

Bauvorhaben :	Errichtung und Betrieb von 3 Windkraftanlagen
	2x Enercon E-160 EP5 E3 / 5560 KW - NH 119,83 GH 199,83 1x Enercon E-138 EP3 E3 / 4260 KW - NH 110,24 GH 179,40
Bauort :	24994 Weesby / Böxlund, nördl. der L192
Bauherr :	Bürgerwindpark BB Wind GmbH & Co. KG Erlenweg 5, 24994 Böxlund

Datenblatt zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen

Bei den geplanten Anlagen handelt es sich um 2 x Enercon E-160 EP 5 E3 mit einer Nabenhöhe von 119,83 m und einer Gesamthöhe von 199,83 m. Die Leistung beträgt 5560 kW und 1 Enercon E-138 EP3 E3 mit einer Nabenhöhe von 110,24 m und einer Gesamthöhe von 179,40 m. Die Leistung beträgt 4260 kW.

	Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurst.	Gel.höhe mNHN	OK mNHN
WEA 1	Weesby	1175	3	9	~ 16,00	~ 216,00
WEA 2	Weesby	1175	3	13	~ 18,00	~ 218,00
WEA 3	Böxlund	1169	1	25	~ 19,00	~ 199,00

WEA 1

UTM ETRS89	509965	6079600
<i>Gauss-Kr. R/ H</i>	<i>3510038.73</i>	<i>6081593</i>
<i>Br.L.-grad, dezi.</i>	<i>9.15525272</i>	<i>54.86338273</i>
<i>Br.L.-grad.</i>	<i>9° 9' 18.90979</i>	<i>54° 51' 48.17783</i>

WEA 2

UTM ETRS89	510417	6079349
<i>Gauss-Kr. R/ H</i>	<i>3510490.91</i>	<i>6081341.9</i>
<i>Br.L.-grad, dezi.</i>	<i>9.1622857</i>	<i>54.86111789</i>
<i>Br.L.-grad.</i>	<i>9° 9' 44.22852</i>	<i>54° 51' 40.0244</i>

WEA 3

UTM ETRS89	511520	6079549
<i>Gauss-Kr. R/ H</i>	<i>3511594.35</i>	<i>6081541.99</i>
<i>Br.L.-grad, dezi.</i>	<i>9.17947715</i>	<i>54.86289103</i>
<i>Br.L.-grad.</i>	<i>9° 10' 46.11774</i>	<i>54° 51' 46.40771</i>

Alle kursiv geschriebenen Werte wurden rechnerisch ermittelt und es können geringfügige Abweichungen auftreten. **Es sind grundsätzlich die Original-UTM-ETRS89-Werte zu verwenden !!!**

<https://gdz.bkg.bund.de/koordinatentransformation>

(UTM-Abbildung in Zone 32 (Mittelmeridian 9 Grad) ohne führende Zonenangabe im Rechtswert, Ellipsoid GRS80, Datum ETRS89 oder kurz ETRS89)

Reihenfolge der Koordinatenachsen: Rechtswert, Hochwert

Maßeinheit der Koordinaten: Meter)

Alle weiteren Angaben bzgl. der Farbgebung, Turmbefeuerung und Rotorblattkennzeichnung geht aus folgenden anliegenden Unterlagen hervor.

- 16_16.1.7a_TB Sichtweitenmessgeräte
- 16_16.1.7b_TB Befeuer. u. farbl. Kennzeichnung
- 16_16.1.7c_TB-Farbgebung
- 16_16.1.7d_Bedarfsger. Nachtkennz.
- 16_16.1.7e_Notstromvers. d Befeuerung

Bürgerwindpark BB Wind GmbH & Co. KG
Erlenweg 5, 24994 Böxlund

LfU Flensburg
c/o Luftfahrtbehörde

Bahnhofsstraße 38
24937 Flensburg

Antrag auf bedarfsgerechte Nachkennzeichnung (BNK)

Sehr geehrte Damen und Herren,

hiermit möchten wir einen Antrag auf bedarfsgerechte Nachkennzeichnung für die
beantragten Anlagen in den Gemeinden Weesby und Böxlund stellen:

2x Enercon E-160 EP5 E3 / 5560 KW NH 119,83 GH 199,83
1x Enercon E-138 EP3 E3 / 4260 KW - NH 110,24 GH 179,40

	Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurst.	Gel.höhe mNHN	OK mNHN
WEA 1	Weesby	1175	3	9	~ 16,00	~ 216,00
WEA 2	Weesby	1175	3	13	~ 18,00	~ 218,00
WEA 3	Böxlund	1169	1	25	~ 19,00	~ 199,00

Es soll ein zugelassenes System zum Einsatz kommen.

Wir bitten um Zustimmung.

Mit freundlichem Gruß

Bürgerwind BB Wind GmbH & Co. KG

Grundlagendaten Potenzialfläche

Kreis: Schleswig-Flensburg
Stadt/Gemeinde: Böxlund, Jardelund, Weesby

Anzahl Teilgebiete: 1
Größe (ha): 159,6

Realnutzung:

Die Fläche wird größtenteils ackerbaulich genutzt. Ihr nördlicher Bereich besteht aus Grünland. Sie wird von Verkehrswegen durchzogen und lineare Gehölzstrukturen sind vorhanden.

Vorbelastung:

Hochspannungsleitung, Straßenrechtliche Anbaubeschränkungszone, WKA in Betrieb

Sonstige Regionalplandarstellung:

Gebiet mit besonderer Bedeutung für Tourismus und Erholung

Grundlagendaten Vorranggebiet

Kreis: Schleswig-Flensburg
Stadt/Gemeinde: Böxlund, Jardelund, Weesby

Anzahl Teilgebiete: 1
Größe (ha): 159,6

Realnutzung:

Die Fläche wird größtenteils ackerbaulich genutzt. Ihr nördlicher Bereich besteht aus Grünland. Sie wird von Verkehrswegen durchzogen und lineare Gehölzstrukturen sind vorhanden.

Vorbelastung:

Hochspannungsleitung, Straßenrechtliche Anbaubeschränkungszone, WKA in Betrieb

Sonstige Regionalplandarstellung:

Gebiet mit besonderer Bedeutung für Tourismus und Erholung

Beschreibung und Bewertung der betroffenen raumordnerischen und umweltfachlichen Abwägungsmerkmale

Es besteht keine Überlagerung mit einem Kriterium hoher Priorität (vgl. Ziff. 2.8 Plankonzept).

Abwägungsentscheidung


Potenzialfläche wird vollständig als Vorranggebiet übernommen



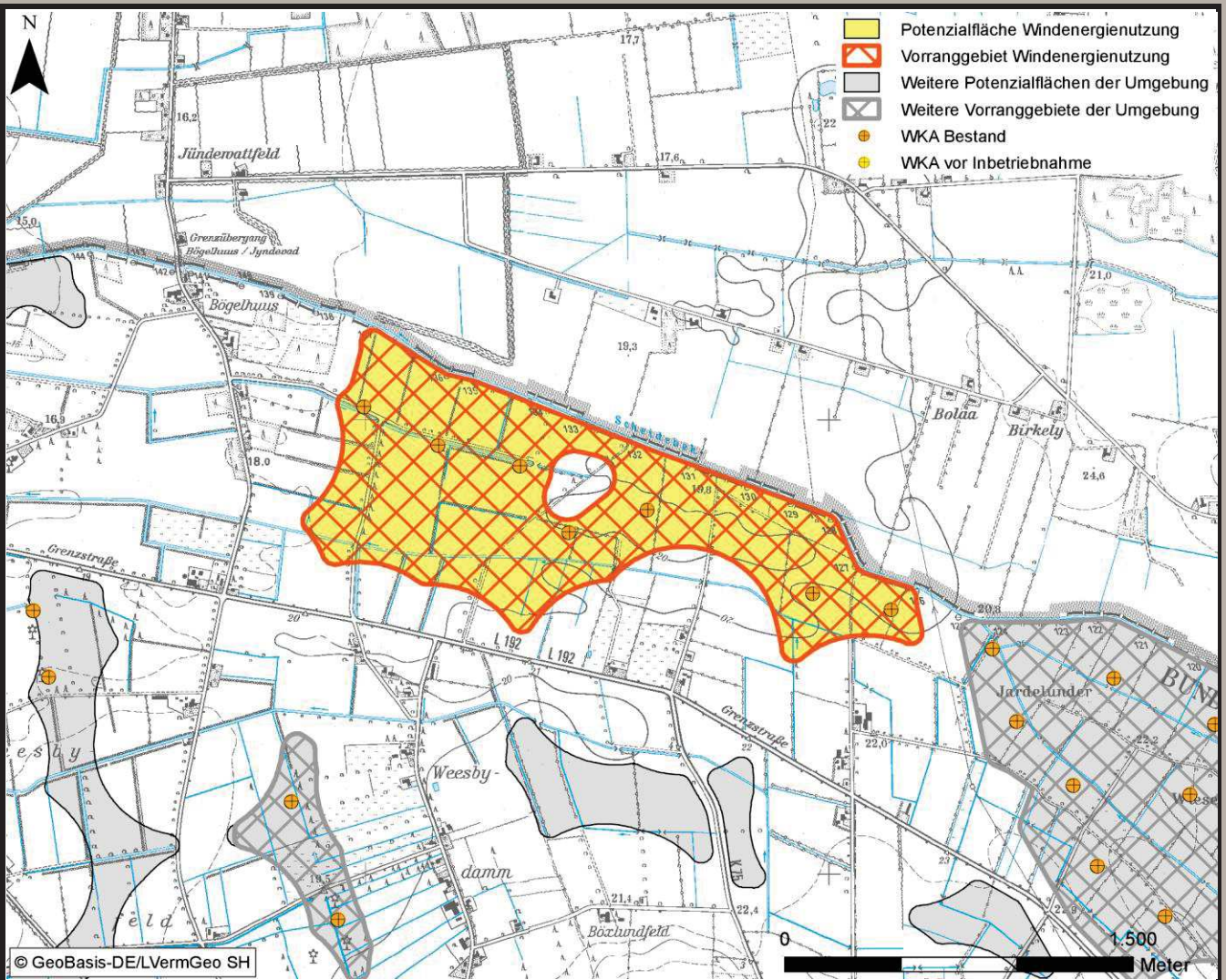
Potenzialfläche wird teilweise als Vorranggebiet übernommen



Potenzialfläche wird nicht als Vorranggebiet übernommen

Der nördliche Bereich des Amtes Schafflund ist bereits durch eine hohe Dichte von Windkraftanlagen vorbelastet. Auch ist bereits entlang der dänischen Grenze durch die Gebiete SLF_001 und SLF_003 auf einer Länge von rd. 5 km eine Riegel- und Barrierewirkung durch Windkraftanlagen entstanden. Insofern ist ein weiterer Zubau aus raumordnerischer Sicht nur noch in untergeordnetem Maße vertretbar ist. Es werden in diesem Raum zunächst die Bestandswindparks übernommen. Weitere neue Flächenausweisungen werden nur in untergeordnetem Maße vorgenommen, um die Belastung nicht deutlich zu verstärken. Im vorliegenden Fall ist es vertretbar den bestehenden Windpark Richtung Süden zu erweitern, um die Fläche zu arrondieren. Die im Erweiterungsbereich verlaufende Verbundachse des Biotopverbundsystems ist aufgrund der linearen Struktur auf Ebene des Regionalplans nur schwer darstellbar. Eine Berücksichtigung kann daher im Genehmigungsverfahren nach BImSchG erfolgen. Dies gilt auch für die im Grenzbereich zu Dänemark verlaufende Biotopverbundachse. Unter Verweis auf die für Planungen mit grenzüberschreitende Auswirkungen geltende ESPOO-Konvention ist in den nachfolgenden Genehmigungsverfahren eine Betrachtung und Bewertung der auf Grundlage der dänischen Regelwerke vorzunehmen, um einen regionalen Konsens anzustreben.

Kartenausschnitt



Bewertung der Abwägungskriterien im Detail

Zielbereich Siedlungsstruktur u. -entwicklung sowie Daseinsvorsorge / Schutzgutbereich Mensch u. Gesundheit

Nr.	Kriterium	Konfliktrisiko	betroff. Fläche		Konfliktrisiko	betroff. Fläche	
1.1	Abstandsbereich 800m bis 1.000m um Siedlungsbereiche	gering	0,0	ha	gering	0,0	ha
1.2	Stadt-, Umlandber. ländl. Räume/ verdicht. Ber. der Ordnungs- um HH, HL u. K	gering	0,0	ha	gering	0,0	ha
1.3	Abstandsbereich 800m um planverfestigte Siedlungsflächen im Außenbereich	gering	0,0	ha	gering	0,0	ha
1.4	Umfassung von Siedlungsflächen	mittel			gering		

Zielbereich Wirtschaftliche Entwicklung, Infrastruktur, Tourismus, Erholung

Nr.	Kriterium	Konfliktrisiko	betroff. Fläche		Konfliktrisiko	betroff. Fläche	
2.1	Verkehr, sonstige technische Infrastruktur						
2.1.1	An- und Abflugbereiche/ Hindernisbegrenzungsflächen von Flugplätzen	gering	0,0	ha	gering	0,0	ha
2.1.2	Flächen mit militärischen Belangen	hoch	159,6	ha	hoch	159,6	ha
2.1.3	Zivile und militärische Richtfunktrassen	gering	0,0	ha	gering	0,0	ha
2.1.4	Flächen mit Abbaugenehmigungen/ Rohstoffpotenzialflächen	gering	0,0	ha	gering	0,0	ha
2.1.5	Straßenrechtliche Anbaubeschränkungszonen an Autobahnen	gering	0,0	ha	gering	0,0	ha
2.1.6	Verkehrsinfrastrukturplanungen von Bund und Land	gering	0,0	ha	gering	0,0	ha
2.1.7	Hochspannungsleitungen mit 110 kV	gering	0,0	ha	gering	0,0	ha
2.2	Tourismus und Erholung						
2.2.1	Schwerpunkträume für Tourismus und Erholung (LEP + Ergänzung)	gering	0,0	ha	gering	0,0	ha
2.2.2	Kernbereiche für Tourismus und Erholung	gering	0,0	ha	gering	0,0	ha
2.2.3	Naturparke	gering	0,0	ha	gering	0,0	ha
2.2.4	Regionale Grünzüge der Ordnungsräume	gering	0,0	ha	gering	0,0	ha

Schutzgutbereich Tiere und Pflanzen / Gebiets- und Artenschutz

Nr.	Kriterium	Konfliktrisiko	betroff. Fläche		Konfliktrisiko	betroff. Fläche	
3.1	Tiere und Pflanzen						
3.1.1	Querungshilfen und damit verbundene Korridore	gering	0,0	ha	gering	0,0	ha
3.1.2	Schwerpunktbereiche des Biotopverbundes	gering	0,0	ha	gering	0,0	ha
3.1.3	Wichtige Verbundachsen des Schutzgebiets- und Biotopverbundsystems	mittel	41,9	ha	mittel	41,9	ha
3.1.4	Räumliche Konzentration von Klein- und Kleinstbiotopen	gering	0,0	ha	gering	0,0	ha
3.2	Vereinbarkeit mit dem europäischen Gebiets- und Artenschutz						
3.2.1	Umgebungsbereich von 300 m bis 1.200 m zu Vogelschutzgebieten	gering	0,0	ha	gering	0,0	ha
3.2.2	Hauptachsen des überregionalen Vogelzugs	gering	0,0	ha	gering	0,0	ha
3.2.3	Pot. Beeinträchtigungsber. (3 km Radius) mit bes. Bedeutung f. Großvögel	gering	0,0	ha	gering	0,0	ha
3.2.4	Pot. Beeinträchtigungsber. (1,5/ 1 km Radius) mit bes. Bedeutung f. Großvögel	gering	0,0	ha	gering	0,0	ha
3.2.5	Wiesenvogel-Brutgebiete	gering	0,0	ha	gering	0,0	ha
3.2.6	Nahrungsgebiete für Gänse (ohne Graugänse und Neozoen) und Singschwäne	gering	0,0	ha	gering	0,0	ha

Zielbereich Ressourcenschutz, Ressourcenentwicklung / Schutzgutbereich Boden und Wasser

Nr.	Kriterium	Konfliktrisiko	betroff. Fläche		Konfliktrisiko	betroff. Fläche	
4.1	Vorranggebiete für den Binnenhochwasserschutz	gering	0,0	ha	gering	0,0	ha
4.2	Betroffenheit geologisch schutzwürdiger Objekte	gering	0,0	ha	gering	0,0	ha
4.3	Talräume an natürlichen Gewässern u. an erhebl. veränderten Wasserkörpern	mittel	10,0	ha	mittel	10,0	ha
4.4	Mittel- und Binnendeiche	gering	0,0	ha	gering	0,0	ha

Schutzgutbereich Landschaft, Kultur und sonstige Sachgüter

Nr.	Kriterium	Konfliktrisiko	betroff. Fläche		Konfliktrisiko	betroff. Fläche	
5.1	5 km um bedeutsame Stadtsilhouetten oder Ortsbilder	gering	0,0	ha	gering	0,0	ha
5.2	Kernbereiche charakteristischer Landschaftsräume	gering	0,0	ha	gering	0,0	ha
	in Verbindung mit Naturparken		0,0	ha		0,0	ha
5.3	800 m um (grundsätzlich raumwirksame) gesetzlich geschützte Kulturdenkmale	gering	0,0	ha	gering	0,0	ha
5.4	2 km um gesetzl. gesch. Kulturdenkmale in Höhenlage oder bedeut. Einzellage	gering	0,0	ha	gering	0,0	ha
5.5	500 m um bedeutsame archäologische Kulturdenkmale	gering	0,0	ha	gering	0,0	ha
5.6	Sichtkorridore um die archäologische Welterbestätte Danewerk / Haithabu	gering	0,0	ha	gering	0,0	ha

Weitere Hinweise/ weitere Hinweise für das Genehmigungsverfahren

Innerhalb des Vorranggebietes sind wasserwirtschaftlich relevante Talräume vorhanden, die im Zuge der konkreten Genehmigungsplanung von WKA einschließlich ihrer Anlagenteilen und Zuwegungen regelmäßig freizuhalten sind. In Ausnahmefällen können WKA zugelassen werden, wenn sie am Rand des Talraums errichtet werden sollen und keine Anlagenteile (wie Zuwegungen, Leitungen u.ä.) innerhalb des Talraums verlaufen und die zuständige Wasserbehörde einer Errichtung explizit zugestimmt hat.

In Bezug auf militärische Belange kann es ggf. zu Auflagen im Genehmigungsverfahren kommen, jedoch ergeben sich aus den Stellungnahmen keine Hinweise, dass die Errichtung von WKA von vornherein ausgeschlossen ist.

Technische Beschreibung

Blitzschutz

ENERCON Windenergieanlagen

Technische Änderungen vorbehalten.

Herausgeber	ENERCON Global 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: Uwe Eberhardt, Ulrich Schulze Südhoff Zuständiges Amtsgericht: Aurich ▪ Handelsregisternummer: HRB 202549 Ust.Id.-Nr.: DE285537483
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 Global GmbH, sofern und soweit nicht ausdrücklich ein anderer Inhaber angegeben oder offensichtlich erkennbar ist. Die ENERCON Global 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 Global 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 Global 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 Global 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	D0260891/20.0-de		
Vermerk	Originaldokument		
Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2024-07-17	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

Technische Änderungen vorbehalten.

Freigabe: 2024-07-18 10:42

Technische Änderungen vorbehalten.

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

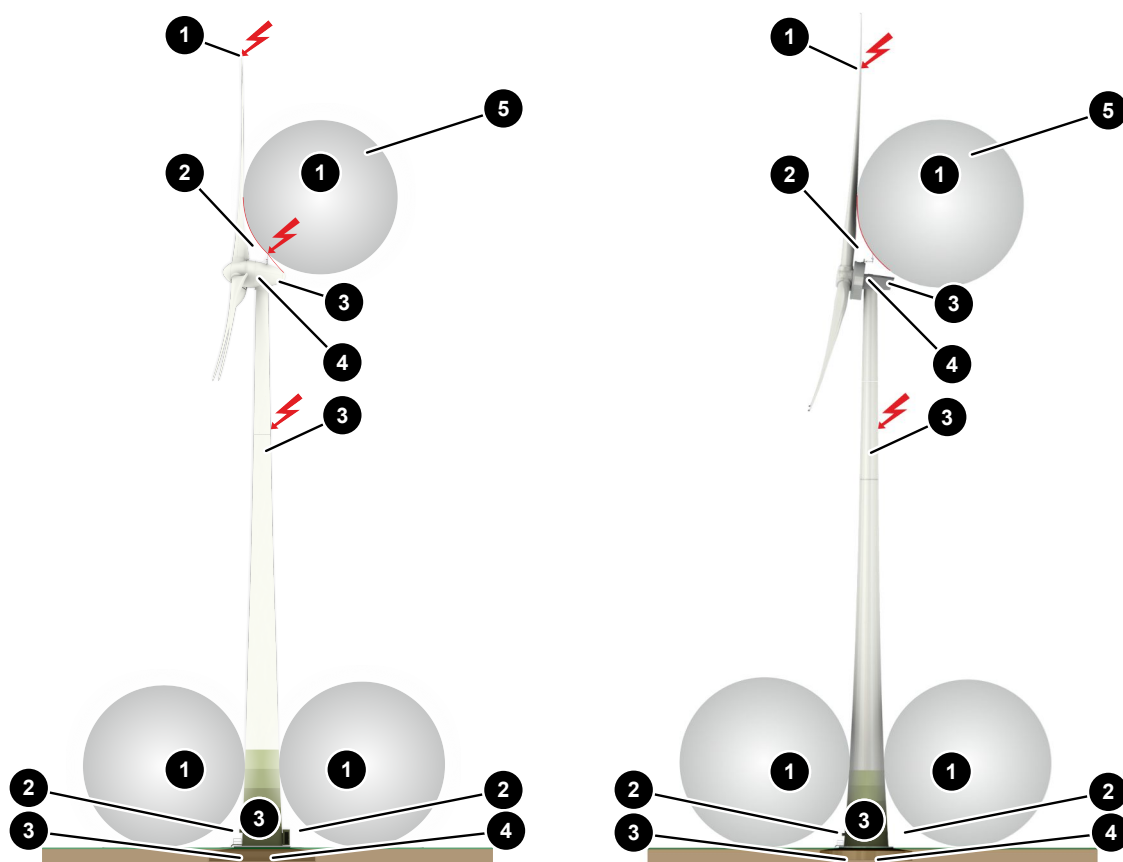


Abb. 1: Blitzschutzzonen, Gondel in Tropfenform (links) und Gondel in Kompaktform/E-Gondel (rechts), Beispiel

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

Technische Änderungen vorbehalten.

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 mit CFK-Einbauten

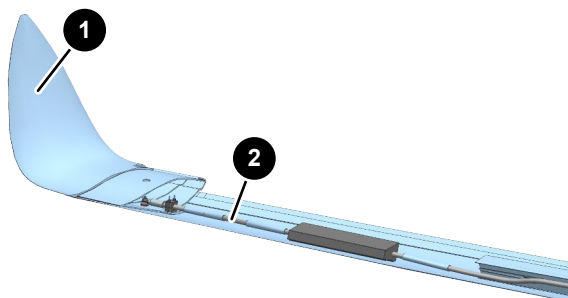


Abb. 2: Blattspitze mit Blitzableiter

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.

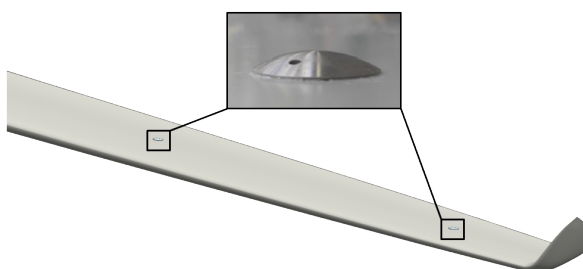


Abb. 3: Rotorblatt mit Rezeptoren auf der Druck- und Saugseite, Beispiel

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 Stahlturm 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 Stahlturmsektionen realisiert. Der Übergang zu den Stahlturmsektionen 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

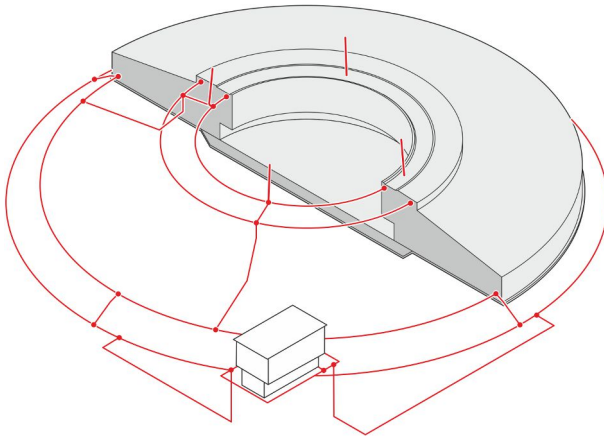


Abb. 4: Erdungsanlage, Beispiel

Erdungsanlagen schützen Lebewesen und Sachwerte vor Gefahren, die durch Kurz- bzw. Erdschlüsse und transiente Vorgänge, wie Blitzschläge und Schalthandlungen, 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 Fundamenterders 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 Ringender integriert die 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.

Technische Änderungen vorbehalten.

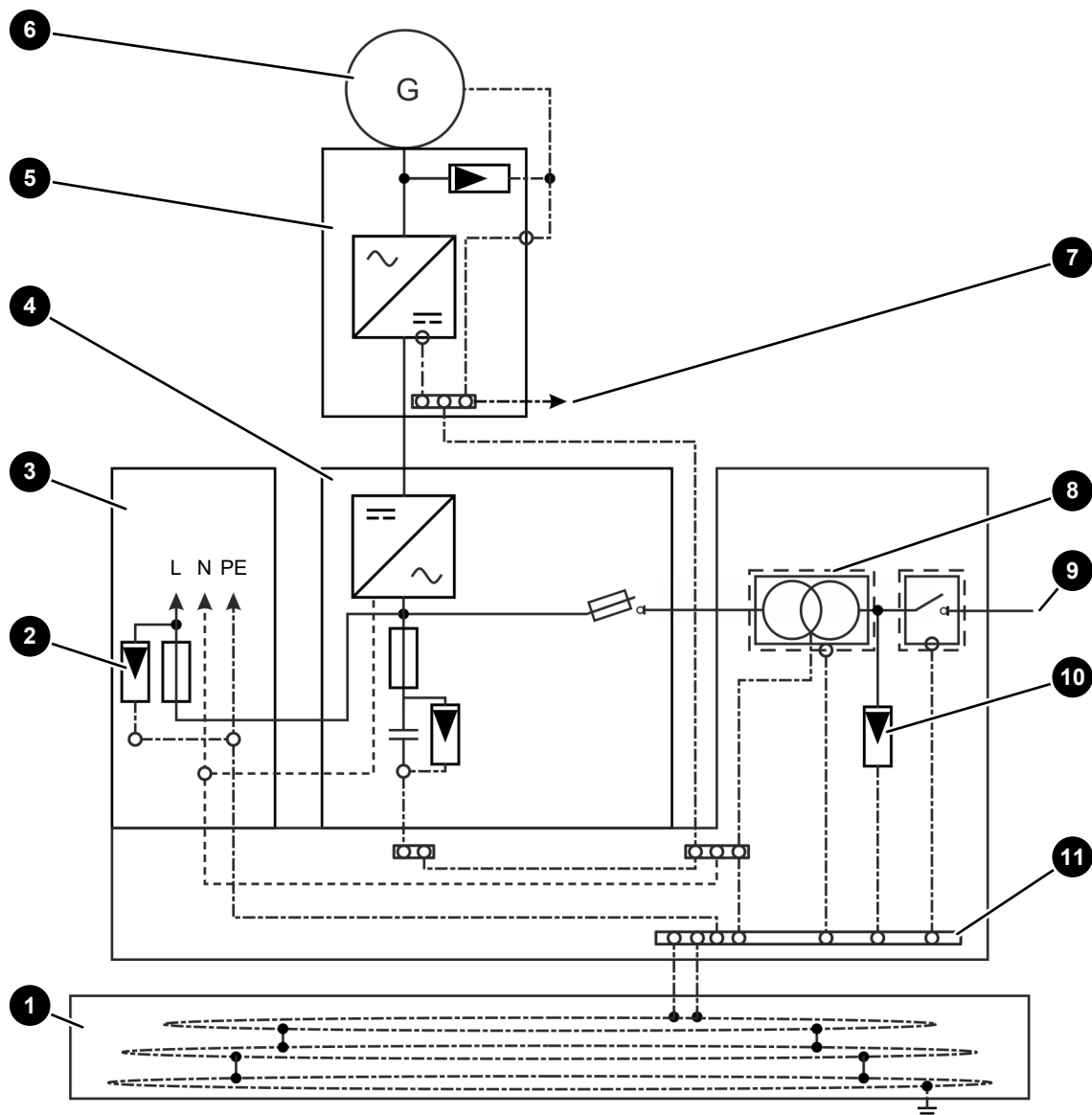


Abb. 5: Schematischer Aufbau des Potentialausgleichssystems und der Überspannungsableiter

1	Erdungsanlage	2	Überspannungsableiter
3	Versorgung der Schaltschränke	4	Leistungsschrank
5	Maschinenträger	6	Generator
7	Schleifringübertrager	8	Transformator
9	Mittelspannungsschaltanlage	10	mittelspannungsseitige Überspannungsableiter
11	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.

Windenergieanlagen, bei denen sich der Transformator in der Gondel befindet (z. B. E-115 EP3 E4, E-138 EP3 E3, E-138 EP3 E4, E-160 EP5 E3, E-160 EP5 E3 R1, E-175 EP5 E1 und E-175 EP5 E2), werden standardmäßig mit mittelspannungsseitigen Überspannungsableitern ausgerüstet. Für alle anderen Windenergieanlagentypen der aktuellen Produktpalette sind mittelspannungsseitige Überspannungsableiter optional verfügbar.

4 Übersicht der Blitzschutzkomponenten der Windenergieanlagen

Tab. 1: Übersicht der Blitzschutzkomponenten der Windenergieanlagen

	Maschinenhaus	Blattanschluss – Rotor			Rotor – Maschinenträger			Maschinenträger – Turm
	Faradayscher Käfig	Rollenblitzabnehmer	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-138 EP3 E4	-	-	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	-	-

	Maschinenhaus	Blattanschluss – Rotor			Rotor – Maschinenträger			Maschinenträger – Turm
	Faradayscher Käfig	Rollenblitzabnehmer	Schleifkontakte	Direkter Anschluss	Funkenstrecken	Schleifkontakte	Direkter Anschluss	Zusätzliche Schleifkontakte
E-160 EP5 E3	-	-	X	X	-	X	-	-
E-160 EP5 E3 R1	-	-	X	X	-	X	-	-
E-175 EP5 E1	-	-	-	X	-	-	X	-
E-175 EP5 E2	-	-	-	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

Optimiertes Blitzschutzsystem im Rotorblatt

Einleitung

Rotorblätter von ENERCON Windenergieanlagen sind mit einem Blitzschutzsystem ausgestattet, mit dem Blitzströme von der Blattspitze zur Gondel abgeleitet werden. Blitzschutzsysteme reflektieren elektromagnetische Wellen und führen somit zu ungewollten zusätzlichen Signalen bei Radarsystemen von zivilen Flugsicherungen, militärischen Einrichtungen und Wetterdiensten.

Bisherige Blitzschutzsysteme

Ursprünglich bestand das Blitzschutzsystem aus metallischen Vorder- und Hinterkanten am Rotorblatt, welche jedoch einen starken Einfluss auf Radarsysteme verursachen.

Ein verbessertes Blitzschutzsystem mit innenliegendem Aluminiumprofil konnte den Einfluss auf Radarsysteme auf ca. 20 % des Ursprungswertes vermindern. Eine weitere Reduktion in den relevanten Frequenzbändern S, C und X (2 bis 12 GHz) konnte durch den Einbau von reflexionsdämpfenden Breitband-Radarabsorbern EPF 51 aus Polyurethanschaum erreicht werden.

Optimiertes Blitzschutzsystem

Das optimierte Blitzschutzsystem wurde entwickelt, um die Auffangwirksamkeit zu verbessern und gleichzeitig den Einfluss auf Radarsysteme weiter zu verringern.

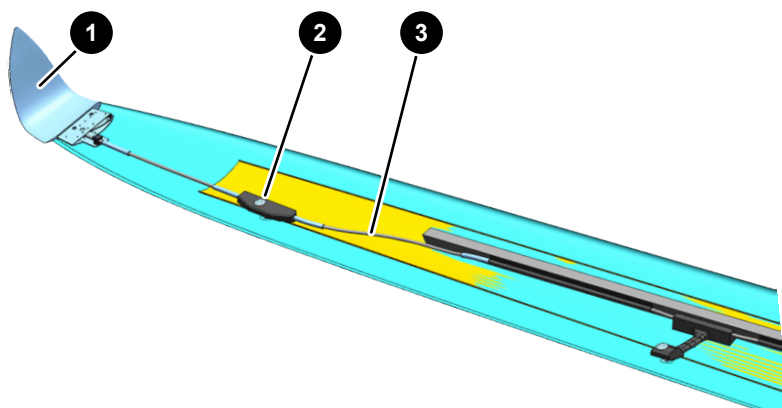


Abb. 1: Optimiertes Blitzschutzsystem im Rotorblatt

1	Blattspitze	2	Rezeptor
3	Aluminiumleitung mit Polyurethan-Isolierung		

Das optimierte Blitzschutzsystem besteht überwiegend aus Aluminiumleitungen mit Polyurethan-Isolierung. Diese Isolierung sorgt für eine deutliche Reduktion des Einflusses auf Radarsysteme. An der Rotorblattoberfläche liegen nur die metallischen Rezeptoren.

Das optimierte Blitzschutzsystem wird bei den Rotorblättern der Plattformen EP2, EP3 und EP4 eingesetzt.

Messung und Vergleich der Blitzschutzsysteme

In den signaturtechnischen Labors der RWTH Aachen wurden Vergleichsmessungen vorgenommen, um die Wirksamkeit der Maßnahmen zu belegen.

Die Vergleichsmessungen der 3 Blitzschutzsysteme belegen die signifikante Reduktion der Radarreflexion. Sie berücksichtigen alle relevanten Frequenzen von 2 bis 12 GHz und alle Anstrahlungswinkel (360°) für horizontale und vertikale Polarisation des Radars.

Die folgende Tabelle zeigt die Maximalwerte der Reduktion der Radarreflexion bei einer Rotorblattstellung von 90° sowie die Mittelwerte über alle Rotorblattstellungen am Beispiel der 2 typischen Frequenzen 3 GHz und 9 GHz.

Tab. 1: Gemessene Minderung der Radarreflexionen in dB

Frequenz	3 GHz				9 GHz			
Polarisation	Horizontal		Vertikal		Horizontal		Vertikal	
Rotorblattstellung	90°	Mittelwert	90°	Mittelwert	90°	Mittelwert	90°	Mittelwert
Blitzschutzsystem mit metallischer Vorder- und Hinterkante	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Blitzschutzsystem aus Aluminium mit Radarabsorber	-0,7	-1,9	-0,8	-2,4	-3,6	-3,7	-3,5	-3,5
Blitzschutzsystem mit isolierter Aluminiumleitung	-2,1	-2,2	-2,1	-2,1	-13,2	-9,8	-13,9	-9,6

Technische Beschreibung

ENERCON Eisansatzerkennung

ENERCON Platform Independent Control System (PI-CS)

Herausgeber

ENERCON Global 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: Uwe Eberhardt, Ulrich Schulze Südhoff
Zuständiges Amtsgericht: Aurich ▪ Handelsregisternummer: HRB 202549
Ust.Id.-Nr.: DE285537483

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 Global GmbH, sofern und soweit nicht ausdrücklich ein anderer Inhaber angegeben oder offensichtlich erkennbar ist.

Die ENERCON Global 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 Global 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 Global 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 Global 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	D02531399/3.0-de		
Vermerk	Originaldokument		
Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2024-10-01	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	20
	Fachwortverzeichnis	24

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 $> +2\text{ °C}$, witterungsgeschützt heckseitig unterhalb der Gondel gemessen, die anlagenspezifischen Betriebszusammenhänge (Wind/Leistung/Blattwinkel) als Langzeit-Mittelwerte erfasst. Bei Außenlufttemperaturen $\leq +2\text{ °C}$ 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 Eisanwachsrates 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 quitiert, 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

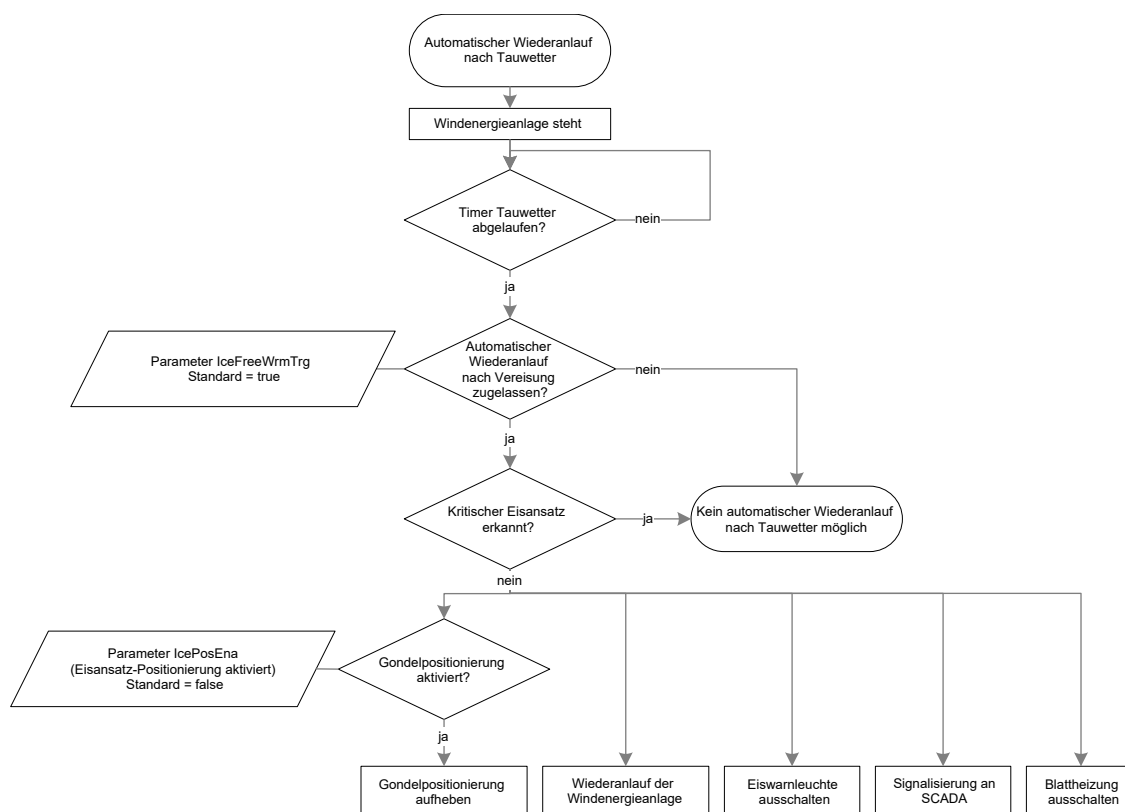


Abb. 1: Automatischer Wiederanlauf nach Tauwetter

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 parametrierbar 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 Vereisungsbedingungen) = true
- ✓ Kein kritischer Eisansatz durch ein installiertes Eisansatzerkennungssystem erkannt

Wenn der automatische Wiederanlauf während Vereisungsbedingungen parametrierbar 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

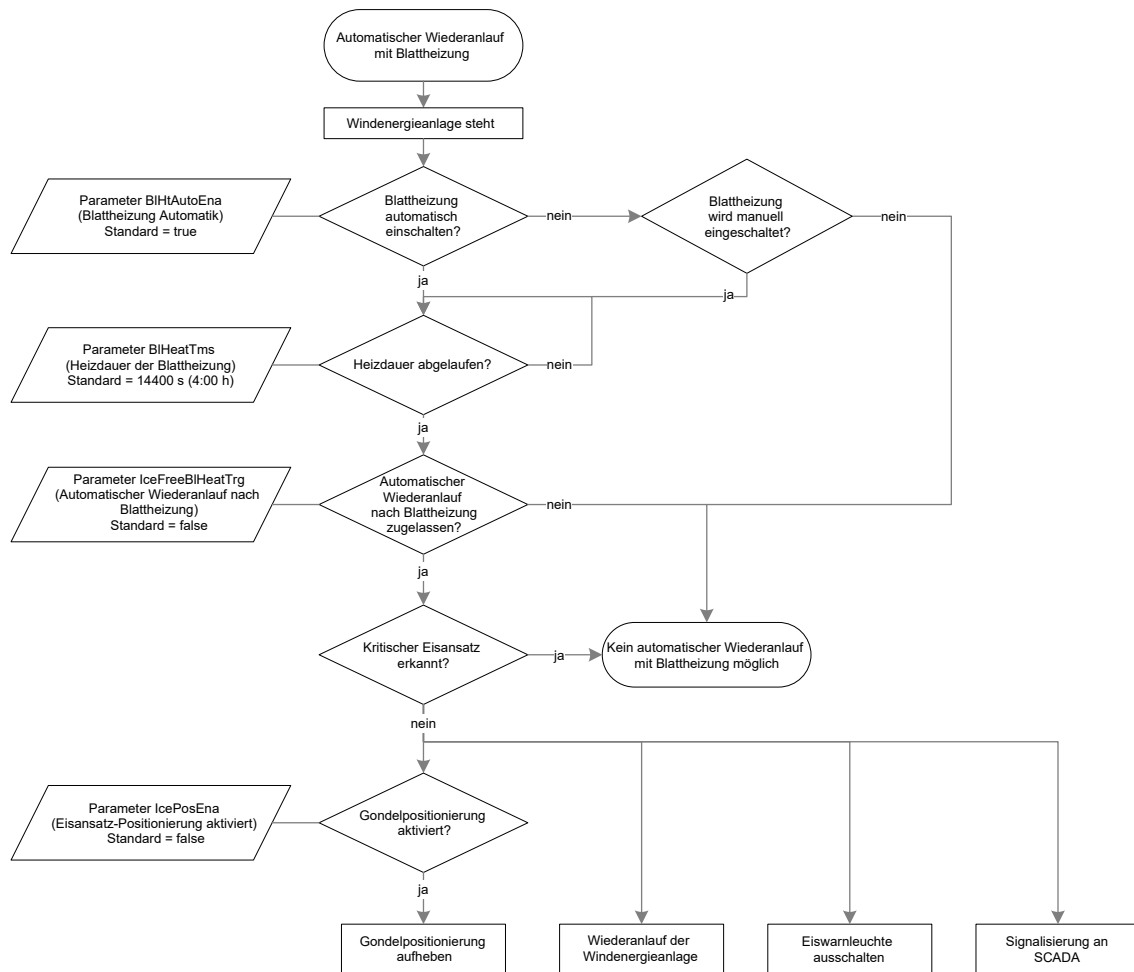


Abb. 3: Automatischer Wiederanlauf mit Blattheizung

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

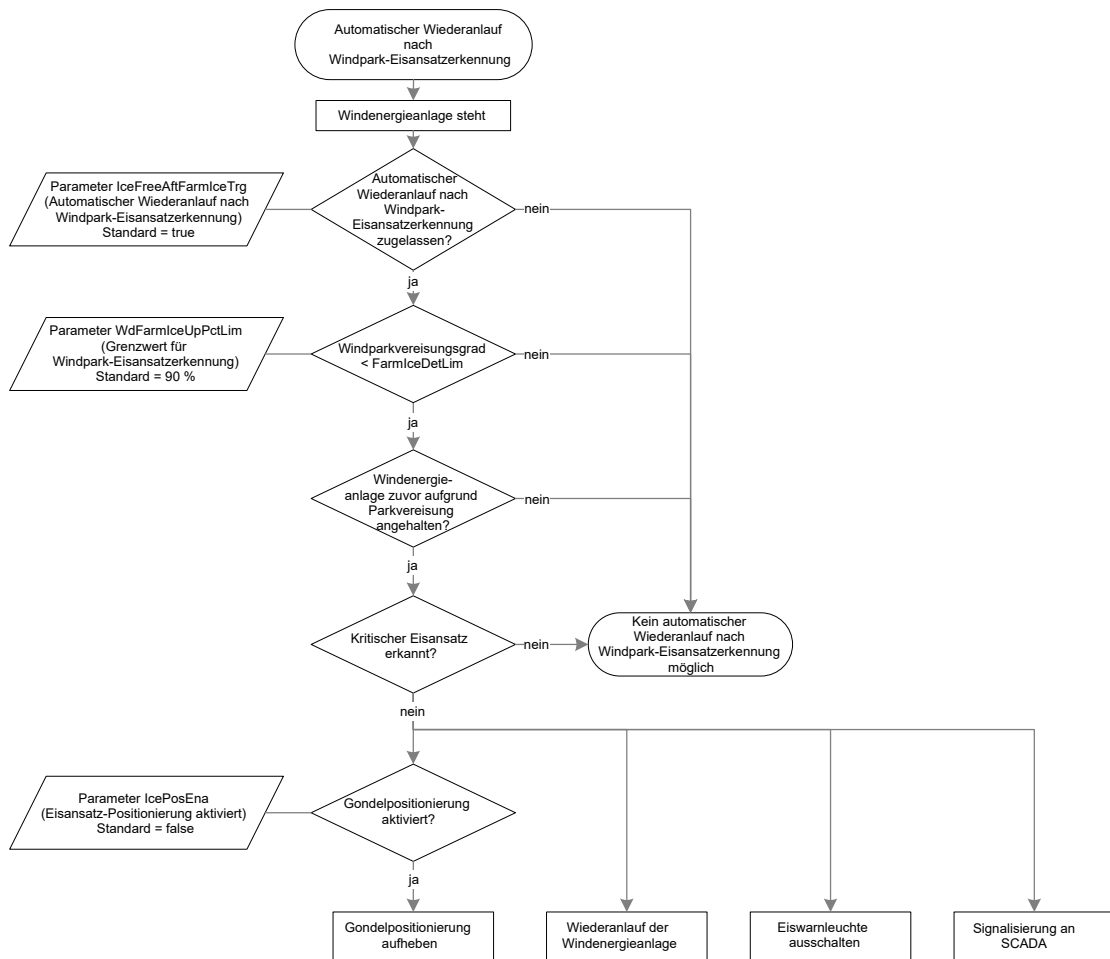


Abb. 4: Automatischer Wiederanlauf nach Windpark-Eisansatzerkennung

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.

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 MaxVallceCnt, 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 MaxVallceCnt, 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 An- halteprozedur
W	14:82	Power curve above tolerance	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. Einer oder mehrere der Leistungswerte der korrigierten Leistungskennlinie liegen länger als 3 Tage über der Obergrenze.	-
I	14:83	Power Curve beneath tolerance during icing conditions	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). 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). Einer oder mehrere der Leistungswerte der korrigierten Leistungskennlinie liegen länger als 3 Tage unter der unteren Grenze und die Außentemperatur liegt unter 2 °C.	-

Typ	Nr.	Name	Beschreibung / Grund	Ausgelöste An- halteprozedur
I	14:84	Power curve above tolerance during icing conditions	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). 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). Einer oder mehrere der Leistungswerte der korrigierten Leistungskennlinie liegen länger als 3 Tage über der Obergrenze und die Außentemperatur liegt unter 2 °C.	-
I	14:101	ice free: manual restart	Die Windenergieanlage befindet sich aufgrund eines manuellen Wiederanlaufs im Zustand <i>IceFree ManualReset</i>. Befindet sich die Windenergieanlage im Zustand <i>IcedUp</i>, kann ein manueller Reset über das HMI ausgelöst werden.	-
I	14:151	ice free: delayed restart	Die Windenergieanlage befindet sich aufgrund eines verzögerten automatischen Wiederanlaufs nach der vordefinierten Dauer von Parameter <i>IceDIDurTmh</i> im Zustand <i>IceFree DelayRestart</i>. 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.	-
I	14:152	ice free: blade heating	Die Windenergieanlage befindet sich aufgrund eines vollständigen Durchlaufs des Blattheizungszyklus im Zustand <i>IceFree BladeHeating</i>. 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.	-

Typ	Nr.	Name	Beschreibung / Grund	Ausgelöste An- halteprozedur
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 erkennt 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

**Zur Bewertung der Funktionalität von Eisansatzerkennungssystemen
zur Verhinderung von Eisabwurf an ENERCON Windenergieanlagen:**

Eisansatzerkennung nach dem ENERCON-Kennlinienverfahren

Erstellt im Auftrag für

ENERCON
Dreekamp 5 F&E
26605 Aurich
Deutschland

Rev.	Datum	Änderungen
0	18.11.2014	Erste Fassung
1	22.08.2016	Formale Änderungen, Spezifizierung der Detektionszeit
2	20.04.2017	Ergänzung E-141 EP4, Berücksichtigung von Weiterentwicklungen
3	13.06.2017	Ergänzende Betrachtung bei vorgegebenem min. Blattwinkel (Kap. 5.3.3)
4	06.02.2018	Kombination mit Labko Eissensor, Ergänzung von Trudeldrehzahlen
5	19.09.2018	Ergänzung von Anlagenvarianten, Änderung bzgl. zusätzlicher Eiserkennungssysteme
6	04.06.2020	Reduzierung des Umfangs auf Bewertung des Kennlinienverfahrens, redaktionelle Änderungen, Aktualisierung von Dokumenten
7	09.12.2021	Neue Portierung für das Eiskennlinienverfahren, Dokumente /22/ und /23/ aufgenommen.

TÜV NORD Bericht Nr.: 8111 881 239 Rev.7

Gegenstand der Prüfung: Eisansatzerkennung durch das ENERCON Kennlini-
enverfahren

Anlagenhersteller: ENERCON
Dreekamp 5 F&E
26605 Aurich
Deutschland

Die Ausarbeitung des Gutachtens erfolgte durch:

Verfasser	 Dipl.-Ing. (FH) G. Ewald Sachverständiger	Hamburg, 09.12.2021
Geprüft durch	 Dipl.-Ing. O. Raupach Sachverständiger	Hamburg, 09.12.2021

An der Prüfung beteiligt:

B.Sc. F. Lautenschlager

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.....	5
1.1	Ausgangssituation	5
1.2	Eisansatzerkennung nach dem Kennlinienverfahren	6
1.3	Gültigkeitsbereich	6
1.4	Beschreibung der Bewertungskette	6
1.4.1	Bewertungsmaßstäbe	6
1.4.2	Grenzen der Bewertung	7
1.4.3	Beschreibung der Vorgehensweise	7
2	Untersuchungen zur Eisdicke und zur Eiswurfweite	8
2.1	Bestimmung einer kritischen Eisdicke	8
2.1.1	Festlegung von Randbedingungen für den Eisabwurf	8
2.1.2	Ermittlung eines kritischen Eisobjektes	12
2.1.3	Ermittlung einer kritischen Zeit zur Bildung eines kritischen Eisobjektes.....	14
2.2	Untersuchung zum Eisabwurf beim Leerlauf (Startbetrieb)	15
2.2.1	Festlegung der Randbedingungen für den Eisabwurf beim Leerlauf	15
2.2.2	Ermittlung der Eisabwurfweite für den Leerlauf.....	17
2.2.3	Bewertung und Zusammenfassung der Eisabwurfweite für den Leerlauf	21
2.2.4	Ergänzende Informationen zum Trudelbetrieb	22
3	Beschreibung des Eiserkennungsalgorithmus.....	23
3.1	Programmablauf	23
3.1.1	Prüfung des Programmablaufs auf Plausibilität	23
3.1.2	Prüfung von Lücken/Unsicherheiten im Programmablauf	23
3.2	Bewertung des Messprinzips beim ENERCON Eiserkennungsverfahren	23
3.3	Bewertung der Algorithmen beim Kennlinienverfahren.....	24
3.3.1	Messbericht Meteotest: „Performance of the ENERCON ice detection system“	24
3.3.2	Beobachtungen und Bewertungen zum Messbericht Meteotest	24
3.3.3	Messung an der Anlage „WEA 2“	25
3.4	Grenzen der Bewertungskette	26
3.4.1	Geschlossenheit der Bewertungskette und Schnittstellen	26

3.4.2	Repräsentativität der Messung	26
3.4.3	Unsicherheiten der Messung	27
3.4.4	Übertragbarkeit der Ergebnisse auf andere Anlagen	27
4	Zusammenfassung und Ergebnis der Bewertung.....	27
5	Dokumente und Literaturverzeichnis	29
5.1	Geprüfte Dokumente	29
5.2	Literatur	31
5.2.1	Literatur zu Kapitel 2.1 und 2.2	31

Tabellen

Tabelle 2.1:	Gewähltes Eisobjekt.....	11
Tabelle 2.2:	Untersuchungsergebnisse unter den gegebenen Randbed. (Würfel).....	13
Tabelle 2.3:	Untersuchungsergebnisse: Variation der generierten Eisobjekte. Auswahlkriterium: kinetische Energie größer 40 J.....	13
Tabelle 2.4:	Untersuchungsergebnisse: Variation der generierten Eisobjekte. Auswahlkriterium: kinetische Energie größer 40 J und Windgeschw. kleiner gleich 20 m/s.....	14
Tabelle 2.5:	Detektionszeiten bis zum Aufwachsen einer kritischen Eisdicke.....	15
Tabelle 2.6:	Maximale Wurfweiten bei Eisabwurf Leerlauf (Windgeschw. 3 m/s).	18
Tabelle 2.7:	Maximale Wurfweiten bei Eisabwurf Leerlauf (Windgeschw. 5 m/s).	19
Tabelle 2.8:	Maximale Trudeldrehzahl	22

Abbildungen

Abbildung 1:	Abwurfwinkel Eisobjekt Würfel.	11
Abbildung 2:	Flugbahn unter den gegebenen Randbed. – Eisobjekt Würfel (E-82, 78 m Nabenhöhe)	12
Abbildung 3:	Treffer Eisabwurf (Würfel) Leerlauf, Windgeschw. 3 m/s. ENERCON E-82, Nabenhöhe 138 m (Rotorradius schwarz gestrichelt, Gesamthöhe rot gestrichelt)	20
Abbildung 4:	Treffer Eisabwurf (144 generierte Eisobjekte) Leerlauf, Windgeschw. 3 m/s. ENERCON E-82, Nabenhöhe 138 m (Rotorradius schwarz gestrichelt, Gesamthöhe rot gestrichelt)	20
Abbildung 5:	Übersicht der aufgezeichneten Signale während der gesamten Messperiode für WEA 09 ohne RBH.	25

1 Einleitung

1.1 Ausgangssituation

Die Rotorblätter von Windenergieanlagen (WEA), die in Regionen mit Temperaturen unter +2°C aufgestellt werden, können bei ungünstigen Bedingungen Eis ansammeln. Aus der dann entstehenden Eisschicht können sich durch Abtauen oder Blattverformung Eisbrocken ablösen, die im Betrieb der Anlage vom Rotorblatt abgeworfen werden (Eisabwurf) und zu Personen- oder Sachschäden im Wurfbereich der Anlage führen können. Ab einer bestimmten Masse der abgeworfenen Brocken besteht damit eine zu beachtende Gefahr. Beobachtungen zeigen abgeworfene Brocken mit einer Masse von mehreren kg, jedoch sind dem TÜV NORD bisher keine Personenschäden bekannt geworden.

An den Anlagen installierte Eiserkennungssysteme dienen dem Zweck, dass die Anlage bei erkannter Vereisung der Rotorblätter abgeschaltet wird und somit keine Gefahr von Eisabwurf mehr besteht. Das Eis wird dann von den Blättern der stehenden / trudelnden Anlage abfallen (Eisabfall), bevor die Anlage wieder in den Betrieb genommen wird.

Eiserkennungssysteme 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. Üblicher Weise gibt es einen Schwellwert, bei dessen Überschreitung das Eiserkennungssystem ein Abschalten der Anlage initiiert. Oft ist dieser Schwellwert spezifisch für jeden Anlagentyp oder gar jede Anlage einzustellen.

Die Bewertung von Eiserkennungssystemen erfolgte bisher in Gutachterlichen Stellungnahmen über Plausibilitätsprüfungen. Es wurde Stellung bezogen zum physikalischen Prinzip der Erkennung bzw. zu der Frage, ob die durch den Eisansatz hervorgerufene Veränderung der Anlageneigenschaften zu einer detektierbaren Veränderung des Sensorsignals führt. Außerdem wurde Stellung bezogen zu auftretenden Lücken der Messung im Betriebsbereich der Anlage. Die Bewertung beschränkte sich jedoch auf eine rein qualitative Bewertung bzw. Plausibilitätsprüfung.

Gerade vor dem Hintergrund, dass ein Eiserkennungssystem immer im Zusammenhang mit der Anlage und der vorliegenden Vereisung zu bewerten ist, wurden seitens der Genehmigungsbehörden die Anforderungen an die Bewertung von Eiserkennungssystemen in den letzten Monaten erhöht. Es ist durch genauere, teilweise quantitative Untersuchungen zu indizieren, dass das Eiserkennungssystem

- dem „Stand der Technik“ entspricht,
- hinsichtlich der Schwellwerte und Parameter korrekt auf die Anlage eingestellt ist,
- sicherheitstechnisch funktioniert.

Eine Aussage zum Stand der Technik erfolgt über die Untersuchung, ob das Eiserkennungssystem in der Lage ist, eine vorher definierte, kritische Eisdicke zu detektieren und ob das System hinsichtlich der Hardware die notwendigen Voraussetzungen hinsichtlich Zuverlässigkeit erfüllt. In diesem Sinne ist das vorliegende Gutachten aufgebaut.

1.2 Eisansatzerkennung nach dem Kennlinienverfahren

Das ENERCON Eiserkennungsverfahren ist ein Kennlinienverfahren und unterteilt in die Erkennung über die Leistung und die Erkennung über den Blattwinkel. Voraussetzung zur Aktivierung des Verfahrens ist eine Unterschreitung der direkt an der Windenergieanlage gemessenen Außentemperatur unter einen kritischen Schwellenwert ($+2^{\circ}\text{C}$).

Die von der Windenergieanlage erbrachte elektrische Leistung wird mit Referenzwerten des unvereisten Produktionsbetriebs bei gleicher Windgeschwindigkeit verglichen. Bei Abweichung der Leistungsabgabe gegenüber dem Referenzwert wird von einer Veränderung der aerodynamischen Beiwerte der Rotorblätter aufgrund von Vereisung ausgegangen. Die Anlage wird dann kontrolliert abgeschaltet.

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 von einer Veränderung der aerodynamischen Beiwerte der Rotorblätter aufgrund von Vereisung ausgegangen und die Anlage wird kontrolliert abgeschaltet.

Die Zuverlässigkeit des Eiserkennungsverfahrens ist somit stark von einer zuverlässigen Wind- und Temperaturmessung, auch unter Vereisungsbedingungen, abhängig.

Mit dieser Methode ist keine Eiserkennung bei stillstehendem oder trudelndem Rotor möglich. Im Produktionsbetrieb bei sehr niedrigen und unbeständigen Windgeschwindigkeiten nahe der Einschaltwindgeschwindigkeit kann die Zuverlässigkeit des Verfahrens sinken.

1.3 Gültigkeitsbereich

Dieses Gutachten ist gültig für alle ENERCON Windenergieanlagen, in denen das Kennlinienverfahren mit den ENERCON-Standardeinstellungen der Parameter zum Einsatz kommt, d.h. nicht deaktiviert oder über die Schwellwerte in der Leistungsfähigkeit der Eisansatzerkennung herabgesetzt ist.

Änderungen an diesen Parametern sind jeweils nur nach Prüfung durch ENERCON möglich.

1.4 Beschreibung der Bewertungskette

1.4.1 Bewertungsmaßstäbe

Die Bewertung erfolgt in Bezug auf das sichere Abschalten der WEA bei kritischem Eisansatz an den Rotorblättern. Weil es keine Richtlinie gibt, nach der Eiserkennungssysteme zu bewerten sind, ist die Form dieser Bewertung ein Gutachten, in dem die einzelnen Schritte der Bewertung beschrieben werden. Anhaltspunkte zur Bewertung liefert das von der Struktur- und Genehmigungsdirektion Nord, Rheinland Pfalz, herausgegebene

„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.

1.4.2 Grenzen der Bewertung

Die vorliegende Untersuchung konzentriert sich auf die Funktionalität der Systeme bezüglich Verhinderung von *Eisabwurf*. Eine Untersuchung bezüglich Eisabfall wird hier nicht behandelt, denn Eisabfall von einer stehenden/trudelnden Anlage kann nicht verhindert werden. Die Gefahr bezüglich Eisabfall sollte immer standortspezifisch, in Abhängigkeit gefährdeter Objekte im für Eisabfall kritischen Radius um die Anlage bewertet werden.

1.4.3 Beschreibung der Vorgehensweise

Die Bewertung der Eiserkennungssysteme hat zum Ziel, quantitative Aussagen zur Detektionsfähigkeit der Systeme zur Eiserkennung zu treffen und damit in Hinblick auf die Windenergieanlage (WEA) Aussagen zu treffen, ob und unter welchen Bedingungen eine Detektion einer Vereisung der Rotorblätter im Betrieb der WEA funktioniert. Weiterhin werden qualitative Aussagen zur Einbindung der Systeme in die Steuerung der WEA getroffen, um die sichere Abschaltung der WEA bei Eiserkennung und das Wiederanfahren nach Vereisung zu bewerten.

Das Vorgehen zur Bewertung unterteilt sich in die folgenden Schritte:

1. Bestimmung einer kritischen Eisdicke

(s. Kap. 2.1) Die Bestimmung der kritischen Eisdicke erfolgt für ausgewählte Anlagen des ENERCON Produktspektrums, um eine Eisdicke festzulegen, die für alle Anlagen der Produktübersicht /14/ als kritisch einzustufen ist. Diese Eisdicke wird bei der Bewertung des Eisdetektionsalgorithmus einbezogen.

2. Untersuchung zu Eisabwurf beim Leerlauf

(s. Kap. 2.2) Diese Untersuchung hat zum Ziel, die Eiswaufweite beim Leerlauf vor dem Starten der Anlage zu untersuchen. Damit kann eine Aussage getroffen werden, ob die beim Leerlauf abgeworfenen Eisstücke weniger weit geworfen werden als der kritische Radius für Eisabfall beträgt und somit der Leerlauf der Anlage für das Thema Eisabwurf unkritisch ist.

3. Analyse des Programmablaufs

(s. Kap. 3.1) Diese Untersuchung betrifft die Prüfung des Programmablaufes auf Plausibilität, Nachvollziehbarkeit und Lücken.

4. Bewertung des Eisdetektionsalgorithmus

(s. Kap. 3.3) Die Bewertung des Algorithmus basiert auf einem Messbericht und hat zum Ziel, Aussagen darüber zu treffen, ob der Algorithmus funktionsfähig ist und ob die in der Anlage eingestellten Schwellwerte und Parameter des Algorithmus zur Erkennung der zuvor ermittelten kritischen Eisdicke führen.

2 Untersuchungen zur Eisdicke und zur Eiswurfweite

2.1 Bestimmung einer kritischen Eisdicke

Gegenstand der Untersuchung ist die Bewertung, inwieweit das zu betrachtende Eiserkennungssystem geeignet ist, Eisabwurf im Betrieb der Anlage durch frühzeitiges Abschalten der Anlage zu verhindern, bevor sich eine kritische Eisdicke am Blatt akkumuliert hat. Es ist somit erforderlich in einem ersten Schritt eine kritische Eisdicke festzulegen. Dies erfolgt in einzelnen Arbeitsschritten:

- Festlegung von Randbedingungen für den Eisabwurf.
- Ermittlung eines kritischen Eisobjektes. Ein kritisches Eisobjekt ist definiert als ein Eisobjekt, welches aufgrund seiner Aufprallenergie eine Gefahr für eine ungeschützte Person am Boden darstellt. Dem kritischen Eisobjekt werden eine kritische Eismasse und eine kritische Eisdicke zugeordnet.
- Ermittlung einer kritischen Zeit, bis zu der mit der Akkumulation der kritischen Eisdicke zu rechnen ist.

2.1.1 Festlegung von Randbedingungen für den Eisabwurf

Verwendetes Rechenmodell:

Die Flugbahn von Eisobjekten lässt sich durch Überlagerung zweier Kräfte modellieren, der Schwerkraft und dem Winddruck. Die Erfahrung zeigt, dass die herabfallenden Eisobjekte eine sehr unregelmäßige Form besitzen und deshalb praktisch wenig Auftrieb erfahren, so dass in vertikaler Richtung im Wesentlichen die Schwerkraft und der Luftwiderstand wirken. Der Winddruck wirkt horizontal in x-Richtung (Achsenkonvention nach der GL Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen /28/). Zur Modellierung des Winddrucks werden jedem Eisobjekt ein konstanter Widerstandsbeiwert C_w /42/ und eine konstante Projektionsfläche A zugeordnet.

Der zeitabhängige Verlauf des Eisabwurfs lässt sich mit einem dreidimensionalen Modell beschreiben (in Anlehnung an /25/):

$$\ddot{x} = -\frac{\rho \cdot A \cdot C_w}{2 \cdot m} \cdot (\dot{x} - v) \cdot \sqrt{\dot{y}^2 + \dot{z}^2 + (\dot{x} - v)^2}, \quad (1)$$

$$\ddot{y} = -\frac{\rho \cdot A \cdot C_w}{2 \cdot m} \cdot \dot{y} \cdot \sqrt{\dot{y}^2 + \dot{z}^2 + (\dot{x} - v)^2} \quad \text{und} \quad (2)$$

$$\ddot{z} = -g - \frac{\rho \cdot A \cdot C_w}{2 \cdot m} \cdot \dot{z} \cdot \sqrt{\dot{y}^2 + \dot{z}^2 + (\dot{x} - v)^2} \quad (3)$$

mit

x = horizontale Koordinate (senkrecht zur y-z-Ebene) [m]

y = horizontale Koordinate [m],

z = vertikale Koordinate (y-z-Ebene entspricht der Rotationsebene) [m],

- v = Windgeschwindigkeit in x-Richtung [m/s],
 g = Erdbeschleunigung [m/s^2],
 ρ = Luftdichte [kg/m^3],
 A = Projektionsfläche des Eisobjekts [m^2],
 C_w = Luftwiderstandsbeiwert des Eisobjekts und
 m = Masse des Eisobjekts [kg].

Anlagenbezogene Randbedingungen:

- WEA-Typ: Aus dem Anlagenportfolio /19/ wurden drei WEA-Typen ausgewählt, die als repräsentativ für die Produktpalette herangezogen werden können (kleine, mittlere und große Anlage). Es wurde jeweils die kleinste Nabenhöhe ausgewählt, da diese nach unseren Untersuchungen für die Ermittlung der kritischen Eisdicke des Eisabwurfs konservativ ist.
- E-44 mit 45,0 m Nabenhöhe, 44,0 m Rotordurchmesser /19/
 - E-82 mit 78,0 m Nabenhöhe, 82,0 m Rotordurchmesser /19/
 - E-126 mit 135,0 m Nabenhöhe, 127,0 m Rotordurchmesser /19/
- Drehzahl bei Eisabwurf: Für die Drehzahl wird jeweils die maximale Anlagendrehzahl berücksichtigt /19/.
- E-44 Rotordrehzahl 34,5 U/min
 - E-82 Rotordrehzahl 18 U/min
 - E-126 Rotordrehzahl 12,1 U/min

Physikalische Randbedingungen:

- Luftdichte: Die Luftdichte wird gemäß der GL Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen /28/ zu $1,225 \text{ kg/m}^3$ festgelegt.
- Die gewählte Luftdichte ist für den betrachteten Eisabwurf als konservativ zu betrachten, da sie gegenüber der bei Eisansatzbedingungen zu erwartenden Luftdichte von ca. $1,27 \text{ kg/m}^3$ (siehe unsere Untersuchungen /27/) zu einer höheren Aufprallgeschwindigkeit führt.

- Windgeschwindigkeit:** Zur Festlegung der Windgeschwindigkeit wird in einem ersten Schritt die jeweilige anlagenbezogene Abschaltwindgeschwindigkeit (25,0 m/s) auf Nabenhöhe (ohne Sturmregelung) zugrunde gelegt /19/.
- Höhenabhängigkeit:** Die Windgeschwindigkeit wird als Funktion der Höhe modelliert, hierzu wird das exponentielle Windprofil verwendet. Der Höhenexponent α wird gemäß der IEC 61400-1 ed. 3 /24/ zu 0,2 festgelegt.
- Erdbeschleunigung:** Die Erdbeschleunigung wird zu $9,81 \text{ m/s}^2$ festgelegt.

Die kritische Eisdicke wurde in zwei getrennten Schritten mit unterschiedlichen Randbedingungen ermittelt. In einem ersten Schritt wurde für die Ermittlung der kritischen Eisdicke ein Würfel untersucht (kompaktes Eisobjekt). Die hierfür gewählten Randbedingungen sind im Folgenden dargestellt („Schritt eins“). Im zweiten Schritt wurden unter anderem die Anzahl und die Objektgeometrie der zugrunde gelegten Eisobjekte variiert.

Randbedingungen zum Eisabwurf („Schritt eins“, Würfel):

- Gewicht und Geometrie der Eisobjekte:** In Feldstudien /26/ hat sich gezeigt, dass das Gewicht der Eisobjekte für die Fallweite von geringer Relevanz ist. Die Flugeigenschaften werden im Wesentlichen von der Geometrie und dem c_w -Wert beeinflusst. Die Gewichte der Eisobjekte normieren wir unter Zugrundelegung der Kenntnisse aus /26/ (geringe Relevanz, siehe vorherigen Absatz) auf 1,0 kg (zur normierten Ermittlung der Flugbahn). Die Normierung ist nach eigenen Untersuchungen bzgl. der Ermittlung der Eisdicke (Eisabwurf) über die Aufprallenergie konservativ.
- Auf Basis eigener Untersuchungen (siehe z.B. /38/, /39/) wird als zu betrachtendes Eisobjekt im ersten Schritt ein Würfel angesetzt (siehe Tabelle 2.1). Der Würfel ist gegenüber länglichen Eisobjekten hinsichtlich der Aufprallgeschwindigkeit und der resultierenden Aufprallenergie als konservativ zu betrachten.
- Lageparameter des Eisobjekts:** Die maximale Umfangsgeschwindigkeit ist an der Rotorblattspitze gegeben. Im Rahmen der Modellierung wird angesetzt, dass sich das Eisobjekt zum Zeitpunkt des Abwurfs an der Rotorblattspitze befindet und somit die größtmögliche Startenergie besitzt.
- Lageparameter des Rotorblattes (Abwurfwinkel):** Die Aufprallgeschwindigkeit des Eisobjekts ist auf Basis eigener Untersuchungen im Wesentlichen von der Lage des Eisobjekts zum Zeitpunkt des Abwurfs (gegeben durch Lage des Rotorblattes in der Rotorebene und der Lage des

Eisobjekts auf dem Rotorblatt) und von der Höhe der WEA abhängig (die Aufprallgeschwindigkeit reduziert sich mit zunehmender Höhe – Einfluss des Luftwiderstands). Unter den genannten Aspekten wird der Abwurfwinkel zu 125° ca. 4 Uhr festgesetzt (ausgehend von der 0:00 Uhr Position im Uhrzeigersinn).

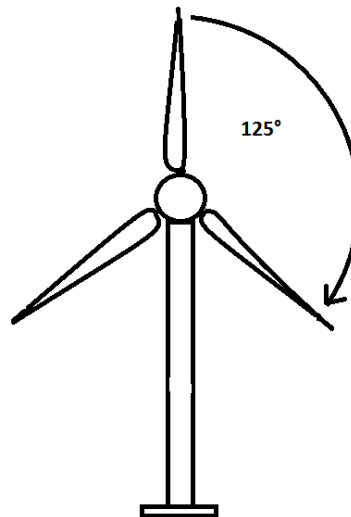


Abbildung 1: Abwurfwinkel Eisobjekt Würfel.

Masse [kg]	Dichte [kg/m³]	Form	mittlere Fläche [m²]	mittlerer C_w -Wert [-]
1,0	700	Würfel	0,013	1,11

Tabelle 2.1: Gewähltes Eisobjekt.

Randbedingungen zur Schadensbewertung:

Dichte des Eises: Die Dichte des Eises wird gemäß der GL Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen /28/ zu 700 kg/m³ festgelegt.

Kritische Aufprallenergie: Für die Ermittlung der kritischen Eisdicke wird die kritische Aufprallenergie (kinetische Energie) gemäß /40/ auf 40 J festgelegt. Die kritische Aufprallenergie (kinetische Energie) berechnet sich zu

$$E_{kin} = 1/2 \cdot m \cdot v^2.$$

mit

E_{kin} : kinetische Energie [J],
m: Masse des Eisobjekts [kg] und
v: Aufprallgeschwindigkeit [m/s].

Die Masse wird hierbei vereinfacht punktförmig angenommen.

2.1.2 Ermittlung eines kritischen Eisobjektes

Ein kritisches Eisobjekt ist definiert als ein Eisobjekt, welches aufgrund seiner Aufprallenergie eine Gefahr für eine ungeschützte Person am Boden darstellt. Dem kritischen Eisobjekt werden eine kritische Eismasse und eine kritische Eisdicke zugeordnet. Zur Ermittlung sind die folgenden Arbeitsschritte erforderlich:

- Ermittlung der Aufprallgeschwindigkeit unter Berücksichtigung der festgelegten Randbedingungen.
- Ermittlung der kritischen Eismasse unter Berücksichtigung der ermittelten Aufprallgeschwindigkeit und der festgelegten kritischen Aufprallenergie.
- Ermittlung der kritischen Eisdicke für einen Würfel (gewählte Geometrie des Eisobjekts) unter Berücksichtigung der festgelegten Eisdichte und der ermittelten kritischen Eismasse.

In Abbildung 2 ist die Flugbahn eines Eisobjekts unter Berücksichtigung der festgelegten Randbedingungen dargestellt. Die Randbedingungen (siehe Kapitel 2.1.1) wurden so gewählt, dass eine maximale Aufprallgeschwindigkeit vorliegt (Geometrie Würfel, Abwurfwinkel, geringer Abstand Abwurfpoint Boden).

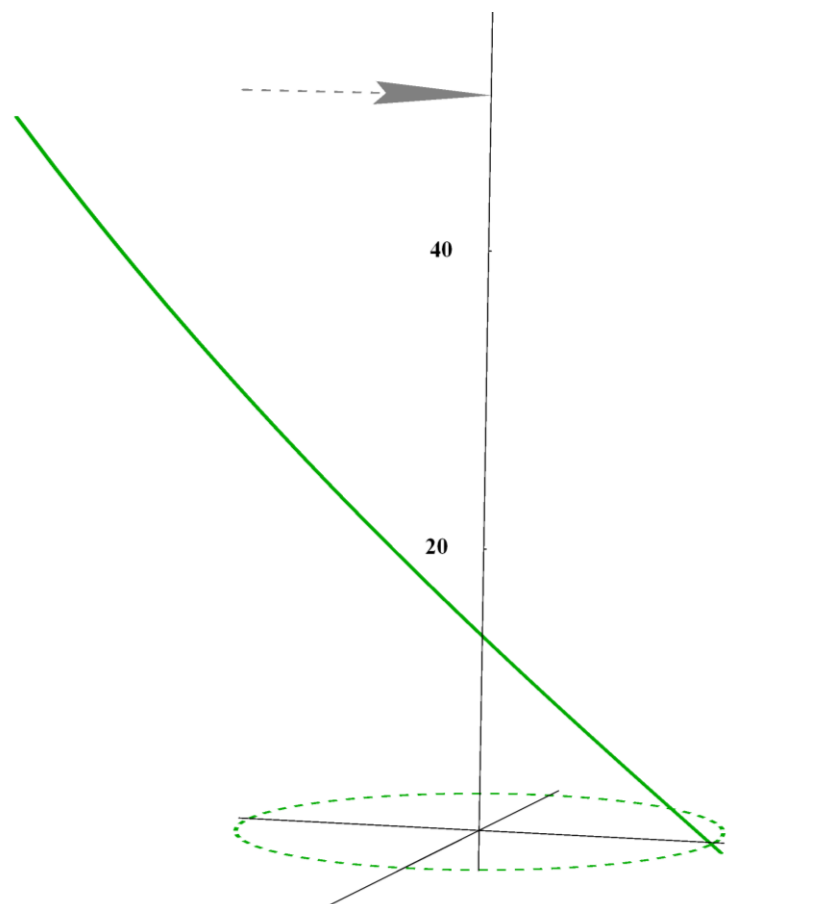


Abbildung 2:

Flugbahn unter den gegebenen Randbed. – Eisobjekt Würfel
(E-82, 78 m Nabenhöhe)

Aufgrund der gewählten Randbedingungen ist die erzielte Wurfweite minimal – im Sinne einer „Worst-Case“ Betrachtung sind die Aufprallgeschwindigkeit und die resultierende Aufprallenergie für die Ermittlung der kritischen Eisdicken entscheidend. Auf Basis der ermittelten Aufprallgeschwindigkeiten wurden für die untersuchten WEA-Typen die kritischen Eismassen unter Berücksichtigung der festgelegten kritischen Aufprallenergie von 40J und die daraus resultierenden kritischen Eisdicken ermittelt (siehe Tabelle 2.2).

	E-44	E-82	E-126
Aufprallgeschwindigkeit [m/s]	59,8	50,5	42,9
Kritische Eismasse [g]	22,4	31,3	43,6
Kritische Eisdicke [cm]	3,2	3,6	4

Tabelle 2.2: Untersuchungsergebnisse unter den gegebenen Randbed. (Würfel).

Vergleicht man den Würfel („Schritt eins“) mit beobachteten Eisobjekten aus der Praxis (TÜV NORD Erfahrungen aus den Wiederkehrenden Prüfungen und Literaturquellen /26/, /29/, /30/) sowie Modellrechnungen (Turbine /29/, /33/, /34/, /35/), so ist festzustellen, dass der Würfel als gewähltes Eisobjekt nicht die Bandbreite der möglichen abgeworfenen Eisobjekte abdeckt. Aus diesem Grund wurden in einem zweiten Schritt etwa 144 verschiedene Eisobjekte mit ihren objektspezifischen Massen generiert (Randbedingungen der Eisobjekte: B; H; L: 10 cm; 0,3 cm bis 5 cm; 5 cm bis 20 cm; Dichte 700 kg/m³ /28/) und die Aufprallenergie unter Variation der Abwurfbedingungen ermittelt. Die folgenden Randbedingungen wurden für die Parameterstudie („Schritt zwei“) der generierten Eisobjekte gegenüber dem ersten Schritt (Würfel) variiert:

- Die Windgeschwindigkeit wurde von 15 m/s bis 25 m/s (Abschaltwindgeschwindigkeit ohne Sturmregelung /19/) kontinuierlich mit einer Schrittweite von 1 m/s variiert. Für die Ermittlung der kritischen Eisdicke hat sich gezeigt, dass der oberen Windgeschwindigkeitsbereich maßgeblich ist.
- Die Lage des Rotorblattes in der Rotorebene (Abwurfwinkel) wurde in 10° Schritten von 0° bis 360° variiert.

Für jedes abgeworfene Eisobjekt wurden die Aufprallgeschwindigkeit sowie die zugehörige Aufprallenergie ermittelt und mit der zugrunde gelegten kritischen Aufprallenergie von 40 J verglichen (siehe Kapitel 2.1.1). In der Tabelle 2.3 sind die daraus resultierenden minimalen Eisdicken für die untersuchten WEA-Typen angegeben.

	E-44	E-82	E-126
Aufprallgeschwindigkeit [m/s]	23,0	21,9	21,1
Masse [kg]	0,154	0,168	0,182
Dicke [cm]	1,1	1,2	1,3
Windgeschwindigkeit [m/s]	25	25	25

Tabelle 2.3: Untersuchungsergebnisse: Variation der generierten Eisobjekte.
Auswahlkriterium: kinetische Energie größer 40 J.

Die Ergebnisse in Tabelle 2.3 zeigen, dass die ermittelte kritische Eisdicke mit einer hohen Windgeschwindigkeit (Abschaltwindgeschwindigkeit 25 m/s) einhergeht. Gemäß Deutschem Wetterdienst (DWD) /41/ entspricht eine Windgeschwindigkeit von 25 m/s einem „schwerem Sturm“, bei dem mit brechenden Bäumen und größeren Schäden an Häusern zu rechnen ist. Die Ergebnisse aus /27/ und weiteren internen Studien zeigen, dass an den überwiegenden Standorten in Deutschland bei Eisansatz überwiegend mit niedrigeren Windgeschwindigkeiten, bezogen auf die Ganzjahreswindstatistik, zu rechnen ist. Auf dieser Basis wurde für die Auswahl des kritischen Eisobjektes die Windgeschwindigkeit auf kleiner gleich 20 m/s begrenzt. Gemäß DWD /41/ ist bei einer Windgeschwindigkeit von 20 m/s („Sturm“) immer noch mit brechenden Ästen von Bäumen (vergleichbar mit der Gefährdung durch herabfallende Eisobjekte) und einem beschwerlichem Gehen zurechnen. Daraus ergeben sich die in Tabelle 2.4 dargestellten kritischen Eisdicken.

	E-44	E-82	E-126
Aufprallgeschwindigkeit [m/s]	21,1	20,4	20,0
Masse [kg]	0,182	0,196	0,210
Dicke [cm]	1,3	1,4	1,5
Windgeschwindigkeit [m/s]	20	20	20

Tabelle 2.4: Untersuchungsergebnisse: Variation der generierten Eisobjekte. Auswahlkriterium: kinetische Energie größer 40 J und Windgeschw. kleiner gleich 20 m/s.

Die Ergebnisse aus Tabelle 2.3 und Tabelle 2.4 zeigen, dass mit zunehmender Anlagengröße die kritische Eisdicke zunimmt. Dies ist unter anderem durch den längeren Flugweg und die größere Flugzeit der abgeworfenen Eisobjekte begründet. Die hohe Anfangsgeschwindigkeit, die durch die Blattspitzengeschwindigkeit auf das abgeworfene Eisobjekt wirkt, wird über den Flugweg durch den Luftwiderstand zunehmend abgebremst. Daraus folgt, dass mit zunehmendem Flugweg (größere Anlage) die Aufprallgeschwindigkeit sinkt und damit die kritische Masse sowie die kritische Eisdicke steigen.

Abschließend werden die kritischen Eisdicken, unter Berücksichtigung einer niedrigeren Windgeschwindigkeit bei Eisansatz /27/, zu den in Tabelle 2.4 aufgeführten Dicken festgelegt. Die dünnste ermittelte kritische Eisdicke stellt sich somit bei der ENERCON E-44 (Nabenhöhe 45 m) zu 1,3 cm ein.

2.1.3 Ermittlung einer kritischen Zeit zur Bildung eines kritischen Eisobjektes

In der Vergangenheit gab es zum Eiswachstum verschiedene Studien auf Basis der Simulationsprogramme /29/, /33/, /34/, /35/ (WEA – Vereisung von Rotorblättern) und LEWICE /33/ (Luftfahrt – Vereisung von Tragflächen) sowie auf Basis experimenteller Windkanalversuche /29/, /33/, /36/.

Die Studien zeigen übereinstimmend die folgenden Ergebnisse:

- Die Eiswachstumsrate von Raureif (Eisdicke pro Zeiteinheit [mm/min]) nimmt mit zunehmender Größe der WEA (450 kW bis 2 MW) ab (0,75 mm/min bis 0,45 mm/min) /34/, /35/. Zusätzlich zu den Versuchsergebnissen /34/ wurde dieses

Phänomen zunächst in einem Windpark beobachtet und daraufhin näher untersucht /34/.

- Raureif wächst insgesamt dicker auf als Klareis /33/, /36/ besitzt aber eine geringere Dichte /37/ (Raureif: 600 bis 900 kg/m³, Klareis 900 kg/m³).
- Die Eiswauchstumsrate liegt in einem Bereich von 0,45 mm/min /34/ bis 3 mm/min /33/.

Zusammenfassend wird die Eiswauchstumsrate zu 1mm/min festgelegt. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Eiswauchstumsrate mit zunehmender Größe der WEA abnimmt /34/, /35/ - gemäß der Erkenntnisse aus /34/ eher unterhalb von 1 mm/min liegt. Die festgelegte Eiswauchstumsrate gilt in Anlehnung an /36/ (Studie DTU Wind Energy 2013) für Klareis, Raureif bzw. einer Vereisungsmischung /36/.

Auf Basis der ermittelten kritischen Eisdicken (siehe Tabelle 2.4) ergibt sich die kritische Zeit, bis zu der mit der Akkumulation der kritischen Eisdicke zu rechnen ist, ca. zu den in Tabelle 2.5 aufgeführten Werten. Innerhalb dieser Zeit sollte das Eiserkennungssystem den Eisansatz erkannt und die WEA abgeschaltet haben, um den Eisabwurf eines kritischen Eisobjekts zu verhindern.

	E-44	E-82	E-126
Detektionszeit [min]	13	14	15

Tabelle 2.5: Detektionszeiten bis zum Aufwachsen einer kritischen Eisdicke.

Auf Grund der sehr konservativ gewählten Eiswauchstumsrate von 1 mm/min kann für alle in der Produktübersicht /14/ aufgeführten ENERCON Windenergieanlagen, eine Detektionszeit von 15 Minuten angesetzt werden.

2.2 Untersuchung zum Eisabwurf beim Leerlauf (Startbetrieb)

Beim Start der ENERCON WEA vom Stillstandsbetrieb in den Leistungsbetrieb werden die WEA zunächst in einen Startbetrieb gefahren. Der Startvorgang ist insbesondere durch eine erhöhte Drehzahl gegenüber dem normalen Trudelbetrieb gekennzeichnet, sowie dadurch, dass die Windgeschwindigkeit beim Start unter möglichen Vereisungsbedingungen im Bereich von 3 m/s bis 5 m/s liegt.

Im Folgenden werden die Auswirkungen des Leerlaufs (Windgeschwindigkeit 3 m/s bzw. 5 m/s) auf die Abwurfweiten bei Eisabwurf untersucht und mit der nicht vermeidbaren Gefährdung durch Eisabfall verglichen.

2.2.1 Festlegung der Randbedingungen für den Eisabwurf beim Leerlauf

Anlagenbezogene Randbedingungen:

WEA-Typ: Aus dem Anlagenportfolio /15/, /19/ wurden die folgenden WEA-Typen ausgewählt, die bzgl. der Anlagengröße und Drehzahl als repräsentativ für die Produktpalette herangezogen werden können.

- E-44 mit 45 m und 55 m Nabenhöhe, 44 m Rotor-durchmesser /19/
- E-48 mit 50 m und 76 m Nabenhöhe, 48 m Rotor-durchmesser /19/
- E-48 mit 60 m und 73 m Nabenhöhe, 53 m Rotor-durchmesser /19/
- E-82 mit 78 m und 138 m Nabenhöhe, 82 m Rotor-durchmesser /19/
- E-115 mit 92 m und 149 m Nabenhöhe, 115 m Rotor-durchmesser /19/
- E-126 mit 135 m Nabenhöhe, 127 m Rotordurchmesser /19/
- E-141 mit 129 m und 159 m Nabenhöhe, 141 m Rotordurchmesser /15/

Für eine gute Abdeckung der jeweiligen Anlagenparameter wurden jeweils die höchste und die niedrigste Nabenhöhe für die Untersuchung des Leerlaufs (Startbetrieb) ausgewählt.

Drehzahl bei Eisabwurf: Für die Drehzahl wird die jeweilige Drehzahl des Leerlaufs berücksichtigt /15/, /20/:

- E-44 – 14 U/min
- E-48 – 11 U/min
- E-53 – 10 U/min
- E-82 – 5 U/min
- E-115 – 4 U/min
- E-126 – 5 U/min
- E-141 – 4 U/min

Physikalische Randbedingungen:

Luftdichte: Die Luftdichte wird gemäß der GL Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen /28/ zu $1,225 \text{ kg/m}^3$ festgelegt.

Windgeschwindigkeit: Für die Windgeschwindigkeit wird eine Einschaltwindgeschwindigkeit von 3 m/s sowie 5 m/s berücksichtigt (siehe /12/)

Höhenabhängigkeit: Die Windgeschwindigkeit wird als Funktion der Höhe modelliert, hierzu wird das exponentielle Windprofil verwendet. Der Höhenexponent α wird gemäß der IEC 61400-1 ed. 3 /24/ zu 0,2 festgelegt.

Erdbeschleunigung: Die Erdbeschleunigung wird zu $9,81 \text{ m/s}^2$ festgelegt.

Randbedingungen zum Eisabwurf:

Gewicht und Geometrie der Eisobjekte: Für Gewicht und Geometrie werden die zur Ermittlung der kritischen Eisdicke untersuchten Eisobjekte herangezogen.

- Der Würfel (siehe 2.1.1, Tabelle 2.1, Ermittlung der kritischen Eisdicke „Schritt eins“) sowie
- die 144 verschiedene Eisobjekte, mit den folgenden Randbedingungen: B; H; L: 10 cm; 0,3 cm bis 5 cm; 5 cm bis 20 cm (siehe 2.1.2, Ermittlung der kritischen Eisdicke „Schritt zwei“). Hierbei werden die ermittelten kritischen Eisdicken als untere Grenze für die Auswahl der Eisobjekte mitberücksichtigt (siehe Kapitel 2.1.2, Tabelle 2.4)

Mit den gewählten Eisobjekten wird eine Vielzahl möglicher Eisobjekte abgedeckt.

Lageparameter des Eisobjekts: Die maximale Umfangsgeschwindigkeit ist an der Rotorblattspitze gegeben. Im Rahmen der Modellierung wird angesetzt, dass sich das Eisobjekt zum Zeitpunkt des Abwurfs an der Rotorblattspitze befindet und somit die größtmögliche Startenergie besitzt.

Lageparameter des Rotorblattes (Abwurfwinkel): Die Lage des Rotorblattes in der Rotorebene (Abwurfwinkel) wird in 10° Schritten von 0° bis 360° variiert.

2.2.2 Ermittlung der Eisabwurfweite für den Leerlauf

Die Eisabwurfweiten für den Leerlauf wurden auf Basis der unter Kapitel 2.2.1 genannten Randbedingungen und dem in Kapitel 2.1.1 eingeführten Rechenmodell für den Eisabwurf ermittelt. Die Ergebnisse der maximalen Wurfweite der untersuchten Eisobjekte sind in der Tabelle 2.6 und Tabelle 2.7 dargestellt. Die Abbildung 3 und Abbildung 4 zeigen die Treffer der untersuchten Eisobjekte (Rotorradius schwarz gestrichelt, Gesamthöhe rot gestrichelt) beispielhaft für die ENERCON E-82 mit einer Nabenhöhe 138 m und einer Windgeschwindigkeit von 3 m/s.

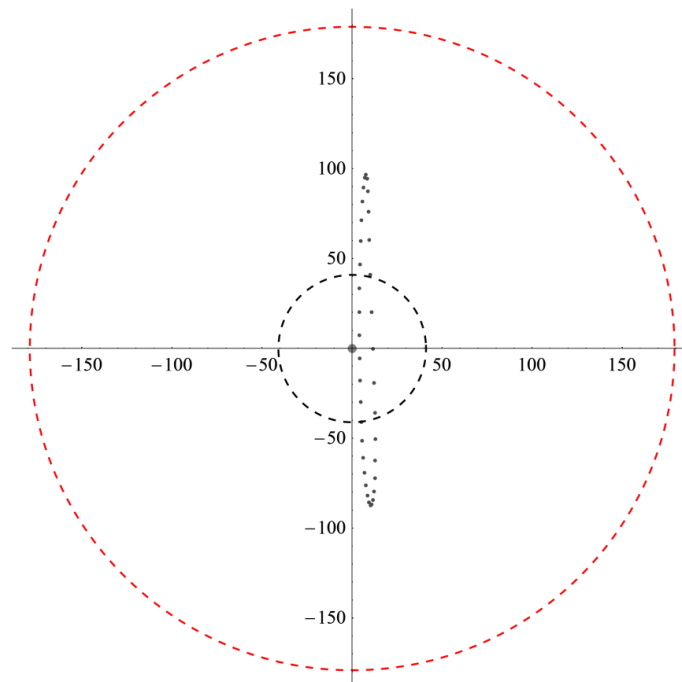
WEA-Typ	Nabenhöhe [m]	Gesamthöhe [m]	Untersuchte Eisobjekte	Maximale Wurfweite [m]	Verhältnis: max. Wurfweite/Gesamthöhe [%]
E-44	45,0	67,0	144 Eisobjekte	79,3	118
E-44	45,0	67,0	Würfel	95,2	142
E-44	55,0	77,0	144 Eisobjekte	82,2	107
E-44	55,0	77,0	Würfel	99,0	129

WEA- Typ	Naben- höhe [m]	Gesamthöhe [m]	Untersuchte Eisobjekte	Maximale Wurfweite [m]	Verhältnis: max. Wurfweite/Ge- samthöhe [%]
E-48	50,0	74,0	144 Eisobjekte	73,6	100
E-48	50,0	74,0	Würfel	86,0	116
E-48	76,0	114,0	144 Eisobjekte	79,1	79
E-48	76,0	114,0	Würfel	94,2	94
E-53	60,0	86,5	144 Eisobjekte	77,1	89
E-53	60,0	86,5	Würfel	90,0	105
E-53	73,0	99,5	144 Eisobjekte	80,0	80
E-53	73,0	99,5	Würfel	94,5	95
E-82	78,0	119,0	144 Eisobjekte	76,8	65
E-82	78,0	119,0	Würfel	85,0	71
E-82	138,0	179,0	144 Eisobjekte	83,8	47
E-82	138,0	179,0	Würfel	97,0	54
E-115	92	149,9	144 Eisobjekte	95,1	63
E-115	92	149,9	Würfel	106,0	71
E-115	149	206,9	144 Eisobjekte	100,8	49
E-115	149	206,9	Würfel	115,5	56
E-126	135,0	198,0	144 Eisobjekte	118,5	60
E-126	135,0	198,0	Würfel	140,7	71
E-141	129	199,5	144 Eisobjekte	117,2	59
E-141	129	199,5	Würfel	134,6	67
E-141	159	229,5	144 Eisobjekte	119,6	52
E-141	159	229,5	Würfel	138,5	60

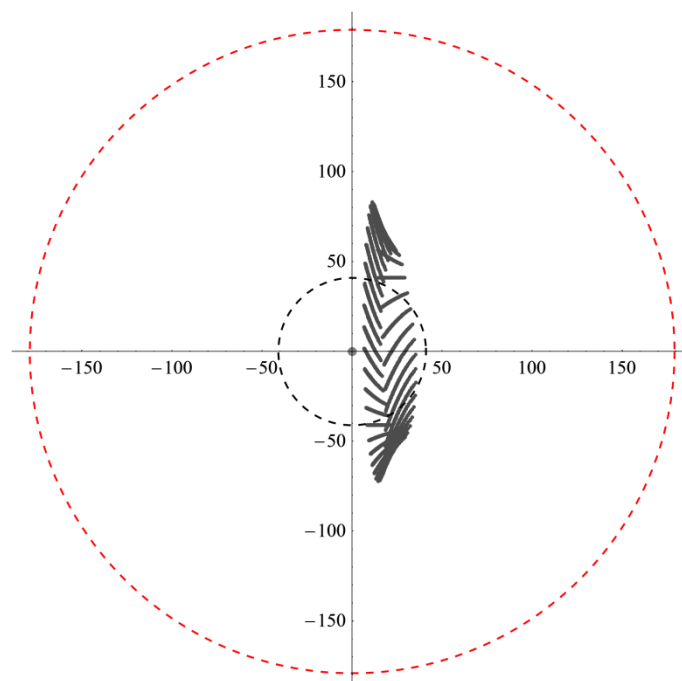
Tabelle 2.6: Maximale Wurfweiten bei Eisabwurf Leerlauf (Windgeschw. 3 m/s).

WEA-Typ	Nabenhöhe [m]	Gesamthöhe [m]	Untersuchte Eisobjekte	Maximale Wurfweite [m]	Verhältnis: max. Wurfweite/Gesamthöhe [%]
E-44	45,0	67,0	144 Eisobjekte	79,5	119
E-44	45,0	67,0	Würfel	95,3	142
E-44	55,0	77,0	144 Eisobjekte	82,6	107
E-44	55,0	77,0	Würfel	99,0	129
E-48	50,0	74,0	144 Eisobjekte	73,8	100
E-48	50,0	74,0	Würfel	85,9	116
E-48	76,0	114,0	144 Eisobjekte	79,6	80
E-48	76,0	114,0	Würfel	94,2	94
E-53	60,0	86,5	144 Eisobjekte	77,3	89
E-53	60,0	86,5	Würfel	90,4	105
E-53	73,0	99,5	144 Eisobjekte	80,4	81
E-53	73,0	99,5	Würfel	94,5	95
E-82	78,0	119,0	144 Eisobjekte	77,0	65
E-82	78,0	119,0	Würfel	85,0	71
E-82	138,0	179,0	144 Eisobjekte	84,8	47
E-82	138,0	179,0	Würfel	97,1	54
E-115	92	149,9	144 Eisobjekte	95,3	64
E-115	92	149,9	Würfel	105,9	71
E-115	149	206,9	144 Eisobjekte	101,8	49
E-115	149	206,9	Würfel	115,7	56
E-126	135,0	198,0	144 Eisobjekte	119,7	60
E-126	135,0	198,0	Würfel	140,9	71
E-141	129	199,5	144 Eisobjekte	117,9	59
E-141	129	199,5	Würfel	134,7	68
E-141	159	229,5	144 Eisobjekte	120,8	53
E-141	159	229,5	Würfel	138,8	60

Tabelle 2.7: Maximale Wurfweiten bei Eisabwurf Leerlauf (Windgeschw. 5 m/s).

**Abbildung 3:**

Treffer Eisabwurf (Würfel) Leerlauf, Windgeschw. 3m/s. ENERCON E-82, Nabhöhe 138 m (Rotorradius schwarz gestrichelt, Gesamthöhe rot gestrichelt)

**Abbildung 4:**

Treffer Eisabwurf (144 generierte Eisobjekte) Leerlauf, Windgeschw. 3 m/s. ENERCON E-82, Nabhöhe 138 m (Rotorradius schwarz gestrichelt, Gesamthöhe rot gestrichelt)

Die Ergebnisse der maximalen Eisabwurfweiten beim Leerlauf für 3 m/s bzw. 5 m/s Windgeschwindigkeit in Tabelle 2.6 und Tabelle 2.7 zeigen, dass der Würfel für alle untersuch-

ten WEA-Konfigurationen die größten Wurfweiten erzielt. Dies liegt u.a. an dem geringeren Luftwiderstand gegenüber flächigen Eisobjekten, er wird auf seiner Flugbahn weniger abgebremst. Die maximalen ermittelten Eisabwurfweiten für den Leerlauf liegen bei ca. 142 % der Gesamthöhe der entsprechenden WEA (siehe Tabelle 2.6 und Tabelle 2.7).

2.2.3 Bewertung und Zusammenfassung der Eisabwurfweite für den Leerlauf

Im Winter können Vereisungen (Eisansatz) an WEA bei Temperaturen um 0°C vorkommen. Eisabfall von Rotorblättern tritt dann nach jeder Vereisungswetterlage (Eisansatz) mit einsetzendem Tauwetter auf. Abgeschaltete WEA unterscheiden sich hierbei nicht wesentlich von anderen hohen Objekten wie Brücken oder Strommasten /31/. Ist kein System zur Eiserkennung und Abschaltung der WEA bei Eisansatz installiert, so werden die gebildeten Eisobjekte im Betrieb abgeworfen (Eisabwurf) und erzielen wesentlich weitere Flugweiten als bei stehender WEA (Eisabfall).

Die Beurteilung der Gefährdung durch Eisabfall (stehende WEA) ist standortspezifisch zu bewerten und unter anderem abhängig von den gefährdeten Schutzobjekten sowie den Windbedingungen am Standort. Zur ersten groben Abschätzung der Eisabfallweite kann die folgende empirische Gleichung nach Seifert /30/ herangezogen werden:

$$\text{Eisabfallweite} = \text{Windgeschwindigkeit} \cdot \frac{\text{Rotordurchmesser} / 2 + \text{Nabenhöhe}}{15} \quad /30/$$

Für die Abschätzung der möglichen maximalen Eisabfallweite bietet sich das 99,9 % Quantil der Windgeschwindigkeitsverteilung am Standort an. Diese Windgeschwindigkeit ist hinreichend konservativ, da sie zu 99,9 % nicht überschritten wird.

Auf Basis unserer derzeitigen Erfahrung mit standortspezifischen Untersuchungen (Risiko-beurteilung Eisabfall) zum Eisabfall (>100 Projekte u.a. in Deutschland und Österreich) und den jeweils ermittelten maximalen Gefährdungsbereichen für Eisabfall, ist eine Gefährdung durch Eisabfall innerhalb eines Bereichs von ca. 75 % bis 170 % der Gesamthöhe der geplanten WEA möglich. Der Gefährdungsbereich für den Eisabfall ist standort-spezifisch und unter anderem abhängig von den Windbedingungen (z. B. Schwachwind- oder Starkwindstandort) sowie dem geplanten WEA-Typ. Der maximal mögliche Gefährdungsbereich durch Eisabfall ist an Schwachwindstandorten kleiner als an Starkwindstandorten.

Für die untersuchten WEA ergeben sich die folgenden maximalen Eisabwurfweiten in Prozent der Gesamthöhe im Leerlauf zu (Drehzahl siehe Kapitel 2.2.1, Windgeschwindigkeit 3 m/s bzw. 5 m/s, siehe Kapitel 2.2.2, Tabelle 2.6 und Tabelle 2.7):

- E-44 – 142 %
- E-48 – 116 %
- E-53 – 105 %
- E-82 – 71 %
- E-115 – 71 %
- E-126 – 71 %
- E-141 – 68 %

Die maximalen Eisabwurfweiten für die E-44, die E-48 und die E-53 liegen oberhalb des ermittelten minimalen Gefährdungsbereichs für Eisabfall (ca. 75 % der Gesamthöhe, empirisch ermittelt). Für die E-82, die E-115 sowie die E-126 liegen die maximalen Eisabwurfweiten unterhalb des ermittelten minimalen Gefährdungsbereichs für Eisabfall.

Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass eine Gefährdung durch Eisabfall innerhalb des Gefährdungsbereichs (Eisabfall) der WEA im Winter grundsätzlich vorliegen kann, stellt der untersuchte Betrieb des Leerlaufs (Windgeschwindigkeit 3 m/s bzw. 5 m/s) gegenüber dem Eisabfall (nach jedem Eisansatz eintretendes Ereignis) für die WEA-Typen E-44, E-48 sowie E-53 in Abhängigkeit des Standortes (Schwachwind- oder Starkwindstandort) eine mögliche zusätzliche Gefährdung dar.

Für die WEA E-82, E-115, E-126 sowie E-141, welche für die restlichen WEA der ENERCON Produktpalette /20/ als abdeckend angesehen werden können, stellt der untersuchte Betrieb des Leerlaufs (Windgeschwindigkeit 3 m/s bzw. 5 m/s) gegenüber dem Eisabfall (nach jedem Eisansatz eintretendes Ereignis) keine unzulässige zusätzliche Gefährdung dar.

2.2.4 Ergänzende Informationen zum Trudelbetrieb

Neben dem oben betrachteten Leerlauf (Startbetrieb, s. 2.2) gibt es z. Bsp. bei Windmangel, Störungen oder Eisansatzerkennung den sog. Trudelbetrieb bei geringer Drehzahl. Durch die langsame Bewegung (Trudeln) werden die Nabenlager weniger belastet als bei längerem Stillstand und eine Wiederaufnahme der Stromerzeugung bei ausreichendem Wind ist schneller möglich. Die Trudeldrehzahl ist abhängig vom Typ der Windenergieanlage und von der Windgeschwindigkeit.

- kein Wind = Rotor steht still
- schwacher Wind = niedrige Drehzahl bis max. Trudeldrehzahl
- viel Wind = max. Trudeldrehzahl

Der Blattwinkel beträgt im Trudelbetrieb mind. 60° (Fahnenstellung =92°) /16/.

Windenergieanlage	Max. Trudeldrehzahl
E-44, E-48, E-53	5,0 U/min
E-70 E4, E-82 E2, E-82 E3, E-82 E4, E-92, E-103 EP2	3,5 U/min
E-101, E-101 E2, E-115, E-115 E2	3,0 U/min
E-112, E-126	2,5 U/min
E-126 EP4, E-141 EP4	2,5 U/min

Tabelle 2.8: Maximale Trudeldrehzahl

Eisabfall von einer abgeschalteten (trudelnden) WEA lässt sich nicht verhindern. Der potentielle Gefährdungsradius kann im Rahmen einer standortspezifischen Risikoanalyse ermittelt werden.

3 Beschreibung des Eiserkennungsalgorithmus

3.1 Programmablauf

3.1.1 Prüfung des Programmablaufs auf Plausibilität

Der Programmablauf wurde auf Basis der Dokumente /4/, /22/ und /23/ geprüft und bewertet. Er ist in sich plausibel und kann durch den Vergleich von Leistungswerten und Blattwinkeln sowohl im Bereich der Nennleistung als auch darunter eine Vereisung erkennen.

Durch die Verwendung von Zählern wird verhindert, dass die Anlage während kurzer Vereisungsperioden, in denen die kritische Eisdicke nicht erreicht wird, sofort abschaltet. Die Anpassung der Leistungskurve an die Anlage vermeidet ein Abschalten bei zu starker Verschmutzung.

Da es bei Aktivierung der Einstellung „Automatischer Neustart während Vereisung“ zu einem Wiederaufstart einer vereisten Turbine und somit zu Eisabwurf kommen kann steht dieser Parameter als Default-Wert auf „aus“. Dadurch wird ein Neustart nur erlaubt, wenn eine Vereisung auf Grund der Vereisungsbedingungen nicht mehr möglich ist. Der Parameter „automatischer Neustart während Vereisung“ kann und darf erst nach schriftlicher Beauftragung durch den Betreiber und nur durch ENERCON-Mitarbeiter durch Eingabe eines persönlichen Servicecodes eingeschaltet werden.

3.1.2 Prüfung von Lücken/Unsicherheiten im Programmablauf

Für den Fall, dass eine Anlage längere Zeit stillsteht (auf Grund längerer Schwachwindperioden oder eines Defekts) und sich während dieser Zeit die Wetterbedingungen ändern, könnte es zu unbemerkten Vereisungen an der Anlage kommen. Dies geschieht von Erfahrungswerten ausgehend jedoch selten. Wenn die Anlage anschließend anfährt würden die Zähler der Eiserkennung mindestens 15 bzw. 30 min benötigen, um die Vereisung festzustellen und die Anlage zu stoppen. Um dem entgegen zu wirken und die Anlage bereits bei niedrigen Blattspitzengeschwindigkeiten zu stoppen wurde von ENERCON eine Funktion integriert, die die Zeit zur Erkennung von Vereisung nach Stillstandszeiten auf 3 min verringert /14/.

3.2 Bewertung des Messprinzips beim ENERCON Eiserkennungsverfahren

Das Messprinzip des Kennlinienverfahrens basiert auf der Änderung der aerodynamischen Eigenschaften der Blattprofile durch Eisansatz, welcher sowohl die Oberflächenrauigkeit als auch die Geometrie des Blattes so verändert, dass es zu einem signifikanten Verlust an aerodynamischer Performance kommt. Theoretisch ist das Kennlinienverfahren in der Lage, bereits eine erhöhte Rauigkeit der Oberfläche durch Raureif zu erkennen. Diese Aussage wird gestützt durch Veröffentlichungen wie /43/, in welcher ein hoher Verlust an Auftrieb bereits bei leichter Vereisung messtechnisch gezeigt wird. Der einzustellende Schwellwert ist deshalb so zu wählen, dass Fehldetektionen und somit unnötige Abschaltungen der WEA vermieden werden.

3.3 Bewertung der Algorithmen beim Kennlinienverfahren

Der Kern des Eiserkennungssystems ist ein im Regler der Anlage implementierter Algorithmus, der gemessene Signale (Leistung, Blattwinkel, ...) verarbeitet und das Ergebnis mit einem Schwellwert vergleicht. Eine Überschreitung dieses Schwellwertes führt darauf hin zum Abschalten der Anlage.

Der Schwellwert kann dabei abhängig sein von den Eigenschaften der Anlage oder auch konstant sein und für jede Anlage den gleichen Wert annehmen. Im Fall des ENERCON Eiserkennungssystems liegt dieser Schwellwert für alle Anlagen bei 1.2 m/s Windgeschwindigkeit.

Die detaillierte Beschreibung des Eiserkennungsalgorithmus befindet sich in den Dokumenten /4/, /22/ und /23/.

Es ist zu indizieren, dass eine kritische Eisdicke, wie sie in Kapitel 2.1 ermittelt wurde, durch Überschreitung dieses Schwellwertes erkannt wird. Zu diesem Zweck wurde der Messbericht /1/ eingereicht.

3.3.1 Messbericht Meteotest: „Performance of the ENERCON ice detection system“

Zentrales Dokument zur Bewertung des Eisdetektionsalgorithmus ist der von Meteotest verfasste Bericht zur Vermessung einer ENERCON E-82 unter Vereisungsbedingungen im Februar 2014, /1/. Der Bericht enthält Ergebnisse einer Vermessungsperiode von 18 Tagen (20.1.2014 - 7.2.2014).

Die Bewertung des Eiserkennungssystems basiert auf den folgenden Informationen.

Ergebnisse zum Vereisungszustand der Blätter (genannt „instrumental icing“): Von einer auf der Gondel installierten Kamera wurden in regelmäßigen Zeitabständen Fotos der Blätter aufgenommen, welche dem TÜV NORD vorliegen. Aus diesen Aufnahmen wurde auf den Vereisungszustand geschlossen.

Ergebnisse zur atmosphärischen Vereisung (genannt „meteorological icing“): Diese Ergebnisse zeigen Zeitintervalle an, in denen es aufgrund der externen Bedingungen zu einem Anwachsen der Eisdicke kommen kann.

Ergebnisse des Signals des Eiserkennungssystems.

3.3.2 Beobachtungen und Bewertungen zum Messbericht Meteotest

In diesem Abschnitt werden folgende Punkte bewertet, die sich für die Prüfung als möglicherweise kritisch heraus stellten:

- Trefferquote des Eiserkennungssystems
- Vor-Start-Betrieb der Anlage (nicht leistungserzeugend) und Zeitverzögerung der Eiserkennung nach Zuschalten der Anlage
- Abdeckung verschiedener Betriebsbereiche
- Übereinstimmung der Beobachtungen aus der Messung mit der Spezifikation des Algorithmus.

Der Bericht zeigt, dass das Eisdetektionssystem mit einem Zeitanteil von 95 % Eis an den Rotorblättern erkannt hat.

Aus den Aufzeichnungen ist ferner der Zeitverzug bis zur Eiserkennung nach Übergang in den leistungserzeugenden Betrieb zu erkennen. In diesem Leerlauf-Betrieb dreht sich der Rotor abhängig vom Typ und Windgeschwindigkeit mit entsprechender Drehzahl, so dass das Risiko von Eisabwurf besteht. Laut Bericht /1/ beträgt dieser Zeitverzug bis zu 0.7 Stunden. Der Auswertungsalgorithmus benötigt eine Dauer von zwar nur mindestens 3 Minuten, bevor Eis erkannt wird, jedoch ist anzunehmen, dass die Anlage während eines großen Zeitanteils der bis zu 0.7 Stunden noch keine Leistung erzeugt.

Aufgrund folgender Betrachtungen sind diese Phasen der Nicht-Detektierbarkeit als eher unkritisch einzustufen:

- Die Studie zur Abschätzung der Eisabwurfweite für den Leerlauf (Wind 3m/s, Drehzahl 5U/min) zeigt, dass die Eiswurfweite für diesen Modus geringer ist als die kritische Weite für Eisabfall.
- Üblicherweise steigt die Windgeschwindigkeit nicht derart schnell an, so dass nicht anzunehmen ist, dass Leerlauf der Anlage bei signifikant höheren Windgeschwindigkeiten auftritt.

Der dem TÜV NORD vorliegende Messbericht /1/ indiziert, dass das Eiserkennungssystem im Vollastbetrieb für Windgeschwindigkeiten über 12 m/s funktioniert und damit ebenfalls die Eiserkennung auf Basis des Pitchwinkels. Das gemessene Verhalten des Eiserkennungssystems stimmt mit dem spezifizierten Verhalten überein.

3.3.3 Messung an der Anlage „WEA 2“

Die Ergebnisse zur Messung an einer Anlage ohne RBH zeigen, dass die Anlage während der Vereisungszeit gestoppt ist (siehe Abbildung 5). Die Messung an der Anlage ohne RBH lässt sich aufgrund der ungenauen Daten schlechter für die Bewertung verwenden als die Messung an der Anlage mit RBH.

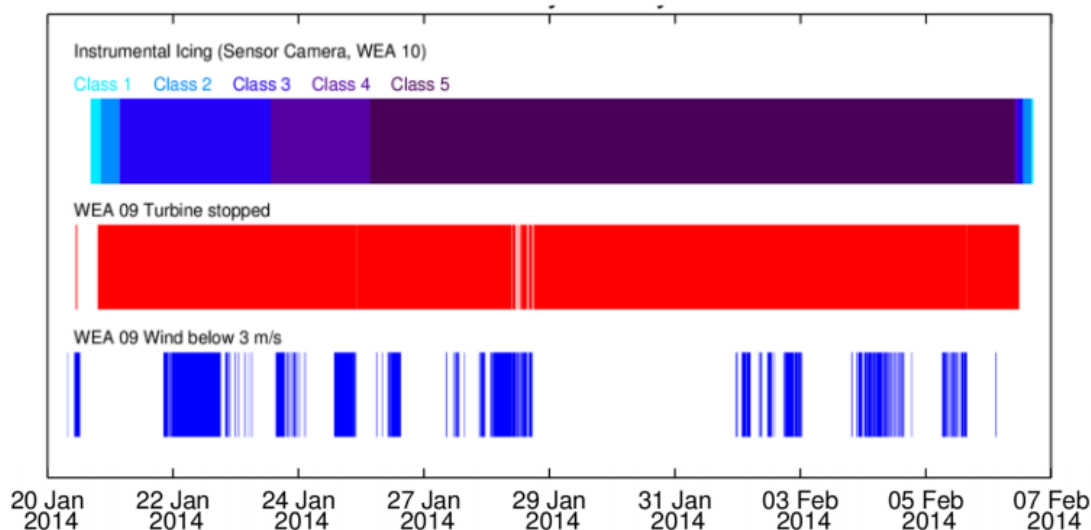


Abbildung 5: Übersicht der aufgezeichneten Signale während der gesamten Messperiode für WEA 09 ohne RBH.

3.4 Grenzen der Bewertungskette

3.4.1 Geschlossenheit der Bewertungskette und Schnittstellen

Für eine geschlossene Bewertungskette ist es notwendig, die kritische Eisdicke und die Einstellung des Eiserkennungssystems in Verbindung mit dem Messbericht zu bringen.

Die in Kapitel 2.1 ermittelte kritische Eisdicke für alle ENERCON Anlagen beträgt einerseits 13 mm. Auf der anderen Seite zeigt der Messbericht, dass für die Vereisungskategorie „light icing“ mit einer Zuverlässigkeit von 95 % Eis erkannt wird.

Ein zentraler Punkt der Bewertungskette ist nun, diese Informationen zu verknüpfen.

Wie Fotoaufnahmen der Blätter zeigen, ist nur eine geringe Eisdicke bei Vereisungskategorie „light icing“ vorhanden. Es wird dabei angenommen, dass die auf dem Foto sichtbare Eisdicke nur wenige Millimeter beträgt und geringer ist als die kritische Eisdicke von 13 mm. Ferner ist eine zentrale Annahme, dass die (subjektive) Klassifizierung der Fotoaufnahmen in „instrumental icing“ Kategorien für alle anderen Zeitpunkten nach den gleichen Maßstäben durchgeführt wurde.

Zusätzlich wurde von ENERCON bestätigt, dass die in den vermessenen Anlagen eingestellten Schwellwerte zu Eiserkennung denen der eingereichten Spezifikation entsprechen.

3.4.2 Repräsentativität der Messung

Die Messung wurde über einen Zeitraum von 10 Tagen durchgeführt und betraf eine Periode mit hoher Vereisung. Zwei Punkte an diesem Vorgehen sind kritisch zu sehen:

- Dauer der Messung: Die Dauer der Messung kann als repräsentativ angesehen werden.
- Vereisungsgrad: Für einen großen Teil der Messperiode lagen schwere Vereisungsbedingungen vor. Die hohe gemessene Zuverlässigkeit der Eiserkennung zeigt einerseits, dass schwere und damit auch Vereisungsbedingungen, die Schäden verursachen können, relativ zuverlässig erkannt werden. Auf der anderen Seite erreicht der Vereisungsgrad in dieser Periode selten eine so geringe Dicke, dass die Funktionsfähigkeit bei kritischer Vereisung indiziert werden kann. Wie Abbildung 5 zeigt, ist der Vereisungsgrad „light instrumental icing“ nur zu Beginn der Messperiode vorzufinden. Es wird allerdings angenommen, dass auch bei Wiederholung der Vereisungsbedingungen die Funktionsfähigkeit gewährleistet ist.

Ferner ist anzumerken, dass die Fotoaufnahmen der vereisten Blätter, welche dem TÜV NORD vorliegen, eine Vereisung der Blätter im Bereich der Hinterkante zeigen. Wie der Bericht /43/ anhand von Windkanalversuchen indiziert, führt eine Vereisung an der Blattvorderkante zu einer stärkeren Änderung der aerodynamischen Beiwerte als eine Vereisung in der Nähe der Hinterkante. Die in der Messung vorliegende Vereisung scheint somit schwerer detektierbar als eine Vereisung der Profilvorderkante.

3.4.3 Unsicherheiten der Messung

Die Unsicherheiten der Messung können als gering eingestuft werden, da die Leistung sehr präzise gemessen werden kann und die Messung der Windgeschwindigkeit ebenfalls bei vorliegenden Längen der Mittelwertbildung präzise ist.

3.4.4 Übertragbarkeit der Ergebnisse auf andere Anlagen

Darüber hinaus ist die Übertragbarkeit der Ergebnisse aus der Messung, die lediglich an der E-82 durchgeführt wurden, auf andere Anlagen von ENERCON zu bewerten.

Grundsätzlich lässt sich feststellen, dass auch bei höheren Rotordurchmessern bereits eine leichte Vereisung der Blätter zu einem derart hohen Verlust an erzeugter Leistung führen, dass auch hier die Detektierbarkeit gegeben ist. Auch wenn die Möglichkeit besteht, dass bei weiteren Anlagen von ENERCON bei leichter Vereisung einen etwas geringere Differenz der Leistung auftritt, scheint hier in Bezug auf die kritische Eisdicke ausreichend Reserve vorhanden zu sein.

4 Zusammenfassung und Ergebnis der Bewertung

Die kritische Eisdicke und damit einhergehend die kritische Detektionszeit für verschiedene ENERCON Anlagen wurde ermittelt. Die dünnste ermittelte kritische Eisdicke stellt sich bei der ENERCON E-44 (Nabenhöhe 45 m) zu 1,3 cm ein (siehe 2.1.2). Diese Eisdicke wurde für die weitere Bewertung als Maßstab herangezogen.

Sowohl die Prüfung des Algorithmus als auch die Analyse der Messergebnisse deuten darauf hin, dass der von ENERCON implementierte Eisdetektionsalgorithmus mit hinreichend hoher Zuverlässigkeit eine kritische Vereisung der Blätter 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 kann lediglich über eine Bewertung der Fotoaufnahmen erfolgen. 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 /13/.

Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass eine Gefährdung durch Eisabfall innerhalb des Gefährdungsbereichs für Eisabfall von der WEA im Winter grundsätzlich vorliegen kann, stellt der untersuchte Betrieb des Leerlaufs (Windgeschwindigkeit 3m/s bzw. 5m/s) gegenüber dem Eisabfall (nach jedem Eisansatz eintretendes Ereignis) für die WEA-Typen E-44, E-48 sowie E-53 in Abhängigkeit des Standortes (Schwachwind- oder Starkwindstandort) eine mögliche zusätzliche Gefährdung dar.

Für die WEA E-82, E-115, E-126, sowie E-141 welche für die restlichen WEA der ENERCON Produktpalette (s. Kap. 1.3) als abdeckend angesehen werden können, stellt der untersuchte Betrieb des Leerlaufs (Windgeschwindigkeit 3m/s bzw. 5m/s) gegenüber dem Eisabfall (nach jedem Eisansatz eintretendes Ereignis) keine unzulässige zusätzliche Gefährdung dar.

Der Eiserkennungsalgorithmus ist plausibel und stellt durch die doppelte Kontrolle über Leistungs- und Blattwinkelkennlinie eine sinnvolle Methode der Eiserkennung dar.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass der von ENERCON verwendete Eiserkennungsalgorithmus in Bezug auf die Eisansatzerkennung dem 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.

5 Dokumente und Literaturverzeichnis

5.1 Geprüfte Dokumente

- /1/ Meteotest, Bericht zur Funktionsfähigkeit des Eiserkennungssystems für ENERCON
"Performance of the ENERCON ice detection system"
Dok.-Name: 140610_report_ice_detection.pdf, Rev. 0.1,
Datum: 06.06.2014
- /2/ ENERCON, Mitteilung
"Antworten zum Status Report ENERCON ice detection TÜV-NORD Sys Tec GmbH & Co. KG vom 22.7.2014"
Dok.-Name: D0342023-0.pdf, Rev. 0,
Datum: 05.08.2014
- /3/ T. Wallenius (VTT Technical Research Center of Finland) and further authors:
"The relationship between chord length and rime icing on wind turbines"
- /4/ ENERCON
Technische Beschreibung, ENERCON Eiserkennung Programmablauf
Dok.-Name: ENERCON Eiserkennung – Flussdiagramm.pdf
Dok. Nr.: D0337087-2
Datum: 06.08.2014
- /5/ ENERCON
Technische Beschreibung ENERCON Eiserkennung Sensorik
Dok.-Name: D0332210-0 Flussdiagramm.pdf
Datum: 27.06.2014
- /6/ ENERCON
Statusbeschreibung, 14 Eisansatzerkennung, 11 Rotor (Leistungsmessung)
Dok.-Name: 014_0011_Status_CS48_CS82_CS101_CS126.pdf, Revision: 004
Datum: 26.06.2012
- /7/ ENERCON
Statusbeschreibung, 14 Eisansatzerkennung, 12 Anemometer (Leistungsmessung)
Dok.-Name: 014_0012_Status_CS48_CS82.pdf, Revision: 004
Datum: 26.06.2012
- /8/ ENERCON
Statusbeschreibung, 14 Eisansatzerkennung, 13 Rotor (Blattwinkelmessung)
Dok.-Name: 014_0013_Status_CS48_CS82_CS101_CS126.pdf, Revision: 004
Datum: 26.06.2012
- /9/ ENERCON
Statusbeschreibung, 14 Eisansatzerkennung, 14 Anemometer (Blattwinkelmessung)
Dok.-Name: 014_0014_Status_CS48_CS82.pdf, Revision: 003
Datum: 26.06.2012

- /10/ ENERCON
Funktionsbeschreibung Eisansatzsimulation
Dok.-Name: Eisansatzsimulation_Funktionsbeschreibung_V1 2.pdf,
Revision: 002
Datum: 24.02.2014
- /11/ ENERCON: Mitteilung
„Antworten zum Status Report ENERCON ice detection TÜV-NORD Sys Tec
GmbH & Co. KG vom 22.07.2014“,
Datum: 05.08.2014
- /12/ ENERCON: email
Harald Wegmann, „AW: Anmerkungen zur ENERCON Eiserkennung“
Datum: 09.09.2014
- /13/ ENERCON: Erklärung
S. Janssen, H. Wegmann, Vermeidung von eiswurfbedingten Personenschäden
durch das ENERCON Kennlinienverfahren
Dok. Nr.: D0353125-0
Datum: 14.10.2014
- /14/ ENERCON
Technische Beschreibung ENERCON Windenergieanlagen Eisansatzerkennung
Dok. Nr.: D0154407-8
Datum: 10.01.2020
- /15/ ENERCON
Betriebsanleitung ENERCON Windenergieanlage E-141 EP4 / 4200kW
Dok. Nr.: D0496591-0
Datum: 30.06.2016
- /16/ ENERCON
Technische Beschreibung, Anhalten der Windenergieanlage
Dok. Nr.: D0630561-0
Datum: 25.10.2017
- /17/ ENERCON
Technische Beschreibung, Übersicht Eisansatzerkennungssysteme
Dok. Nr.: D0666949-2
Datum: 24.10.2019
- /18/ VTT Technical Research Centre of Finland Ltd
Customer Report, Pre-Certification of Labkotec LID-3300IP ice detector for wind
energy applications
Dok. Nr.: VTT-CR-03658-16
Datum: 14.12.2016
- /19/ ENERCON GmbH. ENERCON Produktübersicht, Stand September 2016. Über-
mittelt durch die ENERCON GmbH mit Email vom 02.03.2017.
- /20/ ENERCON GmbH. ENERCON Produktübersicht inkl. Drehzahlen zum Leerlauf-
betrieb für die WEA E-44, E-48 sowie E-53. Übermittelt durch die ENERCON
GmbH mit Email vom 15.09.2014.

- /21/ ENERCON GmbH. Übersicht „Zertifikate für Control and Safety Systeme ENERCON WEAs“, D0342021-0. Übermittelt durch die ENERCON GmbH mit Email vom 08.08.2014.

- /22/ ENERCON GmbH
Portierung ENERCON Kennlinienverfahren PI-CS und EP5-CS-03
Dok. Nr.: D02532142/0.0-de

- /23/ ENERCON GmbH
Validierung ENERCON Eiskennlinienverfahren
Dok. Nr.: D02549197/0.0

5.2 Literatur

5.2.1 Literatur zu Kapitel 2.1 und 2.2

- /24/ IEC 61400-1. Wind turbines – Part 1:Design requirements. Third Edition. 2005.
- /25/ Morgan, C. et al. Wind Turbine Icing and Public Safety - A Quantifiable Risk? Wind Energy Production in Cold Climates. Bristol. 1996.
- /26/ Cattin, R. et al. WIND TURBINE ICE THROW STUDIES IN THE SWISS ALPS. European Wind Energy Conference, Milan, Italy. 2007.
- /27/ Lautenschlager, F. Studie zum Einfluss der Windgeschwindigkeit auf das Ereignis Eisabwurf bei Windenergieanlagen. Bachelorarbeit im Studiengang Umwelttechnik. 2012.
- /28/ Germanischer Lloyd. Vorschriften und Richtlinien. IV Industriedienste. Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen. Ausgabe 2010.
- /29/ Seifert, H. Betrieb von Windenergieanlagen unter Vereisungsbedingungen. St. Pölten. 1999.
- /30/ Seifert, H. et al. Risk analysis of ice throw from wind turbines, BOREAS VI. Pyhä, Finland. 2003.
- /31/ Seifert, H. Technische Ausrüstung von Windenergieanlagen an extremen Standorten. St. Poelten. 2002.
- /32/ Seifert, H. Technical requirements for rotor blades operating in cold climate. Wilhelmshaven. 2003
- /33/ Makkonen, L. et. al. Modelling and prevention of ice accretion on wind turbines. Wind Engineering Volume 25, No. 1. 2001.
- /34/ Wallenius, T. et. al. The relationship between chord length and rime icing on wind turbines. Winterwind. 2008.
- /35/ Lehtomäki, V. et. al. IcedBlades - Modelling of ice accretion on rotor blades in a coupled wind turbine tool. Winterwind. 2012.
- /36/ Hudecz, A. et. al. Experimental investigation of ice accretion on wind turbine blades. Winterwind. 2013.

- /37/ Cattin, R. Alpine Test Site Guetsch, Handbuch und Fachtagung. Genossenschaft METEOTEST. Bern. 2008.
- /38/ Hauschild, J. et al. Monte-Carlo-Simulation zur probabilistischen Bewertung der Gefährdung durch Eisabwurf bei Windenergieanlagen. Düsseldorf: VDI-Verlag, VDI-Bericht 2146. 2011.
- /39/ Hauschild, J. et al. Ermittlung von Trefferwahrscheinlichkeiten in der Umgebung einer Windenergieanlage: Eisabfall, Rotorblattbruch und Turmversagen. Düsseldorf: VDI-Verlag, VDI-Bericht 2210. 2013.
- /40/ Green Book. Methods for the determination of possible damage – first edition. Voorburg 1989.
- /41/ Deutscher Wetterdienst. Online Wetterlexikon, Stand: September 2014. Offenbach. 2014.
- /42/ Karl-Heinrich Grote, Jörg Feldhusen (Hrsg.): DUBBEL – Taschenbuch für den Maschinenbau. 22. Auflage. Springer, Berlin/Heidelberg 2011
- /43/ NASA: Ice Accretions and Icing Effects for Modern Airfoils, April 2000
- /44/ DIBt. Muster-Liste der Technischen Baubestimmungen – Fassung September 2013

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

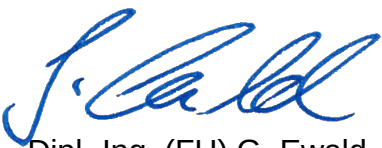
Revision	Datum	Änderungen
0	17.06.2020	Erste Fassung
1	09.12.2021	Neue Portierung für das Eiskennlinienverfahren, Dokumente /17/ und /18/ aufgenommen.
2	28.02.2022	Kapitel 1 aktualisiert

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	Wiederanlaufen 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	Wiederanlaufverfahren 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 Wiederanfahren),
- 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-Standardeinstellungen 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 $\leq +2\text{ °C}$ 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 parametrierbar 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 parametrierbar 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 Steuerschrank 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 Eiswauf 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 parametrierten 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 Wiederauffahrens nach Vereisung werden als ausreichend sicher bewertet. Unter der Voraussetzung, dass das Wölfel-Eisansatzerkennungssystem kritischen Eisansatz zuverlässig erkennt, ist ein automatisches Wiederauffahren ebenfalls als sicher zu bewerten.

Die Verwendung des IDD.Blade Systems von Wölfel in ENERCON Anlagen entspricht somit im Hinblick auf den automatischen Wiederaufstart 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 (Trudetrieb, 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.

Wiederaufstarten durch manuellen Reset

Das Wiederaufstarten 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 Aufstarten 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 Wiederaufstart nach Einsatz der Blattheizung

Der automatische Wiederaufstart 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 Wiederaufstart 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 Wiederaufstarten, 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

- /8/ DNV GL
Type Certificate, Ice Detection system IDD.Blade, Wölfel Wind Systems GmbH,
according to DNVGL-SE-0439:2016-06 Certification of Condition Monitoring, Cer-
tificate
No.: TC-NDVGL-SE-0439-03577-1
Datum: 2019-06-12

- /9/ DNV GL
Certification Report Ice Detection System IDD.Blade
Report Nr.: CR-DNVGL-SE-0439-03577-1
Datum: 2019-06-12

- /10/ ENERCON GmbH
Technische Beschreibung
fos4X-Eisansatzerkennung, ENERCON Windenergieanlagen
Dokument ID: D0734075-1
Datum: 2020-01-14

- /11/ DNV GL
Type Certificate, Ice Detection system fos4Blade IceDetection, fos4X GmbH, ac-
cording to GL-IV-4:2013 Guideline for the Certification of Condition Monitoring
Systems for Wind Turbines, Certificate No.: TC-GL-IV-4-01987-1,
Datum: 2016-09-22

- /12/ DNV GL
Gutachten Fos4IceDetection
Report Nr.: 75286 Rev. 1
Datum: 2015-11-01

- /13/ ENERCON GmbH
Technische Beschreibung
Blattheizung, ENERCON Windenergieanlagen EP1, EP2, EP3, EP4
Dokument-ID: D0441885-6
Datum: 2020-01-17

- /14/ Wölfel Wind Systems GmbH
Produktspezifikation IDD.Blade
Dokument SHMB_03_PS-IDD_Rev03
Datum: 2019-03-15

- /15/ DNV GL
Gutachten Ice Detection System IDD.Blade
Report Nr.: 75148, Rev. 0
Datum: 2019-10-21

- /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-Immissions-
schutzgesetz – 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 Ereig-
nis Eisabwurf bei Windenergieanlagen. Bachelorarbeit im Studiengang Umwelt-
technik. 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. Wil-
hemshaven. 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

Technische Beschreibung

Eiswarnleuchte

ENERCON Windenergieanlagen

Herausgeber

ENERCON Global 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: Uwe Eberhardt, Ulrich Schulze Südhoff
Zuständiges Amtsgericht: Aurich ▪ Handelsregisternummer: HRB 202549
Ust.Id.-Nr.: DE285537483

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 Global GmbH, sofern und soweit nicht ausdrücklich ein anderer Inhaber angegeben oder offensichtlich erkennbar ist.

Die ENERCON Global 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 Global 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 Global 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 Global 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	D0353070/10.0-de		
Vermerk	Originaldokument		
Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2024-11-05	de	DB	WRD Wobben Research and Development GmbH / Documentation Department

Inhaltsverzeichnis

1	Allgemeines	4
2	Ausführung der Eiswarnleuchte	5
3	Aufstellungsort der Eiswarnleuchte	6
4	Ansteuerung der Eiswarnleuchte	7
5	Versorgung und Überwachung der Eiswarnleuchte	8
6	Kompatible Steuerschränke	9

1 Allgemeines

An Rotorblättern einer Windenergieanlage kommt es bei bestimmten Witterungsverhältnissen zur Bildung von Eis-, Reif- oder Schneeablagerungen. Es können Eisstärken erreicht werden, von denen beim Herabfallen (Eisfall) oder Wegschleudern (Eiswurf) Gefahren für Personen und Sachen ausgehen.

Um Passanten und sonstige Personen, die sich auf die ENERCON Windenergieanlage zubewegen, auf diese Gefahren und den Gefahrenbereich hinzuweisen, können Eiswarnleuchten und Warnschilder in einiger Entfernung zur Windenergieanlage installiert werden.

Warnschilder weisen ganzjährig, aber unabhängig von den tatsächlichen Witterungsverhältnissen auf einen Gefahrenbereich hin. Eiswarnleuchten sind mit der Steuerung der Windenergieanlage verbunden und leuchten solange, wie auch die Windenergieanlage einen möglichen Eisansatz erkannt hat.

An bestimmten Standorten ist das Aufstellen von Eiswarnleuchten und Warnschildern behördlich vorgegeben.

Die Eiswarnleuchte, Warnschilder, Pfosten und weitere zu deren Aufbau benötigte Komponenten werden nicht von ENERCON bereitgestellt.

2 Ausführung der Eiswarnleuchte

Die Eiswarnleuchte ist so auszuführen, dass sie aus allen Richtungen gesehen werden kann. An die Steuerung der Windenergieanlage können mehrere Eiswarnleuchten angeschlossen werden. Durch die Anschlussmöglichkeiten und die Ausgangsleistung (Kap. 5, S. 8) wird die maximale Anzahl der anschließbaren Eiswarnleuchten begrenzt.



Abb. 1: Möglicher Aufbau einer Eiswarnleuchte mit zusätzlichen Warnschildern

3 Aufstellungsort der Eiswarnleuchte

Der Aufstellungsort der Eiswarnleuchte ergibt sich aus den behördlichen Auflagen, dem Gefahrenbereich und – falls sich der Rotor der Windenergieanlage auch bei detektiertem Eisansatz zwecks Ertragssteigerung drehen soll – der Eiswurfweite.

Wie in der folgenden Abbildung beispielhaft dargestellt, sind 2 Eiswarnleuchten an den Schnittpunkten des maximalen Gefahrenbereichs und der Zufahrt der Windenergieanlage aufgestellt.

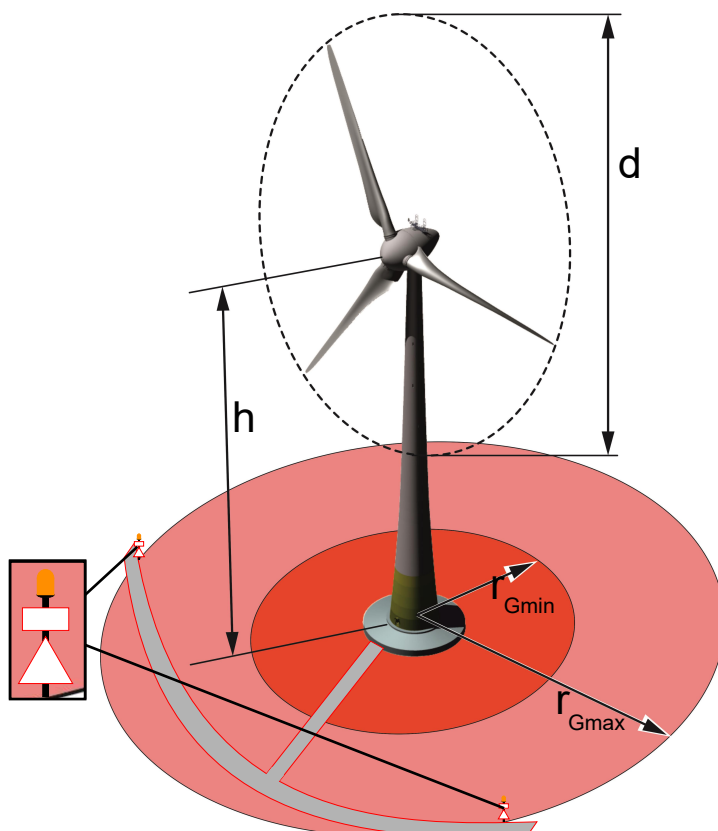


Abb. 2: Aufstellungsort der Eiswarnleuchten (Beispiel)

h	Nabenhöhe
d	Rotordurchmesser
r_{Gmin}	Radius minimaler Gefahrenbereich = $0,5 \times d$
r_{Gmax}	Radius maximaler Gefahrenbereich = $1,5 \times (h + d)$

4 Ansteuerung der Eiswarnleuchte

Wenn die Steuerung der Windenergieanlage möglichen Eisansatz erkennt, wird die Eiswarnleuchte eingeschaltet. Die Windenergieanlage wertet dazu sowohl die eigenen Informationen über den Eisansatz als auch die Informationen benachbarter Windenergieanlagen im Windpark aus.

Für die Windenergieanlagen E-44, E-48, E-53, E-70 E4, E-82 E2, E-82 E4, E-92, E-103 EP2, E-115 EP3 E3, E-126 EP3, E-138 EP3 und E-138 EP3 E2 sind folgende Einschaltbedingungen möglich:

- Ein Eisansatzerkennungssystem erkennt kritischen Eisansatz (ENERCON Kennlinienverfahren, Windpark-Eisansatzerkennung, eologix-, fos4X-, Wölfel-Eisansatzerkennungssystem).
- Die Außentemperatur ist kleiner als +2 °C und die relative Luftfeuchte liegt über dem eingestellten Wert.
- ENERCON SCADA PDI-OPC (optional) überträgt ein Signal zum Einschalten der Eiswarnleuchte.

Für die Windenergieanlagen E-115 EP3 E4, E-138 EP3 E3, E-138 EP3 E4, E-160 EP5 E3 R1, E-175 EP5 E1 und E-175 EP5 E2 sind folgende Einschaltbedingungen möglich:

- Ein Eisansatzerkennungssystem erkennt kritischen Eisansatz (ENERCON Kennlinienverfahren, Windpark-Eisansatzerkennung, Wölfel-Eisansatzerkennungssystem).
- Die Außentemperatur ist kleiner als +2 °C.

Ist eine der genannten Einschaltbedingungen erfüllt, wird die Eiswarnleuchte eingeschaltet und bleibt für mindestens 20 Minuten eingeschaltet. Erst wenn über 20 Minuten keine der genannten Bedingungen mehr erfüllt sind, wird die Eiswarnleuchte wieder ausgeschaltet.

5 Versorgung und Überwachung der Eiswarnleuchte

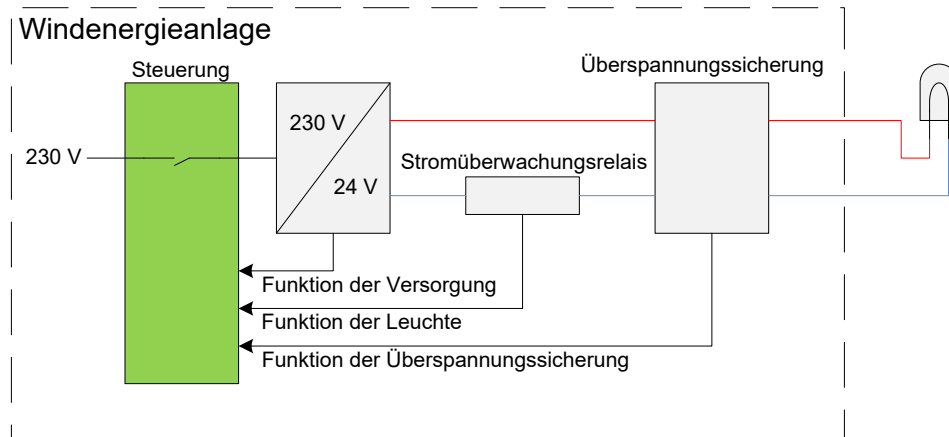


Abb. 3: Vereinfachter Stromlaufplan

Die Eiswarnleuchte wird an den Steuerschrank in der nächstgelegenen Windenergieanlage angeschlossen und von einem separaten Netzteil (Ausgangsspannung 24 V, Ausgangsleistung 50 W) versorgt.

Zur Kompensation von Leitungsverlusten zwischen Windenergieanlage und Eiswarnleuchte kann die Ausgangsspannung auf 28 V angehoben werden, sodass an der Eiswarnleuchte eine Spannung von 24 V anliegt.

Um einen Ausfall der Eiswarnleuchte zu erkennen, wird die Funktion durch ein Stromüberwachungsrelais geprüft. Wird die Eiswarnleuchte eingeschaltet und nimmt zu wenig oder gar keine Leistung auf, erkennt die Steuerung der Windenergieanlage dies und generiert eine Warnmeldung. Meldet die Stromüberwachung eine eingeschaltete Eiswarnleuchte, obwohl diese von der Windenergieanlage keinen Einschaltbefehl erhalten hat, wird ebenfalls eine Warnmeldung generiert. Die Eiswarnleuchte wird auch angesteuert, wenn die Überwachung gestört ist.

Die Überspannungssicherung schützt die Windenergieanlage insbesondere vor hohen Spannungen durch elektromagnetische Einkopplung naher Blitzeinschläge.

Der Schaltkontakt der Eiswarnleuchte schaltet unabhängig davon, ob eine Eiswarnleuchte angeschlossen ist oder nicht.

6 Kompatible Steuerschränke

Bei folgenden Steuerschränken ist eine Nachrüstung der Eiswarnleuchte möglich:

Tab. 1: Kompatible Steuerschränke

Windenergieanlage	Artikelnr. des Steuer- schranks	Min. Versionsstand des Steuerschranks
E-44, E-48, E-53	568019	V4
	585218	V1
E-70 E4, E-82 E2, E-82 E4, E-92	550216	V6
	550217	V7
	577833	V1
	582423	V2
E-103 EP2	636785	V1
E-126 EP3	679115	V1
E-138 EP3, E-138 EP3 E2, E-115 EP3 E3	715173	V1
E-115 EP3 E4, E-138 EP3 E3, E-138 EP3 E4	725152	V1
E-160 EP5 E3 R1, E-175 EP5 E1, E-175 EP5 E2	1086897 (Standard)	V1
	1086900 (Option Smart Energize)	V1

Technische Beschreibung

Wölfel-Eisansatzerkennung

**ENERCON Control System (CS82, CS101, CS126, EP3-CS-02,
EP4-CS-01)**

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	D0734076/4.0-de		
Vermerk	Originaldokument		
Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2023-12-22	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
D0160588	Technische Beschreibung Gondelpositionierung bei Eisansatz
D02481600	Wölfel IDD.Blade - Überblick zur Referenzierung für den Kunden
D0258603	Technische Beschreibung Windpark-Eisansatzerkennung
D0441885	Technische Beschreibung Blattheizung
D0783573	Formular Änderung Standardeinstellungen Wölfel-Eisansatzerkennung

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	5
2	Aufbau	6
3	Integration in das Betriebsführungssystem	8
3.1	Sicherheitsrelevante Signale des externen Eisansatzerkennungssystems	9
3.2	Sicherheitsrelevante Signale der Anlagensteuerung	9
3.3	Nicht sicherheitsrelevante Funktionen der Anlagensteuerung	9
3.4	Überwachung der Verfügbarkeit des Eisansatzerkennungssystems	10
4	Kritischer Eisansatz und Eisfreiheitsmeldung	11
5	Anhalten der Windenergieanlage	12
6	Wiederanlaufen der Windenergieanlage	13
6.1	Priorisierung von Anhalten und Wiederanlaufen der Windenergieanlage	13
6.2	Manueller Wiederanlauf	13
6.3	Automatischer Wiederanlauf nach Tauwetter	14
6.4	Automatischer Wiederanlauf mit Blattheizung	16
6.5	Automatischer Wiederanlauf ohne Blattheizung	18
6.6	Automatischer Wiederanlauf nach Windpark-Eisansatzerkennung	19
7	ENERCON SCADA System	21
8	Parameter	22
	Fachwortverzeichnis	27

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 externe Eisansatzerkennungssystem der Fa. Wölfel kann ab Werk oder als Nachrüstung eingesetzt werden.

Eingesetzte Eisansatzerkennungssysteme beeinflussen sich nicht gegenseitig.

Das Wölfel-Eisansatzerkennungssystem funktioniert ab einer Windgeschwindigkeit von 2 – 3 m/s (unterhalb der Einschaltwindgeschwindigkeit) unabhängig vom Betrieb der Windenergieanlage, auch bei Stillstand der Windenergieanlage.

Dieses Dokument gibt eine Übersicht über das Wölfel-Eisansatzerkennungssystem und dessen Einfluss auf die Start- und Haltevorgänge der Windenergieanlage.

Dieses Dokument ist gültig für ENERCON Windenergieanlagen mit folgenden Steuerungstypen:

- CS82, CS101, CS126, EP3-CS-02, EP4-CS-01

2 Aufbau

Das Wölfel-Eisansatzerkennungssystem erkennt Eisdicken an Rotorblättern von Windenergieanlagen durch eine Frequenzanalyse der Rotorblattschwingungen mittels piezoelektrischen zweidimensionalen Beschleunigungssensoren.

Das Wölfel-Eisansatzerkennungssystem besteht aus mindestens 3 Structural-Noise-Sensoren und einer Basisstation, welche eine Datenerfassungseinheit und eine Datenverarbeitungseinheit beinhaltet.

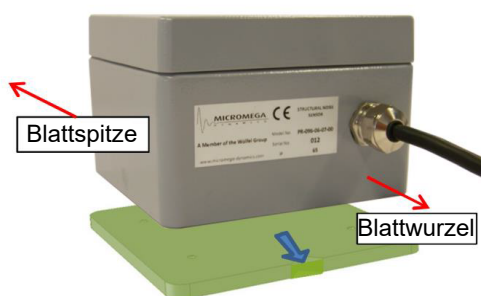


Abb. 1: Montageplatte und Structural-Noise-Sensor



Abb. 2: Basisstation

Die Structural-Noise-Sensoren erfassen jeweils die Schwingbeschleunigungen (Abb. 3, S. 6) und die Temperatur direkt im Rotorblatt. Es wird jeweils 1 Sensor innerhalb jedes Rotorblatts auf einer Montageplatte installiert (Standardkonfiguration). Die Sensoren sind gegen Überspannungen geschützt und haben ein extrem geringes Eigenrauschen und eine hohe Signalauflösung.

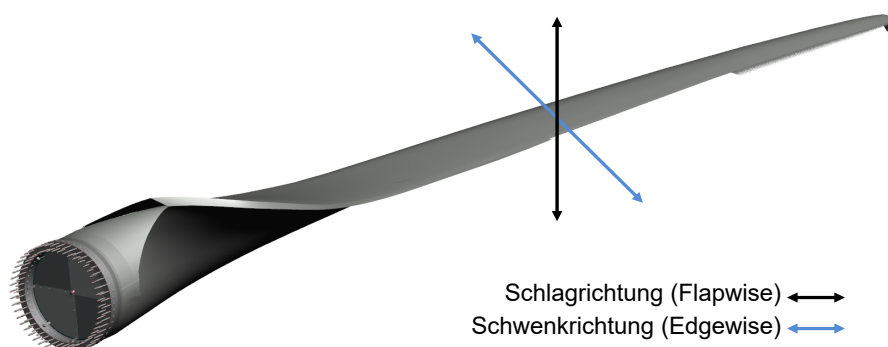


Abb. 3: Erfasste Schwingbeschleunigungen durch Structural-Noise-Sensoren

Die Datenerfassungseinheit bereitet die Sensorsignale zur Weiterverarbeitung in der Datenverarbeitungseinheit auf. Die Datenerfassung erfolgt kontinuierlich, um jederzeit Aussagen zum aktuellen Rotorblattzustand bereitstellen zu können.

In der Datenverarbeitungseinheit werden die Messdaten vollautomatisiert verarbeitet und die Zustandsindikatoren zur Eisdetektion berechnet.

Die Datenerfassungseinheit und die Datenverarbeitungseinheit befinden sich in der Basisstation, welche im Rotorkopf der Windenergieanlage installiert ist.

3 Integration in das Betriebsführungssystem

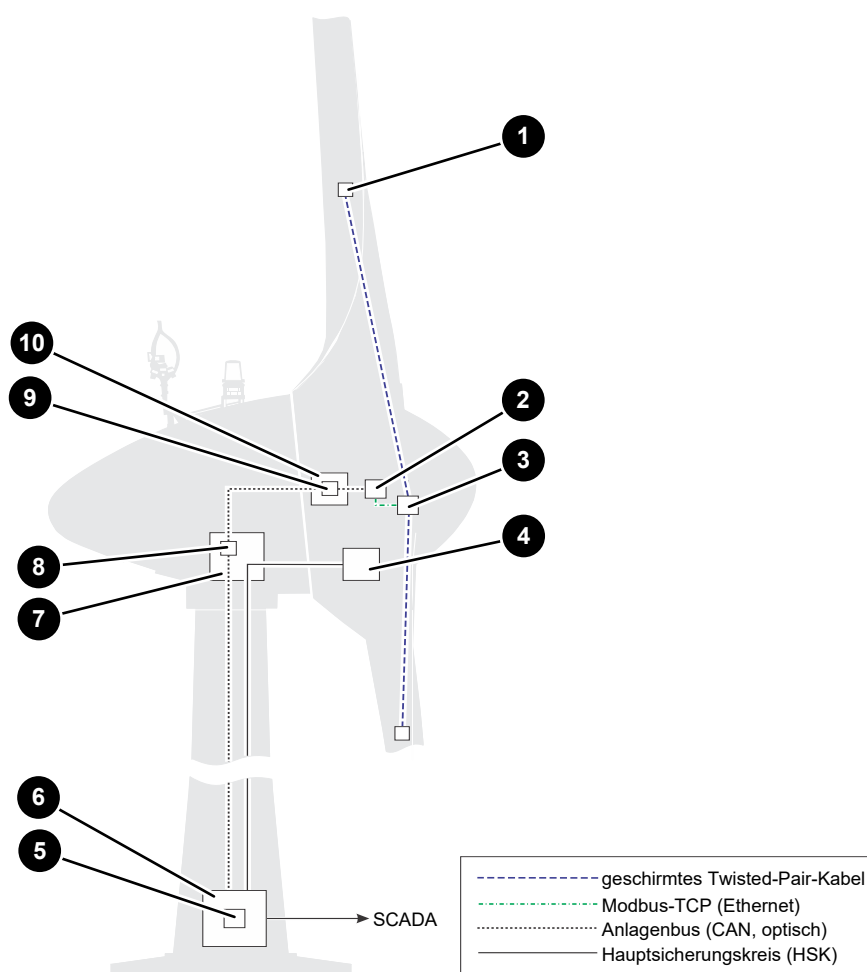


Abb. 4: Baugruppenübersicht für die Einbindung des Eisansatzerkennungssystems in das Betriebsführungssystem

1	Wölfel-Structural-Noise-Sensor	2	ENERCON Ice Detection Interface
3	Wölfel-Basisstation	4	Blattverstellsystem, Notverstellsystem
5	I/O-Board Steuerschrank 1	6	Steuerschrank
7	Gondelsteuerschrank	8	Optoverteiler Gondel
9	Optoverteiler Rotor	10	Rotorunterverteilung

Das externe Eisansatzerkennungssystem ist 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 erfolgt nach DIN EN 61784-3.

3.1 Sicherheitsrelevante Signale des externen Eisansatzerkennungssystems

Das externe Eisansatzerkennungssystem stellt der Anlagensteuerung folgende sicherheitsrelevante Signale zur Verfügung:

- kritischer Eisansatz
- Verfügbarkeit des Eisansatzerkennungssystems
- Eisfreiheit

3.2 Sicherheitsrelevante Signale der Anlagensteuerung

Die Anlagensteuerung stellt dem externen Eisansatzerkennungssystem sicherheitsrelevante Signale zur Verfügung. Dies sind unter anderem:

- Blattverstellwinkel
- Rotordrehzahl
- Außentemperatur

3.3 Nicht sicherheitsrelevante Funktionen der Anlagensteuerung

Die Anlagensteuerung stellt dem externen Eisansatzerkennungssystem nicht sicherheitsrelevante Funktionen zur Verfügung. Dies sind unter anderem:

- Steuerung der Blattheizung
 - Aktivierung der Blattheizung zur Erwärmung der Rotorblätter
- Steuerung der Eisansatzsimulation
 - Zur Abnahmeprüfung und im Zuge der Wartung, um die korrekte Funktionsweise der Betriebsführung bei der Eisansatzerkennung zu kontrollieren (unter nichtvereisten Bedingungen).
- Parametrierung des Eisansatzerkennungssystems
 - Die Anlagesteuerung stellt zwei Schnittstellen zur Verfügung, um das Eisansatzerkennungssystem zu parametrieren. Die Parameter des Eisansatzerkennungssystems können bei der Inbetriebnahme per CompactFlash-Karte in die Anlagensteuerung eingespielt und am Anlagendisplay abgelesen werden. Die Übertragung der Daten an das Eisansatzerkennungssystem erfolgt mit einer CRC-Prüfung (zyklische Redundanzprüfung). Die Parameter sind durch die Überwachungsmechanismen der Anlagensteuerung abgesichert und werden kontinuierlich über das ENERCON SCADA System überwacht. Der ENERCON Service führt eine automatische Parameterüberwachung durch. Bei einer Abweichung der Parameterwerte wird der ENERCON Service benachrichtigt.
- Daten- und Ereignisprotokollierung
 - Alle durch das Eisansatzerkennungssystem ausgelösten Ereignisse werden über das ENERCON SCADA System protokolliert.
- Signalisierung von Teilsystemausfällen (z. B. Ausfall eines Sensors), um eine rechtzeitige Reparatur oder Wartung zu ermöglichen.

3.4 Überwachung der Verfügbarkeit des Eisansatzerkennungssystems

Die Anlagensteuerung überwacht die Verfügbarkeit des externen Eisansatzerkennungssystems.

Wenn der Anlagensteuerung die sicherheitsgerichteten Signale des installierten und parametrisierten externen Eisansatzerkennungssystems nicht mehr zur Verfügung stehen oder das externe Eisansatzerkennungssystem keine Verfügbarkeit meldet, wird eine Meldung über das ENERCON SCADA System generiert und eine der folgenden Ausfallreaktionen eingeleitet:

Standard-Ausfallreaktion

- Der Betrieb der Windenergieanlage ist bei Verfügbarkeit eines weiteren Eisansatzerkennungssystems zulässig.

Da das ENERCON Kennlinienverfahren standardmäßig zur Verfügung steht, ist der Betrieb der Windenergieanlage somit trotz Ausfall des externen Eisansatzerkennungssystems gegeben.

Alternativ parametrierbare Ausfallreaktionen

- Der Betrieb der Windenergieanlage ist immer zulässig.
- Der Betrieb der Windenergieanlage ist bei Tauwetter zulässig.
- Der Betrieb der Windenergieanlage ist nie zulässig.

4 Kritischer Eisansatz und Eisfreiheitsmeldung

Die Datenverarbeitungseinheit wertet die Structural-Noise-Sensorsignale zusammen mit den aktuellen Betriebs- und Umgebungsdaten der Windenergieanlage aus. Die Datenverarbeitungseinheit berechnet die Zustandsindikatoren, welche auf Strukturveränderungen und Eisansatz hinweisen. Unterschreiten die Zustandsindikatoren den Schwellwert für den Eisalarm, wird eine Alarmmeldung für kritischen Eisansatz generiert. Überschreiten die Zustandsindikatoren den Schwellwert für die Eisfreiheit, wird eine Eisfreiheitsmeldung generiert.

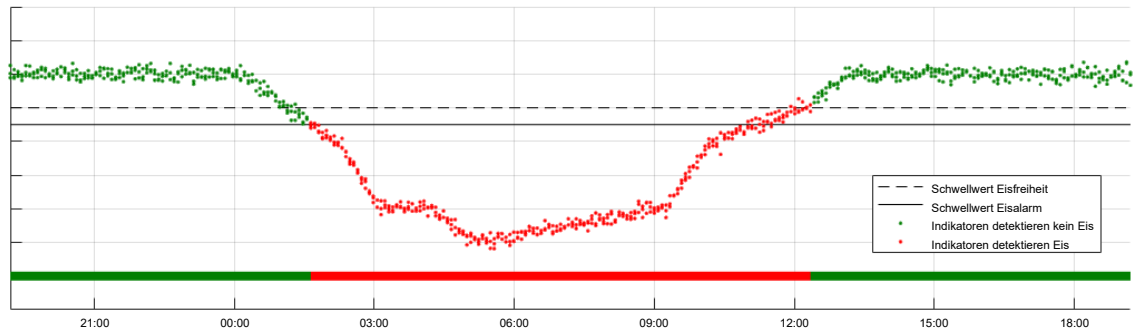


Abb. 5: Berechnete Zustandsindikatoren des Wölfel-Eisansatzerkennungssystems

Die aus den Messwerten berechneten Zustandsindikatoren werden, abhängig von den herrschenden Betriebs- und Umgebungsbedingungen, i. d. R. im Abstand von ca. 5 Minuten gebildet. Die Zustandsindikatoren werden genutzt, um Aussagen über den Rotorblattzustand zu treffen. Im Normalzustand (ohne Eisansatz) sind die Zustandsindikatoren im Bereich der Nulllinie. Bei Eisansatz weichen die Zustandsindikatoren von Null ab. Je stärker die Abweichung ist, umso ausgeprägter ist der Eisansatz. Zustandsindikatoren zur Eisansatzerkennung werden in praktisch allen relevanten Betriebszuständen gebildet, so dass eine permanente Überwachung sichergestellt ist.

Standardmäßig sind 2 Schwellwerte vorgegeben, auf deren Basis automatisch eine Alarmmeldung generiert und an die Anlagensteuerung kommuniziert wird. Die Schwellwerte werden für jeden Rotorblatttyp individuell angepasst.

Da die strukturdynamischen Eigenschaften von Rotorblättern komplex und stark vom Rotorblatttyp und Windenergieanlagentyp abhängig sind und zudem die Detektion von Vereisungen nur in Bezug auf einen bekannten Anfangszustand erfolgen kann, ist eine Systemreferenzierung erforderlich.

Informationen zur Referenzierung können dem Dokument D02481600 „Wölfel IDD.Blade - Überblick zur Referenzierung für den Kunden“ entnommen werden.

5 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.

6 Wiederanlaufen der Windenergieanlage

6.1 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.

6.2 Manueller Wiederanlauf

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

Der Eisreset kann über den Taster am Steuerschrank oder über den ENERCON SCADA Server 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.

6.3 Automatischer Wiederanlauf nach Tauwetter

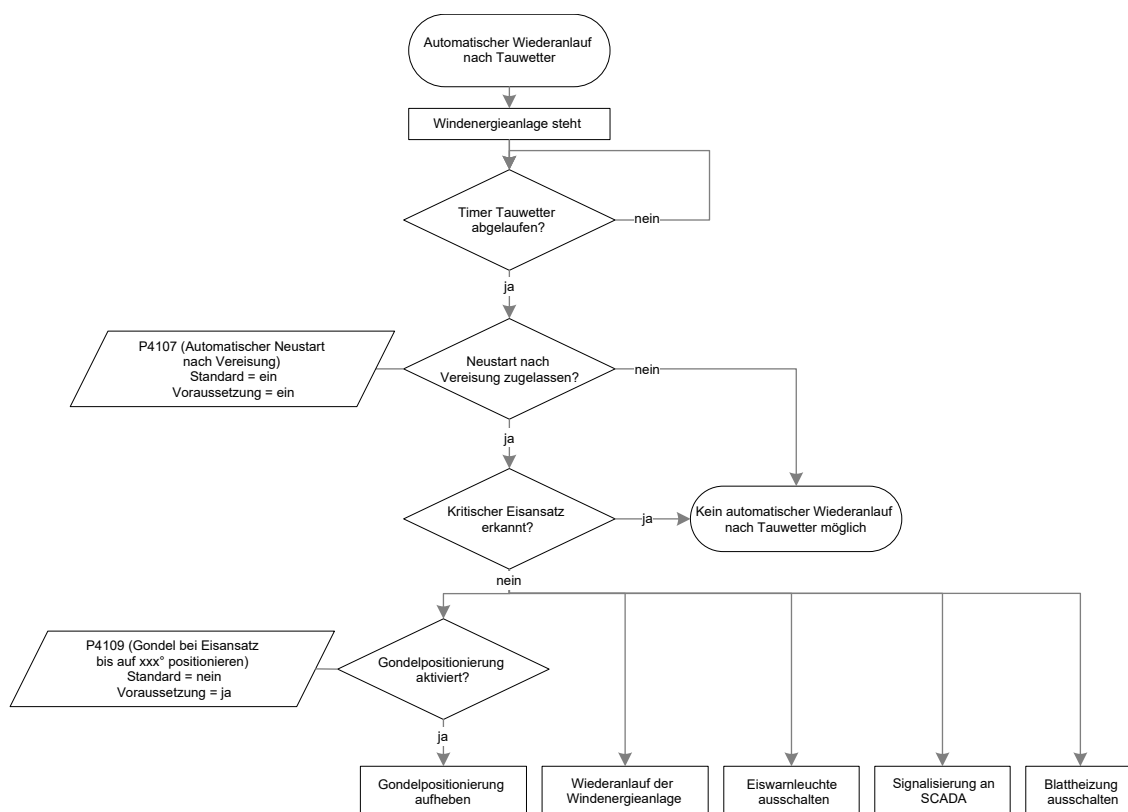


Abb. 6: Automatischer Wiederanlauf nach Tauwetter

Standardeinstellung:

- P4107 (Automatischer Neustart nach Vereisung) = ein

Voraussetzung:

- ✓ P4107 (Automatischer Neustart nach Vereisung) = ein
- ✓ 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

6.4 Automatischer Wiederanlauf mit Blattheizung

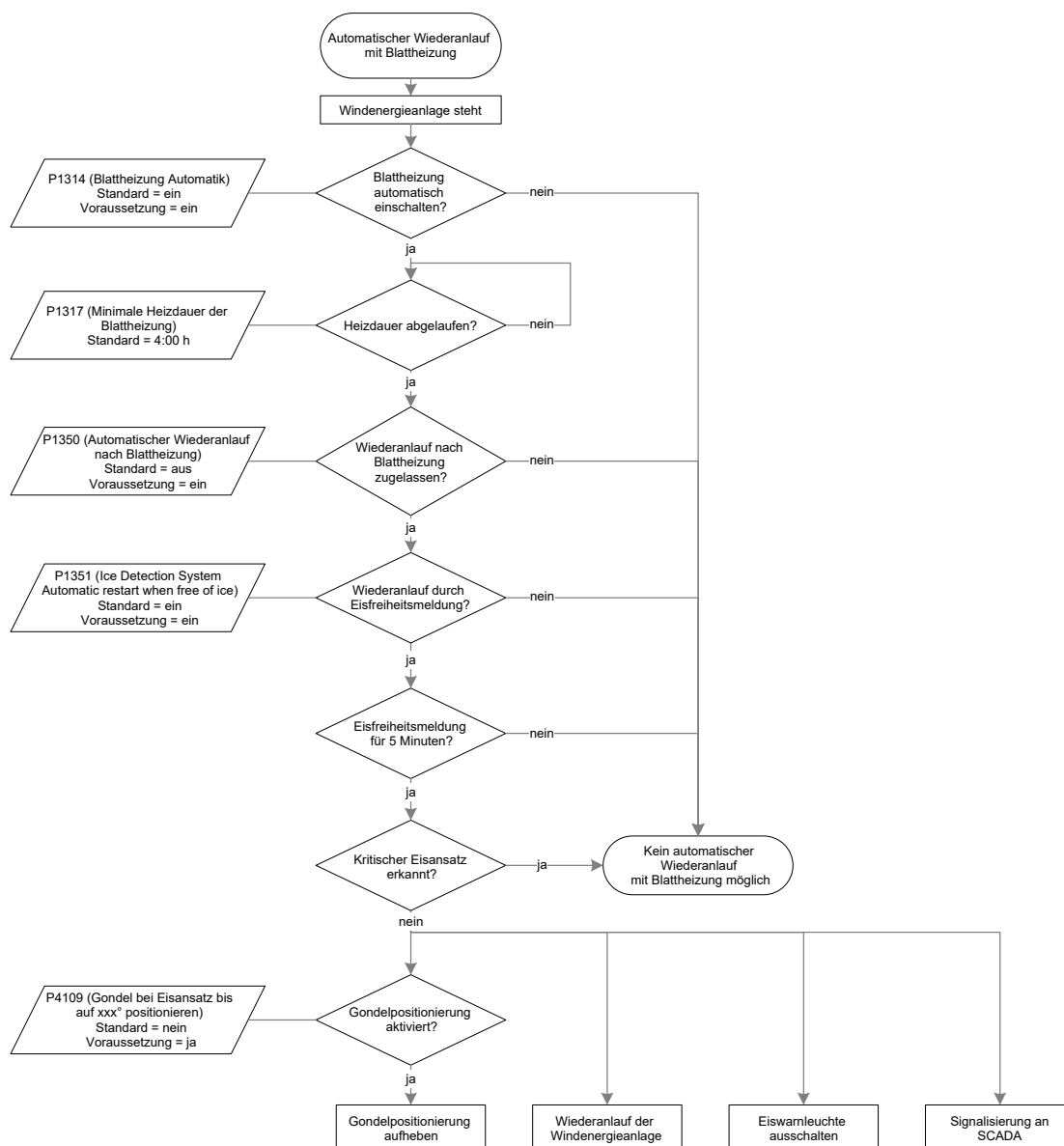


Abb. 7: Automatischer Wiederanlauf mit Blattheizung

Standardeinstellung:

- P1314 (Blattheizung Automatik) = ein
- P1350 (Automatischer Wiederanlauf nach Blattheizung) = aus
- P1351 (Automatischer Wiederanlauf bei Eisfreiheitssign. durch ext. System) = ein

Voraussetzung:

- ✓ P1314 (Blattheizung Automatik) = ein
- ✓ P1350 (Automatischer Wiederanlauf nach Blattheizung) = ein
- ✓ P1351 (Automatischer Wiederanlauf bei Eisfreiheitssign. durch ext. System) = ein
- ✓ Kein kritischer Eisansatz durch ein installiertes Eisansatzerkennungssystem erkannt.

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

Wenn das Eisansatzerkennungssystem über einen Zeitraum von 5 Minuten Eisfreiheit signalisiert, nachdem ein Blattheizungszyklus durchlaufen wurde, nimmt die Windenergieanlage den Betrieb wieder auf.

Diese Funktion ist auch unter Vereisungsbedingungen möglich.

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

Detaillierte Informationen können der technischen Beschreibung entnommen werden:

- D0441885 „Technische Beschreibung Blattheizung“

6.5 Automatischer Wiederanlauf ohne Blattheizung



Abb. 8: Automatischer Wiederanlauf ohne Blattheizung

Standardeinstellung:

- P1351 (Automatischer Wiederanlauf bei Eisfreiheitssign. durch ext. System) = ein

Voraussetzung:

- ✓ P1351 (Automatischer Wiederanlauf bei Eisfreiheitssign. durch ext. System) = ein
- ✓ Kritischer Eisansatz oder eine Eiswarnung wurden durch das Wölfel-Eisansatzerkennungssystem erkannt
- ✓ Signalisierung von Eisfreiheit für mindestens 5 Minuten
- ✓ Kein kritischer Eisansatz durch ein installiertes Eisansatzerkennungssystem erkannt

Ohne Blattheizung ist ein automatischer Wiederanlauf der Windenergieanlage durch das Eisansatzerkennungssystem möglich, wenn das Eisansatzerkennungssystem den kritischen Eisansatz oder die Eiswarnung selbst erkannt hat.

Wenn das Eisansatzerkennungssystem über einen Zeitraum von 5 Minuten Eisfreiheit signalisiert, nimmt die Windenergieanlage den Betrieb wieder auf.

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

6.6 Automatischer Wiederanlauf nach Windpark-Eisansatzerkennung

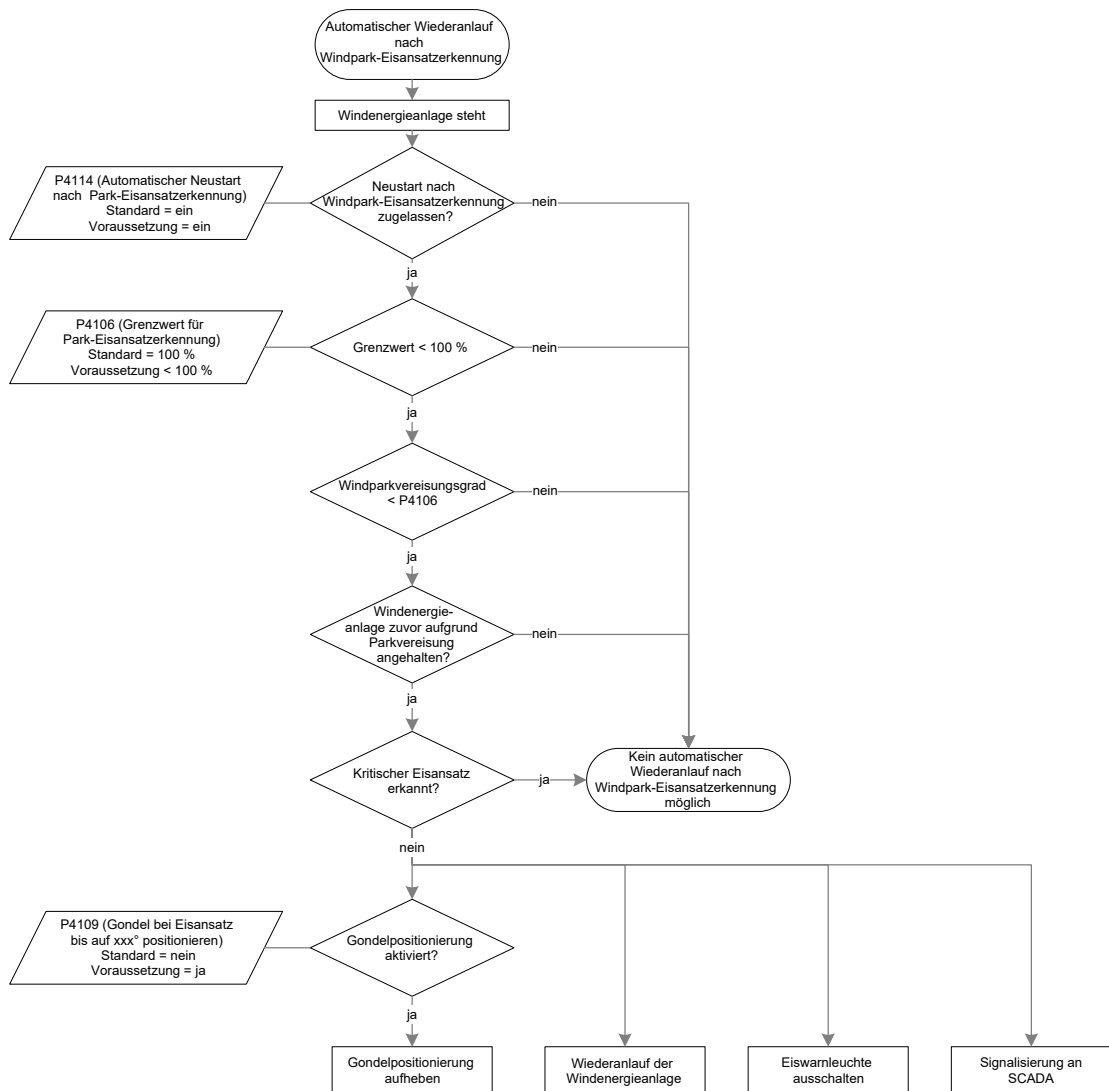


Abb. 9: Automatischer Wiederanlauf nach Windpark-Eisansatzerkennung

Standardeinstellung:

- P4114 (Automatischer Neustart nach Park-Eisansatzerkennung) = ein
- P4106 (Grenzwert für Park-Eiserkennung) = 100 %

Voraussetzung:

- ✓ P4114 (Automatischer Neustart nach Park-Eisansatzerkennung) = ein
- ✓ P4106 (Grenzwert für Park-Eiserkennung) < 100 %
- ✓ 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.

Detaillierte Informationen können der technischen Beschreibung entnommen werden:

- D0258603 „Technische Beschreibung Windpark-Eisansatzerkennung“

7 ENERCON SCADA System

Über das ENERCON SCADA System und die PDI-OPC-Schnittstelle können verschiedene Signale vom Wölfel-Eisansatzerkennungssystem empfangen werden.

Folgende Signale werden alle 10 Minuten aufgezeichnet:

- Zustands- oder Eisindikatoren pro Rotorblatt
- Schaltschranktemperatur der Wölfel-Basisstation
- Prozessortemperatur des ENERCON Ice Detection Interface

Wenn die Wölfel-Basisstation keine Daten sendet oder ein Sensor nicht konfiguriert ist, wird der Wert 65535 aufgezeichnet.

8 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.

8.1 P1351: Ice Detection System Automatic restart when free of ice

Gibt an, ob die Windenergieanlage nach einer Eisfreiheitsmeldung durch ein externes Eisansatzerkennungssystem automatisch wieder starten darf.

Einstellmöglichkeiten	Standard
ein/aus	ein

Gewünschte Parametereinstellung: aus

Die gewünschte Parametereinstellung kann umgesetzt werden.

8.2 P1352: Ice Detection System fall-back reaction

Gibt an, wie die Windenergieanlage mit einem installierten und parametrisierten, jedoch nicht verfügbaren externen Eisansatzerkennungssystem betrieben werden darf.

- 0 = Der Betrieb ist bei Verfügbarkeit eines weiteren Eisansatzerkennungssystems zulässig.
- 1 = Der Betrieb ist immer zulässig.
- 2 = Der Betrieb ist bei Tauwetter zulässig.
- 3 = Der Betrieb ist nicht zulässig.

Hinweis: Wenn P1352 = 1, erhöht sich ggf. das Eiswurfrisiko!

Einstellmöglichkeiten	Standard
0 – 3	0

Gewünschte Parametereinstellung: 1

Die gewünschte Parametereinstellung umsetzen, wenn

- die Genehmigung kein zusätzliches Eiserkennungssystem fordert und
- es nachweislich nicht notwendig ist, dass ein zusätzliches Eisansatzerkennungssystem im Betrieb der Windenergieanlage aktiv ist.

Gewünschte Parametereinstellung: 2, 3

Die gewünschte Parametereinstellung kann umgesetzt werden.

8.3 P1355: Ice Detection System Wölfel

Gibt an, ob ein Wölfel-Eisansatzerkennungssystem installiert ist.

Einstellmöglichkeiten	Standard
installiert/nicht installiert	nicht installiert

Gewünschte Parametereinstellung: -

Im Normalfall wird dieser Parameter automatisch durch die Anlagensteuerung eingestellt. Sollte dies nicht der Fall sein, kann der Parameter manuell geändert werden.

8.4 P1357: Ice Detection System only active with turbine stopped

Gibt an, ob das Eisansatzerkennungssystem nur bei angehaltener Windenergieanlage aktiv sein soll.

Einstellmöglichkeiten	Standard
ja/nein	nein

8.5 P1358: Ice Detection System inactive from ...

Gibt an, ab welcher Windgeschwindigkeit das Eisansatzerkennungssystem inaktiv sein soll.

Einstellmöglichkeiten	Standard
2,0 – 60,0 m/s	3,0 m/s

8.6 P1359: Ice Detection System inactive to ...

Gibt an, bis zu welcher Windgeschwindigkeit das Eisansatzerkennungssystem inaktiv sein soll.

Einstellmöglichkeiten	Standard
2,0 – 60,0 m/s	3,0 m/s

Tab. 2: Auswirkung der Parameter 1357 bis 1359 auf die Funktionsweise des Eisansatzerkennungssystems

Funktionsweise	Einstellung der Parameter
Das Eisansatzerkennungssystem ist immer aktiv (Standard).	P1357 = nein P1358 = P1359
Das Eisansatzerkennungssystem ist nur aktiv, wenn die Windenergieanlage angehalten ist.	P1357 = ja P1358 = P1359
Das Eisansatzerkennungssystem ist nur aktiv, wenn die Windgeschwindigkeit außerhalb des eingestellten Bereichs liegt.	P1357 = nein P1358 < P1359
Das Eisansatzerkennungssystem ist aktiv, wenn die Windgeschwindigkeit außerhalb des eingestellten Bereichs liegt oder wenn die Windenergieanlage angehalten ist.	P1357 = ja P1358 < P1359

Hinweis: Eine Abweichung vom Standard schränkt den Aktivitätsbereich des Eisansatzerkennungssystems ein! Damit ist das Eisansatzerkennungssystem gemäß Zertifizierung und Stand der Technik nicht mehr vollständig funktionsfähig!

Gewünschte Parametereinstellung: Abweichung vom Standard

Die gewünschte Parametereinstellung umsetzen, wenn

- die Genehmigung kein zusätzliches Eiserkennungssystem fordert und
- es nachweislich nicht notwendig ist, dass ein zusätzliches Eisansatzerkennungssystem im Betrieb der Windenergieanlage aktiv ist.

8.7 P7450: Woelfel certified Ice-Thres. active

Gibt an, ob das Wölfel-Eisansatzerkennungssystem nur Parametrierungen akzeptieren darf, die der Zertifizierung entsprechen.

Hinweis: Wenn P7450 = nicht aktiv, können für die Parameter 7451 bis 7452 von der Zertifizierung abweichende Einstellungen vorgenommen werden.

Einstellmöglichkeiten	Standard
aktiv/nicht aktiv	aktiv

Gewünschte Parametereinstellung: nicht aktiv

Die gewünschte Parametereinstellung umsetzen, wenn

- eine schriftliche Bestätigung durch den Zertifikatsinhaber (Hersteller) vorliegt.

8.8 P7451: Woelfel Schwellwert Eis-Alarm

Gibt den Indikatorwert für den Schwellwert des Eis-Alarms an.

Die Einstellung des Parameters wird nicht berücksichtigt, wenn die Einstellung der Zertifizierung entsprechen muss (P7450 = aktiv).

Einstellmöglichkeiten	Standard
-30,000 – 32,767	-0,750

Gewünschte Parametereinstellung: <> Standard

Die gewünschte Parametereinstellung umsetzen, wenn

- eine schriftliche Bestätigung durch den Zertifikatsinhaber (Hersteller) vorliegt.

8.9 P7452: Woelfel Schwellwert Eisfreiheit

Gibt den Indikatorwert für den Schwellwert der Eisfreiheit an.

Die Einstellung des Parameters wird nicht berücksichtigt, wenn die Einstellung der Zertifizierung entsprechen muss (P7450 = aktiv).

Einstellmöglichkeiten	Standard
-30,000 – 32,767	-0,500

Gewünschte Parametereinstellung: <> Standard

Die gewünschte Parametereinstellung umsetzen, wenn

- eine schriftliche Bestätigung durch den Zertifikatsinhaber (Hersteller) vorliegt.

8.10 P7454: Woelfel Blade Heating Thres.

Gibt den Indikatorwert für den EinschaltSchwellwert der Blattheizung bei laufender Windenergieanlage an.

Einstellmöglichkeiten	Standard
-30,000 – 32,767	32,767 (deaktiviert)

Gewünschte Parametereinstellung: < 32,767

Die gewünschte Parametereinstellung kann umgesetzt werden.

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.

Technische Beschreibung

Gondelpositionierung bei Eisansatz

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	D02979176/0.0-de		
Vermerk	Originaldokument		
Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2024-03-19	de	DB	WRD Wobben Research and Development GmbH / Documentation Department

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	4
2	Gondelpositionierung bei Eisansatz	5
3	Parameter	7
4	Statusmeldungen	9

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.

Die Gondel kann bei Eisansatz in einer bestimmte Stellung positioniert werden.

Dieses Dokument gibt eine Übersicht über die Gondelpositionierung bei Eisansatz und ist gültig für ENERCON Windenergieanlagen mit folgendem Steuerungstyp:

- PI-CS

2 Gondelpositionierung bei Eisansatz

Die Gondelpositionierung bei Eisansatz ist ein integraler Bestandteil des Betriebsführungssystems von ENERCON Windenergieanlagen und kann optional aktiviert werden.

Durch die Funktion der Gondelpositionierung bei Eisansatz kann die Gondel der Windenergieanlage, nachdem die Windenergieanlage wegen kritischem Eisansatz angehalten wurde, automatisch in eine vorgegebene Position gedreht werden.

An Standorten in unmittelbarer Nähe von Straßen, Wegen oder Gebäuden kann der Rotor der Windenergieanlage dadurch so positioniert werden, dass eventuelle Gefahren, die durch herabfallendes Eis entstehen können, minimiert werden.

Funktionsweise

Die Position wird über die Ausrichtung der Gondelachse mit einem Winkel zwischen 0° (Nordrichtung) und 359° definiert.

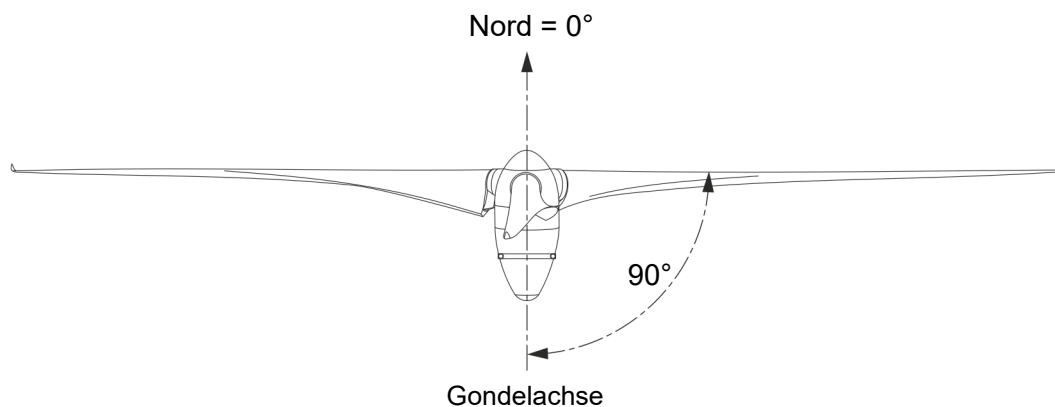


Abb. 1: Gondelposition bei Eisansatz

Automatische Deaktivierung bei hohen Windgeschwindigkeiten

Durch die Lüftungsöffnungen kann bei ungünstiger Ausrichtung der Gondel zum Wind Feuchtigkeit in den Gondelinnenraum gelangen, was bei längerem Stillstand zu Schäden an der elektrischen Anlage führen kann. Deshalb ist das Positionieren der Gondel nur auf ausdrücklichen Kundenwunsch zulässig und wird gemäß folgender Regeln automatisch aktiviert/deaktiviert:

Die Positionierung wird unterbrochen und die Gondel wieder in den Wind gedreht, sobald die Windgeschwindigkeit über Parameter $ParkPosMaxWdSpdBase + ParkPosMaxWdSpdOfsGen$ (10-Minuten-Mittelwert) oder über Parameter $ParkPosMaxWdSpdBase + ParkPosMaxWdSpdOfsGust$ (1-Minuten-Mittelwert) liegt.

Wenn die Positionierung durch zu hohe Windgeschwindigkeiten unterbrochen wird, erfolgt eine erneute Positionierung frühestens 150 Minuten nach dem Absinken der Windgeschwindigkeit unter Parameter $ParkPosMaxWdSpdBase$.

Beispiel:

- ParkPosMaxWdSpdBase (Maximal zulässige Windgeschwindigkeit für Parkpositionierung) = 7,0 m/s
- ParkPosMaxWdSpdOfsGen (Offset Hauptwindgeschwindigkeit) = 3,0 m/s
- ParkPosMaxWdSpdOfsGust (Offset Böen) = 6,0 m/s

Aktivierung der Gondelpositionierung:

- Windgeschwindigkeit unter 7,0 m/s (10-Minuten-Mittelwert)

Deaktivierung der Gondelpositionierung:

- Windgeschwindigkeit über 10,0 m/s (10-Minuten-Mittelwert) oder 13,0 m/s (1-Minuten-Mittelwert)

3 Parameter

3.1 Eisansatz-Positionierung aktiviert

Parameter: *WYAW1/Yw1/IcePosEna* (Ice position enabled)

Gibt an, ob die Gondel während der Vereisung in einer bestimmten Stellung positioniert wird.

Wenn dieser Parameter aktiviert ist, wird der automatische Neustart während der Vereisung automatisch deaktiviert (*IceFreeDIDurTrg* = aus).

Hinweis: Wenn *IcePosEna* = ja, wird die Windenergieanlage ggf. nicht zum Wind ausgerichtet. Dies kann zu Sachschäden an der Windenergieanlage führen!

Einstellmöglichkeiten	Standard
true/false	false

3.2 Winkel Eisansatzposition

Parameter: *WYAW1/Yw1/YwParkPosAng* (Yaw park position angle)

Gibt an, in welcher Position (0° = Nordausrichtung) die Gondel während der Vereisung positioniert wird, wenn die Gondelpositionierung aktiviert ist (*IcePosEna* = true).

Einstellmöglichkeiten	Standard
0 – 360°	180°

3.3 Maximal zulässige Windgeschwindigkeit für Parkpositionierung

Parameter: *WYAW1/Yw1/ParkPosMaxWdSpdBase* (Park position maximum wind speed base)

Gibt an, bis zu welcher Windgeschwindigkeit (10-Minuten-Mittelwert) die Gondel bei Eisansatz positioniert wird.

Hinweis: Wenn *ParkPosMaxWdSpdBase* > 7,0 m/s, kann es zu verstärktem Eindringen von Schnee und Wasser in die Gondel kommen. Dies kann zu Sachschäden an der Windenergieanlage führen!

Einstellmöglichkeiten	Standard
0,0 – 50,0 m/s	7,0 m/s

Gewünschte Parametereinstellung: *IcePosEna* = true; *YwParkPosAng* = <> x°; *ParkPosMaxWdSpdBase* = <> 7,0 m/s

Die gewünschte Parametereinstellung umsetzen, wenn

- eine behördliche Anordnung vorliegt oder
- auf Betreiberwunsch (nach Abstimmung mit ENERCON).

3.4 Offset Hauptwindgeschwindigkeit

Parameter: *WYAW1/Yw1/ParkPosMaxWdSpdOfsGen* (Park position maximum wind speed offset general)

Gibt den maximalen Offset für die Hauptwindgeschwindigkeit bei der Gondelpositionierung an.

Einstellmöglichkeiten	Standard
0 – 10 m/s	3 m/s

3.5 Offset Böen

Parameter: *WYAW1/Yw1/ParkPosMaxWdSpdOfsGust* (Park position maximum wind speed offset gust)

Gibt den maximalen Offset der Windgeschwindigkeit für Böen bei der Gondelpositionierung an.

Einstellmöglichkeiten	Standard
0 – 10 m/s	6 m/s

4 Statusmeldungen

Tab. 1: Statusmeldungen

Typ	Nr.	Name	Beschreibung / Grund	Ausgelöste Anhalteprozedur
I	14:21	Ice detection: Park-Position Reached	Die Gondel hat die gewünschte Parkposition erreicht.	Standard stop
I	14:22	Ice detection: Paused due to high wind speed	Die Windgeschwindigkeit (10-Minuten-Mittelwert oder 1-Minuten-Mittelwert) war für die Positionierung der Gondel zu hoch.	Full stop
S	22:14	Lateral Alignment Active	Die seitliche Ausrichtung der Gondel wurde angefordert. In dem seltenen Fall, dass alle drei Notverstellungssysteme der Rotorblätter ausfallen, ist die einzige verbleibende Möglichkeit, die Windenergieanlage in einen unkritischen Zustand zu versetzen, die seitliche Ausrichtung der Gondel zum Wind (Emergency Offset) Die Gondelpositionierung bei Eisansatz findet während der seitlichen Ausrichtung nicht statt, da die seitliche Ausrichtung eine höhere Priorität. Sobald sichergestellt ist, dass es keinen Grund mehr für eine seitliche Ausrichtung der Gondel gibt, kann die seitliche Ausrichtung zurückgesetzt werden.	Full stop

This document provides an overview of the control system designations for ENERCON wind energy converters (WECs).

Tab. 1: Abbreviations

Abbreviation	Explanation
EP	ENERCON Platform
PI	Platform Independent
CS	Control System
SCS	Safety Control System

Tab. 2: Current WEC product range

Platform	Official WEC design	Control system	Safety control system
EP2	E-70 E4	CS82	-
	E-82 E2		
	E-82 E4		
	E-92		
EP3	E-115 EP3 E3	EP3-CS-02	EP-SCS-02b
	E-138 EP3 E2		
	E-115 EP3 E4	PI-CS	EP-SCS-03
	E-138 EP3 E3		
EP5	E-160 EP5 E2	EP5-CS-03	-
	E-160 EP5 E3		
	E-160 EP5 E3 R1	PI-CS	EP-SCS-03
	E-175 EP5		

© ENERCON GmbH. All rights reserved.

Tab. 3: Old WEC product range

Platform	Official WEC design	Control system	Safety control system
EP1	E-44	CS48	-
	E-48		
	E-53		
EP2	E-82	CS82	-
	E-82 E3		
	E-103 EP2		EP-SCS-01
EP3	E-101	CS101	-
	E-115		-
	E-101 E2		EP-SCS-01
	E-115 E2		
	E-126 EP3		
	E-138 EP3	EP3-CS-02	EP-SCS-02

Platform	Official WEC design	Control system	Safety control system
EP4	E-126 EP4	EP4-CS-01	-
	E-141 EP4		
EP5	E-136 EP5	EP5-CS-03	-
	E-147 EP5		
	E-147 EP5 E2		
	E-160 EP5		
EP8	E-126	CS126	-



Gutachten zum Eiswurf und Eisfall an Windenergieanlagen

im Windpark BWP BB Wind Erweiterung

Deutschland

Bericht-Nr.: I17-EW-2025-060

Gutachten zum Eiswurf und Eisfall an Windenergieanlagen
im Windpark BWP BB Wind Erweiterung

Bericht-Nr.: I17-EW-2025-060

Auftraggeber: BWP BB Wind GmbH & Co. KG
Dammacker 32
D - 24980 Schafflund

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

Tel.: 04841 – 87596 – 0
E-Mail: mail@i17-wind.de
Internet: www.i17-wind.de

Datum: 06. Mai 2025

Haftungsausschluss und Urheberrecht

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

Urheber des vorliegenden Gutachtens zum Eiswurf und Eisfall an Windenergieanlagen (WEA) ist die I17-Wind GmbH & Co. KG. Der Auftraggeber erhält nach § 31 Urheberrechtsgesetz das einfache Nutzungsrecht, welches nur durch Zustimmung des Urhebers übertragen werden kann. Eine Bereitstellung zum uneingeschränkten Download in elektronischen Medien ist ohne gesonderte Zustimmung des Urhebers nicht gestattet.

Anmerkung zu Anlagenparametern der WEA

Die zitierten Dokumente entsprechen dem aktuellen Stand zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung. Eine Änderung der angenommenen Werte ist den Anlagenherstellern vorbehalten. Modellbedingt kann keine Gewährleistung auf nachträglich geänderte Ergebnisse hinsichtlich der untersuchten WEA bzw. Schutzobjekte gegeben werden. Bei einer Änderung der Anlagenparameter gegenüber dem Stand zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung verliert das vorliegende Gutachten seine Gültigkeit.

Revisionsnummer	Datum	Änderung	Verfasser
0	06.05.2025	Erste Ausgabe	Clausen

Verfasser:

M. Ed. Florian Clausen, Sachverständiger
Husum, 06.05.2025

**Geprüft:**

B. Sc. Lukas Drescher, Sachverständiger
Husum, 07.05.2025

**Freigegeben:**

M. Ed. Florian Clausen, Sachverständiger
Husum, 07.05.2025



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

Inhaltsverzeichnis

1	Vorbemerkung.....	7
1.1	Allgemeines.....	7
1.2	Geführte Nachweise.....	7
2	Aufgabenstellung und Standort.....	8
2.1	Windparklayout.....	8
2.2	Zu Grunde gelegte Windverhältnisse.....	12
3	Standortanalyse.....	13
3.1	Vereisungspotenzial	13
3.2	Eiswurf und Eisfall	14
3.3	Eiserkennungssysteme	14
3.4	Berechnung der Flugbahnen	15
3.4.1	Simulation der Flugbahnen.....	15
3.4.2	Randbedingungen.....	16
3.5	Ermittlung der zu untersuchenden Gefährdungszonen	17
4	Gültigkeit der Ergebnisse.....	20
5	Einordnung der Schutzobjekte	21
5.1	Expositionszeiten	21
5.2	Wirkungsbereich der einfallenden Eisstücke	23
6	Risikobewertungskriterien.....	24
6.1	MEM-Prinzip	24
6.2	Festlegen der Grenzwerte für das Individualrisiko	24
6.3	Festlegen der Grenzwerte für das Kollektivrisiko.....	25
6.4	ALARP-Prinzip.....	25
6.5	Zusammenfassung der Grenzwerte für die Risikoanalyse	26
6.6	Risikomindernde Maßnahmen.....	26
7	Darstellung der Ergebnisse.....	28
7.1	Kumulierung von Risiken.....	28
7.2	Trefferhäufigkeiten und relevante WEA zur Risikobewertung	29
7.3	Ergebnisse Risikobewertung	31
8	Zusammenfassung.....	33
	Abkürzungs- und Symbolverzeichnis.....	34
	Literaturverzeichnis	35

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration (Übersicht); Kartenmaterial: [3.1, 3.2].....	11
Abbildung 3.1 :Zu untersuchende Gefährdungszonen [3.1, 3.3].....	18
Abbildung 6.1: Übersicht der definierten Risikoakzeptanzbereiche nach dem ALARP-Prinzip [12].....	25
Abbildung 7.1: Berechnete Trefferhäufigkeiten der WEA W1 – W3, W9 – W14 und W16 [3.1, 3.3]....	29

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration [20.1].....	9
Tabelle 2.2: Windverhältnisse am Standort WV 1/1 [20.2].....	12
Tabelle 3.1: Zugrunde gelegte Vereisungstage am Standort.....	13
Tabelle 3.2: Anzahl der betrachteten Eisstücke am Standort pro Jahr.....	14
Tabelle 3.3: Zu untersuchende Schutzobjekte.....	19
Tabelle 5.1: Nutzungskategorien von Wegen.....	21
Tabelle 5.2: Nutzungshäufigkeiten der Schutzobjekte.....	22
Tabelle 6.1: Risikogrenzwerte in Anlehnung an das ALARP-Prinzip.....	26
Tabelle 6.2: Maßnahmen zu Risikominderung.....	26
Tabelle 6.3: Weiterführende Maßnahmen zur Risikoreduzierung.....	27
Tabelle 7.1: Relevante WEA an den Schutzobjekten.....	30
Tabelle 7.2: Darstellung der Ergebnisse für die Schutzobjekte.....	32
Tabelle 7.3: Ergebnisse maximale Flugweite.....	32
Tabelle 8.1: Zusammenfassung der Ergebnisse.....	33

1 Vorbemerkung

1.1 Allgemeines

Vereisung von Rotorblättern ist ein für die Planung und den Betrieb von Windenergieanlagen zu berücksichtigender Aspekt. Im vorliegenden Gutachten werden die Risiken des sich lösenden Eisansatzes an den untersuchten WEA in Bezug auf die Gefährdung von Personen in deren Umgebung evaluiert. Da es in ganz Deutschland zu winterlichen Witterungsverhältnissen kommen kann, ist eine Bewertung des Gefährdungspotenzials durch neu geplante WEA sinnvoll [14].

Verkehrsteilnehmer können durch herabfallende oder von der WEA weggeschleuderte Eisstücke gefährdet werden. Daher ist es notwendig, Verkehrswege und Räume, in denen sich Personen potenziell aufhalten können, auf das Gefährdungspotenzial durch Eiswurf oder Eisfall zu untersuchen. Aufgrund von Unsicherheiten bei der Beschreibung von Wetterbedingungen wird jedes Wetterereignis, das eine Vereisung der Rotorblätter zulässt, als Vereisungsereignis betrachtet.

Im Rahmen der IEA Wind TCP Task 19 [1] wurden international anwendbare Empfehlungen für die Berechnung und Risikobewertung von Eiswurf und Eisfall von WEA erarbeitet. In dem vorliegenden Gutachten wurden diese Empfehlungen für die Berechnungen und anschließende Risikobewertung zu Grunde gelegt. Da die Empfehlungen in [1] einen allgemeinen Charakter haben, wird sich vorbehalten, im Rahmen der Gutachtenerstellung von diesen Empfehlungen abzuweichen, sofern es die Standortbedingungen erlauben bzw. erfordern. Zu diesem Vorgehen wird in [1] angeregt, um regionale Besonderheiten berücksichtigen zu können. Sofern von dem in [1] dargestellten Vorgehen abgewichen wird, wird diese Abweichung im Folgenden begründet.

In den Empfehlungen der IEA Wind TCP Task 19 [1] sowie in der Muster-Liste der technischen Baubestimmungen [14] wird ein notwendiger Mindestabstand definiert, welcher $1.5 \times (RD + NH)$ zu Gebäuden und Verkehrswegen zu betragen hat, um einen sicheren Betrieb der WEA zu gewährleisten. Bei einer Unterschreitung dieses Abstands ist ein Gutachten eines Sachverständigen erforderlich, um die Risiken bezüglich Eiswurf bzw. Eisfall von WEA zu bewerten [14].

1.2 Geführte Nachweise

Gemäß Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) § 5 Abs. 1 Nr. 1 & 2 sind „genehmigungsbedürftige Anlagen [...] so zu errichten und zu betreiben, dass [...] ein hohes Schutzniveau für die Umwelt insgesamt“ gewährleistet ist. Das bedeutet, dass „schädliche Umwelteinwirkungen, sonstige Gefahren, erhebliche Nachteile und Belästigungen für die Allgemeinheit und die Nachbarschaft“ vermieden werden müssen. Es müssen, falls erforderlich, auch Vorsorgemaßnahmen getroffen werden, um solche Umwelteinwirkungen und Gefahren zu verhindern.

Somit ist es unerlässlich, im Rahmen des Genehmigungsprozesses für den geplanten Betrieb einer WEA einen Nachweis über das Gefährdungspotenzial hinsichtlich Eiswurf und Eisfall zu erbringen. Falls erforderlich, müssen Vorsorgemaßnahmen getroffen werden, um die Gefährdung von Personen, die sich im Umfeld der WEA aufhalten können, zu minimieren.

2 Aufgabenstellung und Standort

Die I17-Wind GmbH & Co. KG wurde damit beauftragt, ein Gutachten zum Eiswurf und Eisfall von WEA unter Berücksichtigung der in Tabelle 2.1 aufgeführten und in Abbildung 2.1 dargestellten WEA zu erstellen. Der Auftraggeber plant die Errichtung von zwei WEA des Typs Enercon E-160 EP5 E3 R1 / 5.560 kW auf 119.8 m Nabenhöhe und einer WEA des Typs Enercon E-138 EP3 E3 / 4.260 kW auf 110.2 m Nabenhöhe am Standort BWP BB Wind Erweiterung in Schleswig-Holstein.

Untersucht wird das durch den Betrieb der WEA W1 – W3 entstehende Risiko auf die umliegenden Verkehrs-, Wald- und Feldwege sowie Flächen, auf denen sich potenziell Personen aufhalten oder am Straßenverkehr teilnehmen können. Sofern Schutzobjekte, welche im Rahmen der Risikobewertung untersucht werden, durch weitere neu geplante oder Bestands-WEA einem Risiko ausgesetzt sind, werden diese WEA in der Risikobewertung berücksichtigt.

Im vorliegenden Gutachten werden zusätzlich die WEA W9 – W14, W16 und W24 – W27 im Rahmen der Risikobewertung, berücksichtigt.

Wenn über den Betriebsmodus keine Informationen in den Eingangsdaten vorliegen, wird stets der Betriebsmodus für die Berechnungen herangezogen, der die konservativsten Ergebnisse liefert, was dem offenen, nicht leistungsreduzierten Betriebsmodus entspricht.

Im vorliegenden Gutachten beziehen sich alle WEA-Bezeichnungen auf die interne, laufende W-Nummer.

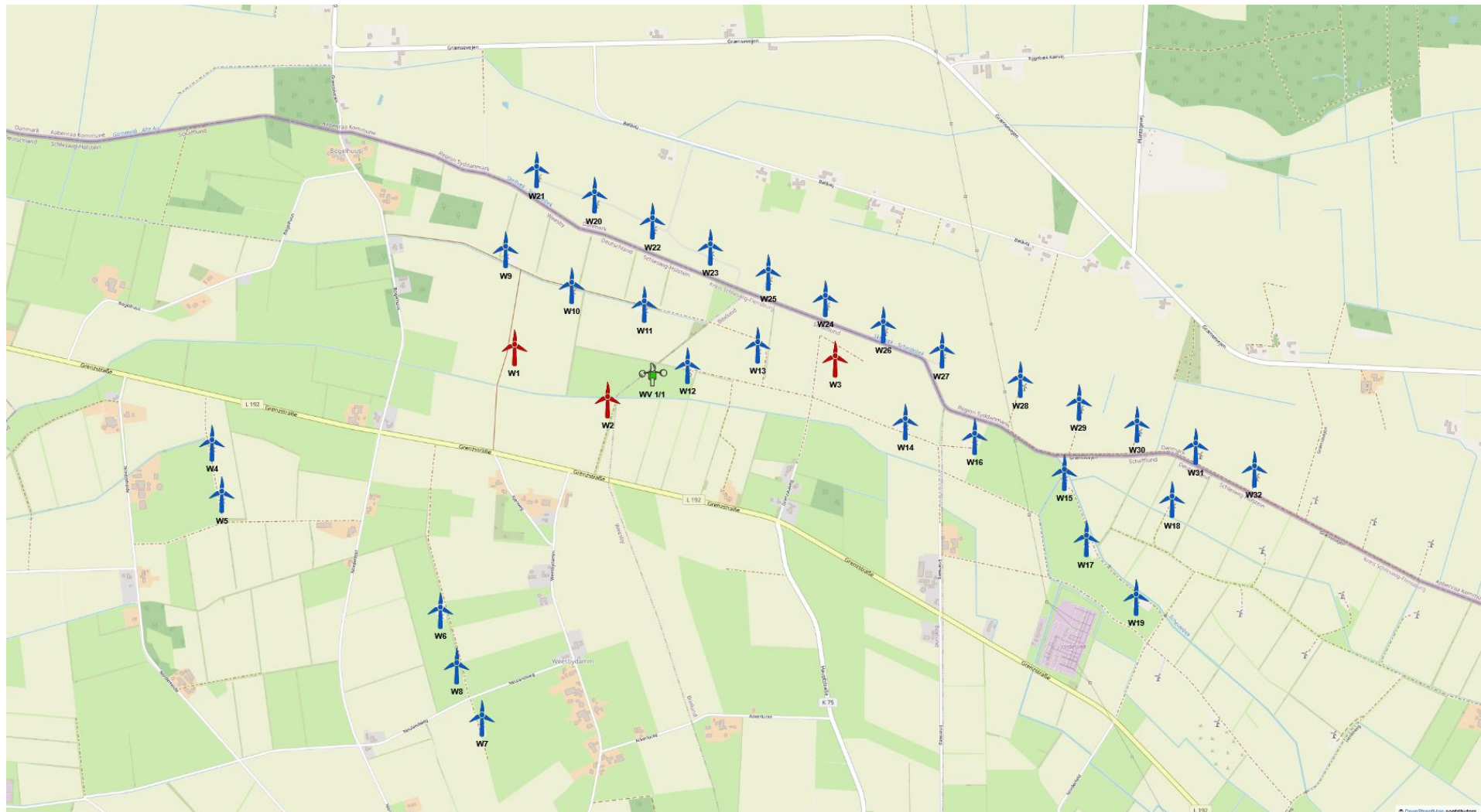
2.1 Windparklayout

In der folgenden Tabelle 2.1 wird die vom Kunden in [20.1] übermittelte, zu untersuchende Windparkkonfiguration dargestellt.

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration [20.1]

Interne W-Nr.	Bezeichnung Auftraggeber	Neu / Bestand	UTM ETRS89 Zone 32		Hersteller	WEA Typ	NH [m]	D [m]	Betriebsmodus	FEH [m]	P _N [kW]
			X [m]	Y [m]							
W1	WEA 1	Neu	509965	6079600	Enercon	E-160 EP5 E3 R1 / 5.560 kW	119.8	160.0	OM 0s	0.0	5560
W2	WEA 2	Neu	510417	6079349	Enercon	E-160 EP5 E3 R1 / 5.560 kW	119.8	160.0	OM 0s	0.0	5560
W3	WEA 3	Neu	511520	6079549	Enercon	E-138 EP3 E3 / 4.260 kW	110.2	138.3	OM 0s	0.0	4260
W4	-	Bestand	508505	6079136	Enercon	E-101 / 3.050 kW	99.0	101.0	-	0.0	3050
W5	-	Bestand	508551	6078885	Enercon	E-101 / 3.050 kW	99.0	101.0	-	0.0	3050
W6	-	Bestand	509612	6078330	Senvion	3.2M114	93.0	114.0	-	0.0	3200
W7	-	Bestand	509812	6077810	Senvion	3.2M114	93.0	114.0	-	0.0	3200
W8	-	Bestand	509691	6078062	Enercon	E-138 EP3 E3 / 4.260 kW	96.0	138.3	-	0.0	4260
W9	-	Bestand	509924	6080069	Senvion	3.2M114	93.0	114.0	Standard	0.0	3200
W10	-	Bestand	510243	6079899	Senvion	3.2M114	93.0	114.0	Standard	0.0	3200
W11	-	Bestand	510596	6079808	Senvion	3.2M114	93.0	114.0	Standard	0.0	3200
W12	-	Bestand	510806	6079514	Senvion	3.2M114	93.0	114.0	Standard	0.0	3200
W13	-	Bestand	511144	6079614	Senvion	3.2M114	93.0	114.0	Standard	0.0	3200
W14	-	Bestand	511858	6079246	Senvion	3.2M114	93.0	114.0	Standard	0.0	3200
W15	-	Bestand	512631	6079003	Senvion	3.2M114	123.0	114.0	-	0.0	3200
W16	-	Bestand	512196	6079176	Senvion	3.2M114	93.0	114.0	Standard	0.0	3200
W17	-	Bestand	512736	6078683	Senvion	3.2M114	123.0	114.0	-	0.0	3200
W18	-	Bestand	513153	6078872	Senvion	MM92	100.0	92.5	-	0.0	2050
W19	-	Bestand	512978	6078401	Senvion	3.2M114	123.0	114.0	-	0.0	3200
W20	-	Bestand	510350	6080335	NEG Micon	NM64C-1500	60.0	64.0	-	0.0	1500
W21	-	Bestand	510072	6080456	NEG Micon	NM64C-1500	60.0	64.0	-	0.0	1500
W22	-	Bestand	510633	6080209	NEG Micon	NM64C-1500	60.0	64.0	-	0.0	1500
W23	-	Bestand	510912	6080086	NEG Micon	NM64C-1500	60.0	64.0	-	0.0	1500
W24	-	Bestand	511472	6079839	NEG Micon	NM64C-1500	60.0	64.0	-	0.0	1500
W25	-	Bestand	511194	6079962	NEG Micon	NM64C-1500	60.0	64.0	-	0.0	1500
W26	-	Bestand	511753	6079713	NEG Micon	NM64C-1500	60.0	64.0	-	0.0	1500
W27	-	Bestand	512034	6079590	NEG Micon	NM64C-1500	60.0	64.0	-	0.0	1500

Interne W-Nr.	Bezeichnung Auftraggeber	Neu / Bestand	UTM ETRS89 Zone 32		Hersteller	WEA Typ	NH [m]	D [m]	Betriebsmodus	FEH [m]	P _N [kW]
			X [m]	Y [m]							
W28	-	Bestand	512414	6079450	Vestas	V90-2.0 MW	60.0	90.0	-	0.0	2000
W29	-	Bestand	512698	6079343	Vestas	V90-2.0 MW	60.0	90.0	-	0.0	2000
W30	-	Bestand	512982	6079236	Vestas	V90-2.0 MW	60.0	90.0	-	0.0	2000
W31	-	Bestand	513265	6079130	Vestas	V90-2.0 MW	60.0	90.0	-	0.0	2000
W32	-	Bestand	513548	6079021	Vestas	V90-2.0 MW	60.0	90.0	-	0.0	2000



✈ Neuanlagen
 ✈ Bestandsanlagen
 ✈ Referenzwindverteilung
 ✈ Referenzwindverteilung

Abbildung 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration (Übersicht); Kartenmaterial: [3.1, 3.2]

2.2 Zu Grunde gelegte Windverhältnisse

Es wurden ganzjährige, auf Vereisungsereignisse gefilterte standortbezogene Windverhältnisse, unterteilt in 12 Sektoren, zu Grunde gelegt [20.2]. Diese werden als richtig und für den Standort repräsentativ vorausgesetzt.

Um die Windverhältnisse auf Nabenhöhe am jeweiligen Anlagenstandort zu ermitteln, werden die Daten der Windverhältnisse [20.2] auf die notwendigen Höhen umgerechnet, sofern diese nicht bereits auf Nabenhöhe vorliegen. Die Umrechnung erfolgt auf Basis eines logarithmischen Windprofils und des am Standort der Windverteilung ermittelten Höhenexponenten α . Bei der vertikalen Umrechnung wird der Formparameter k als invariant mit der Höhe angenommen und lediglich der Skalenparameter A umgerechnet. Eine horizontale Umrechnung vom Standort der Winddaten zu den jeweiligen WEA-Standorten erfolgt nicht. Liegen in [20.2] mehrere Windverteilungen vor, werden diese den jeweiligen WEA zugeordnet. Tabelle 2.2 führt die in [20.2] übermittelten Windbedingungen am Standort auf.

Die Windverteilung bildet die Basis für die Simulation der Flugbahnen eines Eisstücks. Entsprechend der Verteilung der sektoriellen Häufigkeit p sowie den sektoriellen Weibullparametern A und k werden zufallsbasiert eine Windrichtung und eine Windgeschwindigkeit ermittelt, welche für ein spezifisches Wurfereignis zu Grunde gelegt werden.

Tabelle 2.2: Windverhältnisse am Standort WV 1/1 [20.2]

UTM ETRS89 Zone 32			A [m/s]	k [-]	p [%]
X [m]	Y [m]	h _{wv} [m]			
510634	6079499	115.0			
Sektor Windrichtung [°]					
N 0			6.72	2.58	8.12
NNO 30			6.86	2.87	9.46
ONO 60			7.87	2.98	14.22
O 90			8.52	3.19	12.33
OSO 120			8.33	3.32	14.81
SSO 150			8.09	3.47	11.03
S 180			7.41	3.13	9.01
SSW 210			7.45	2.71	6.20
WSW 240			5.93	1.86	3.55
W 270			5.08	1.82	2.97
WNW 300			5.75	1.69	3.54
NNW 330			6.57	2.07	4.77

3 Standortanalyse

3.1 Vereisungspotenzial

Die Vereisung von Windenergieanlagen hängt von vielen Faktoren ab. Neben Windgeschwindigkeit, Luftfeuchtigkeit und Lufttemperatur spielen auch Betriebskennwerte der WEA und topografische Eigenschaften des Standorts eine entscheidende Rolle, um die Vereisungsbedingungen zu beschreiben. Diese Vielzahl von Einflussfaktoren macht es nur bedingt möglich, das Vereisungspotenzial allein auf Basis meteorologischer Größen zu bestimmen.

Vereisung kann verschiedene Erscheinungstypen an WEA verursachen [5]:

- **Raureif:** Dabei setzen sich unterkühlte Wassertropfen der Umgebungsfeuchtigkeit auf den Bauteilen der WEA ab und gefrieren direkt. Dieser Prozess kann weichen Raureif mit einer Dichte von $200 \frac{kg}{m^3} - 600 \frac{kg}{m^3}$ bei kleinen Tropfen und harten Raureif mit einer Dichte von $600 \frac{kg}{m^3} - 900 \frac{kg}{m^3}$ bei großen Tropfen erzeugen.
- **Klareis:** Hierbei bildet sich zunächst ein Wasserfilm aus dem abgesetzten Wasser aus Wolken und Nebel auf den Bauteilen der WEA, der eine Temperatur nahe $0^\circ C$ hat. Anschließend gefriert der Wasserfilm auf der Oberfläche, was zu Eis mit einer Dichte von etwa $900 \frac{kg}{m^3}$ führt.
- **Nassschnee:** Dabei trifft teilweise geschmolzener Schnee auf die Oberfläche der WEA und bildet eine Schicht, die anschließend gefriert. Nassschnee hat eine Dichte von $300 \frac{kg}{m^3} - 600 \frac{kg}{m^3}$.
- **Eisregen:** Hierbei entsteht durch das Gemisch aus gefrorenem Eis und Regentropfen eine Klareisschicht auf der Oberfläche der WEA.

Untersuchungen, welche die großflächigen Vereisungsbedingungen auf Basis gemessener Wetterdaten in Deutschland analysieren, zeigen, dass die Kombination verschiedener Vereisungsereignisse (gefrierender Regen, nasser Schnee, In-Wolken-Vereisung) valide Daten liefern kann, wenn sie durch die Interpolation von Wetterdaten räumlich aufgelöst werden [4]. Der Deutsche Wetterdienst (DWD) stellt eine großflächige Vereisungskarte für Deutschland [15] bereit, die gemittelte Vereisungsdaten mit einer Auflösung von $1 km \times 1 km$ über einen Zeitraum von 30 Jahren umfasst. Des Weiteren werden in [4] Vergleichsuntersuchungen hinsichtlich der Vereisungsbedingungen in Deutschland an 74 (67 nach Bereinigung) Wetterstationen durchgeführt. Hierfür werden Wetterereignisse mit gefrierendem Regen, Nassschneeereignissen und Eisbildung in Wolken untersucht. Diese Untersuchungen zeigen, dass für Standorte, die weder als hochgelegen-exponiert noch als geschützt anzusehen sind, die Anzahl der Vereisungsereignisse gut durch eine Exponentialfunktion abgebildet werden kann. Im Rahmen der hier durchgeführten Untersuchung werden die WEA-Standorte hinsichtlich dieses Kriteriums überprüft. Sofern die Topografie des Standortes keine Hinweise auf eine hochgelegen-exponierte oder geschützte Lage zeigt, wird die in [4] dargestellte Exponentialfunktion für die Bestimmung der Vereisungstage zu Grunde gelegt. Andernfalls wird die Anzahl der Vereisungstage am Standort anhand der großflächigen Vereisungskarte für Deutschland [15] ermittelt. In Tabelle 3.1 sind die für den Standort angesetzten Vereisungstage dargestellt.

Tabelle 3.1: Zugrunde gelegte Vereisungstage am Standort

Standort	Vereisungstage
BWP BB Wind Erweiterung	6.4

Nachdem die Anzahl der anzunehmenden Vereisungsereignisse pro Jahr ermittelt wurde, kann die Anzahl der betrachteten Eisobjekte pro Vereisungsereignis berechnet werden. Am Alpine Test Site

Gütsch wurden Eiswurfereignisse beobachtet und dokumentiert [5, 6]. Im Rahmen der Untersuchung wurde über einen Zeitraum von mehreren Jahren bei einer Enercon E-44 Eisstücke, welche von der WEA geworfen wurden oder gefallen sind, dokumentiert.

Im Folgenden werden die Erkenntnisse aus [5, 6] im Rahmen einer Ähnlichkeits-Vergleichsrechnung auf die Geometrie der geplanten WEA umgerechnet – basierend auf dem Quadrat des Rotordurchmessers. Aufgrund der in [5] diskutierten Unsicherheit hinsichtlich der dokumentierten Eisstücke wird von einer Dunkelziffer von 100 % ausgegangen. Die hier dargestellten Ergebnisse sind folglich als konservativ anzusehen. Die in [5, 6] untersuchte WEA hat einen Rotordurchmesser von 44 m, womit sich ein Quadrat des Rotordurchmessers von 1936 m² ergibt. Dieses wird mit dem Quadrat des Rotordurchmessers der am Standort geplanten WEA ins Verhältnis gesetzt. Mit diesem Verhältnis wird die Anzahl der anzusetzenden Eisstücke vom dem Standort Gütsch auf den hier untersuchten Standort skaliert.

Tabelle 3.2: Anzahl der betrachteten Eisstücke am Standort pro Jahr

Geplanter WEA-Typ	D [m]	D^2 [m ²]	Eisobjekte/Jahr
E-160 EP5 E3 R1 / 5.560 kW	160.0	25600	1066
E-138 EP3 E3 / 4.260 kW	138.3	19127	797

3.2 Eiswurf und Eisfall

Eisfragmente, die aus beträchtlicher Höhe und mit erheblicher Geschwindigkeit herabfallen, stellen eine Gefahr für Verkehrsteilnehmer im betroffenen Umkreis dar. Für Personen, die sich im Freien aufhalten, stellen die Eisfragmente eine direkte Gefahr dar, da sie durch diese verletzt werden können. Bei einem Kopftreffer durch ein Eisfragment kann konservativ von einer tödlichen Verletzung ausgegangen werden. Auch für Personen, die sich in einem Fahrzeug innerhalb der Gefahrenzone befinden, besteht die Gefahr, dass durch einen Einschlag Schäden am Fahrzeug entstehen, die zu einem Unfall führen können. Ein maßgebender Faktor für die Berechnung von Eiswurf sind die Betriebsparameter der zu betrachtenden WEA. Dabei sollte zunächst zwischen Eiswurf und Eisfall unterschieden werden. Bei Eiswurf werden die spezifischen Betriebsmodi zur Berechnung der Flugweiten herangezogen, um die durch die Rotation der Rotorblätter entstehenden Kräfte zu berücksichtigen. Somit werden die Abwurfbedingungen für das jeweilige Eisstück über die Parameter des Betriebsmodus und die zugrunde gelegte Windverteilung definiert. Bei der Betrachtung von Eisfall hingegen sind die Drehzahlen deutlich geringer, da sich die betrachtete WEA im Trudelbetrieb befindet. Weitere auf das Eisstück wirkende Kräfte (z.B. Wind) bleiben davon unberührt.

3.3 Eiserkennungssysteme

Ein Eiserkennungssystem sorgt dafür, dass bei detektiertem Eisansatz die betreffende WEA in den Trudelbetrieb versetzt wird. Somit folgt die WEA nicht mehr der Kennlinie für den Normalbetrieb, sondern der Kennlinie für den Trudelbetrieb. Ein Normalbetrieb unter Vereisungsbedingungen wird somit ausgeschlossen und in den vorgenommenen Berechnungen nicht berücksichtigt. Die Windnachführung bleibt jedoch unberührt von dem Wechsel in den Trudelbetrieb.

Als risikominimierende Maßnahme besteht die Möglichkeit, die Nachführung nach Erkennen eines Eisansatzes abzuschalten und die betreffende WEA nach Eiserkennung in einem definierten Azimut-Winkel zu halten. In dem hier vorliegenden Gutachten wird keine Bewertung des Eiserkennungssystems vorgenommen. Es wird davon ausgegangen, dass ein funktionsfähiges Eiserkennungssystem installiert ist. Somit werden die Betriebsparameter des Trudelbetriebs angesetzt [19].

3.4 Berechnung der Flugbahnen

3.4.1 Simulation der Flugbahnen

Für die Berechnung der Flugbahn eines Eisfragments werden die in [1] beschriebenen Erkenntnisse zur Beschreibung der Flugbahnen von Eisblöcken einer WEA verwendet. Mit diesem Modell kann unter Berücksichtigung der meteorologischen Bedingungen am Standort sowie der spezifischen Charakteristika der WEA die Bahnkurve eines Eisblocks bestimmt werden [16].

Die folgenden Parameter werden bei der Beschreibung der Bahnkurve berücksichtigt:

- m : Masse des Eisstücks [kg]
- x_0, y_0, z_0 : Startposition des Eisstücks [m]
- V_x, V_y, V_z : partielle Startgeschwindigkeiten des Eisstücks $\left[\frac{m}{s}\right]$
- ρ : Luftdichte am Standort $\left[\frac{kg}{m^3}\right]$
- C_D : Strömungswiderstandskoeffizient des Eisstücks [-]
- A : Referenzfläche des Eisstücks [m²]
- $V(z)$: höhenabhängige Windgeschwindigkeit $\left[\frac{m}{s}\right]$ (wird während der Wurfbewegung auf die jeweilige Höhe des Eisstücks umgerechnet)
- NH : Nabenhöhe [m]
- D : Rotordurchmesser [m]

Das folgende Gleichungssystem beschreibt die resultierenden Kräfte während der Flugphase eines Eisblocks [16]. Zusammen mit den Initialbedingungen für das Eisstück (x_0, y_0, z_0 und V_x, V_y, V_z), kann die Flugbahn eines Eisstücks mithilfe dieser Gleichungen beschrieben werden. Zusätzlich findet in dem Modell ein digitales Geländemodell Anwendung. Die STRM-Daten (Shuttle Radar Topography Mission) sind mit einer Auflösung von einer Winkelsekunde (ca. $30\text{ m} \times 30\text{ m}$) hinterlegt. Sofern die Topografie am Standort es erfordert, wird während der Integration der Flugbahn die Flughöhe laufend mit den Höhendaten abgeglichen, um den Schnittpunkt mit der Geländeoberfläche zu ermitteln. Um den Verlauf des Geländeprofiles zwischen den Rasterpunkten zu berücksichtigen, wird die Flugweite entsprechend der Differenz zwischen den beiden Geländehöhen, in denen die Geländehöhe erstmals erreicht wird, interpoliert.

$$\begin{aligned}
 m \frac{\partial^2 x}{\partial t^2} &= -\frac{1}{2} \rho C_D A \left(\frac{\partial x}{\partial t} - V \right) |U| \\
 m \frac{\partial^2 y}{\partial t^2} &= -\frac{1}{2} \rho C_D A \left(\frac{\partial y}{\partial t} \right) |U| \\
 m \frac{\partial^2 z}{\partial t^2} &= -mg - \frac{1}{2} \rho C_D A \left(\frac{\partial z}{\partial t} \right) |U| \\
 |U| &= \sqrt{\left[\left(\frac{\partial x}{\partial t} - V \right)^2 + \left(\frac{\partial y}{\partial t} \right)^2 + \left(\frac{\partial z}{\partial t} \right)^2 \right]}
 \end{aligned}$$

Das oben abgebildete Gleichungssystem liefert jeweils die Flugbahn eines Eiswurfereignisses. Damit eine Aussage über die Risiken bezüglich Eiswurf bzw. Eisfall durch die geplante WEA getroffen werden kann, muss die Berechnungsmethode mit einer statistischen Methode gekoppelt werden. Im Rahmen einer Monte-Carlo-Simulation werden für jede berechnete Flugbahn die Eingangsparameter zufällig anhand probabilistischer Werteverteilungen ermittelt. Die Häufigkeitsverteilung der Zufallsparameter

entspricht den standortspezifischen Gegebenheiten oder wird aus standortübergreifenden Untersuchungen abgeleitet.

3.4.2 Randbedingungen

Für die Berechnung der Flugbahnen werden die folgenden Annahmen getroffen. Diese basieren auf der verfügbaren Datengrundlage oder wurden stets konservativ gewählt:

- Die Berechnungen werden auf Basis einer ganzjährigen Windstatistik durchgeführt, die eine Sektorbreite von 30° aufweist. Die Häufigkeit der Windrichtungen innerhalb eines Sektors wird als gleichverteilt angenommen.
- Die Luftdichte für den WEA-Standort wird repräsentativ für Vereisungsbedingungen auf $1.3 \frac{kg}{m^3}$ angenommen und als höheninvariant angesehen.
- Die Massenverteilung der Eisstücke entlang des Rotorradius wird nach einer Eismassenverteilung gemäß IEC 61400-1 [7] angenähert.
- Die Vereisungstage gemäß DWD [15] basieren auf Wetterereignissen der vergangenen 40 Jahre und werden als repräsentativ für die Betriebslebensdauer angenommen.
- Im Rahmen der Simulation werden alle relevanten Variablen auf Basis von Häufigkeitsverteilungen erzeugt. Interne Untersuchungen haben gezeigt, dass eine Stichprobe von 100.000 zufällig generierten Einzelereignissen repräsentativ für die Untersuchung ist. Das bedeutet, dass die im Zusammenhang mit einer Zufalls-Simulation resultierenden Schwankungen der Ergebnisse aufgrund der großen Stichprobe als vernachlässigbar anzusehen sind.
- Es liegen nur wenige empirische Studien über die Anzahl der Eiswurfereignisse pro Vereisungstag vor. Das Ansetzen der Untersuchungsergebnisse gemäß [5] mit einem Unsicherheitszuschlag von 100 % wird jedoch als konservativ bewertet.

3.5 Ermittlung der zu untersuchenden Gefährdungszonen

Als potenzielle Gefährdungszone wird der Bereich innerhalb eines Abstands der 1.5-fachen Summe aus Nabenhöhe und Rotordurchmesser angesehen [1]. In der folgenden Abbildung 3.1 wird dieser Bereich im Umkreis der zu untersuchenden WEA dargestellt.

Durch die Gefährdungszone verlaufen Straßen und Wege, die von Personen genutzt werden. Falls es bei einem Weg mehrere Möglichkeiten gibt, diesen zu befahren oder zu laufen, wird stets der kritische Pfad (mit dem höheren Risiko) gewählt. Daher sind Routen, die ggf. nicht in die Risikobewertung mit einbezogen werden, durch die betrachteten Routen konservativ abgedeckt. Verkehrswege, bei welchen durch Ihre Streckenführung zu erkennen ist, dass eine Nutzung durch Passanten nicht zu erwarten ist, da diese lediglich z.B. als Zuwegung eines Feldes dienen, werden nicht als Schutzobjekt betrachtet. Andernfalls würde das berechnete Risiko stark überbewertet werden. Für sich zufällig auf diesen Wegen aufhaltende Personen ergibt sich demnach kein signifikantes Risiko.

Die Zugangswege zu den WEA, die an den Anlagen enden und nicht Teil eines ausgedehnten Wegenetzes sind, werden nicht als prioritäre Schutzobjekte angesehen, da sie primär für den Zugang von qualifiziertem Fachpersonal zu den WEA vorgesehen sind. Es ist jedoch empfohlen, angemessene Warnhinweise an diesen Zugangswegen für die Öffentlichkeit anzubringen.

Flächen, die keine Straßen oder Wege sind, für die ein Betreten durch Personen aber erwartbar ist und die eine Anbindung an das Verkehrswegenetz aufweisen, werden im Regelfall als Aufenthaltsflächen berücksichtigt. Dazu zählen beispielsweise Parkplätze, Spielplätze und Gärten. Überdachte Flächen werden nicht als relevante Aufenthaltsfläche angesehen, da der Aufenthalt dort vor Eiswurf bzw. Eisfall schützt.

Für das Schutzobjekt Nebenwege wurden konservativ abdeckend alle Wege zusammen als ein Schutzobjekt betrachtet. Die Ergebnisse decken somit auch die Nutzung einzelner Abschnitte des Schutzobjekts ab.

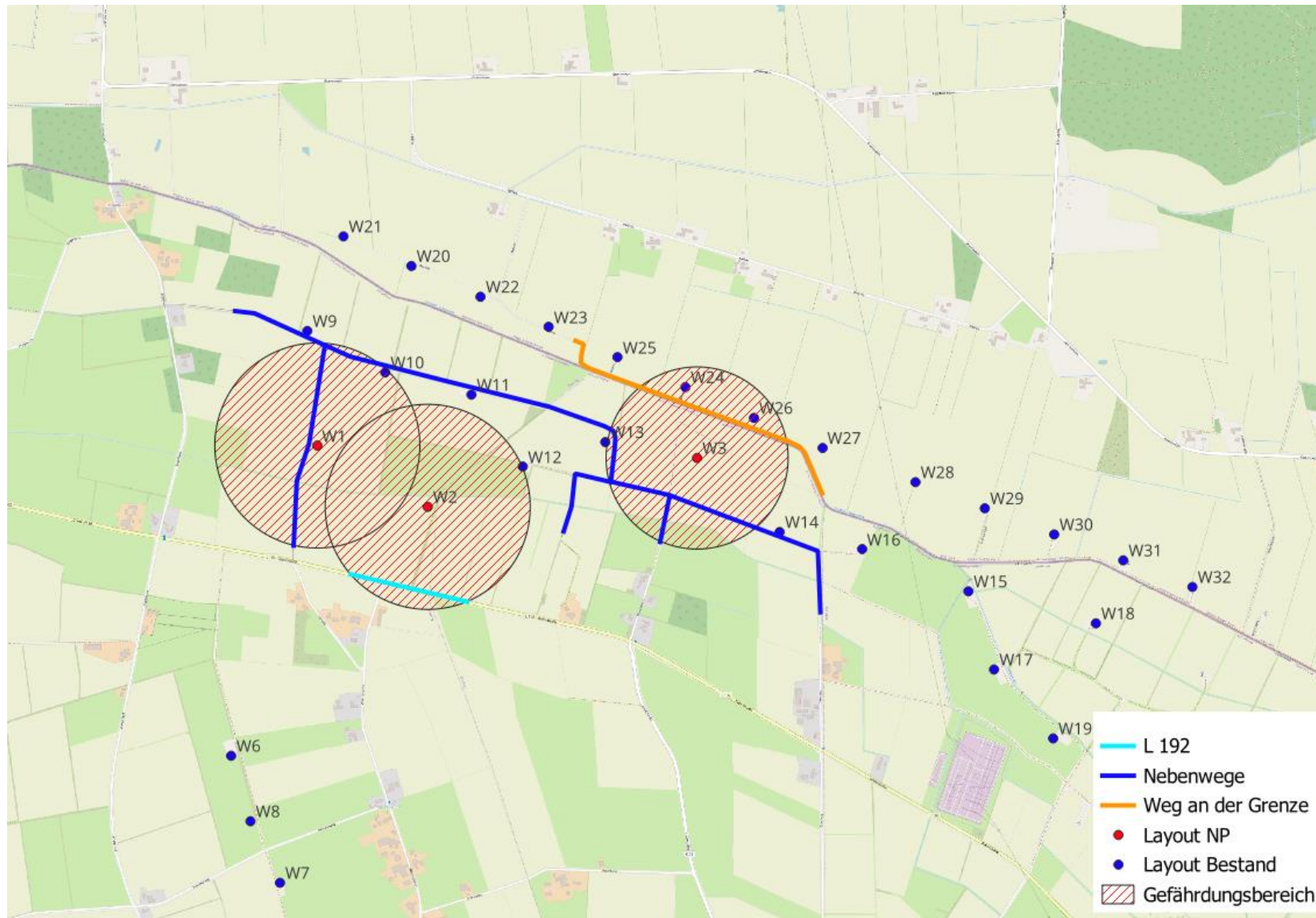


Abbildung 3.1 :Zu untersuchende Gefährdungszonen [3.1, 3.3]

In den in Abbildung 3.1 dargestellten Gefährdungszonen befinden sich die in der Tabelle 3.3 aufgelisteten Schutzobjekte.

Um das Risiko für Personen, die sich innerhalb dieser Gefährdungszonen auf einem der Schutzobjekte aufhalten, zu bewerten, werden, sofern relevant, auch weitere, nicht in diesem Gutachten zu bewertende WEA in die Risikobewertung mit einbezogen. Zuwegungen und Arbeitsflächen der WEA werden nicht in der Risikobetrachtung berücksichtigt. Personen, die sich auf dieser Fläche aufhalten, stehen in direktem Bezug zu den WEA und sind sich somit über die Risiken im Zusammenhang mit Eiswurf bzw. Eisfall bewusst, wodurch die Risikoakzeptanz steigt. Daher sind sie nicht als kritische Personen in der Risikobetrachtung zu berücksichtigen.

Tabelle 3.3: Zu untersuchende Schutzobjekte

Schutzobjekt	Für die Risikobewertung berücksichtigte WEA
L 192	W2
Nebenwege	W1, W3, W9, W10, W11, W12, W13, W14, W16
Weg an der Grenze	W3, W24, W25, W26, W27

4 Gültigkeit der Ergebnisse

Die in diesem Gutachten dargestellten Ergebnisse sind von verschiedenen Eingangsgrößen abhängig, wie dem WEA-Standort, dem WEA-Typ, der Nabenhöhe, dem Betriebsmodus und der Windverteilung. Wenn sich einzelne oder mehrere dieser Eingangsdaten ändern, kann die Gültigkeit der Simulationsergebnisse nicht mehr gewährleistet werden. Wenn sich die Datengrundlage der zu bewertenden Objekte ändert, ist ebenso eine erneute Bewertung der Gesamtsituation erforderlich. Sollten sich Daten hinsichtlich der Aufenthaltshäufigkeit und -dauer von Personen im Umfeld der WEA ändern, ist ebenfalls eine Neubewertung erforderlich.

Für die Eingangsgrößen, die für die Simulationen der Flugbahnen relevant sind, kann keine pauschale Aussage über die Konservativität getroffen werden [1]. Bei Änderung der Eingangsparameter (Koordinaten, Nabenhöhe, Rotordurchmesser, Betriebsmodus) ist somit zwingend eine Neubewertung erforderlich.

Es ist darauf hinzuweisen, dass jeder Versuch, Naturphänomene zu beschreiben, mit Unsicherheiten behaftet ist. Die durch die Modellierung bedingten Vereinfachungen ermöglichen lediglich einen einzelnen Wert für das Risiko zu ermitteln. Dieser einzelne Wert stellt häufig nicht das exakte Risiko an jedem Punkt dar, sondern ist ein über eine Fläche approximierter Wert. Weiterhin gibt es bei der Berechnung der Risiken Faktoren, welche zu den Unsicherheiten des Gesamtmodells beitragen [1]. Hierzu zählen die Faktoren:

- Windverteilung
- Masse und Form der Eisstücke
- Anzahl der Fragmente
- Relevanter Einwirkungsbereich
- Expositionszeiträume der betrachteten Personen
- Risikoakzeptanzkriterien
- Wirksamkeit empfohlener Maßnahmen

Die in dieser Analyse gewählten Annahmen sind stets mit dem nötigen Konservatismus gewählt, insbesondere wenn Unsicherheiten in der Datengrundlage zu erwarten sind. Dadurch wird die Gültigkeit der Ergebnisse hinsichtlich der getroffenen Annahmen weiterhin gewährleistet.

5 Einordnung der Schutzobjekte

5.1 Expositionszeiten

Damit die Risikobewertung weitestgehend einheitlich durchgeführt werden und dabei trotzdem die vor Ort vorherrschenden Gegebenheiten realistisch abgebildet werden können, werden die Wege in Nutzungskategorien hinsichtlich ihrer Nutzungshäufigkeit unterteilt. Die folgenden, in Tabelle 5.1 dargestellten Nutzungskategorien wurden in Anlehnung an [1] definiert:

Tabelle 5.1: Nutzungskategorien von Wegen

Nutzungskategorie	Beschreibung
Regelmäßige Nutzung	Aufgrund der Beschaffenheit des Weges, seiner Zugänglichkeit sowie seiner Nähe zu Ortschaften ist davon auszugehen, dass dieser Weg regelmäßig, nahezu täglich, von Spaziergängern oder Joggern frequentiert wird. Dabei genügt es, wenn bereits ein einzelner Spaziergänger oder Jogger diesen Weg regelmäßig nutzt.
Häufige Nutzung	Bei Wegen dieser Art sind nicht alle Merkmale der Kategorie „Regelmäßige Nutzung“ zutreffend. Beispielsweise kann eine größere Entfernung zu Ortschaften sowie eine eingeschränkte Zugänglichkeit dazu führen, dass davon ausgegangen werden kann, dass der Weg zwar nicht täglich, aber dennoch häufig von Spaziergängern oder Joggern genutzt wird.
Gelegentliche Nutzung	In diese Kategorie fallen Wege, die zwar klar als solche erkennbar sind, jedoch eindeutig nicht als Hauptwege gelten. Ihre Ausbaustufe und Erreichbarkeit deuten auf eine nur gelegentliche Nutzung hin.
Seltene Nutzung	In diese Kategorie fallen Wege, die noch als solche erkennbar sind, deren Zustand und Erreichbarkeit jedoch auf eine seltene Nutzung hinweisen.
Normalerweise nicht genutzter Weg	Wege, die aus der Vogelperspektive kaum noch sichtbar sind, eindeutig nur als Zufahrtswege für die Forst- oder Landwirtschaft dienen oder sehr weit von der nächsten Wohnbebauung entfernt liegen, werden als in der Regel unbenutzt angesehen. Die Exposition wird in diesem Fall anhand einer Person bewertet, die sich zufällig an diesem Ort aufhält.

Die Witterungsbedingungen haben insbesondere bei Wegen und Flächen, deren Nutzung der Naherholung oder Freizeitgestaltung dient, einen Einfluss auf die Nutzungshäufigkeiten. Bei der Bestimmung der Nutzungskategorie eines Schutzobjekts wird somit die bei Eisansatz erwartbare Nutzungshäufigkeit herangezogen.

Für Autofahrer wird das kollektive Risiko berücksichtigt, wenn von einer durchschnittlichen Verkehrsdichte von mehr als 100 Fahrzeugen pro Tag ausgegangen wird. Dies wird grundsätzlich für alle Straßen angenommen. Das individuelle Risiko eines einzelnen Fahrers bei einer einfachen Fahrt wird ermittelt und anschließend mit der Anzahl der Fahrzeuge multipliziert, um das kollektive Risiko zu bestimmen. Sofern Daten zu der Nutzungshäufigkeit vorliegen, wird auf diese zurückgegriffen. Falls keine Daten vorliegen, erfolgt eine konservative Schätzung der Verkehrsdichte. Für die Risikobewertung werden die folgenden in der Tabelle 5.2 zusammengefassten Nutzungshäufigkeiten zu Grunde gelegt.

Tabelle 5.2: Nutzungshäufigkeiten der Schutzobjekte

Schutzobjekt	Nutzungshäufigkeit
L 192	600 Fz. / Tag
Nebenwege	Gelegentliche Nutzung
Weg an der Grenze	Gelegentliche Nutzung

5.2 Wirkungsbereich der einfallenden Eisstücke

Zur Ermittlung der Auftreffwahrscheinlichkeit müssen die Querschnittsfläche des Eisstücks und die relevante Trefferfläche herangezogen werden. Für die Querschnittsfläche der Eisstücke werden gemäß [1] die Eisstücke als Punktmasse angenommen. Für die relevante Trefferzone werden in der Risikoanalyse die folgenden Werte angesetzt [1]:

- **Fußgänger:**
 - **Kopftreffer:** Relevante Aufprallfläche 0.04 m^2 mit einer konservativ angenommenen tödlichen Trefferfolge.
 - **Rumpftreffer:** Relevante Aufprallfläche 0.18 m^2 mit konservativ angenommenen schweren Verletzungen als Trefferfolge.
- **Fahrzeuge:**
 - **Windschutzscheibe:** Als relevanter Bereich für eine Unfallfolge wird hier die Windschutzscheibe mit einer Fläche von 2.00 m^2 betrachtet.

Die Konservativität der getroffenen Annahmen wird hier maßgeblich mit der Verteilung der Massen der Eisstücke begründet. Eisstücke mit einem Gewicht von weniger als 100 g haben eine sehr geringe Wahrscheinlichkeit, durch einen Aufprall tödliche Folgen hervorzurufen, machen aber etwa 25 % aller als relevant betrachteten Eisstücke aus [1].

Da Personen in einem Fahrzeug vor direkten Treffern von Eisstücken geschützt sind, kann eine direkte tödliche Folge durch einen Treffer mit einem Eisstück ausgeschlossen werden, jedoch wird hier das Risiko für einen schweren Unfall der Ursache eines Treffers durch ein Eisstück mit einer Wahrscheinlichkeit von 10 % betrachtet [1, 17]. Das bedeutet, dass aus zehn Treffern mit einem Eisstück ein Fahrfehler, welcher zu einem schweren Unfall führt, resultiert.

6 Risikobewertungskriterien

In diesem Gutachten werden Treffer mit potenziell tödlichem Ausgang betrachtet. Es wird davon ausgegangen, dass ein ungeschützter Kopftreffer mit einem Eisstück tödliche Folgen hat. Diese Annahme ist konservativ, da Eisstücke mit einer Masse von weniger als 100 g wahrscheinlich keine tödlichen Verletzungen bei einer getroffenen Person verursachen würden [1]. Für eine Person, die sich in einem Fahrzeug befindet, sind direkte physische Schäden durch das Eisstück ausgeschlossen. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass durch einen Aufprall auf der Windschutzscheibe, bedingt durch die Ablenkung oder den Schrecken des Fahrers, das Unfallrisiko steigt. In dieser Analyse wird in Anlehnung an [1] davon ausgegangen, dass einer von zehn Treffern auf die Windschutzscheibe zu einem Unfall führt. Da keine belastbaren Daten über die Häufigkeit tödlicher Unfälle nach ähnlich gelagerten Ereignissen vorliegen, wird konservativ davon ausgegangen, dass ein solcher Unfall tödlich endet.

6.1 MEM-Prinzip

Als Bewertungsgrundlage für ein akzeptables Risiko, das ein technisches System für Personen hat, wird das Prinzip der Minimalen Endogenen Sterblichkeit (MEM-Prinzip) [8] herangezogen. Dieses Prinzip zielt darauf ab, dass das Risiko eines technischen Systems für Personen auf ein Minimum reduziert wird, sodass es im Einklang mit den menschlichen Überlebensbedürfnissen steht. Es berücksichtigt dabei nicht nur die direkten Risiken, die von der Maschine ausgehen, sondern auch die allgemeine Sterblichkeitsrate und die Wahrscheinlichkeit, dass ein Mensch in einem bestimmten Zeitraum durch andere Ursachen umkommt.

Generell kann jede Maschine einen Gefährdungsbereich haben, in dem für eine Person eine Gefährdung ausgeht [9]. Dieser Gefährdungsbereich wird oft durch die potenziellen Auswirkungen der Maschine definiert, wie zum Beispiel herabfallende Objekte oder gefährliche Emissionen. Um das Risiko angemessen bewerten zu können, muss dieses jedoch in Relation zur allgemeinen Sterblichkeit gesetzt werden. Dies ermöglicht eine Vergleichbarkeit des Risikos über verschiedene Kontexte hinweg und erleichtert die Festlegung von Grenzwerten für akzeptable Risikoniveaus.

In den folgenden Abschnitten werden die in diesem Gutachten zugrunde gelegten Grenzwerte für das individuelle Risiko und das kollektive Risiko dargelegt. Diese Grenzwerte wurden unter Berücksichtigung des MEM-Prinzips sowie relevanter Forschungsergebnisse und Normen festgelegt. Dabei wurden verschiedene Szenarien und Einflussfaktoren berücksichtigt, um sicherzustellen, dass das Risiko für Personen in der Umgebung der geplanten WEA angemessen bewertet wird.

6.2 Festlegen der Grenzwerte für das Individualrisiko

Einen Wert für ein akzeptables individuelles Risiko zu finden, hängt von mehreren Faktoren ab. Beispielsweise ist die Risikoakzeptanz bei einem genauen Verständnis des Risikos höher gegenüber einem unbekannten Risiko. Ebenso ist die Risikoakzeptanz im beruflichen Kontext höher, da Arbeitende für das Risiko eine entsprechende Kompensation (Entlohnung) erhalten, über das Gefahrenpotential informiert sind sowie Schutzausrüstung tragen. Die in diesem Gutachten betrachtete kritische Person steht jedoch weder in einem beruflichen Kontext zu den geplanten WEA, noch wird diese Person Kenntnisse über die durch Eiswurf oder Eisfall von WEA ausgehenden Risiken haben. Aus diesem Grund wird für eine unbeteiligte Person der Grenzwert für das individuelle Risiko festgesetzt. Ein auf internationaler Ebene etablierter Wert für das Risikomanagement hinsichtlich des individuellen Risikos liegt bei 1×10^{-5} Todesfälle pro Jahr [10]. Auf Basis dieses Grenzwertes wird im folgenden Verlauf der Risikoanalyse das individuelle Risiko für die kritische Person bewertet.

6.3 Festlegen der Grenzwerte für das Kollektivrisiko

Bei der Wahl eines Kollektivrisikogrenzwerts geht es um eine Beurteilung der Gefährdung des Straßenverkehrs, die durch die geplante WEA auf die Verkehrsteilnehmer wirkt. Es wird davon ausgegangen, dass das Risiko eines schweren Unfalls – im Zusammenhang mit dem Betrieb einer WEA – durch Eiswurf oder Eisfall nicht signifikant erhöht werden darf. Als signifikant wird in diesem Zusammenhang eine Steigerung des Gefährdungspotenzials um 10 % angesehen [8].

Zur Ermittlung des Risikos, das für eine Person im Straßenverkehr anzunehmen ist, wurden aktuelle Verkehrsstatistiken des Statistischen Bundesamts (Destatis) [11] ausgewertet. Auf Basis der etwa 2.3 Millionen polizeilich erfassten Unfälle aus dem Jahr 2021 wurden in der Gesamtstatistik 395 Unfälle mit Personenschäden pro 1000 km Straßenlänge (außerorts ohne Autobahnen) und 1244 Unfälle mit Personenschäden pro 1000 km Straßenlänge (auf Autobahnen) dokumentiert. Gemeinsam mit den Unfallzahlen für diese Bereiche mit getöteten bzw. schwer verletzten Personen ergibt sich ein Risiko unter Berücksichtigung von Unsicherheitsfaktoren bei der Herleitung für den Straßenverkehr von $10^{-2} \frac{\text{Schwere Unfälle}}{\text{km} \cdot \text{Jahr}}$. Als schwere Unfälle sind hier Unfälle mit Todesfolge und schweren Verletzungen zu verstehen. Unter Berücksichtigung des an das MEM-Kriterium [8] angelehnten, nicht signifikanten Anstiegs des Risikos für den Straßenverkehr ergibt sich ein Kollektiv-Risikogrenzwert von $10^{-3} \frac{\text{Schwere Unfälle}}{\text{km} \cdot \text{Jahr}}$.

6.4 ALARP-Prinzip

Mit den in den Abschnitt 6.2 und Abschnitt 6.3 festgelegten Grenzwerten für das Individualrisiko bzw. Kollektivrisiko lassen sich unter Bezugnahme des ALARP-Prinzips (As Low As Reasonably Practicable) [12, 18] weitere Risikogrenzwerte bestimmen. In der folgenden Abbildung 6.1 werden Risikoakzeptanzbereiche in Anlehnung an das ALARP-Prinzip [12, 18] definiert.

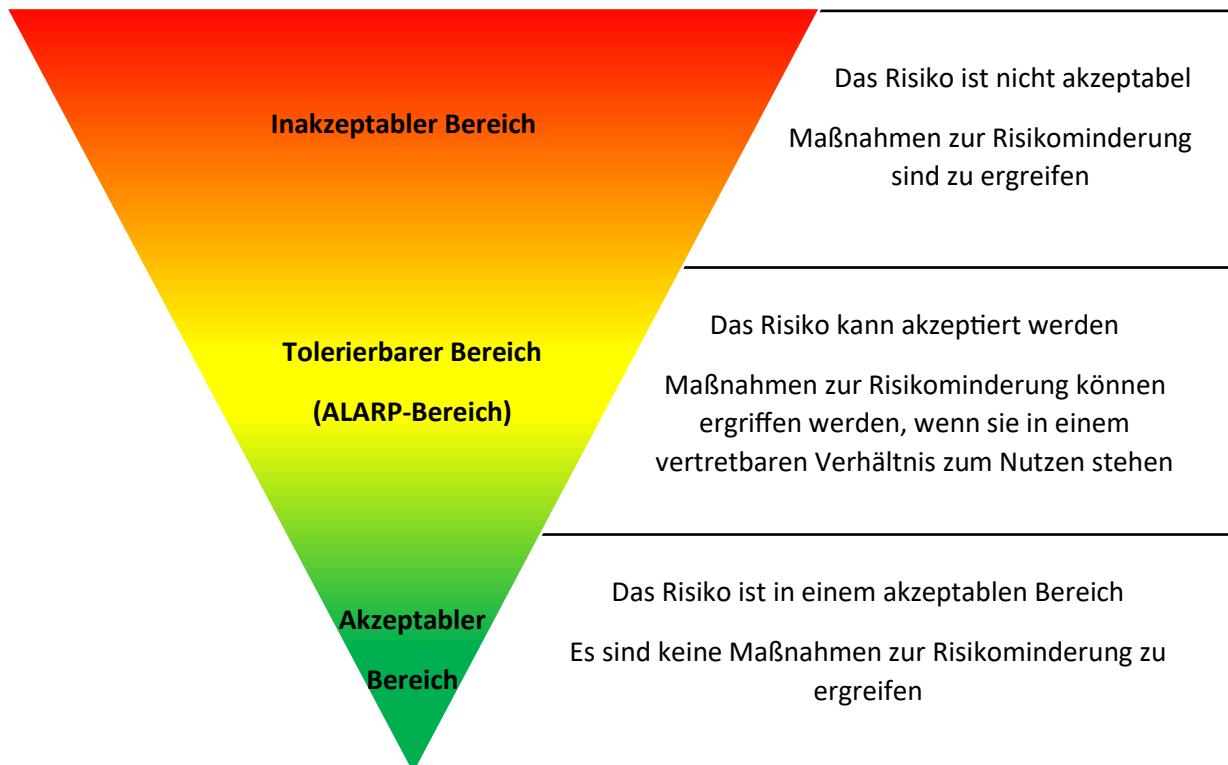


Abbildung 6.1: Übersicht der definierten Risikoakzeptanzbereiche nach dem ALARP-Prinzip [12]

6.5 Zusammenfassung der Grenzwerte für die Risikoanalyse

Weiterhin wird das ALARP-Prinzip genutzt, um zusätzliche Grenzwerte für die Risikoanalyse von Eiswurf oder Eisfall von WEA zu definieren. Die jeweilige obere Grenze des tolerierbaren Risikos wird als die in den Abschnitt 6.2 und Abschnitt 6.3 festgelegten Grenzwerte für das Individualrisiko bzw. Kollektivrisiko festgelegt. Somit gilt für das Individualrisiko $1 \times 10^{-5} \frac{\text{Todesfälle}}{\text{Jahr}}$ als obere Grenze zwischen dem ALARP-Bereich und einem inakzeptablen Risiko. Für das Kollektivrisiko gilt ein Risiko von $1 \times 10^{-3} \frac{\text{Schwere Unfälle}}{\text{km} \cdot \text{Jahr}}$ als obere Grenze zwischen dem ALARP-Bereich und einem inakzeptablen Risiko.

Ausgehend von dem durch das MEM-Kriterium hergeleiteten Grenzwert sind Risiken bis zu zwei Größenordnungen unter dem Grenzwert als akzeptabel anzusehen. In der folgenden Tabelle 6.1 sind die für die Untersuchung zu Grunde gelegten Grenzwerte für Individual- und Kollektivrisiko dargestellt:

Tabelle 6.1: Risikogrenzwerte in Anlehnung an das ALARP-Prinzip

Grenzwerte individuelles Risiko	Grenzwerte kollektives Risiko	Risikobewertung
$> 10^{-5}$	$> 10^{-3}$	inakzeptabler Bereich: Das Risiko liegt in einem inakzeptablen Bereich, Maßnahmen zur Risikominimierung sind zwingend einzuhalten.
$10^{-6} - 10^{-5}$	$10^{-4} - 10^{-3}$	(oberer) tolerierbarer Bereich: Das Risiko liegt im oberen ALARP-Bereich. Maßnahmen zur Risikominimierung werden dringend empfohlen.
$10^{-7} - 10^{-6}$	$10^{-5} - 10^{-4}$	(unterer) tolerierbarer Bereich: Das Risiko liegt im unteren ALARP-Bereich. Maßnahmen zur Risikominimierung sind hinsichtlich ihres Kosten-Nutzen-Verhältnisses zu prüfen.
$10^{-9} - 10^{-7}$	$10^{-7} - 10^{-5}$	akzeptabler Bereich: Das Risiko liegt in einem signifikanten, aber unbedenklichen Bereich. Es besteht kein Handlungsbedarf hinsichtlich risikomindernder Maßnahmen.
$< 10^{-9}$	$< 10^{-7}$	nicht signifikanter Bereich: Das Risiko kann als vernachlässigbar angesehen werden.

6.6 Risikomindernde Maßnahmen

Die zur Verfügung stehenden Maßnahmen reichen von einfachen Warnsystemen mittels aufzustellender Warnschilder, die vor den Gefahren durch Eiswurf oder Eisfall von den WEA warnen, bis hin zur Sperrung von Straßen. Während die Sperrung von Straßen in den für Eisfall relevanten Perioden als unverhältnismäßige Maßnahme erscheint, ist genau jene Maßnahme besonders in Gebirgsregionen ein übliches Mittel zur Risikominimierung vor z.B. Lawinen. In der folgenden Tabelle 6.2 sind die potenziellen Maßnahmen zur Risikominimierung gemäß [1] aufgeführt.

Tabelle 6.2: Maßnahmen zu Risikominderung

Sicherheitsmaßnahme	Risikominderungsfaktor	Geeignet für
Warnzeichen für Eiswurf	1 – 10	Nebenstraßen und Wege
Warnleuchte in Verbindung mit einem Eiserkennungssystem in Kombination mit Warnzeichen für Eiswurf oder Eisfall	10 – 100	Nebenstraßen und Wege
Umleitung der Streckenführung unter Aufsicht von Sicherheitspersonal	10 – 100	Nebenstraßen und Wege
Straßensperrung mit Barriere und Beschilderung	10 – 100	Häufig genutzte Straßen und Kletterpfade oder Wanderwege

Sofern die Sperrung von Straßen, Wegen oder Flächen nicht möglich ist oder keine ausreichenden Effekte auf das bestehende Risiko haben, sind weitere Maßnahmen in Betracht zu ziehen, die eine

Bericht-Nr.: I17-EW-2025-060

Neuberechnung der von den WEA ausgehenden Risiken erfordern. In der folgenden Tabelle 6.3 sind potenzielle Maßnahmen zur Risikominimierung gemäß [1] aufgeführt.

Tabelle 6.3: Weiterführende Maßnahmen zur Risikoreduzierung

Maßnahme	Bemerkung
Fixierung des Azimutwinkels der WEA	Durch die Fixierung des Azimutwinkels können Ausrichtungen der WEA, welche ein hohes Risiko hervorrufen, ausgeschlossen werden.
Verringerung des Rotordurchmessers	ggf. können die Risiken an Straßen oder Wegen, welche einem hohen Risiko ausgesetzt sind, verringert werden; Neuberechnungen sind erforderlich
Verlegung der WEA	ggf. können die Risiken an Straßen oder Wegen, welche einem hohen Risiko ausgesetzt sind, verringert werden; Neuberechnungen sind erforderlich
Verlegung von Straßen oder Wegen	Straßen oder Wege, welche einem hohen Risiko ausgesetzt sind, können verlegt werden; Neuberechnungen sind i.d.R. erforderlich
Verlegung von Straßen oder Wegen während Perioden mit einer hohen Risikoerwartung	Straßen oder Wege, welche einem hohen Risiko ausgesetzt sind, können während Vereisungsperioden verlegt werden; Neuberechnungen sind i.d.R. erforderlich
Nutzung von Eiserkennungssystemen	Durch die Nutzung von Eiserkennungssystemen kann Eiswurf ausgeschlossen werden und hingegen ausschließlich Eisfall betrachtet werden.
Aufklärung von Anwohnern	Unabhängig vom kalkulierten Risiko sollte diese Maßnahme ergriffen werden, um die Bewohner zu informieren

7 Darstellung der Ergebnisse

7.1 Kumulierung von Risiken

Für eine adäquate Risikobewertung müssen alle Risiken für das Schutzobjekt betrachtet werden, sofern die jeweiligen Risiken als relevant einzustufen sind. Wenn mehrere Risikoquellen auf das Schutzobjekt einwirken, wird das kumulierte Risiko für das Schutzobjekt betrachtet. Grundsätzlich werden alle WEA für das kumulierte Risiko in Erwägung gezogen, deren Risikoeinwirkungszonen sich untereinander und mit dem Schutzobjekt überschneiden [13].

Wenn bei der Risikobewertung der zu untersuchenden WEA ein vernachlässigbares Risikoniveau an dem zu prüfenden Schutzobjekt festgestellt wird, kann für dieses Schutzobjekt die Berücksichtigung weiterer WEA entfallen. Der Risiko-Einfluss befindet sich in einer Größenordnung, die auch bei einem erheblichen, durch die weiteren WEA verursachten Risikoniveau als vernachlässigbar gilt. Eine kumulierte Risikobetrachtung ist in diesem Fall obsolet. Der Vergleich mit den Risikogrenzwerten nach Tabelle 6.1 erfolgt sowohl für das individuelle als auch das kollektive Risiko anhand des Einzelrisikos am Schutzobjekt, ausgehend von der zu untersuchenden WEA.

Ist das von der zu untersuchenden WEA ausgehende Risiko als relevant einzustufen, ist ein wesentlicher Einfluss auf die Bewertung eines kumulierten Risikos am Schutzobjekt nicht auszuschließen. WEA, für die ebenfalls Treffer auf dem Schutzobjekt zu verzeichnen sind, werden in diesem Fall in die Risikobewertung einbezogen und das Risikoniveau als Kumulierung der Einzelrisiken ermittelt. Der Vergleich mit den Risikogrenzwerten nach Tabelle 6.1 erfolgt sowohl für das individuelle als auch das kollektive Risiko anhand des kumulierten Risikowerts.

Für WEA, welche ein Risiko auf eine Straße des überregionalen Verkehrs ausüben (z.B. Bundesautobahnen oder Bundesstraßen), bedarf es keiner Kumulierung der Einzelrisiken, da einerseits mit einem auf die gefahrene Strecke bezogenen Risikogrenzwert verglichen wird und andererseits der regionale Charakter eines Windparks, wie er bei Gemeindesstraßen oder anderen regionalen Wegen vorherrscht, nicht gegeben ist.

7.2 Trefferhäufigkeiten und relevante WEA zur Risikobewertung

In der folgenden Abbildung 7.1 sind die Treffer aus der Simulation sowie die für diese WEA zu untersuchenden, in Tabelle 5.2 aufgelisteten Schutzobjekte dargestellt. Die Trefferwahrscheinlichkeit im Umkreis der WEA wird entsprechend der in der Abbildung dargestellten farbigen Skala abgebildet.



Abbildung 7.1: Berechnete Trefferhäufigkeiten der WEA W1 – W3, W9 – W14 und W16 [3.1, 3.3]

Die Tabelle 7.1 fasst die Trefferhäufigkeiten aus Abbildung 7.1 in Form der resultierenden Einzelrisiken zusammen. Dargestellt werden alle identifizierten Schutzobjekte und die jeweils zu untersuchenden WEA. Die Zuordnung zu individuellem oder kollektivem Personenrisiko erfolgt anhand der in Abschnitt 5.1 ermittelten Nutzungsfrequenzen der Schutzobjekte.

Tabelle 7.1: Relevante WEA an den Schutzobjekten

Schutzobjekt	Für Risikobewertung relevante WEA	Individuelles Personenrisiko	Kollektives Personenrisiko
L 192	W2	-	keine Treffer
Nebenwege	W1	3.36×10^{-7}	-
	W3	keine Treffer	-
	W9	1.16×10^{-7}	-
	W10	1.03×10^{-7}	-
	W11	1.03×10^{-7}	-
	W12	keine Treffer	-
	W13	1.12×10^{-7}	-
	W14	1.15×10^{-7}	-
	W16	keine Treffer	-
Weg an der Grenze	W3	keine Treffer	-

Das Schutzobjekt L 192 liegt zwar innerhalb der Gefährdungszone, gemäß Simulation werden jedoch keine oder wenige Treffer durch die zu untersuchende WEA W2 verzeichnet, sodass das resultierende Risiko durch diese WEA als nicht signifikant eingestuft werden kann. Daher werden gemäß Abschnitt 7.1 die Treffer durch die zu untersuchende WEA W2 als nicht relevant bewertet.

Das Schutzobjekt Nebenwege liegt zwar innerhalb der Gefährdungszone, gemäß Simulation werden jedoch keine oder wenige Treffer durch die zu untersuchende WEA W3 und die zu berücksichtigenden WEA W12 und W16 verzeichnet, sodass das resultierende Risiko durch diese WEA als nicht signifikant eingestuft werden kann. Daher werden gemäß Abschnitt 7.1 die Treffer durch die zu untersuchende WEA W3 und die zu berücksichtigenden WEA W12 und W16 als nicht relevant bewertet.

Das Schutzobjekt Weg an der Grenze liegt zwar innerhalb der Gefährdungszone, gemäß Simulation werden jedoch keine oder wenige Treffer durch die zu untersuchende WEA W3 verzeichnet, sodass das resultierende Risiko durch diese WEA als nicht signifikant eingestuft werden kann. Daher werden gemäß Abschnitt 7.1 die Treffer durch die zu untersuchende WEA W3 sowie die zu berücksichtigenden WEA W24 – W27 als nicht relevant bewertet.

7.3 Ergebnisse Risikobewertung

Für die ermittelten Schutzobjekte wurden die Risiken durch Eiswurf bzw. Eisfall für sich im Gefahrenbereich aufhaltende Personen ermittelt. Für Schutzobjekte mit einer angenommenen Frequentierung von unter 100 Personen/Tag wird das individuelle Risiko als Bewertungsgrundlage herangezogen, bei einer Frequentierung von mehr als 100 Personen/Tag ist das kollektive Risiko als Bewertung herangezogen worden. Sofern von den zu bewertenden WEA ein signifikantes Risiko ausgeht, wird in der folgenden Tabelle 7.2 das individuelle oder das kollektive Risiko aller zu bewertenden sowie zusätzlich betrachteten WEA ausgewiesen. Sollte von einer zu untersuchenden WEA kein signifikantes Risiko für ein Schutzobjekt ausgehen, wird das durch weitere WEA an diesem Schutzobjekt verursachte Risiko keiner Bewertung unterzogen, und deren Einfluss als nicht relevant angesehen.

Die in der Tabelle 7.2 dargestellten Ergebnisse bewerten das Risiko durch die WEA W1 – W3 hinsichtlich Eiswurf, da vorausgesetzt wird, dass an diesen WEA ein funktionsfähiges Eiserkennungssystem verbaut wird. Das Risiko durch die WEA W9 – W14 und W16 wird hinsichtlich Eiswurf bewertet; der Betrieb mit einem Eiserkennungssystem wurde nicht berücksichtigt.

Die Tabelle 7.3 weist die Ergebnisse zur maximalen Flugweite der Eisstücke, ausgehend von den zu untersuchenden WEA, die sich aus den Simulationen ergeben, aus. Diese Ergebnisse sind rein informativ und fließen nicht in die Risikobewertung ein.

Tabelle 7.2: Darstellung der Ergebnisse für die Schutzobjekte

Schutzobjekt	Berücksichtigte WEA	Als relevant eingestufte WEA	Individuelles Personenrisiko	Kollektives Personenrisiko	Risikobewertung	Empfohlene risikomindernde Maßnahme
L 192	W2	-	-	$< 10^{-7}$	nicht signifikantes Risiko	-
Nebenwege	W1, W3, W9, W10, W11, W12, W13, W14, W16	W1, W9, W10, W11, W13, W14	8.85×10^{-7}	-	(unteres) tolerierbares Risiko	-
Weg an der Grenze	W3, W24, W25, W26, W27	-	$< 10^{-9}$	-	nicht signifikantes Risiko	-

Tabelle 7.3: Ergebnisse maximale Flugweite

WEA	Maximale Flugweite eines Eisstücks [m]
W1	236
W2	234
W3	230

8 Zusammenfassung

Im Rahmen der Risikoanalyse hinsichtlich Eiswurf bzw. Eisfall für den untersuchten Windpark wurde die vom Kunden übermittelte Windparkkonfiguration hinsichtlich des Risikos durch Eiswurf bzw. Eisfall überprüft. Informationen zu den aufgeführten Schutzobjekten sind in Abschnitt 3.5 zu finden.

Für die in die Berechnungen einbezogenen WEA W1 – W3 wurde zugrunde gelegt, dass die WEA mit einem funktionsfähigen Eisabschaltungssystem betrieben werden. Daher wird Eiswurf für diese WEA ausgeschlossen und eine Risikobewertung hinsichtlich Eisfall durchgeführt.

Für die in die Berechnungen einbezogenen WEA W9 – W14, W16 wurde zugrunde gelegt, dass die WEA ohne Eisabschaltungssystem betrieben werden. Daher wurde für diese WEA eine Risikobewertung hinsichtlich Eiswurf durchgeführt.

Für die zu untersuchenden WEA wurden die folgenden zu berücksichtigenden Schutzobjekte ermittelt:

- Für das Schutzobjekt L 192 wurde kein Treffer durch Eiswurf bzw. Eisfall oder ein nicht signifikantes Risiko, ausgehend von WEA W2, simuliert,
- das Schutzobjekt Nebenwege wurde hinsichtlich des ausgehenden Risikos durch die WEA W1, W9, W10, W11, W13 und W14 bewertet, die WEA W3, W12 und W16 wurden als nicht relevant für die Risikobewertung eingestuft, und
- für das Schutzobjekt Weg an der Grenze wurde kein Treffer durch Eiswurf bzw. Eisfall oder ein nicht signifikantes Risiko, ausgehend von WEA W3, simuliert, daher wurden die WEA W3 und W24 – W27 als nicht relevant für die Risikobewertung eingestuft.

Für die Schutzobjekte L 192 und Weg an der Grenze besteht kein signifikantes Risiko durch die betrachteten WEA.

Für das Schutzobjekt Nebenwege wurde ein (unteres) tolerierbares Risiko berechnet. Risikomindernde Maßnahmen werden nicht empfohlen.

Die folgende Tabelle 8.1 stellt die Ergebnisse der für die zu untersuchenden WEA ermittelten Schutzobjekte zusammenfassend dar.

Tabelle 8.1: Zusammenfassung der Ergebnisse

Schutzobjekt	Ist die Risikobewertung bezüglich Eiswurf bzw. Eisfall positiv ausgefallen?	Empfohlene risikomindernde Maßnahmen
L 192	Ja	-
Nebenwege	Ja	-
Weg an der Grenze	Ja	-

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
ALARP	As Low As Reasonably Practicable
BImSchG	Bundes-Immissionsschutz-Gesetz
ETRS89	Europäisches Terrestrisches Referenzsystem von 1989
Fz.	Fahrzeuge
MEM	Minimale endogene Mortalität
UTM	Universal Transverse Mercator Projection
WEA	Windenergieanlage
WGS84	World Geodetic System (letzte Revision in 2004)
WV	Windverteilung
GK	Gauß-Krüger

Symbol	Bedeutung	Einheit
A	Skalenparameter der Weibullverteilung	[m/s]
C_D	Strömungswiderstandskoeffizient des Eisstücks	[-]
D	Rotordurchmesser	[m]
h_{wv}	Höhe der Windbedingungen / Windverteilung über Grund	[m]
FEH	Fundamenterhöhung	[m]
k	Formparameter der Weibullverteilung	[-]
NH	Nabenhöhe	[m]
M	Masse des Eisstücks	[kg]
p	Sektorielle Häufigkeit	[%]
P_N	Nennleistung	[kW]
v_{hub}	Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
$V(z)$	Windgeschwindigkeit auf Höhe des Eisstücks	[m/s]
X	Rechtswert des kartesischen Koordinatensystems	[m]
Y	Hochwert des kartesischen Koordinatensystems	[m]
x_0	Startposition des Eisstücks in x-Richtung des Wurfkoordinatensystems	[m]
y_0	Startposition des Eisstücks in y-Richtung des Wurfkoordinatensystems	[m]
z_0	Startposition des Eisstücks in z-Richtung des Wurfkoordinatensystems	[m]
V_x	Startgeschwindigkeit des Eisstücks in x-Richtung des Wurfkoordinatensystems	[m/s]
V_y	Startgeschwindigkeit des Eisstücks in y-Richtung des Wurfkoordinatensystems	[m/s]
V_z	Startgeschwindigkeit des Eisstücks in z-Richtung des Wurfkoordinatensystems	[m/s]
α	Höhenexponent	[-]
ρ	Luftdichte	[kg/m ³]

Literaturverzeichnis

- [1] IEA Wind TCP, Task 19 Wind Energy in Cold Climates; Technical Report International Recommendations for Ice Fall and Ice Throw Risk Assessments; April 2022;
- [2] Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz - BImSchG);
- [3.1] OpenStreetMap und Mitwirkende; SRTM | Kartendarstellung: OpenTopoMap (CC-BY-SA); Siehe auch: <https://creativecommons.org/>;
- [3.2] Microsoft Corporation; © 2019 Digital Globe © CNES (2019) Distribution Airbus DS; Siehe auch: <https://www.microsoft.com/en-us/maps/product>;
- [3.3] OpenStreetMap, © OpenStreetMap, www.openstreetmap.org/copyright
- [4] Wichura; (2013);The Spatial Distrubution of Icing in Germany Estimated by the Analysis of Weather Station Data and of Direct Measurement of Icing; IWAIS;
- [5] Cattin; ALPINE TEST SITE GUETSCH HANDBUCH UND FACHTAGUNG Schlussbericht; 31.12.2008;
- [6] Cattin, René et. al. (2008). TWO YEARS OF MONITORING OF A WIND TURBINE UNDER ICING CONDITIONS;
- [7] International Electrotechnical Commission (IEC). IEC 61400-1. Wind Energy Generation Systems - Part 1: Design requirements.; 2018;
- [8] DIN EN 50126 - Spezifikation und Nachweis der Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit und Sicherheit (RAMS), März 2000;
- [9] ISO 12100:2010 Sicherheit von Maschinen – Allgemeine Gestaltungsleitsätze – Risikobeurteilung und Risikominderung März 2011;
- [10] Ostermann et. al (2004); BETRACHTUNGEN ZUR RISIKOANALYSE IM EISENBAHNBAU; Institutsheft 32, S. 19 – 23;
- [11] Statistisches Bundesamt (Destatis); Verkehr Verkehrsunfälle Fachserie 8 Reihe 7; 07.07.2022;
- [12] Kalberlah, F., Bloser, M., & Wachholz, C. (2005). Toleranz- und Akzeptanzschwelle für Gesundheitsrisiken am Arbeitsplatz, BAuA Forschung Projekt F 2010. Dortmund/Berlin/Dresden: Federal Institue for Occupational Safety and Health.
- [13] Bundesanstalt für Straßenwesen. (2017). Fahrleistungserhebung 2014 - Inlandsfahrleistung und Unfallrisiko. Berichte der Bundesanstalt für Straßenwesen - Verkehrstechnik Heft V 291.Bergisch Gladbach.
- [14] Amtliche Mitteilungen des Deutschen Instituts für Bautechnik (DIBt), Veröffentlichung der Muster-Verwaltungsvorschrift Technische Baubestimmungen 2023/1 (MVV TB 2023/1) mit Druckfehlerberichtigung vom 10. Mai 2023; Ausgabe 2; 17. April 2023;
- [15] Deutscher Wetterdienst (DWD); Open Data Server des DWD (<https://opendata.dwd.de/>); Index of /climate_environment/CDC/grids_germany/multi_annual/ice_days/; Datei: grids_germany_multi_annual_ice_days_1991-2020_17.asc; Letzter Zugriff: 23.04.2024;
- [16] Biswas, S.; Taylor, P. and Salmon; J. (2012), A model of ice throw trajectories from wind turbines. Wind Energ., 15: 889-901.;
- [17] Herry, M. et.al. (2011); Verkehr in Zahlen. Wien: Bundesministerium für Verkehr; Innovation und Technologie;

- [18] *Kalberlah et al. (2005); Toleranz- und Akzeptanzschwelle für Gesundheitsrisiken am Arbeitsplatz; Forschung Projekt F 2010;*
- [19] *ENERCON GmbH; Technische Beschreibung Anhalten der Windenergieanlage ENERCON Windenergieanlagen; D0630561/3.1-de; 12.01.2023;*
- [20.1] *Benett Wind GmbH; E-Mail mit dem Betreff: "AW: BWP BB Wind Erweiterung" vom 18.10.2024; Datei: 241002_Eingangsdatenkatalog_I17-Wind (ohne Makros)BWP BB Wind.xlsx; und E-Mail mit dem Betreff: "AW: Neuplanungen BWP BB Wind Erweiterung - Abweichende Neuplanung" vom 05.03.2025;*
- [20.2] *anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; Standortgenaue Berechnung des langjährigen mittleren Windpotenzials am Standort BWP BB Wind Erweiterung – Werte für Temperaturkriterium 1.0 °C; 2025-05-06-075226-497862;*



Gutachten zur Standorteignung von Windenergieanlagen
nach DIBt 2012 für den Windpark BWP BB Wind Erweiterung
Deutschland

Bericht-Nr.: I17-SE-2025-278



Gutachten zur Standorteignung von WEA nach DIBt 2012 für den
Windpark BWP BB Wind Erweiterung

Bericht-Nr.: I17-SE-2025-278

Auftraggeber: BWP BB Wind GmbH & Co.KG
Dammacker 32
D-24980 Schafflund

Auftragnehmer: I17-Wind GmbH & Co. KG
Robert-Koch-Straße 29
D-25813 Husum
Tel.: 04841 – 87596 – 0
E-Mail: mail@i17-wind.de
Internet: www.i17-wind.de

Datum: 22. April 2025

Haftungsausschluss und Urheberrecht

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

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

Akkreditierung

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

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

Anmerkung zu Typenprüfung und Anlagenparametern der WEA

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

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

Revisionsnummer	Datum	Änderung	Verfasst
0	22.04.2025	Erste Ausgabe	Rohde

Verfasst:

M. Sc. Niklas Rohde, Sachverständiger
Husum, 22.04.2025

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "N. Rohde".**Geprüft:**

B. Eng. Heiko Pauls, Sachverständiger
Husum, 23.04.2025

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "H. Pauls".**Freigegeben:**

M. Sc. Niklas Rohde, Sachverständiger
Husum, 23.04.2025

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "N. Rohde".

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

Inhaltsverzeichnis

1	Vorbemerkung.....	7
1.1	Allgemeines	7
1.2	Geführte Nachweise.....	7
1.2.1	Vergleich der Windbedingungen an topografisch nicht komplexen Standorten.....	8
1.2.2	Vergleich der Windbedingungen an topografisch komplexen Standorten.....	8
1.2.3	Verfahren bei Überschreitungen – Nachweis durch Vergleich der Lasten	9
1.3	Hinweise zu den zu Grunde gelegten Richtlinien	10
1.4	Qualität der zu Grunde gelegten Daten und Modelle.....	12
2	Aufgabenstellung und Standort	13
2.1	Umfang des Gutachtens	13
2.2	Standortbeschreibung	13
2.3	Auslegungswindbedingungen der geplanten WEA	13
3	Vergleich der Windbedingungen.....	16
3.1	Grundlagen	16
3.2	Vergleich v_{ave} und v_{m50}	17
3.2.1	Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave}	17
3.2.2	Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50}	17
3.3	Vergleich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}	18
3.3.1	Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität	18
3.3.2	Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität	20
3.3.3	Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}	22
3.4	Schräganströmung δ	28
3.5	Höhenexponent α	28
3.6	Luftdichte ρ	29
3.7	Extreme Turbulenzintensität I_{ext}	30
4	Zusammenfassung.....	31
4.1	Neu geplante WEA	31
4.2	Bestehende WEA.....	32
4.2.1	Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich mit den Auslegungswerten	32
4.2.2	Nachweis der Standorteignung mittels Lastvergleich durch einen unabhängigen Gutachter	32
4.2.3	Zusammenfassung.....	33
5	Standortbesichtigung	34
	Abkürzungs- und Symbolverzeichnis.....	35
	Literaturverzeichnis.....	37
	Anhang / Übermittelte Windverhältnisse am Standort	39

Abbildungsverzeichnis

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

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration	14
Tabelle 2.2: Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA	14
Tabelle 3.1: Windverhältnisse am Standort WV 1/1 [22.1]	16
Tabelle 3.2: Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} auf Nabenhöhe der geplanten WEA..	17
Tabelle 3.3: Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50} auf Nabenhöhe der geplanten WEA	18
Tabelle 3.4: Richtlinienabhängige Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität	19
Tabelle 3.5: Komplexitätskriterien und C_{CT} nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6]	21
Tabelle 3.6: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort.....	22
Tabelle 3.7: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (vor Zubau)	25
Tabelle 3.8: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau – Teil 1)	26
Tabelle 3.9: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau – Teil 2)	27
Tabelle 3.10 Standortmittelwert der Schräganströmung δ_{NH} der neu geplanten WEA.....	28
Tabelle 3.11 Standortmittelwert des Höhenexponenten α_{NH} der neu geplanten WEA.....	28
Tabelle 3.12: Standortmittelwert der Luftdichte ρ_{NH} der neu geplanten WEA.....	29
Tabelle 3.13: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$	30
Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA.....	31
Tabelle 4.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA.....	33
Tabelle A.1: Windverhältnisse am Standort WV 2/1 [22.1]	39
Tabelle A.2: Windverhältnisse am Standort WV 3/1 [22.1]	39
Tabelle A.3: Windverhältnisse am Standort WV 4/1 [22.1]	40

1 Vorbemerkung

1.1 Allgemeines

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

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

1.2 Geführte Nachweise

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

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

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

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

- i. Liegt einer neu geplanten Anlage eine Typenprüfung gemäß DIBt 2004 [2] zu Grunde, wird der Nachweis der Standorteignung basierend auf dem vereinfachten Verfahren nach DIBt 2012 [1.1], beschrieben in Abschnitt 1.2.1, geführt. Dieser Nachweis entspricht den Mindestanforderungen der zum Nachweis der Standorteignung der Typenprüfung nach DIBt 2004 [2] zu Grunde gelegten Richtlinie DIN EN 61400-1:2004 [8], bzw. IEC 61400-1 ed.2 [4].
- ii. Da davon auszugehen ist, dass für bereits genehmigte, bzw. bestehende Anlagen mit einer Typenprüfung nach DIBt 2012 [1.1] die Standorteignung in deren Genehmigungsverfahren

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

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

1.2.1 Vergleich der Windbedingungen an topografisch nicht komplexen Standorten

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

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

1.2.2 Vergleich der Windbedingungen an topografisch komplexen Standorten

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

- i. Der windenergiegewichtete Mittelwert aller Richtungen der Schräganströmung δ darf den vorgegebenen Wert von $\pm 8^\circ$, bzw. den in der Typenprüfung angegebenen Wert, nicht überschreiten bzw. unterschreiten.
- ii. Der über alle Richtungen und Windgeschwindigkeiten energiegewichtete Standortmittelwert des Höhenexponenten α darf den Wert von $0.05 \leq \alpha \leq 0.25$, bzw. den in der Typenprüfung angegebenen Wert nicht überschreiten bzw. unterschreiten.
- iii. Der Standortmittelwert der Luftdichte ρ darf bei allen Windgeschwindigkeiten größer gleich der Nennwindgeschwindigkeit v_r den Wert 1.225 kg/m^3 oder den in der Typenprüfung angegebenen Wert nicht überschreiten. Alternativ kann eine Luftdichte über dem Wert von 1.225 kg/m^3 oder dem in der Typenprüfung angegebenen Wert durch Einhaltung der folgenden Ungleichung nachgewiesen werden:

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

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

1.2.3 Verfahren bei Überschreitungen – Nachweis durch Vergleich der Lasten

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

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

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

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

1.3 Hinweise zu den zu Grunde gelegten Richtlinien

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

- I. Entsprechend der DIBt 2012 [1.1] ist es für eine Prüfung der Standorteignung Voraussetzung, dass für die WEA eine Typenprüfung bzw. eine Einzelprüfung vorliegt. Ist dies nicht der Fall, wird der Vergleich auf Basis von vorläufigen Auslegungswerten, für die die Typenprüfung voraussichtlich angestrebt wird, durchgeführt. Somit behält das vorliegende Gutachten im Falle einer Typenprüfung bzw. Einzelprüfung, welche die zu Grunde gelegten Auslegungsparameter abdeckt, seine Gültigkeit.
- II. Es wird davon ausgegangen, dass jede im Gutachten betrachtete WEA die Ihrer Typenprüfung zu Grunde gelegte Auslegungslebensdauer τ_{TP} noch nicht überschritten hat.
- III. Der Vergleich des Standortwertes der mittleren Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe v_{ave} mit dem Auslegungswert kann nur nach [1.1] erfolgen, wenn die Auslegungswerte der zu betrachtenden WEA einen Formparameter k der Weibullverteilung von $k = 2.0$ ausweisen. Wenn die Auslegungswerte der zu betrachtenden WEA einen Formparameter $k \neq 2.0$ ausweisen, kann der in [1.1] geforderte Vergleich nicht mehr erfolgen. In diesem Fall wird das Verfahren nach [6] gewählt, welches einen Vergleich der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion pdf_{NH} der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten mit der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion pdf_{TP} der Typenprüfung in einem Bereich von $v_{ave} - 2v_{ave}$ fordert. Zusätzlich wird der Bereich von $0.2v_{ref} - 0.4v_{ref}$ nach [7] herangezogen und stets der konservativ abdeckende Bereich dem Vergleich zu Grunde gelegt. In dem zu untersuchenden Bereich muss die Bedingung $pdf_{NH} \leq pdf_{TP}$ erfüllt sein. Die Berechnung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen pdf_{NH} und pdf_{TP} erfolgt entsprechend [6] auf Basis der Standortmittelwerte A_{NH} und k_{NH} bzw. der Auslegungswerte A_{TP} und k_{TP} der zu untersuchenden WEA.

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

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

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

- V. Bezüglich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} werden grundsätzlich alle Anlagen im Umkreis des 10fachen Rotordurchmessers D der geplanten Anlage(n) in die Betrachtung einbezogen und nachgewiesen. Dieses Kriterium deckt alle Kriterien nach [1.1], [6] und [7] ab.
- VI. Der standortspezifische Mittelwert der Luftdichte ρ wird abdeckend für alle Windgeschwindigkeiten angegeben.
- VII. Hinsichtlich der Auslegungswindbedingungen des ETM werden die Werte der höchsten Turbulenz im Zentrum des Nachlaufs ausgewiesen. Da eine Überschreitung der Auslegungswindbedingungen bezüglich des ETM in der Regel mit einer Überschreitung der effektiven Turbulenzintensität einhergeht, kann davon ausgegangen werden, dass eine Überschreitung der extremen Turbulenzintensität nur in solchen Fällen eintritt, in denen die Standorteignung durch eine Lastrechnung des Herstellers nachgewiesen werden muss, was dann auf Basis der ausgewiesenen Werte für die Extremturbulenz erfolgt. Aus diesem Grund wird der Vergleich der Auslegungswindbedingungen des ETM mit den Standortbedingungen nicht geführt.
- VIII. Auf Grund der verwendeten Berechnungsprogramme und deren Zahlenausgabeformat, werden die im vorliegenden Gutachten ausgewiesenen Ergebnisse in der Regel mit dem Dezimaltrennzeichen „Punkt“ versehen.
- IX. Auf Grund der unterschiedlichen Begrifflichkeiten und Bezeichnungen identischer Größen in den zu Grunde gelegten Richtlinien und Normen, werden im vorliegenden Gutachten teilweise Begriffe und Bezeichnungen gewählt bzw. eingeführt, die, soweit möglich, eine Ähnlichkeit zu den jeweiligen Begriffen und Bezeichnungen in den Richtlinien und Normen aufweisen, um sie diesen zuordnen zu können. Die korrekte Umsetzung der in den Richtlinien und Normen geforderten Vergleiche bleibt davon unberührt.

1.4 Qualität der zu Grunde gelegten Daten und Modelle

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

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

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

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

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

2 Aufgabenstellung und Standort

2.1 Umfang des Gutachtens

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

2.2 Standortbeschreibung

Der Auftraggeber plant die Errichtung von drei WEA, davon zwei des Typs Enercon E-160 EP5 E3 R1 / 5.560 kW auf 119.8 m Nabenhöhe und eine des Typs Enercon E-138 EP3 E3 / 4.260 kW auf 110.2 m Nabenhöhe am Standort Weesby Böxlund in Schleswig-Holstein.

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

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

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

Im vorgegebenen Windparklayout ergibt sich der geringste relative Abstand s einer neu geplanten WEA zu einer anderen WEA von 2.06, bezogen auf den größeren Rotordurchmesser D . Dies betrifft die WEA W3 und W26.

2.3 Auslegungswindbedingungen der geplanten WEA

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

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration

Interne W-Nr.	Bezeichnung Auftraggeber	Neu / Bestand	Innerhalb 10 D	Topografische Komplexität		UTM ETRS89 Zone 32		Hersteller	WEA Typ	NH ¹ [m]	D [m]	Betriebsmodus	FEH ² [m]	P _N [kW]	Prüfgrundlage DIBt	TK	Auslegungs- lebensdauer τ _{TP} [a]	m _{max, TP} [-]	Zu Grunde gelegte WV
				Komplex	Kategorie	X [m]	Y [m]												
W1	WEA 1	Neu	Ja	Nein	-	509965	6079600	Enercon	E-160 EP5 E3 R1 / 5.560 kW	119.8	160.0	OM 0s	0.0	5560	2012	B	25	10	WV 1/1
W2	WEA 2	Neu	Ja	Nein	-	510417	6079349	Enercon	E-160 EP5 E3 R1 / 5.560 kW	119.8	160.0	OM 0s	0.0	5560	2012	B	25	10	WV 2/1
W3	WEA 3	Neu	Ja	Nein	-	511520	6079549	Enercon	E-138 EP3 E3 / 4.260 kW	110.2	138.3	OM 0s	0.0	4260	2012	A	25	10	WV 3/1
W4		Bestand	Ja	Nein	-	508505	6079136	Enercon	E-101 / 3.050 kW	99.0	101.0	BM 0	0.0	3050	2004	A	20	10	WV 4/1
W5		Bestand	Ja	Nein	-	508551	6078885	Enercon	E-101 / 3.050 kW	99.0	101.0	BM 0	0.0	3050	2004	A	20	10	WV 4/1
W6		Bestand	Ja	Nein	-	509612	6078330	Senvion	3.2M114	93.0	114.0	Standard	0.0	3200	2012	A	20	10	WV 4/1
W7		Bestand	Nein	-	-	509812	6077810	Senvion	3.2M114	93.0	114.0	Standard	0.0	3200	2012	A	20	10	WV 4/1
W8		Bestand	Ja	Nein	-	509691	6078062	Enercon	E-138 EP3 E3 / 4.260 kW	96.0	138.3	OM 0s	0.0	4260	2012	A	25	10	WV 4/1
W9		Bestand	Ja	Nein	-	509924	6080069	Senvion	3.2M114	93.0	114.0	Standard	0.0	3200	2012	A	20	10	WV 4/1
W10		Bestand	Ja	Nein	-	510243	6079899	Senvion	3.2M114	93.0	114.0	Standard	0.0	3200	2012	A	20	10	WV 4/1
W11		Bestand	Ja	Nein	-	510596	6079808	Senvion	3.2M114	93.0	114.0	Standard	0.0	3200	2012	A	20	10	WV 4/1
W12		Bestand	Ja	Nein	-	510806	6079514	Senvion	3.2M114	93.0	114.0	Standard	0.0	3200	2012	A	20	10	WV 4/1
W13		Bestand	Ja	Nein	-	511144	6079614	Senvion	3.2M114	93.0	114.0	Standard	0.0	3200	2012	A	20	10	WV 4/1
W14		Bestand	Ja	Nein	-	511858	6079246	Senvion	3.2M114	93.0	114.0	Standard	0.0	3200	2012	A	20	10	WV 4/1
W15		Bestand	Ja	Nein	-	512631	6079003	Senvion	3.2M114	123.0	114.0	Standard	0.0	3200	2012	A	20	10	WV 2/1
W16		Bestand	Ja	Nein	-	512196	6079176	Senvion	3.2M114	93.0	114.0	Standard	0.0	3200	2012	A	20	10	WV 4/1
W17		Bestand	Nein	-	-	512736	6078683	Senvion	3.2M114	123.0	114.0	Standard	0.0	3200	2012	A	20	10	WV 2/1
W18		Bestand	Nein	-	-	513153	6078872	Senvion	MM92	100.0	92.5	Standard	0.0	2050	2004	A	20	10	WV 4/1
W19		Bestand	Nein	-	-	512978	6078401	Senvion	3.2M114	123.0	114.0	Standard	0.0	3200	2012	A	20	10	WV 2/1
W20		Bestand	Ja	Nein	-	510350	6080335	NEG Micon	NM64C-1500	60.0	64.0	Standard	0.0	1500	2004 ³	A	20	10	WV 4/1
W21		Bestand	Ja	Nein	-	510072	6080456	NEG Micon	NM64C-1500	60.0	64.0	Standard	0.0	1500	2004 ³	A	20	10	WV 4/1
W22		Bestand	Ja	Nein	-	510633	6080209	NEG Micon	NM64C-1500	60.0	64.0	Standard	0.0	1500	2004 ³	A	20	10	WV 4/1
W23		Bestand	Ja	Nein	-	510912	6080086	NEG Micon	NM64C-1500	60.0	64.0	Standard	0.0	1500	2004 ³	A	20	10	WV 4/1
W24		Bestand	Ja	Nein	-	511472	6079839	NEG Micon	NM64C-1500	60.0	64.0	Standard	0.0	1500	2004 ³	A	20	10	WV 4/1
W25		Bestand	Ja	Nein	-	511194	6079962	NEG Micon	NM64C-1500	60.0	64.0	Standard	0.0	1500	2004 ³	A	20	10	WV 4/1
W26		Bestand	Ja	Nein	-	511753	6079713	NEG Micon	NM64C-1500	60.0	64.0	Standard	0.0	1500	2004 ³	A	20	10	WV 4/1
W27		Bestand	Ja	Nein	-	512034	6079590	NEG Micon	NM64C-1500	60.0	64.0	Standard	0.0	1500	2004 ³	A	20	10	WV 4/1
W28		Bestand	Ja	Nein	-	512414	6079450	Vestas	V90-2.0 MW	60.0	90.0	Mode 0	0.0	2000	2004	A	20	10	WV 4/1
W29		Bestand	Ja	Nein	-	512698	6079343	Vestas	V90-2.0 MW	60.0	90.0	Mode 0	0.0	2000	2004	A	20	10	WV 4/1
W30		Bestand	Nein	-	-	512982	6079236	Vestas	V90-2.0 MW	60.0	90.0	Mode 0	0.0	2000	2004	A	20	10	WV 4/1
W31		Bestand	Nein	-	-	513265	6079130	Vestas	V90-2.0 MW	60.0	90.0	Mode 0	0.0	2000	2004	A	20	10	WV 4/1
W32		Bestand	Nein	-	-	513548	6079021	Vestas	V90-2.0 MW	60.0	90.0	Mode 0	0.0	2000	2004	A	20	10	WV 4/1

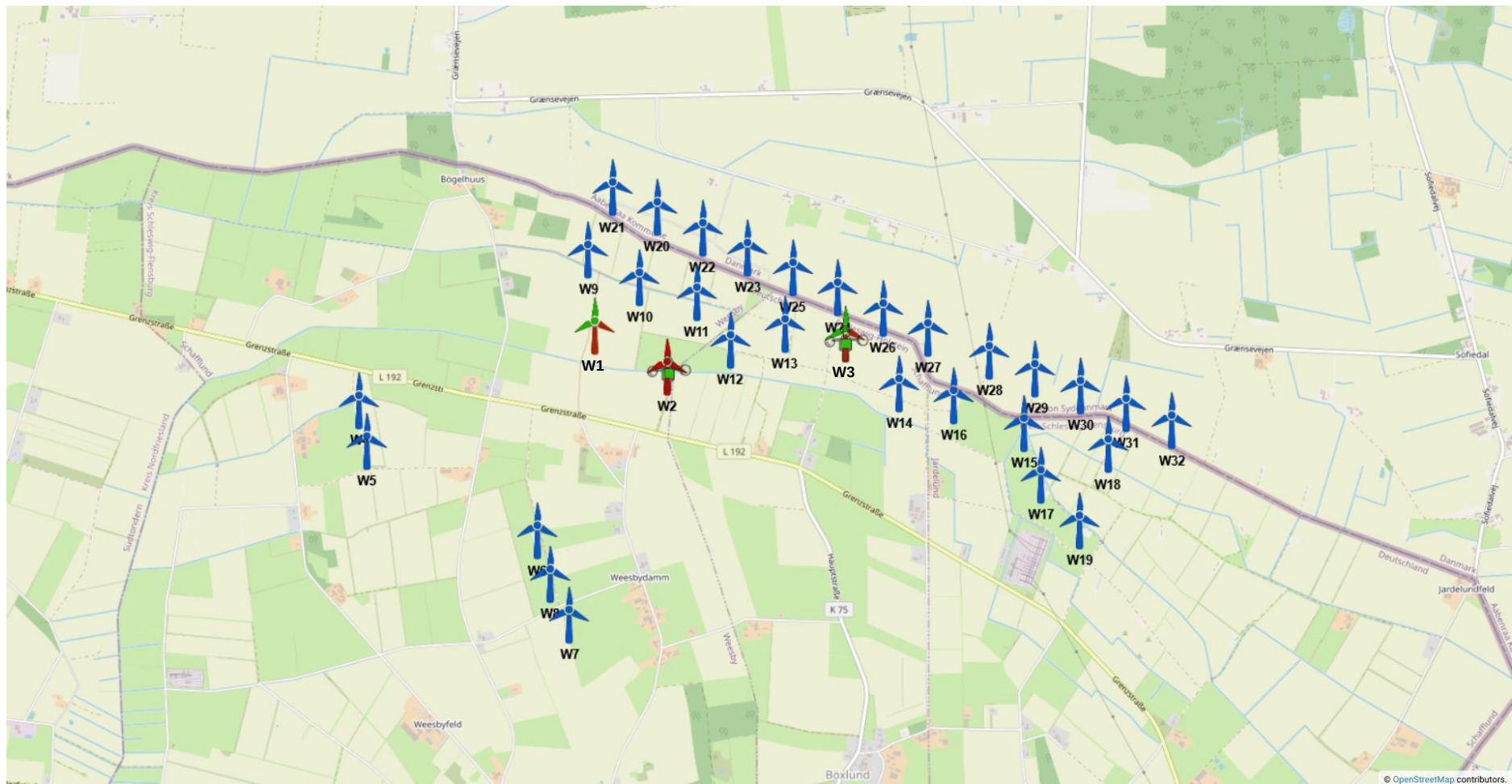
Tabelle 2.2: Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	Prüfgrundlage	WZ	GK	V _{ave, TP} [m/s]	k _{TP} [-]	V _{m50, TP} [m/s]	TK	δ _{TP} [°]	α _{TP} [-]	ρ _{TP} [kg/m³]	Auslegungs- lebensdauer τ _{TP} [a]	Quelle
W1 & W2	DIBt 2012	S	S	8.5	2.00	37.5	B	8.0	0.20	1.225	25	[24.1, 24.2, 24.3]
W3	DIBt 2012	S	S	7.8	2.00	37.5	A	8.0	0.20	1.225	25	[24.4, 24.5, 24.6]

¹ Siehe Kapitel 1.4 Absatz 3

² Siehe Kapitel 1.4 Absatz 4

³ Trotz der zu Grunde liegenden Typenprüfung nach DIBt 1993 wird eine Bewertung der windgeschwindigkeitsabhängigen Turbulenzintensität nach der DIBt 2004 durchgeführt, da diese eine zuverlässigere Bewertung der effektiven Turbulenzintensitäten zulässt.



 Neuanlagen
  Bestandsanlagen
 

 Referenzwindverteilung

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

3 Vergleich der Windbedingungen

3.1 Grundlagen

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

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

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

UTM ETRS89 Zone 32			A [m/s]	k [-]	p [%]	v _{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h _{wv} [m]				
509965	6079600	120.0				
Sektor Windrichtung [°]						
N 0			5.6	2.09	4.3	---
NNO 30			6.3	2.21	3.6	---
ONO 60			7.2	2.34	7.5	---
O 90			8.1	2.11	11.1	---
OSO 120			7.7	2.38	7.1	---
SSO 150			7.6	2.38	5.2	---
S 180			8.1	2.03	7.7	---
SSW 210			9.2	2.26	12.0	---
WSW 240			9.2	2.26	12.6	---
W 270			9.4	2.40	11.4	---
WNW 300			8.8	2.42	11.0	---
NNW 330			7.4	2.08	6.5	---
Gesamt			8.2	2.15	100.0	7.30

3.2 Vergleich v_{ave} und v_{m50}

3.2.1 Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave}

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

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

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

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

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

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

Interne W-Nr.	$v_{ave, NH}$ [m/s]	$v_{ave, TP}$ [m/s]	k_{NH} [-]	k_{TP} [-]	Wenn $k_{TP} = 2$: $v_{ave, NH} / v_{ave, TP}$ [-]	Wenn $k_{TP} \neq 2$: $pdf_{NH} \leq pdf_{TP}$	Nachweis möglich (gemäß 1.2.1)	Lastvergleich erforderlich (gemäß 1.2.3)
W1	7.31	8.50	2.15	2.00	0.86	-	Ja	Nein
W2	7.30	8.50	2.15	2.00	0.86	-	Ja	Nein
W3	7.22	7.80	2.16	2.00	0.93	-	Ja	Nein

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

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

Den nachzuweisenden Standorten wird nach DIBt 2012 [1.1], bzw. nach DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 mit DIN EN 1991-1-4:2010-12 [9] die in Tabelle 3.3 aufgeführte Windzone entsprechend [11] und die Geländekategorie, basierend auf den durch den Standortbesuch gewonnenen Erkenntnissen und den verwendeten Satellitendaten [13.1], zu Grunde gelegt. Da, nach [1.1], in Übergangsgebieten der Geländekategorien stets die Gleichungen der niedrigeren Kategorie anzusetzen sind, wird der Vergleich in solchen Fällen auf Basis der Gleichungen für die niedrigere Geländekategorie durchgeführt.

In der folgenden Tabelle 3.3 werden die Auslegungswindbedingungen hinsichtlich v_{m50} mit den standortspezifischen Windbedingungen verglichen. Wenn die geplanten WEA in einer Windzone errichtet werden sollen, die durch die Auslegungswindbedingungen abgedeckt ist, ist die Standorteignung hinsichtlich v_{m50} nachgewiesen. Ist der Standort nicht durch die Auslegungswindbedingungen $v_{m50, TP}$ der geplanten WEA abgedeckt, erfolgt der Nachweis über eine

standortspezifische Extremwindabschätzung [22.1]. Die Ergebnisse der standortspezifischen Extremwindabschätzung werden als richtig und repräsentativ für den Standort vorausgesetzt. Kann der Nachweis durch keine der beiden Verfahrensweisen erbracht werden, kann der Nachweis ggf. durch einen Lastvergleich der Extremlasten nach Abschnitt 1.2.3 erbracht werden.

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

Interne W-Nr.	WZ _{TP}	GK _{TP}	$v_{m50, TP}$ [m/s]	WZ _{NH}	GK _{NH}	$v_{m50, NH}$ [1.1] [m/s]	$v_{m50, NH}$ [22.1] [m/s]	Nachweis möglich (gemäß 1.2.1)	Lastvergleich erforderlich (gemäß 1.2.3)
W1	S	S	37.50	3	II	40.92	37.10	Ja	Nein
W2	S	S	37.50	3	II	40.92	37.10	Ja	Nein
W3	S	S	37.50	3	II	40.37	36.70	Ja	Nein

3.3 Vergleich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}

3.3.1 Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität

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

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

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

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

Tabelle 3.4: Richtlinienabhängige Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität

Vhub [m/s]	DIBt 2004 [2]	DIBt 2012 [1.1] DIN EN IEC 61400-1:2019 [6]				
	NTM A [8] [-]	NTM A+ [6] [-]	NTM A [5, 6, 7] [-]	NTM B [5, 6, 7] [-]	NTM C [5, 6, 7] [-]	S [-]
2	0.570	0.639	0.568	0.497	0.426	durch den WEA- Hersteller definiert
3	0.420	0.471	0.419	0.366	0.314	
4	0.345	0.387	0.344	0.301	0.258	
5	0.300	0.337	0.299	0.262	0.224	
6	0.270	0.303	0.269	0.236	0.202	
7	0.249	0.279	0.248	0.217	0.186	
8	0.233	0.261	0.232	0.203	0.174	
9	0.220	0.247	0.220	0.192	0.165	
10	0.210	0.236	0.210	0.183	0.157	
11	0.202	0.227	0.201	0.176	0.151	
12	0.195	0.219	0.195	0.170	0.146	
13	0.189	0.213	0.189	0.165	0.142	
14	0.184	0.207	0.184	0.161	0.138	
15	0.180	0.202	0.180	0.157	0.135	
16	0.176	0.198	0.176	0.154	0.132	
17	0.173	0.194	0.173	0.151	0.130	
18	0.170	0.191	0.170	0.149	0.127	
19	0.167	0.188	0.167	0.146	0.125	
20	0.165	0.185	0.165	0.144	0.124	
21	0.163	0.183	0.163	0.142	0.122	
22	0.161	0.181	0.161	0.141	0.121	
23	0.159	0.179	0.159	0.139	0.119	
24	0.158	0.177	0.157	0.138	0.118	
25	0.156	0.175	0.156	0.136	0.117	
26	0.155	0.174	0.154	0.135	0.116	
27	0.153	0.172	0.153	0.134	0.115	
28	0.152	0.171	0.152	0.133	0.114	
29	0.151	0.170	0.151	0.132	0.113	
30	0.150	0.169	0.150	0.131	0.112	

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

3.3.2 Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität

3.3.2.1 Datengrundlage

Im Wesentlichen hängt die Umgebungsturbulenz I_{amb} von den Windverhältnissen, der Orographie und der Geländerauigkeit ab. Die Windverhältnisse aus [22.1] enthalten keinerlei Informationen zur Umgebungsturbulenzintensität vor Ort, somit wurde diese auf Basis der vorliegenden Informationen zur Bodenbedeckung [13.1] und der Topografie [13.2] am Standort auf Nabenhöhe ermittelt.

3.3.2.2 Vorgehensweise

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

Zur Berechnung von I_{amb} werden an jedem zu untersuchenden WEA Standort die flächenmäßigen Informationen zur Bodenbedeckung aus dem CORINE Datensatz [13.1] mit 20 km Radius um den Standort zu Grunde gelegt. Die in [13.1] enthaltenen Flächen verschiedener Bodenbedeckung werden nach den Empfehlungen des Europäischen Wind Atlas [12] in Flächen mit einer Rauigkeitslänge z_0 konvertiert. Alle innerhalb eines Sektors liegenden Rauigkeitsselemente werden abschließend nach Abstand und Größe gewichtet und in einen, für diesen Sektor, repräsentativen Rauigkeitswert umgerechnet. Aus den sektoriell vorliegenden Rauigkeitslängen wird mittels eines von der Rauigkeitslänge z_0 abhängigen Profils die Umgebungsturbulenzintensität auf Nabenhöhe der jeweiligen WEA berechnet.

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

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

3.3.2.3 Untersuchung der topografischen Komplexität der Anlagenstandorte

Das verwendete Höhenmodell aus dem SRTM Datensatz [13.2] liegt in einer Auflösung von ca. 30 m vor und wird für die Ermittlung der topografischen Komplexität der Standorte herangezogen.

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

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

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

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

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

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

3.3.2.4 Repräsentative Turbulenzintensität

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

Tabelle 3.6: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort

Standort: W2	NH: 119.8 m	I_{rep} [-]
Sektor	Windrichtung [°]	
N	0	0.116
NNO	30	0.112
ONO	60	0.123
O	90	0.124
OSO	120	0.129
SSO	150	0.122
S	180	0.115
SSW	210	0.115
WSW	240	0.114
W	270	0.121
WNW	300	0.114
NNW	330	0.114

3.3.3 Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}

3.3.3.1 Grundlagen

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

Grundsätzlich setzt sich die effektive Turbulenzintensität I_{eff} an einer WEA aus der Umgebungsturbulenzintensität und der durch den Nachlauf anderer WEA induzierten Turbulenzintensität, dem sogenannten „Wake-Effekt“, zusammen. Hierbei sind je nach zu Grunde gelegter Richtlinie unterschiedliche Berücksichtigungen der Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität σ_0 zu berücksichtigen.

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

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

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

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

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

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

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

3.3.3.2 Berücksichtigte sektorielle Betriebsbeschränkungen (WSM)

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

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

3.3.3.3 Ergebnis

Die folgende Tabelle 3.7 stellt die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten vor Zubau der geplanten WEA in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit dar. Aufgeführt werden nur Bestands-WEA, für die ein Vergleich der Situation vor mit der Situation nach dem geplanten Zubau durchgeführt wird. Tabelle 3.8 und Tabelle 3.9 stellen die ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten nach Zubau der geplanten WEA in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit dar. Die nach der jeweils zu Grunde gelegten Richtlinie ermittelten effektiven Turbulenzintensitäten werden der Referenzkurve nach DIBt 2012 [1.1] oder der Referenzkurve der jeweiligen Typenprüfung gegenübergestellt. Überschreitungen sind **fett kursiv** dargestellt.

Tabelle 3.7: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (vor Zubau)

V_{hub}	W4[A]	W5[A]	W6[A]	W8[A]	Referenz Klasse A
3	0.419	0.420	0.455	0.398	0.419
4	0.394	0.390	0.445	0.332	0.344
5	0.359	0.350	0.369	0.292	0.299
6	0.340	0.327	0.326	0.269	0.269
7	0.323	0.307	0.289	0.252	0.248
8	0.287	0.269	0.247	0.238	0.232
9	0.255	0.236	0.220	0.222	0.220
10	0.243	0.223	0.200	0.207	0.210
11	0.229	0.208	0.181	0.195	0.201
12	0.176	0.159	0.164	0.163	0.195
13	0.148	0.136	0.149	0.146	0.189
14	0.134	0.125	0.137	0.135	0.184
15	0.126	0.120	0.129	0.127	0.180
16	0.120	0.115	0.123	0.122	0.176
17	0.115	0.112	0.119	0.119	0.173
18	0.112	0.110	0.116	0.116	0.170
19	0.110	0.108	0.114	0.113	0.167
20	0.107	0.106	0.112	0.111	0.165
21	0.106	0.105	0.110	0.110	0.163
22	0.104	0.103	0.108	0.108	0.161
23	0.103	0.102	-	0.106	0.159
24	0.101	0.101	-	0.105	0.157
25	0.100	0.099	-	0.104	0.156

Tabelle 3.8: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau – Teil 1)

v_{hub}	W1[B]	W2[B]	W3[A]	W4[A]	W5[A]	W6[A]	W8[A]	W9[A]	W10[A]	W11[A]	W12[A]	W13[A]	Referenz Klasse B	Referenz Klasse A
3	0.339	0.333	0.334	0.420	0.420	0.455	0.398	0.355	0.377	0.362	0.375	0.405	0.366	0.419
4	0.284	0.279	0.284	0.394	0.390	0.445	0.332	0.298	0.319	0.305	0.316	0.382	0.301	0.344
5	0.246	0.243	0.249	0.359	0.350	0.369	0.292	0.261	0.278	0.268	0.276	0.320	0.262	0.299
6	0.223	0.221	0.228	0.340	0.327	0.326	0.269	0.239	0.255	0.246	0.253	0.285	0.236	0.269
7	0.206	0.205	0.224	0.323	0.307	0.289	0.252	0.223	0.238	0.232	0.235	0.258	0.217	0.248
8	0.190	0.191	0.208	0.287	0.269	0.247	0.238	0.209	0.223	0.219	0.220	0.230	0.203	0.232
9	0.178	0.180	0.194	0.255	0.236	0.220	0.222	0.196	0.211	0.206	0.208	0.212	0.192	0.220
10	0.167	0.170	0.184	0.243	0.223	0.200	0.207	0.184	0.199	0.195	0.196	0.199	0.183	0.210
11	0.157	0.161	0.177	0.229	0.208	0.181	0.195	0.173	0.190	0.186	0.185	0.188	0.176	0.201
12	0.143	0.146	0.161	0.176	0.159	0.164	0.163	0.153	0.168	0.164	0.165	0.168	0.170	0.195
13	0.134	0.137	0.150	0.148	0.136	0.149	0.146	0.141	0.155	0.152	0.153	0.155	0.165	0.189
14	0.127	0.130	0.142	0.134	0.125	0.137	0.135	0.133	0.146	0.143	0.144	0.145	0.161	0.184
15	0.122	0.125	0.134	0.126	0.120	0.129	0.127	0.127	0.138	0.136	0.137	0.138	0.157	0.180
16	0.118	0.121	0.129	0.120	0.115	0.123	0.122	0.123	0.133	0.130	0.131	0.132	0.154	0.176
17	0.115	0.117	0.124	0.115	0.112	0.119	0.119	0.119	0.127	0.126	0.126	0.127	0.151	0.173
18	0.112	0.114	0.120	0.112	0.110	0.116	0.116	0.117	0.123	0.122	0.122	0.123	0.149	0.170
19	0.110	0.112	0.117	0.110	0.108	0.114	0.113	0.114	0.120	0.119	0.119	0.120	0.146	0.167
20	0.108	0.109	0.114	0.107	0.106	0.112	0.111	0.112	0.117	0.116	0.117	0.116	0.144	0.165
21	0.107	0.108	0.112	0.106	0.105	0.110	0.110	0.111	0.115	0.114	0.114	0.114	0.142	0.163
22	0.105	0.106	0.110	0.104	0.103	0.108	0.108	0.109	0.113	0.112	0.112	0.112	0.141	0.161
23	0.104	0.104	0.107	0.103	0.102	-	0.106	-	-	-	-	-	0.139	0.159
24	0.102	0.103	0.105	0.101	0.101	-	0.105	-	-	-	-	-	0.138	0.157
25	0.101	0.102	0.104	0.100	0.099	-	0.104	-	-	-	-	-	0.136	0.156

Tabelle 3.9: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau – Teil 2)

v_{hub}	W14[A]	W15[A]	W16[A]	W20[A]	W21[A]	W22[A]	W23[A]	W24[A]	W25[A]	W26[A]	W27[A]	W28[A]	W29[A]	Referenz Klasse A
3	0.373	0.335	0.348	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.419
4	0.327	0.283	0.295	0.275	0.271	0.279	0.279	0.436	0.312	0.451	0.312	0.303	0.307	0.344
5	0.281	0.250	0.262	0.240	0.237	0.244	0.244	0.362	0.268	0.377	0.270	0.274	0.280	0.299
6	0.255	0.229	0.241	0.219	0.216	0.223	0.223	0.320	0.243	0.336	0.246	0.253	0.258	0.269
7	0.237	0.214	0.227	0.227	0.220	0.229	0.229	0.286	0.236	0.302	0.231	0.238	0.242	0.248
8	0.221	0.202	0.216	0.209	0.203	0.212	0.212	0.248	0.218	0.263	0.214	0.226	0.230	0.232
9	0.207	0.190	0.204	0.197	0.190	0.199	0.199	0.224	0.205	0.238	0.201	0.214	0.219	0.220
10	0.194	0.180	0.194	0.186	0.179	0.188	0.188	0.208	0.193	0.221	0.190	0.202	0.206	0.210
11	0.184	0.170	0.185	0.177	0.170	0.179	0.179	0.192	0.184	0.204	0.181	0.191	0.194	0.201
12	0.161	0.150	0.162	0.165	0.156	0.165	0.166	0.176	0.168	0.188	0.164	0.169	0.171	0.195
13	0.148	0.139	0.149	0.155	0.147	0.155	0.156	0.163	0.157	0.174	0.154	0.156	0.156	0.189
14	0.139	0.132	0.141	0.147	0.139	0.147	0.148	0.153	0.148	0.162	0.146	0.147	0.147	0.184
15	0.132	0.126	0.134	0.140	0.133	0.140	0.141	0.144	0.141	0.153	0.139	0.139	0.139	0.180
16	0.127	0.122	0.129	0.135	0.128	0.135	0.135	0.138	0.135	0.145	0.133	0.134	0.133	0.176
17	0.122	0.118	0.124	0.130	0.124	0.130	0.130	0.132	0.130	0.138	0.129	0.129	0.128	0.173
18	0.119	0.115	0.120	0.126	0.121	0.126	0.126	0.128	0.126	0.133	0.125	0.125	0.124	0.170
19	0.116	0.113	0.118	0.122	0.118	0.122	0.123	0.124	0.123	0.129	0.122	0.123	0.121	0.167
20	0.114	0.111	0.115	0.119	0.116	0.119	0.119	0.121	0.120	0.125	0.118	0.119	0.118	0.165
21	0.112	0.109	0.113	0.117	0.114	0.117	0.117	0.118	0.117	0.121	0.116	0.117	0.116	0.163
22	0.110	0.107	0.111	0.114	0.112	0.114	0.114	0.115	0.114	0.118	0.113	0.115	0.114	0.161
23	-	-	-	0.111	0.110	0.111	0.111	0.112	0.111	0.115	0.110	0.110	0.110	0.159
24	-	-	-	0.109	0.108	0.109	0.109	0.110	0.109	0.112	0.108	0.109	0.109	0.157
25	-	-	-	0.108	0.107	0.107	0.107	0.108	0.107	0.110	0.107	0.107	0.107	0.156

3.4 Schräganströmung δ

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

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

Die folgende Tabelle 3.10 stellt die Ergebnisse der ermittelten Schräganströmung δ_{NH} dar.

Tabelle 3.10 Standortmittelwert der Schräganströmung δ_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	δ_{NH} [°]
W1	0.0
W2	0.0
W3	0.0

3.5 Höhenexponent α

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

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

Die folgende Tabelle 3.11 stellt die Ergebnisse der Standortmittelwerte des Höhenexponenten α_{NH} dar.

Tabelle 3.11 Standortmittelwert des Höhenexponenten α_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	α_{NH} [-]
W1	0.15
W2	0.15
W3	0.15

3.6 Luftdichte ρ

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

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

Die folgende Tabelle 3.12 stellt die Ergebnisse des Standortmittelwertes der Luftdichte ρ_{NH} für jede zu untersuchende WEA dar.

Tabelle 3.12: Standortmittelwert der Luftdichte ρ_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	ρ_{NH} [kg/m³]
W1	1.235
W2	1.235
W3	1.236

3.7 Extreme Turbulenzintensität I_{ext}

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

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

Die folgende Tabelle 3.13 stellt die ermittelten extremen Turbulenzintensitäten $I_{\text{ext, NH}}$ in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit dar.

Tabelle 3.13: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten $I_{\text{ext, NH}}$

v_{hub}	W1	W2	W3
3	0.391	0.375	0.292
4	0.332	0.313	0.284
5	0.286	0.274	0.246
6	0.259	0.252	0.222
7	0.237	0.236	0.254
8	0.215	0.224	0.232
9	0.205	0.211	0.218
10	0.192	0.199	0.206
11	0.181	0.191	0.195
12	0.169	0.168	0.186
13	0.159	0.155	0.176
14	0.150	0.147	0.167
15	0.144	0.139	0.159
16	0.139	0.134	0.153
17	0.133	0.129	0.148
18	0.129	0.125	0.143
19	0.127	0.123	0.138
20	0.124	0.119	0.135
21	0.122	0.117	0.132
22	0.119	0.115	0.129
23	0.117	0.110	0.127
24	0.115	0.109	0.124
25	0.112	0.108	0.122

4 Zusammenfassung

4.1 Neu geplante WEA

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

- i. W1 – W3 keine Überschreitung der mittleren Windgeschwindigkeit $v_{\text{hub, NH}}$ im Vergleich zur Auslegungswindgeschwindigkeit $v_{\text{hub, TP}}$ aufweisen (siehe Abschnitt 3.2.1),
- ii. W1 – W3 an einem Standort errichtet werden sollen, der den Auslegungswert der 50-Jahreswindgeschwindigkeit $v_{\text{m50, TP}}$ nicht überschreitet (siehe Abschnitt 3.2.2) und
- iii. W1 – W3 keine Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} gegenüber den Auslegungswerten aufweisen (siehe Abschnitt 3.3.3.3).

Die Standorteignung gemäß DIBt 2012 [1.1] ist für die WEA W1 – W3 durch das vorliegende Gutachten nachgewiesen.

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

Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA

Interne W-Nr.	Hersteller	WEA Typ	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W1	Enercon	E-160 EP5 E3 R1 / 5.560 kW	119.8	0.0	Ja
W2	Enercon	E-160 EP5 E3 R1 / 5.560 kW	119.8	0.0	Ja
W3	Enercon	E-138 EP3 E3 / 4.260 kW	110.2	0.0	Ja

4.2 Bestehende WEA

4.2.1 Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich mit den Auslegungswerten

Für die Bestands-WEA W9 – W12, W14 – W16, W20 – W23, W25 und W27 – W29 konnte die nach DIBt 2012 [1.1] nachzuweisende Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität durch den Vergleich mit den Auslegungswerten nachgewiesen werden.

Die Bestands-WEA W4 – W6 und W8 weisen Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität nach der Richtlinie DIBt 2012 [1.1] auf. Durch einen Vergleich der Situation vor, mit der Situation nach dem geplanten Zubau konnte gezeigt werden, dass der geplante Zubau keinen signifikanten Einfluss auf die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensitäten der WEA W4 – W6 und W8 hat. Bei diesem Vergleich wurde die Erhöhung der effektiven Turbulenzintensität durch den Zubau und ggf. deren Einfluss auf die PEL nach [20] untersucht. Somit ist die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität für diese WEA unter Maßgabe einer in deren Genehmigungsverfahren nachgewiesenen Standorteignung weiterhin nachgewiesen.

4.2.2 Nachweis der Standorteignung mittels Lastvergleich durch einen unabhängigen Gutachter

Zwei durch einen unabhängigen Gutachter durchgeführte Berechnungen der standortspezifischen Lasten [25.1, 25.2] mittels generischer Lastmodelle, kommen zu dem Ergebnis, dass die Standorteignung der WEA W13, W24 und W26 durch den Vergleich mit den Auslegungslasten über eine Lebensdauer von 20 Jahren auch nach Zubau der geplanten WEA und der durch diese verursachte Erhöhung der effektiven Turbulenzintensität nicht gefährdet ist.

Alle Informationen über die verwendeten Lastmodelle, berücksichtigte Unsicherheiten und die ermittelten Betriebsfestigkeitslasten können [25.1, 25.2] entnommen werden. Die Ergebnisse und die verwendeten generischen Lastmodelle in [25.1, 25.2] werden als richtig, bzw. die zertifizierten Lasten der WEA konservativ abbildend vorausgesetzt. Alle Hinweise aus [25.1, 25.2] sind zu berücksichtigen.

4.2.3 Zusammenfassung

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

Tabelle 4.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA

Interne W-Nr.	Hersteller	WEA Typ	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W4	Enercon	E-101 / 3.050 kW	99.0	0.0	Ja
W5	Enercon	E-101 / 3.050 kW	99.0	0.0	Ja
W6	Senvion	3.2M114	93.0	0.0	Ja
W8	Enercon	E-138 EP3 E3 / 4.260 kW	96.0	0.0	Ja
W9	Senvion	3.2M114	93.0	0.0	Ja
W10	Senvion	3.2M114	93.0	0.0	Ja
W11	Senvion	3.2M114	93.0	0.0	Ja
W12	Senvion	3.2M114	93.0	0.0	Ja
W13	Senvion	3.2M114	93.0	0.0	Siehe [25.1]
W14	Senvion	3.2M114	93.0	0.0	Ja
W15	Senvion	3.2M114	123.0	0.0	Ja
W16	Senvion	3.2M114	93.0	0.0	Ja
W20	NEG Micon	NM64C-1500	60.0	0.0	Ja
W21	NEG Micon	NM64C-1500	60.0	0.0	Ja
W22	NEG Micon	NM64C-1500	60.0	0.0	Ja
W23	NEG Micon	NM64C-1500	60.0	0.0	Ja
W24	NEG Micon	NM64C-1500	60.0	0.0	Siehe [25.2]
W25	NEG Micon	NM64C-1500	60.0	0.0	Ja
W26	NEG Micon	NM64C-1500	60.0	0.0	Siehe [25.2]
W27	NEG Micon	NM64C-1500	60.0	0.0	Ja
W28	Vestas	V90-2.0 MW	60.0	0.0	Ja
W29	Vestas	V90-2.0 MW	60.0	0.0	Ja

5 Standortbesichtigung

Die Notwendigkeit einer Standortbesichtigung ergibt sich sowohl aus der Richtlinie DIBt Fassung Oktober 2012 [1.1], als auch dem Mindeststandard des BWE-Windgutachterbeirats [14]. Entsprechend wurde diese am 18.08.2023 durch den Auftraggeber durchgeführt [23].

Die Standortbesichtigung dient zur Ermittlung, bzw. zum Abgleich von Geländebeschaffenheit mit vorhandenen Satellitendaten zur Rauigkeit [13.1] und ggf. zu den Höhenlinien [13.2]. Mögliche turbulenzrelevante Einzelstrukturen wurden untersucht und dokumentiert. Die Standortdokumentation bestätigt die zu Grunde gelegten Rauigkeiten und die Ergebnisse zur Komplexität.

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

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

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

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

Literaturverzeichnis

- [1.1] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Referat I 8 Bautechnisches Prüfamts Grundlagen der Standsicherheit; Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Oktober 2012 und korrigierte Fassung März 2015;*
- [1.2] *DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik; DKE/AK 383.0.01/Untergruppe DIBt2012 an die PG „Windenergieanlagen“ des DIBt; Anwendung der DIBt 2012 zur Prüfung der Standorteignung, 30.01.2015;*
- [2] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung März 2004; Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik Reihe B, Heft 8;*
- [3] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Richtlinie für Windkraftanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Juni 1993; 2. Überarbeitete Auflage 1995; Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik Reihe B, Heft 8;*
- [4] *International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1 Edition 2.0 International Standard Wind turbine generator systems – Part 1: Safety requirements;*
- [5] *International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1 Edition 3.0 International Standard Wind turbines – Part 1: Design requirement; Mit Implementierung von 61400-1/A1, Amendment 1, 2009;*
- [6] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN IEC 61400-1:2019; Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC61400-1:2019; Deutsche Fassung EN IEC 61400-1:2019; Dezember 2019;*
- [7] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1:2011-08 Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005 + A1:2012); Deutsche Fassung EN 61400-1:2005 + A1:2010;*
- [8] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1:2004 Windenergieanlagen – Teil 1: Sicherheitsanforderungen (IEC 61400-1:1999); Deutsche Fassung EN 61400-1:2004;*
- [9] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 mit DIN EN 1991-1-4:2010-12; Nationaler Anhang – Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen: Windlasten;*
- [10] *ECN Solar & Wind Energy, J.W.M. Dekker und J.T.G. Pierik [Hrsg.]: European Wind Turbine Standards II, Petten, (NLD), 1998;*
- [11] *Deutsches Institut für Bautechnik; Windzonen nach Verwaltungsgrenzen; Windzonen_nach_Verwaltungsgrenzen.xlsx; Stand 02.06.2022;*
- [12] *European Wind Atlas, Risø National Laboratory, Roskilde (DK), 1989 Troen, Ib; Petersen, Erik L.;*
- [13.1] *European Environment Agency; Corine Land Cover (CLC) 2018, Version 20 (final version); Veröffentlicht im Juni 2019;*
- [13.2] *U.S. Geological Survey Earth Resources Observation & Science Center (EROS); SRTM 1 Arc-Sec Global; Download am 02.12.2016;*
- [14] *BWE Bundesverband WindEnergie; BWE-Windgutachterbeirat - Mindeststandards zur Dokumentation von gutachterlichen Stellungnahmen zur Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität; 15.11.2016;*

- [15] *Risø DTU National Laboratory for Sustainable Energy, Windfarm Assessment Tool Version 3.3.0.128;*
- [16] *Frandsen, Sten T. (2007): Turbulence and turbulence-generated structural loading in wind turbine clusters. Roskilde (DK);*
- [17] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN ISO 2533; Normatmosphäre; Dezember 1979;*
- [18] *Deutscher Wetterdienst; DWD Climate Data Center (CDC), Vieljährige mittlere Raster der Lufttemperatur (2m) für Deutschland 1981-2010, Version v1.0.;*
- [19.1] *OpenStreetMap und Mitwirkende; SRTM | Kartendarstellung: OpenTopoMap (CC-BY-SA); Siehe auch: <https://creativecommons.org>;*
- [19.2] *Microsoft Corporation; © 2019 Digital Globe © CNES (2019) Distribution Airbus DS; Siehe auch: <https://www.microsoft.com/en-us/maps/product>;*
- [20] *Rodenhausen M., Moser W., Hülsmann C., Bergemann C., Könker M., McKenna R.; Prüfung der Standorteignung für Windenergieanlagen: Ein pragmatischer Ansatz; Ernst & Sohn Verlag für Architektur und technische Wissenschaften GmbH & Co. KG, Berlin. Bautechnik 93 (2016) Heft 10;*
- [21] *Benett Wind GmbH; E-Mail mit dem Betreff: "AW: BWP BB Wind Erweiterung" vom 18.10.2024 und 22.10.2024; Datei: 241002_Eingangsdatenkatalog_I17-Wind (ohne Makros)BWP BB Wind.xls; sowie E-Mail mit dem Betreff: "AW: Neuplanungen BWP BB Wind Erweiterung - Abweichende Neuplanung" vom 05.03.2025;*
- [22.1] *WIND-consult GmbH; Abschätzung der Extremwindgeschwindigkeiten an Standorten im Windpark; Prüfbericht WICO 023TI123-01; 04.07.2023; sowie WICO 023TI123-02; 15.03.2024;*
- [23] *BWP BB Wind GmbH & Co.KG; Standortdokumentation für ein Gutachten zur Standorteignung nach DIBt 2012 für den Windpark BWP BB Wind Erweiterung Deutschland; I17-SV-2023-261; 24.08.2023*
- [24.1] *ENERCON GmbH; Technisches Datenblatt General Design Conditions ENERCON Windenergieanlage E-160 EP5 E3 R1 / 5560 kW; D02693145/4.0-de; 17.10.2024;*
- [24.2] *ENERCON GmbH; Ansicht Hybrid-Stahlurm E-160 EP5 E3-HST-120-FB-C-01; EP5.00.008-2; 25.11.2021;*
- [24.3] *ENERCON GmbH; Informationen zu den Kennlinien; Dateiname: D02428600_0.1-en.xlsx;*
- [24.4] *TÜV Nord CERT GmbH; Gutachtliche Stellungnahme Windenergieanlage E-138 EP3 E3, RB E-138 EP3-RB-02, NH 110.396 m (E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01), DIBt WZ S, GK S; Lastannahmen für Turm und Fundament; Bericht Nr.: 8119224863-1 D I Rev.0; 06.09.2022;*
- [24.5] *TÜV Nord CERT GmbH; Windenergieanlage ENERCON E-138 EP3 E3, Hybrid-Stahlurm E-138 EP3 E3-HST-111-FB-C-01, DIBt (2015) Windzone S, Typenprüfung Nr. T-7005/22-1 Rev. 0 Hier: Auslegungsparameter und Nabenhöhe; T-7005/22-1, thkr; 17.01.2023;*
- [24.6] *ENERCON GmbH; Informationen zu den Kennlinien; Dateinamen: D02437962_0.0-de_E-138_EP3_E3_E3V_PowerCurve_OM0s.xlsx und D02437553_0.1-de_E-138_EP3_E3_E3V_SectorialCurtailement.xlsx;*
- [25.1] *apera engineers GmbH; Projekt: Lastrechnung für Windpark BWP BB Wind Erweiterung; Anlagentyp: Senvion 3.2M114; Dokument Nr. (Rev.): LR-I01-24-008-B (r00); Datum (Rev.): 04.04.2025;*
- [25.2] *apera engineers GmbH; Projekt: Lastrechnung für Windpark BWP BB Wind Erweiterung; Anlagentyp: NEG Micon NM64C/1500; Dokument Nr. (Rev.): LR-I01-24-008-A (r01); Datum (Rev.): 13. 03.2025;*

Anhang / Übermittelte Windverhältnisse am Standort

Tabelle A.1: Windverhältnisse am Standort WV 2/1 [22.1]

UTM ETRS89 Zone 32			A [m/s]	k [-]	p [%]	v _{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h _{WV} [m]				
510422	6079363	120.0				
Sektor Windrichtung [°]						
N 0			5.6	2.09	4.3	---
NNO 30			6.3	2.21	3.6	---
ONO 60			7.2	2.34	7.5	---
O 90			8.1	2.11	11.1	---
OSO 120			7.7	2.38	7.1	---
SSO 150			7.6	2.38	5.2	---
S 180			8.0	2.03	7.7	---
SSW 210			9.2	2.26	12.0	---
WSW 240			9.2	2.26	12.6	---
W 270			9.4	2.40	11.4	---
WNW 300			8.8	2.42	11.0	---
NNW 330			7.3	2.08	6.5	---
Gesamt			8.2	2.15	100.0	7.30

Tabelle A.2: Windverhältnisse am Standort WV 3/1 [22.1]

UTM ETRS89 Zone 32			A [m/s]	k [-]	p [%]	v _{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h _{WV} [m]				
511520	6079549	111.0				
Sektor Windrichtung [°]						
N 0			5.6	2.10	4.3	---
NNO 30			6.0	2.22	3.6	---
ONO 60			7.0	2.35	7.5	---
O 90			7.9	2.12	11.1	---
OSO 120			7.5	2.40	7.1	---
SSO 150			7.4	2.40	5.2	---
S 180			7.8	2.04	7.7	---
SSW 210			8.9	2.27	12.0	---
WSW 240			9.0	5.27	12.6	---
W 270			9.2	2.41	11.4	---
WNW 300			9.7	2.44	11.1	---
NNW 330			7.1	2.08	6.5	---
Gesamt			8.0	2.16	100.1	7.10

Tabelle A.3: Windverhältnisse am Standort WV 4/1 [22.1]

UTM ETRS89 Zone 32			A [m/s]	k [-]	p [%]	v _{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h _{wv} [m]				
511522	6079550	96.0				
Sektor Windrichtung [°]						
N 0			5.4	2.09	4.3	---
NNO 30			5.8	2.22	3.6	---
ONO 60			6.7	2.35	7.5	---
O 90			7.6	2.13	11.1	---
OSO 120			7.1	2.42	7.1	---
SSO 150			7.0	2.42	5.2	---
S 180			7.4	2.06	7.7	---
SSW 210			8.6	2.28	12.0	---
WSW 240			8.6	2.29	12.6	---
W 270			8.8	2.42	11.4	---
WNW 300			8.3	2.44	11.1	---
NNW 330			6.8	2.08	6.5	---
Gesamt			7.7	2.17	100.1	6.80

Wartungsplan

Übersicht über die Wartungstätigkeiten
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: Momme Janssen, Jost Backhaus, Dr. Martin Prillmann, Jörg Scholle
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	D0788324/2.1-de		
Vermerk	Originaldokument		
Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2021-10-06	de	DC	WRD Management Support GmbH / Technische Redaktion

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	4
2	Bereichsübergreifend	5
3	Bereich Rotorblatt	6
4	Bereich Gondel	7
5	Bereich Mittelspannungsschaltanlage und Transformator	9
6	Bereich Fundament und Turm	10

1 Einleitung

Das Dokument gibt einen Überblick über die Wartungstätigkeiten, die an ENERCON Windenergieanlagen durchgeführt werden müssen. Die Wartungstätigkeiten müssen regelmäßig durchgeführt werden. Die Intervalle ergeben sich aus Herstellervorgaben, örtlichen Vorschriften und klimatischen Besonderheiten.

Zum Planen und Durchführen von Wartungstätigkeiten muss die Wartungsanleitung der Windenergieanlage, insbesondere die darin enthaltenen Sicherheitshinweise, beachtet werden.

Dieses Dokument beschreibt auch optionale Komponenten. Je nach Windenergieanlagen-typ und gewählter Ausstattung kann die tatsächliche Ausführung von den hier beschriebenen Inhalten abweichen.

2 Bereichsübergreifend

Tab. 1: Wartungstätigkeiten bereichsübergreifend

Komponente	Wartungstätigkeit
Anschlagpunkte	An allen Anschlagpunkten wird eine Sichtprüfung auf Beschädigungen durchgeführt.
Befuerung	Eine Sicht- und Funktionsprüfung der Befuerung wird durchgeführt.
Beschilderung	Eine Sichtprüfung der Beschilderung auf Vollständigkeit und Unversehrtheit wird durchgeführt.
Blitzschutzsystem	Eine Sichtprüfung des Blitzschutzsystems wird durchgeführt.
Erdungsanlage	Eine Sichtprüfung aller Potenzialausgleichsleitungen wird durchgeführt. Dabei wird auch der feste Sitz aller Potenzialausgleichsleitungen geprüft. Der Erdungswiderstand wird gemessen.
Notabschaltungen	Die Funktion aller Not-Halt-Einrichtungen und Notabschaltungen wird geprüft.
Notbeleuchtung	Eine Sicht- und Funktionsprüfung der Notbeleuchtung im Turmfuß, Turm und Maschinenhaus wird durchgeführt.
Schaltschränke	Eine Sichtprüfung aller Schaltschränke außen und innen wird durchgeführt. Die Erdungsanbindung wird geprüft. Eine Funktionsprüfung der Schaltschranklüfter (falls vorhanden) wird durchgeführt.
Sicherheitssteigleiter	Die Sicherheitssteigleiter wird geprüft.
Verbandkasten	Eine Sichtprüfung der Verbandkästen in Turmfuß und Maschinenhaus wird durchgeführt.
Windenergieanlage	In allen Bereichen der Windenergieanlage wird eine allgemeine Sichtprüfung durchgeführt. Es wird auf Auffälligkeiten und Schäden geprüft, wie z. B. lose Anbauteile, lose Kabel, beschädigte Verkleidungen.

3 Bereich Rotorblatt

Tab. 2: Wartungstätigkeiten Rotorblatt

Komponente	Wartungstätigkeit
Rotorblatt	Eine Sichtprüfung des Rotorblatts wird durchgeführt.
Blattheizung	Eine Sicht- und Funktionsprüfung der Blattheizung wird durchgeführt.

4 Bereich Gondel

Tab. 3: Wartungstätigkeiten Gondel

Komponente	Wartungstätigkeit
Azimutantrieb	Eine Sicht- und Funktionsprüfung der Azimutantriebe wird durchgeführt.
Azimutlager	Das Azimutlager wird auf Laufgeräusche und Vibrationen geprüft. Eine Sichtprüfung von Zahnkranz, Dichtung und Fettauffangeinrichtungen wird durchgeführt. Die Schmierstoffeinrichtungen werden geprüft und nach Bedarf aufgefüllt.
Blattflanschlager	Die Blattflanschlager werden auf Laufgeräusche und Vibrationen geprüft. Eine Sichtprüfung von Zahnkranz, Dichtung und Fettauffangeinrichtungen wird durchgeführt. Die Schmierstoffeinrichtungen werden geprüft und nach Bedarf aufgefüllt.
Blattverstellantrieb	Eine Sicht- und Funktionsprüfung der Blattverstellantriebe wird durchgeführt.
Blattverstellsystem	Eine Funktionsprüfung des Blattverstellsystems wird durchgeführt. Eine Funktionsprüfung des Not-Blattverstellsystems wird durchgeführt.
Generator	Eine Sichtprüfung des Generators wird durchgeführt.
Generatorkühlung	Eine Sichtprüfung der Generatorkühlung wird durchgeführt.
Gussteile	Eine Sichtprüfung der Gussteile (z. B. Maschinenträger und Nabe) auf Beschädigungen wird durchgeführt.
Kabelverdrillschalter	Eine Sichtprüfung von Halterungen, Anschlüssen und Zahnrad des Kabelverdrillschalters wird durchgeführt. Eine Funktionsprüfung des Kabelverdrillschalters wird durchgeführt.
Kran Gondel	Eine Sicht- und Funktionsprüfung des Krans Gondel wird durchgeführt.
Rotorarretierung	Eine Sicht- und Funktionsprüfung der Rotorarretierung inklusive aller Komponenten, Anschlüsse und Leitungen wird durchgeführt.
Rotorhaltebremse	Eine Sicht- und Funktionsprüfung der Rotorhaltebremse inklusive aller Komponenten, Anschlüsse und Leitungen wird durchgeführt.
Rotorlager	Eine Sichtprüfung der zugänglichen Bereiche der Rotorlager wird durchgeführt. Eine Sichtprüfung von Dichtung und Fettauffangeinrichtungen wird durchgeführt.

Komponente	Wartungstätigkeit
	Das Schmiersystem wird geprüft. Die Rotorlager werden auf Laufgeräusche und Vibrationen geprüft.
Schleifringübertrager	Eine Sicht- und Funktionsprüfung des Schleifringübertragers wird durchgeführt.
Überdrehzahlshalter	Eine Funktionsprüfung der Überdrehzahlshalter wird durchgeführt.
Windmessgerät	Eine Sichtprüfung des Windmessgeräts/der Windmessgeräte wird durchgeführt.

5 Bereich Mittelspannungsschaltanlage und Transformator

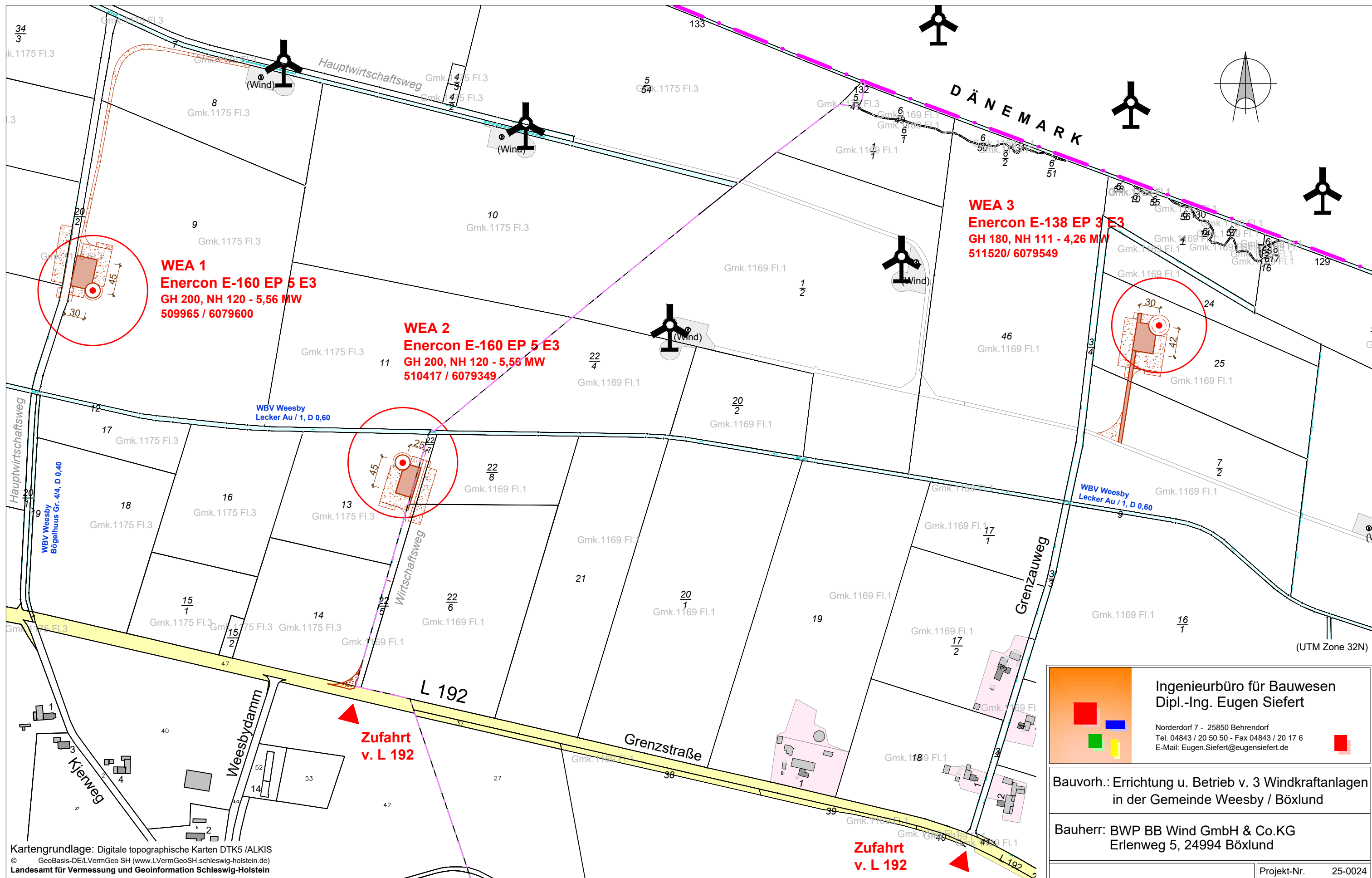
Tab. 4: Wartungstätigkeiten Mittelspannungsschaltanlage und Transformator

Komponente	Wartungstätigkeit
Mittelspannungsschaltanlage	Eine Sichtprüfung der Mittelspannungsschaltanlage wird durchgeführt.
Transformator	Eine Sichtprüfung des Transformators wird durchgeführt. Das korrekte Auslösen der Mittelspannungsschaltanlage wird geprüft. Ölproben werden entnommen.

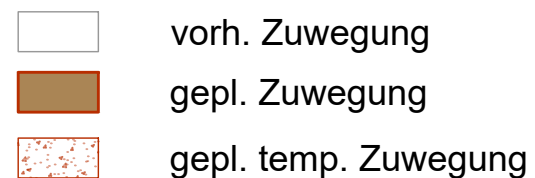
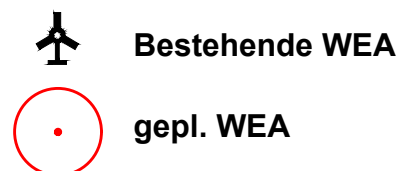
6 Bereich Fundament und Turm

Tab. 5: Wartungstätigkeiten Fundament und Turm

Komponente	Wartungstätigkeit
Aufstiegshilfe	Eine Sicht- und Funktionsprüfung der Aufstiegshilfe wird durchgeführt.
Fundament	Eine Sichtprüfung der Erdauflast wird durchgeführt. Eine Sichtprüfung des Fundaments innen und außen wird durchgeführt. Eine Sichtprüfung der Anschlussfahnen der Fundament-erder wird durchgeführt.
Turm	Eine Sichtprüfung des Turms wird durchgeführt. Eine Sichtprüfung der Schraubverbindungen wird durchgeführt.
Turmkühlung	Eine Sichtprüfung der Turmkühlung wird durchgeführt.



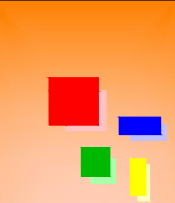
Kartengrundlage: Digitale topographische Karten DTK5 /ALKIS
© GeoBasis-DE/LVermGeo SH (www.LVermGeoSH.schleswig-holstein.de)
Landesamt für Vermessung und Geoinformation Schleswig-Holstein



Keine Ausführungsplanung !

Zuwegung ist vor Ort zu prüfen, ggf. in Abstimmung mit der Spedition / Kran-Unternehmen anzupassen.
Alle Angaben der Spezifikation der Fa. Enercon sind zwingend einzuhalten. Ebenfalls ist das Baugrundgutachten zu beachten.

16_16.1.6a_Technische Spezifikation_Zuwegung und Baustellenflächen;
16_16.1.6b_Zuwegung und Baustellenflächen E-160 EP5

 Ingenieurbüro für Bauwesen Dipl.-Ing. Eugen Siefert Norderdorf 7 - 25850 Behrendorf Tel. 04843 / 20 50 50 - Fax 04843 / 20 17 6 E-Mail: Eugen.Siefert@eugensiefert.de	
Bauvorh.: Errichtung u. Betrieb v. 3 Windkraftanlagen in der Gemeinde Weesby / Böxlund	
Bauherr: BWP BB Wind GmbH & Co.KG Erlenweg 5, 24994 Böxlund	
Bauteil: Lageplan Erschließung	Projekt-Nr. 25-0024 Blatt Nr.: LP 16.1.6 Masstab: 1 : 5.000 gez.: H.H.-A. Dat.: 07.04.2025 geändert:
Antrag	

Technische Spezifikation

Zuwegung und Baustellenflächen

ENERCON Windenergieanlage

E-138 EP3 E3

111 m Hybrid-Stahlurm

Technische Änderungen vorbehalten.

Herausgeber

ENERCON Global 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: Uwe Eberhardt, Ulrich Schulze Südhoff
Zuständiges Amtsgericht: Aurich ▪ Handelsregisternummer: HRB 202549
Ust.Id.-Nr.: DE285537483

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 Global GmbH, sofern und soweit nicht ausdrücklich ein anderer Inhaber angegeben oder offensichtlich erkennbar ist.

Die ENERCON Global 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 Global 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 Global 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 Global 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	D02396735/7.1-de		
Vermerk	Originaldokument		
Vertraulichkeit	NUR ZUR PROJEKT-INTERNEN VERWENDUNG		
Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2024-08-05	de	EC	ENERCON Global GmbH / Site Logistics & Processes

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
D02768819	Anforderungen Zusatzbelastung Fundamentanschüttung und Fundamentauflast für Servicetätigkeiten

Technische Änderungen vorbehalten.

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
4.3	Einsatz SPMT	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	Lichtraumprofil	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	19
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 und Fundament	23
6.1	Arbeitsbereich am WEA-Standort	23
6.1.1	Generelles	23
6.1.2	Fundament	24
6.1.3	Baufläche	26
6.1.3.1	Material	27
6.1.3.2	Baugrund und Erdreich	27
6.1.3.3	Kranstellfläche	28
6.1.3.4	Montagefläche	29
6.1.3.5	Lagerfläche	30

6.1.3.6	Arbeitsebene (falls erforderlich)	31
6.1.4	Rodungs- und Sicherheitsbereich	32
6.2	Kransauslegermontagefläche	33
6.3	Alternative Baufläche	34
7	Zentrale Anlaufstelle	36
8	Zugang für Servicefahrzeuge nach Inbetriebnahme	37

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzungen

CM	Construction Manager (Gesamtbauleiter)
GOK	Geländeoberkante
GPM	General Project Manager (Gesamtprojektleiter)
GST	Großraum- und Schwertransport
MST	Modularer Stahlturm
SPMT	Self-Propelled Modular Transporter (selbstangetriebene Transporter)
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

Technische Änderungen vorbehalten.

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-138 EP3 E3-HST-111-FB-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“
- D02768819 „Anforderungen Zusatzbelastung Fundamentanschüttung und Fundamentauflast für Servicetätigkeiten“

Technische Änderungen vorbehalten.

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.

4.3 Einsatz SPMT

Kommt ein SPMT zum Einsatz, kann es je nach Komponente und Anlagenplattform in folgenden Bereichen zu Änderungen kommen:

- Fahrbahnbreite
- Lichtraumprofil
- Kurvenradien und Überschwenkbereiche
- Seitliches Gefälle auf Geraden und in Kurven

Diese Punkte müssen dann mit ENERCON und dem Transportdienstleister abgestimmt 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

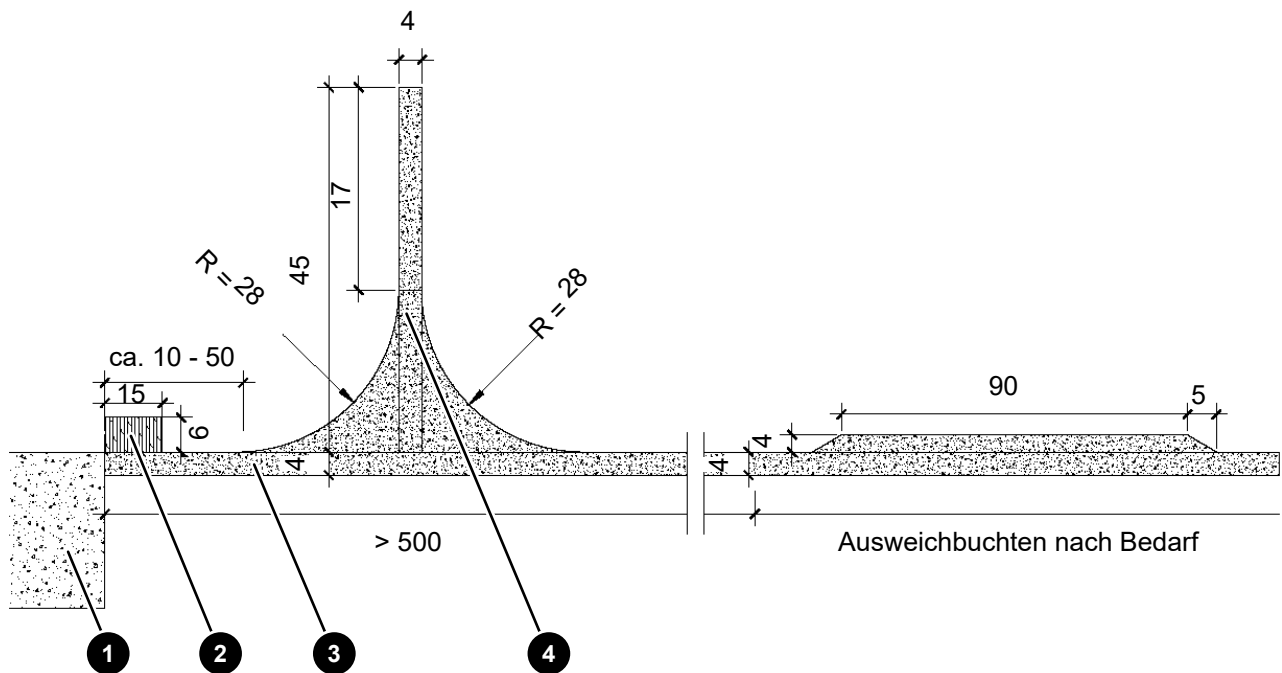


Abb. 1: Trassierungselemente (alle Maßangaben in Meter)

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 Komponentenanlieferung 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. 45 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

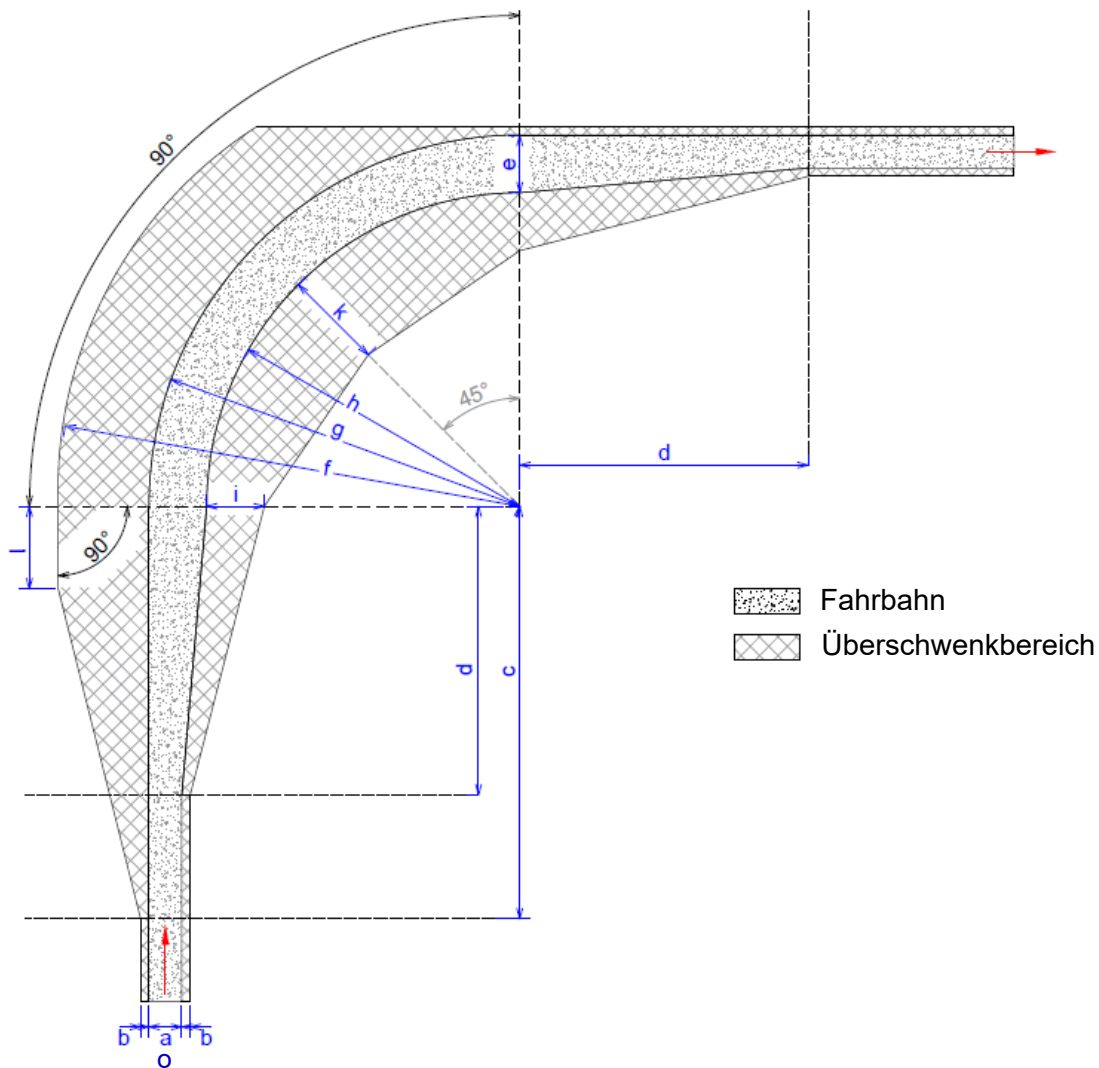


Abb. 2: 90-Grad-Kurve (Konstruktionsschema)

	90- Grad- Kurve	60- Grad- Kurve			90- Grad- Kurve	60- Grad- Kurve	
a	4 m		Befahrbare Breite der Fahrbahn auf Geraden	b	1 m		Seitlicher Überschwenkbe- reich inkl. Sicherheitsab- stand
c	50 m		Start Kurveneinfahrt äu- ßerer Überschwenkbe- reich	d	40 m		Start Kurveneinfahrt inne- rer Überschwenkbereich
e	7 m		Befahrbare Breite der Fahrbahn in Kurven	f	53 m	52 m	Außenradius äußerer Überschwenkbereich
g	45 m	45 m	Kurvenaußenradius	h	38 m	38 m	Kurveninnenradius
i	8 m	7 m	Maß 1 innerer Über- schwenkbereich	k	14 m	10 m	Maß 2 innerer Über- schwenkbereich
l	5 m	5 m	Maß 3 äußerer Über- schwenkbereich	o	4 m		Befahrbare Breite der Fahrbahn auf Geraden bei Einsatz von SPMT

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.

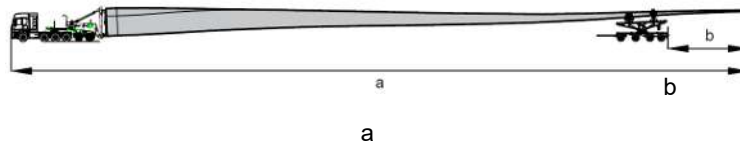


Abb. 3: Blatttransport Überhang

a	78 m	b	5 - 10 m

5.1.2 Kuppen, Wannen und Steigungen

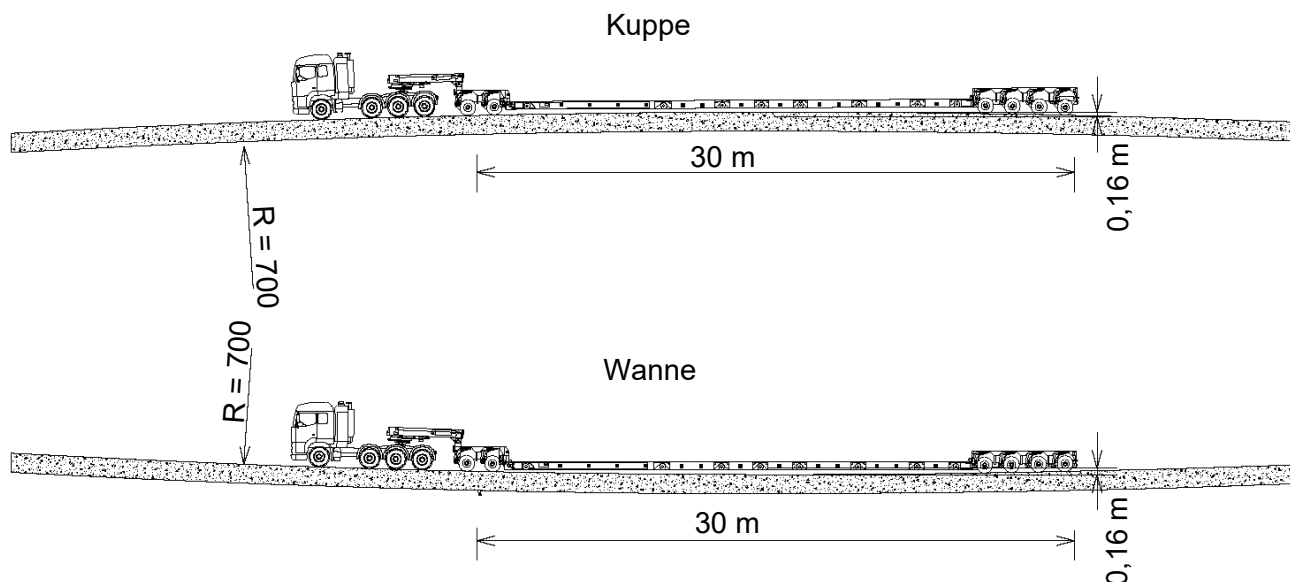


Abb. 4: Kuppe und Wanne, R = 700 m

Für die Komponentenanlieferung werden Fahrzeuge mit einer Gesamtlänge von bis zu 78 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 ≤ 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 Auftraggeber zu tragen sind.

In Kurven mit Steigungen > 7 % muss die Fahrbahnbreite an die Gegebenheiten vor Ort angepasst werden. Dies ist bei der Planung zu berücksichtigen und muss durch ENERCON geprüft und freigegeben werden.

Bei der Planung der Zuwegung im Bereich Kurven und Kreuzungen mit Steigungen und Gefälle ist darauf zu achten, dass die Torsion zwischen Zugfahrzeug und Auflieger bzw. Nachläufer ≤ 5 % liegt.

Tab. 1: Anforderungen an das Längsprofil der Zuwegung

Parameter	Anforderung
Steigungen/Gefälle bei ungebundener Deckschicht	≤ 7 %
Steigungen/Gefälle bei gebundener Deckschicht	≤ 12 %
Bodenfreiheit der Transportfahrzeuge	0,10 m
Radius Bergkuppe/Talsole	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.

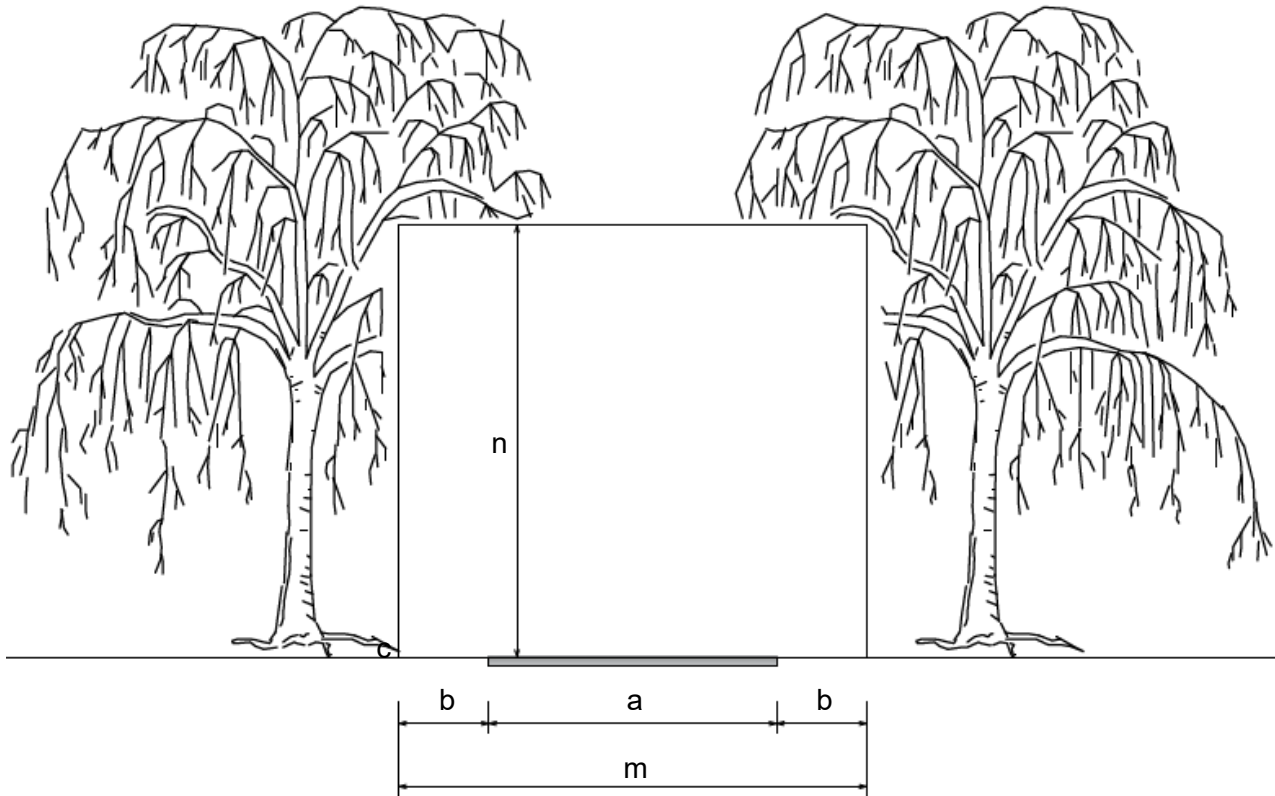


Abb. 5: Lichtraumprofil

a	4 m	Befahrbare Breite der Fahrbahn auf Geraden	b	1 m	Seitlicher Überschwenkbereich inkl. Sicherheitsabstand
m	6 m	Lichte Durchfahrtsbreite	n	4,6 - 6 m	Lichte Durchfahrtshöhe

5.2 Aufbau der Zuwegung

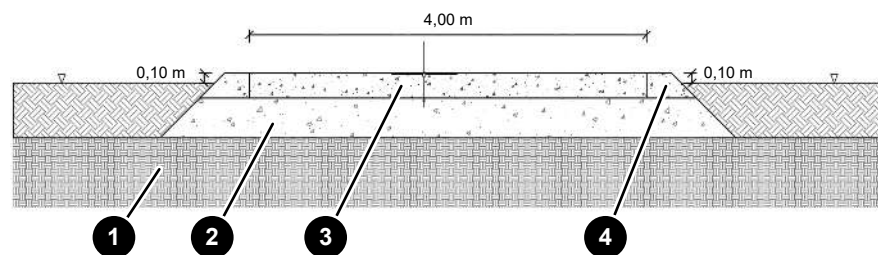


Abb. 6: Schematischer Aufbau der Zuwegung

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

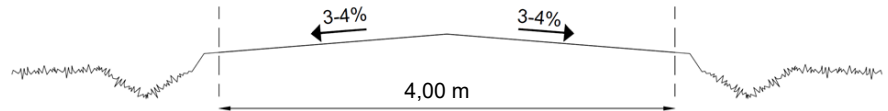


Abb. 7: Dachprofil

Die Zuwegung muss generell mit einer Überhöhung (Dachprofil) und einer Neigung von 3 bis 4 % gestaltet werden. Diese Querneigung der Straße sorgt dafür, dass Regenwasser von der Straßenoberfläche abfließt und verhindert so Erosion, Schlaglochbildung und Spurrillen. Ist die Oberfläche der Straße gepflastert (Beton oder Asphalt), ist ein Quergefälle von 2 % ausreichend, um eine Entwässerung zu gewährleisten.

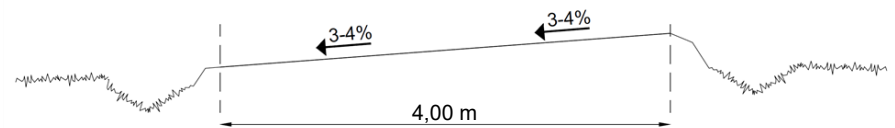


Abb. 8: Seitliches Gefälle

Sollte ein Dachprofil aus topographischen Gründen nicht umsetzbar sein, kann das seitliche Gefälle über die gesamte Breite mit max. 3 bis 4 % gebaut werden. In diesem Fall den Abschnitt zu Übergängen bei seitlichem Gefälle beachten.

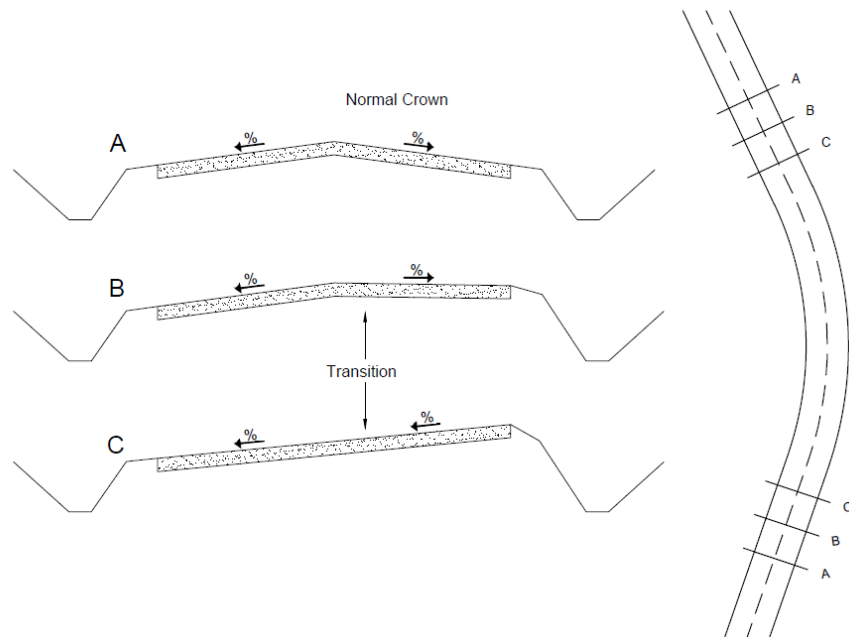


Abb. 9: Übergang seitliches Gefälle

Beim Übergang von einem Dachprofil zu einem seitlichen Gefälle muss der normale Scheitelquerschnitt herausgenommen werden und in einen überhöhten Querschnitt übergehen. Dadurch kann die Oberfläche von der Überhöhung (höchster Punkt des Querschnitts an der Außenseite der Kurve) zur Kuppe (höchster Punkt des Querschnitts auf der Straßenachse) übergehen. Bei Doppelkurven darf das seitliche Gefälle max. 2,5 % betragen. Die Torsion zwischen Zugfahrzeug und Auflieger bzw. 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:
- 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, so dass 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
Max. Seitenneigung der Zuwegung auf geraden Strecken und in Kurven	3 – 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	160 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}	$\leq 2,3$

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 zusammengefasst, 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 überfahrenden GST und verhindert das Durchdrehen der Räder.

6 Baustellenflächen und Fundament

6.1 Arbeitsbereich am WEA-Standort

6.1.1 Generelles

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.

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° abgeböscht. 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, muss der Punkt „Böschungen“ berücksichtigt und mit dem ENERCON GPM abgesprochen werden.

- Wird die Baufläche in eine Anhöhung 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.

Böschungen

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.

tigen. 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. 13, 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 mit einem Mindestabstand von 1 Nabenhöhe in Metern zum Turmfuß positioniert.

Der Windenstandort muss mit einem Teleskoplader erreichbar sein. Die Eigentümer der betroffenen Flurstücke sind über die Tätigkeiten zu informieren, ggf. ist eine Erlaubnis einzuholen. Durch das Befahren mit einem Teleskoplader kann es zu Flurschäden kommen. Diese sind in einem vertretbaren Maß vom Kunden zu tragen.

Abhängig von der lokalen Beforstungsdichte können zusätzliche Rodungsschneisen nötig sein. Bei Waldstandorten muss der Windenstandort frühzeitig mit ENERCON abgestimmt werden.

6.1.2 Fundament

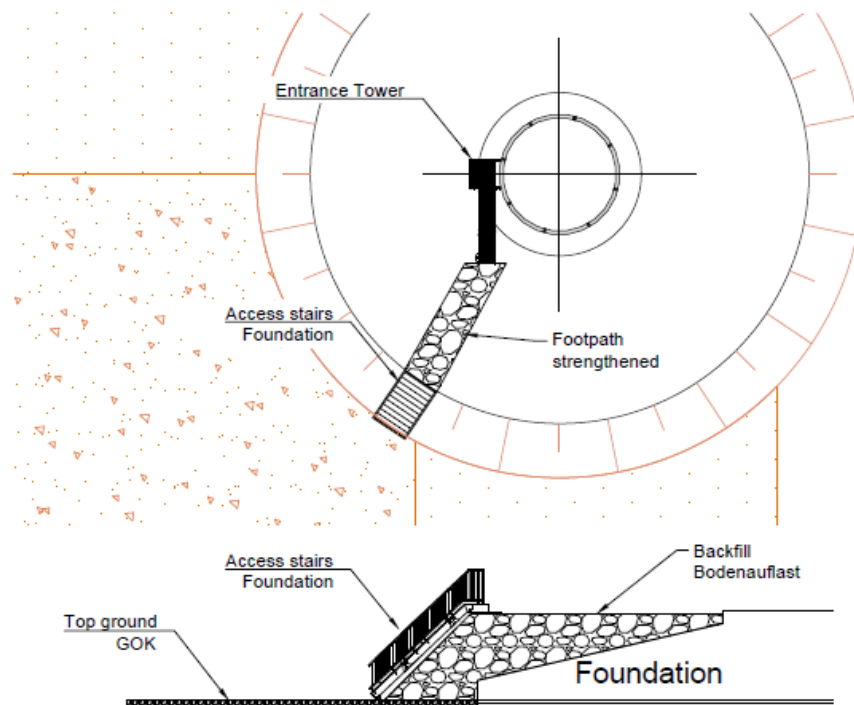


Abb. 10: Fundament auf GOK mit Erdaufkast

Das Fundament benötigt für den Betrieb der WEA eine Bodenaufschüttung, die aus Montagegründen erst nach Fertigstellung der WEA aufgebracht werden kann.

Kommt es zu Abweichungen von dem vorgegebenen Höhenniveau aus dem Schalplan, muss dies mit dem ENERCON GPM abgestimmt werden.

Wird das Fundament aus topografischen Gründen herausgezogen, sodass der Abstand zwischen Fundamentstirn und GOK größer wird, müssen die aufgrund der fehlenden Anschüttung geltenden Sicherheitsbestimmungen hinsichtlich Absturzgefahr für Personen berücksichtigt und Maßnahmen gegen den Absturz ergriffen 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 Gewichteten
 - das Abladen und Lagern von Mauerwerk, Naturstein oder Betonaufkantung
 - 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 ohne Erdaufkast 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. Vervollständigung der Deckschicht der Kranstellfläche und der Montagefläche bis an die Fundamentkante. Überarbeitung und Profilierung der gesamten Baufläche gemäß Mindestanforderungen.
4. Herstellung einer temporären Treppe mit Handlauf an der Fundamentaußenkante in Richtung Kranstellfläche. Dabei sind die für die Region geltenden aktuellen Sicherheits- und Bauvorschriften zu beachten.
5. Aufbau des Turms und der WEA. Der Bereich Fundamentaußenkante +3 m um das Fundament muss währenddessen eben und nutzbar sein.

Technische Änderungen vorbehalten.

6. Aufbringung und Abböschung der Erdauflast nach Fertigstellung der WEA. Die Vorgaben im Schalplan sind zu beachten.
7. Herstellung einer Treppe mit Handlauf an der Böschung in Richtung Kranstellfläche. Dabei sind die für die Region geltenden aktuellen Sicherheits- und Bauvorschriften zu beachten.
8. Befestigung mit Schotter auf dem Fundament von der Zugangstreppe Kranstellfläche bis zum Zugang Turmaußentreppe, um einen gefahrlosen und sauberen Zugang zu gewährleisten.

6.1.3 Baufläche

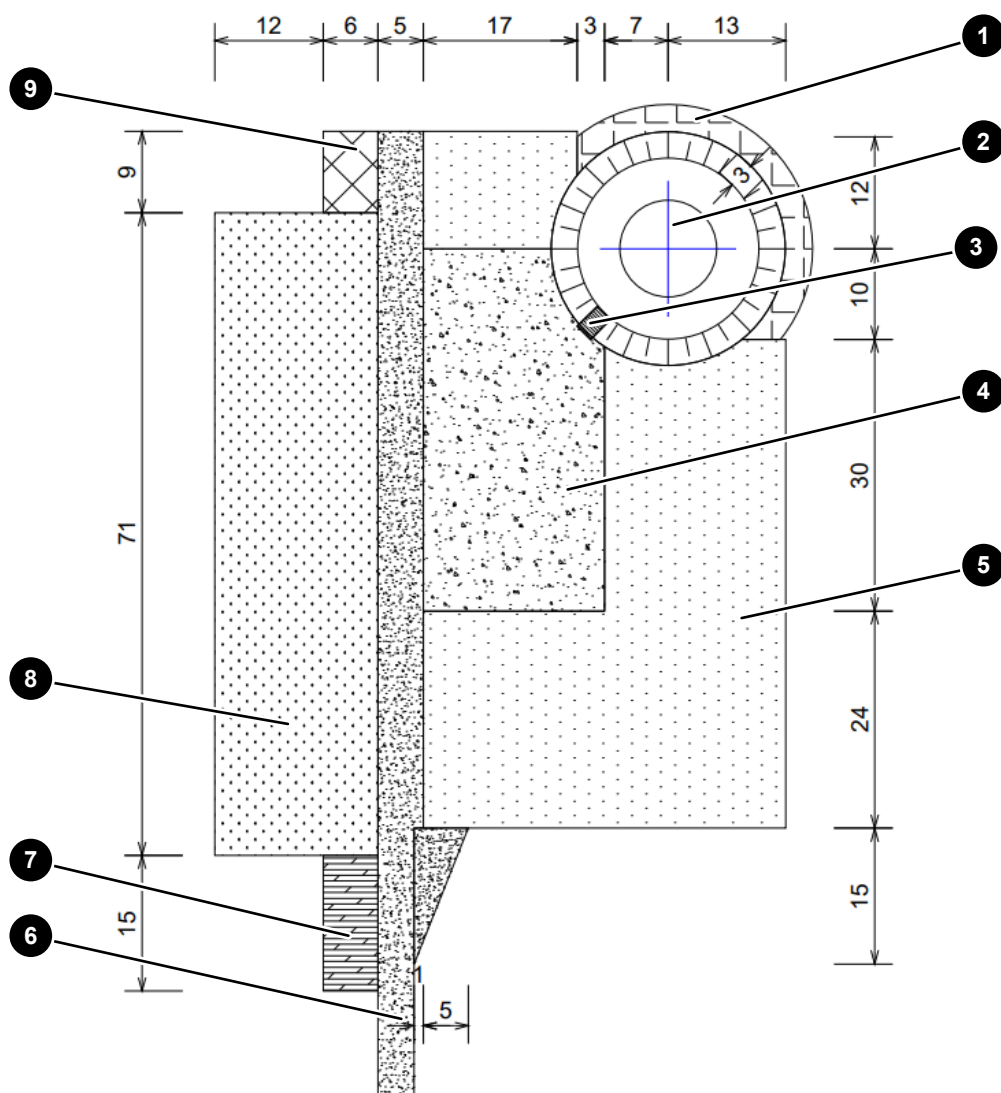


Abb. 11: Arbeitsbereich am WEA-Standort, Baumaß (alle Maßangaben in Meter)

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

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.

6.1.3.1 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.

6.1.3.2 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.

6.1.3.3 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	185 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	$D_{Pr} \geq 100 \%$

Parameter	Anforderung
Verhältnis E_{V2}/E_{V1}	$\leq 2,3$

Die Tragfähigkeit der Kranstellfläche ist durch Grundbruchberechnungen bzw. bei Hanglagen durch Böschungsbruchberechnungen nach DIN 4017 nachzuweisen. Setzungsrechnungen sind erforderlich, um zu verhindern, dass die max. zulässige Neigung des Krans nach DIN 4019:2015 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 Verformungsmodule 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.

6.1.3.4 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.

Technische Änderungen vorbehalten.

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. Setzungsrechnungen sind erforderlich, um zu verhindern, dass die max. zulässige Neigung des Krans nach DIN 4019:2015 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.

6.1.3.5 Lagerfläche

Die Lagerfläche dient unter anderem zur Lagerung von Montagematerial, Containern, Flat Rack und Rotorblättern. Die Fläche muss nicht befestigt werden, 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.

Für die korrekte Lagerung der Rotorblätter müssen 2 Auflageflächen für die Rotorblattgestelle eingerichtet werden. Die Auflageflächen für die Rotorblattgestelle müssen eben sein (x- und y-Achse = 0°) und sich auf dem gleichen Höhenniveau befinden. Sollten die Flächen nicht tragfähig sein, müssen diese nach Absprache mit ENERCON GPM ertüchtigt werden. Diese Änderungen können sich auf die Größe der Flächen auswirken.

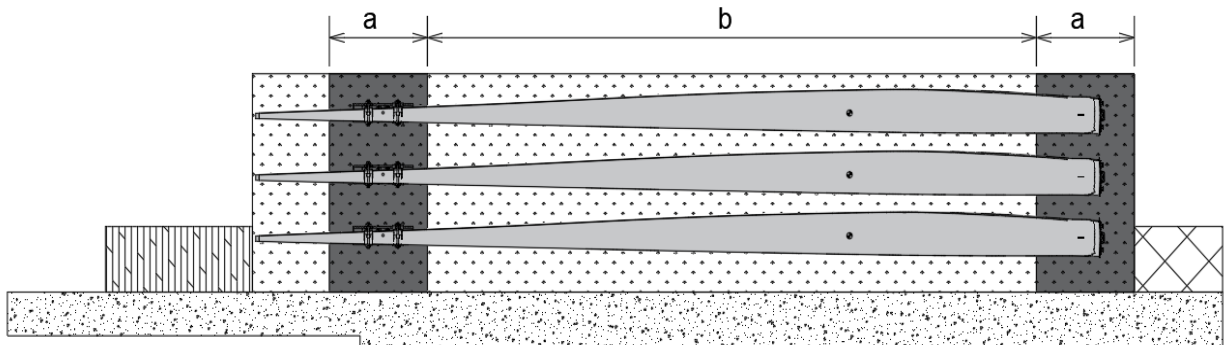


Abb. 12: Rotorblattlagerfläche (Konstruktionsschema)

a	10 m	Breite Auflagefläche Rotorblattgestelle	b	43,5 m	Abstand Auflagefläche Rotorblattgestelle

6.1.3.6 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	$\leq 1 \%$
Mindestbelastbarkeit	Absprache mit dem ENERCON GPM
Tragschicht Verformungsmodul (falls erforderlich)	$E_{v2} \geq 80 \text{ MN/m}^2$
Tragschicht Proctordichte	$D_{Pr} \geq 100 \%$
Verhältnis E_{v2}/E_{v1}	$\leq 2,3$

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

6.1.4 Rodungs- und Sicherheitsbereich

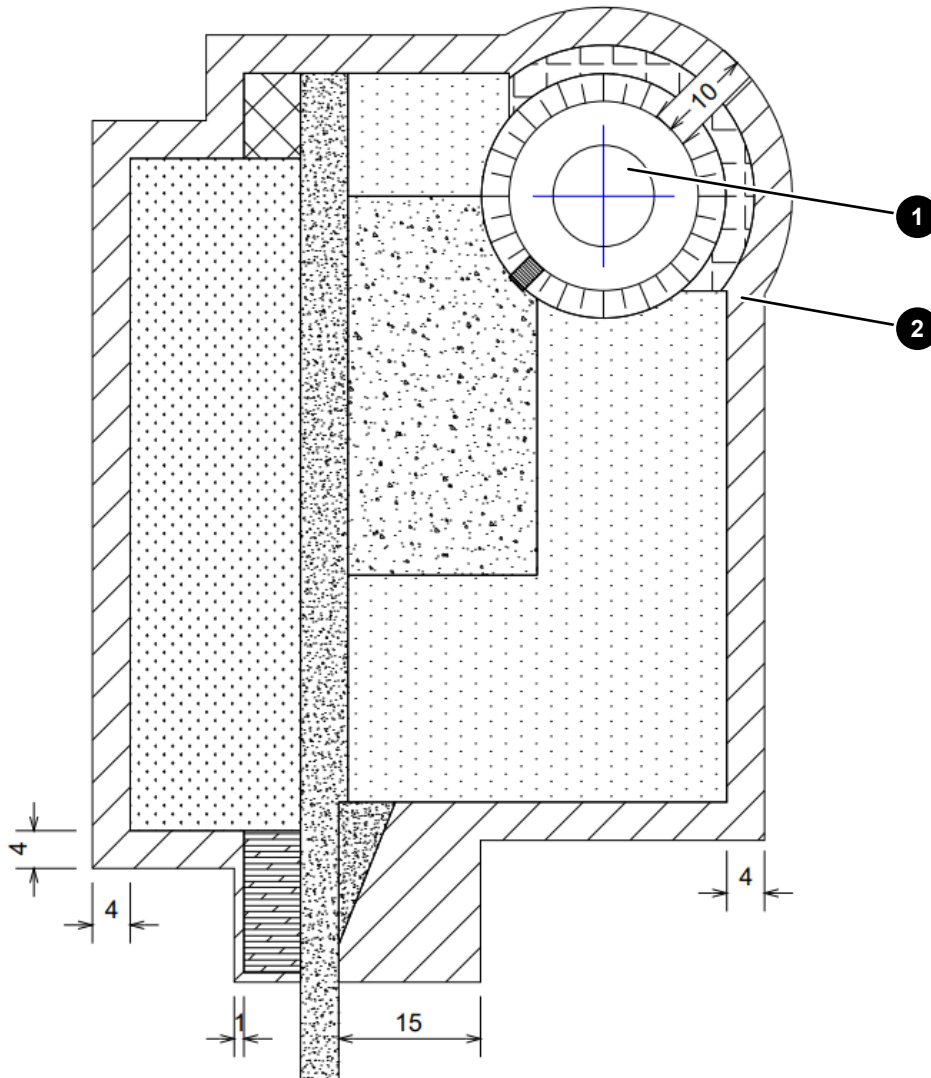


Abb. 13: Rodungs- und Sicherheitsbereich, Baumaß (alle Maßangaben in Meter)

1	Turm mit Fundament	2	Rodungs- und Sicherheitsbereich

Bei der Errichtung der WEA muss rings um das Fundament und die Baufläche ein Sicherheitsbereich freigehalten bzw. der Bereich gerodet werden. Während der Bauarbeiten darf kein Bodenaushub im Rodungs- und Sicherheitsbereich gelagert werden. Der Rodungs- und Sicherheitsbereich kann zum Teil nach der Errichtung der WEA wieder aufgeforstet werden. Im Fall eines Komponententauschs oder Rückbaus muss ein Teil dieser Fläche wieder freigehalten bzw. gerodet werden. Größe und Abmessungen sind dann mit dem ENERCON GPM abzustimmen.

6.2 Kranauslegermontagefläche

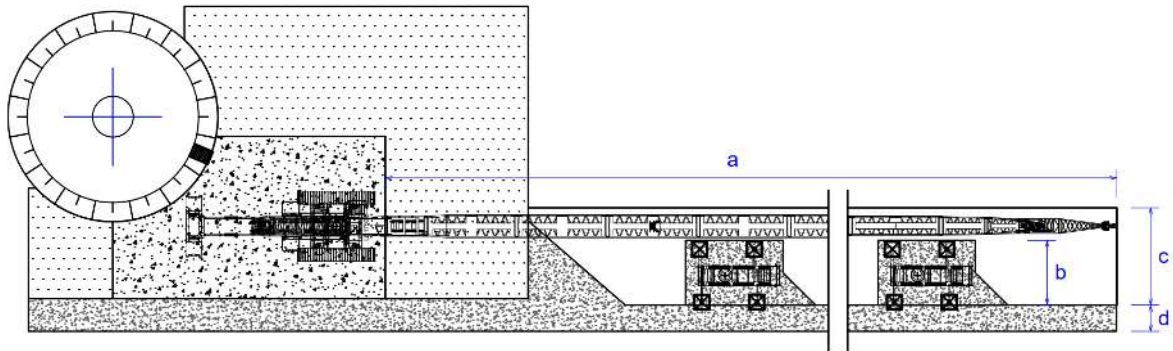


Abb. 14: Kranauslegermontagefläche

a	132 m	Länge Kranauslegermontagefläche ab Kranstellfläche	b	10 m	Breite Hilfskranstellfläche
c	15 m	Gesamtbreite Kranauslegermontagefläche	d	4 m	Befahrbare Breite der Fahrbahn

Der Gittermastausleger des Hauptkrans wird aus Einzelkomponenten zusammengebaut. 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.

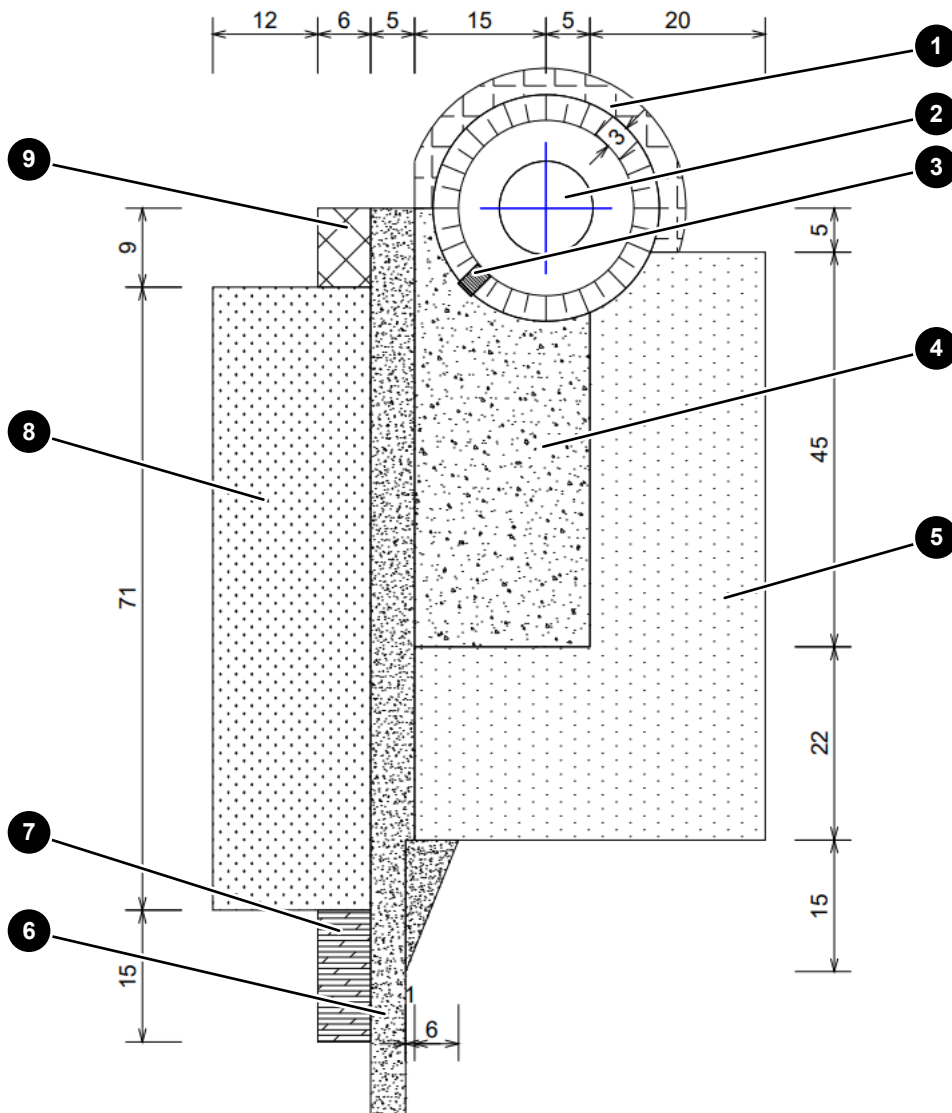
Hilfskranstellflächen

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.

Technische Änderungen vorbehalten.

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

Technische Änderungen vorbehalten.



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

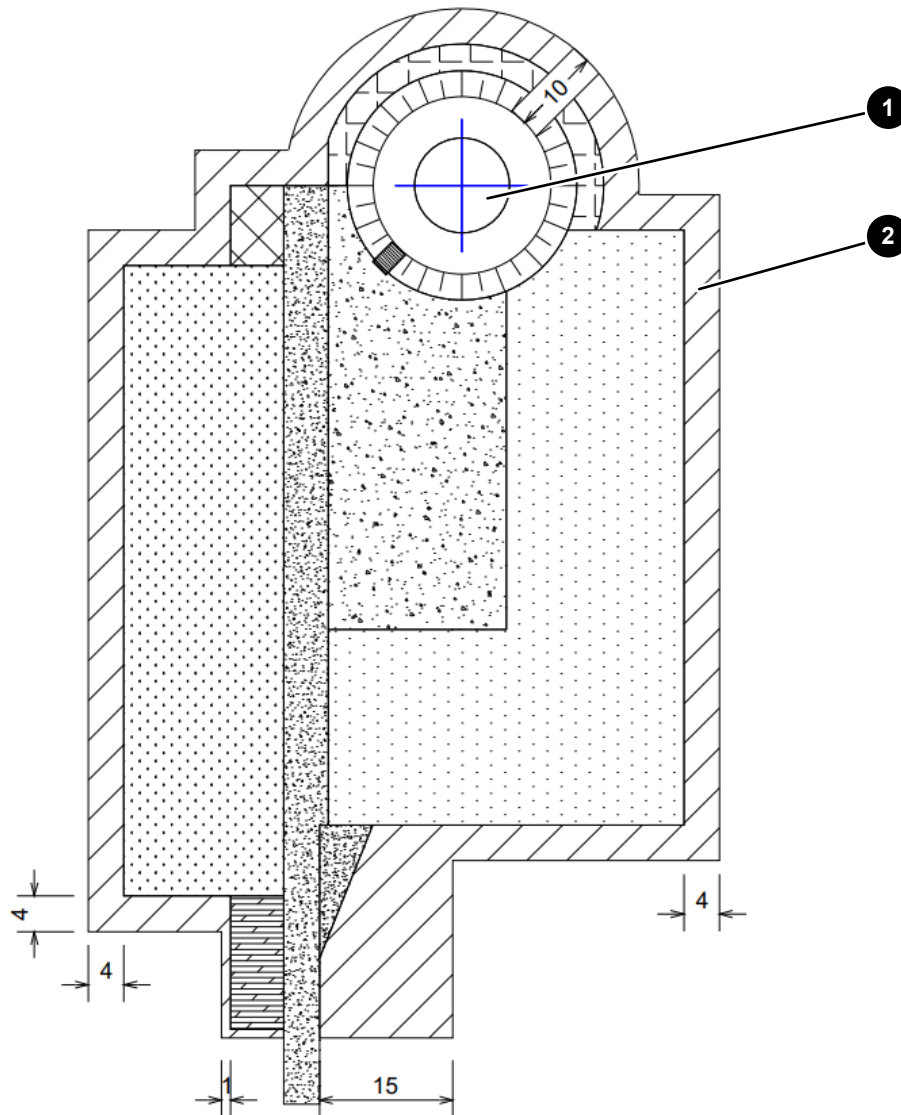


Abb. 16: Alternativer Rodungs- und Sicherheitsbereich, Baumaß (alle Maßangaben in Meter)

1	Turm mit Fundament	2	Rodungs- und Sicherheitsbereich

Die hier dargestellten alternativen Bauflächen erfüllen bei der Anlieferung und Montage die gleichen Anforderungen wie der gezeigte Standard (Abb. 11, S. 26 und Abb. 13, S. 32). Einschränkungen gibt es in der Montagerichtung des Kranauslegers, welcher hier nur in entgegengesetzter Richtung vom Turm montiert werden kann. Wenn die alternativen Bauflächen angewendet werden sollen, ist dies mit ENERCON abzustimmen.

Technische Änderungen vorbehalten.

7 Zentrale Anlaufstelle

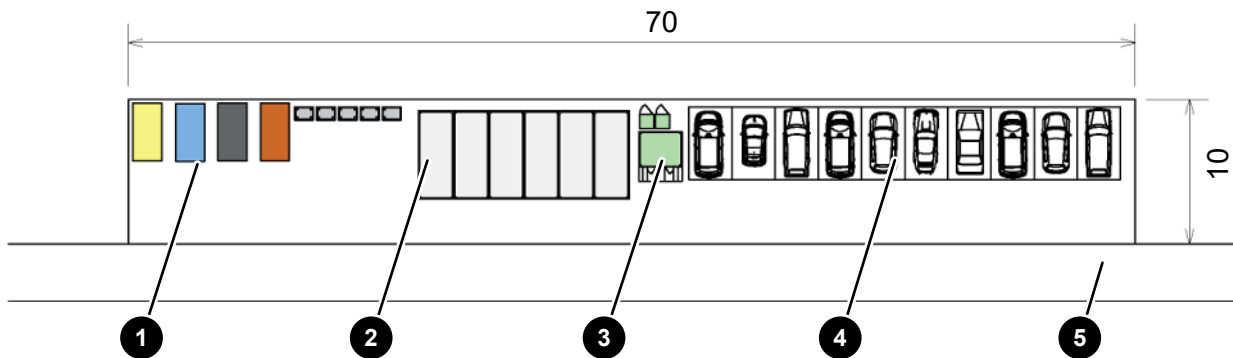


Abb. 17: Zentrale Anlaufstelle (alle Maßangaben in Meter)

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.

8 Zugang für Servicefahrzeuge nach Inbetriebnahme

Nach Inbetriebnahme der WEA benötigt der Service einen Zugang (Rampe) für Servicefahrzeuge, um schwere Komponenten, wie z. B. Azimutgetriebe, an die Anlage zu bringen. Diese Rampe kann im Zuge des Rückbaus der temporären Montageflächen errichtet werden. Hierzu ist die Technische Spezifikation D02768819 „Anforderungen Zusatzbelastung Fundamentanschüttung und Fundamentauflast für Servicetätigkeiten“ zu beachten, die nur für den Service nach Inbetriebnahme der WEA gilt.

Eine Rampe in der Montagephase ist nicht zulässig!

Technische Spezifikation

Zuwegung und Baustellenflächen

ENERCON Windenergieanlage

E-160 EP5 E3

120 m Hybrid-Stahlurm

Technische Änderungen vorbehalten.

Herausgeber

ENERCON Global 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: Uwe Eberhardt, Ulrich Schulze Südhoff
Zuständiges Amtsgericht: Aurich ▪ Handelsregisternummer: HRB 202549
Ust.Id.-Nr.: DE285537483

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 Global GmbH, sofern und soweit nicht ausdrücklich ein anderer Inhaber angegeben oder offensichtlich erkennbar ist.

Die ENERCON Global 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 Global 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 Global 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 Global 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	D02284865/7.0-de		
Vermerk	Originaldokument		
Vertraulichkeit	NUR ZUR PROJEKT-INTERNEN VERWENDUNG		
Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2024-09-24	de	EC	ENERCON Global GmbH / Site Logistics & Processes

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
D02768819	Anforderungen Zusatzbelastung Fundamentanschüttung und Fundamentauflast für Servicetätigkeiten

Technische Änderungen vorbehalten.

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
4.3	Einsatz SPMT	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	Lichtraumprofil	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	19
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 und Fundament	23
6.1	Arbeitsbereich am WEA-Standort	23
6.1.1	Generelles	23
6.1.2	Fundament	24
6.1.3	Baufläche	26
6.1.3.1	Material	27
6.1.3.2	Baugrund und Erdreich	27
6.1.3.3	Kranstellfläche	28
6.1.3.4	Montagefläche	29
6.1.3.5	Lagerfläche	30

6.1.3.6	Arbeitsebene (falls erforderlich)	31
6.1.4	Rodungs- und Sicherheitsbereich	32
6.2	Kransauslegermontagefläche	33
6.3	Alternative Baufläche	34
7	Zentrale Anlaufstelle	36
8	Zugang für Servicefahrzeuge nach Inbetriebnahme	37

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzungen

CM	Construction Manager (Gesamtbauleiter)
GOK	Geländeoberkante
GPM	General Project Manager (Gesamtprojektleiter)
GST	Großraum- und Schwertransport
MST	Modularer Stahlturm
SPMT	Self-Propelled Modular Transporter (selbstangetriebene Transporter)
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

Technische Änderungen vorbehalten.

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-HST-120-FB-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“
- D02768819 „Anforderungen Zusatzbelastung Fundamentanschüttung und Fundamentauflast für Servicetätigkeiten“

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.

4.3 Einsatz SPMT

Kommt ein SPMT zum Einsatz, kann es je nach Komponente und Anlagenplattform in folgenden Bereichen zu Änderungen kommen:

- Fahrbahnbreite
- Lichtraumprofil
- Kurvenradien und Überschwenkbereiche
- Seitliches Gefälle auf Geraden und in Kurven

Diese Punkte müssen dann mit ENERCON und dem Transportdienstleister abgestimmt 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

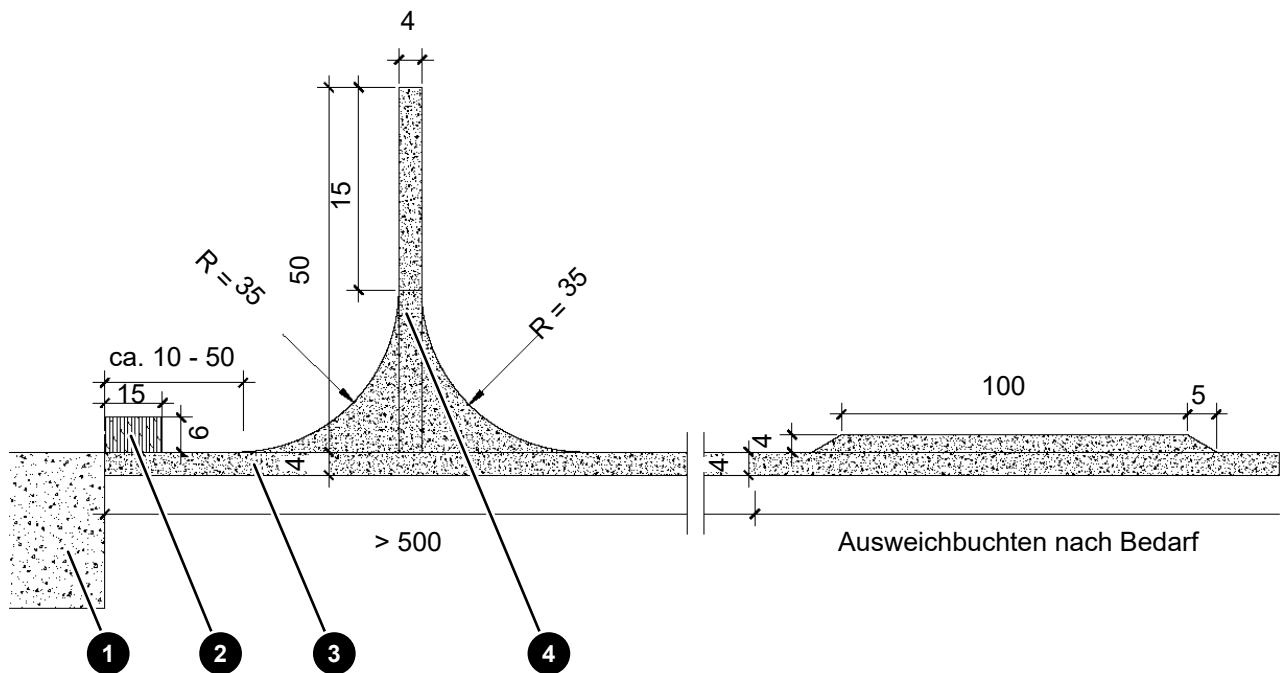


Abb. 1: Trassierungselemente (alle Maßangaben in Meter)

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 Komponentenanlieferung 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

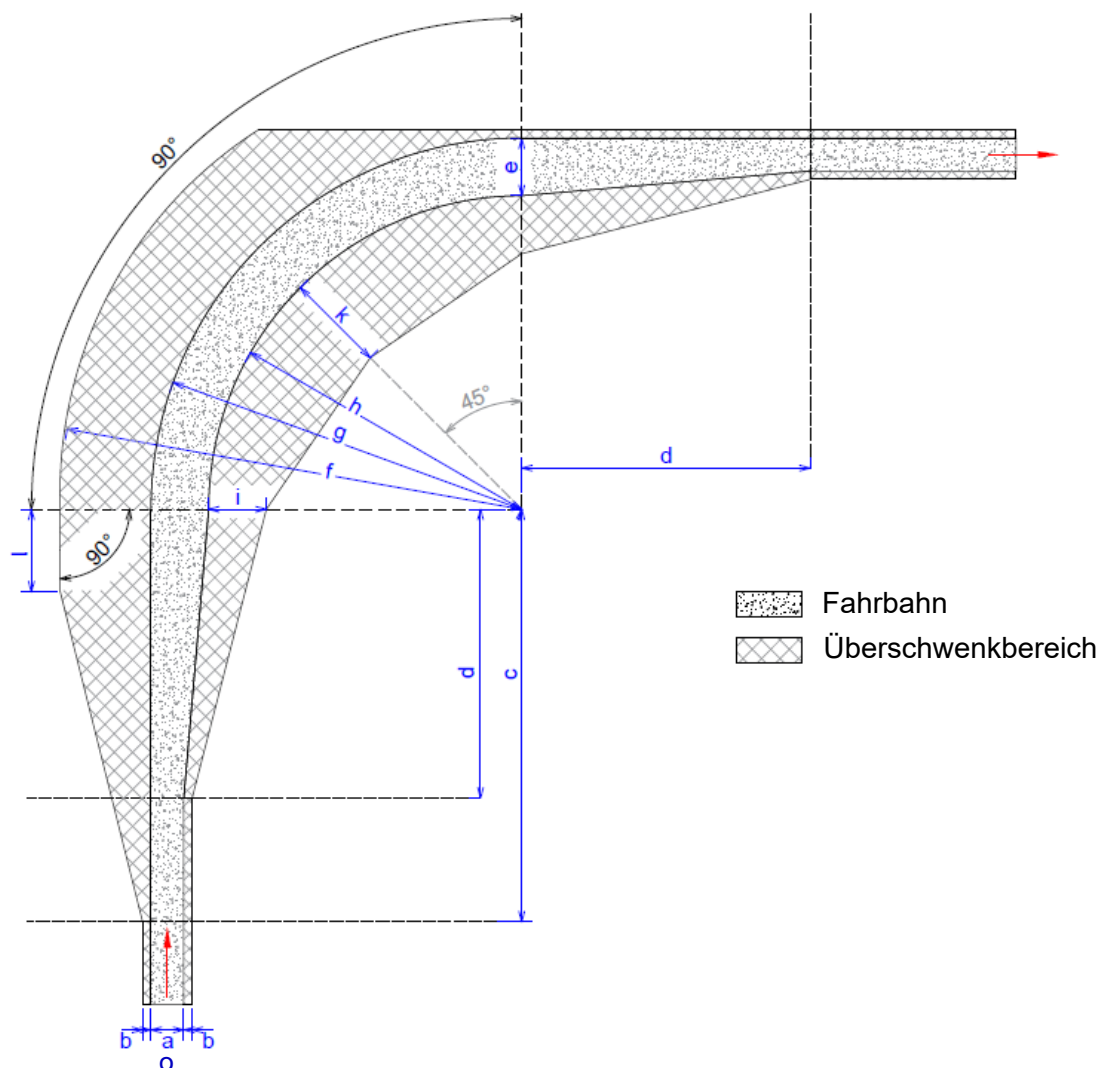


Abb. 2: 90-Grad-Kurve (Konstruktionsschema)

	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 Überschwenkbe- reich inkl. Sicherheitsab- stand
c	60 m		Start Kurveneinfahrt äu- ßerer Überschwenkbe- reich	d	40 m		Start Kurveneinfahrt inner- er Überschwenkbereich
e	7 m		Befahrbare Breite der Fahrbahn in Kurven	f	60 m	63 m	Außenradius äußerer Überschwenkbereich
g	50 m	50 m	Kurvenaußenradius	h	43 m	43 m	Kurveninnenradius
i	8 m	8 m	Maß 1 innerer Über- schwenkbereich	k	14 m	12 m	Maß 2 innerer Über- schwenkbereich
l	10 m	10 m	Maß 3 äußerer Über- schwenkbereich	o	4,5 m		Befahrbare Breite der Fahrbahn auf Geraden bei Einsatz von SPMT

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.

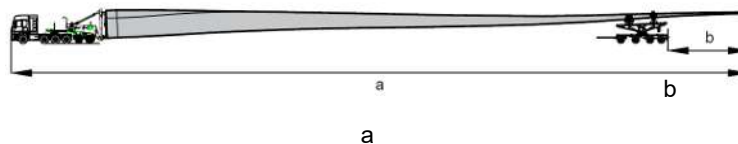


Abb. 3: Blatttransport Überhang

a	90 m	b	10 m

5.1.2 Kuppen, Wannen und Steigungen

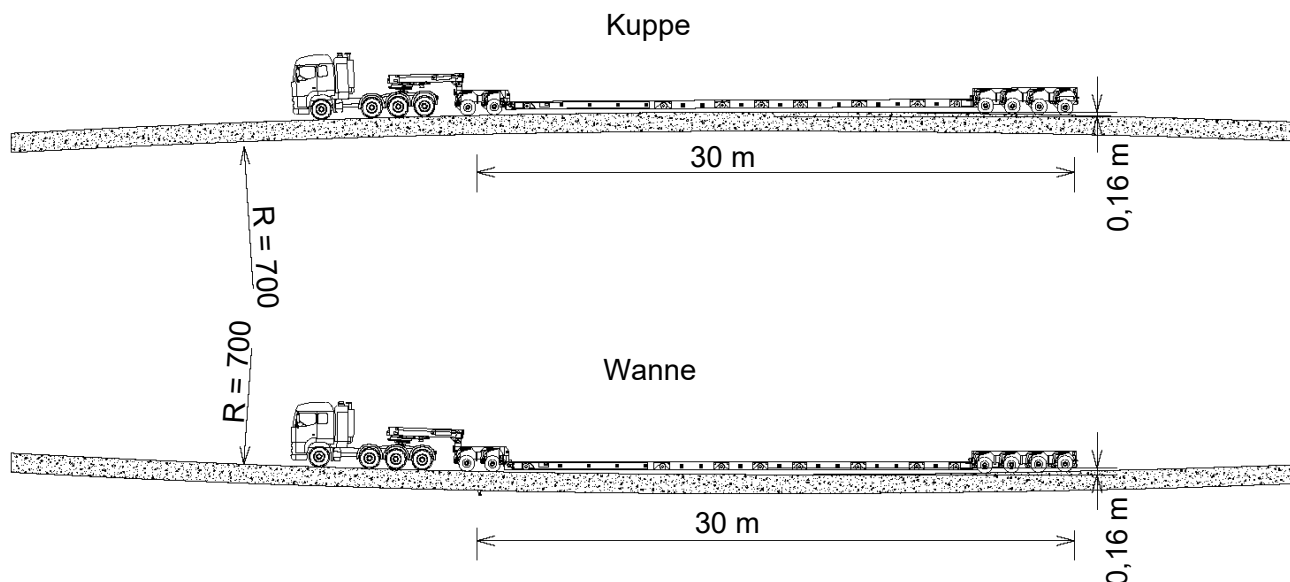


Abb. 4: Kuppe und Wanne, R = 700 m

Für die Komponentenanlieferung 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 ≤ 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 Auftraggeber zu tragen sind.

In Kurven mit Steigungen > 7 % muss die Fahrbahnbreite an die Gegebenheiten vor Ort angepasst werden. Dies ist bei der Planung zu berücksichtigen und muss durch ENERCON geprüft und freigegeben werden.

Bei der Planung der Zuwegung im Bereich Kurven und Kreuzungen mit Steigungen und Gefälle ist darauf zu achten, dass die Torsion zwischen Zugfahrzeug und Auflieger bzw. Nachläufer ≤ 5 % liegt.

Tab. 1: Anforderungen an das Längsprofil der Zuwegung

Parameter	Anforderung
Steigungen/Gefälle bei ungebundener Deckschicht	≤ 7 %
Steigungen/Gefälle bei gebundener Deckschicht	≤ 12 %
Bodenfreiheit der Transportfahrzeuge	0,10 m
Radius Bergkuppe/Talsole	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.

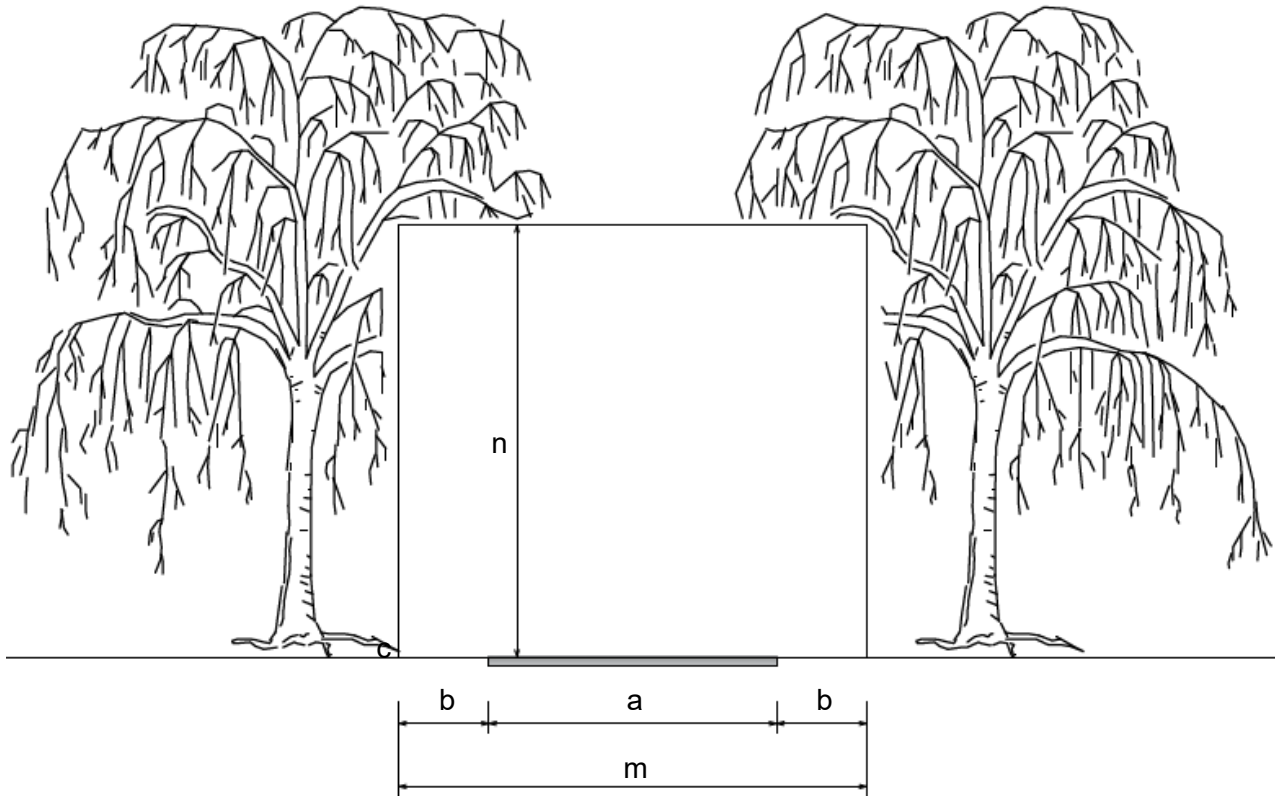


Abb. 5: Lichtraumprofil

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 Durchfahrtshöhe

5.2 Aufbau der Zuwegung

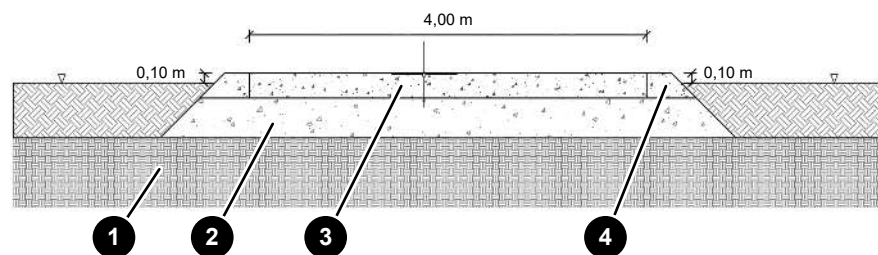


Abb. 6: Schematischer Aufbau der Zuwegung

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

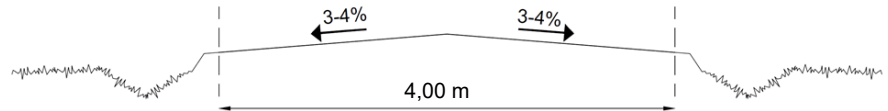


Abb. 7: Dachprofil

Die Zuwegung muss generell mit einer Überhöhung (Dachprofil) und einer Neigung von 3 bis 4 % gestaltet werden. Diese Querneigung der Straße sorgt dafür, dass Regenwasser von der Straßenoberfläche abfließt und verhindert so Erosion, Schlaglochbildung und Spurrillen. Ist die Oberfläche der Straße gepflastert (Beton oder Asphalt), ist ein Quergefälle von 2 % ausreichend, um eine Entwässerung zu gewährleisten.

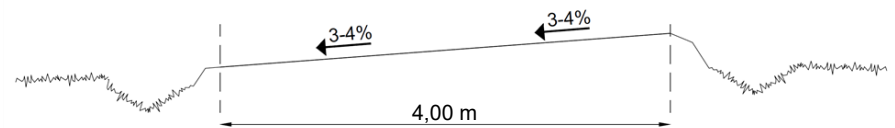


Abb. 8: Seitliches Gefälle

Sollte ein Dachprofil aus topographischen Gründen nicht umsetzbar sein, kann das seitliche Gefälle über die gesamte Breite mit max. 3 bis 4 % gebaut werden. In diesem Fall den Abschnitt zu Übergängen bei seitlichem Gefälle beachten.

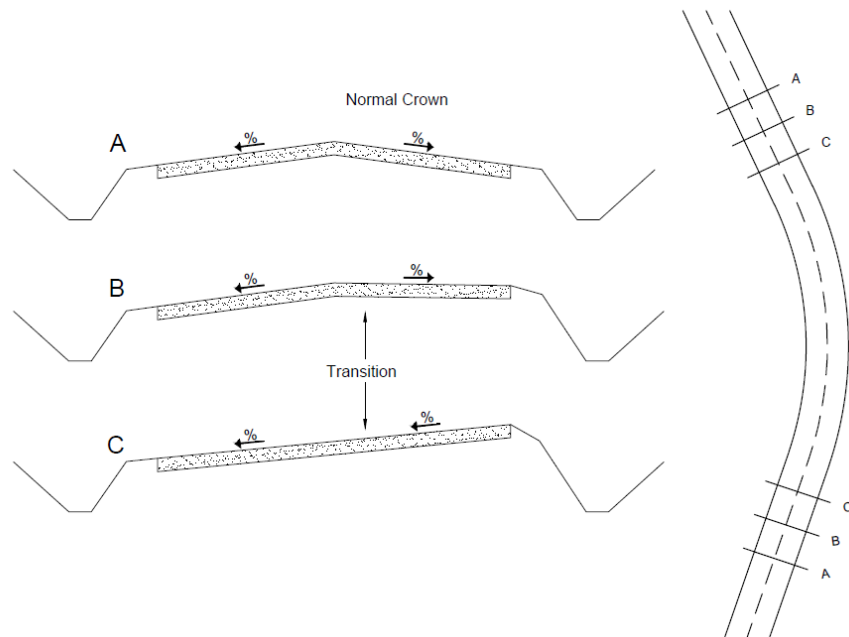


Abb. 9: Übergang seitliches Gefälle

Beim Übergang von einem Dachprofil zu einem seitlichen Gefälle muss der normale Scheitelquerschnitt herausgenommen werden und in einen überhöhten Querschnitt übergehen. Dadurch kann die Oberfläche von der Überhöhung (höchster Punkt des Querschnitts an der Außenseite der Kurve) zur Kuppe (höchster Punkt des Querschnitts auf der Straßenachse) übergehen. Bei Doppelkurven darf das seitliche Gefälle max. 2,5 % betragen. Die Torsion zwischen Zugfahrzeug und Auflieger bzw. 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:
- 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, so dass 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
Max. Seitenneigung der Zuwegung auf geraden Strecken und in Kurven	3 – 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}	$\leq 2,3$

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 zusammengefasst, 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 überfahrenden GST und verhindert das Durchdrehen der Räder.

6 Baustellenflächen und Fundament

6.1 Arbeitsbereich am WEA-Standort

6.1.1 Generelles

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.

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, muss der Punkt „Böschungen“ berücksichtigt und mit dem ENERCON GPM abgesprochen werden.

- Wird die Baufläche in eine Anhöhung 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.

Böschungen

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.

tigen. 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. 13, 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 mit einem Mindestabstand von 1 Nabenhöhe in Metern zum Turmfuß positioniert.

Der Windenstandort muss mit einem Teleskoplader erreichbar sein. Die Eigentümer der betroffenen Flurstücke sind über die Tätigkeiten zu informieren, ggf. ist eine Erlaubnis einzuholen. Durch das Befahren mit einem Teleskoplader kann es zu Flurschäden kommen. Diese sind in einem vertretbaren Maß vom Kunden zu tragen.

Abhängig von der lokalen Beforstungsdichte können zusätzliche Rodungsschneisen nötig sein. Bei Waldstandorten muss der Windenstandort frühzeitig mit ENERCON abgestimmt werden.

6.1.2 Fundament

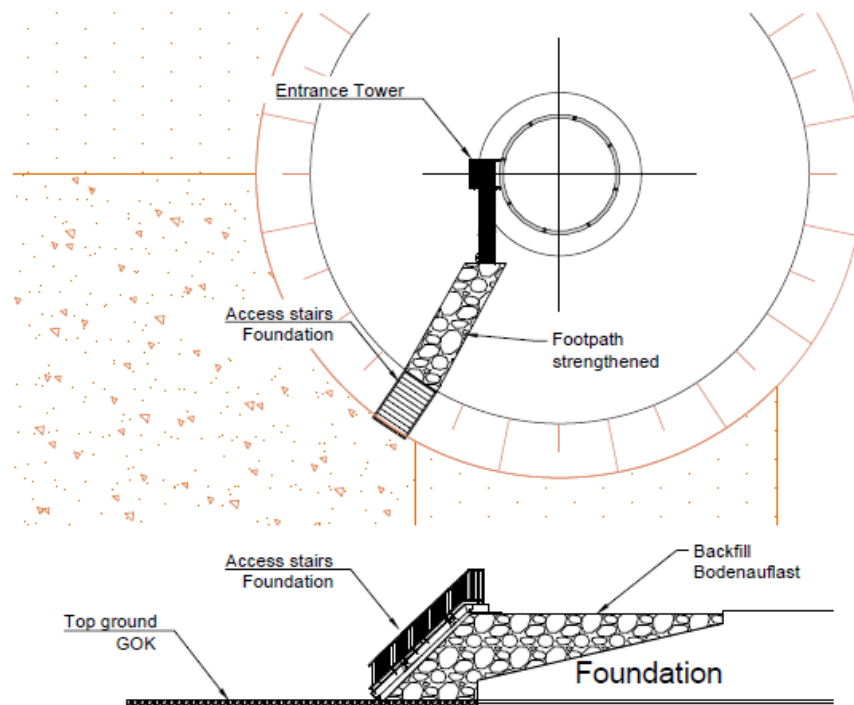


Abb. 10: Fundament auf GOK mit Erdaufkast

Das Fundament benötigt für den Betrieb der WEA eine Bodenaufschüttung, die aus Montagegründen erst nach Fertigstellung der WEA aufgebracht werden kann.

Kommt es zu Abweichungen von dem vorgegebenen Höhenniveau aus dem Schalplan, muss dies mit dem ENERCON GPM abgestimmt werden.

Wird das Fundament aus topografischen Gründen herausgezogen, sodass der Abstand zwischen Fundamentstirn und GOK größer wird, müssen die aufgrund der fehlenden Anschüttung geltenden Sicherheitsbestimmungen hinsichtlich Absturzgefahr für Personen berücksichtigt und Maßnahmen gegen den Absturz ergriffen 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 Gewichteten
 - das Abladen und Lagern von Mauerwerk, Naturstein oder Betonauflage
 - 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 ohne 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. Vervollständigung der Deckschicht der Kranstellfläche und der Montagefläche bis an die Fundamentkante. Überarbeitung und Profilierung der gesamten Baufläche gemäß Mindestanforderungen.
4. Herstellung einer temporären Treppe mit Handlauf an der Fundamentaußenkante in Richtung Kranstellfläche. Dabei sind die für die Region geltenden aktuellen Sicherheits- und Bauvorschriften zu beachten.
5. Aufbau des Turms und der WEA. Der Bereich Fundamentaußenkante +3 m um das Fundament muss währenddessen eben und nutzbar sein.

Technische Änderungen vorbehalten.

6. Aufbringung und Abböschung der Erdauflast nach Fertigstellung der WEA. Die Vorgaben im Schalplan sind zu beachten.
7. Herstellung einer Treppe mit Handlauf an der Böschung in Richtung Kranstellfläche. Dabei sind die für die Region geltenden aktuellen Sicherheits- und Bauvorschriften zu beachten.
8. Befestigung mit Schotter auf dem Fundament von der Zugangstreppe Kranstellfläche bis zum Zugang Turmaußentreppe, um einen gefahrlosen und sauberen Zugang zu gewährleisten.

6.1.3 Baufläche

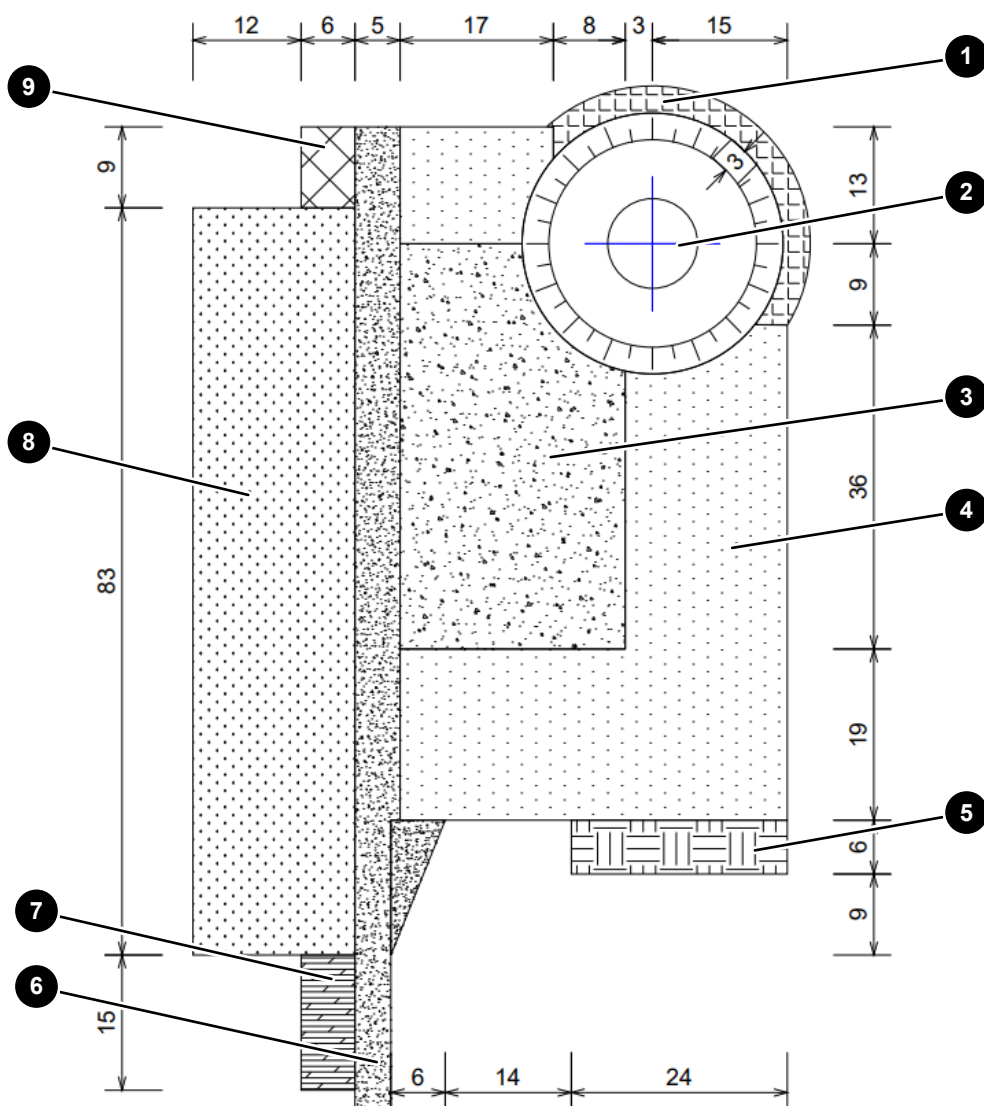


Abb. 11: Arbeitsbereich am WEA-Standort, Baumaß (alle Maßangaben in Meter)

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

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.

6.1.3.1 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.

6.1.3.2 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.

6.1.3.3 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	$D_{Pr} \geq 100 \%$

Parameter	Anforderung
Verhältnis E_{V2}/E_{V1}	$\leq 2,3$

Die Tragfähigkeit der Kranstellfläche ist durch Grundbruchberechnungen bzw. bei Hanglagen durch Böschungsbruchberechnungen nach DIN 4017 nachzuweisen. Setzungsrechnungen sind erforderlich, um zu verhindern, dass die max. zulässige Neigung des Krans nach DIN 4019:2015 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 Verformungsmodule 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.

6.1.3.4 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. Setzungsrechnungen sind erforderlich, um zu verhindern, dass die max. zulässige Neigung des Krans nach DIN 4019:2015 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.

6.1.3.5 Lagerfläche

Die Lagerfläche dient unter anderem zur Lagerung von Montagematerial, Containern, Flat Rack und Rotorblättern. Die Fläche muss nicht befestigt werden, 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.

Für die korrekte Lagerung der Rotorblätter müssen 2 Auflageflächen für die Rotorblattgestelle eingerichtet werden. Die Auflageflächen für die Rotorblattgestelle müssen eben sein (x- und y-Achse = 0°) und sich auf dem gleichen Höhenniveau befinden. Sollten die Flächen nicht tragfähig sein, müssen diese nach Absprache mit ENERCON GPM ertüchtigt werden. Diese Änderungen können sich auf die Größe der Flächen auswirken.

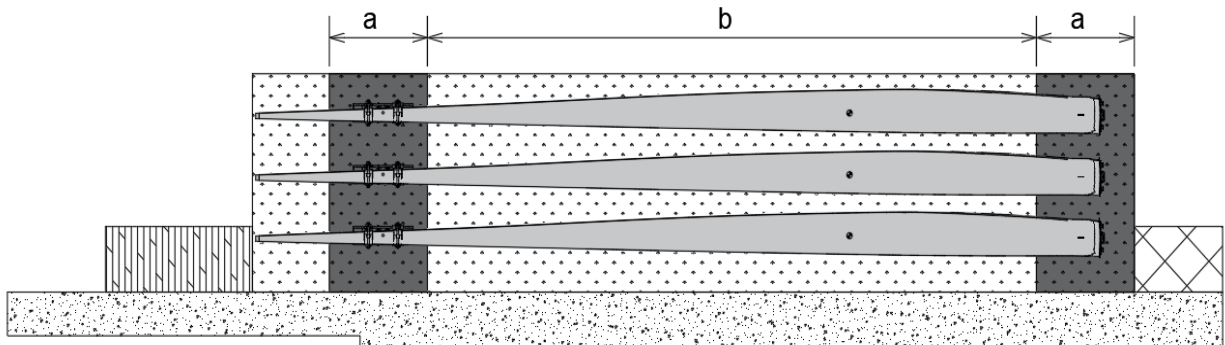


Abb. 12: Rotorblattlagerfläche (Konstruktionsschema)

a	10 m	Breite Auflagefläche Rotorblattgestelle	b	55 m	Abstand Auflagefläche Rotorblattgestelle

6.1.3.6 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	$\leq 1 \%$
Mindestbelastbarkeit	Absprache mit dem ENERCON GPM
Tragschicht Verformungsmodul (falls erforderlich)	$E_{v2} \geq 80 \text{ MN/m}^2$
Tragschicht Proctordichte	$D_{Pr} \geq 100 \%$
Verhältnis E_{v2}/E_{v1}	$\leq 2,3$

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

6.1.4 Rodungs- und Sicherheitsbereich

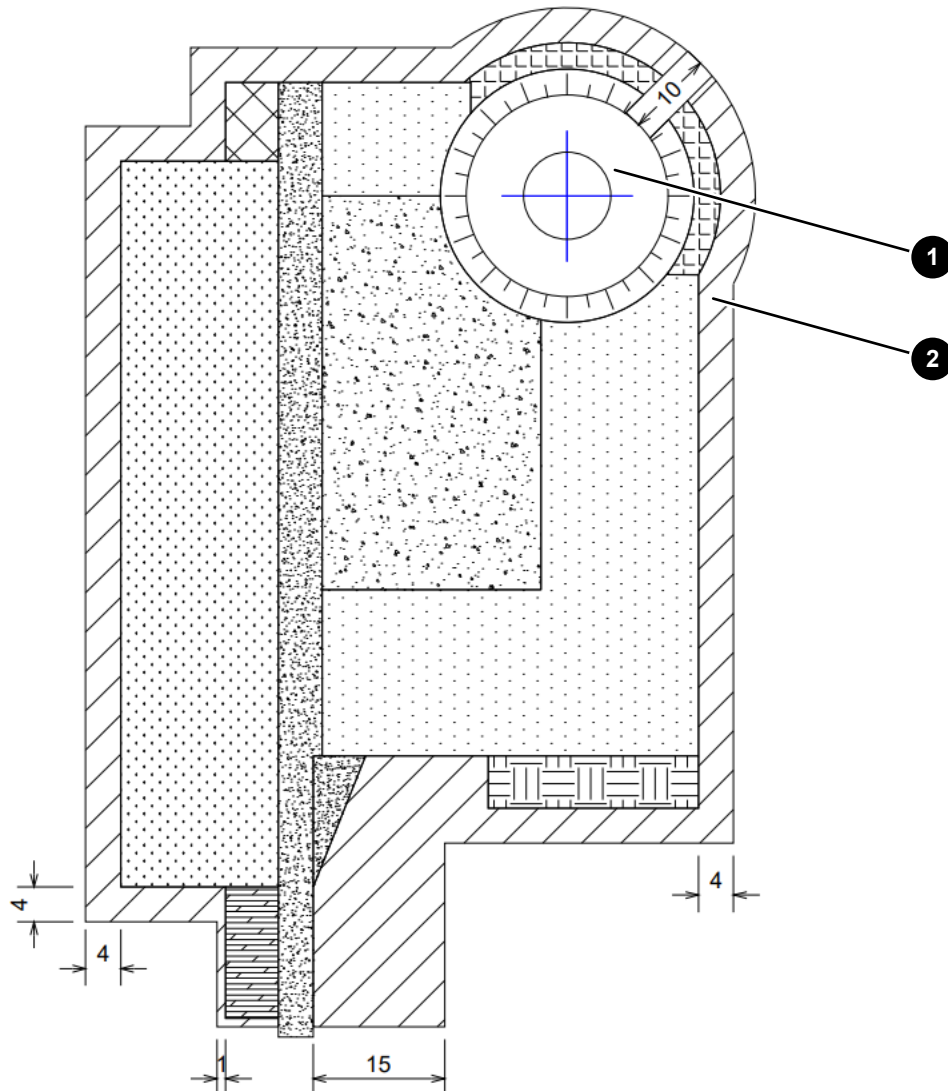


Abb. 13: Rodungs- und Sicherheitsbereich, Baumaß (alle Maßangaben in Meter)

1	Turm mit Fundament	2	Rodungs- und Sicherheitsbereich

Bei der Errichtung der WEA muss rings um das Fundament und die Baufläche ein Sicherheitsbereich freigehalten bzw. der Bereich gerodet werden. Während der Bauarbeiten darf kein Bodenaushub im Rodungs- und Sicherheitsbereich gelagert werden. Der Rodungs- und Sicherheitsbereich kann zum Teil nach der Errichtung der WEA wieder aufgeforstet werden. Im Fall eines Komponententauschs oder Rückbaus muss ein Teil dieser Fläche wieder freigehalten bzw. gerodet werden. Größe und Abmessungen sind dann mit dem ENERCON GPM abzustimmen.

6.2 Kranauslegermontagefläche

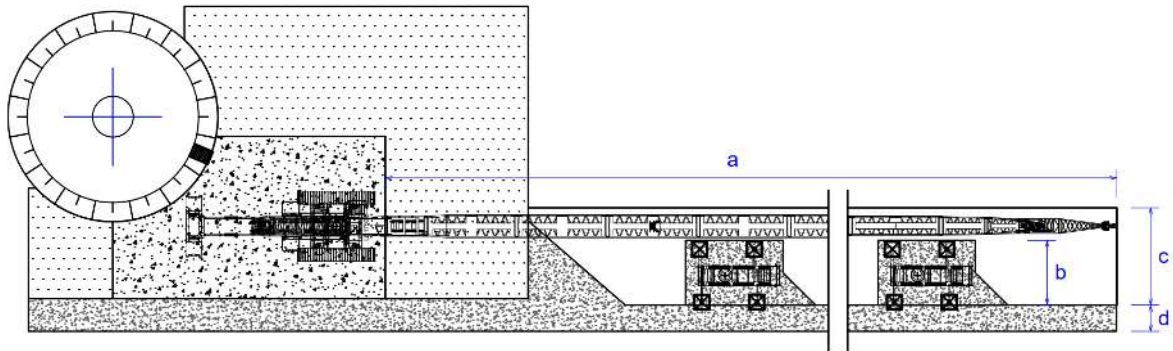


Abb. 14: Kranauslegermontagefläche

a	140 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 zusammengebaut. 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.

Technische Änderungen vorbehalten.

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 Alternative Baufläche

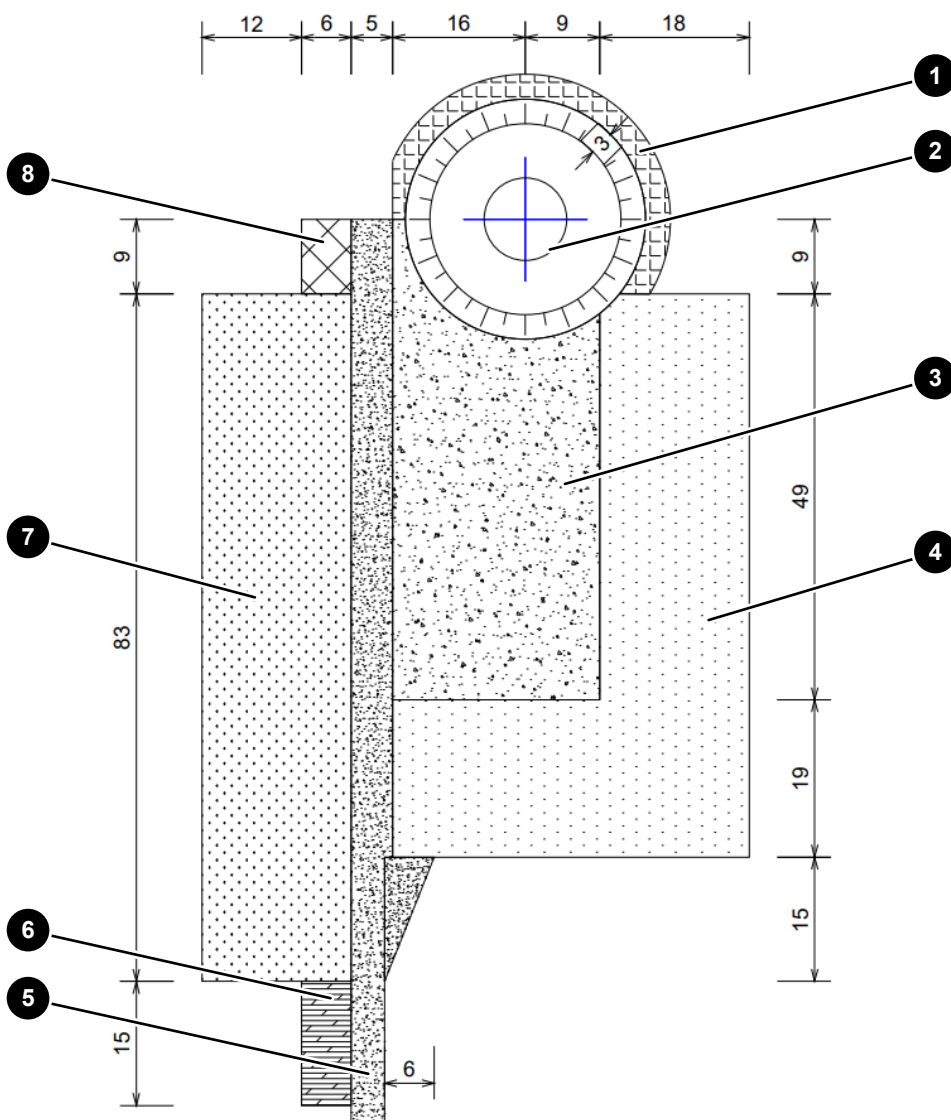


Abb. 15: Alternativer Arbeitsbereich am WEA-Standort, Baumaß (alle Maßangaben in Meter)

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

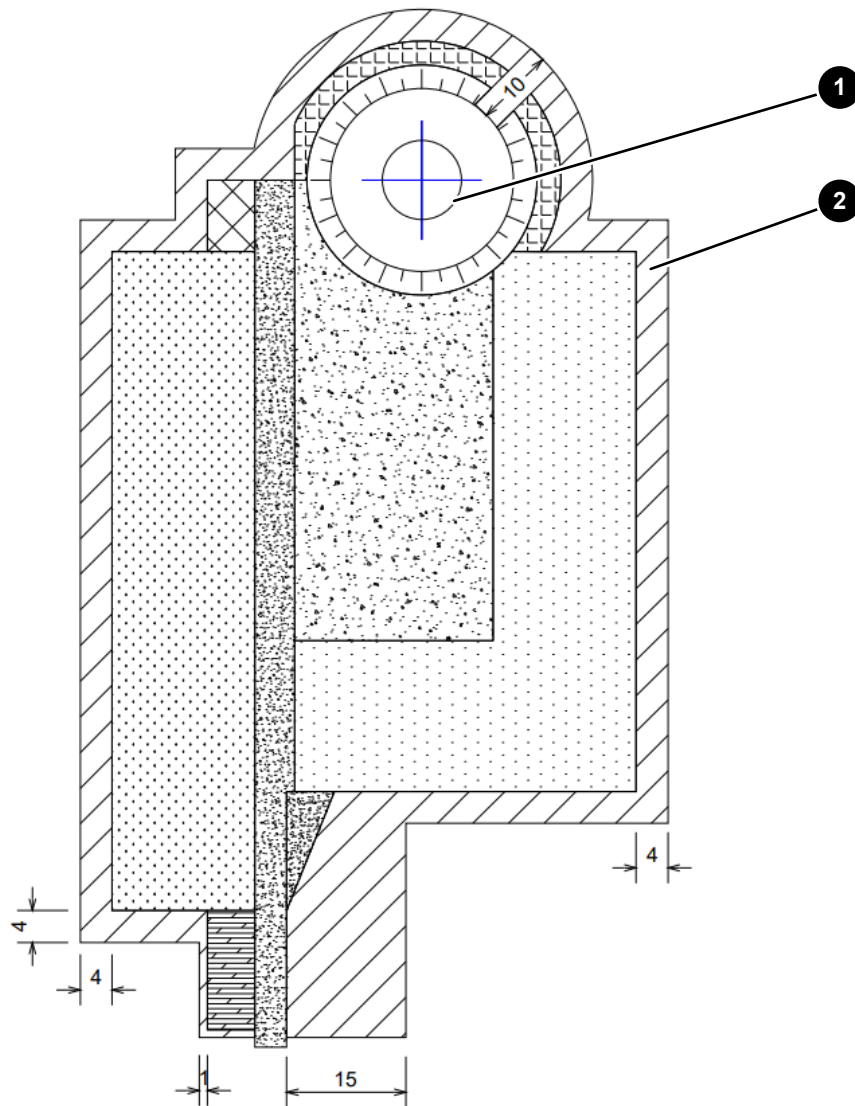


Abb. 16: Alternativer Rodungs- und Sicherheitsbereich, Baumaß (alle Maßangaben in Meter)

1	Turm mit Fundament	2	Rodungs- und Sicherheitsbereich

Die hier dargestellten alternativen Bauflächen erfüllen bei der Anlieferung und Montage die gleichen Anforderungen wie der gezeigte Standard (Abb. 11, S. 26 und Abb. 13, S. 32). Einschränkungen gibt es in der Montagerichtung des Kranauslegers, welcher hier nur in entgegengesetzter Richtung vom Turm montiert werden kann. Wenn die alternativen Bauflächen angewendet werden sollen, ist dies mit ENERCON abzustimmen.

Technische Änderungen vorbehalten.

7 Zentrale Anlaufstelle

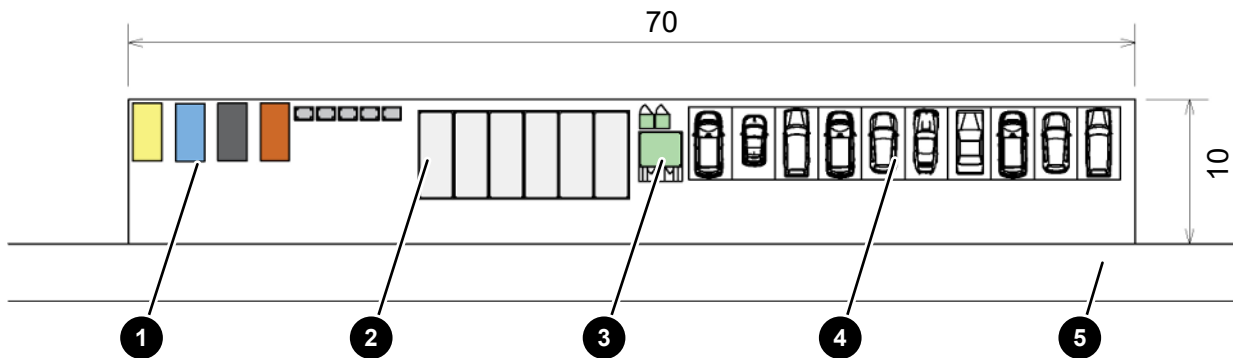


Abb. 17: Zentrale Anlaufstelle (alle Maßangaben in Meter)

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.

8 Zugang für Servicefahrzeuge nach Inbetriebnahme

Nach Inbetriebnahme der WEA benötigt der Service einen Zugang (Rampe) für Servicefahrzeuge, um schwere Komponenten, wie z. B. Azimutgetriebe, an die Anlage zu bringen. Diese Rampe kann im Zuge des Rückbaus der temporären Montageflächen errichtet werden. Hierzu ist die Technische Spezifikation D02768819 „Anforderungen Zusatzbelastung Fundamentanschüttung und Fundamentauflast für Servicetätigkeiten“ zu beachten, die nur für den Service nach Inbetriebnahme der WEA gilt.

Eine Rampe in der Montagephase ist nicht zulässig!

Technische Beschreibung

Regulierung der Befeuerung durch Sichtweitenmessgeräte

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: Hans-Dieter Kettwig, Jost Backhaus, Momme Janssen, Dr. Martin Prillmann, Jörg Scholle
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	D0293153-2		
Vermerk	Originaldokument		
Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2020-11-30	de	DB	WRD Management Support GmbH / Technische Redaktion

Inhaltsverzeichnis

1	Allgemeines	4
2	Sichtweitenregulierung nach AVV	5
3	Sichtweitenmessung	6

1 Allgemeines

Windenergieanlagen müssen abhängig von ihrer Höhe, ihrer exponierten Lage und den jeweils gültigen nationalen Vorschriften als Luftfahrthindernisse gekennzeichnet werden. In Deutschland wird die Befeuerung von Windenergieanlagen durch die „Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen“ (AVV) geregelt. Beim Einsatz von Sichtweitenmessgeräten an ENERCON Windenergieanlagen werden auch andere länderspezifische Regelungen, wie die der finnischen Behörde Trafi, berücksichtigt.

Um eine Energieersparnis und eine höhere Akzeptanz im Hinblick auf mögliche Belästigungen durch die Tages- und Nachtbefeuerung zu erreichen, besteht nach der aktuellen Version der AVV die Möglichkeit, die Intensität der Befeuerung von Windenergieanlagen abhängig von der meteorologischen Sichtweite zu regulieren. Die meteorologische Sichtweite wird in diesem Fall mit anerkannten Sichtweitenmessgeräten (Zertifizierung durch den Deutschen Wetterdienst (DWD) gemäß AVV) ermittelt. Bei ausreichender Sichtweite kann die Lichtstärke der Tages- oder Nachtbefeuerung der Windenergieanlagen entsprechend reduziert werden.

2 Sichtweitenregulierung nach AVV

Die Vorgaben zur Sichtweitenregulierung sind in der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen unter folgenden Abschnitten zu finden:

Teil 2, Technische Spezifikation, Absatz 3.7

„Die Nennlichtstärke der Tagesfeuer nach Nummer 3.1 und Feuer W, rot (ES) nach Nummer 3.5 kann sichtweitenabhängig reduziert werden. Bei Sichtweiten über 5 Kilometern darf die Nennlichtstärke auf 30 % und bei Sichtweiten über 10 Kilometern auf 10 % reduziert werden. Die Sichtweitenmessung erfolgt nach Anhang 4 der AVV. Die Einhaltung der geforderten Nennlichtstärken ist nachzuweisen.“

Anhang 4:

„Die Sichtweite ist als meteorologische Sichtweite mittels eines vom Deutschen Wetterdienst anerkannten Gerätes zu bestimmen. Die Sichtweitenmessgeräte sind an einem geeigneten Ort zu installieren, im Falle von Windenergieanlagen auf dem Maschinenhaus. Der jeweils ungünstigste Wert aller Messgeräte ist für den ganzen Block zu verwenden. Bei Ausfall eines der Messgeräte müssen die Feuer auf 100 % Leistung geschaltet werden. Daten über die Funktion und die Messergebnisse der Sichtweitenmessgeräte sind fortlaufend aufzuzeichnen. Die Aufzeichnungen sind mindestens vier Wochen vorzuhalten. Der Abstand zwischen einer Windenergieanlage mit Sichtweitenmessgerät und Windenergieanlagen ohne Sichtweitenmessgerät darf maximal 1 500 Meter betragen. Bei Windenergieanlagen-Blöcken im Meeresbereich sind die Sichtweitenmessgeräte lediglich entlang der äußeren Umgrenzung und deren Eckpunkte des Blocks anzubringen.“

In Abhängigkeit von der Windparkgröße und den Abständen der Windenergieanlagen zueinander ist somit die Verwendung von mindestens einem Sichtweitenmessgerät für die Sichtweitenregulierung vorgeschrieben.

3 Sichtweitenmessung

Nach Berücksichtigung und Auswertung unterschiedlicher Einflussfaktoren wird die Sichtweitenmessung bei ENERCON Windenergieanlagen mit einem Messsystem der Firma Biral® durchgeführt.

Funktionsprinzip Sichtweitenmessgerät

Die meteorologische Sichtweite (Meteorological Optical Range, kurz: MOR) ist definiert als die größte horizontale Entfernung, in welcher dunkle Objekte in Erdbodennähe (Sichtziele/Sichtmarken) mit einer scheinbaren Sichtwinkelgröße von 0,5 bis 5 Grad, vor hellem Horizont Himmel (auch Nebel als Hintergrund) gerade noch erkannt werden können. Das Objekt muss dabei zweifelsfrei identifiziert werden können. Ein theoretischer Ansatz zur Messung der meteorologischen Sichtweite (MOR) beinhaltet die Anwendung folgender Formel:

$$MOR = \frac{3}{EXKO}$$

Der Extinktionskoeffizient (kurz: EXKO) ist das Maß für das Lichtabsorptionsvermögen eines Körpers.

Bei der Sichtweitenmessung wird ein bestimmter Teil der Lichtstreuung (innerhalb des Messbereichs Sample Volume) gemessen und daraus eine Abschätzung der gesamten Streulichtmenge hergeleitet. Die Streulichtmenge ist proportional zum Extinktionskoeffizienten.

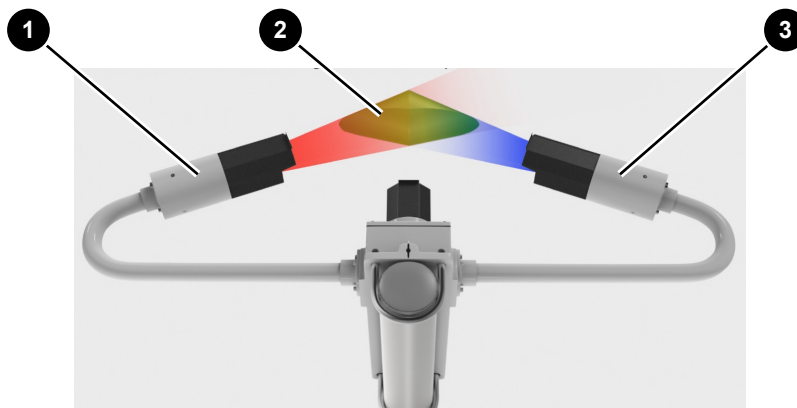


Abb. 1: Messbereich Sample Volume, beispielhafte Darstellung

1	Transmitter (mit Sensor)	2	Messbereich Sample Volume
3	Receiver (mit Sensor)		

Der Messbereich Sample Volume definiert sich aus der Schnittfläche des Transmitter- und des Receiverpfads (Infrarotlicht). Für Sichtweitenmessungen oder Niederschlagsberechnungen werden nur die in diesen Bereich eintretenden Partikel ausgewertet.

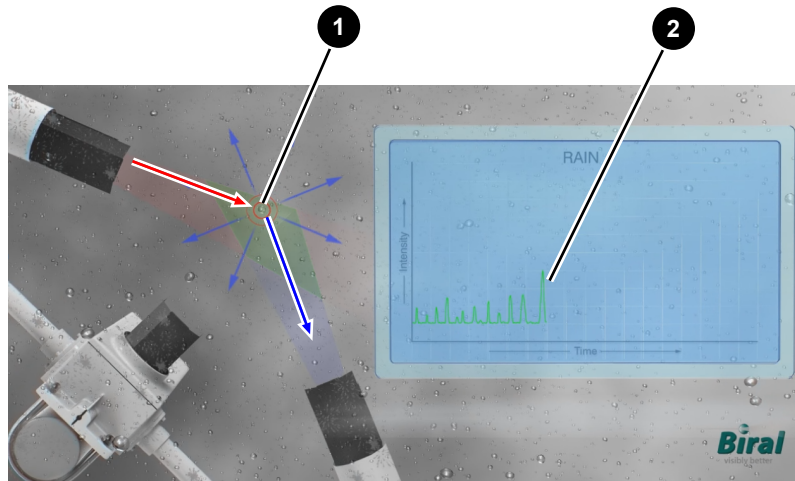


Abb. 2: Messbeispiel Regen

1	Partikel (Regentropfen)	2	Signalkurve
	Infrarotlicht		Streuung/Lichtreflexionen

Der Transmitter überträgt Infrarotlicht. Durchqueren Partikel den Messbereich Sample Volume, streuen bzw. reflektieren sie dieses Licht zum Receiver. Je mehr Partikel den Messbereich durchqueren, desto stärker wird die Lichtstreuung und daraus resultierend auch das Signal. Gleichzeitig erhöht sich bei steigender Anzahl der Partikel auch der Extinktionskoeffizient, was nach obiger Formel eine geringere meteorologische Sichtweite bedeutet.

Das Sichtweitenmessgerät ist mit dem Steuerschrank der Befuerung verbunden. Über diesen Steuerschrank erfolgt die Datenübertragung an das ENERCON SCADA Fernüberwachungssystem. Hier werden die Daten über die Sichtweiten ausgewertet und archiviert. Weitere Informationen zum Befuerungssystem für ENERCON Windenergieanlagen sind auf Anfrage verfügbar.

Technische Beschreibung

Befeuuerung 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	D0248364/16.0-de		
Vermerk	Originaldokument		
Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2024-02-22	de	DB	WRD Wobben Research and Development GmbH / Documentation Department

Inhaltsverzeichnis

1	Allgemeines	5
2	Befeuerungsleuchten	6
2.1	Befeuerungsleuchten Gondel	6
2.2	Befeuerungsleuchten Turm	7
3	Befeuerungsmanagement	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 Befeuerung und/oder farbliche Kennzeichnung realisiert werden.

ENERCON bietet Befeuerung 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 ausschließlicb 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

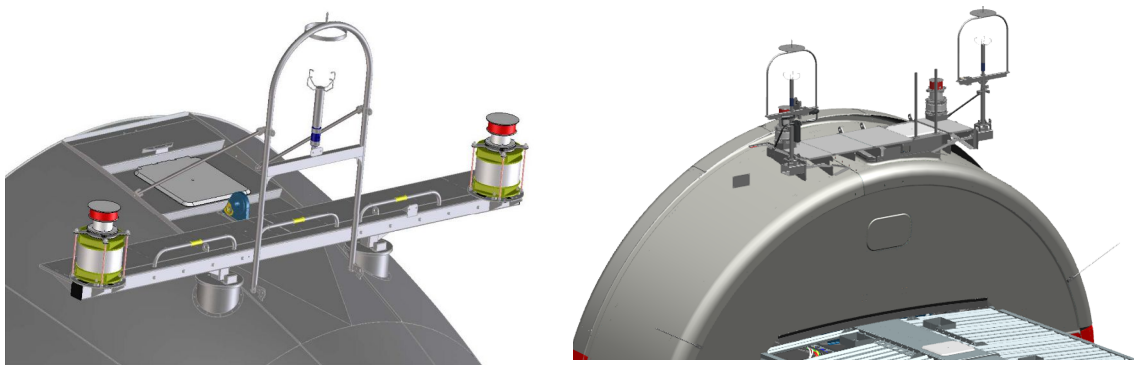


Abb. 1: Befuerung auf der Gondel, beispielhafte Darstellung

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 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 Stableuchten ausgerüstet. Eine Nachrüstung von Befuerungsleuchten am Turm ist nur mit sehr hohem Aufwand möglich.

3 Befuerungsmanagement

Bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung

Die bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung beschränkt die Lichtemission der Windenergieanlage auf jenen Zeitraum, in dem Luftfahrzeuge den sicherheitsrelevanten Bereich der Windenergieanlage durchqueren.

Synchronisation

Die Befuerungsleuchten der Windenergieanlagen der aktuellen Produktpalette werden über ein integriertes GPS-System synchronisiert.

ENERCON erfüllt den Punkt 4 der Handlungsempfehlung des „Arbeitskreises Kennzeichnung des Bundesverbands WindEnergie e.V.“. Die Synchronisation 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 Befeuerung 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

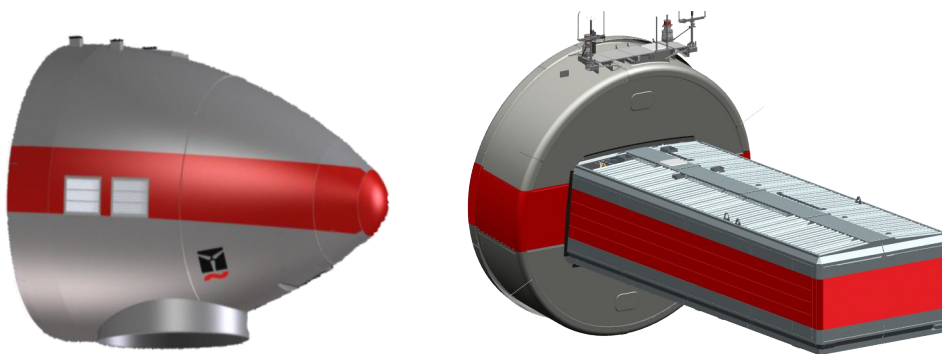


Abb. 4: Farbliche Kennzeichnung an der Gondel, beispielhafte Darstellung

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.

Windenergieanlagen werden anlagenspezifisch mit dem Grauton EC-F2, der RAL 7038 entspricht, oder mit dem Grauton EC-F3, der RAL 7035 entspricht, beschichtet. Für bestimmte Windenergieanlagentypen ist zudem der Farbton EC-F4, der RAL 9016 entspricht, verfügbar.

Tab. 1: Windenergieanlagentypen und Farbgebung

Windenergieanlagen- typ	EC-F2 (RAL 7038) Grundfarbe	EC-F3 (RAL 7035) Grundfarbe	EC-F4 (RAL 9016) Sonderfarbe
			
EP1	x		
EP2	x		
E-115 EP3 E3		x	x (geplant)
E-115 EP3 E4		x	x (geplant)
E-126 EP3	x (optional)	x	x (geplant)
E-138 EP3	x		
E-138 EP3 E2		x	x (geplant)
E-138 EP3 E3		x	x (geplant)
EP5		x	x (geplant)

Glanzgrad

Der Glanzgrad der verwendeten Farbtöne in den Bereichen Rotorblatt, Gondel und Turm beträgt max. 30 ±10 Glanzeinheiten.

Gondelverkleidung

Je nach Baureihe kommen unterschiedliche Materialien und Ausführungen der Gondelverkleidung zum Einsatz. Bei der Ausführung mit glasfaserverstärktem Kunststoff wird die äußere Schicht der Gondelverkleidung in dem entsprechenden Farbton durchgefärbt gefertigt.

Bei Baureihen mit Aluminiumverkleidung können verschiedene Ausführungen zum Einsatz kommen. Entweder wird die Gondelverkleidung nicht beschichtet, sondern mit einem speziellen und umweltfreundlichen Verfahren behandelt. Der so entstehende Farbton unterscheidet sich kaum vom Grauton der anderen Komponenten. Oder die Aluminiumteile werden in dem entsprechenden Farbton außen beschichtet.

Wenn die Gondelverkleidung eine farbliche Kennzeichnung zur Flugsicherung erhalten soll, wird sie jedoch mindestens partiell mit dem geforderten Farbton beschichtet.

Korrosionsschutz

Bei der Außenbeschichtung am Stahlrohrturm, modularen Stahlturm, Hybrid-Stahlturm und der Stahlsektion am Hybridturm wird anlagenspezifisch die Korrosivitätskategorie C4 oder C5 erfüllt. Die Innenbeschichtung erfüllt mindestens die Anforderungen der Korrosivitätskategorie C3.

Technische Beschreibung

Bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung

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	D0666851/4.1-de		
Vermerk	Originaldokument		
Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2024-01-10	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
D0611773	Spezifikation ENERCON BNK – Anforderungen an Systemhersteller

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	6
2	Voraussetzungen	7
3	Schnittstellendefinition	8
4	Lieferumfang	11
5	Wartung	12
5.1	Wartungsbedarf	12
5.2	ENERCON PartnerKonzept	12

Abkürzungsverzeichnis

ASCII	American Standard Code for Information Interchange (amerikanischer Standard-Code für Informationsaustausch)
BNK	Bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung
CRC	Cyclic redundancy check (zyklische Redundanzprüfung)
TCP	Transmission Control Protocol (Übertragungsprotokoll)
TLS	Transport Layer Security (Netzwerkprotokoll zur sicheren Datenübertragung)

1 Einleitung

Eine bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung beschränkt die Lichtemissionen von Windenergieanlagen auf jenen Zeitraum, in dem Luftfahrzeuge den sicherheitsrelevanten Bereich der Windenergieanlagen durchqueren. In Genehmigungsbescheiden zum Betrieb von Windenergieanlagen können entsprechende Maßnahmen zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung gefordert werden.

ENERCON bietet für die Integration von BNK-Systemen in die Windpark-Infrastruktur eine BNK-Schnittstelle an.

Bei der BNK-Schnittstelle handelt es sich um eine Softwarelösung. Die BNK-Schnittstelle ist für den ENERCON SCADA Server und den ENERCON SCADA Edge Server verfügbar. Die Kommunikation eines BNK-Systems mit den Windenergieanlagen erfolgt zentral über die BNK-Schnittstelle.

2 Voraussetzungen

Folgende Voraussetzungen müssen für einen ordnungsgemäßen Betrieb mit dem ENERCON SCADA Server/ENERCON SCADA Edge Server erfüllt sein:

- Die Kommunikationsgeschwindigkeit im Windpark-Bus muss mindestens 28 800 Bd betragen.
- Es dürfen maximal 10 Windenergieanlagen je physikalischem Bussystem angebunden sein.
- Der Datenbus im Windpark muss in Form von Lichtwellenleitern ausgeführt sein.
- Die Befeuerung der Windenergieanlagen muss entsprechend den behördlichen Bestimmungen ausgeführt sein.
- Die Software der Befeuerungssteuerung der Windenergieanlagen muss ggf. mit einem Update aktualisiert werden.

Tab. 1: Kompatible Windenergieanlagen

ENERCON SCADA Server	ENERCON SCADA Edge Server
E-44, E-48, E-53, E-70 E4 (nur mit Steuerungstyp CS82), E-82, E-82 E2, E-82 E3, E-82 E4, E-92, E-101, E-101 E2, E-103 EP2, E-112 (nur mit Steuerungstyp CS126), E-115, E-115 E2, E-115 EP3 E3, E-126, E-126 EP3, E-138 EP3, E-138 EP3 E2, E-126 EP4, E-141 EP4	E-44, E-48, E-53, E-70 E4 (nur mit Steuerungstyp CS82), E-82, E-82 E2, E-82 E3, E-82 E4, E-92, E-101, E-101 E2, E-103 EP2, E-112 (nur mit Steuerungstyp CS126), E-115, E-115 E2, E-115 EP3 E3, E-115 EP3 E4, E-126, E-126 EP3, E-138 EP3, E-138 EP3 E2, E-138 EP3 E3, E-126 EP4, E-141 EP4, E-160 EP5 E3 R1, E-175 EP5 E1

BNK-System

Folgende Voraussetzungen muss ein BNK-System für die Anbindung an die Schnittstelle erfüllen:

- Das BNK-System muss die Anforderungen der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen erfüllen.
- Das BNK-System muss mit dem ENERCON SCADA Server oder dem ENERCON SCADA Edge Server kommunizieren können, siehe Kap. 3, S. 8.
- Das BNK-System muss die Anforderungen von ENERCON an ein BNK-System erfüllen, siehe D0611773 „Anforderungen an Systemhersteller“.

3 Schnittstellendefinition

Die Schnittstelle zwischen dem BNK-System und dem ENERCON SCADA Server/ ENERCON SCADA Edge Server wird bidirektional ausgeführt. Basis ist hierbei eine TCP-Socket-Verbindung, die mit TLS ausgeführt wird. Die Authentifizierung und Autorisierung erfolgt zertifikatbasiert.

Daten vom BNK-System an ENERCON SCADA

Zur Steuerung der bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung wird der folgende Steuerdatensatz vom BNK-System an den ENERCON SCADA Server/ENERCON SCADA Edge Server übertragen:

Tab. 2: Steuerdatensatz

Byte-Nr.	Bit-Nr.	Information	Gültige Werte			Ungültige Werte
0	0-7	Versionsnummer (SCADA-Schnittstelle)	1			Sonstige
1	8-15	eindeutiger Paket-Identifizier	0x42 (ASCII-Code für "B")			Sonstige
2	16-23	lfd. Paketnummer	0-255			-
3	24	Befuerung unterdrücken	0: Befuerung nicht unterdrücken 1: Befuerung unterdrücken			-
3	25	aktiver BNK-Betrieb	0: passiver BNK-Betrieb; Befuerung soll nicht bedarfsgerecht gesteuert werden (z. B. außerhalb des zulässigen Zeitfensters) 1: aktiver BNK-Betrieb; Befuerung soll bedarfsgerecht gesteuert werden (z. B. innerhalb des zulässigen Zeitfensters)			-
3	26	Fehler des BNK-Systems (z. B. keine verlässliche Detektion möglich)	0: kein Fehler 1: Fehler			-
3	27-28	Startsequenz der Befuerung	Bit 28	Bit 27	Variante	11
			0	0	A	
			0	1	B	
			1	0	C	
3	29-31	nicht verwendet	000			Sonstige

Byte-Nr.	Bit-Nr.	Information	Gültige Werte	Ungültige Werte
4-6	32-55	CRC-Prüfsumme (über die Bytes 1-3; ohne Versionsnummer in Byte 0)	-	-

Daten von ENERCON SCADA an das BNK-System

Der ENERCON SCADA Server/ENERCON SCADA Edge Server antwortet mit dem folgenden Antwortdatensatz umgehend auf den Steuerdatensatz des BNK-Systems:

Tab. 3: Antwortdatensatz

Byte-Nr.	Information	Gültige Werte	Ungültige Werte
0	Versionsnummer	1	Sonstige
1-6	gespiegelte Daten vom BNK-System	siehe Steuerdatensatz des BNK-Systems (Byte 1-6)	
7-8	aktuelles Jahr vom ENERCON SCADA Server/ENERCON SCADA Edge Server	0-65535	-
9	aktueller Monat vom ENERCON SCADA Server/ENERCON SCADA Edge Server	1-12	Sonstige
10	aktueller Tag vom ENERCON SCADA Server/ENERCON SCADA Edge Server	1-31	Sonstige
11	aktuelle Stunde vom ENERCON SCADA Server/ENERCON SCADA Edge Server	0-23	Sonstige
12	aktuelle Minute vom ENERCON SCADA Server/ENERCON SCADA Edge Server	0-59	Sonstige
13	aktuelle Sekunde vom ENERCON SCADA Server/ENERCON SCADA Edge Server	0-59	Sonstige
14	Anzahl vorhandener Windenergieanlagen im Windpark	0-255	-
15	Anzahl der Windenergieanlagen mit Kommunikationsstörungen	0-255	-
16	Anzahl der Windenergieanlagen mit gestörter Befuerung	0-255	-

Daten von ENERCON SCADA an die Windenergieanlagen

Der ENERCON SCADA Server/ENERCON SCADA Edge Server sendet folgenden Datensatz zyklisch an die Windenergieanlagen:

Tab. 4: Datensatz

Byte-Nr.	Bit-Nr.	Information	Gültige Werte			Ungültige Werte
0	0-7	Anzahl Bytes des folgenden Byte-Arrays	0-8			Sonstige
1	8-15	eindeutiger Paket-Identifizier	0x42 (ASCII-Code für „B“)			Sonstige
2	16-23	lfd. Paketnummer	0-255			-
3	24	Befuerung unterdrücken	0: Befuerung nicht unterdrücken 1: Befuerung unterdrücken			-
3	25	aktiver BNK-Betrieb	0: passiver BNK-Betrieb (Befuerung soll nicht bedarfsgerecht gesteuert werden, z. B. da außerhalb des zulässigen Zeitfensters) 1: aktiver BNK-Betrieb (Befuerung soll bedarfsgerecht gesteuert werden, z. B. da innerhalb des zulässigen Zeitfensters)			-
3	26	Fehler BNK (keine verlässliche Detektion möglich)	0: kein Fehler 1: Fehler			-
3	27-28	Taktfolge der Befuerung	Bit 28	Bit 27	Variante	11
			0	0	A	
			0	1	B	
			1	0	C	
3	29-31	nicht verwendet	000			Sonstige
4-6	32-55	CRC-Prüfsumme	-			-

4 Lieferumfang

Der Lieferumfang umfasst die folgenden Software-Updates:

- ENERCON SCADA Server Software/ENERCON SCADA Edge Server Software
- Steuerungssoftware der Windenergieanlagen (falls erforderlich)
- Software der Befeuerungssteuerungen (falls erforderlich)

Durch das Update des ENERCON SCADA Servers/ENERCON SCADA Edge Servers wird die zur Anbindung eines BNK-Systems benötigte Schnittstelle aufgespielt. Die Installation und Konfiguration erfolgt durch ENERCON.

5 Wartung

5.1 Wartungsbedarf

Solange die BNK-Schnittstelle störungsfrei arbeitet, ist keine Wartung erforderlich.

5.2 ENERCON PartnerKonzept

Ob und wie die Schnittstelle zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung von ENERCON durch das ENERCON PartnerKonzept (EPK) abgedeckt wird, muss projektspezifisch festgelegt werden.

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