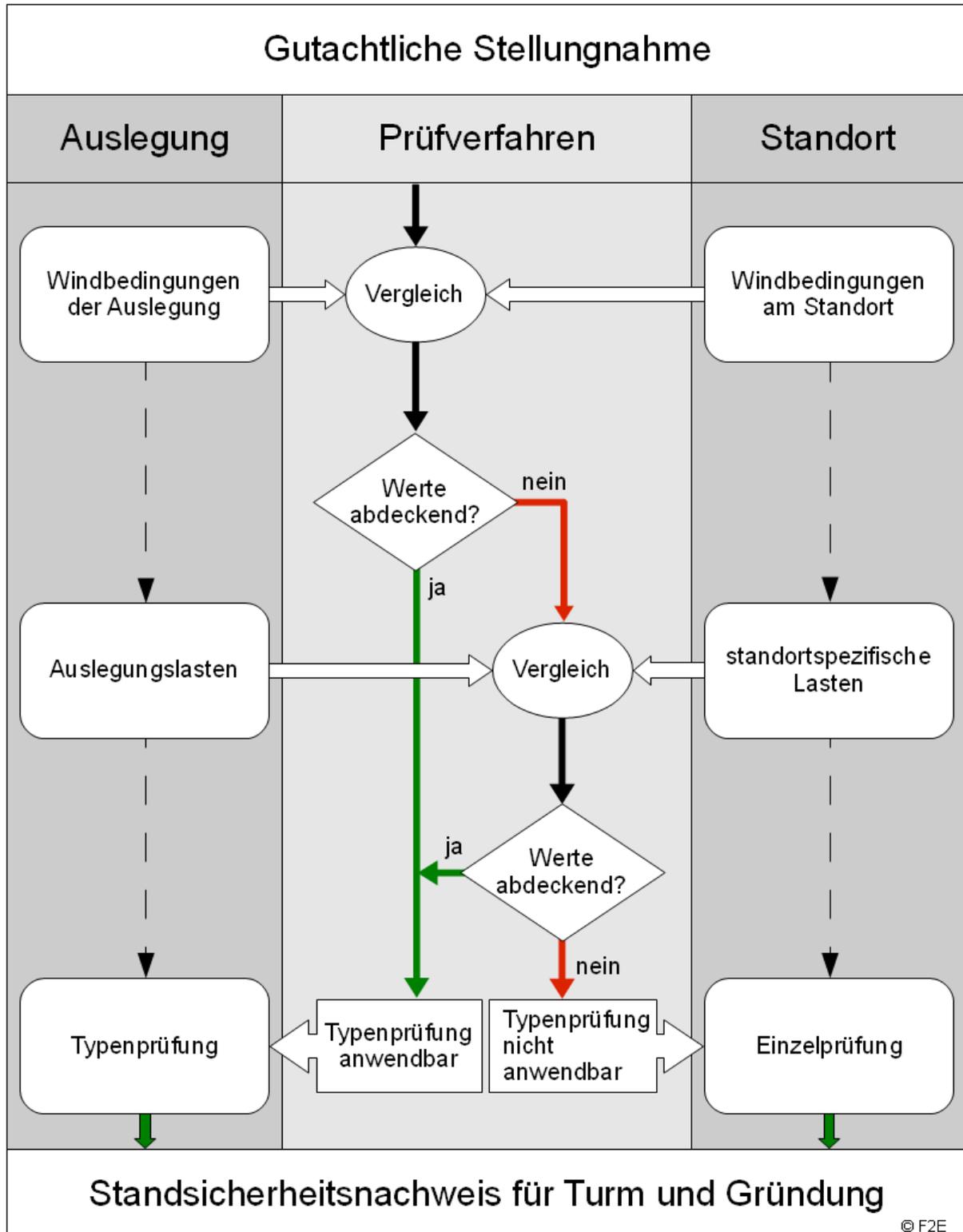


Abbildung 2.1.1: Schematische Darstellung des Prüfverfahrens.



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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

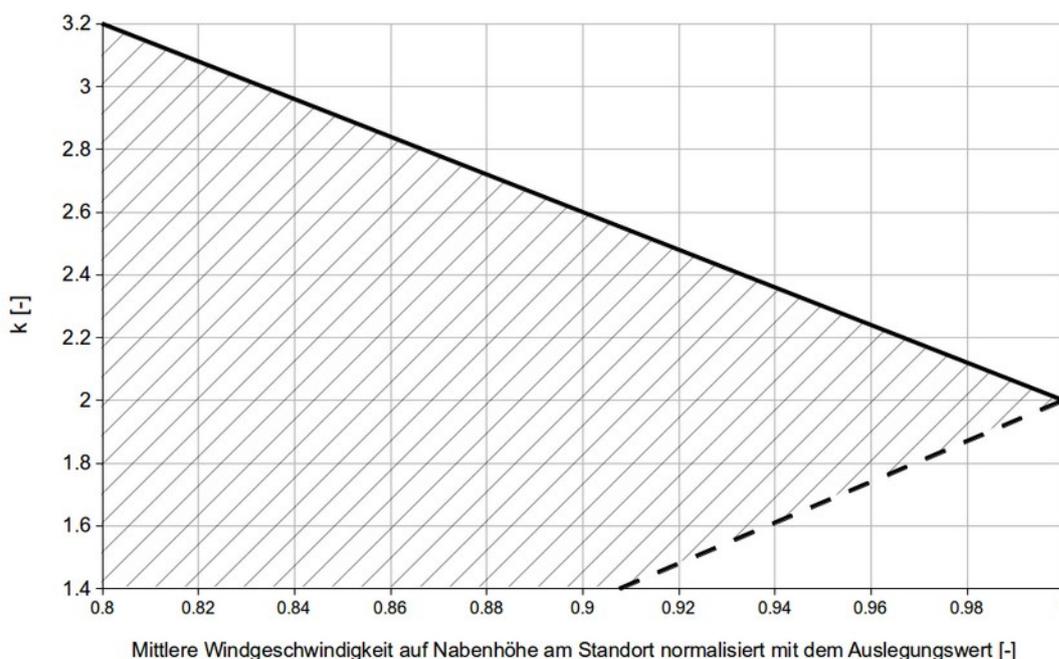


Abbildung 2.1.2: Mögliche Kombinationen von normierter Windgeschwindigkeit und Formparameter k der Weibull-Verteilung (schraffierter Bereich).



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

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

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

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

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

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

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

Abbildung 2.1.3 gibt einen Überblick über die jeweils nachzuweisenden Windbedingungen.

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

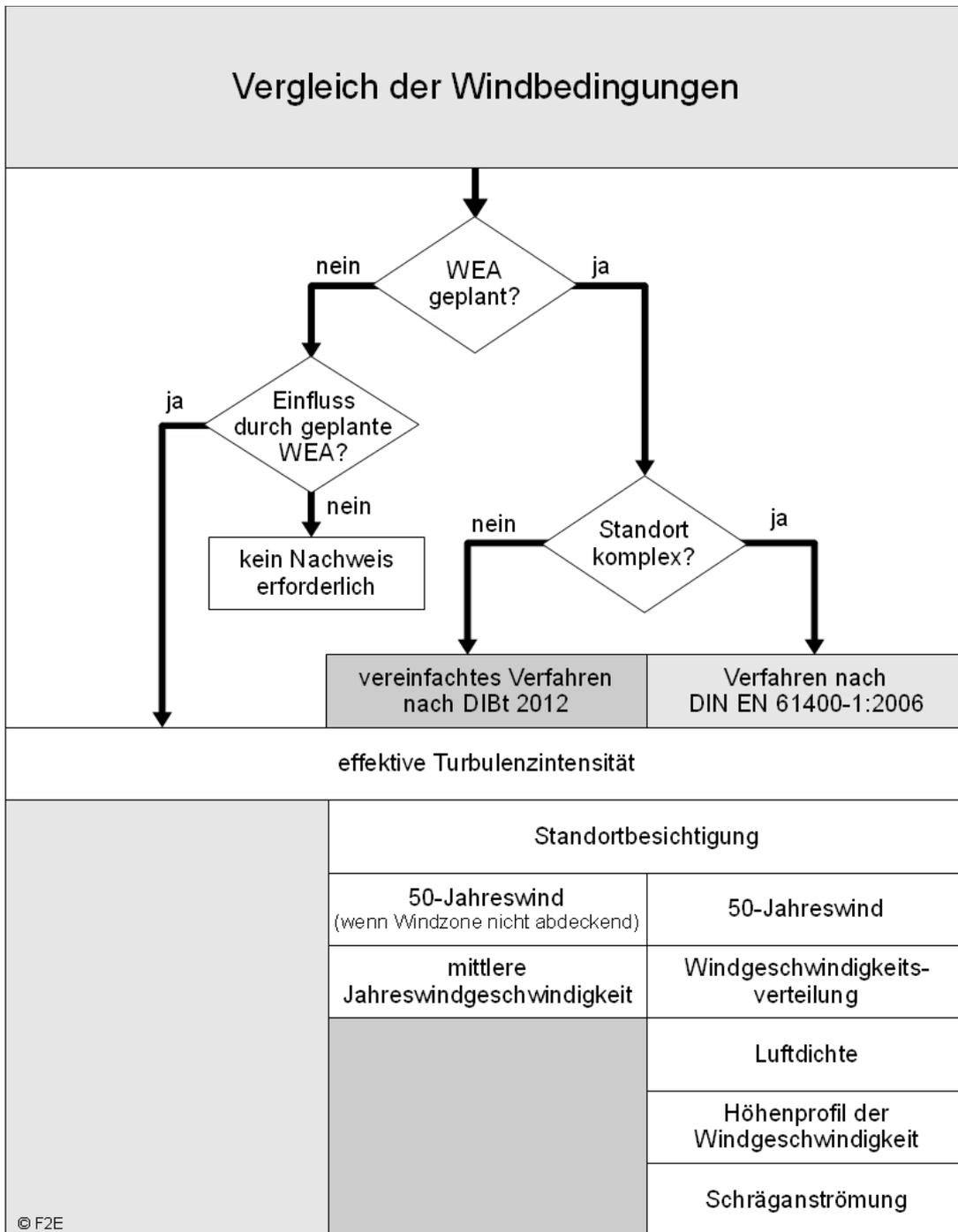


Abbildung 2.1.3: Nachweis durch Vergleich der Windbedingungen gemäß /2.8/.



2.2 Nachweis durch Vergleich der Lasten

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

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

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

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

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

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

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

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



2.3 Auslegungswerte

2.3.1 Turbulenzintensität

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

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

2.3.2 Windgeschwindigkeit

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

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

2.3.3 Weitere Windbedingungen

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

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



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

2.4 Erläuterungen zu den verwendeten Methoden

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

2.4.1 Bestimmung der Komplexität

Große Geländesteigungen und Höhenunterschiede können zu erhöhten Umgebungsturbulenzintensitäten führen und müssen daher in topografisch komplexem Gelände bewertet werden. Der Einfluss der Geländetopografie 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 topografischen Komplexität eines WEA-Standortes erfolgt nach /2.4/ auf Basis von Geländesteigungen und Geländedifferenzen zu insgesamt 39 Ausgleichsebenen. Die Ausgleichsebenen werden mit der Methode der kleinsten Fehlerquadrate durch die Höhendaten gelegt. Zur Bewertung werden in /2.4/ Kriterien definiert, nach denen sowohl eine bestimmte Anströmrichtung als auch der gesamte Standort als „non complex“, „low complex“ (L), „medium complex“ (M) oder „high complex“ (H) charakterisiert werden kann.

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

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

	Komplexitätskategorie		
	L	M	H
C_{CT}	1.05	1.10	1.15

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



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

2.4.2 Bestimmung der Umgebungsturbulenzintensität

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

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

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

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

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

Die zu berücksichtigenden Umgebungsturbulenzintensitäten sind im Gegensatz zu



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

2.4.3 Signifikante Einzelstrukturen und orografische Hindernisse

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. Potentiell relevante Einzelstrukturen im näheren Umfeld der WEA können im Rahmen der Standortbesichtigung identifiziert werden (siehe hierzu Kapitel 4.1).

Bei der Um- bzw. Überströmung orografischer Strukturen, wie einzelner Hügel, Berge oder Bergketten kann es zu Strömungsablösungen und Rezirkulationszonen im Lee dieser Strukturen kommen, deren Einfluss aufgrund der Größe der auftretenden Wirbelsysteme noch weit windabwärts der Struktur wirksam sein kann. Die Ausbildung der genannten Phänomene ist dabei von der umliegenden Orografie, der Windgeschwindigkeit und Anströmrichtung aber auch von der Temperaturschichtung der Atmosphäre und Wärmefläüssen in die bodennahe Grenzschicht abhängig. Es ist daher schwer abzuschätzen, ob und vor allem wie häufig solche Phänomene an einem Standort auftreten können.

Da eine Identifizierung dieser Risiken im Rahmen der Standortbesichtigung nur schwer möglich ist, erfolgt eine erste Einschätzung für die Möglichkeit kritischer Strömungsablösungen in orografisch komplexem Gelände auf Basis der Höhendaten in der Umgebung jeder einzelnen WEA.

Auf der Grundlage verschiedener Kenngrößen kann dann die Wahrscheinlichkeit für potentiell kritische Strömungsablösungen eingestuft werden.

2.4.4 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.

2.4.5 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.

2.4.6 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.

2.4.7 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.

2.4.8 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.

2.4.9 Extrapolation der Winddaten

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

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

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

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

2.5 Gültigkeit der Ergebnisse

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

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



Umgebungsturbulenzintensität zugrunde zu legen ist.

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

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

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

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

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

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

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

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

Auf Basis des Gutachtens ist zu prüfen, ob die im Gutachten aufgeführten Auslegungswerte mit den Auslegungswerten in den zur Baugenehmigung vorgelegten



Dokumenten übereinstimmen. Wenn die Auslegungswerte übereinstimmen ist die Gültigkeit des Gutachtens unabhängig von den zitierten Quelldokumenten gegeben.

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

2.5.1 Betriebsbeschränkungen

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

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

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

2.6 Darstellung von Betriebsbeschränkungen im Gutachten

2.6.1 Einfluss von benachbarten Windenergieanlagen

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

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

Innerhalb der Betriebsbeschränkungs-Gruppe werden die einzelnen Betriebsbeschränkungen durchnummeriert.

2.6.2 Alternative Betriebsbeschränkungen

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

chenden 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.

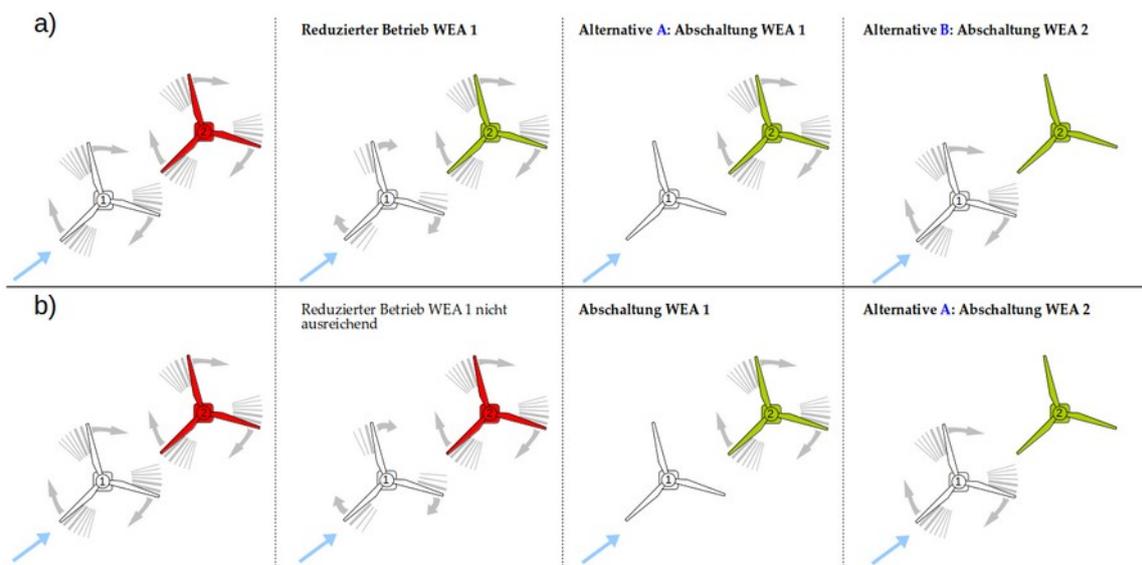


Abbildung 2.6.2.1: Betriebsbeschränkung mit zwei Alternativen (a) und mit nur einer Alternative (b) für die verursachende WEA 1 und die zu schützende WEA 2.

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 Betriebsbeschrän-

kung 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 [°]	Y_{start} [°]	Y_{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 [°]	Y_{start} [°]	Y_{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 [°]	Y_{start} [°]	Y_{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 Staffelde (Brandenburg) plant der Auftraggeber die Errichtung von sieben Windenergieanlagen (WEA 1 - 7). Am Standort befindet sich keine 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 - 7	DIBt 2012	WZ S GK S

*: Für eine Entwurfslebensdauer von 20 Jahren bzw. 25 Jahren liegen für den WEA-Typ von WEA 1 - 7 verschiedene Auslegungen vor. Die Auslegungen unterscheiden sich bei der Turbulenzkategorie und der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit.

3.2 Windgeschwindigkeitsverteilung am Standort

Die relativen Häufigkeiten der Windrichtung und Windgeschwindigkeiten zum Standort Staffelde 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 Staffelde vorausgesetzt.

3.3 Extremwind am Standort

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

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

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

WEA		v_{50} [m/s]
	Lfd. Nr.	
	1 - 7	30.1

3.4 Umgebungsturbulenzintensität am Standort

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

Die Bewertung des Topografieinflusses 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 Turbulenzstrukturparameter (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 wurde am 22.09.2021, 10.03.2022 und 18.12.2023 von einer Mitarbeiterin der Firma EnBW AG besichtigt. Als Ergebnis dieser Besichtigung liegen uns folgende Unterlagen vor:

- Panoramafotos vom Standort Staffelde /3.2/,
- Standortbeschreibung inklusive Übersichtskarte zum Standort Staffelde /3.2/.

Die im vorliegenden Bericht /3.2/ gemachten Angaben werden im Folgenden als richtig vorausgesetzt.

Der Standort wurde anhand der vorliegenden Unterlagen /3.2/in die Geländekategorie III nach /2.9/ eingeordnet.

Relevante Einzelstrukturen, deren Nachlaufströmungen gesondert zu betrachten wären, konnten anhand der vorliegenden Unterlagen /3.2/ nicht identifiziert werden.

4.2 Ergebnisse Standortbedingungen

Die ermittelten Standortbedingungen sind in den Tabellen A.3.1.1 - A.3.1.4 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 ausge-



wiesen, 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.3.1.4 des Anhangs als komplex markiert sind, kann das vereinfachte Verfahren zum Nachweis der Standorteignung nach DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen von 2012 /2.8/ nicht angewendet werden.

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

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.3.1.4 des Anhangs entnommen werden.

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

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

5 Nachweis der Standorteignung

5.1 Allgemeine Hinweise

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

5.2 Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Windbedingungen

In Tabelle 5.2.1 ist das Ergebnis des Nachweises der Standorteignung durch einen Vergleich der Windbedingungen sowie die Einzelergebnisse für die einzelnen Windparameter in einer Übersicht dargestellt. Die Bewertung beruht auf einem Vergleich der in Tabelle 3.3.1 sowie in den Tabellen A.3.1.1 und A.3.1.4 des Anhangs

dargestellten Werte mit den Auslegungswerten in den Tabellen A.2.3.1 und A.2.3.2. Für die Bewertung der Windgeschwindigkeitsverteilung werden die Parameter A und k der Weibullverteilung dabei nicht direkt verglichen, sondern dienen als Eingangswerte für die in Kapitel 2.1 aufgeführten Nachweismethoden.

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

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						Gesamtergebnis
Lfd. Nr.	Bezeichnung	I_{eff}	α	φ	ρ	A, k	v_{50}		
	1	STA 01	-	---	---	---	+	+	-
	2	STA 02	-	---	---	---	+	+	-
	3	STA 03	-	---	---	---	+	+	-
	4	STA 04	-	---	---	---	+	+	-
	5	STA 05	+	---	---	---	+	+	+
	6	STA 06	+	---	---	---	+	+	+
	7	STA 07	-	---	---	---	+	+	--

5.2.1 Erläuterungen und Hinweise

- Die Überschreitungen bei der effektiven Turbulenzintensität an der WEA 5 liegen außerhalb des zu betrachtenden Windgeschwindigkeitsbereiches (siehe Kapitel 2.1) und werden als vernachlässigbar bewertet.
- Bezüglich der in /3.3/ getroffenen Aussage zum 10-min-Mittelwert der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren ist gemäß /3.3/ die Möglichkeit einer Überschreitung des in /3.3/ ausgewiesenen Extremwertes nicht auszuschließen, da Extremwinde nicht vorher-sagbaren klimatologischen Einflüssen unterworfen sind und somit Extremwinde eines längeren Bezugszeitraumes auch in einem kürzeren Zeitraum auftreten können.

5.2.2 Einschränkungen

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



5.3 Nachweis der Standorteignung durch einen Vergleich der Lasten

Die in den Tabellen A.3.1.1 - A.3.1.4 des Anhangs dargestellten Werte oder diese bezüglich der Lasten abdeckende Werte können als Eingangsparameter für standortspezifische Berechnungen der Betriebs- und Extremlasten durch den Hersteller verwendet werden, um die Standorteignung der zu betrachtenden WEA durch einen Vergleich mit den Auslegungslasten zu überprüfen.

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

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

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

Mit den Windbedingungen für die WEA 1 – 4 und 7 wurden die resultierenden standortspezifischen Betriebslasten mit der SNAP Software der Firma WRD GmbH überprüft. Dabei wurden die relativen schädigungsäquivalenten Einstufenkollektive sowie die gewichteten Mittelwerte für repräsentative Momente am Blattanschluss-, Naben-, Turmkopf- und Turmfußsystem ermittelt und mit dem Auslegungsniveau verglichen. Der vorliegende standortspezifische Bericht /3.4/ wird als richtig vorausgesetzt und wurde auf Plausibilität hinsichtlich der Eingangsdaten geprüft. Die last-



seitige Standorteignung der WEA 1 – 4 und 7 ist laut /3.4/ gewährleistet.

Die TÜV SÜD Industrie Service GmbH bestätigt in /3.5/, dass keine Bedenken bestehen gegen die Verwendung der SNAP Software der Firma WRD GmbH zur Bewertung von standortspezifischen Lasten innerhalb des zugrundegelegten Parameterraums. Laut /3.5/ erfordert die Nutzung der SNAP Software eine Prüfung der anlagenspezifischen SNAP-Datensätze.

Dies ist in /3.6/ durch den Hersteller erfolgt.

5.3.1 Erläuterungen und Hinweise

Der vorliegende standortspezifische Bericht /3.4/ für die WEA 1 – 4 und 7 gilt nur vorbehaltlich einer vorliegenden gültigen Typen- bzw. Einzelprüfung für die WEA 1 – 4 und 7. Der Typen- bzw. Einzelprüfung müssen dabei mindestens die in /3.4/ unterstellten Auslegungslasten zugrunde liegen, die zu den in Tabelle 5.3.1.1 dargestellten Auslegungswerten gehören.

Tabelle 5.3.1.1: In /3.4/ zugrunde gelegte Auslegungswerte.

WEA	Auslegungswerte						
Lfd. Nr.	Richtlinie	Windzone	Turbulenzkategorie	τ_{design} [a]	v_{ave} [m/s]	k [-]	
1 – 4, 7	DIBt 2012	S	S	25	8.5	2	

Entsprechend /3.4/ gelten die dort getroffenen Aussagen für die in Tabelle 5.3.1.2 näher spezifizierten Turm- und Blattvarianten.

Tabelle 5.3.1.2: In /3.4/ betrachtete Turm- und Blattvarianten.

WEA Lfd. Nr.	Anlagentyp	Turmbezeichnung	Blattbezeichnung
1 – 4, 7	E-160 EP5 E3 R1	E-160 EP5 E3-HT-166-ES-C-01	LM 78.3 P

5.3.2 Einschränkungen

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



6 Zusammenfassung

Am Standort Staffelde (Brandenburg) plant der Auftraggeber die Errichtung von sieben Windenergieanlagen (WEA). Am Standort befindet sich keine 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.

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.	5, 6	---	---
Die Standorteignung folgender WEA ist laut Aussage des Herstellers durch einen Vergleich mit den Auslegungslasten nachgewiesen.	1 – 4, 7	---	---



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/ EnBW Energie Baden-Württemberg AG; PARK - Analyse der Windverhältnisse, Projekt: 20170125_Autobahndreieck_Havelland_BB; 08.01.2024; Stuttgart, Deutschland.
- /3.2/ EnBW Energie Baden-Württemberg AG; Dokumentation Standortbesichtigung, VOR 6.1.0; Projekt: Staffelde; Referenz: 24WS005; Version: 01; 27.02.2024; Stuttgart, Deutschland.
- /3.3/ anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; Extremwindabschätzung auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Staffelde; Berichts-Nr.: 24-173-7240382-Rev.00-EX-MEK; 06.03.2024; Reppenstedt, Deutschland.
- /3.4/ ENERCON GmbH; Ergebnisbericht; Standortspezifischer Lastvergleich; Standorteignung Windpark Staffelde-Kremmen (pdf-Datei); Version A02; Revision 0; Dokument-ID O-20017_A02_WSE_SVLS_rev0; Aurich, Deutschland.
- /3.5/ TÜV SÜD Industrie Service GmbH; Gutachtliche Stellungnahme; Software Standorteignungsnachweis-Analyse-Programm „SNAP“; Prüfnummer: 2285999-1-d Rev. 2; 03.07.2017; München, Deutschland.
- /3.6/ WRD GmbH; SNAP Model Report, E-160 EP5 E3 R1, E-160 EP5 E3-HT-166-ES-C-01, IEC ed. 4 and DIBt 2012; 2024-01-11.

A.1 Allgemeine Daten

A.1.1 Einstellungen

Benutzername	Andres Flügel, F2E
Kunde	EnBW Windkraftprojekte GmbH
Projektname	Staffelde
Referenznummer	2024-G-079-P3-R2
Software	Wake2e 3.11.5.7 WEA-Bibliothek Version 7.425.0
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	18.12.2023
Durchgeführt von	Ulrike Ahrens, EnBW AG
Ermittelte Geländekategorie	III
Orografisch relevante Struktur	Nein



A.2 Eingabedaten

A.2.1 Umgebungsturbulenzintensitäten

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

A.2.2 Windparkkonfiguration

Tabelle A.2.2.1: Windparkkonfiguration

WEA							Koordinaten		Datensatz-Nr.	
	Nr.	Bezeichnung	WEA-Typ	P _N [MW]	Z _{hub} [m]	D [m]	Ost	Nord	Wind	Turbulenz
	1	STA 01	ENERCON E-160 EP5 E3 R0/R1 5.56MW OM0s	5.56	166.6	160	33363467	5842335	1	—
	2	STA 02	ENERCON E-160 EP5 E3 R0/R1 5.56MW OM0s	5.56	166.6	160	33363889	5842377	2	—
	3	STA 03	ENERCON E-160 EP5 E3 R0/R1 5.56MW OM0s	5.56	166.6	160	33364460	5842243	3	—
	4	STA 04	ENERCON E-160 EP5 E3 R0/R1 5.56MW OM0s	5.56	166.6	160	33364969	5842046	4	—
	5	STA 05	ENERCON E-160 EP5 E3 R0/R1 5.56MW OM0s	5.56	166.6	160	33363548	5841822	5	—
	6	STA 06	ENERCON E-160 EP5 E3 R0/R1 5.56MW OM0s	5.56	166.6	160	33364096	5841613	6	—
	7	STA 07	ENERCON E-160 EP5 E3 R0/R1 5.56MW OM0s	5.56	166.6	160	33364699	5841755	7	—

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}	ψ	ρ	v ₅₀	Quellen
	1	DIBt 2012	WZ S GK S	Repräsentativ	6	25	8.5	2	0.2	0.2	8	1.225	37.5	/A.1/
	2	DIBt 2012	WZ S GK S	Repräsentativ	6	25	8.5	2	0.2	0.2	8	1.225	37.5	/A.1/

Diese Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

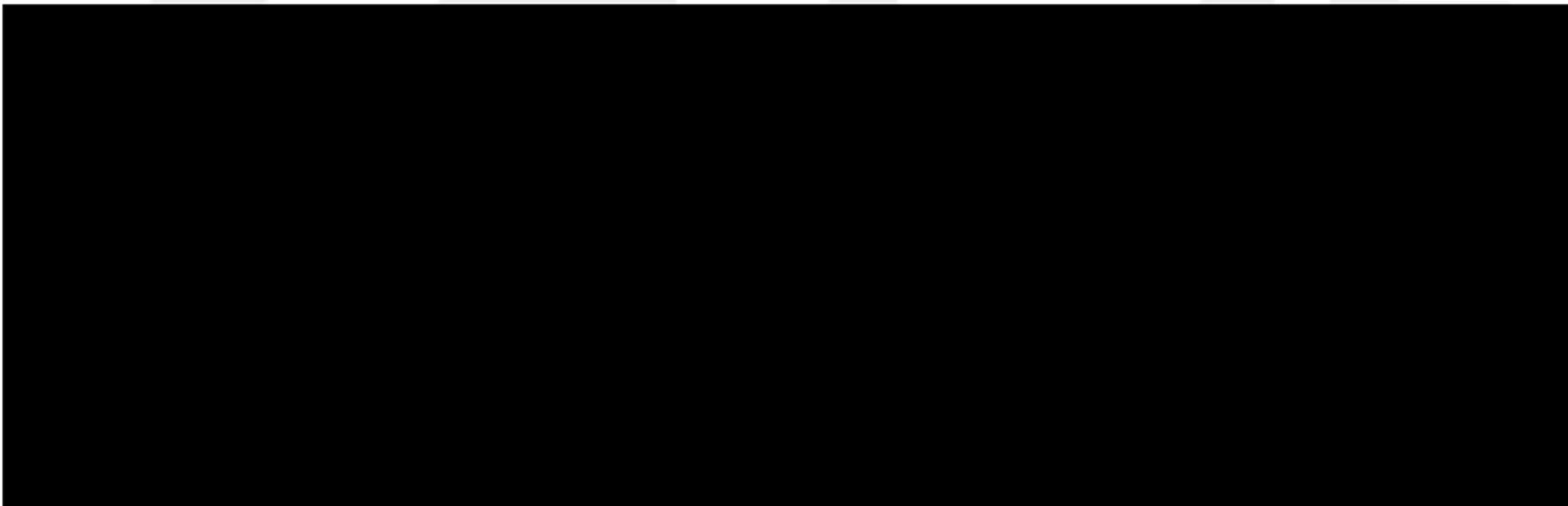
Tabelle A.2.3.1: WEA-Auslegung

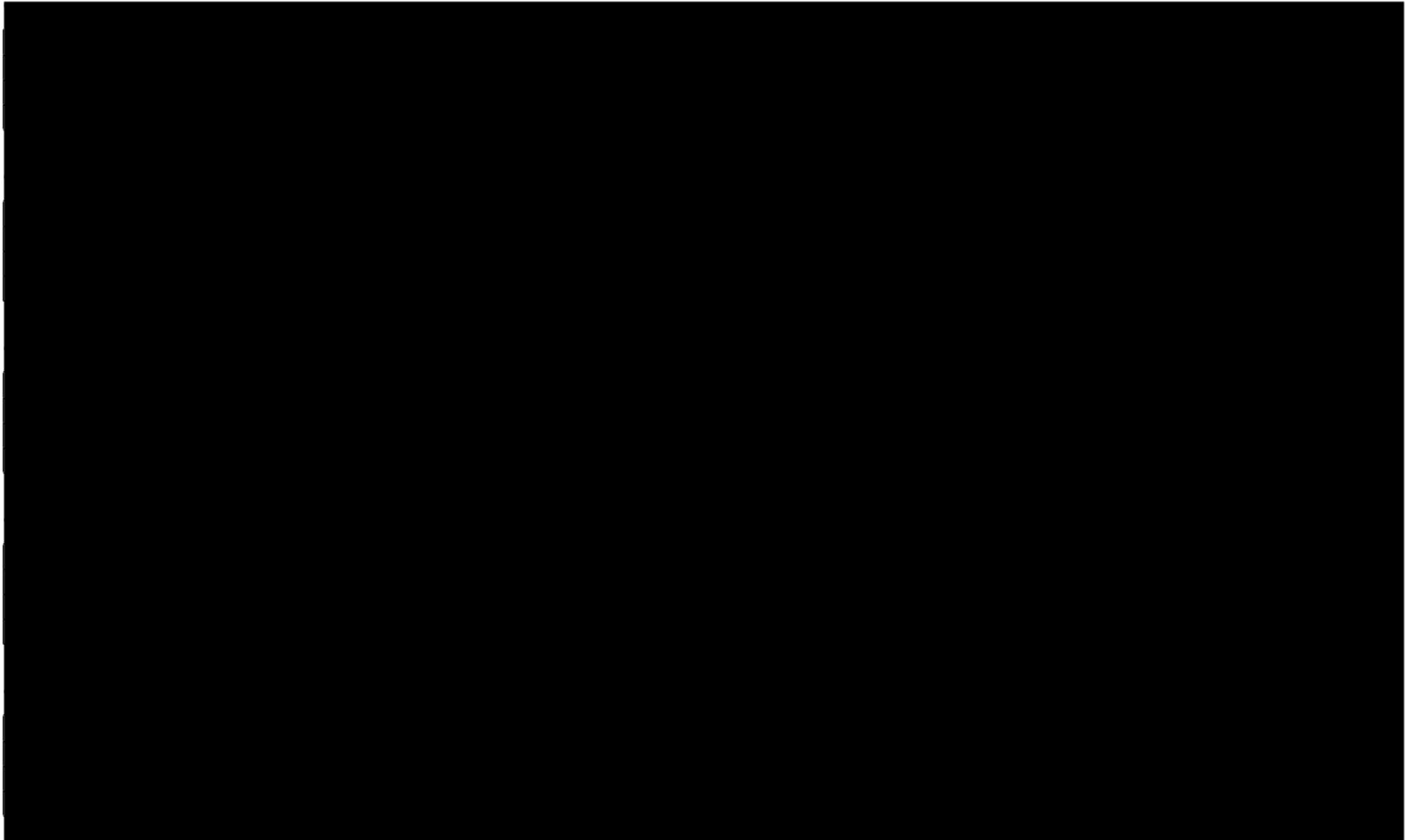
	Nr.	Richtlinie	WZ	I_{amb}	I_{des}	τ_{design}	V_{ave}	k	α_{min}	α_{max}	φ	ρ	v_{50}	Quellen
	3	DIBt 2012	WZ S GK S	Repräsentativ	6	25	8.5	2	0.2	0.2	8	1.225	37.5	/A.1/
	4	DIBt 2012	WZ S GK S	Repräsentativ	6	25	8.5	2	0.2	0.2	8	1.225	37.5	/A.1/
	5	DIBt 2012	WZ S GK S	Repräsentativ	6	25	8.5	2	0.2	0.2	8	1.225	37.5	/A.1/
	6	DIBt 2012	WZ S GK S	Repräsentativ	6	25	8.5	2	0.2	0.2	8	1.225	37.5	/A.1/
	7	DIBt 2012	WZ S GK S	Repräsentativ	6	25	8.5	2	0.2	0.2	8	1.225	37.5	/A.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
6	IEC Ed.3/4 B	—	36.6	30.1	26.2	23.6	21.7	20.3	19.2	18.3	17.6	17.0	16.5	16.1	15.7	15.4	15.1	14.9	14.6	14.4	14.2	14.1	13.9	13.8	13.6	13.5	13.4	13.3	13.2

A.2.4 Winddaten





A.2.5 Berechnungsvarianten

Tabelle A.2.5.1: Berechnungsvarianten

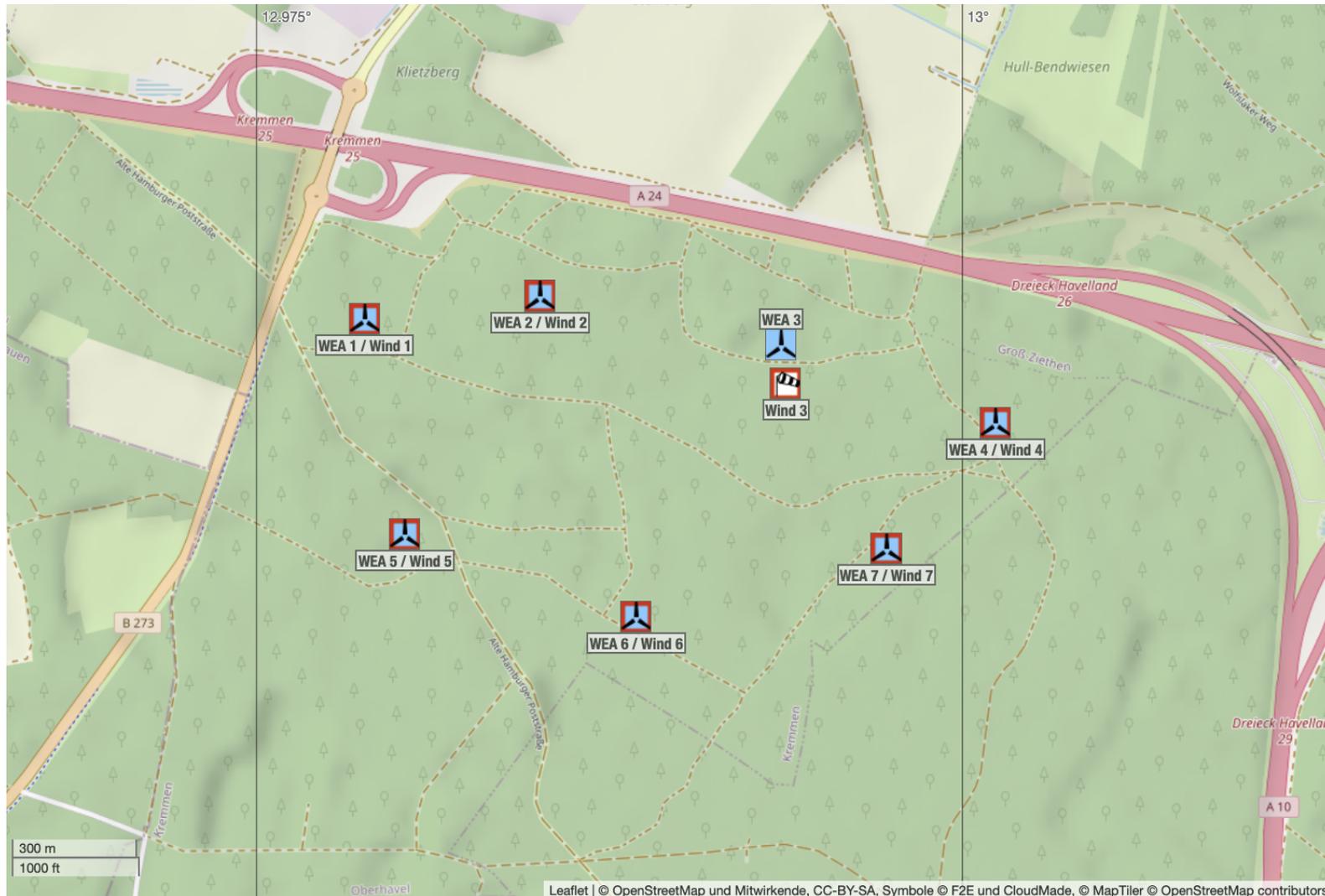
Id	Beschriftung	BBS-Gruppe	Wöhlerlinien-Koeffizient	Einfluss der Orografie ignorieren	Ergebnisse im Abschnitt
2	Situation nach dem Zubau	—	Projekt-Vorgabewert	Nein	A.3.1

A.2.6 Betriebsbeschränkungen (BBS)

Es gibt in diesem Bericht keine Betriebsbeschränkungen.



A.2.7 Karte des Windparks



A.2.8 Abstände zwischen aktiven Windenergieanlagen

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

WEA			Nachbar 1		Nachbar 2		Nachbar 3		Nachbar 4		Nachbar 5	
	Nr.	Bezeichnung	Nr.	Entfernung								
	1	STA 01	2	2.65	5	3.25	6	5.98	3	6.23	7	8.51
	2	STA 02	1	2.65	3	3.67	5	4.07	6	4.95	7	6.38
	3	STA 03	7	3.40	4	3.41	2	3.67	6	4.55	1	6.23
	4	STA 04	7	2.48	3	3.41	6	6.09	2	7.06	5	8.99
	5	STA 05	1	3.25	6	3.67	2	4.07	3	6.28	7	7.21
	6	STA 06	5	3.67	7	3.87	3	4.55	2	4.95	1	5.98
	7	STA 07	4	2.48	3	3.40	6	3.87	2	6.38	5	7.21

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	STA 01	10	—	38.1	34.2	29.9	26.9	24.7	22.4	21.2	19.8	18.2	16.7	15.3	14.2	13.4	12.7	12.2	11.9	11.5	11.3	11.2	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	—
	2	STA 02	10	—	37.7	33.5	29.3	26.4	24.3	22.2	21.3	20.2	19.0	17.9	16.8	15.9	15.2	14.6	14.1	13.7	13.3	13.0	12.8	12.6	12.5	12.3	12.1	12.0	11.9	11.9	—
	3	STA 03	10	—	38.6	34.3	30.0	26.9	24.6	22.3	21.0	19.6	18.2	17.0	16.0	15.3	14.7	14.3	13.9	13.5	13.2	13.0	12.9	12.8	12.7	12.6	12.6	12.5	12.5	—	
	4	STA 04	10	—	39.8	36.4	31.9	28.8	26.5	24.1	23.0	21.7	20.2	18.7	17.3	16.1	15.2	14.5	13.9	13.5	13.1	12.9	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	—
	5	STA 05	10	—	36.2	31.7	27.7	24.9	22.7	20.6	19.2	17.8	16.5	15.3	14.4	13.8	13.3	12.8	12.5	12.2	11.9	11.6	11.5	11.5	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	—
	6	STA 06	10	—	34.9	30.0	26.2	23.5	21.6	19.9	18.8	17.7	16.6	15.7	14.9	14.2	13.7	13.3	12.9	12.6	12.3	12.1	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	—
	7	STA 07	10	—	36.5	32.2	27.9	25.0	22.8	20.8	19.8	18.7	17.7	16.7	15.9	15.3	14.8	14.4	14.0	13.7	13.4	13.2	13.1	13.0	12.9	12.9	12.8	12.8	12.7	12.7	—

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	STA 01	10	44.4	40.6	35.5	31.9	29.2	26.4	25.2	23.7	22.0	20.4	18.9	17.7	16.7	15.9	15.2	14.8	14.5	14.3	14.3	14.3	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	—
	2	STA 02	10	41.2	37.8	32.9	29.6	27.1	24.4	23.3	21.9	20.3	18.7	17.6	16.9	16.3	15.8	15.4	15.0	14.7	14.4	14.4	14.3	14.2	14.2	14.1	14.1	14.1	14.1	—
	3	STA 03	10	43.9	39.1	34.1	30.7	28.2	25.7	24.5	23.1	21.7	20.3	19.1	18.1	17.3	16.6	16.1	15.6	15.2	14.9	14.7	14.6	14.5	14.4	14.3	14.2	14.2	14.1	—
	4	STA 04	10	46.8	43.0	37.6	33.8	31.0	28.0	26.7	25.1	23.3	21.5	19.9	18.5	17.4	16.6	15.9	15.3	14.8	14.3	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	—
	5	STA 05	10	43.2	38.2	33.3	30.0	27.5	25.2	24.0	22.7	21.3	20.0	18.9	17.9	17.2	16.5	16.0	15.6	15.2	14.9	14.8	14.7	14.6	14.5	14.4	14.3	14.3	14.3	—
	6	STA 06	10	39.6	34.9	30.4	27.4	25.1	23.0	21.9	20.7	19.4	18.3	17.2	16.4	15.7	15.2	14.9	14.6	14.4	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	—

Diese Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

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
	7	STA 07	10	42.9	39.6	34.5	31.0	28.4	25.6	24.4	22.9	21.2	19.5	18.0	16.7	15.7	15.1	14.8	14.6	14.4	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	—

Tabelle A.3.1.3: Differenzen zwischen Auslegungswerten und effektiven Turbulenzintensitäten auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA [%]

WEA			Ergebnisse gemittelt für alle Windgeschwindigkeiten bzw. von 3-29 m/s																											
	Nr.	Bezeichnung	Alle	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	1	STA 01	—	1.5	4.1	3.7	3.3	3.0	2.1	2.0	1.5	0.6	0.3	1.2	1.9	2.3	2.7	2.9	3.0	3.1	3.1	3.0	2.9	2.8	2.7	2.5	2.4	2.3	2.2	—
	2	STA 02	—	1.1	3.4	3.1	2.8	2.6	1.9	2.1	1.9	1.4	0.9	0.3	0.2	0.5	0.8	1.0	1.2	1.3	1.4	1.4	1.5	1.4	1.5	1.5	1.5	1.4	—	
	3	STA 03	—	2.0	4.2	3.8	3.3	2.9	2.0	1.8	1.3	0.6	0.0	0.5	0.8	1.0	1.1	1.2	1.4	1.4	1.4	1.3	1.3	1.2	1.2	1.0	1.0	0.9	0.8	—
	4	STA 04	—	3.2	6.3	5.7	5.2	4.8	3.8	3.8	3.4	2.6	1.7	0.8	0.0	0.5	0.9	1.2	1.4	1.5	1.5	1.4	1.3	1.1	1.0	0.8	0.7	0.6	0.5	—
	5	STA 05	—	0.4	1.6	1.5	1.3	1.0	0.3	0.0	0.5	1.1	1.7	2.1	2.3	2.4	2.6	2.6	2.7	2.7	2.8	2.7	2.6	2.5	2.4	2.2	2.1	2.0	1.9	—
	6	STA 06	—	1.7	0.1	0.0	0.1	0.1	0.4	0.4	0.6	1.0	1.3	1.6	1.9	2.0	2.1	2.2	2.3	2.3	2.3	2.2	2.1	1.9	1.8	1.6	1.5	1.4	1.3	—
	7	STA 07	—	0.1	2.1	1.7	1.4	1.1	0.5	0.6	0.4	0.1	0.3	0.6	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.2	1.2	1.1	1.1	1.0	0.9	0.8	0.7	0.7	0.6	—

Tabelle A.3.1.4: Eigenschaften und Windbedingungen der jeweiligen WEA

WEA-Eigenschaften						Nächste WEA		Ergebnisse													
	Nr.	WEA-Typ	Zhub [m]	D [m]	BBS	Abstand in D	Nr.	Geschützt durch BBS	m [-]	Komplex	α_n [-]	φ [°]	ρ [kg/m³]	WZ	v50 GK2 [m/s]	v50 GK1 [m/s]	A [m/s]	A _{ρkorr} [m/s]	k [-]	v _{ave} [m/s]	v _{ave} ρ _{korr} [m/s]
	1	ENERCON E-160 EP5 E3 R0/R1 5.56MW OM0s	166.6	160	Nein	2.65	2	Nein	10	Nein	0.14	0.3	1.230	2 / II	39.2		7.31	7.33	2.307	6.48	6.49
	2	ENERCON E-160 EP5 E3 R0/R1 5.56MW OM0s	166.6	160	Nein	2.65	1	Nein	10	Nein	0.14	0.3	1.229	2 / II	39.2		7.34	7.36	2.311	6.51	6.52
	3	ENERCON E-160 EP5 E3 R0/R1 5.56MW OM0s	166.6	160	Nein	3.396	7	Nein	10	Nein	0.14	0.4	1.229	2 / II	39.2		7.24	7.25	2.322	6.41	6.42
	4	ENERCON E-160 EP5 E3 R0/R1 5.56MW OM0s	166.6	160	Nein	2.481	7	Nein	10	Nein	0.14	0.3	1.229	2 / II	39.2		7.22	7.22	2.334	6.39	6.4

Diese Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Tabelle A.3.1.4: Eigenschaften und Windbedingungen der jeweiligen WEA

WEA-Eigenschaften						Nächste WEA		Ergebnisse													
	Nr.	WEA-Typ	Z _{hub} [m]	D [m]	BBS	Abstand in D	Nr.	Geschützt durch BBS	m [-]	Komplex	α_n [-]	φ [°]	ρ [kg/m³]	WZ	v ₅₀ GK2 [m/s]	v ₅₀ GK1 [m/s]	A [m/s]	A _{ρ_{korrr}} [m/s]	k [-]	v _{ave} [m/s]	v _{ave} ρ _{korrr} [m/s]
	5	ENERCON E-160 EP5 E3 R0/R1 5.56MW OM0s	166.6	160	Nein	3.245	1	Nein	10	Nein	0.14	0.3	1.229	2 / II	39.2		7.28	7.29	2.307	6.45	6.46
	6	ENERCON E-160 EP5 E3 R0/R1 5.56MW OM0s	166.6	160	Nein	3.665	5	Nein	10	Nein	0.14	0.2	1.229	2 / II	39.2		7.25	7.26	2.311	6.42	6.43
	7	ENERCON E-160 EP5 E3 R0/R1 5.56MW OM0s	166.6	160	Nein	2.481	4	Nein	10	Nein	0.14	0.2	1.229	2 / II	39.2		7.21	7.23	2.318	6.39	6.4



A.4 Legende

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

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

A.5 Literaturangaben

- /A.1/ ENERCON GmbH; Technisches Datenblatt General Design Conditions ENERCON Windenergieanlage E-160 EP5 E3 R1 / 5560 kW; Dokument-ID D02693145/3.0-de; 26.04.2023; Aurich, Deutschland.

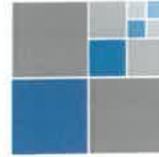


F2E

A.6 Abkürzungen und Formelzeichen

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

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



Dipl.-Ing.

THOMAS VENZLAFF

Prüfingenieur für Standsicherheit VPI
Massivbau + Metallbau

Dipl.-Ing. Thomas Venzlaff
Glasmeisterstraße 5 + 7, 14482 Potsdam

Landkreis Oberhavel
untere Bauaufsichtsbehörde
Adolf-Dechert-Straße 1
16515 Oranienburg

Potsdam, 06.12.2024

PRÜF-NR. 545/04336/24

PRÜFBERICHT-NR. 1

Gemäß § 66 Abs. 3 BbgBO i.V.m. § 13 BbgBauPrüfV ergeht folgender Prüfbericht:

- Bauvorhaben** Windpark Staffelde
Errichtung von 7 Windenergieanlagen,
Typ Enercon E160 - 5,56 MV, EnBW

- Standort** Staffelde, Flur 8, 20
16766 Kremmen, OT Staffelde

- Aktenzeichen uBAB**
BVS-Nummer 046/04336-24/0075
- Bauherr** EnBW Windkraftprojekte GmbH
Schelmenwasenstraße 15
70567 Stuttgart
- Entwurfsverfasser** EnBW Windkraftprojekte GmbH
Heiko Gensicke
Schiffbauerdamm 1
10117 Berlin
- Fachplaner** Behrens Ingenieurbüro GmbH
Sicherheit - Brandschutz -
Sachverständigentätigkeit
Leipziger Straße 14
14929 Treuenbrietzen
- Anrechenbarer Bauwert** Nach Zeitaufwand
- Bauwerksklasse** 4

pL-2024-04336-001.odt

Seite 1/4

Dipl.-Ing. Thomas Venzlaff ■ Glasmeisterstraße 5 + 7, 14482 Potsdam ■ Tel 0331/7476140 ■ Fax 0331/7476180 ■ info@drzautf.de ■ www.drzautf.de

7. Folgende angekreuzte Nachweise wurden geprüft

- Standsicherheit mit den dazugehörigen Zeichnungen
- Ausführungszeichnungen, Elementpläne des Fertigteilverbaus sowie Werkstattzeichnungen des Metall- und Holzbaus

8. Feststellungen und Besonderheiten

8.1 In folgende Unterlagen der Typenprüfung Turm und Fundamente – Hybridturm E-160 EP5 E3-HT-166-ES-C-01, Windenergieanlage ENERCON E-160 EP5 E3 Varianten R0 und R1, Rotorblatt Typ LM 78.3 P, Nabenhöhe 166,7 m, Windzone S, Bescheid Nr.: 3443492-3-d Rev. 7 wurde Einsicht genommen:

- Prüfbescheid für eine Typenprüfung Windenergieanlage ENERCON Hybridturm, E-160 EP5 E3-HT-166-ES-C-01 (Bögl E21), Windenergieanlage ENERCON E-160 EP5 E3, Varianten R0 und R1, 166 m Nabenhöhe, Windzone S
Prüfnummer: 3443492-1-d Rev. 4
Geltungsdauer: 12.10.2026
- Prüfung der Standsicherheit – Flachgründung Turm E-160 EP5 E3-HT-166-ES-C-01 (Bögl E21), Varianten R0 und R1, Fundament: Fg Ø = 24,00 m, Windzone S vom 26.06.2024
Prüfnummer: 3443492-20-d Rev. 5
Geltungsdauer: 12.10.2026
- Plan-Nr. DE_E21_001_XX_X Index g Übersicht Gesamtturm 166 m NH vom 17.05.2024
- Plan-Nr. DE_E21_022_XX_X Index c Übersicht Stahlturm 166 m NH vom 12.01.2023
- Plan-Nr. DE_E21_005_XX_X Index f Schalplan Fundament D=24,0 m vom 14.07.2023
- Plan-Nr. DE_E21_006_XX_X Index j Bewehrungsplan Fundament D=24,0 m vom 22.04.2024

8.2 Folgende Unterlagen lagen zur Einsichtnahme vor:

- Amtlicher Lageplan Blatt 1: WEA 01, WEA 02
Blatt 2: WEA 03, WEA 04, WEA 07
Blatt 3: WEA 05, WEA 06 vom 14.09.2023
- Gutachten zur Standorteignung von WEA am Standort Staffelde,
Referenz-Nr. 2024-G-079-P3-R2 vom 23.08.2024

8.3 Die bautechnische Prüfung ist noch nicht abgeschlossen und wird entsprechend dem Planungsstand fortgesetzt. Die noch fehlenden bautechnischen Unterlagen, insbesondere:

- Bodengutachten

ist zur Prüfung einzureichen. Die Bauausführung ist nur insoweit zulässig, wie sie dem Prüfverlauf nicht vorgreift.

- 8.4 Bei dem Bauvorhaben wird Beton der Überwachungsklasse 2 gemäß DIN 1045-3:2012-03, Tabelle NA.1 eingebaut.

Der Einbau des Betons ist gemäß Anhang ND durch eine anerkannte Überwachungsstelle zu überwachen. Die Ergebnisse sind in einem Überwachungsbericht festzuhalten. Die Berichte sind auf der Baustelle aufzubewahren und mir auf Verlangen vorzulegen. Der Endbericht der Überwachungsstelle ist mir spätestens zum Zeitpunkt der Rohbaufertigstellung zur Einsichtnahme vorzulegen.

- 8.5 Die zu schweißenden Stahlbauteile dürfen nur dann eingebaut werden, wenn vom Hersteller ein Konformitätszertifikat nach EN 1090-1 sowie ein Schweißzertifikat nach EN 1090-2 vorgelegt worden ist. Das Zertifikat muss die Qualifizierung des Herstellers für die geforderte Ausführungsklasse EXC3 sowie die verwendeten Grundwerkstoffe bestätigen.

9. Prüfergebnis

- 9.1 Die bautechnische Prüfung erfolgte auf der Grundlage der BbgBauPrüfV vom 10.09.2008, zuletzt geändert am 13.03.2023. Gemäß § 12 und 13 BbgBauPrüfV wird unter Beachtung der Feststellungen und Besonderheiten nach Punkt 8 und der Hinweise nach Punkt 10 festgestellt, dass der Prüfungsgegenstand den bautechnischen Bestimmungen entspricht.
- 9.2 Gegen bauvorbereitende Maßnahmen (z.B. Baufeldfreimachung, Erdarbeiten) und das Ausheben der Baugrube bestehen keine Einwände. Weiterführende Bauarbeiten bedürfen mit Verweis auf die noch fehlenden Ausführungszeichnungen und Prüfbemerkungen gemäß Punkt 8 einer gesonderten Zustimmung.

10. Hinweise

- 10.1 Die Überprüfung der Bauausführung gemäß § 82 Abs. 2 BbgBO in Verbindung mit § 13 Abs. 6 BbgBauPrüfV wird von mir durchgeführt. Folgende Termine sind bei mir unter der Telefonnummer **0331 74761245** bzw. **0331 7476140** rechtzeitig anzumelden:
- Abnahmen der konstruktiven Bauteile
 - Rohbau- und abschließende Fertigstellung der baulichen Anlage
- 10.2 Der Bauherr hat den Zeitpunkt des Baubeginns der Bauaufsichtsbehörde gemäß § 72 Abs. 5 BbgBO anzuzeigen.
- 10.3 Die Ausführung der Bauarbeiten hat ausschließlich nach von mir geprüften und vom Tragwerksplaner freigegebenen Ausführungsunterlagen zu erfolgen. Die mit den entsprechenden Freigabevermerken versehenen Bauvorlagen und Ausführungszeichnungen sowie die Baugenehmigung und der Baufreigabebeschein müssen gemäß § 72 Abs. 7 BbgBO auf der Baustelle vorliegen.
- 10.4 Die 1. Ausfertigung der geprüften Unterlagen verbleibt in meinem Büro.

11. Ich versichere, dass ich die Bestimmungen der BbgBO und der BbgBauPrüfV beachtet habe und die Überprüfung der Bauausführung gemäß § 82 Abs. 2 BbgBO durchführen werde.

Dipl.-Ing. Thomas Venzlaff



Verteiler:

Bauherr

Entwurfsverfasser

Fachplaner

16.1.5 Anlagenwartung

Fernüberwachung

Standardmäßig sind alle ENERCON Windenergieanlagen über das ENERCON SCADA System mit der regionalen Serviceniederlassung verbunden. Diese kann jederzeit die Betriebsdaten von jeder Windenergieanlage abrufen und ggf. sofort auf Auffälligkeiten und Störungen reagieren.

Auch alle Statusmeldungen werden über das ENERCON SCADA System an eine Serviceniederlassung gesendet und dort dauerhaft gespeichert. Nur so ist gewährleistet, dass alle Erfahrungen aus dem praktischen Langzeitbetrieb in die Weiterentwicklung der ENERCON Windenergieanlagen einfließen können.

Die Anbindung der einzelnen Windenergieanlagen läuft über den ENERCON SCADA Server, der üblicherweise in der Übergabestation oder in dem Umspannwerk eines Windparks aufgestellt wird. In jedem Windpark ist ein ENERCON SCADA Server installiert.

Auf Wunsch des Betreibers kann die Überwachung der Windenergieanlagen von einer anderen Stelle übernommen werden.

Wartung

Um den dauerhaft sicheren und optimalen Betrieb der Windenergieanlage sicherzustellen, muss diese in regelmäßigen Abständen gewartet werden.

Die Windenergieanlagen werden regelmäßig, je nach Anforderung mindestens einmal jährlich, gewartet.

Bei der Wartung werden alle sicherheitsrelevanten Komponenten und Funktionen geprüft, z. B. die Rotorblattverstellung, die Windnachführung, die Sicherheitssysteme, das Blitzschutzsystem, die Anschlagpunkte und die Sicherheitssteigleiter. Die Schraubverbindungen an den tragenden Verbindungen (Hauptstrang) werden geprüft. Alle weiteren Komponenten werden einer Sichtprüfung unterzogen, bei der Auffälligkeiten und Schäden festgestellt werden. Verbrauchte Schmierstoffe werden nachgefüllt.

Die Wartungsintervalle und Wartungsumfänge können je nach regionalen Richtlinien und Normen abweichen.

Häufigkeit

Jährlich finden eine Mechanische Wartung, eine Sichtwartung, eine Fettwartung und eine Elektrische Wartung statt. Diese Wartungen sind über das Jahr verteilt, so dass die Windenergieanlage einmal je Quartal gewartet wird. Die erste Wartung wird 300 Betriebsstunden nach der Inbetriebnahme durchgeführt.

Sichtwartung

Bei der Sichtwartung wird die Windenergieanlage wie bei den anderen Wartungen auch auf Schäden (z. B. beschädigte Leitungen oder Rotorblätter) untersucht und auf ungewöhnliche Betriebsgeräusche (z. B. Lagergeräusche) abgehört.

Fettwartung

Bei der Fettwartung werden zusätzlich zur Sichtwartung Schmierkomponenten aufgefüllt bzw. ersetzt und Dichtungen geschmiert.

Mechanische Wartung

Bei der Mechanischen Wartung wird zusätzlich zur Fettwartung u. a. Folgendes gesichtet bzw. geprüft:

Schraubverbindungen (insbesondere der Rotorblätter) und Schweißnähte

Anzugsmomente (300-h-Wartung)

Azimut- und Blattverstellgetriebe

Sicherheitssteigleitern

Turmkühlungssystem

tragende Teile

Rotorbremse

Rotorblätter (Sichtprüfung vom Gondeldach aus)

Elektrische Wartung

Bei der Elektrischen Wartung wird u. a. Folgendes gesichtet bzw. geprüft:

Sensoren, Melder, Messgeräte, Taster, Schalter und Sicherungen

Schattenabschaltung und Schalloptimierung (ausstattungsabhängig)

Überdrehzahlshalter und Notverstellung

Transmission (ausstattungsabhängig)

Azimet- und Blattwinkelgenauigkeit

Startvorgang und Softwarestand

Freigabe- und Sicherheitskreise

Kabel und Verbindungen

Blitzschutz und Erdung

16.1.6 Zuwegung, Kabelverbindung, Kranstellfläche

Es wird auf die Pläne/Anlagen im Kapitel 2.6 verwiesen - siehe Anhang 2.6.1 und 2.6.3

Anlagen:

- 16.1.6_Technische Spezifikation_Zuwegung und Baustellenflächen.pdf

Technische Spezifikation

Zuwegung und Baustellenflächen

ENERCON Windenergieanlage

E-160 EP5 E3

166 m Hybridturm

Herausgeber ENERCON GmbH ▪ Dreekamp 5 ▪ 26605 Aurich ▪ Deutschland
Telefon: +49 4941 927-0 ▪ Telefax: +49 4941 927-109
E-Mail: info@enercon.de ▪ Internet: http://www.enercon.de
Geschäftsführer: Dr. Jürgen Zeschky, Dr. Martin Prillmann, Dr. Michael Jaxy
Zuständiges Amtsgericht: Aurich ▪ Handelsregisternummer: HRB 411
Ust.Id.-Nr.: DE 181 977 360

Urheberrechtshinweis Die Inhalte dieses Dokuments sind urheberrechtlich sowie hinsichtlich der sonstigen geistigen Eigentumsrechte durch nationale und internationale Gesetze und Verträge geschützt. Die Rechte an den Inhalten dieses Dokuments liegen bei der ENERCON GmbH, sofern und soweit nicht ausdrücklich ein anderer Inhaber angegeben oder offensichtlich erkennbar ist.

Die ENERCON GmbH räumt dem Verwender das Recht ein, zu Informationszwecken für den eigenen, rein unternehmensinternen Gebrauch Kopien und Abschriften dieses Dokuments zu erstellen; weitergehende Nutzungsrechte werden dem Verwender durch die Bereitstellung dieses Dokuments nicht eingeräumt. Jegliche sonstige Vervielfältigung, Veränderung, Verbreitung, Veröffentlichung, Weitergabe, Überlassung an Dritte und/oder Verwertung der Inhalte dieses Dokuments ist – auch auszugsweise – ohne vorherige, ausdrückliche und schriftliche Zustimmung der ENERCON GmbH untersagt, sofern und soweit nicht zwingende gesetzliche Vorschriften ein Solches gestatten.

Dem Verwender ist es untersagt, für das in diesem Dokument wiedergegebene Know-how oder Teile davon gewerbliche Schutzrechte gleich welcher Art anzumelden.

Sofern und soweit die Rechte an den Inhalten dieses Dokuments nicht bei der ENERCON GmbH liegen, hat der Verwender die Nutzungsbestimmungen des jeweiligen Rechteinhabers zu beachten.

Geschützte Marken Alle in diesem Dokument ggf. genannten Marken- und Warenzeichen sind geistiges Eigentum der jeweiligen eingetragenen Inhaber; die Bestimmungen des anwendbaren Kennzeichen- und Markenrechts gelten uneingeschränkt.

Änderungsvorbehalt Die ENERCON GmbH behält sich vor, dieses Dokument und den darin beschriebenen Gegenstand jederzeit ohne Vorankündigung zu ändern, insbesondere zu verbessern und zu erweitern, sofern und soweit vertragliche Vereinbarungen oder gesetzliche Vorgaben dem nicht entgegenstehen.

Dokumentinformation

Dokument-ID	D02284867/4.1-de
Vermerk	Originaldokument
Vertraulichkeit	NUR ZUR PROJEKT-INTERNEN VERWENDUNG

Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2023-08-21	de	EC	ENERCON Global GmbH / Site Logistics & Processes

NUR ZUR PROJEKT-INTERNEN VERWENDUNG

Mitgeltende Dokumente

Der aufgeführte Dokumenttitel ist der Titel des Sprachoriginals, ggf. ergänzt um eine Übersetzung dieses Titels in Klammern. Die Titel von übergeordneten Normen und Richtlinien werden im Sprachoriginal oder in der englischen Übersetzung angegeben. Die Dokument-ID bezeichnet stets das Sprachoriginal. Enthält die Dokument-ID keinen Revisionsstand, gilt der jeweils neueste Revisionsstand des Dokuments. Diese Liste enthält ggf. Dokumente zu optionalen Komponenten.

Übergeordnete Normen und Richtlinien

Dokument-ID	Dokument
DIN 18134	Baugrund - Versuche und Versuchsgeräte - Plattendruckversuch
DIN 4017	Baugrund - Berechnung des Grundbruchwiderstands von Flachgründungen
DIN 4019:2015	Baugrund - Setzungsberechnungen

Zugehörige Dokumente

Dokument-ID	Dokument
D02108591	Baustellenordnung
D02141655	Nutzung von Flächen auf dem Fundament

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	7
2	Montage der WEA	8
2.1	Anlieferung des Turms und der Anlagenkomponenten	8
2.2	Montage des Turms	8
2.3	Montage der Gondel	8
3	Krantechnik	9
3.1	Eingesetzte Krantechnik	9
3.2	Aufbau des Krans mit Gittermast	9
4	Transport und Logistik	10
4.1	Generelles	10
4.2	Aufbau- und Logistikkonzept	10
5	Zuwegung	11
5.1	Trassierung	11
5.1.1	Kreuzungs- und Kurvenbereiche	13
5.1.2	Kuppen, Wannen und Steigungen	14
5.1.3	Lichttraumprofil	15
5.2	Aufbau der Zuwegung	16
5.2.1	Seitliches Gefälle: Scheitel und Überhöhung	17
5.2.2	Klassifizierung der Straßen	18
5.2.3	Anforderungen	19
5.2.4	Untergrund und Oberbau	20
5.2.4.1	Verdichtungs- und Tragfähigkeitsanforderungen	20
5.2.4.2	Untergrund und Erdreich	21
5.2.4.3	Tragschicht	21
5.2.4.4	Deckschicht	22
6	Baustellenflächen	23
6.1	Arbeitsbereich am WEA-Standort	23
6.1.1	Baufläche	26
6.1.1.1	Material	27
6.1.1.2	Baugrund und Erdreich	27
6.1.1.3	Kranstellfläche	28
6.1.1.4	Montagefläche	29
6.1.1.5	Lagerfläche	30
6.1.1.6	Arbeitsebene (falls erforderlich)	30
6.1.2	WEA-Standorte in Waldgebieten	32
6.2	Kranauslegermontagefläche	33

6.3	Optionale Rotorblattlagerfläche im Windpark	34
6.4	Zentrale Anlaufstelle	35

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzungen

CM	Construction Manager (Gesamtbauleiter)
GOK	Geländeoberkante
GPM	General Project Manager (Gesamtprojektleiter)
GST	Großraum- und Schwertransport
MST	Modularer Stahlturm
WEA	Windenergieanlage

Größen, Einheiten, Formeln

D_{Pr}	Verdichtungsgrad nach Proctorversuch
E_{V1}	Errechneter Verformungsmodul des ersten Belastungszyklus eines statischen Plattendruckversuchs
E_{V2}	Errechneter Verformungsmodul des zweiten Belastungszyklus eines statischen Plattendruckversuchs

1 Einleitung

Sorgfältige Planung und Ausführung der Baustelleninfrastruktur sind die Basis für die wirtschaftliche Abwicklung der Baustelle. Die Transportwege und Baustellenflächen im Windpark müssen einen sicheren und wirtschaftlichen Baustellenverkehr gewährleisten. Eine störungsfreie Funktionalität ist über den gesamten Nutzungszeitraum sicherzustellen.

Abweichungen aus dieser Spezifikation können sich auf das Aufbau- und Logistikkonzept auswirken. Dies führt zu Mehrkosten, längeren Bauzeiten und ggf. Verzögerungen im Projektverlauf. Sollte es zu Abweichungen von den hier beschriebenen Standards kommen, sind diese mit dem ENERCON GPM abzustimmen. Für Standards aus dieser Spezifikation, die aus topografischen Gründen ggf. nicht umsetzbar sind, kann eine Alternativlösung von ENERCON angeboten werden. Diese ist über den ENERCON GPM zu beauftragen. Die daraus entstehenden Mehrkosten gehen zu Lasten des Auftraggebers.

Diese Spezifikation gilt für den Transport sowie Aufbau mit einem Standard-Großkran einer WEA mit der Turmbezeichnung:

- E-160 EP5 E3-HT-166-ES-C-01

Diese Spezifikation beschreibt die Anforderungen an Zuwegung und Baustellenflächen für die Windparkinfrastruktur. Neben diesen Informationen müssen auch die folgenden Dokumente in die Planung einbezogen werden.

- Fundamentdatenblatt der zutreffenden Gründungsvariante des Turmtyps
- Technische Beschreibung des Turmtyps
- Datenblätter zu Gewichten und Abmessungen des Turmtyps, der Gondel und der Rotorblätter
- D02108591 „Baustellenordnung“

2 Montage der WEA

Der Aufbau der WEA erfolgt in mehreren Abschnitten: Fundamentbau, ggf. Tiefgründung und Aufbau und Montage des Turms und der Gondel. Um wirtschaftlich zu handeln und die Fertigstellung der WEA in möglichst kurzer Zeit zu realisieren, werden je nach Windparkgröße projektbezogene Aufbaukonzepte entwickelt. Somit können die Arbeitsschritte, wie in den folgenden Unterkapiteln beschrieben, im Windpark parallel durchgeführt werden.

2.1 Anlieferung des Turms und der Anlagenkomponenten

Die Anlieferung erfolgt abhängig vom Aufbaukonzept auf die dafür vorgesehene Baustellenfläche. Der Turm und die Anlagenkomponenten werden vorab geliefert. Die Lagerung erfolgt nach einem festgelegten Stauplan. Die benötigten Flächen sind exakt nach dieser Spezifikation zu dimensionieren und zu errichten.

2.2 Montage des Turms

Abhängig von Turmtyp und Aufbaukonzept kann die Montage auf verschiedene Arten erfolgen. Je nach Turmtyp kann ggf. eine Vormontage nötig sein, die in einem separaten Gewerk direkt auf der vorgesehenen Stellfläche durchgeführt wird. Die vormontierten Sektionen werden auf der Baufläche zwischengelagert oder direkt nach der Vormontage montiert. Die Turmmontage erfolgt je nach Aufbaukonzept und Turm mit geeigneter Krantechnik.

2.3 Montage der Gondel

Die Gondelkomponenten werden direkt zu den vorgesehenen Stellflächen (z. B. Montagefläche) geliefert. Nach Abschluss der Vormontage wird die vormontierte Gondel mit der vorgesehenen Krantechnik eingehoben und auf dem Turm montiert.

3 Krantechnik

3.1 Eingesetzte Krantechnik

Die Auswahl der jeweiligen Krantypen erfolgt bei der Planung des Windparkkonzepts. Die max. zulässige Bodenpressung unterhalb der Kranketten bzw. Kranpratzen wird mit Lastverteilungsplatten begrenzt und ist durch geotechnische Berechnungen nachzuweisen. Beim Einsatz von Raupenkrantechnik ist es u. a. möglich, eingerüstet von Standort zu Standort zu fahren. Dazu müssen vorab auf der Krantrasse die Tragfähigkeit des Bodens und das Lichtraumprofil geprüft werden.

3.2 Aufbau des Krans mit Gittermast

Zur Anlagenerrichtung wird ein Kran mit Gittermast verwendet. Diese Krantechnik stellt besondere Anforderungen an die Kranstellfläche und benötigt ausreichend Platz zur Gittermastmontage. Das Grundgerät und die einzelnen Kranteile (z. B. Gittermaststücke, Ballast, Anbauteile) werden in der benötigten Anzahl von LKW-Transporten in den Windpark geliefert. Die Anzahl der LKW-Transporte ist abhängig von Krantyp und Mastlänge. Der Aufbau des Krans mit Gittermast erfolgt in folgenden Einzelschritten:

- Anlieferung des Grundgeräts inklusive Hilfskrane
- Ausrichtung des Grundgeräts auf der Kranstellfläche
- Positionierung Superlift-Ballast
- Gittermastmontage

Für die Gittermastmontage wird die vorhandene Zuwegung zur Kranstellfläche genutzt. Ist diese nicht nutzbar, ist eine temporäre Behelfsstraße erforderlich. Die technischen Rahmenbedingungen zur Kran- und Auslegermontage werden in diesem Dokument erläutert.

4 Transport und Logistik

4.1 Generelles

Für den Aufbau einer WEA wird eine große Anzahl an Schwertransporten benötigt. Diese Schwertransporte werden für die Anlieferung der Turm- und Anlagenkomponenten, der Krantechnik, für Baugrundverbesserungsmaßnahmen und für den Fundamentbau nötig. Diese zum Teil genehmigungspflichtigen Schwertransporte unterliegen länderspezifischen und behördlichen Regelungen. Die daraus resultierenden max. Transportgewichte und Achslasten sind zu berücksichtigen.

4.2 Aufbau- und Logistikkonzept

Für größere Windparks, aber auch für WEA an Standorten mit besonderen Anforderungen (z. B. Industriegelände, Deichstandorte, Bergstandorte), werden spezielle Aufbau- und Logistikkonzepte angewendet. Um eine optimale Projektabwicklung zu ermöglichen, sind die örtlichen Gegebenheiten direkt in das Konzept einzubinden. Je nach WEA-Typ, Aufbau- und Logistikkonzept werden zusätzliche Flächen benötigt z. B. eine Logistikfläche und/oder Rotorblattlagerfläche. Die logistischen Mehrkosten trägt der Auftraggeber. Vertraglich vereinbarte Termine müssen ggf. vom Auftragnehmer angepasst werden.

5 Zuwegung

Die Zuwegung innerhalb des Windparks ist ein integraler Bestandteil zur Versorgung der jeweiligen WEA-Standorte mit Material. Weiterhin gewährleistet die Zuwegung die Kranbewegungen im Windpark. Die Zuwegung dient über den gesamten Projektverlauf als Zufahrt für alle Transportarten. Daneben wird die Zuwegung auch für den Service und den Rückbau der WEA benötigt. Das Zuwegungs- und Baustellenflächenkonzept sowie die Bauausführung werden entsprechend dieser Spezifikation ausgelegt.

5.1 Trassierung

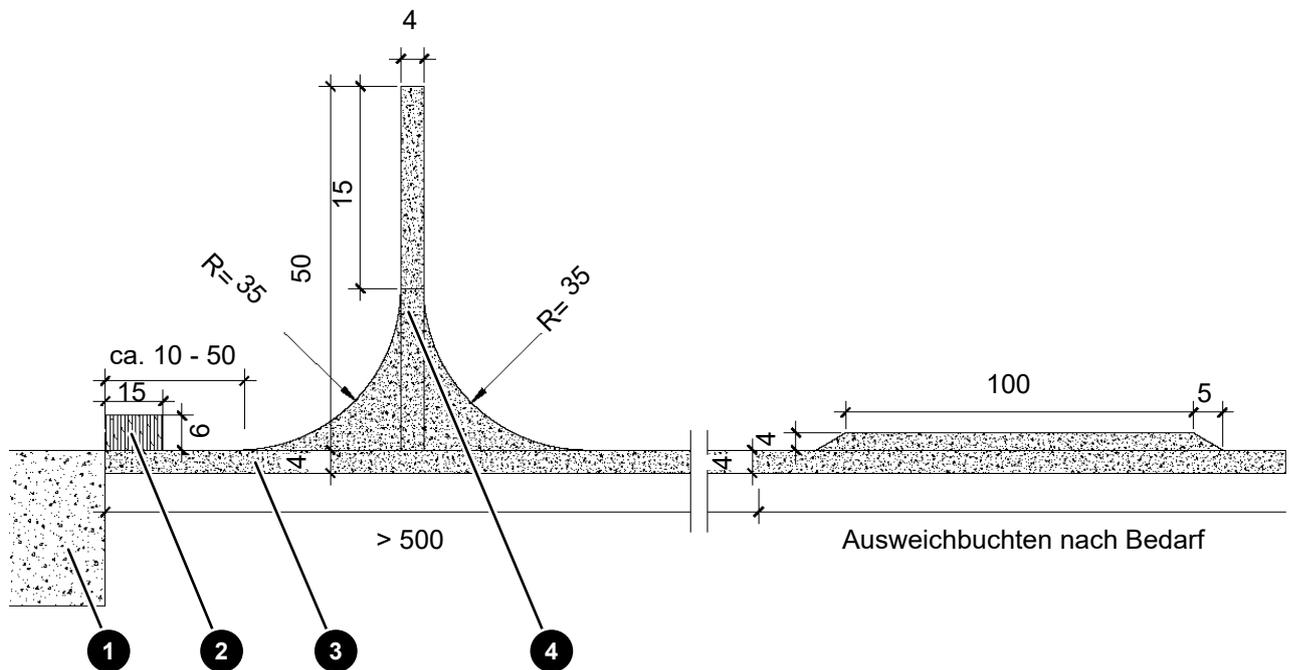


Abb. 1: Trassierungselemente (alle Maßangaben in Meter)

1	Kranstellfläche	2	Parkfläche
3	Zuwegung	4	Wendefläche

Der Einsatz von Groß- und Schwerlasttransporten stellt besondere Anforderungen an die interne Windparkzuwegung, an Kreuzungs- und Kurvenbereiche, die Windparkeinfahrten und die öffentlichen Straßen.

Trassierungselemente

Größtenteils werden zur Komponentenlieferung Transportkombinationen mit Überbreite und hohem Gesamtgewicht eingesetzt. Aufgrund des enormen Transportaufwands und der Transportkosten wird die Trassierung der windparkinternen Zuwegungen kurz und geradlinig geplant. Die Streckenführung wird so gewählt, dass ein Rückwärtsfahren von Schwertransporten im beladenen Zustand vermieden wird. Befinden sich WEA-Standorte in einer Sackgassenlage, deren Zuwegung eine Länge von 500 m überschreitet, werden diese mit einer Wendefläche für Leertransporte versehen. Die Wendefläche hat eine Länge von min. 50 m. Je nach Örtlichkeit können Wendeflächen

auch in kürzeren Abständen (unter 500 m) nötig sein. Diese Notwendigkeit wird durch den ENERCON GPM festgelegt. Auf längeren Zuwegungen werden Ausweichmöglichkeiten bzw. Parkbuchten in ausreichender Anzahl und Länge in Absprache mit dem ENERCON GPM eingeplant, um fließenden Verkehr und freie Rettungswege zu gewährleisten.

Windparkeinfahrt Bei Windparkeinfahrten von öffentlichen Straßen ist es empfehlenswert, die ersten 50 m der Einfahrt zu asphaltieren. Somit wird eine Reifenselbstreinigung des Baustellenverkehrs ermöglicht. Je nach Anzahl der Zufahrten zum Windpark und der Anzahl der in den Park einfahrenden LKW können auch andere Optionen, wie Radwaschanlagen, geprüft werden. Die Notwendigkeit ist abhängig von den örtlichen Gegebenheiten in Absprache mit dem ENERCON GPM zu prüfen. Behördliche Vorgaben müssen beachtet werden.

Parkplätze für Langtransporte Im Windpark oder in unmittelbarer Nähe müssen eine oder mehrere Flächen ausgewiesen werden, auf denen min. 3 Langtransporte zwischengeparkt werden können. Damit wird gewährleistet, dass wartende Transportfahrzeuge den übrigen Baustellenverkehr nicht behindern. Zu den Langtransporten zählen Transporte von Rotorblättern oder Stahlsektionen von Türmen. Als Flächen eignen sich z. B. Ausweichbuchten.

Hindernisse im Trassenverlauf Sind im Trassenverlauf besondere Hindernisse zu queren, werden diese für den überlaufenden Verkehr deutlich sichtbar gemacht. Bei Überquerungen von Leitungen (z. B. Pipelines, Gasleitungen) erfolgt vorab eine Untersuchung zur Überfahrbarkeit. Das Untersuchungsergebnis wird dem ENERCON GPM zur Einsicht vorgelegt. Ebenfalls wird eine Genehmigung vom Leitungsbetreiber für das Überfahren eingeholt. Leitungen sind durch spezielle Überbauten konstruktiv zu sichern. Um einen Kontakt mit dem Baustellenverkehr zu vermeiden, werden unterquerte Freileitungen deutlich mit Höhenbegrenzungsmarkierungen gekennzeichnet (z. B. durch Holzgestelle).

5.1.1 Kreuzungs- und Kurvenbereiche

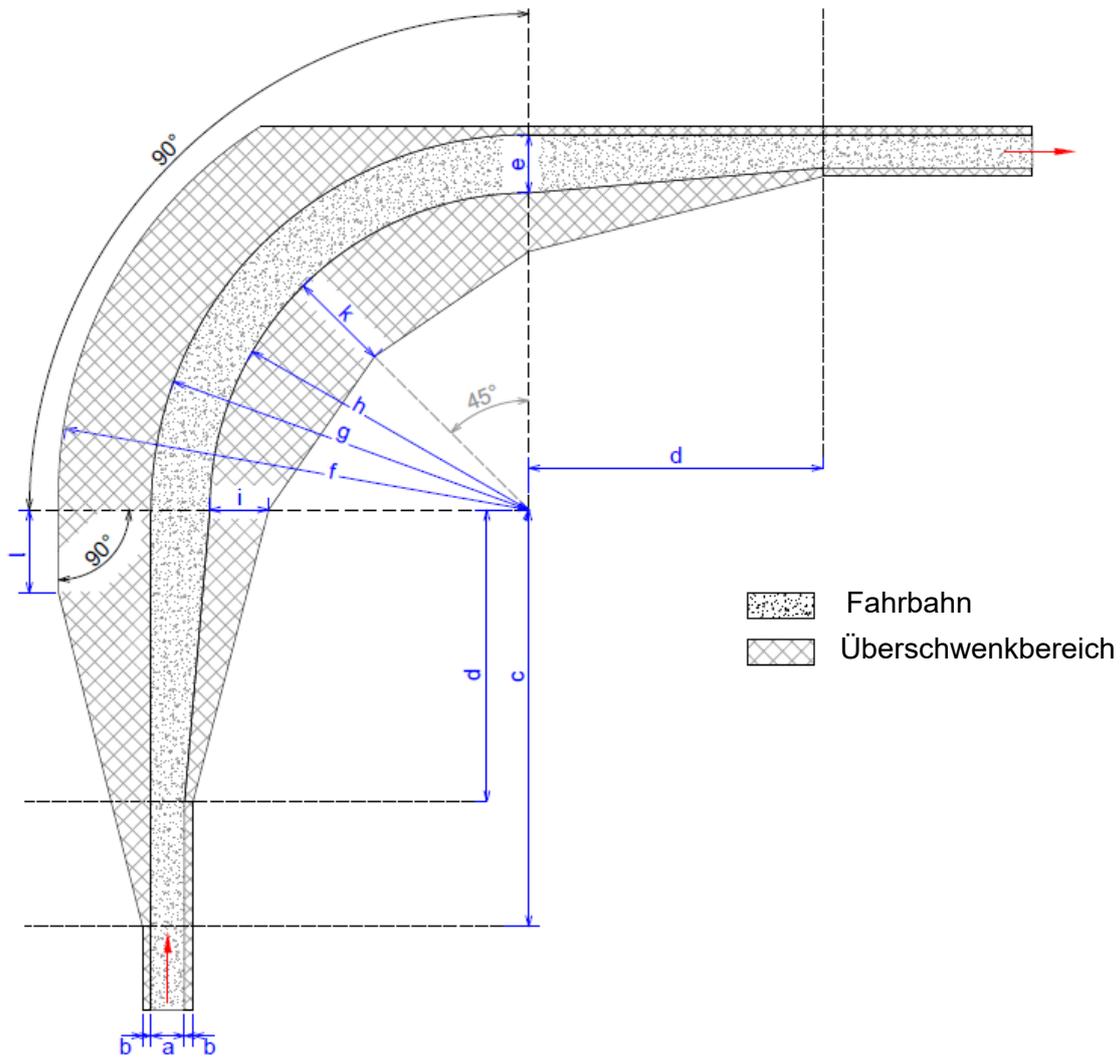


Abb. 2: 90-Grad-Kurve (Konstruktionsschema)

	90-Grad-Kurve	60-Grad-Kurve		90-Grad-Kurve	60-Grad-Kurve		
a	4 m		Befahrbare Breite der Fahrbahn auf Geraden	b	1,5 m	Seitlicher Überschwenkbereich inkl. Sicherheitsabstand	
c	60 m		Start Kurveneinfahrt äußerer Überschwenkbereich	d	40 m	Start Kurveneinfahrt innerer Überschwenkbereich	
e	7 m		Befahrbare Breite der Fahrbahn in Kurven	f	64 m	63 m	Außenradius äußerer Überschwenkbereich
g	50 m	50 m	Kurvenaußenradius	h	43 m	43 m	Kurveninnenradius
i	7 m	7 m	Maß 1 innerer Überschwenkbereich	k	13 m	11 m	Maß 2 innerer Überschwenkbereich
l	10 m	10 m	Maß 3 äußerer Überschwenkbereich				

NUR ZUR PROJEKT-INTERNEN VERWENDUNG

Maßgebend für die Dimensionierung der Kurven ist die längste Transportkombination. Die Kurven und Überschwenkbereiche werden gemäß den in der Zeichnung angegebenen Maßen konstruktiv realisiert. Wenn diese Vorgabe aufgrund der örtlichen Gegebenheiten nicht eingehalten werden kann, muss zwingend mit dem ENERCON GPM Rücksprache über eine Alternativlösung gehalten werden.

Überschwenkbereiche Transportkombinationen mit Tiefbett und/oder ausschwenkender Ladung müssen Kurven problemlos durchfahren können. Dazu müssen Hindernisse in den Überschwenkbereichen entfernt werden, wenn diese Hindernisse eine bestimmte Höhe überschreiten.

- Hindernisse im inneren Überschwenkbereich dürfen max. 0,15 m über das Niveau der Fahrbahn ragen.
- Hindernisse im äußeren Überschwenkbereich dürfen max. 1,25 m über das Niveau der Fahrbahn ragen.

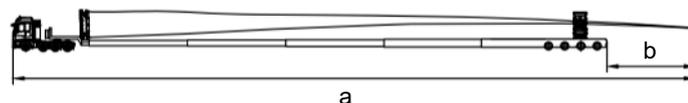


Abb. 3: Blatttransport Überhang

a	90 m	b	9-19 m
---	------	---	--------

5.1.2 Kuppen, Wannen und Steigungen

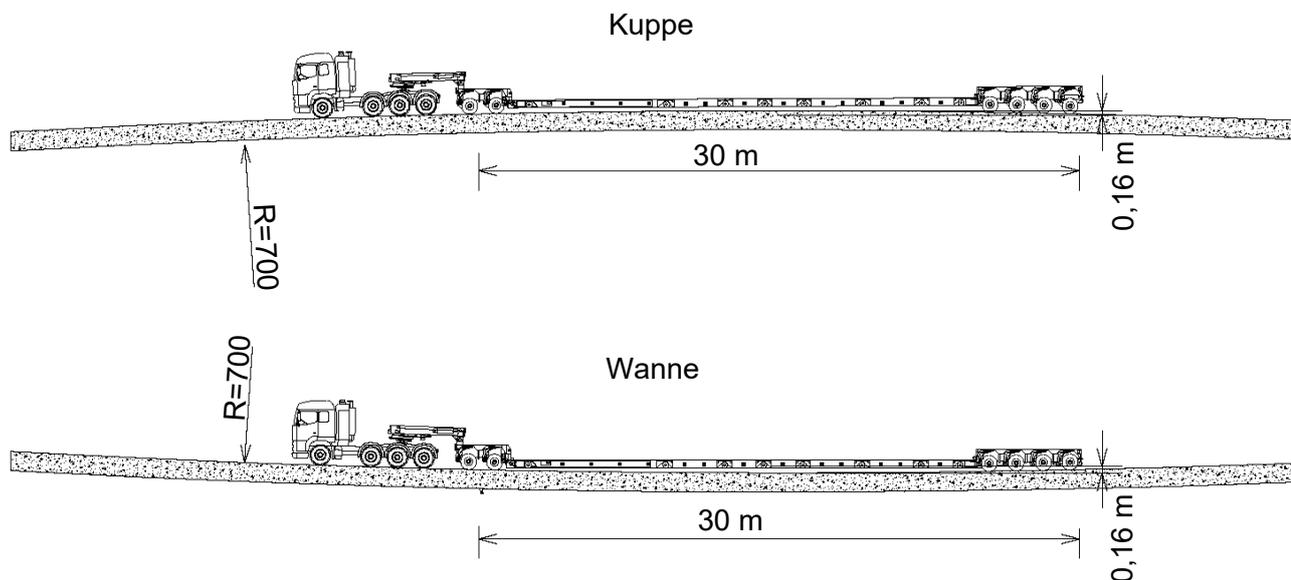


Abb. 4: Kuppe und Wanne, R=700 m

Für die Komponentenlieferung werden Fahrzeuge mit einer Gesamtlänge von bis zu 90 m eingesetzt. Für diese überlangen Transportkombinationen dürfen die Zuwegungen einen Kuppen- und Wannenhalbmesser von 700 m nicht unterschreiten. Somit wird ein Aufsetzen verhindert z. B. bei Tiefbett-Transportkombination.

In speziellen Fällen kann der Radius auf R=400 m verkleinert werden. Dies erfordert jedoch den Einsatz spezieller Transportkombinationen, die das Tiefbett auf eine Höhe von min. 45 cm anheben können. Der R=400 m entspricht einer Überhöhung (Kuppe) bzw. einer Absenkung (Wanne) von 0,26 m auf einer Länge von 30 m.

Steigungen bzw. Gefälle

Steigungen bzw. Gefälle auf der Zuwegung können nur bis zu einer max. Steigung von $\leq 12\%$ durch GST bewältigt werden. Ab einer Steigung von 7% wird eine gebundene Deckschicht (z. B. Asphalt, Beton) verbaut. Dadurch wird eine kraftschlüssige Traktion der Transportfahrzeuge ermöglicht. Im Einzelfall können Zughilfen erforderlich sein (Standorte im Hügelland, Gebirge). Dies wird vorab im Detail mit dem ENERCON GPM geklärt. Der ENERCON GPM muss die wirtschaftlichen und terminlichen Auswirkungen bewerten, die vom Auftragnehmer zu tragen sind.

Tab. 1: Anforderungen an das Längsprofil der Zuwegung

Parameter	Anforderung
Steigungen/Gefälle bei ungebundener Deckschicht	$\leq 7\%$
Steigungen/Gefälle bei gebundener Deckschicht	$\leq 12\%$
Steigungen innerhalb Kurven mit Seitenneigung	$\leq 4\%$
Bodenfreiheit der Transportfahrzeuge	0,10 m
Radius Bergkuppe/Talsohle	700 m

5.1.3 Lichtraumprofil

Für die GST muss ein bestimmtes Lichtraumprofil oberhalb der Zuwegung vorhanden sein. Mit der Einhaltung dieses Lichtraumprofils wird die ungehinderte Durchfahrt aller Transporte auf der Zuwegung sichergestellt. Dieser Bereich muss während der Baumaßnahmen frei von Hindernissen aller Art gehalten werden (z. B. von Bauwerken, Versorgungsleitungen, Masten, Bäumen und Ästen).

Das Lichtraumprofil kann je nach Land, Fahrzeugtechnik oder Anlieferungskonzept variieren. Sollte das vorgegebene Lichtraumprofil nicht umsetzbar sein, ist Rücksprache mit dem ENERCON GPM über eine Alternativlösung zu halten.

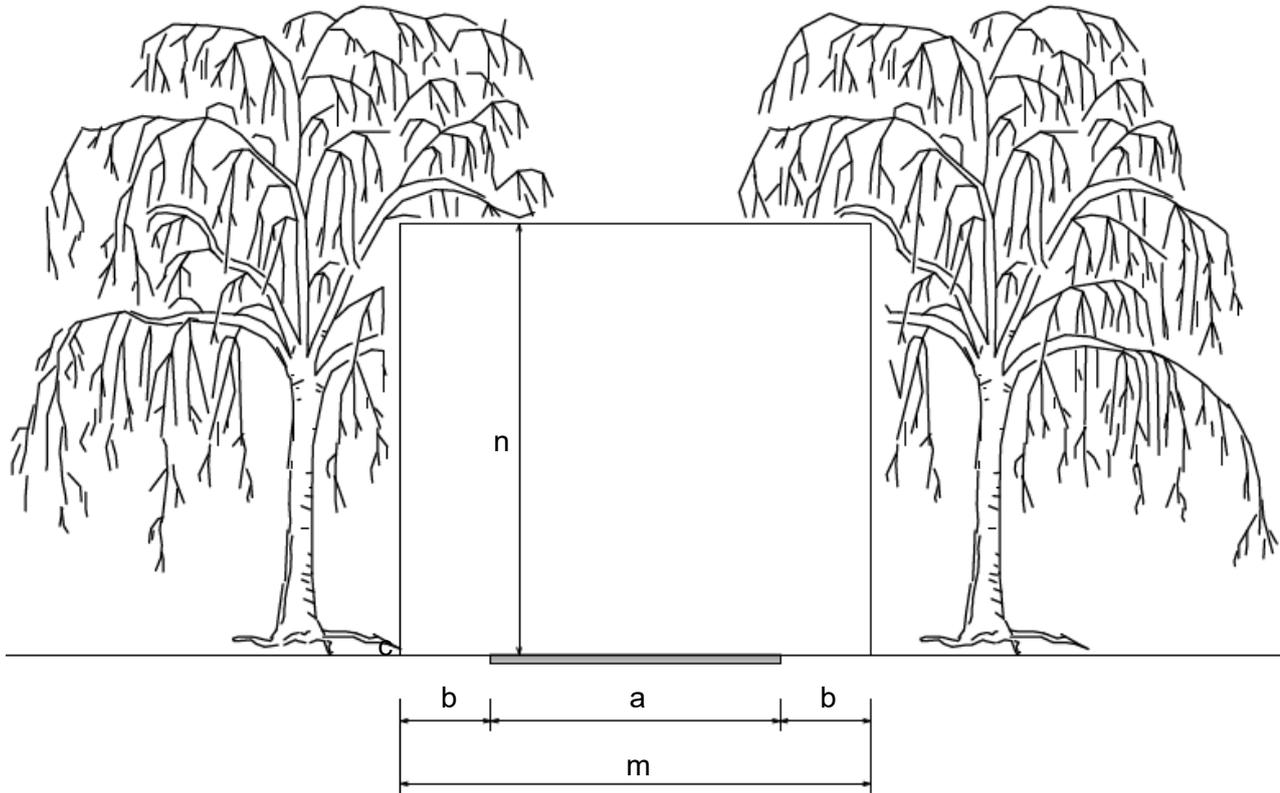


Abb. 5: Lichtraumprofil

a	4 m	Befahrbare Breite der Fahrbahn auf Geraden	b	1,5 m	Seitlicher Überschwenkbereich inkl. Sicherheitsabstand
m	7 m	Lichte Durchfahrtsbreite	n	4,8-6 m	Lichte Durchfahrts Höhe

5.2 Aufbau der Zuwegung

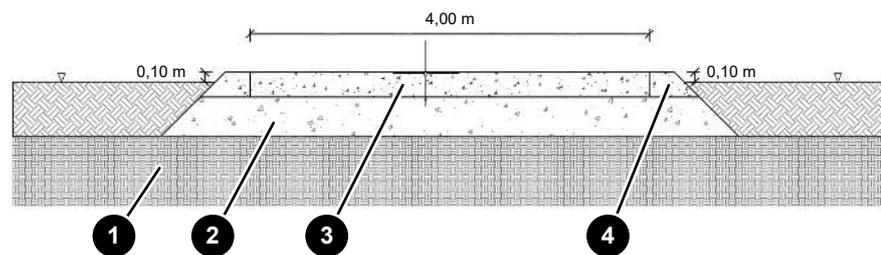


Abb. 6: Schematischer Aufbau der Zuwegung

1	Tragfähiger Untergrund	2	Tragschicht
3	Deckschicht	4	Seitenbereich (Bankett)

Die Deckschicht wird mit einer Querneigung oder einem Dachprofil profiliert. Somit ist eine Entwässerung zur Seite sichergestellt. Eine befahrbare Breite von 4 m ist sicherzustellen. Der Seitenbereich (Bankett) ist abhängig vom Baugrund und Lastabtragungswinkel der Tragschicht zu konstruieren.

Der tatsächliche konstruktive Aufbau wird anhand der vorherrschenden Bodenverhältnisse vom Straßenplaner bemessen und festgelegt und vor der Ausführung mit dem ENERCON GPM abgestimmt. Dabei ist eine befahrbare Breite der Zuwegung von 4 m sicherzustellen. Um den Lastabtrag zu gewährleisten, kann es zu einem verbreiterten Ausbau kommen.

5.2.1 Seitliches Gefälle: Scheitel und Überhöhung

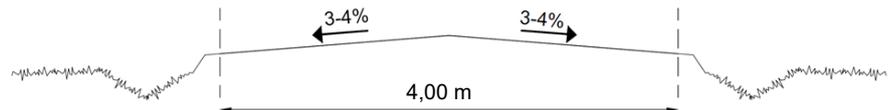


Abb. 7: Querneigung

Die Straßenoberfläche muss mit einer Überhöhung (abhängig von geraden oder gekrümmten Abschnitten) mit einer Neigung von 3-4 % gestaltet werden. Diese Querneigung der Straße sorgt dafür, dass Regenwasser von der Straßenoberfläche abfließt und verhindert Erosion, Schlaglochbildung und Spurrillen. Ist die Oberfläche der Straße gepflastert (Beton oder Asphalt), sollte ein Quergefälle von 2 % ausreichen, um die Entwässerung der Plattform zu gewährleisten. Auf geraden Straßen wird die seitliche Neigung als Überhöhung angelegt.

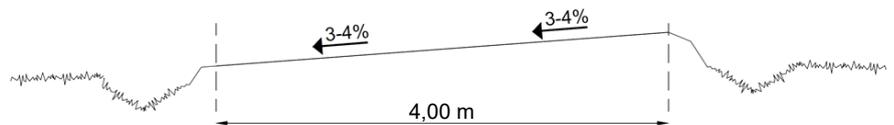


Abb. 8: Gefälle in Kurven

In Kurven wird eine seitliche Neigung in Form einer Überhöhung angebracht, um den Verkehrsteilnehmern das Befahren der Kurve zu erleichtern. Durch die Überhöhung wird die gesamte Straßenoberfläche in eine Richtung geneigt, sodass Wasser über die Straßenbreite als Schwallwasser zum Straßenrand abfließt.

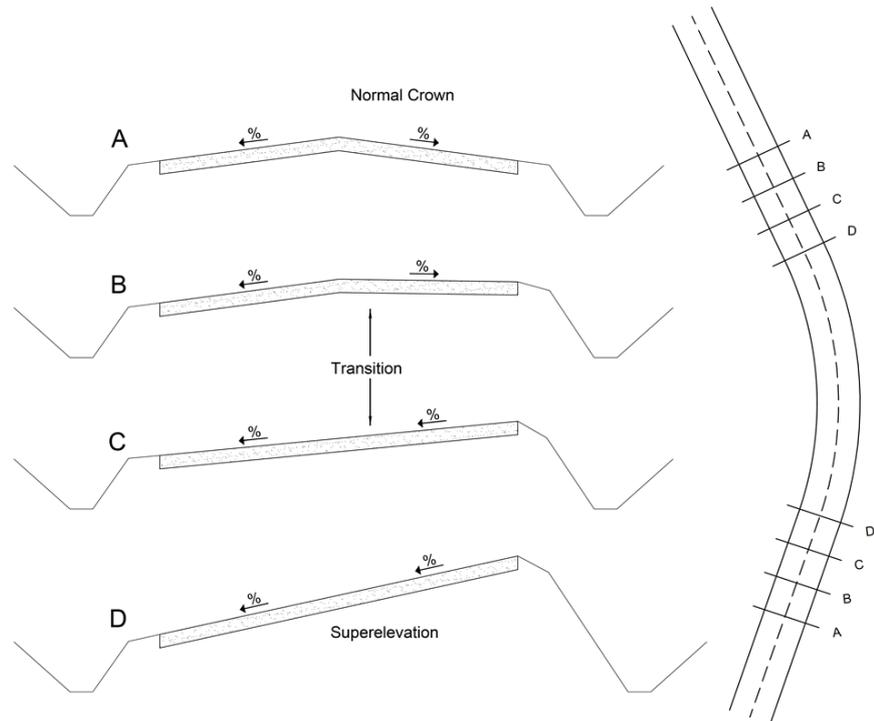


Abb. 9: Übergänge in Kurven

Beim Übergang von einem geraden Abschnitt zu einem Kurvenabschnitt muss der normale Scheitelquerschnitt herausgenommen werden und in einen überhöhten Querschnitt übergehen. Diese Form sollte über die gesamte Länge des Kurvenabschnitts gleichmäßig beibehalten werden. Sobald der Kurvenabschnitt beendet ist und ein neuer gerader Abschnitt beginnt, ist wieder ein sanfter seitlicher Neigungsübergang erforderlich. Dadurch kann die Oberfläche von der Überhöhung (höherer Punkt des Querschnitts an der Außenseite der Kurve) zur Krone (höherer Punkt des Querschnitts auf der Straßenachse) übergehen. Bei Doppelkurven darf das seitliche Gefälle max. 2,5 % betragen. Die Torsion zwischen Zugfahrzeug und Auflieger/ Nachläufer darf 5 % nicht überschreiten. Sollte dies nicht umsetzbar sein, muss min. eine Fahrzeuglänge des längsten Fahrzeugs zwischen den Kurven geplant werden.

5.2.2 Klassifizierung der Straßen

Innerhalb des Windparks werden 3 Straßentypen nach dem Ausgangszustand der Straße und den für den Bau erforderlichen Arbeiten unterschieden. Alle 3 Straßentypen müssen die Anforderungen an Form, Festigkeit und Tragfähigkeit aus diesem Dokument erfüllen.

Bestehende Straßen in gutem Zustand

Bereits gebaute Straßen innerhalb des Windparks mit guten Oberflächen- und Querschnittbedingungen (ausreichende Tragfähigkeit, Seitenneigung und Rauheit) und einer befahrbaren Breite von min. 4 m. Bei Erfüllung dieser Parameter sind für diese Straßen keine zusätzlichen Arbeiten erforderlich. Die gängigen Erhaltungsarbeiten für das Straßennetz nach Beginn der Installationsphase sind obligatorisch.

Bestehende auszubauende Straßen	Bereits gebaute Straßen innerhalb des Windparks, die die Anforderungen an die Oberfläche, den Querschnitt oder die befahrbare Breite nicht erfüllen. Für diese Straßen sind zusätzliche Arbeiten zur Verbesserung der Straßenbedingungen erforderlich. Durch die Nutzung der vorhandenen Straßenplattform wird der Umfang der auszuführenden Arbeiten deutlich reduziert.
Neue Straßen	Neu zu bauende Straßen auf natürlichem Grund. Bei diesen Straßen müssen sämtliche Bauarbeiten durchgeführt werden: <ul style="list-style-type: none">■ Rodung■ Planierung■ Abtragen des Mutterbodens■ Erdarbeiten■ Angleichung der Schichten■ usw.

5.2.3 Anforderungen

Baugrunduntersuchung	Die bauliche Gestaltung der Zufahrtsstraße hängt von der Beschaffenheit des Untergrunds und der zu erwartenden Verkehrsbelastung ab. Der Baugrund muss durch Baugrundaufschlussbohrungen und Sondierungen ausreichend untersucht werden. Die Anzahl und die Tiefe der Sondierungen müssen vom geotechnischen Sachverständigen in Abhängigkeit von der Untergrundstruktur festgelegt werden. Der zu erwartende Schwerlastverkehr muss für jeden relevanten Straßenabschnitt abgeschätzt werden. Bei dieser Schätzung sind die Schwerverkehrsbelastungen pro WEA zu berücksichtigen, die durch den Bau der Straße und der befestigten Flächen, die Anlieferung der WEA-Komponenten und die Montage der WEA entstehen. Zudem muss auch die Anzahl der auf dem jeweiligen Straßenabschnitt betriebenen WEA berücksichtigt werden. Auf der Grundlage der Baugrunduntersuchungsergebnisse und der Verkehrsprognose wird die bauliche Gestaltung der Zufahrtsstraße festgelegt.
Gebrauchstauglichkeit	Die Zufahrtswege werden unter Berücksichtigung der zu erwartenden Verkehrsbelastungen mit ausreichender Tragfähigkeit angelegt, sodass sie während der gesamten Nutzungsdauer einsetzbar bleiben. Auch bei starken Regenfällen müssen die Gebrauchstauglichkeit und Tragfähigkeit gewährleistet sein. Es ist darauf zu achten, dass die Deckschicht dauerhaft frei von Schlaglöchern bleibt. Die max. Spurrillentiefe ist auf 7,5 cm begrenzt. Die Gestaltung der Baustellenbereiche muss auch eine Entwässerung der Zufahrtswege vorsehen. Bei Schneefall und Vereisung muss der Betreiber/Auftraggeber durch den Einsatz von Streu- und Schneeräumdiensten für sichere Arbeits- und Fahrbedingungen sorgen. Die Ausführungsplanung sowie alle Vorgaben zur Prüfung, zu Untersuchungen, Auswertungen und Nachweisen sind dem ENERCON GPM unaufgefordert zur Prüfung vorzulegen.

5.2.4 Untergrund und Oberbau

Um einen sicheren, funktionalen und kostengünstigen Verkehr während der Bauphase zu gewährleisten, müssen die folgenden geometrischen Anforderungen an den Straßenbau erfüllt werden.

Tab. 2: Mindestanforderungen an die Zuwegung

Parameter	Anforderung
Befahrbare Breite der Zuwegung	4 m
Max. zulässige Spurrillentiefe	7,5 cm
Seitenneigung der Zuwegung speziell in Kurven und an Steigungen	3-4 %
Seitenneigung der Zuwegung (nur auf geraden Strecken mit flacher Steigung/flachem Gefälle)	≤ 5 %
Max. Seitengefälle der Zuwegung (Kurvenabschnitte)	≤ 4 %
Höhe der Straßenoberfläche über dem natürlichen Boden	10 cm

5.2.4.1 Verdichtungs- und Tragfähigkeitsanforderungen

Um einen sicheren, funktionsfähigen und kostengünstigen Transport während der Bauphase zu gewährleisten, müssen folgende Anforderungen an die Tragfähigkeit der Straße erfüllt werden.

Tab. 3: Mindestanforderungen an die Zuwegung

Parameter	Anforderung
Max. Achslast	12 t
Max. Gesamtgewicht der Transportkombination	210 t
Deckschicht Verformungsmodul	$E_{V2} \geq 100 \text{ MN/m}^2$
Deckschicht Proctordichte	$D_{Pr} \geq 100 \%$
Tragschicht Verformungsmodul (falls erforderlich)	$E_{V2} \geq 80 \text{ MN/m}^2$
Tragschicht Proctordichte	$D_{Pr} \geq 100 \%$
Verhältnis E_{V2}/E_{V1}	≤ 2,3

Die Baufirma muss die vorgegebenen Verformungsmodul für jede eingebaute Schicht prüfen und dokumentieren. Werden die vorgegebenen Werte nicht erreicht, sind Verbesserungsmaßnahmen zu ergreifen. Ein statischer Plattendruckversuch an jeder eingebauten Schicht wird generell empfohlen.

Die geforderten Werte des zweiten Verformungsmoduls (E_{V2}) und des Verhältnisses E_{V2}/E_{V1} entsprechen den nach der deutschen Norm DIN 18134 durchgeführten Plattendruckversuchen. In diesem Dokument sind verschiedene Aspekte der zu erfüllenden Prüfung zusam-

mengefasst, wie z. B. Plattendurchmesser, max. Druck, Belastungsstufen, E_v -Berechnungsformel usw. Plattenbelastungsprüfungen, die nach verschiedenen Normen durchgeführt wurden, sind nicht direkt vergleichbar.

Je nach geotechnischem Gutachten muss auf der Zufahrtsstraße alle 200 bis 500 m ein statischer Plattendruckversuch durchgeführt werden. Statische Plattendruckversuche müssen auch an Übergängen von bestehenden Straßen zu Baustraßen, an Kreuzungen und Einmündungen durchgeführt werden.

Für bestehende Straßen in gutem Zustand wird empfohlen, die Tragfähigkeit der Straße durch Plattendruckversuche zu prüfen, wobei dieselben Anforderungen wie für die anderen Straßentypen gelten.

Folgende Punkte sind zu prüfen und die Ergebnisse zu protokollieren:

- Aufbau der Zuwegung (Material und Einbaustärke)
- Ausreichende Verdichtung des Baumaterials
- Tragfähigkeit der Zuwegung
- Tragfähigkeit von Brücken
- Tragfähigkeit von Durchlässen und Verrohrungen
- Abstände zu Gräben, Vertiefungen und Gewässern
- Abstände zu Kabeltrassen und Freileitungen
- Überfahrbarkeit von verlegten Leitungen (z. B. Pipelines)

Es kann sinnvoll sein (z. B. bei langen Verkehrswegen oder schlechtem Baugrund), die Zuwegung nicht auf Grundlage der vorgebenden Verformungsmodule, sondern aufgrund der Verkehrsbelastung unter Berücksichtigung der Achsübergänge zu bemessen.

Eine befahrbare Breite der Zuwegung von 4 m ist sicherzustellen. Je nach Lastabtrag und Baugrund kann ein verbreiteter Ausbau nötig sein.

5.2.4.2 Untergrund und Erdreich

Der tragfähige Baugrund ist die Grundlage für die Aufnahme der hohen Flächenpressungen, die durch außergewöhnliche Belastungen und die eingesetzten Kräne entstehen. Deshalb müssen der Oberboden und eventuelle Weichschichten bis zum Erreichen der ersten tragfähigen Schicht des natürlichen Bodens ausgehoben werden. Sind bindige und organische Böden nicht tragfähig, werden diese ausgetauscht oder durch Schichten aus geeignetem, verdichtetem Füllmaterial (z. B. Sand) ersetzt. Alternativ können auch andere technische Verfahren eingesetzt werden (z. B. Verpressen, Geogitter).

Die Tragfähigkeit des Untergrunds muss nachgewiesen werden. Der benötigte Lastausbreitungswinkel der geplanten Zuwegung wird beim Auskoffern der Straßenbreite mit einbezogen.

5.2.4.3 Tragschicht

Die Tragschicht der Zufahrtswege innerhalb des Windparks besteht aus losem Material wie Sand, Kies, Moräne, Schotter oder einer Mischung der genannten Materialien.

Der Anteil der feinen Gesteinskörnung darf 6 % der Gesamtmenge nicht überschreiten.

Das Schottermaterial für die Tragschicht enthält im Allgemeinen größere Steine und einen viel geringeren Anteil an Ton oder Feinmaterial als das Schottermaterial für die Deckschicht. Dies ist notwendig, um die für Tragschichten erforderliche Festigkeit und gute Entwässerungseigenschaften zu erreichen. In gleicher Weise benötigt Tragschichtmaterial niedrige Werte des Plastizitätsindex.

Die Verkehrslasten werden über diese Tragschicht auf den Untergrund übertragen. Die Tragschicht muss den klimatischen und mechanischen Belastungen standhalten. Das verwendete Material muss für den Straßenbau zugelassen sein. Die Sieblinie des verwendeten Materials muss den jeweils gültigen nationalen Vorschriften entsprechen. Die Eignung des Materials muss vor dem Einbau durch Vorlage von gültigen Prüfzeugnissen nachgewiesen werden. Die erforderliche Tragfähigkeit wird durch eine abgestufte Korngrößenverteilung gewährleistet und ist mit dem geotechnischen Sachverständigen abzustimmen.

Ziegelbruch wird als Schüttgut für die Tragschicht nicht genutzt. Das Material wird durch Feuchtigkeit zerrieben und verliert seine Festigkeit.

Die fachgerechte Verdichtung der Tragschicht ist lagenweise sicherzustellen.

5.2.4.4 Deckschicht

Material Der Anteil der feinen Gesteinskörnung darf 10 % der Gesamtmenge nicht überschreiten. Das Schottermaterial für die Deckschicht enthält im Allgemeinen eine feinere Gesteinskörnung, als der Schotter für die Tragschicht. Eine zu grobe Gesteinskörnung erschwert die Instandhaltung und führt zu einer rauen Fahrbahnoberfläche. Ein höherer Feinkornanteil und ein höherer Plastizitätsindex sind ebenfalls erforderlich, um der Deckschicht eine bindende Eigenschaft und eine glatte Fahrbahn zu verschaffen. Um den Beanspruchungen durch hohe Verkehrslasten gerecht zu werden, muss die Deckschicht schichtweise richtig verdichtet werden.

Die Sieblinie der eingebauten Materialien muss den jeweils gültigen länderspezifischen Vorschriften entsprechen. Die Eignung der Materialien muss vor dem Einbau durch aktuelle Prüfzeugnisse nachgewiesen werden. Die Deckschicht wird möglichst gleichmäßig mit einer Mindestüberhöhung von 10 cm gegenüber dem angrenzenden Gelände eingebaut. Die Mindestschichtdicke beträgt 25 cm.

Deckschicht Weist die Zuwegung eine Steigung von 7 % bis max. 12 % auf, wird die Deckschicht hydraulisch oder bituminös gebunden. Die Deckschicht ermöglicht einen kraftschlüssigen Verbund zum überfahrenen GST und verhindert das Durchdrehen der Räder.

6 Baustellenflächen

6.1 Arbeitsbereich am WEA-Standort

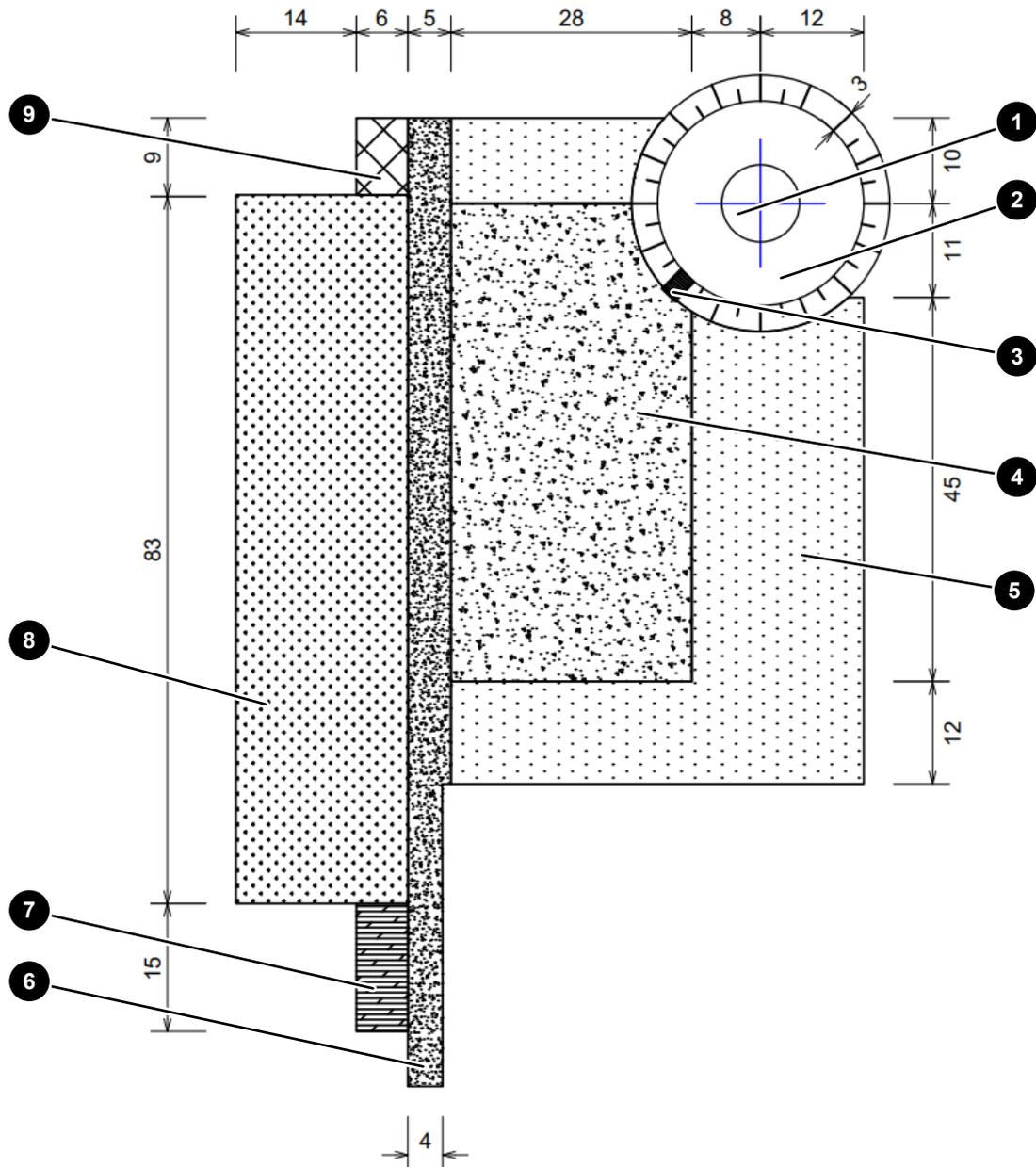


Abb. 10: Arbeitsbereich am WEA-Standort, Baumaß (alle Maßangaben in Meter)

1 Turm	2 Fundament
3 Treppe	4 Kranstellfläche
5 Montagefläche	6 Zuwegung
7 Parkfläche	8 Lagerfläche
9 Müllsammelplatz	

Auf der Baufläche am Standort der zu errichtenden WEA werden unterschiedliche Tätigkeiten durchgeführt. Diese reichen von Fundamentbau, Lagerung von Komponenten, Vor- und Anlagenmontage bis hin zur Netzanbindung und Inbetriebnahme. Die Baufläche ist in verschiedene Bereiche unterteilt, die zur Montage und Lagerung der WEA-Komponenten dienen. Für diese Bereiche gelten unterschiedliche Anforderungen. Ausreichend groß dimensionierte und tragfähige Baustellenflächen sind daher für einen sicheren und wirtschaftlichen Projektablauf zwingend notwendig.

Fundament auf GOK mit Erdauflast

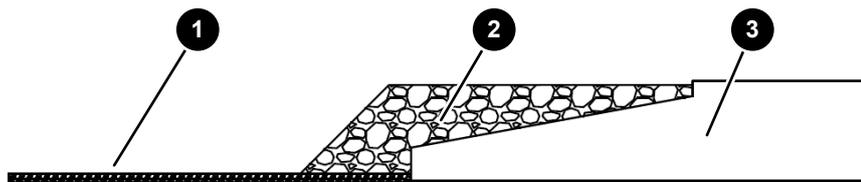


Abb. 11: Fundament auf GOK mit Erdauflast

1	GOK	2	Bodenaufschüttung
3	Fundament		

Das Fundament benötigt für den Betrieb der WEA eine Bodenaufschüttung, die vor Baustart der WEA aufgebracht werden muss.

Kommt es zu Abweichungen des vorgegebenen Höhenniveaus Fundamentoberkante zu GOK aus dem Schalplan, muss dies mit dem ENERCON GPM abgestimmt werden.

Wird das Fundament aus topografischen Gründen herausgezogen, sodass der Abstand zwischen Fundamentsporn und GOK größer wird, muss der zusätzliche Platzbedarf der Aufschüttung in der Planung berücksichtigt werden.

Neben der Bodenaufschüttung sind zusätzliche Belastungen auf Fundamenten im Rahmen der Typenprüfung nicht abgedeckt. Zusätzliche Belastungen bedürfen einer Freigabe durch ENERCON.

- Nicht erlaubte zusätzliche Belastungen während der Aufbauphase:
 - das Abstellen und Befahren mit jeglicher Art von Fahrzeugen oder Kranen
 - vom Schalplan abweichende Bodenwichten für das Material und Gegebenheiten der Bodenaufschüttung
 - das Abladen und Lagern von Krankomponenten und Gewichten
 - das Abladen und Lagern von Mauerwerk, Naturstein oder Betonauflastung
 - das Aufstellen von Trafohäuschen usw.

- Erlaubte zusätzliche Belastungen während der Aufbauphase:
 - das Ablegen von Kabeln und Kleinwerkzeugen für die Montage
 - der Aufenthalt von Montage- und Servicepersonal
 - Für modulare Stahltürme (MST) gilt für teilweise in den Baugrund eingebundene Flachgründungen mit einem Außendurchmesser > 25 m die Technische Mitteilung D02141655 „Nutzung von Flächen auf dem Fundament“ einschließlich der dort beschriebenen zusätzlichen Belastungen. Die betroffenen Flachgründungen sind hierfür entsprechend konstruktiv verstärkt.

Bauablauf bei Fundamenten auf GOK mit Erdauflast vor Baustart

1. Herstellung des gesamten Unterbaus von Kranstellfläche und Montagefläche. Die Deckschicht wird bis auf einen Abstand von Fundamentaußenkante +3 m aufgetragen.
2. Herstellung des Fundaments.
3. Aufbringung und Abböschung der Fundamentaflast nach Vorgaben, wobei der Außendurchmesser der Böschung nicht größer als die Fundamentaußenkante +3 m sein darf.
4. Herstellung einer Treppe mit Handlauf an der Böschung in Richtung Kranstellfläche. Dabei sind die für die Region geltenden aktuellen Sicherheits- und Bauvorschriften zu beachten.
5. Befestigung mit Schotter auf dem Fundament von der Zugangstreppe Kranstellfläche bis zum Zugang Turmaußentreppe, um einen gefahrlosen und sauberen Zugang zu gewährleisten.
6. Überarbeitung und Profilierung der gesamten Baufläche gemäß Mindestanforderungen.

Höhenunterschiede

Um einen sicheren und reibungslosen Bauablauf zu gewährleisten, sind die folgenden Höhenunterschiede einzuhalten:

- Zwischen Baustellenflächen und umliegendem Gelände: Sofern Baustellenflächen mit einem Höhenunterschied > 0,30 m zum umliegenden Gelände angelegt werden, werden die Seitenbereiche mit 45° abgebösch. Abhängig von der Höhe der Böschung ergibt sich ein umlaufender Streifen, der nicht belastet werden darf. Ggf. ist die Fläche zu vergrößern, um die erforderliche Nutzfläche herzustellen.
- Zwischen Zuwegung, Kranstell-, Lager- und Montagefläche: Ein Höhenunterschied oder Versatz ist nicht zulässig.
- Zwischen Kranstellfläche und Fundamentoberkante: Der zulässige Höhenunterschied ist dem Fundamentdatenblatt zu entnehmen.

Sind Höhenunterschiede aufgrund der topografischen Gegebenheiten erforderlich, müssen die folgenden Punkte berücksichtigt und mit dem ENERCON GPM abgeprochen werden.

- Wird die Baufläche in eine Anhöhe oder einen Berg gebaut, ist ein Randstreifen von 4 m einzuplanen, wodurch sich die Grundfläche um diesen Randstreifen vergrößert. Für diesen Fall muss eine

ausreichende Entwässerung gewährleistet sein. Diese Regelung gilt für den Randbereich sowie für Anhöhen innerhalb der Baufläche.

- Bei einer Böschung muss der Sicherheitsbereich, der nicht belastet werden darf, berücksichtigt werden. Die Grundfläche vergrößert sich damit um den Sicherheitsbereich. Diese Regelung gilt für den Randbereich sowie für Böschungen innerhalb der Baufläche. Der Sicherheitsbereich muss vom Bodengutachter bestimmt werden.

Lagerung von Bodenaushub

Bodenaushub, der während der Bauphase angefallen ist und nicht weiter verwendet wird, wird ausschließlich außerhalb des Arbeitsbereichs in Mieten gelagert. Beim Anlegen der Erdmieten ist die geplante Kabeltrasse und Kabeleinführung von und zur WEA zu berücksichtigen. Der Mindestabstand der Erdmieten zum Arbeitsbereich beträgt 4 m. Um die Anlieferung der Turm- und WEA-Komponenten nicht zu behindern, darf kein Bodenaushub im Überschwenkbereich der Transportfahrzeuge gelagert werden. Dasselbe gilt entlang der Kranauslegermontagefläche. Bei Nichtverwendung wird überschüssiger Bodenaushub vom Auftraggeber vollständig entfernt. Zur Orientierung die Abb. 12, S. 32 beachten.

Standorte für Winden

Um die WEA-Komponenten während des Hubvorgangs zu führen, werden sie mit Seilen und Winden in Position gehalten. Die Position der Winden ist unter anderem abhängig von der zu hebenden Komponente und der Windsituation und wird kurzfristig mit dem ENERCON CM oder dem Aufbauteam abgestimmt. Die Winden werden in einem Mindestabstand zum Turmfuß positioniert, der der 1 bis 1,5-fachen Turmhöhe in Metern entspricht.

Der Windenstandort muss mit einem Teleskoplader erreichbar sein. Die Eigentümer der betroffenen Flurstücke sind über die Tätigkeiten zu informieren, ggf. ist eine Erlaubnis einzuholen. Abhängig von der lokalen Beforstungsdichte können zusätzliche Rodungsschneisen nötig sein.

6.1.1 Baufläche

Baugrunduntersuchung

Der konstruktive Aufbau der Kranstellfläche und der Montagefläche kann sich abhängig von der Beschaffenheit des Baugrunds unterscheiden. Der Baugrund ist durch Baugrundaufschlussbohrungen und -sondierungen ausreichend zu untersuchen. Alle setzungs- und grundbruchrelevanten Bodenschichten sind dabei zu erfassen. Anzahl und Tiefe der Untersuchungen sind vom Baugrundgutachter abhängig vom Untergrundaufbau festzulegen. Auf Grundlage der Baugrunduntersuchungsergebnisse wird der konstruktive Aufbau der Kranstellfläche und der Montagefläche festgelegt.

Gebrauchstauglichkeit

Die Baustellenflächen werden unter Berücksichtigung der zu erwartenden Belastungen mit ausreichender Tragfähigkeit angelegt, sodass sie während der gesamten Nutzungsdauer einsetzbar bleiben. Auch bei starken Regenfällen müssen die Gebrauchstauglichkeit und Tragfähigkeit gewährleistet sein. Die max. Spurrillentiefe ist auf

7,5 cm begrenzt. Die Gestaltung der Flächen muss auch eine Entwässerungsmöglichkeit vorsehen. Bei Schneefall und Vereisung muss der Betreiber/Auftraggeber durch den Einsatz von Streu- und Schneeräumdiensten für sichere Arbeits- und Fahrbedingungen sorgen. Die Ausführungsplanung sowie alle Vorgaben zur Prüfung, zu Untersuchungen, Auswertungen und Nachweisen sind dem ENERCON GPM unaufgefordert zur Prüfung vorzulegen.

6.1.1.1 Material

Als Material für die Deckschicht werden zertifizierte gebrochene Schüttgüter wie Kies, Schotter oder ähnliches Material verwendet, die die Anforderungen erfüllen. Die Mindestschichtdicke beträgt 25 cm. Die folgenden Überlegungen gelten für Materialien, die sowohl auf der Kranstellfläche als auch im Montagebereich verwendet werden.

6.1.1.2 Baugrund und Erdreich

Der tragfähige Baugrund ist die Grundlage für die Aufnahme der hohen Flächenpressungen, die durch außergewöhnliche Belastungen und die eingesetzten Kräne entstehen. Deshalb müssen der Oberboden und mögliche Weichschichten bis zur ersten tragfähigen Schicht des natürlichen Bodens ausgehoben werden. Sind bindige und organische Böden nicht tragfähig, werden diese ausgetauscht oder durch Schichten aus verdichtetem und geeignetem Füllmaterial (z. B. Sand) ersetzt. Alternativ können auch andere technische Verfahren eingesetzt werden (z. B. Verpressen, Geogitter).

Tragschicht

Die Tragschicht von Kranstellflächen und Aufstellflächen kann aus losem Material wie Sand, Kies, Moräne, Schotter oder einer Mischung der genannten Materialien bestehen. Der Anteil der feinen Gesteinskörnung darf 6 % der Gesamtmenge nicht überschreiten. Das Schottermaterial für die Tragschicht hat im Allgemeinen größere Steine und einen sehr geringen Anteil an Ton oder Feinmaterial, als das Schottermaterial für die Deckschicht. Dies ist notwendig, um die für Tragschichten erforderliche Festigkeit und gute Entwässerungseigenschaften zu erreichen. Ebenso benötigt das Tragschichtmaterial niedrige Werte für den Plastizitätsindex.

Die Verkehrslasten werden über diese Tragschicht auf den Untergrund übertragen. Die Tragschicht muss den klimatischen und mechanischen Belastungen standhalten. Das verwendete Material muss für den Straßen- und Hochbau zugelassen sein. Die Sieblinie des verwendeten Materials muss den jeweils gültigen nationalen Vorschriften entsprechen. Die Eignung des Materials muss vor dem Einbau durch Vorlage von gültigen Prüfzeugnissen nachgewiesen werden. Die erforderliche Tragfähigkeit wird durch eine abgestufte Korngrößenverteilung sichergestellt und ist mit dem geotechnischen Sachverständigen abzustimmen.

Ziegelbruchstücke werden nicht als Schüttgut für die Tragschicht verwendet. Das Material wird durch Feuchtigkeit pulverisiert und verliert seine Festigkeit. Es ist auf eine ordnungsgemäße Verdichtung zu achten.

Deckschicht Als Material für die Deckschicht wird zertifiziertes, gebrochenes Schüttgut, z. B. Schotter oder Splitt, verwendet. Es wird eine Gesteinskörnung von 0/32-0/45 mm verwendet. Der Anteil der feinen Gesteinskörnung darf 10 % der Gesamtmenge nicht überschreiten. Das Schottermaterial für die Deckschicht enthält im Allgemeinen eine feinere Gesteinskörnung, als der Schotter für die Tragschicht. Eine zu grobe Gesteinskörnung erschwert die Instandhaltung und führt zu einer rauen Fahrbahnoberfläche. Ein höherer Feinkornanteil und ein höherer Plastizitätsindex sind ebenfalls erforderlich, um der Deckschicht eine bindende Eigenschaft und eine glatte Fahrfläche zu verschaffen. Die Sieblinie der eingebauten Materialien muss den jeweils gültigen länderspezifischen Vorschriften entsprechen. Die Eignung der Materialien muss vor dem Einbau durch aktuelle Prüfzeugnisse nachgewiesen werden. Die Mindestschichtdicke beträgt 25 cm. Um den Beanspruchungen durch hohe Verkehrslasten gerecht zu werden, muss die Deckschicht schichtweise gut verdichtet werden.

6.1.1.3 Kranstellfläche

Der Kran wird auf der Kranstellfläche aufgestellt. Hier werden die Hauptarbeiten ausgeführt. Auf diesen Bereich wirken die höchsten Beanspruchungen durch Verkehrslasten und verteilte Lasten ein. Eine unzureichend konzipierte oder dimensionierte Kranplattform kann zu unvorhergesehenen Bewegungen oder zum Umkippen des Krans führen.

Tab. 4: Mindestanforderungen an die Kranstellfläche

Parameter	Anforderung
Oberflächenebenheit	$\leq 0,25 \%$
Mindestbelastbarkeit	220 kN/m ²
Deckschicht Verformungsmodul	$E_{V2} \geq 120 \text{ MN/m}^2$
Deckschicht Proctordichte	$D_{Pr} \geq 103 \%$
Tragschicht Verformungsmodul (falls erforderlich)	$E_{V2} \geq 100 \text{ MN/m}^2$
Tragschicht Proctordichte	$D_{Pr} \geq 100 \%$
Verhältnis E_{V2}/E_{V1}	$\leq 2,3$

Die Tragfähigkeit der Kranstellfläche ist durch Grundbruchberechnungen bzw. bei Hanglagen durch Böschungsbruchberechnungen nach DIN 4017 nachzuweisen. Setzungsberechnungen sind erforderlich, um zu verhindern, dass die max. zulässige Neigung des Krans nach DIN 4019 überschritten wird. Die Kranlasten werden durch Lastverteilungsplatten unterhalb der Ketten bzw. Pratzen auf den angegebenen zulässigen Bodendruck reduziert.

Die geforderten geotechnischen Nachweise der Lastverteilung sind jeweils für eine Fläche mit den folgenden Abmessungen zu erbringen:

- 2 m x 10 m
- 5 m x 10 m

Die Baufirma muss die vorgegebenen Verformungsmodul für jede eingebaute Schicht überprüfen und dokumentieren. Werden die vorgegebenen Werte nicht erreicht, sind Verbesserungsmaßnahmen zu ergreifen. Ein statischer Plattendruckversuch an jeder eingebauten Schicht wird generell empfohlen. Die geforderten Werte des zweiten Verformungsmoduls (E_{V2}) und des Verhältnisses E_{V2}/E_{V1} entsprechen den Plattenbelastungsprüfungen gemäß der deutschen Norm DIN 18134. In diesem Dokument sind verschiedene Aspekte der zu erfüllenden Prüfung zusammengefasst, wie z. B. Plattendurchmesser, max. Druck, Belastungsstufen, E_V -Berechnungsformel usw. Plattenbelastungsprüfungen, die nach verschiedenen Normen durchgeführt wurden, sind nicht direkt vergleichbar.

Folgende Punkte sind zu prüfen und die Ergebnisse zu protokollieren:

- Aufbau der Baustellenfläche (Material und Einbaustärke)
- Ausreichende Verdichtung des Baumaterials
- Abstände zu Gräben, Vertiefungen und Gewässern
- Abstände zu Kabeltrassen und Freileitungen

Für die Verdichtungskontrolle der Kranstellfläche sollten min. 3 Plattendruckversuche durchgeführt werden, die ein repräsentatives Ergebnis vom Zustand der Fläche liefern. Plattendruckversuche im Randbereich der Fläche sind zu vermeiden. Ergeben sich Zweifel an der Gebrauchstauglichkeit der Kranplatte, sind ggf. weitere Prüfungen durchzuführen.

6.1.1.4 Montagefläche

Die Montagefläche dient als Arbeitsbereich für Vormontage- und Montagezwecke und zur Lagerung der Anlagen- und Turmkomponenten. Diese Fläche wird während der Baumaßnahmen benötigt und kann nach Abschluss der Arbeiten im Windpark zurückgebaut werden. Im Fall eines Komponententauschs oder Rückbaus muss ein Teil dieser Fläche wiederhergestellt werden. Größe und Lage sind dann mit dem ENERCON GPM abzustimmen.

Tab. 5: Mindestanforderungen an die Montagefläche

Parameter	Anforderung
Oberflächenebenheit	$\leq 1 \%$
Mindestbelastbarkeit	135 kN/m ²
Deckschicht Verformungsmodul	$E_{V2} \geq 120 \text{ MN/m}^2$
Deckschicht Proctordichte	$D_{Pr} \geq 103 \%$
Tragschicht Verformungsmodul (falls erforderlich)	$E_{V2} \geq 80 \text{ MN/m}^2$
Tragschicht Proctordichte	$D_{Pr} \geq 100 \%$
Verhältnis E_{V2}/E_{V1}	$\leq 2,3$

Die Tragfähigkeit der Montagefläche ist durch Grundbruchberechnungen bzw. bei Hanglagen durch Böschungsbruchberechnungen nach DIN 4017 nachzuweisen. Setzungsberechnungen sind erforderlich, um zu verhindern, dass die max. zulässige Neigung des Krans nach

DIN 4019 überschritten wird. Die Kranlasten werden durch Lastverteilungsplatten unterhalb der Ketten bzw. Pratzen auf den angegebenen zulässigen Bodendruck reduziert.

Die geforderten geotechnischen Nachweise der Lastverteilung sind jeweils für eine Fläche mit den folgenden Abmessungen zu erbringen:

- 1,5 m x 5 m
- 3 m x 5 m

Die Baufirma muss die vorgegebenen Verformungsmodul für jede eingebaute Schicht überprüfen und dokumentieren. Werden die vorgegebenen Werte nicht erreicht, sind Verbesserungsmaßnahmen zu ergreifen. Ein statischer Plattendruckversuch an jeder eingebauten Schicht wird generell empfohlen. Die geforderten Werte des zweiten Verformungsmoduls (E_{V2}) und des Verhältnisses E_{V2}/E_{V1} entsprechen den Plattenbelastungsprüfungen gemäß der deutschen Norm DIN 18134. In diesem Dokument sind verschiedene Aspekte der zu erfüllenden Prüfung zusammengefasst, wie z. B. Plattendurchmesser, max. Druck, Belastungsstufen, E_v -Berechnungsformel usw. Plattenbelastungsprüfungen, die nach verschiedenen Normen durchgeführt wurden, sind nicht direkt vergleichbar.

Folgende Punkte sind zu prüfen und die Ergebnisse zu protokollieren:

- Aufbau der Baustellenfläche (Material und Einbaustärke)
- Ausreichende Verdichtung des Baumaterials
- Abstände zu Gräben, Vertiefungen und Gewässern
- Abstände zu Kabeltrassen und Freileitungen

Für die Verdichtungskontrolle der Montageflächen sollte min. 1 Plattendruckversuch pro Montagefläche durchgeführt werden.

6.1.1.5 Lagerfläche

Die Lagerfläche dient unter anderem zur Lagerung von Montagemaaterial, Containern, Flat Rack und Rotorblättern. Die Fläche wird seitlich der Kranstellfläche eingerichtet. Sie muss nicht befestigt, jedoch in ihrer Beschaffenheit eben, glattgezogen und frei von Wurzeln und Gehölz sein. Maßnahmen für eine Entwässerung müssen getroffen werden. Die Befahrbarkeit mit einem Teleskoplader muss gewährleistet sein.

6.1.1.6 Arbeitsebene (falls erforderlich)

Auf der Arbeitsebene steht das Trägergerät zur Erstellung von Pfahlgründungen oder Baugrundverbesserungsmaßnahmen durch Rüttelstopfverdichtung oder Rütteldruckverdichtung.

Tab. 6: Mindestanforderungen an die Arbeitsebene

Parameter	Anforderung
Form: Kreis	Absprache mit dem ENERCON GPM
Oberflächenebenheit	≤ 1 %
Mindestbelastbarkeit	Absprache mit dem ENERCON GPM

Parameter	Anforderung
Verformungsmodul untere Trag-schicht	$D_{Pr} \geq 100 \% / E_{V2}/E_{V1} \leq 2,3$

Folgende Prüfungen sind durchzuführen und zu protokollieren:

- Verdichtung (statische Lastplattendruckversuche, Rammsondierung)
- Abstände zu Gräben, Vertiefungen und Gewässern
- Abstände zu Kabeltrassen und Freileitungen
- Gefälle der Oberflächen zur Entwässerung

6.1.2 WEA-Standorte in Waldgebieten

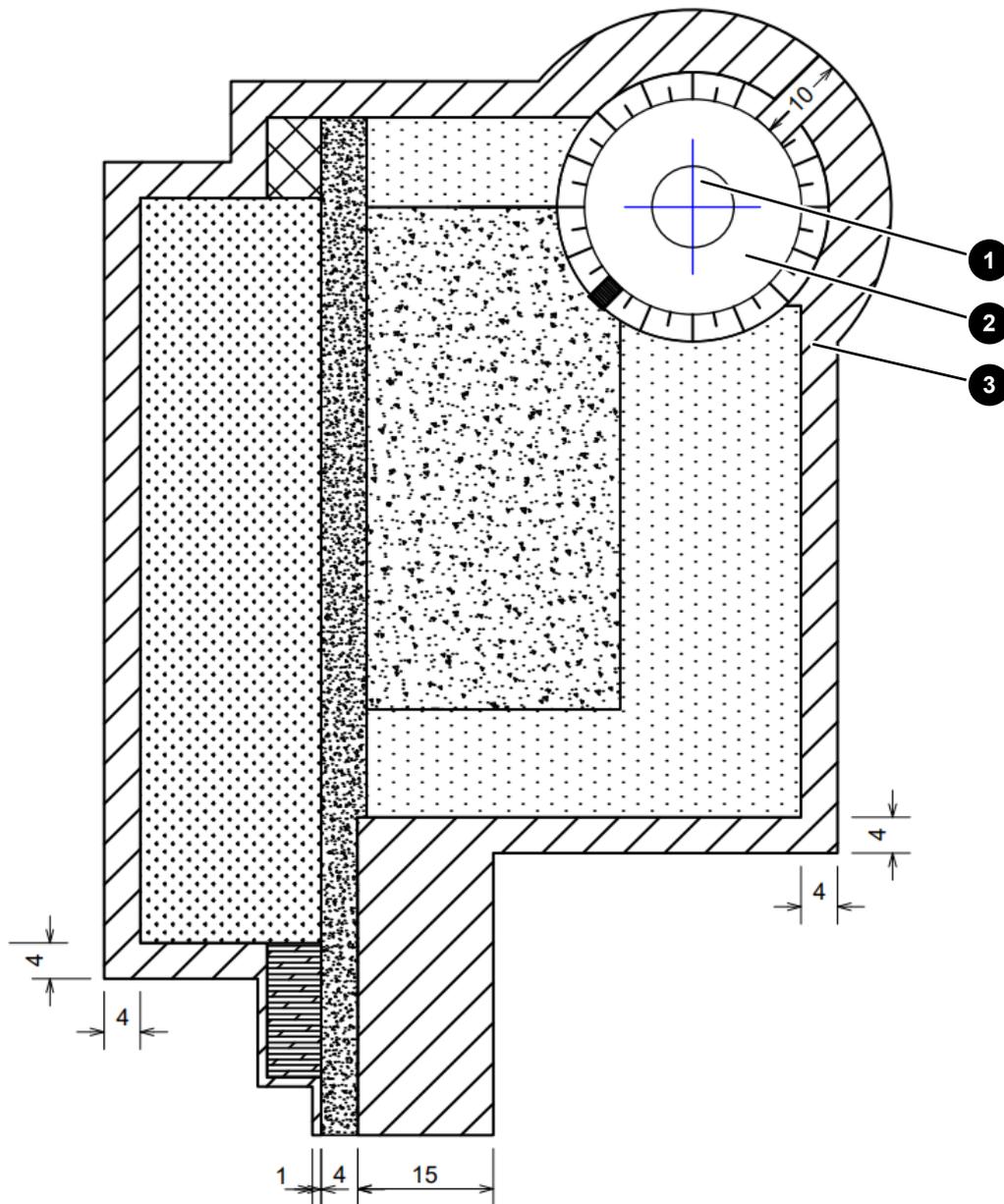


Abb. 12: Arbeitsbereich am WEA-Standort in Waldgebieten, Baumaß (alle Maßangaben in Meter)

1	Turm	2	Fundament
3	Rodungszone		

Bei der Errichtung von WEA in Waldgebieten wird rings um den Arbeitsbereich am WEA-Standort und um das Fundament eine Fläche freigehalten bzw. gerodet. Während der Bauarbeiten darf kein Bodenaushub in der Rodungszone gelagert werden. Die Rodungszone kann zum Teil nach der Errichtung der WEA wieder aufgeforstet werden. Im Fall eines Komponententauschs oder Rückbaus muss ein Teil dieser Fläche wieder gerodet werden. Größe und Abmessungen sind dann mit dem ENERCON GPM abzustimmen.

Um die Rotorblätter während des Hubvorgangs zu führen, werden sie mittels Seilen und Winden abgespannt und in Position gebracht. Die Fixierung der Winden erfolgt am Boden in einem Mindestabstand von 1x Turmhöhe in Metern zur Rotorblattspitze. Abhängig von der lokalen Beforstungsdichte können zusätzliche Rodungsschneisen zur Abspannung nötig sein (vgl. *Standorte für Winden*, S. 26). Dies wird mit dem ENERCON GPM abgestimmt.

6.2 Kranauslegermontagefläche

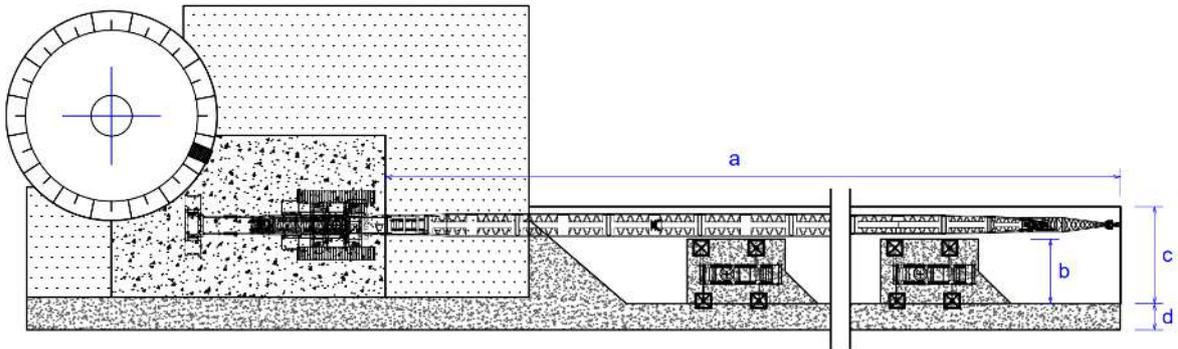


Abb. 13: Kranauslegermontagefläche

a	185 m	Länge Kranauslegermontagefläche ab Kranstellfläche	b	10 m	Breite Hilfskranstellfläche
c	17 m	Gesamtbreite Kranauslegermontagefläche	d	4 m	Befahrbare Breite der Fahrbahn

Der Gittermastausleger des Hauptkrans wird aus Einzelkomponenten zusammgebaut. Auch während der Aufbauarbeiten muss gewährleistet sein, dass bei steigenden Windgeschwindigkeiten der Gittermast des Großkrans abgelegt werden kann. Dies setzt eine lichte Schneise in Länge des Gittermastauslegers voraus, die sich im Standard auf gleichem Höhenniveau zur Kranstellfläche befindet. Gittermastausleger können nur bis zu einer bestimmten Steigung bzw. einem bestimmten Gefälle montiert werden. Bei Höhenunterschieden auf der Kranauslegermontagefläche wird Rücksprache mit dem ENERCON GPM gehalten. Dies gilt insbesondere bei Gefälle vom Grundgerät zur Gittermastspitze.

Hilfskranstellflächen

Der Gittermastausleger des Großkrans wird mit Unterstützung eines Hilfskrans montiert und aufgerichtet. Der Hilfskran wird seitlich des Gittermastauslegers positioniert. Um die Einzelteile des Auslegers nacheinander montieren zu können, ist für den Hilfskran eine befestigte Straße erforderlich. Ist die Zuwegung zur Kranstellfläche gradlinig, lang genug und die örtlichen Gegebenheiten machen die Gittermastmontage möglich, wird sie dafür genutzt. Trifft dies nicht zu, wird eine provisorische Behelfsstraße errichtet. Der Bau einer temporären und provisorischen Behelfsstraße zur Gittermastmontage kann eine behördliche Genehmigung voraussetzen. Dies muss vom Auftraggeber vorab geprüft werden. Zur Abstützung und Lastverteilung des Hilfskrans werden in bestimmten Abständen ca. 10 m breit Hilfskranstellflächen unmittelbar neben die Zuwegung bzw. die Behelfsstraße

gebaut. Anzahl und Lage der Hilfskranstellflächen werden mit dem ENERCON GPM und dem Krandienstleister abgestimmt. Sollte ein Raupenkran als Hilfskran eingesetzt werden, muss die Zuwegung dem Kran entsprechend verbreitert werden. Dies kann je nach Bodenverhältnissen geschottert oder mit Platten realisiert werden.

Tab. 7: Anforderungen an die Kranauslegermontagefläche

Parameter	Anforderung
Tragfähigkeit der Zuwegung bzw. Behelfsstraße	12 t Achslast
Flächenpressung der Hilfskranstellflächen	min. 135 kN/m ²

6.3 Optionale Rotorblattlagerfläche im Windpark

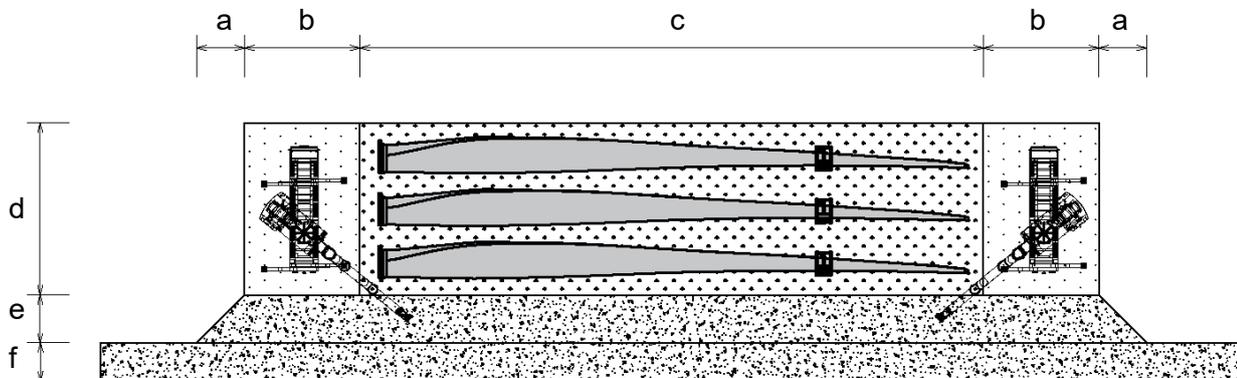


Abb. 14: Rotorblattlagerfläche (Konstruktionsschema)

a	5 m	Länge Trichter Ausweichbucht	b	12 m	Breite Hilfskranstellfläche
c	83 m	Länge Rotorblattlagerfläche	d	18 m	Breite Rotorblattlagerfläche / Länge Hilfskranstellfläche
e	5 m	Breite Ausweichbucht	f	4 m	Befahrbare Breite der Fahrbahn

Die Rotorblattlagerfläche ist ein Zwischenlager für Rotorblätter. Außerdem kann die Fläche zum Umladen von Rotorblättern verwendet werden. Die Rotorblattlagerfläche befindet sich an einer Ausweichbucht entlang der Zuwegung. Die Lagerfläche ist wurzelstockfrei. An den Stirnseiten der Lagerfläche steht jeweils ein Hilfskran zum Umladen der Rotorblätter. Die Rotorblattlagerfläche ersetzt nicht die verpflichtend auszuweisenden Parkplätze für Langtransporte (vgl. *Parkplätze für Langtransporte*, S. 12).

Die Rotorblattlagerfläche wird eingeplant, wenn am WEA-Standort keine Lagerfläche gebaut werden kann oder wenn aufgrund des Aufbau- und Logistikkonzepts keine Just-in-Time-Anlieferung der Rotorblätter möglich ist. Die Größe der Rotorblattlagerfläche und die Lage im Windpark ergeben sich aus dem Aufbau- und Logistikkonzept und werden mit dem ENERCON GPM abgestimmt. Die logistischen Mehrkosten trägt der Auftraggeber. Vertraglich vereinbarte Termine müssen ggf. vom Auftragnehmer angepasst werden.

Tab. 8: Anforderungen an die Rotorblattlagerfläche

Parameter	Anforderung
Tragfähigkeit der Ausweichbucht	12 t Achslast
Mindestbelastbarkeit der Hilfskranstellflächen	min. 135 kN/m ²

6.4 Zentrale Anlaufstelle

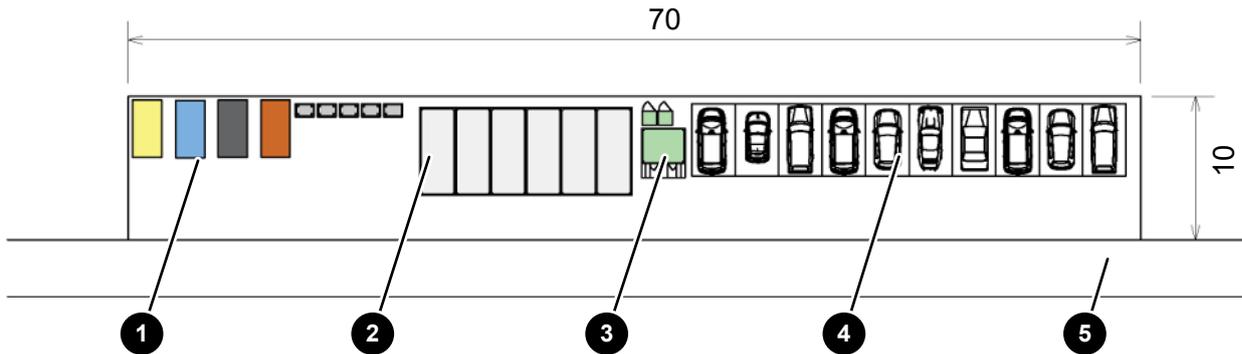


Abb. 15: Zentrale Anlaufstelle (alle Maßangaben in Meter)

1	Müllsammelbehälter	2	Baustellencontainer
3	Sanitäreinrichtungen	4	PKW-Parkplätze
5	Zuwegung		

In jedem Windpark wird zentrale Infrastruktur benötigt. Zur zentralen Infrastruktur zählen unter anderem das Containerbüro des ENERCON CM, PKW-Parkplätze, Müllsammelbehälter und Sanitäreinrichtungen. Dafür kann eine eigene Fläche als zentrale Anlaufstelle geschaffen werden. Es können auch bestehende Flächen genutzt werden, die ggf. angepasst werden müssen. Die Containerbüros und die Müllsammelbehälter müssen nicht auf derselben Fläche stehen. Die Müllsammelbehälter müssen zum Be- und Entladen von LKW erreichbar sein.

Die Fläche der zentralen Anlaufstelle ist geschottert oder mit Stahl- oder Verbundplatten ausgelegt. Die Tragfähigkeit der Fläche wird für Fahrzeuge mit einer Achslast von 12 t dimensioniert.

Die Baustellenausstattung, die Lage im Windpark sowie Abmessungen und Abstände auf der Fläche werden projektspezifisch mit dem ENERCON GPM abgestimmt. Lokale Gegebenheiten und länderspezifische Vorschriften sind zu berücksichtigen.

16.1.7 Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen

Anlagen:

- 16.1.7.1_EnBW_Staffelde_LfU 052.00.00-24_DB_LFH_signed.pdf
- 16.1.7.2_20240617_EnBW_Staffelde_Kurzbeschreibung.pdf
- 16.1.7.3_20242503_STF01_topographischekarte.pdf
- 16.1.7.4_Elevation drawing hybrid tower E-160 EP5 E3-HT-166-ES-C-01.pdf
- 16.1.7.4_Nacelle dimensions E-160 EP5 E3 R1.pdf
- 16.1.7.5_D02730135_2.1_Technische_Beschreibung_E-160 EP5 E3 R1_de.pdf
- 16.1.7.6_D0248364_15.1-Befuerung und farbliche Kennzeichnung.pdf
- 16.1.7.7_D02547282_0.1-Notstromversorgung der Befuerung für Windenergieanlagen in Dt.pdf
- 16.1.7.1.00_Genehmigungspaket Light_Guard_Beschreibung.pdf
- 16.1.7.1.0_Lightguard-System-Beschreibung.pdf
- 16.1.7.1.1_Datenblatt Light_Guard Receiver-v17-20210413_133757.pdf
- 16.1.7.1.2_Datenblatt Light_Guard LCU-T-v4-20210413_132551.pdf
- 16.1.7.1.2_ISO 9001_Zertifikat_Light_Guard.pdf
- 16.1.7.1.3.0_LG_Doku_Wartung.pdf
- 16.1.7.1.3.1_Zertifikat_BMP_Light_Guard_ADLS.pdf
- 16.1.7.1.3.2_Zertifikat_BMP_Light_Guard_ADLS_Anhang.pdf
- 16.1.7.1.4.0_Stellungnahme DFS Aviation Systems zur Herstellererklärung.pdf
- 16.1.7.1.4.1_Prüfkriterien_Standortprüfung_Light_Guard_ADLS.pdf

Antragsteller: EnBW Windkraftprojekte GmbH

Aktenzeichen:

Erstelldatum: 24.01.2025 Version: 3 Erstellt mit: ELiA-2.8-b5

214/306

Datenblatt zum Luftfahrthindernis
(ggfls. in entsprechender Anzahl kopieren)
- Antrag auf Stellungnahme/Zustimmung -

Hindernis - Bezeichnung:

Standortangaben:

Landkreis:

Straße, Nr.:

PLZ, Ort:

Gemarkung:

zuständige Behörde:

Reg.-Nr./Az.:

Adresse des Antragstellers:

Tel. Nr. / E-Mail:

Adresse des Kostenschuldners:

Tel. Nr. / E-Mail:

Geplanter Windkraftanlagentyp:

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*

Anzahl der Hindernisfeuer für Befuerungsebene am Mast 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:

Unterschrift:

Windpark Staffelde

7 x Enercon E160-5.56MW auf 166,6 m Nabenhöhe und 246,6 m Gesamthöhe

Antrag auf bundes-immissionsschutzrechtliche Genehmigung

Kurzbeschreibung

Antragsteller:
EnBW Windkraftprojekte GmbH
Schelmenwasenstraße 15
70567 Stuttgart

Ansprechpartner:
Heiko Gensicke
Schiffbauerdamm 1
10117 Berlin
E-Mail: h.gensicke@enbw.com
Mobil: 01715542436

Datum: 5.07.2024

Version 00

Inhalt

Kurzbeschreibung des Vorhabens	1
1 Standort	1
2 Anlagenkurzbeschreibung.....	3
3 Mögliche Umweltauswirkungen	3
4 Netzanschluss.....	3
5 Zuwegung.....	3
6 Brandschutz	5
7 Richtfunkstrecken	5
8 Blitzschutz	7
9 Eiswurf / Eisfall.....	7
10 Abfall.....	7
11 Ergebnisse der Schallimmissionsprognose.....	7
12 Ergebnisse der Schattenimmissionsprognose.....	8
13 Standsicherheit.....	9
14 Kennzeichnung des Luftfahrthindernisses	9
15 Betriebseinstellung	9

Kurzbeschreibung des Vorhabens

1 Standort

Die EnBW Windkraftprojekte GmbH – eine Tochtergesellschaft der EnBW Energie Baden-Württemberg AG (EnBW) – plant im Landkreis Oberhavel, in der Gemarkung Staffelde die Errichtung und den Betrieb von sieben Windenergieanlagen (WEA) des Typs Enercon E160 EP5 E3 mit 5,56 MW Leistung. Die WEA befinden sich im potenziellen Windgebiet „ehem. Autobahndreieck Haveland“ (neu Staffelde – Falkenhagener Forst) des aktuell in Aufstellung befindlichen Sachlichen Teilplans "Windenergienutzung (2024)" des Regionalplanes Prignitz-Oberhavel. Die Regionalversammlung hat am 25. Januar 2023 die Neuaufstellung des Sachlichen Teilplans "Windenergienutzung (2024)" beschlossen. Der Vorentwurf des Regionalplans wurde auf der Sitzung der Regionalversammlung am 27.06.2024 gebilligt. Im 3. Quartal 2024 soll die öffentliche Beteiligung stattfinden.

Der Vorhabenstandort liegt im Nordwesten von Berlin zwischen Kremmen und Nauen und wird dreiseitig durch den Berliner Ring, einer der am stärksten befahrenen Autobahn Brandenburgs und einer Bundesstraße begrenzt. Das Vorhabengebiet grenzt nördlich an die A 24, östlich an die A 10 und westlich an die B 273. Die Fläche ist ca. 260 ha groß.

Im Planungsgebiet wird von einer durchschnittlichen mittleren Windgeschwindigkeit von ca. 6,4 m/s in 167 m Nabenhöhe ausgegangen. Basis hierfür ist eine Windstatistik durch den externen Windgutachter Ramboll sowie einer weiteren EnBW internen Ertragsberechnung. Laut der Ertragsprognose werden durch die geplanten WEA jährlich ca. 90.000 MWh elektrische Energie erzeugt und in das öffentliche Netz eingespeist.

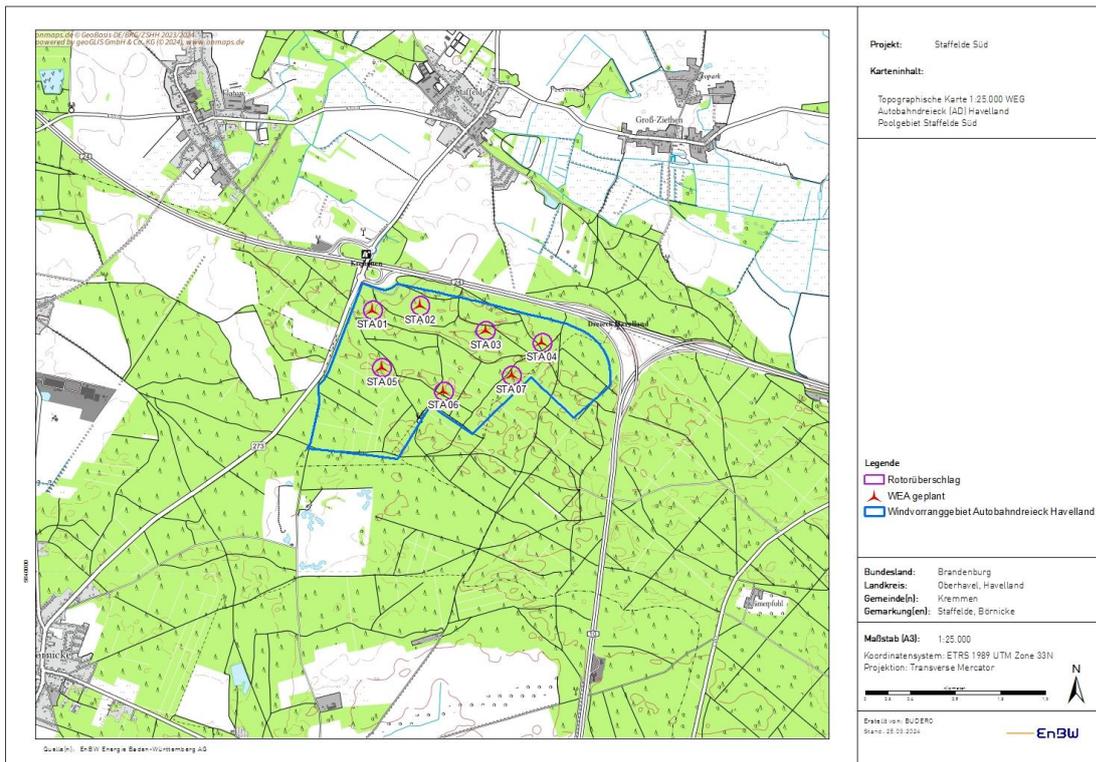


Abb. 1: Lage der Vorhabenfläche, rotes Symbol = beantragte WEA,

Bei der Standortfestlegung wurde darauf geachtet, dass keine Standortkonflikte entstehen bzw. Diese weitestgehend minimiert werden. So werden bspw.

- Mindestabstände bzgl. Schall- und Schattenemissionen eingehalten
- Mindestabstände zur umliegenden Siedlungsstruktur eingehalten
- Naturschutzrechtliche Belange berücksichtigt
- Richtfunkstrecken der Telekom/Firma Ericson Service GmbH berücksichtigt
- Belange der Bundeswehr berücksichtigt
- Gesetzliche Anbauverbots- (0-40m) und Beschränkungszonen (40 -100m) zu Infrastrukturturstrassen BAB und der Bundesstraße nach §9FStrG werden eingehalten

Das Gebiet befindet sich im nordwestlichen Randbereich des Landschaftsschutzgebiets (LSG) „Nauen-Brieseland-Krämer“. Schutzziele des LSG werden durch die Planung nicht beeinträchtigt.

2 Anlagenkurzbeschreibung

Es soll die Errichtung und der Betrieb der WEA des Typs Enercon E160 mit 5,56 MW Leistung nach §4 BImSchG beantragt werden. In der folgenden Tabelle sind die technischen Grunddaten der gewählten Windenergieanlage angegeben.

Tabelle 1: Technische Daten:

Hersteller	Enercon
Typ	E160 EP5 E3 - 5.56 MW
Mast	Hybridturm
Fundament	Ortbeton
Rotordurchmesser	160m
Nabenhöhe in Meter über Grund	166,6m
Bauwerkshöhe in Meter über Grund	246,6m
Blattzahl	3
Rotorfläche	20.106m ²
Nennleistung	5,56 MW

3 Mögliche Umweltauswirkungen

Das geplante Vorhaben der Errichtung von acht WEA im Windpark Staffelde wurde bzw. wird aktuell bisher hinsichtlich möglicher Umweltauswirkungen auf:

- Menschen (Vorabprüfung Schall- und Schattenwurfprognose)
- Brut- und Zugvögel (Kartierungen laufen)
- Fledermäuse (Kartierungen laufen)
- Biotope
- Boden und Wasser
- Luft und Klima
- Landschaftsbild

untersucht.

4 Netzanschluss

Der angestrebte Netzverknüpfungspunkt für den Windpark befindet sich nach erster Aussage der E.DIS Netz GmbH vom 10.05.2023 (Vorgangsnummer: E136458) in einem Abstand von ca. 10,5 km vom Windpark Staffelde an der 110-kV-Freileitung „Wustermark-Oranienburg 1“ entfernt.

5 Zuwegung

Die Erschließung des Windparks Staffelde erfolgt über die Autobahn A24 von der Bundesstraße B273 aus und führt über bestehende Wege ins Gebiet.

Die geplante Erschließung ist nachfolgend dargestellt.

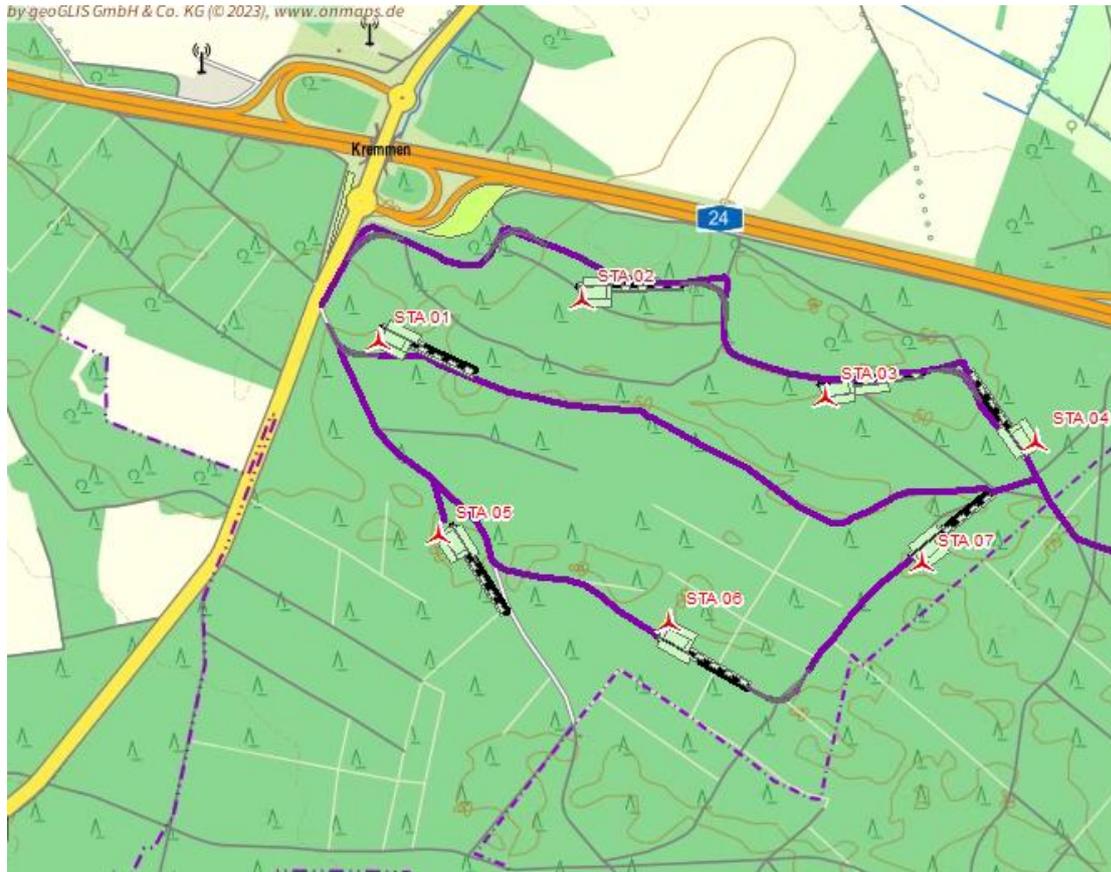


Abb. 2 Übersichtsplan – geplante Erschließung Windpark Staffelde

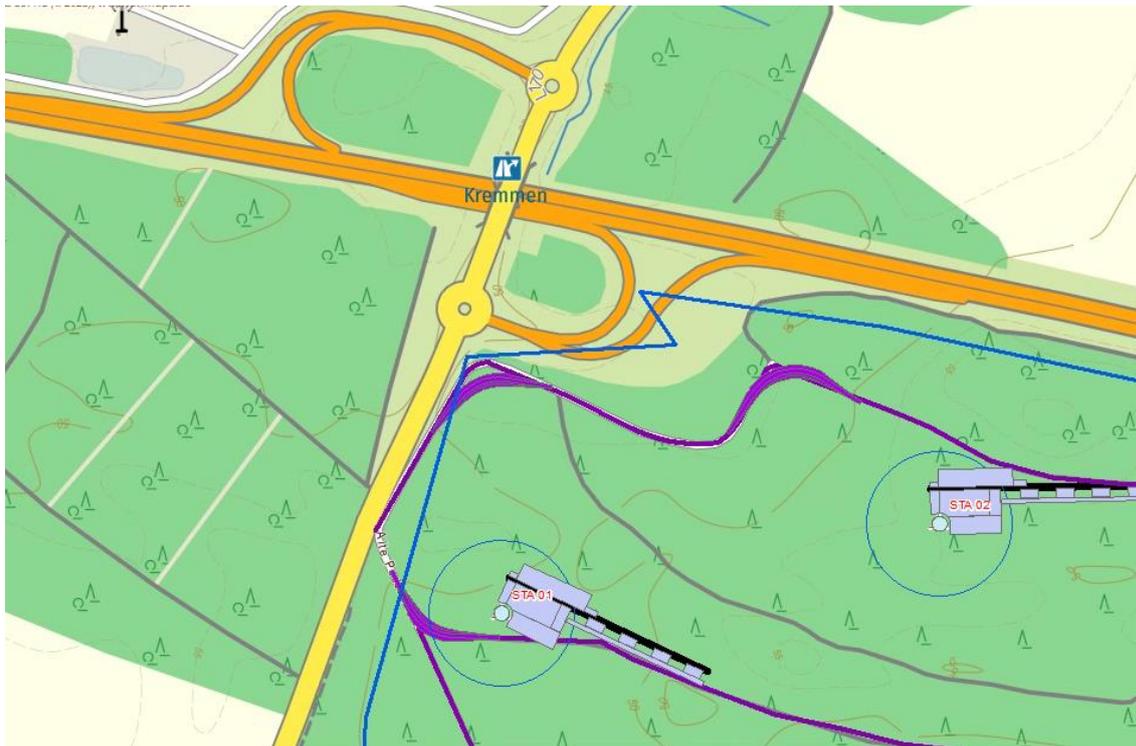


Abb. 3: Übersichtsplan – Detailansicht Abfahrt B273 – Zufahrt zum Windpark

6 Brandschutz

Turm: Bei der hier verwendeten Nabenhöhe von 166,6 m wird der Turm als Hybridturm ausgeführt. Dieser besteht aus einer Kombination von Stahlbeton- und Stahlrohrsegmenten und stellt einen hervorragenden Brandschutz dar.

Gondel: Als Material für die Gondelverkleidung wurde glasfaserverstärkter Kunststoff (GFK) gewählt, der einen sicheren Schutz bietet und leicht ist.

Die Rotorblätter werden ebenfalls aus glasfaserverstärkter Kunststoff (GFK) in Sandwichbauweise hergestellt.

Für den WEA Typ gibt es ein typenbezogenes Brandschutzkonzept.

Ein objektbezogenes Brandschutzkonzept für den Windpark Staffelde wurde durch einen Gutachter erstellt. Der Windpark ist von zwei unterschiedlichen Seiten und durch ausgewiesene Waldbrandschutzwege gut erreichbar (zwei Zufahrten über die B273). Für die Löschwasserversorgung sind zwei Löschwasserzisternen mit 100 m³ Volumen vorgesehen.

7 Richtfunkstrecken

Die geplante WEA befinden sich nach Auskunft der Bundesnetzagentur in der Nähe von Richtfunkstrecken der Deutsche Telekom Technik GmbH sowie der Firma Ericsson Services GmbH.

Gemäß Rückmeldung der Deutschen Telekom via Trassenreport vom 14.11.2022 wurde eine mögliche Beeinträchtigung der Richtfunkstrecke BY9268-BY2039 durch die WEA STA 02 und STA 05 sowie der Richtfunkstrecke BY2040 – BY2069 durch die WEA 01 geprüft. Die übermittelten

Daten wurden seitens EnBW mit der Software ArcGIS georeferenziert und die Abstände zu den geplanten Windenergieanlagen geprüft.

Die folgende Abbildung stellt die aktuelle Planung des Windparks sowie den Richtfunkstrahl mit einem Puffer von 50 m dar (gelb). Des Weiteren werden die Standorte der WEA (rot) und der Rotorradius (blau) dargestellt.



Abb. 4: Windparkplanung sowie Richtfunkstrecken mit Abstandspuffer 50m (gelb)

Es wurde der Radius der ersten Fresnelzone an den jeweiligen Standorten der WEA STA 01, STA 02 und STA 05 berechnet.

Dieser errechnete Fresnelradius, die jeweilige WEA sowie ein Puffer von 50 m um die erste Fresnelzone wurden in einer Abbildung dargestellt. Die Ergebnisse der Berechnungen als auch graphische Darstellung der Radien im Raum verdeutlichen, dass es durch die geplanten Windenergieanlagen (insbesondere WEA STA 01, STA 02 und STA 05) zu keiner Beeinträchtigung des Richtfunkstrahls BY9268 - BY2039 und BY2040 - BY2069 kommt. Der geforderte Abstandspuffer zur Richtfunkstrecke wird somit ausreichend eingehalten.

Eine positive Stellungnahme der Firma Ericsson (beauftragt von der Deutschen Telekom Technik GmbH) vom 8. Mai 2023 liegt vor.

8 Blitzschutz

„Die WEA erfüllt die nach internationaler Norm IEC 61400-24 Edit. 2 „Windenergieanlagen – Abschnitt 24: Blitzschutz“ und IEC 62305-2 „Blitzschutz – Absatz 1: Generelles“ geforderte Schutzklasse 1. Blitzstrom wird vom Rotor über Schleifkontakte und Funkenstrecken auf den Turm und von dort über den Fundament- bzw. Tiefenerde ins Erdreich abgeleitet.

9 Eiswurf / Eisfall

Eisansatz an einer Windenergieanlage (WEA) und insbesondere an den Rotorblättern kann zu einer Gefährdung für die Umgebung (Mensch, Tier, Verkehr) und auch zu einer Gefährdung der Anlage selbst führen. Die Anlage selbst ist gefährdet, da durch den Eisansatz das aerodynamische Profil der Rotorblätter verändert wird und dadurch erhöhte Lasten an der WEA auftreten können.

Da die geplanten WEA teilweise entlang von öffentlichen Waldwegen liegen ist eine detaillierte Risikobewertung für die geplante WEA im Rahmen eines Eisfall- und Eiswurfgutachtens notwendig.

Ein Gutachten vom Gutachter f2e zur Bewertung des Risikos für die Schutzobjekte Bundesautobahn A24, die Bundesstraße B273, die Auf- und Abfahrt A24/Dreieck Havelland, ein Radweg entlang der B273 sowie der Wanderweg „Alte Hamburger Poststraße“ liegt vor.

In Bezug auf die WEA 05 sind als Maßnahmen zur Risikominimierung Warnschilder an der Alten Hamburger Poststraße aufzustellen.

10 Abfall

Beim Bau und Betrieb der Windenergieanlage vom Typ Enercon E160 EP5 E3 fallen verschiedene Arten von nicht zu vermeidenden Abfallstoffen an:

Zu verwertende Abfälle einmalig bei der Montage der WEA: Papier und Pappe, Kunststoffe, Holz, gemischte Metalle, gemischte Bau- und Abbruchabfälle sowie gemischte Siedlungsabfälle. In sehr geringfügigen Maßen auch Verpackungen, die Rückstände gefährlicher Stoffe enthalten und Aufsaug- und Filtermaterialien. Details (inkl. Abfallschlüssel und Mengen) finden sich im Dokument "technisches Datenblatt_Abfallmengen EP5" von Enercon.

Anfallende Abfallstoffe an Baustellen werden sortiert und deutschlandweit durch lizenzierte Fachunternehmen transportiert und entsorgt. Das Umweltmanagement der Enercon GmbH ist nach DIN EN ISO 14001 zertifiziert.

Alle Abfälle und Reststoffe, die bei Montagen, Service- und Wartungsarbeiten anfallen, werden nach allen geforderten abfallrechtlichen Vorschriften fachgerecht entsorgt.

11 Ergebnisse der Schallimmissionsprognose

Zusammenfassung:

Für den Standort Staffelde wurde eine Schallimmissionsprognose entsprechend der TA-Lärm [3] nach der Berechnungsvorschrift DIN ISO 9613-2 [4] modifiziert nach dem Interimsverfahren [5] nach den Hinweisen der LAI [6] für die Gesamtbelastung durch 7 Windenergieanlage (WEA) des Typs Enercon E160 EP5 E3 5,56MW an den dem Projekt benachbarten Immissionsorten (IO) durchgeführt. Die Auswahl der für die Schallimmissionsprognose relevanten Immissionsorte erfolgte durch den externen Gutachter Ramboll und wurde durch eine interne Analyse erweitert.

Eine Absprache zwischen Ramboll und LfU hat ergeben, dass in dem Bereich der neu geplanten WEA keine Anlagen nach BImSchG existieren. Somit ist keine Vorbelastung an den IO zu berücksichtigen.

Durch das nördlich angrenzende Reines Wohngebiet "Am Steinberg" müssen fünf von sieben Windenergieanlagen nachts in einem schallreduzierten Modus betrieben werden. Das Wohngebiet grenzt in alle Himmelsrichtungen an den Außenbereich. Ramboll geht deshalb von einer Gemengelage aus. Für das Randgebiet wird ein nächtlicher Immissionsrichtwert von 40dB(A) zugrunde gelegt. Für den zentralen Bereich des Wohngebietes wurde nach Absprache mit dem LfU ein nächtlicher Richtwert von 37 dB(A) zugrunde gelegt, da es aufgrund der geringen Distanz zum Außenbereich und der Insellage des Gebietes noch dem Einfluss des Außenbereichs ausgesetzt ist.

Für den WEA-Typ Enercon E160 EP5 E3 5.56 MW 166,6m NH liegt noch kein nach FGW-Richtlinie [18] vermessener Schallleistungspegel vor. Es wurden die vom Hersteller angegebenen Werte des Schallleistungspegels und das Oktavspektrum inkl. Unsicherheitszuschläge für alle Modi verwendet.

Die Ergebnisse der Immissionsprognose, unter den genannten Voraussetzungen, sind der folgenden Tabelle zu entnehmen. Die Beurteilungspegel der Gesamtbelastung wurden ganzzahlig ausgewiesen (Rundung nach DIN 1333).

Tabelle 10: Immissionspegel ($L_{r,o}$) der Vor-, Zusatz und Gesamtbelastung

IO	Bezeichnung	IRW _{nacht} [dB(A)]	$L_{r,o}$ ZB [dB(A)]
A	Staffelde, An der Windrose 13	37	37,4
B	Staffelde, An der Trabrennbahn 25	40	38,0
C	Flatow, Am Gutsfeld 2	40	31,8
D	Flatow, Alte Postraße 43	45	34,3

Abb. 5: Ergebnisse der Immissionsprognose

12 Ergebnisse der Schattenimmissionsprognose

Ergebnisse

Um sicherzustellen, dass an den benachbarten Immissionsorten die Richtwerte für den max. Schattenwurf eingehalten werden, werden die geplanten WEA mit einer Abschaltautomatik ausgestattet. Die Schattenwurfprognose hat ergeben, dass zum Schutze von zwölf Immissionsorten die WEA STA01 und STA02 mit einer Abschaltautomatik ausgestattet werden muss.

Den Berechnungen nach den LAI-Hinweisen /7/ wird ein „worst-case“-Szenario zugrunde gelegt. Mögliche Abweichungen bei den Berechnungen sind generell nicht auszuschließen. Allerdings ist im Regelfall davon auszugehen, dass ggf. geringfügige Abweichungen der geforderten Grundgenauigkeit (vgl. LAI-Hinweise /7/) entsprechen und somit keinen Einfluss auf die Verwertbarkeit der Ergebnisse der Prognose haben werden.

13 Standsicherheit

Ein Standsicherheitsnachweiß wird durch den Nachweis der auftretenden Turbulenzen bei allen auftretenden Windgeschwindigkeiten im Betrieb der WEA geprüft. Die Einschaltgeschwindigkeit bei dieser Windenergieanlage liegt bei 2,5 m/s und die Abschaltgeschwindigkeit der Windenergieanlage liegt bei 28,0 m/s. Der Standsicherheitsnachweiß wird durch eine unabhängige Firma (F2E) durchgeführt und durch den Anlagenhersteller (Enercon) verifiziert. Es werden die exakten Anlagenkoordinaten mit den vom öffentlich bestellten Vermessungsingenieur festgestellten Geländehöhen verwendet. Bei möglichen sogenannten „sektoriellen Überschreitungen“ (die Drehmomente oder die wirkenden Kräfte auf die WEA werden überschritten) reduziert die WEA zum Schutz ihre Leistung bei der entsprechenden Windgeschwindigkeit. Diese Maßnahmen verhindern die Überschreitungen der maximalen Kräfte an den Lagern und an den Blättern bis hin zum Turm.

Die Standorteignung für die sieben geplanten WEA wurde vom Gutachter F2E nachgewiesen. Nach Vergleich der Standortbedingungen mit den Auslegungswerten der geplanten WEA gibt es nur geringfügige Überschreitung, so dass keine sektorielle Reduzierung nötig sein wird.

14 Kennzeichnung des Luftfahrthindernisses

Zum Schutz der fliegenden Luftfahrzeuge bestehen für WEA als hindernisrelevante Bauwerke der Luftverkehrssicherheit ab einer Gesamthöhe von über 100 m über Grund die Pflicht zur Kennzeichnung durch Gefahrenbefeuerung und/oder farbige Markierungen. Enercon bietet deshalb zu dieser Anlage, Enercon E160 EP5 E3 auf 166,6 m Nabenhöhe, geprüfte und dem Stand der Technik entsprechend nötige Gefahrenbefeuerung für den Tag und für die Nacht an, welche an der Gondel montiert und nach Bedarf, am Tage weiß und in der Nacht rot, leuchten. Bei Ausfall der Spannungsquelle schaltet sich die Befeuerung automatisch auf eine Ersatzstromversorgung um. Die Umschaltung erfolgt unterbrechungsfrei.

Bei der Größe der Anlage, wie auch bei diesem hier geplanten WEA-Typ, muss auch der Turm entsprechend befeuert werden. Dazu kommt die Turmbefeuerung von Enercon zur Anwendung. Die Befeuerungsebene wird so installiert, dass sie durch stehende Rotorblätter nicht verdeckt werden kann (gemäß der AVV Mai 2020). Für den Fall eines Netzausfalls enthält die Turmbefeuerung eine unterbrechungsfreie Spannungsversorgung (USV) mit einer Kapazität von mindestens 3 Stunden.

Eine bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung (BNK) wird, wie gesetzlich vorgeschrieben, installiert.

15 Betriebseinstellung

Nach der Betriebsphase der beantragten WEA von ca. 30 Jahren ab dem Datum der Inbetriebnahme wird die Anlage zurückgebaut. Ebenso alle nötigen Betriebsflächen wie die Kranstellflächen der WEA und alle nötigen Zuwegungen werden ebenfalls zurückgebaut und in die ursprüngliche Nutzungsart zurückgeführt.



Projekt: Staffelde

Karteninhalt:

Topographische Karte
WEG Autobahndreieck (AD) Havelland
7x E160 166,6 m NH

Legende

-  WEA geplant
-  Roterüberschlag
-  WEG Autobahndreieck Havelland

Bundesland: Brandenburg
Landkreis: Oberhavel, Havelland
Gemeinde(n): Kremmen
Gemarkung(en): Staffelde, Börnicke

Maßstab (A3): 1:25.000
Koordinatensystem: ETRS 1989 UTM Zone 33N
Projektion: Transverse Mercator



Erstellt von: BUDERC
Stand: 10.04.2024



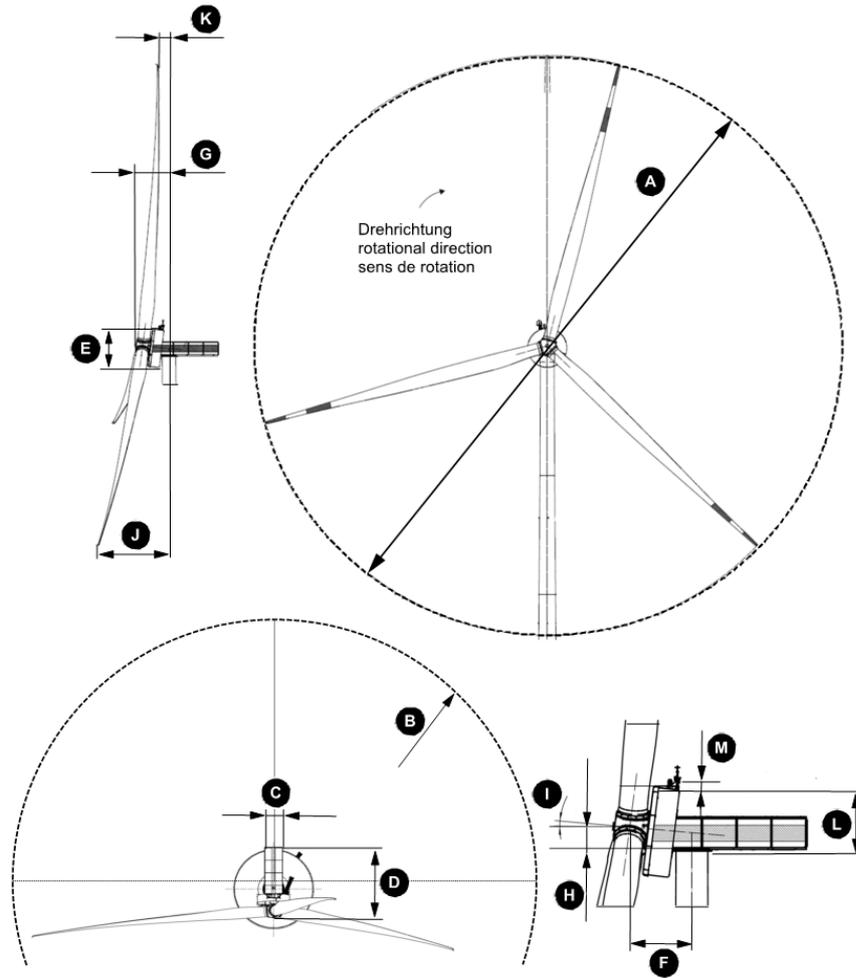


Abb. / Fig.: Schematische Darstellung der Gondel / Schematic diagram of the nacelle / Représentation schématique de la nacelle

Pos.	Bezeichnung Description Designation	Wert Value Valeur	Pos.	Bezeichnung Description Designation	Wert Value Valeur
A ¹	Rotordurchmesser Rotor diameter Diamètre du rotor	160 m	H	Oberkante Turmkopfflansch bis Rotornabe Top edge of top tower flange to hub Bord supérieur de la bride supérieure du mât jusqu'au moyeu	1,85 m
B ¹	Exzentrizitätsfläche Eccentric surface Surface excentrique	21 069 m ²	I	Neigung Incline Inclinaison	6°
C	Gondelbreite Nacelle width Largeur de la nacelle	4,99 m	J ¹	Turmmitte bis tiefste Blattposition Tower centre to lowest blade position Milieu du mât jusqu'à la position la plus basse de la pale	25,80 m
D	Gondellänge Nacelle length Longueur de la nacelle	19,80 m	K ¹	Turmmitte bis höchste Blattposition Tower centre to top position of blade Milieu du mât jusqu'à la position la plus haute de la pale	9,20 m
E	Gondelhöhe einschließlich Generator Nacelle height including generator Hauteur de la nacelle, y compris le générateur	6,10 m	L	Oberkante Turmkopfflansch bis Oberkante Gondel Top edge of top tower flange to nacelle top edge Bord supérieur de la bride du sommet du mât jusqu'au bord supérieur de la nacelle	4,60 m
F	Turmmitte bis Rotornabe horizontal Tower centre to hub horizontal Milieu du mât vers le moyeu horizontalement	6,10 m			
G	Turmmitte bis Gondelspitze Tower centre to nacelle tip Milieu du mât vers l'extrémité de la nacelle	8 m			

¹ Die Werte beziehen sich auf den Einbauzustand des Rotorblatts ohne Rotorblattverstellung und ohne jegliche Belastungen. / The values refer to the installation state of the rotor blade when not pitched and without any load. / Les valeurs se rapportent à l'état de montage de la pale du rotor sans pitch et sans charges.

Technische Beschreibung

ENERCON Windenergieanlage E-160 EP5 E3 R1 / 5560 kW

Herausgeber ENERCON GmbH ▪ Dreekamp 5 ▪ 26605 Aurich ▪ Deutschland
Telefon: +49 4941 927-0 ▪ Telefax: +49 4941 927-109
E-Mail: info@enercon.de ▪ Internet: http://www.enercon.de
Geschäftsführer: Dr. Jürgen Zeschky, Dr. Martin Prillmann, Dr. Michael Jaxy
Zuständiges Amtsgericht: Aurich ▪ Handelsregisternummer: HRB 411
Ust.Id.-Nr.: DE 181 977 360

Urheberrechtshinweis Die Inhalte dieses Dokuments sind urheberrechtlich sowie hinsichtlich der sonstigen geistigen Eigentumsrechte durch nationale und internationale Gesetze und Verträge geschützt. Die Rechte an den Inhalten dieses Dokuments liegen bei der ENERCON GmbH, sofern und soweit nicht ausdrücklich ein anderer Inhaber angegeben oder offensichtlich erkennbar ist.

Die ENERCON GmbH räumt dem Verwender das Recht ein, zu Informationszwecken für den eigenen, rein unternehmensinternen Gebrauch Kopien und Abschriften dieses Dokuments zu erstellen; weitergehende Nutzungsrechte werden dem Verwender durch die Bereitstellung dieses Dokuments nicht eingeräumt. Jegliche sonstige Vervielfältigung, Veränderung, Verbreitung, Veröffentlichung, Weitergabe, Überlassung an Dritte und/oder Verwertung der Inhalte dieses Dokuments ist – auch auszugsweise – ohne vorherige, ausdrückliche und schriftliche Zustimmung der ENERCON GmbH untersagt, sofern und soweit nicht zwingende gesetzliche Vorschriften ein Solches gestatten.

Dem Verwender ist es untersagt, für das in diesem Dokument wiedergegebene Know-how oder Teile davon gewerbliche Schutzrechte gleich welcher Art anzumelden.

Sofern und soweit die Rechte an den Inhalten dieses Dokuments nicht bei der ENERCON GmbH liegen, hat der Verwender die Nutzungsbestimmungen des jeweiligen Rechteinhabers zu beachten.

Geschützte Marken Alle in diesem Dokument ggf. genannten Marken- und Warenzeichen sind geistiges Eigentum der jeweiligen eingetragenen Inhaber; die Bestimmungen des anwendbaren Kennzeichen- und Markenrechts gelten uneingeschränkt.

Änderungsvorbehalt Die ENERCON GmbH behält sich vor, dieses Dokument und den darin beschriebenen Gegenstand jederzeit ohne Vorankündigung zu ändern, insbesondere zu verbessern und zu erweitern, sofern und soweit vertragliche Vereinbarungen oder gesetzliche Vorgaben dem nicht entgegenstehen.

Dokumentinformation

Dokument-ID	D02730135/2.1-de		
Vermerk	Originaldokument		
Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2023-02-23	de	DB	WRD Wobben Research and Development GmbH / Technische Redaktion

Abkürzungsverzeichnis

SCADA Supervisory Control and Data Acquisition (überwachende Steuerung und Datenerfassung)

1 Übersicht ENERCON Windenergieanlage

Die ENERCON Windenergieanlage ist eine direktgetriebene Windenergieanlage mit Dreiblattrotor, aktiver Rotorblattverstellung, drehzahlvariabler Betriebsweise und einer Nennleistung von 5560 kW. Sie hat einen Rotordurchmesser von 160 m und wird mit einer Nabhöhe von 99,00 m, 119,83 m, 160,00 m und 166,60 m geliefert.

2 Komponenten der ENERCON Windenergieanlage

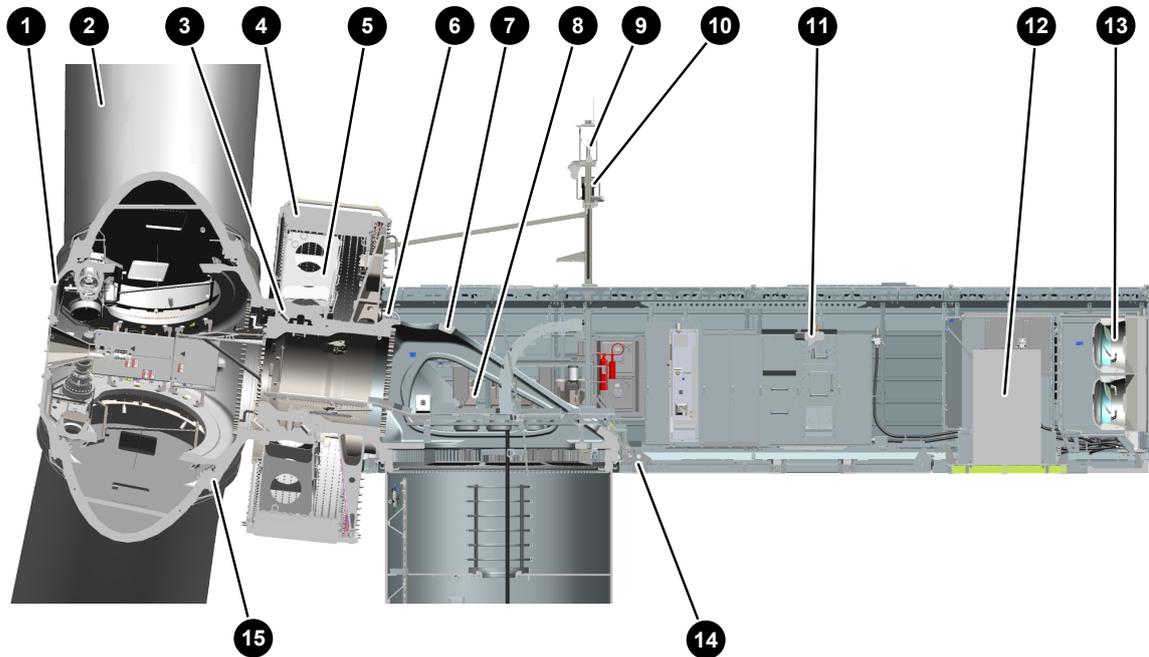


Abb. 1: Gondelschnitt

1	Rotornabe	2	Rotorblatt
3	Rotorlager	4	Generator-Stator
5	Generator-Rotor	6	Rotorarretierung
7	Maschinenträger	8	Azimutantrieb
9	Windmessgerät mit Blitzfangstangen	10	Befuerung
11	Kran Gondel	12	Transformator
13	Flüssigkeitskühlung	14	Azimutlager
15	Blattflanschlager		

2.1 Gondel

Die tragende Struktur des Maschinenhauses besteht aus Gusseisen (EN-GJS-400-18-LT). Die Gondelverkleidung besteht aus Stahl. Die Gondel ist durch ein Azimutlager mit dem Turmkopf verbunden.

Der Transformator und der Umrichter sind in der Gondel untergebracht.

Mit den Azimutantrieben kann die gesamte Gondel gedreht werden, damit der Rotor stets optimal zum Wind ausgerichtet ist.

2.2 Generator

Der direktgetriebene Generator ist ein mehrpoliger Generator. Die Erregung erfolgt durch Permanentmagnete am Generator-Rotor. Der Generator ist luftgekühlt, mit einer passiven äußeren Luftkühlung durch den Luftstrom und einer aktiven inneren Luftspaltkühlung. Der Generator ist für eine Nennleistung von 5560 kW ausgelegt. Für die Wartung verfügt der Generator über eine Rotorarretierung und eine Rotorhaltebremse.

2.3 Turm

Der Turm der Windenergieanlage ist ein Stahlrohrturm, ein Hybrid-Stahlurm oder ein Hybridturm.

Der Stahlrohrturm ist eine Röhre aus Stahlblech bestehend aus wenigen großen Stahlsektionen. Je nach Turmvariante kann die unterste Stahlsektion einteilig oder in mehrere Längselemente unterteilt sein. Die Längselemente werden zunächst am Aufstellort zu einer Stahlsektion verbunden. An den Enden der Stahlsektionen sind Flansche mit Bohrungen für die Montage angeschweißt. Die Stahlsektionen werden am Aufstellort aufeinandergestellt und miteinander verschraubt. Die Verbindung zum Fundament wird mithilfe eines Fundamentkorbs hergestellt.

Der Hybrid-Stahlurm besteht aus abgekanteten Sektionsblechen aus Stahl und aus rohrförmigen Stahlsektionen. Die Turmsektionen werden am Aufstellort miteinander verschraubt. Die Verbindung zum Fundament wird mithilfe eines Fundamentkorbs hergestellt.

Der Hybridturm besteht im unteren Teil aus Betonsegmenten und im oberen Teil aus Stahlsektionen. Die Betonsegmente werden am Aufstellort aus Fertigteilen zusammengesetzt und aufeinandergestellt. Die oberen Stahlsektionen werden aufgesetzt und verschraubt. In vertikaler Richtung werden die Betonsegmente durch Spannglieder aus Spannstahl vorgespannt. Die Spannglieder verlaufen entweder vertikal durch Kanäle in den Betonsegmenten oder extern an der Turminnenwand. Sie sind im Turmfundament verankert.

Alle Türme werden bereits im Werk mit dem fertigen Anstrich bzw. Witterungs- und Korrosionsschutz versehen, sodass nach der Montage möglichst keine weiteren Arbeiten an der Turmoberfläche anfallen.

2.4 Rotorblätter

Die Rotorblätter haben wesentlichen Einfluss auf den Ertrag der Windenergieanlage sowie auf ihre Geräuschemission. Form und Profil der Rotorblätter wurden gemäß den folgenden Vorgaben entwickelt:

- hoher Leistungsbeiwert
- lange Lebensdauer
- geringe Geräuschemissionen
- niedrige mechanische Lasten
- effizienter Materialeinsatz

Die Rotorblätter der Windenergieanlage sind speziell für den Betrieb mit Blattverstellungssystem und variabler Drehzahl ausgelegt.

Die Rotorblätter sind elastisch und biegen sich bei Windbelastung etwas nach hinten. Die Rotorblätter sind hohl und werden durch innenliegende Stege ausgesteift. Alle Komponenten der Rotorblattstruktur bestehen aus glasfaserverstärktem Polyester oder aus mehrlagigen Konstruktionen mit Schaum und Balsa als Kernmaterialien. Die Anbindung des Rotorblatts an die Rotornabe erfolgt mit einer Bolzenverbindung.

Die Oberfläche der Rotorblätter ist beschichtet. Die Beschichtung schützt vor Verschmutzung und Umwelteinflüssen. Auf der Oberfläche sind unterschiedliche aerodynamische Bauteile zur Leistungssteigerung oder zur Verringerung der Schallemission angebracht.

Zur Reduzierung der Schallemission im Betrieb wird das Rotorblatt optional mit einem segmentierten Hinterkantenkamm (Trailing Edge Serration) ausgerüstet. Der Hinterkantenkamm verkleinert die Turbulenzen an der Blatthinterkante und mindert damit die Schallemission der Windenergieanlage. Zur passiven Strömungsbeeinflussung sind an

den Rotorblättern saugseitig Vortexgeneratoren eingesetzt. Zur Vergrößerung des aerodynamischen Auftriebs der Rotorblätter sind druckseitig T-Spoiler in der Nähe der Hinterkante installiert.

2.5 Vollumrichter

Die Generatorleistung mit variabler Frequenz wird gleichgerichtet, in eine konstante Frequenz von 50 Hz oder 60 Hz umgewandelt (AC-DC-AC-Wandlung) und in das Netz eingespeist. Ein Vollumrichter wird verwendet, um die Qualität der elektrischen Leistung zu optimieren.

3 Sicherheitssystem

Die Windenergieanlage verfügt über eine Vielzahl von sicherheitstechnischen Einrichtungen, die dazu dienen, die Windenergieanlage dauerhaft in einem sicheren Betriebsbereich zu halten. Hierzu zählen Komponenten, die ein sicheres Anhalten der Windenergieanlage ermöglichen und ein komplexes Sensorsystem.

Bewegen sich sicherheitsrelevante Betriebsparameter außerhalb eines zulässigen Bereichs, wird die Windenergieanlage mit reduzierter Leistung weiterbetrieben oder angehalten.

3.1 Sicherheitseinrichtungen

Not-Halt-Taster im Turmfuß und im Maschinenhaus

In Gefahrensituationen kann die Windenergieanlage bzw. der Rotor durch Betätigung eines Not-Halt-Tasters schnell gestoppt werden.

In der Windenergieanlage befinden sich Not-Halt-Taster an folgenden Stellen:

- an der Bedieneinheit Windenergieanlage im Turmfuß
- am Gondelsteuerschrank im Maschinenhaus

Not-Halt-Taster rasten im gedrückten Zustand ein. Nach einem Not-Halt kann die Windenergieanlage wieder gestartet werden, sofern die Ursache für den Not-Halt beseitigt und der Not-Halt-Taster zurückgesetzt wurde.

Not-Halt-Taster im Rotorkopf

Im Rotorkopf befinden sich Not-Halt-Taster an folgenden Stellen:

- an allen drei Blattverstellschränken über eine steckbare Bedienflasche

Die Betätigung des Not-Halt-Tasters an der Bedienflasche führt zu einem sofortigen Stopp des Blattverstellantriebs.

Hauptschalter im Maschinenhaus

Im Maschinenhaus befinden sich Hauptschalter an folgenden Stellen:

- an der Niederspannungsverteilung

Mit dem Hauptschalter an der Niederspannungsverteilung kann die Spannungsversorgung des Rotors, der Azimutantriebe und der Kühlung unterbrochen werden.

3.2 Sensorsystem

Eine Vielzahl von Sensoren erfasst laufend den aktuellen Zustand der Windenergieanlage und die relevanten Umgebungsparameter. Die entsprechenden Informationen stellt das Sensorsystem über das Fernüberwachungssystem ENERCON SCADA bereit. Die Steuerung der Windenergieanlage wertet die Signale aus und steuert die Windenergieanlage so, dass die aktuell verfügbare Windenergie optimal ausgenutzt wird und dabei die Sicherheit des Betriebs gewährleistet ist.

Redundante Sensoren

Um eine Plausibilitätsprüfung durch Vergleich der gemeldeten Werte zu ermöglichen, sind für einige Betriebszustände redundante Sensoren eingebaut. Dies gilt z. B. für die Messung der Temperatur im Generator, die Messung der Windgeschwindigkeit oder die Messung des aktuellen Rotorblattwinkels. Ein defekter Sensor wird zuverlässig erkannt und

kann repariert oder durch die Aktivierung eines Reservesensors ersetzt werden. Die Windenergieanlage kann dadurch in der Regel ohne sofortigen Serviceeinsatz sicher weiter betrieben werden.

Kontrolle der Sensoren

Die Funktionstüchtigkeit aller Sensoren wird entweder im laufenden Betrieb regelmäßig durch die Steuerung selbst oder, wo dies nicht möglich ist, im Zuge der Wartung kontrolliert.

Drehzahlüberwachung

Die Steuerung der Windenergieanlage regelt durch Verstellung des Blattwinkels die Rotordrehzahl so, dass die Nenndrehzahl auch bei sehr starkem Wind nicht nennenswert überschritten wird. Auf plötzlich eintretende Ereignisse, z. B. eine starke Windböe oder eine schlagartige Verringerung der Generatorlast, kann das Blattverstellungssystem jedoch unter Umständen nicht schnell genug reagieren. Wenn die Nenndrehzahl um einen festgelegten Wert überschritten wird, hält die Steuerung der Windenergieanlage die Windenergieanlage an. Die Windenergieanlage kann über das Fernüberwachungssystem neu gestartet werden.

Wenn ein Fehler vorliegt, wird die Windenergieanlage durch eine Notverstellung angehalten.

Temperaturüberwachung

Einige Komponenten der Windenergieanlage werden gekühlt. Zudem messen Temperatursensoren kontinuierlich die Temperatur an Komponenten, die vor hohen Temperaturen geschützt werden müssen.

Bei zu hohen Temperaturen wird die Leistung der Windenergieanlage reduziert, gegebenenfalls wird die Windenergieanlage angehalten.

Einige Messpunkte sind zusätzlich mit Übertemperaturschaltern ausgerüstet. Die Übertemperaturschalter veranlassen ebenfalls das Anhalten der Windenergieanlage nachdem eine bestimmte Temperatur überschritten wurde. Nach dem Abkühlen kann die Windenergieanlage wieder in Betrieb genommen werden, nachdem der Grund für die Überschreitung untersucht wurde.

Überwachung der Kabelverdrillung

Die Turmkabel haben im oberen Turmbereich so viel Bewegungsspielraum, dass die Gondel um 1,5 Umdrehungen nach links und rechts gedreht werden kann, ohne dass die Turmkabel dabei beschädigt werden und überhitzen. Je nach Grad der Verdrillung und Höhe der Windgeschwindigkeit entscheidet die Steuerung der Windenergieanlage, wann die Turmkabel entdrillt werden müssen.

Die Überwachung der Kabelverdrillung verfügt über eine Sensorik, die bei einer Überschreitung des zulässigen Stellbereichs ein weiteres Verdrillen verhindert.

Luftspaltüberwachung

Der Luftspalt zwischen Rotor und Stator des Generators darf eine bestimmte Breite nicht unterschreiten. Der Luftspalt wird durch eine dedizierte Sensorik überwacht, die am Rotorumfang verteilt ist. Wenn der Luftspalt einen bestimmten Wert unterschreitet, wird die Windenergieanlage angehalten. Die Windenergieanlage kann neu gestartet werden, sobald die Ursache beseitigt wurde.

4 Steuerung

Die Steuerung der Windenergieanlage beruht auf einer speicherprogrammierbaren Steuerung, die über Sensoren sämtliche Komponenten der Windenergieanlage sowie Daten, wie Windrichtung und Windgeschwindigkeit, abfragt und die Betriebsweise der Windenergieanlage entsprechend anpasst. Der aktuelle Status der Windenergieanlage und eventuelle Störungen werden an der Bedieneinheit Windenergieanlage im Turmfuß und am Gondelsteuerschrank angezeigt.

4.1 Windnachführung

Auf dem Turmkopf befindet sich das Azimutlager mit einem außenverzahnten Zahnkranz. Das Azimutlager ermöglicht die Drehung und somit die Windnachführung der Gondel.

Ist die Abweichung zwischen der Windrichtung und der Richtung der Rotorachse größer als der vorgegebene zulässige Maximalwert, werden die Azimutantriebe eingeschaltet, die die Gondel dem Wind nachführen. Die Steuerung der Azimutmotoren gewährleistet ein sanftes Anlaufen und Bremsen. Die Steuerung der Windenergieanlage überwacht die Windnachführung. Erkennt die Steuerung der Windenergieanlage Unregelmäßigkeiten, wird die Windnachführung deaktiviert und die Windenergieanlage angehalten.

4.2 Blattverstellungssystem

Das Blattverstellungssystem ändert die Position der Rotorblätter und damit den Anstellwinkel, mit dem die Luft das Rotorblattprofil anströmt. Mit dem Rotorblattwinkel ändert sich der Auftrieb des Rotorblatts und damit auch die Kraft, mit der der Rotor gedreht wird.

Im Automatikbetrieb (Normalbetrieb) wird der Rotorblattwinkel so eingestellt, dass einerseits die im Wind enthaltene Energie optimal ausgenutzt wird und andererseits keine Überlastung der Windenergieanlage eintritt. Dabei werden auch Randbedingungen wie Schalloptimierung eingehalten. Außerdem dient das Blattverstellungssystem dem aerodynamischen Abbremsen des Rotors.

Erreicht die Windenergieanlage ihre Nennleistung, dreht das Blattverstellungssystem die Rotorblätter bei weiter steigender Windgeschwindigkeit gerade so weit aus dem Wind, dass die Rotordrehzahl und die vom Generator erzeugte Leistung die Nennwerte nicht oder nur unwesentlich übersteigen.

4.3 Drehmomentregelung

Die Windenergieanlage ist drehzahl geregelt. Die Differenz zwischen dem aerodynamischen und dem elektromechanischen Drehmoment bestimmt die Rotordrehzahl bei Teillast. Das Gegendrehmoment wird entsprechend der Windgeschwindigkeit und dem ankommenden Drehmoment optimiert und folgt einer optimalen Schnellaufzahl. Unter Vollastbedingungen wird die Ausgangsleistung durch die Drehmomentregelung konstant gehalten. Das vom Generator erzeugte Gegendrehmoment wird vom Umrichter gesteuert.

5 Fernüberwachung

Standardmäßig ist die Windenergieanlage über ein Fernüberwachungssystem (ENERCON SCADA System oder ENERCON SCADA Edge System) mit der regionalen Serviceniederlassung verbunden. Die Anbindung der Windenergieanlage läuft über den Server des Fernüberwachungssystems, der üblicherweise in der Übergabestation oder in dem Umspannwerk eines Windparks aufgestellt wird. In jedem Windpark ist ein Server installiert.

Die regionale Serviceniederlassung kann jederzeit die Betriebsdaten der Windenergieanlage abrufen und ggf. sofort auf Auffälligkeiten und Störungen reagieren. Auch alle Statusmeldungen werden über das Fernüberwachungssystem an eine Serviceniederlassung gesendet und dort dauerhaft gespeichert. Nur so ist gewährleistet, dass alle Erfahrungen aus dem praktischen Langzeitbetrieb in die Weiterentwicklung der ENERCON Windenergieanlagen einfließen können. Auf Wunsch des Betreibers kann die Überwachung der Windenergieanlage von einer anderen Stelle übernommen werden.

6 **Wartung**

Um den dauerhaft sicheren und optimalen Betrieb der Windenergieanlage sicherzustellen, muss die Windenergieanlage in regelmäßigen Abständen gewartet werden.

Die Windenergieanlage wird regelmäßig, je nach Anforderung mindestens einmal jährlich, gewartet.

Bei der Wartung werden alle sicherheitsrelevanten Komponenten und Funktionen geprüft, z. B. das Blattverstellungssystem, die Windnachführung, die Sicherheitssysteme, das Blitzschutzsystem, die Anschlagpunkte zur Personensicherung und die Sicherheitssteigleiter. Die Schraubverbindungen an den tragenden Verbindungen (Hauptstrang) werden geprüft. Alle weiteren Komponenten werden einer Sichtprüfung unterzogen. Verbrauchte Schmierstoffe werden nachgefüllt.

Die Wartungsintervalle und Wartungsumfänge können je nach regionalen Richtlinien und Normen abweichen.

Technische Beschreibung

Befuerung und farbliche Kennzeichnung

ENERCON Windenergieanlagen

Herausgeber ENERCON GmbH ▪ Dreekamp 5 ▪ 26605 Aurich ▪ Deutschland
Telefon: +49 4941 927-0 ▪ Telefax: +49 4941 927-109
E-Mail: info@enercon.de ▪ Internet: http://www.enercon.de
Geschäftsführer: Dr. Jürgen Zeschky, Dr. Martin Prillmann, Dr. Michael Jaxy
Zuständiges Amtsgericht: Aurich ▪ Handelsregisternummer: HRB 411
Ust.Id.-Nr.: DE 181 977 360

Urheberrechtshinweis Die Inhalte dieses Dokuments sind urheberrechtlich sowie hinsichtlich der sonstigen geistigen Eigentumsrechte durch nationale und internationale Gesetze und Verträge geschützt. Die Rechte an den Inhalten dieses Dokuments liegen bei der ENERCON GmbH, sofern und soweit nicht ausdrücklich ein anderer Inhaber angegeben oder offensichtlich erkennbar ist.

Die ENERCON GmbH räumt dem Verwender das Recht ein, zu Informationszwecken für den eigenen, rein unternehmensinternen Gebrauch Kopien und Abschriften dieses Dokuments zu erstellen; weitergehende Nutzungsrechte werden dem Verwender durch die Bereitstellung dieses Dokuments nicht eingeräumt. Jegliche sonstige Vervielfältigung, Veränderung, Verbreitung, Veröffentlichung, Weitergabe, Überlassung an Dritte und/oder Verwertung der Inhalte dieses Dokuments ist – auch auszugsweise – ohne vorherige, ausdrückliche und schriftliche Zustimmung der ENERCON GmbH untersagt, sofern und soweit nicht zwingende gesetzliche Vorschriften ein Solches gestatten.

Dem Verwender ist es untersagt, für das in diesem Dokument wiedergegebene Know-how oder Teile davon gewerbliche Schutzrechte gleich welcher Art anzumelden.

Sofern und soweit die Rechte an den Inhalten dieses Dokuments nicht bei der ENERCON GmbH liegen, hat der Verwender die Nutzungsbestimmungen des jeweiligen Rechteinhabers zu beachten.

Geschützte Marken Alle in diesem Dokument ggf. genannten Marken- und Warenzeichen sind geistiges Eigentum der jeweiligen eingetragenen Inhaber; die Bestimmungen des anwendbaren Kennzeichen- und Markenrechts gelten uneingeschränkt.

Änderungsvorbehalt Die ENERCON GmbH behält sich vor, dieses Dokument und den darin beschriebenen Gegenstand jederzeit ohne Vorankündigung zu ändern, insbesondere zu verbessern und zu erweitern, sofern und soweit vertragliche Vereinbarungen oder gesetzliche Vorgaben dem nicht entgegenstehen.

Dokumentinformation

Dokument-ID	D0248364/15.1-de
Vermerk	Originaldokument

Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2022-09-13	de	DB	WRD Wobben Research and Development GmbH / Technische Redaktion

Inhaltsverzeichnis

1	Allgemeines	5
2	Befuerungsleuchten	6
2.1	Befuerungsleuchten Gondel	6
2.2	Befuerungsleuchten Turm	7
3	Befuerungsmanagement	8
4	Farbliche Kennzeichnung	9

Abkürzungsverzeichnis

AVV	Allgemeine Verwaltungsvorschrift
ICAO	International Civil Aviation Organization (Internationale Zivilluftfahrtorganisation)
MOD	Ministry of Defence (Verteidigungsministerium des Vereinigten Königreichs)
STAC	Service technique de l'Aviation civile (technisches Zentrum der französischen Behörde für Zivilluftfahrt)
Traficom	Finnish Transport and Communications Agency

1 Allgemeines

Windenergieanlagen müssen abhängig von ihrer Höhe, ihrer exponierten Lage und den jeweils gültigen nationalen Vorschriften gegebenenfalls als Luftfahrthindernis gekennzeichnet werden.

Die Ausführung der Kennzeichnung richtet sich nach den vor Ort geltenden behördlichen Bestimmungen und kann durch Befuerung und/oder farbliche Kennzeichnung realisiert werden.

ENERCON bietet Befuerung an, die den Anforderungen der ICAO entspricht. Auch länderspezifische Vorschriften, wie die deutsche AVV zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen, die britischen Spezifikationen des MOD, die Spezifikationen der finnischen Behörde Traficom oder des französischen STAC werden berücksichtigt.

2 Befuerungsleuchten

ENERCON bezieht zertifizierte Befuerungsleuchten von Zulieferern. Eingesetzt werden ausschliesslich Befuerungsleuchten, bei denen die Abstrahlung nach unten mittels hochwertiger Optiken sehr stark reduziert ist und nur minimal über den geforderten Lichtstärken liegt. Als Leuchtmittel werden Leuchtdioden verwendet.

Die Befuerungsleuchten werden über den Steuerschrank Befuerung oder über die Steuerung der Windenergieanlage gesteuert.

Eine Stromversorgung bei Netzausfall ist gewährleistet. Je nach konfigurierter Befuerung ist eine Notstromversorgung bis zu 24 h möglich; die jeweils geltenden nationalen Vorschriften zur Notstromversorgung werden erfüllt.

2.1 Befuerungsleuchten Gondel

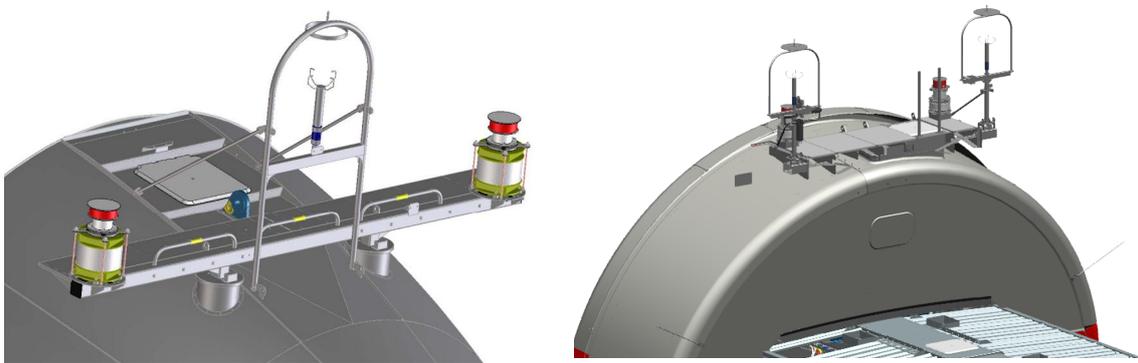


Abb. 1: Befuerung auf der Gondel, beispielhafte Darstellung

Die Befuerungsleuchten sind auf der Gondel der Windenergieanlage angebracht. Die Befuerungsleuchten sind in der Regel doppelt ausgeführt, um aus keiner Richtung von einem Hindernis verdeckt werden zu können.

Die Befuerungsleuchten auf der Gondel können als Hindernisfeuer oder Gefahrenfeuer ausgeführt sein.

Hindernisfeuer sind bei Nacht rot leuchtende Rundstrahl-Festfeuer mit einer mittleren Lichtstärke von mindestens 10 cd im horizontalen Strahlbereich (-2° bis $+8^\circ$).

Gefahrenfeuer sind bei Nacht rot blinkende und bei Tag weiß blinkende Rundstrahler. Bei einer möglichen Gefährdung des Luftverkehrs müssen Gefahrenfeuer installiert werden.

2.2 Befuerungsleuchten Turm



Abb. 2: Befuerungsleuchte am Turm

Durch behördliche Vorschriften kann eine Befuerung des Turms gefordert werden. Dazu wird der Turm mit einer, seltener mit zwei Befuerungsebenen mit jeweils 4 Stablenuchten ausgerüstet. Eine Nachrüstung von Befuerungsluchten am Turm ist nur mit sehr hohem Aufwand möglich.

3 Befuerungsmanagement

Bei Windenergieanlagen der Plattform EP5 kann die technische Umsetzung der nachfolgend erläuterten Funktionen abweichen.

Bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung

Die bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung beschränkt die Lichtemission der Windenergieanlage auf jenen Zeitraum, in dem Luftfahrzeuge den sicherheitsrelevanten Bereich der Windenergieanlage durchqueren.

Parksynchronisation

Blinkende Gondelbefuerungsleuchten von Windenergieanlagen können innerhalb eines Windparks zentral über einen Parkrechner synchronisiert werden. Mehrere Windparks können über ein GPS-System der einzelnen Parkrechner synchronisiert werden.

Mit der Parksynchronisation erfüllt ENERCON den Punkt 4 der Handlungsempfehlung des „Arbeitskreises Kennzeichnung des Bundesverbands WindEnergie e.V.“. Die Parksynchronisation der Befuerung von ENERCON Windenergieanlagen und die Systeme anderer Windenergieanlagen-Hersteller sind kompatibel.

Sichtweitenmessung

Die Befuerung einer Windenergieanlage kann mit einem Sichtweitenmessgerät und einer Lichtstärkenregelung ausgerüstet werden. Bei klarer Sicht wird die Lichtstärke der Befuerung reduziert. Dadurch wird Energie eingespart und eventuelle Beeinträchtigungen der Umgebung durch die Befuerung werden verringert. Eine Vernetzung der Sichtweitenmessgeräte an Windenergieanlagen in verschiedenen Windparks ist nicht möglich.

Fernüberwachung

Warn- und Störmeldungen der Befuerung werden automatisch über das Fernüberwachungssystem erfasst. Überwacht werden der Ausfall der Versorgungsspannung, der Ausfall der Befuerungsleuchten, der Ausfall der Akkumulatoren der Notstromversorgung sowie Störungen am Sichtweitenmessgerät oder am Ladegerät für die Akkumulatoren.

Meldung von Ausfällen der Befuerung

Totalausfälle der Befuerung, die nicht sofort behoben werden können, und deren Aufhebung müssen der zuständigen Luftfahrtstelle, in Deutschland der NOTAM-Zentrale der Deutschen Flugsicherung in Frankfurt/Main, bekannt gegeben werden.

4 Farbliche Kennzeichnung

Behördliche Vorschriften am jeweiligen Standort machen gegebenenfalls eine farbliche Kennzeichnung der Windenergieanlage erforderlich. Die farbliche Kennzeichnung dient der Kennzeichnung der Windenergieanlage am Tag. Sie kann mit Befuerung kombiniert werden.

Die Ausführung der farblichen Kennzeichnung richtet sich nach den im Land oder in der Region geltenden Regelungen. In Deutschland kann die farbliche Kennzeichnung bei Windenergieanlagen in den Farben Achatgrau (RAL 7038) oder Lichtgrau (RAL 7035) mit einer verkehrsroten Kennzeichnung (RAL 3020) wie folgt realisiert werden:

Rotorblatt



Abb. 3: Farbliche Kennzeichnung am Rotorblatt, beispielhafte Darstellung

Zur farblichen Kennzeichnung werden 6 m breite Streifen an den Rotorblättern angebracht.

Gondel

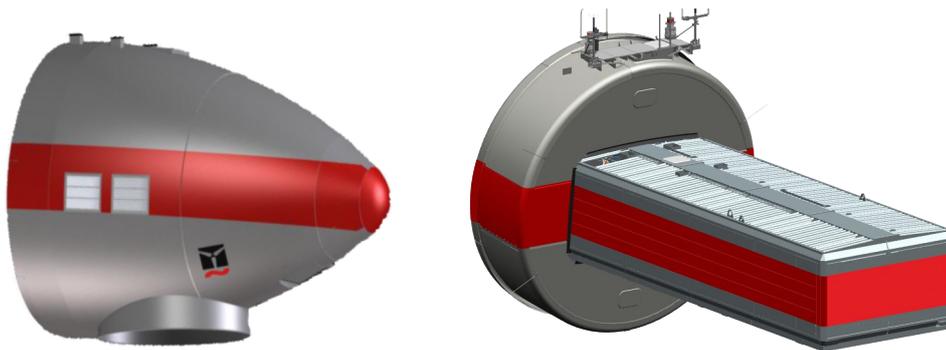


Abb. 4: Farbliche Kennzeichnung an der Gondel, beispielhafte Darstellung

Zur farblichen Kennzeichnung wird ein 2 m hoher, umlaufender Farbstreifen an der Gondel angebracht.

Turm



Abb. 5: Farbliche Kennzeichnung am Turm, beispielhafte Darstellung

Zur farblichen Kennzeichnung wird ein 3 m hoher Farbstreifen in 40 m \pm 5 m Höhe am Turm angebracht.

In anderen Ländern und Regionen werden gegebenenfalls andere farbliche Kennzeichnungen der Windenergieanlage gefordert. Informationen dazu sind auf Anfrage verfügbar.

Notstromversorgung der Befeuerung für Windenergieanlagen in Deutschland

Die Auslegung der Notstromversorgung richtet sich nach den örtlichen Bestimmungen. Die folgende Tabelle enthält Angaben zur Notstromversorgung von Befeuerungsleuchten des Systems G4.1, die für Windenergieanlagen in Deutschland eingesetzt werden.

Tab. 1: Angaben zur Notstromversorgung

Angabe	Gondelbefeuerung und Turmbefeuerung	Gondelbefeuerung
Gondelbefeuerungsleuchte, Bezeichnung und Anzahl	R100IR25-G4.1 (2x)	R100IR25-G4.1 (2x)
Turmbefeuerungsleuchte, Bezeichnung und Anzahl	R32H-G4.1 (4x auf einer Ebene)	-
Kapazität des Akkumulators in Ah	70	70
Überbrückungszeit in h	30	40

Inhaltsverzeichnis

Technische Beschreibung BNK

1. Light:Guard Transpondersystem
 - 1.1. Light:Guard Systembeschreibung [Light:Guard GmbH; 7 Seiten]
 - 1.1.1. Technisches Datenblatt Receiver [Light:Guard GmbH; 4 Seiten]
 - 1.1.2. Technisches Datenblatt LCU [Light:Guard GmbH; 4 Seiten]
 - 1.1.3. Light:Guard Systemwartung [Light:Guard GmbH; 6 Seiten]
 - 1.2. Light:Guard DIN ISO Zertifikat 9001 [TÜV Technische Überwachung Hessen GmbH; 2 Seiten]
 - 1.3. Anerkennung des Transpondersystems durch die DFS Aviation Services GmbH (Anlage_Zertifikat Baumusterprüfung Light:Guard ADLS) [DFS Aviation Services GmbH; 1 Seite]
 - 1.3.1. Anhang zum Zertifikat des Systems „light Guard ADLS“ der Organisation Light:Guard GmbH [DFS Aviation Services GmbH; 1 Seite]
 - 1.3.2. Anhang zum Zertifikat des Systems „light Guard ADLS“ der Organisation Light:Guard GmbH ANHANG [DFS Aviation Services GmbH; 3 Seite]
 - 1.4. Stellungnahme der DAS zur allgemeinen Zulässigkeit des BNK Systems am Standort/ Herstellererklärung [DFS Aviation Services GmbH; 1 Seite]
 - 1.4.1. Systembezogene Prüfkriterien -DFS Aviation Services GmbH das System zur bedarfsgesteuerten Nachkennzeichnung Light Guard ADLS der Organisation Light:Guard GmbH (Beschreibung des Prüfumfanges am BNK Standort) [DFS Aviation Services GmbH; 5 Seite]



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 Windenergieanlagenbefehrerung, 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 Flugbefehrerung weiter.

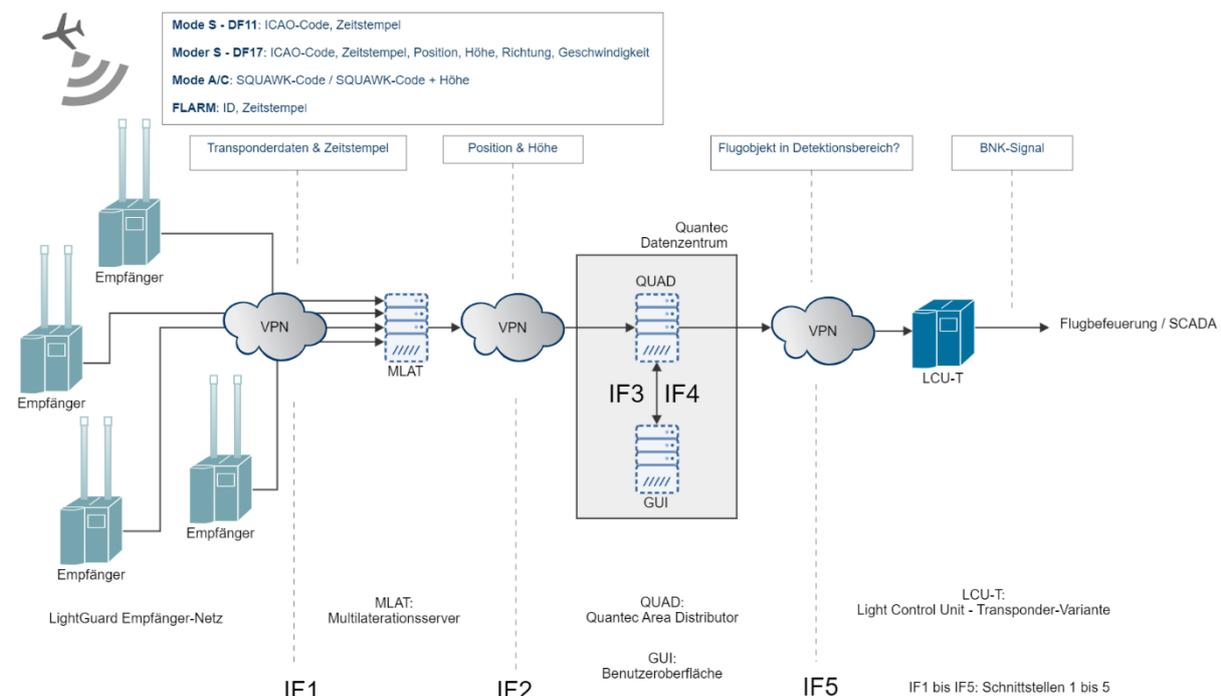
Genauer gesagt unterdrückt das System die Einschaltung der Flugbefehrerung der WEA, wenn keine Detektion eines Flugobjektes in der Nähe des Windparks erfolgt. Wenn das System ein Flugobjekt im betreffenden Luftraum erkennt, wird die Unterdrückung aufgehoben, so dass die Flugbefehrerung wieder eingeschaltet 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

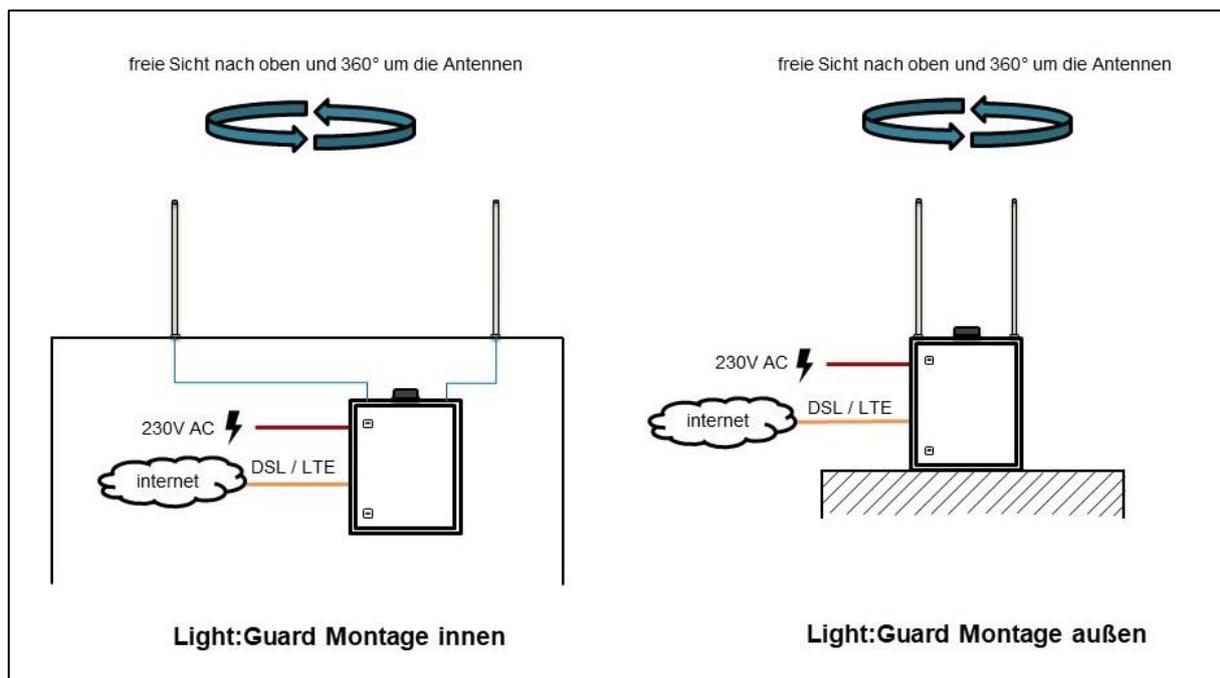
Die folgende Skizze stellt die Funktionsweise des light:guard-Systems schematisch dar:



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 Flughindernisaufklärung. Dabei wird die Flughindernisaufklärung über eine individuell mit den Befeuerungsherstellern entwickelte Schnittstelle angesteuert. Die Steuerung der Flughindernisaufklärung 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

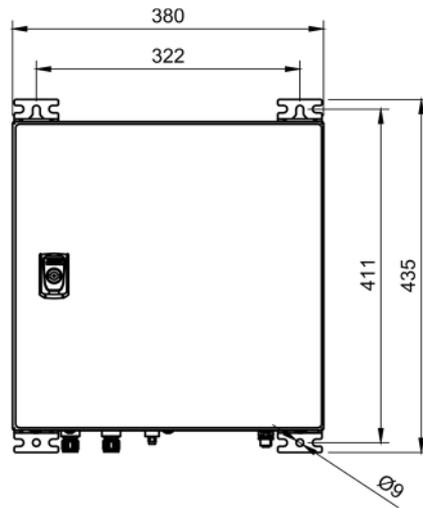
Allgemein	LGR
Artikelnummer	14004

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	<ul style="list-style-type: none"> • 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	<ul style="list-style-type: none"> • DIN EN 60529:2014-09
Doc. Vers	(v1.0) 03.11.2020

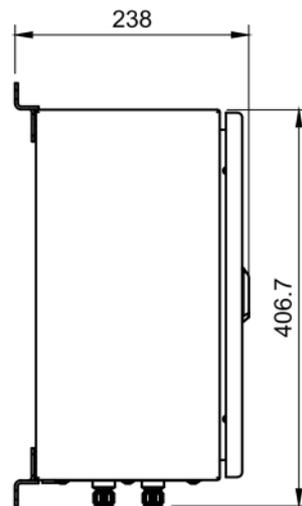
Dimension

Alle Angaben in mm

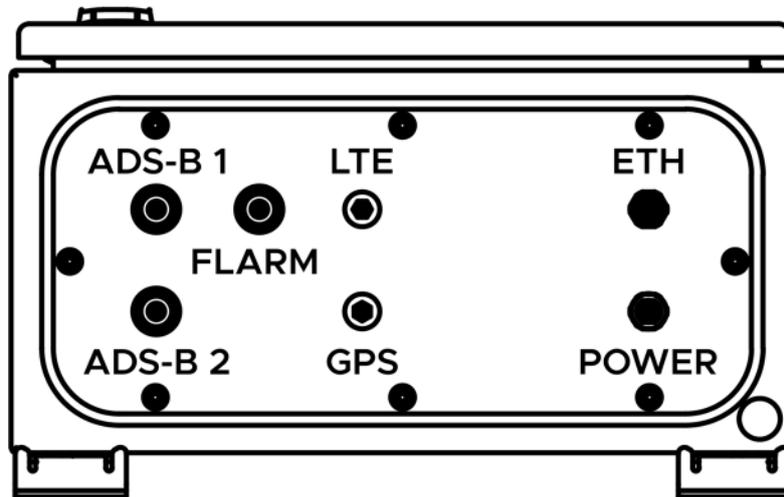
Vorderansicht



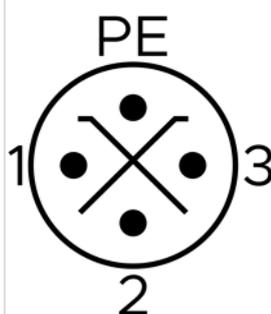
Seitenansicht



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 Netzkabel (100BASE-TX, CAT6)								
POWER	M12 Stecker S-kodiert	 <table border="1"> <tbody> <tr> <td>PE</td> <td>PE</td> </tr> <tr> <td>1</td> <td>L</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>Nicht genutzt</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>N</td> </tr> </tbody> </table>	PE	PE	1	L	2	Nicht genutzt	3	N
PE	PE									
1	L									
2	Nicht genutzt									
3	N									

Datenblatt Light:Guard LCU-T

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: Willi Lehmann
E-Mail: willi.lehmann@quantec-group.com
Datum: 2021-04-13

Letzte Anpassung von:

Name: Willi Lehmann
E-Mail: willi.lehmann@quantec-group.com
Datum: 2021-04-13
Revision: 4

Vertraulichkeitsstatus:

- executive only
- for internal use only
- confidential
- public

Inhaltsverzeichnis

Hauptmerkmale	4
Einsatzgebiete	4
Netzwerkanforderungen	4
Funktionsbeschreibung	5
Technische Daten	5
Dimension	6
Vorderansicht	6
Seitenansicht	6
Anschlussmaße	7
Vorderansicht	7
Seitenansicht	7

Die Light:Guard Light Control Unit (LCU-T) ist die windparkseitige Schnittstelle zum light:guard-System.



Hauptmerkmale

- Windpark Steuerungsschrank für bedarfsgesteuerte Nacht Kennzeichnung
- Gesicherte VPN Verbindung für den Signalempfang
- Steuerung der Flughindernissbefuerung über Modbus TCP Schnittstelle
- Steuerung von Enercon, Senvion, Siemens, GE, Vestas, Nordex & Vensys Flugbefuerungen
- Verteilen von Signalen auf unterschiedliche Netzwerke
- Protokollierung des BNK Systems und Fehlermeldungen von der Flughindernissbefuerung
- Steuerung der Befuerung durch Aktivradar- oder Transpondertechnologie

Einsatzgebiete

- Bedarfsgesteuerte Nacht Kennzeichnung von Windkraftanlagen

Netzwerkanforderungen

- WAN Schnittstelle
 - Min. Uploadrate: 512 kbit/s
 - Min. Downloadrate: 1 Mbit/s
 - Verzögerung: <1000 ms zum Rechenzentrum
 - Datenvolumen 10 GB/Monat
- LAN Schnittstelle
 - Min. Datenübertragungsrate: 1 Mbit/s
 - Verzögerung: <200 ms zur Befuerungssteuerung

Funktionsbeschreibung

Die LCU-T ist die Steuerungseinheit für die windparkinterne Flughindernissbefuerung und empfängt die Signale für die BNK Steuerung des Windparks. Die Flughindernissbefuerung wird über eine individuell mit den Befuerungsherstellern entwickelte Schnittstelle angesteuert. Die Steuerung der Befuerung 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. Die LCU-T kann sowohl mit den Aktivradarsystemen als auch der Transpondertechnologie verbunden werden.

Technische Daten

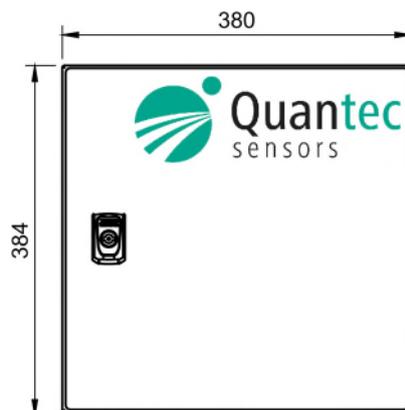
Allgemein	LCU-T
Artikelnummer	50044
Konformität	CE, RoHS
Elektrische Eigenschaften	
Versorgungsnennspannung	100 V AC ... 240 V AC
Eingangsspannung-Frequenz	50 Hz ... 60 Hz ±10 %
Absicherung	6 A (Charakteristik B, C, D, K)
Stromverbrauch	<150W
Schnittstellen	
Art	
RJ45	Netzwerkanschluss für die Internetverbindung
RJ45	Netzwerkanschluss für das interne Netzwerk/SCADA System
RJ45	Zusätzlicher Netzwerkanschluss für das interne Netzwerk/SCADA System/Servicezugang
RJ45	Light:Guard Receiver (LGR) Anschluss
Physikalische Eigenschaften	
Dimension:	(H × B × T) 384 x 380 x 218mm 435 x 380 x 238mm inklusive Wandhalterung
Gewicht	15kg
IP Schutzklasse	IP55
Schutzklasse	1
Umgebungsbedingungen	
Betriebstemperaturbereich	-25 °C ... +60 °C
Lagertemperaturbereich	-25 °C ... +85 °C

Allgemein	LCU-T
Relative Luftfeuchte	5 to 95% r.H. ohne Betauung
Höhenbereich	0 to 2000 m (0 to 6560 ft)
Normen	
EMV	<ul style="list-style-type: none"> • 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
IP Schutzklasse	<ul style="list-style-type: none"> • DIN EN 60529:2014-09
Doc. Vers	(v1.3) 03.11.2020

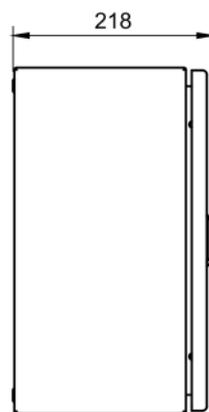
Dimension

Alle Angaben in mm

Vorderansicht



Seitenansicht



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 –

SEITE 1 VON 1.

Diese Zertifizierung bestätigt die Einführung und Aufrechterhaltung des o.a. Managementsystems und wird regelmäßig überwacht.
Die aktuelle Gültigkeit ist nachprüfbar unter www.profcert.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




Darmstadt, 2020-07-10
Certification body of TÜV Hessen
– Head of Certification body –



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
Hindernisbefeuerng	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
Hindernisbefuerung	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 Sicherheitsupdates 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 Server 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:

- 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-Bestimmungen lagern 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

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



Anhang zum Zertifikat des Systems "Light Guard ADLS" der Organisation Light:Guard GmbH

Auf Basis der Beauftragung vom 29.06.2020 der DFS Aviation Services GmbH (DAS) durch die Light:Guard GmbH wurde für das System "Light Guard ADLS" eine Baumusterprüfung durchgeführt.

Nach Anhang 6 der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen vom 24.04.2020 (AVV) muss eine Baumusterprüfung von Systemen zur bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung (BNK) von Windenergieanlagen durch eine hierfür benannten Stelle erfolgen. Mit Schreiben des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur vom 31.07.2020 wurde die DAS als Stelle zur Anerkennung benannt.

Die Prüfung umfasst die in Tabelle 1 aufgeführten Dokumente für das System "Light Guard ADLS", einschließlich der zugehörigen Komponenten, und kommt zu dem Ergebnis, dass für das System "Light Guard ADLS" mit dem zum Prüfungszeitpunkt bestehenden Funktionen und mit der beschriebenen Konfiguration (Hard- und Software) die Anforderungen im Sinne des Anhangs 6 Nummer 2 der AVV erfüllt. Mit der Prüfung wurde das System gemäß der in Tabelle 1 aufgeführten Dokumentation und der vorgestellten Testergebnisse gegen die Anforderungen des Anhangs 6 Nummer 2 der AVV geprüft.

Die Baumusterprüfung enthält keine Aussagen bezüglich der Verwendung des Systems "Light Guard ADLS" an einem Einsatzort. Bevor das System "Light Guard ADLS" an Windkraftanlagen in Betrieb genommen werden darf, muss eine gesonderte standortbezogene Beurteilung von einer benannten Stelle durchgeführt werden. Eine standortbezogene Beurteilung prüft gemäß des Anhangs 6 Nummer 2 der AVV die Erfüllung der Prüfkriterien an den jeweiligen Standorten.

Der Betreiber hat dafür Sorge zu tragen, dass die Anforderungen des Anhangs 6 Nummer 2 der AVV dauerhaft eingehalten werden. Hierzu dienen insbesondere eine regelmäßige Wartung und Funktionsprüfung.

Veränderungen, wie z.B. funktionale Änderungen, Veränderung des Erfassungsbereichs oder des Betriebskonzept erfordern eine Überprüfung hinsichtlich andauernder Konformität mit der genannten Verwaltungsvorschrift. Jede Veränderung des Systems "Light Guard ADLS" kann zu einer Neubewertung des Systems führen.

Diese Prüfung trifft keine Aussagen und umfasst deshalb keine Beurteilung zur Gewährleistung der Luftverkehrssicherheit des geprüften Systems oder der Dokumente, auf denen es beruht.



DFS Aviation Services

A brand of experience

Das Zertifikat ist zur Vorlage bei der zuständigen Landesluftfahrtbehörde im Rahmen der Zustimmung zum Genehmigungsverfahren der bedarfsgesteuerten Befuerung von Windenergieanlagen geeignet.

Es enthält keine Aussagen, auch nicht in Teilen, bezüglich der Genehmigung zur Errichtung von für die Luftverkehrssicherheit hindernisrelevanten Bauwerken und deren Tages- und Nachtkennzeichnung sowie der Erneuerung bereits bestehender Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen.

Mit freundlichen Grüßen

DFS Aviation Services GmbH
Langen, 15.12.2020

i.V. Marco Kremmelbein
Head of Engineering

i.A. Willi Pankratz
Expert Engineering / System Management



Tabelle 1: Auflistung der geprüften Dokumente zur Baumusterprüfung des Systems "Light Guard ADLS"

Nr.	Dateiname	Titel	Datum	Revision
1	Light Guard System Description	Light Guard System Description	19.11.2020	128
2	INVOLI System Detection Concept	INVOLI System for Light Guard Detection and Safety Concept	23.10.2020	1.1.3
3	QUAD Description	QUAD Description	03.08.2020	60
4	Light Guard Detection and Safety Specification	Light Guard Detection and Safety Specification	16.11.2020	30
5	Light_Guard - Site Specific Assessment	Light:Guard - Site Specific Assessment	19.11.2020	14
6	Light Guard Graphical User Interface	Light Guard Graphical User Interface	03.08.2020	9
7	IF1_Transponder Receiver to Processing Unit Interface	IF1: Transponder Receiver to Processing Unit Interface	05.05.2020	25
8	IF2_MLAT-System to QUAD Interface-	IF2: MLAT-System to QUAD Interface-	29.07.2020	23
9	IF3_QUAD to GUI data interface protocol	IF3 - QUAD to GUI data interface protocol	03.08.2020	18
10	IF4_GUI to QUAD data interface protocol	IF4 - GUI to QUAD data interface protocol	03.08.2020	12
11	IF5_Quantec Sensors LCU-T Control Interface Protocol	IF5: Quantec Sensors LCU-T Control Interface Protocol-v14	03.08.2020	14
12	Data sheet Quantec LCU-T	Data sheet Quantec LCU-T	03.08.2020	6
13	R-1090 Receiver	R-1090 Swiss Made Air Traffic Signal Receiver	26.07.2020	1
14	R-1090_Specs	Technical Specifications fort he R-1090 Receiver	26.07.2020	0
15	Light_Guard System Maintenance	Light:Guard System Maintenance	19.11.2020	2
16	LCU-T_Maintenance_Checklist	LCU-T Wartungscheckliste	17.08.2020	0
17	LGR_Maintenance_Checklist	LGR Wartungscheckliste	17.08.2020	0
18	Zertifikat ISO 9001_LightGuard	ZERTIFIKAT für das Managementsystem nach DIN EN ISO 9001:2015	07.10.2020	0
19	INVOLI_CE_DECLARATION OF CONFORMITY	EU DECLARATION OF CONFORMITY (DoC)	31.07.2020	0
20	Light_Guard ADLS - System Approval Test Plan	Light:Guard ADLS - System Approval Test Plan	20.10.2020	17
21	Light_Guard ADLS - Safety chain test	Light:Guard ADLS - Safety chain test-	08.11.2020	5
22	Light_Guard ADLS - Drone Test Report	Light:Guard ADLS - Drone Test Report	16.11.2020	11
23	Light_Guard ADLS - Aircraft Test Report	Light:Guard ADLS - Aircraft Test Report	18.11.2020	13



DFS Aviation Services

A brand of experience

DFS Aviation Services GmbH | Heinrich-Hertz-Straße 26 | 63225 Langen | Germany

LightGuard GmbH
Willi Lehmann
Geschäftsführer
Krendelstraße 32
30916 Isernhagen

Ansprechpartner:
Maximilian Scharkowski
Expert System Management
E-Mail: maximilian.scharkowski@dfs-
as.aero
Telefon: +49 6103 3748-085
Telefax: n/a

Datum: 04.02.2021

Schreiben zur Vorlage bei den Landesluftfahrtbehörden

Sehr geehrter Herr Lehmann,

die während Ihrer Baumusterprüfung festgelegten weiteren Prüfschritte im Rahmen einer standortbezogenen Prüfung müssen folgendermaßen aussehen: Das BNK-System muss zunächst installiert werden, bevor es von einer benannten Stelle gemäß den festgelegten Prüfkriterien geprüft und abgenommen werden kann. Erst nach erfolgreicher Prüfung ist der Nachweis über die standortbezogene Erfüllung der Anforderungen in Form eines Konformitätsschreibens möglich und eine Inbetriebnahme des Systems darf nach Genehmigung der Landesluftfahrtbehörde erfolgen.

Die während ihrer Baumusterprüfung ermittelten Kriterien, die bei einer standortbezogenen Prüfung durch eine benannte Stelle untersucht werden müssen, können nicht vollumfänglich vor Installation des Systems geprüft werden, da die vorgesehenen Funktionstests an jedem Standort erst nach der Installation des Systems durchgeführt und somit die standortbezogene Erfüllung der Anforderungen nachgewiesen werden kann. Der Nachweis gemäß AVV Anhang 6, Nummer 3 über eine standortbezogene Erfüllung der Anforderungen wird daher erst vor finaler Inbetriebnahme ausgestellt.

Das Ihnen hier vorliegende Schreiben kann den entsprechenden Landesluftfahrtbehörden und allen weiteren ggf. betroffenen Behörden als Ersatz für die Vorlage eines Nachweises einer Herstellererklärung gemäß AVV Anhang 6 Nr. 3 verwendet werden, um klarzustellen, dass ein Nachweis der Erfüllung der standortbezogenen Anforderungen vor Installation nicht möglich ist.

Mit freundlichen Grüßen

DFS Aviation Services GmbH


Marco Kremmelbein
2021.02.05 08:31:
48 +01'00'
i.V. Marco Kremmelbein
Head of Engineering


i.A. Maximilian Scharkowski
Expert System Management

DFS Aviation Services GmbH
Heinrich-Hertz-Straße 26
63225 Langen

Phone: +49 6103 3748-001
Fax: +49 6103 3748-200
www.dfs-as.aero

Local Court: Offenbach, HRB 42114

Managing Director:
Andreas Pötzsch

Deutsche Bank Frankfurt
BIC: DEUTDEFF
IBAN: DE 34 5007 0010 0091 3434 00



DFS Aviation Services

Systembezogene Prüfkriterien

DFS Aviation Services GmbH

Heinrich-Hertz-Str. 26, 63225 Langen, Germany

Für

das System zur bedarfsgesteuerten Nachkennzeichnung Light Guard ADLS der Organisation Light:Guard GmbH

Dieses Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwendung außerhalb der Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne Zustimmung der DFS Aviation Services GmbH unzulässig und wird zivil- und strafrechtlich verfolgt. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Systembezogene Prüfkriterien

für das BNK-System Light Guard ADLS
der Organisation Light:Guard GmbH

Genehmigung

Verantwortlicher	Name	Datum	Signatur
Expert Engineering	Willi Pankratz	12.03.2021	
Head of Engineering	Marco Kremmelbein	12.03.2021	

Systembezogene Prüfkriterien

für das BNK-System Light Guard ADLS
der Organisation Light:Guard GmbH



Inhaltsverzeichnis

Genehmigung.....	2
Inhaltsverzeichnis.....	3
1 Theoretische Prüfung	4
2 Funktionsprüfung	4

1 Theoretische Prüfung

Im Rahmen der Baumusterprüfung durch eine vom BMVI benannte Stelle werden für das BNK-System systembezogene Prüfkriterien festgelegt. Inhalt derer ist eine Aussage über die Eignung des Systems am entsprechenden Installationsstandort, die wiederum im anschließenden Verfahren bei der jeweiligen Luftfahrtbehörde als Nachweis über die standortbezogene Eignung dient. Hier folgt zunächst ein theoretischer Teil, dessen Grundlage wiederum folgende Dokumentation ist:

1. Knappe Beschreibung des Standortes: insbesondere Geografie, Abschattung, Täler, Hindernisse, Berge usw.
2. Beschreibung der installierten WEA: Typ, Höhe, Geometrie, Position, Befuerungseinheiten.
3. Aufbaubeschreibung des BNK-Systems im Windpark: insbesondere Sensorstandorte.
4. Eindeutige Definition der Wirkräume, inklusive der Sicherheitsräume. Insbesondere in dem Fall, wenn WEA als Blöcke zusammengefasst werden.
5. Beschreibung des Kommunikationsnetzwerks im Windpark.
6. Beschreibung der Schaltungen der Anlagen: Werden Blöcke gebildet? Außerdem ein Nachweis über die Kompatibilität der Schnittstellen untereinander.
7. Wie werden Standorte für die Sensoren ermittelt? Line-of-Sight-Analyse in Bezug zu den Sensorstandorten.
8. Zukünftige Umgebungsänderungen und eventuelle Auswirkungen auf BNK-Funktion.
9. Infrarotkennzeichnung dauerhaft aktiviert und mit Nachtkennzeichnung kombiniert?
10. Wartungskonzept: Wenn nicht bei Baumusterprüfung schon eingereicht.
11. Wenn die Notwendigkeit besteht, sind weitere Dokumente für die Prüfung zur Verfügung zu stellen.

2 Funktionsprüfung

Bei der standortbezogenen Beurteilung müssen unter Beachtung der topografischen Gegebenheiten Funktionstests durchgeführt werden, um die Eignung des BNK-Systems an dem jeweiligen Installationsstandort nachzuweisen. Hierbei bestehen die Funktionstests aus Testflügen. Die Ergebnisse dieser Funktionstests sind im Nachgang auszuwerten und zu dokumentieren.

Da das Detektieren von bodennahen Luftfahrzeugen für BNK-Systeme die größte Herausforderung darstellt, liegt ein besonderes Augenmerk auf der Detektion von Luftfahrzeugen bis Grund.

Das grundsätzliche Ziel der Funktionstests ist es, zu verifizieren, ob das BNK-System die Anforderungen der AVV erfüllt. Ein wichtiger Bestandteil ist insbesondere die Erfassung des gesamten Wirkraums durch das BNK-System. Der Wirkungsraum der BNK wird gebildet durch den Luftraum, der sich um jedes Hindernis in einem Radius von mindestens 4 000 Metern erstreckt und vom Boden bis zu einer Höhe von nicht weniger als 600 Metern (2000 Fuß [ft.]) über dem Hindernis reicht. Bei der Erfassung des gesamten Wirkraumes müssen insbesondere die Sicherheitsbereiche in horizontaler und vertikaler Richtung berücksichtigt werden. Die Anforderungen für die Testflüge sind nachfolgend aufgelistet:

Systembezogene Prüfkriterien

für das BNK-System Light Guard ADLS
der Organisation Light:Guard GmbH

Anforderungen an Testflüge

1. Die Testflüge müssen in radialer Richtung gleichmäßig über den gesamten Wirkraum verteilt sein. Sollte eine Erfassung bis Grund gewährleistet sein, kann auf Testflüge in größerer Höhe verzichtet werden.
2. Die Testflüge müssen in Richtung bekannter Hindernisse im Windpark, welche den Erfassungsbereich des BNK-Systems beeinträchtigen können, durchgeführt werden. Dadurch wird verifiziert, dass die frühzeitige Erfassung von Zielen aus dieser Richtung gewährleistet ist.
3. Während der Testflüge müssen sowohl die Position des LFZ als auch der Status der Nachtkennzeichnung aufgezeichnet und bereitgestellt werden.
4. Im Rahmen der Tests soll auch ein Transponder mit minimaler Sendeleistung (125W oder geringer, DF11 Signal einmal pro Sekunde) verwendet werden.

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

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA01			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
E160 EP5 E3-HT-166 R1	EnBW Windkraftprojekte GmbH		33363467	5842335

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
	Staffelde	8	842		

Abstand nach LBauO

Staffelde	8622	8	46	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	51	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	44	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>

Erschließung

Staffelde	8622	8	196	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	8	165	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	8	197	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	8	104	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	8	51	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	8	814	Stadt Kremmen	<input type="checkbox"/>
Staffelde	8622	8	816	Stadt Kremmen	<input type="checkbox"/>
Staffelde	8622	8	817	Stadt Kremmen	<input type="checkbox"/>
Staffelde	8622	8	815	Stadt Kremmen	<input type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	15	Stadt Kremmen	<input type="checkbox"/>
Staffelde	8622	8	105/2	Land Brandenburg Landesstraßenerwaltung	<input type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	39	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	30	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	31	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>

Antragsteller: EnBW Windkraftprojekte GmbH

Aktenzeichen:

Erstelldatum: 24.01.2025 Version: 3 Erstellt mit: ELiA-2.8-b5

295/306

Staffelde	8622	20	27	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	34	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	25	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	88	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	89	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	61	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	63	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	64	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	65	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	66	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	67	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	68	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	69	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	70	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	71	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	72	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	73	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	74	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	75	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	76	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	108	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	111	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	109	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	79	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	107	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	105	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	87	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	8	199	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	8	100	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	8	249	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	8	248	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	8	7	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	8	251	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>

Antragsteller: EnBW Windkraftprojekte GmbH

Aktenzeichen:

Erstelldatum: 24.01.2025 Version: 3 Erstellt mit: ELiA-2.8-b5

296/306

Staffelde	8622	8	250	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	8	11	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	8	14	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	8	13	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	8	16	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	8	19	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	8	20	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>

Gewässerquerung

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

Anlagentyp	ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung			Zustimmung
Betreiber	Ostwert		Nordwert		Datum	AZ.:		
Gemeinde	Gemarkung		Flur		Flurstücke			<input type="checkbox"/>

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

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA02				
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten		Ostwert	Nordwert
E160 EP5 E3-HT-166 R1	EnBW Windkraftprojekte GmbH			33363889	5842377

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
	Staffelde	8	24		

Abstand nach LBauO

Staffelde	8622	8	25	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	8	21	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	8	26	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	8	20	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>

Erschließung

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

Gewässerquerung

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

Anlagentyp		ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung			Zustimmung
Betreiber		Ostwert		Nordwert		Datum		AZ.:	
Gemeinde		Gemarkung		Flur		Flurstücke			<input type="checkbox"/>

Antragsteller: EnBW Windkraftprojekte GmbH

Aktenzeichen:

Erstelldatum: 24.01.2025 Version: 3 Erstellt mit: ELiA-2.8-b5

298/306

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

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA03				
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten		Ostwert	Nordwert
E160 EP5 E3-HT-166 R1	EnBW Windkraftprojekte GmbH			33364460	5842243

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
	Staffelde	8	198		

Abstand nach LBauO

Staffelde	8622	8	244	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	8	7	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	8	245	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	8	199	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	73	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	72	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	102	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>

Erschließung

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

Gewässerquerung

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

Anlagentyp		ETRS 89/UTM Koordinaten			Genehmigung			Zustimmung
Betreiber		Ostwert		Nordwert		Datum	AZ.:	
Gemeinde		Gemarkung		Flur		Flurstücke		<input type="checkbox"/>

Antragsteller: EnBW Windkraftprojekte GmbH

Aktenzeichen:

Erstelldatum: 24.01.2025 Version: 3 Erstellt mit: ELiA-2.8-b5

299/306

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

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA04				
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten		Ostwert	Nordwert
E160 EP5 E3-HT-166 R1	EnBW Windkraftprojekte GmbH			33364969	5842046

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
	Staffelde	20	104		

Abstand nach LBauO

Staffelde	8622	20	82	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	83	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	114	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	106	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	111	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	79	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	110	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	108	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>

Erschließung

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

Gewässerquerung

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

Anlagentyp		ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung			Zustimmung
Betreiber		Ostwert		Nordwert		Datum		AZ.:	
Gemeinde		Gemarkung		Flur		Flurstücke			<input type="checkbox"/>

Antragsteller: EnBW Windkraftprojekte GmbH

Aktenzeichen:

Erstelldatum: 24.01.2025 Version: 3 Erstellt mit: ELiA-2.8-b5

300/306

Antragsteller: EnBW Windkraftprojekte GmbH

Aktenzeichen:

Erstelldatum: 24.01.2025 Version: 3 Erstellt mit: ELiA-2.8-b5

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

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA05				
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten		Ostwert	Nordwert
E160 EP5 E3-HT-166 R1	EnBW Windkraftprojekte GmbH			33363548	5841822

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
	Staffelde	20	13		

Abstand nach LBauO

Staffelde	8622	20	12	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	14	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>

Erschließung

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

Gewässerquerung

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

Anlagentyp		ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung			Zustimmung
Betreiber		Ostwert		Nordwert		Datum		AZ.:	
Gemeinde		Gemarkung		Flur		Flurstücke			<input type="checkbox"/>

Antragsteller: EnBW Windkraftprojekte GmbH

Aktenzeichen:

Erstelldatum: 24.01.2025 Version: 3 Erstellt mit: ELiA-2.8-b5

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

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA06				
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten		Ostwert	Nordwert
E160 EP5 E3-HT-166 R1	EnBW Windkraftprojekte GmbH			33364096	5841613

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
	Staffelde	20	24		

Abstand nach LBauO

Staffelde	8622	20	21	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	20	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	25	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	28	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	88	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>

Erschließung

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

Gewässerquerung

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.								
Anlagentyp		ETRS 89/UTM Koordinaten			Genehmigung			Zustimmung
Betreiber		Ostwert		Nordwert		Datum	AZ.:	
Gemeinde		Gemarkung		Flur		Flurstücke		<input type="checkbox"/>

Antragsteller: EnBW Windkraftprojekte GmbH

Aktenzeichen:

Erstelldatum: 24.01.2025 Version: 3 Erstellt mit: ELiA-2.8-b5

303/306

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

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA 07				
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten		Ostwert	Nordwert
E160 EP5 E3-HT-166 R1	EnBW Windkraftprojekte GmbH			33364699	5841755

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
	Staffelde	20	67		

Abstand nach LBauO

Staffelde	8622	20	66	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	65	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	68	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	69	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>
Staffelde	8622	20	70	Luttmann, Volker	<input checked="" type="checkbox"/>

Erschließung

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

Gewässerquerung

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

Anlagentyp		ETRS 89/UTM Koordinaten			Genehmigung			Zustimmung
Betreiber		Ostwert		Nordwert		Datum	AZ.:	
Gemeinde		Gemarkung		Flur		Flurstücke		<input type="checkbox"/>

Antragsteller: EnBW Windkraftprojekte GmbH

Aktenzeichen:

Erstelldatum: 24.01.2025 Version: 3 Erstellt mit: ELiA-2.8-b5

304/306

16.1.9 Daten der beantragten Anlage / Daten der Anlagen im Windpark
--

Betriebsinterne Bezeichnung der Anlage	Bezeichnung des Windparks/ Konzentrations- zone	WEA-Hersteller	WEA-Typ	Serie/ Seriennummer	Narbenhöhe (m)	Rotordurch- messer (m)	Gesamthöhe (m)	Leistung (MW)	BNK-Funktionsart
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Windpark Staffelde WEA01, WEA 02, WEA 03, WEA 04, WEA 05, WEA 06, WEA 07									
WEA01	Staffelde	Enercon	E160 EP5	E3-HT-166 R1	166,6	160	246,6	5,56	Transponder
WEA02	Staffelde	Enercon	E160 EP5	E3-HT-166 R1	166,6	160	246,6	5,56	Transponder
WEA03	Staffelde	Enercon	E160 EP5	E3-HT-166 R1	166,6	160	246,6	5,56	Transponder
WEA04	Staffelde	Enercon	E160 EP5	E3-HT-166 R1	166,6	160	246,6	5,56	Transponder
WEA05	Staffelde	Enercon	E160 EP5	E3-HT-166 R1	166,6	160	246,6	5,56	Transponder
WEA06	Staffelde	Enercon	E160 EP5	E3-HT-166 R1	166,6	160	246,6	5,56	Transponder
WEA 07	Staffelde	Enercon	E160 EP5	E3-HT-166 R1	166,6	160	246,6	5,56	Transponder

Antragsteller: EnBW Windkraftprojekte GmbH

Aktenzeichen:

Erstelldatum: 24.01.2025 Version: 3 Erstellt mit: ELiA-2.8-b5

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

Betriebsinterne Bezeichnung der Anlage	Betriebs- modus	Rotor- umdrehung (1/min)	63 Hz (db [A])	125 Hz (db [A])	250 Hz (db [A])	500 Hz (db [A])	1000 Hz (db [A])	2000 Hz (db [A])	4000 Hz (db [A])	8000 Hz (db [A])	Gesamtschall- leistungspegel (db [A])
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Windpark Staffelde WEA01, WEA 02, WEA 03, WEA 04, WEA 05, WEA 06, WEA 07											
WEA01	tags		85,1	90,9	95,3	100,1	101,9	101,3	94,7	75,5	106,7
WEA02	tags		85,1	90,9	95,3	100,1	101,9	101,3	94,7	75,5	106,7
WEA03	tags		85,1	90,9	95,3	100,1	101,9	101,3	94,7	75,5	106,7
WEA04	tags		85,1	90,9	95,3	100,1	101,9	101,3	94,7	75,5	106,7
WEA05	tags		85,1	90,9	95,3	100,1	101,9	101,3	94,7	75,5	106,7
WEA06	tags		85,1	90,9	95,3	100,1	101,9	101,3	94,7	75,5	106,7
WEA 07	tags		85,1	90,9	95,3	100,1	101,9	101,3	94,7	75,5	106,7
WEA01	nachts		83,5	89,1	93,7	98,2	99,1	96,6	88,3	67,9	103,7
WEA02	nachts		80,6	86,4	91,7	95,7	96,3	93,9	85,5	64,7	101,1
WEA03	nachts		80,6	88,4	91,7	95,7	96,3	93,9	85,5	64,7	101,1
WEA04	nachts		82,4	88,2	93,1	97,5	98,2	95,7	87,4	66,8	102,9
WEA05	nachts		85,1	90,9	95,3	100,1	101,9	101,3	94,7	75,5	106,7
WEA06	nachts		85,1	90,9	95,3	100,1	101,9	101,3	94,7	75,5	106,7
WEA 07	nachts		85,5	91,1	95,1	99,8	100,5	98,1	89,7	69,5	105,2

Antragsteller: EnBW Windkraftprojekte GmbH

Aktenzeichen:

Erstelldatum: 24.01.2025 Version: 3 Erstellt mit: ELiA-2.8-b5