

6.1 Anwendbarkeit der Störfall-Verordnung**1. Wurde der Behörde bereits angezeigt, dass ein Betriebsbereich vorliegt?**

- Ja. Bitte fahren Sie mit Frage 2 fort.
 Nein. Bitte fahren Sie mit Frage 3 fort.

2. Ergeben sich durch das beantragte Vorhaben Änderungen in Bezug auf das tatsächliche oder vorgesehene Vorhandensein gefährlicher Stoffe nach Anhang I Spalte 2 der 12. BImSchV oder deren Entstehung bei außer Kontrolle geratenen Prozessen (auch bei der Lagerung)?

- Ja. Bitte aktualisieren Sie die Berechnung zur Ermittlung von Betriebsbereichen und legen Sie die Unterlagen der Ermittlungshilfe diesem Antrag bei. Fahren Sie bitte mit Frage 4 fort.
 Nein. Bitte legen Sie die entsprechenden Unterlagen zur bereits erfolgten Anzeige diesem Antrag bei und fahren mit Abschnitt 6.2 fort.

3. Sind gefährliche Stoffe nach Anhang I Spalte 2 der 12. BImSchV in einer oder mehreren Anlagen eines Betreibers tatsächlich vorhanden oder kann vernünftigerweise vorhergesehen werden, dass solche Stoffe bei außer Kontrolle geratenen Prozessen (auch bei der Lagerung) entstehen?

- Ja. Ermitteln Sie bitte, ob die Mengenschwellen zum Erreichen eines Betriebsbereiches erreicht oder überschritten werden.
 Nein.

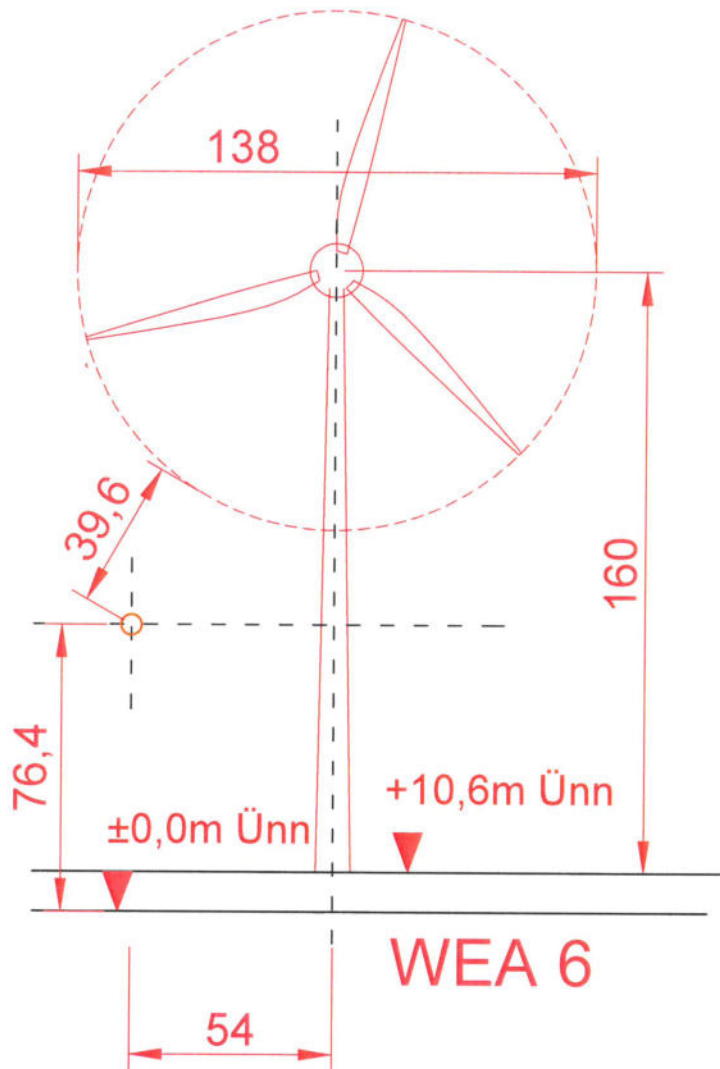
4. Liegt entsprechend der Ermittlungshilfe ein Betriebsbereich vor?


- Nein. Es liegt kein Betriebsbereich vor. Bitte fahren Sie mit Abschnitt 6.4 fort.
 Ja. Es liegt ein Betriebsbereich der unteren Klasse vor. Bitte fahren Sie mit Abschnitt 6.2 fort.
 Ja. Es liegt ein Betriebsbereich der oberen Klasse vor. Bitte bearbeiten Sie Abschnitt 6.2 und 6.3.

Die Störfallverordnung (12. BImSchV) betrifft nur genehmigungsbedürftige Anlagen, in denen ein oder mehrere der im Anhang der Verordnung aufgeführten Stoffe vorhanden sind und die angegebenen Mengenschwellenwerte überschreiten. Dies gilt sowohl für den bestimmungsgemäßen Betrieb als auch im Falle einer Störung.

In ENERCON Windenergieanlagen finden nur wenige Stoffe Verwendung, die der Gefahreinstufung der 12. BImSchV gemäß Anhang I, Spalte 2 entsprechen. Die angegebenen Mengenschwellen gemäß Spalte 4 werden weit unterschritten.

Demnach unterliegen ENERCON Windenergieanlagen nicht der Störfallverordnung.



		Energie- u. Umwelt GmbH Schulstr. 20, 27432 Alfstedt Tel. 0421-95826753		Bauvorhaben: WP Oerel Repowering WEA 6	
Maßstab: 1: 2.000		Stand: 16.01.2020 / PA		Zeichnungs-Nr.: Oerel-03-02 Rifu.dwg	
Kartengrundlage: TK OnMap Server NAS Daten 2016 Gauß Krüger Zone 3		Datum	Name	Zeichnung: Ansicht WEA 6N	
		Bearb.	EEG/AMA		
		Gepr.			



Gutachten zu Freileitungen im Windpark Oerel WEA 6N

Referenz-Nummer:

F2E-2020-TGD-039, Revision 0 - ungekürzte Fassung

Auftraggeber:

ENERGIEKONTOR AG

Mary-Somerville-Str. 5, 28359 Bremen

Die Ausarbeitung des Gutachtens erfolgte durch:

Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG

Borsteler Chaussee 178, 22453 Hamburg, www.f2e.de

Verfasser:

M.Sc. Susann Heise, Sachverständige,

Hamburg, 25.03.2020

Gepprüft:

Dr.-Ing. Thomas Hahm, Sachverständiger,

Hamburg, 25.03.2020

Für weitere Auskünfte:

Tel.: 040 53303680-0

Fax: 040 53303680-79

Susann Heise: heise@f2e.de oder Dr. Thomas Hahm: hahm@f2e.de

Urheber- und Nutzungsrecht:

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



0 Kurzdarstellung des Ergebnisses

Die Leiterseile der 110-kV-Hochspannungsfreileitung LH-14-1162 Farge-Bremervörde werden nicht vom schädigenden Einflussbereich der Nachlaufströmung der am Standort Oerel WEA 6N betrachteten WEA getroffen. Zusätzliche Schwingungsschutzmaßnahmen an den Freileitungen sind daher aus technischer Sicht nicht erforderlich.

Eine ausführliche Erläuterung der Ergebnisse erfolgt im Kapitel 5 „Zusammenfassung und Bewertung“.

Inhaltsverzeichnis

0 Kurzdarstellung des Ergebnisses.....	2
1 Aufgabenstellung.....	3
2 Grundlagen.....	4
2.1 Normative Festlegungen nach DIN EN 50341-2-4 /1/.....	4
2.2 Analyse der Windbedingungen im Nachlauf mit Bezug zur Anregung von Leiterseilen.....	5
2.3 Darstellung der verwendeten Methodik.....	6
3 Randbedingungen.....	8
3.1 Standortdaten der WEA.....	8
3.2 Daten der Freileitung.....	11
4 Durchgeführte Untersuchungen.....	11
4.1 Bestimmung der Abstände.....	11
4.2 Bestimmung des Einflussbereichs der Nachlaufströmung.....	12
4.2.1 Ergebnisse nach /1/.....	12
5 Zusammenfassung und Bewertung.....	14
6 Formelzeichen und Abkürzungen.....	15
7 Literaturangaben.....	16



1 Aufgabenstellung

Die Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG ist beauftragt worden, die Möglichkeit von Leiterseilanregungen durch den Nachlauf von Windenergieanlagen (WEA) unter Berücksichtigung der örtlichen Gegebenheiten darzustellen und zu bewerten.

Im Gutachten angewendet wird die am 01.04.2016 eingeführte DIN EN 50341-2-4 /1/.

Abbildung 1.1 zeigt zur Verdeutlichung der Größenverhältnisse illustrierend einige typische Abmaße wie Gesamthöhen und Traversenbreiten von Freileitungstragmasten sowie Rotordurchmesser und Nabenhöhen von WEA.

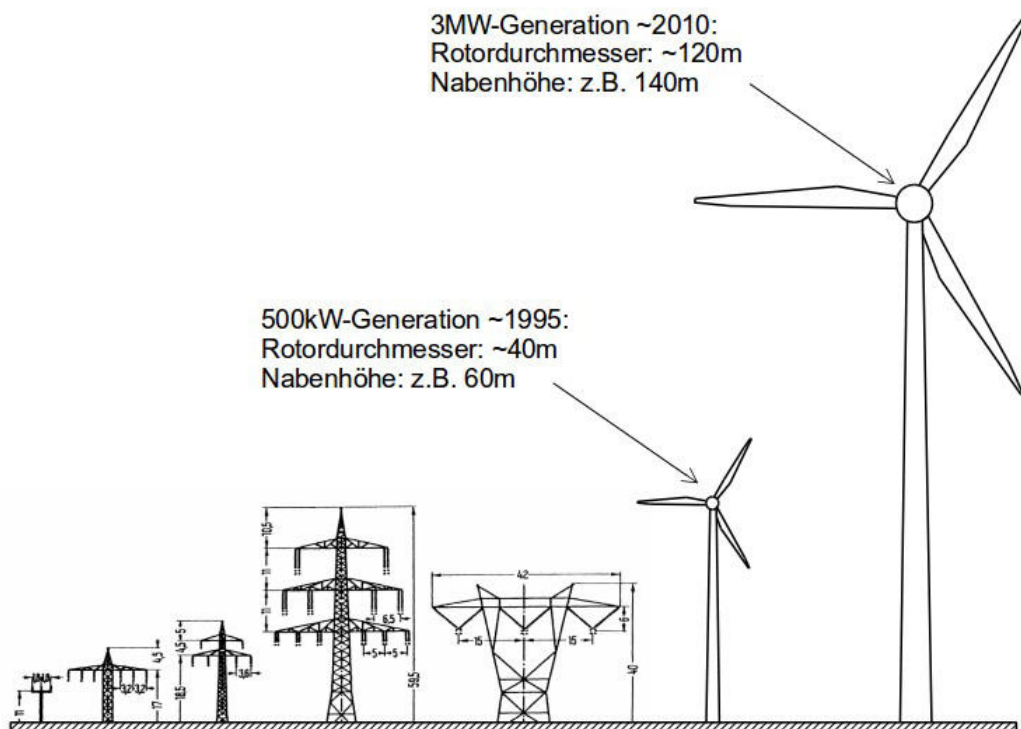


Abbildung 1.1: Typische Abmaße von Freileitungstragmasten nach /10/ sowie Beispiele typischer WEA-Größen der 500kW- und 3MW-Generation.



2 Grundlagen

2.1 Normative Festlegungen nach DIN EN 50341-2-4 /1/

In /1/ wird für Freileitungen über AC 1kV ein horizontaler Mindestabstand a_{WEA} zwischen Turmachse der WEA und äußerstem ruhenden Leiterseil bestehend aus der Summe aus dem 0.5-fachen des Rotordurchmessers der WEA, einem Arbeitsraum a_{Raum} und einem waagerechten spannungsabhängigen Mindestabstand a_{LTG} gefordert.

Überschreitet die Summe aus Ausschwingbreite $D_{Schwing}$ des Leiterseils und einem spannungsabhängigen Schutzabstand D_V nach /2/ den Wert von a_{LTG} ist diese Summe anstatt des Wertes von a_{LTG} in die Berechnung des horizontalen Mindestabstandes einzusetzen.

Unter dem Arbeitsraum a_{Raum} ist der Abschnitt der Montage- und Kranstellfläche für die WEA zu verstehen, der über den halben Rotordurchmesser hinaus in den Bereich zwischen WEA und der Freileitung ragt. Der benötigte Arbeitsraum a_{Raum} ist laut /1/ projektbezogen vom Antragsteller/WEA-Betreiber verbindlich anzugeben und anschließend zwischen Freileitungsbetreiber und WEA-Betreiber zu vereinbaren.

Die Ausschwingbreite $D_{Schwing}$ ergibt sich entsprechend /1/ aus dem horizontalen Abstand der Leiterpositionen zwischen ausgeschwungenem und ruhendem Leiterseil.

Bis zu einem Abstand von entsprechend drei Rotordurchmessern werden wiederum Schwingungsschutzmaßnahmen gefordert, wenn nicht sichergestellt ist, dass die Leiterseile außerhalb der Nachlaufströmung der WEA liegen.

In /1/ ist ein vereinfachtes Verfahren angegeben, mit dem die Ausdehnung des Nachlaufs abgeschätzt werden kann. Hier wird für die Nachlaufströmung ausgehend vom Rotor der WEA ein Kegelstumpf mit einer Steigung von 0.1 entsprechend einem Aufweitungswinkel von knapp 6° unterstellt. Zusätzlich muss hier der Schwenkbereich des Rotors im Bereich von $\pm 45^\circ$ bezogen auf den kürzesten Abstand zwischen Turmachse und Leiter berücksichtigt werden. Berücksichtigung findet ebenfalls der Abstand s_{Exz} zwischen der Turmachse der WEA und der Rotorblattebene.



2.2 Analyse der Windbedingungen im Nachlauf mit Bezug zur Anregung von Leiterseilen

Die Nachlaufströmung hinter einer WEA entsteht dadurch, dass dem Wind Energie entzogen und umgewandelt wird. Aus diesem Grund verringert sich die Windgeschwindigkeit direkt hinter einer WEA spürbar. Parallel dazu wird die Turbulenz deutlich erhöht. Eine Grenze zwischen ungestörter und gestörter Strömung lässt sich jedoch nur schwer definieren. Physikalisch gesehen ist die Annahme eines sich beständig erweiternden Nachlaufs unplausibel. Vielmehr wird das entstehende Windgeschwindigkeitsdefizit wieder aufgefüllt und die Störung löst sich auf. Um ein Kriterium für die relevante Ausdehnung der Nachlaufströmung angeben zu können, müssen mögliche Ursachen für Leiterseilanregungen genauer betrachtet werden.

Angeströmte Leiterseile werden durch eine periodische Ablösung von Luftwirbeln zu erzwungenen Schwingungen angeregt. Die Ablösefrequenz von Wirbeln an feststehenden Zylindern ist allgemein proportional zur Windgeschwindigkeit und umgekehrt proportional zum Zylinderdurchmesser. Stimmt die Wirbelablösefrequenz mit einer Eigenfrequenz des Seils etwa überein, erfolgt eine Erregung des Seils zu Schwingungen quer zum Wind. Die auftretenden Schwingungen können wegen der damit verbundenen Biegewechselbeanspruchung vorwiegend an den Unterstützungen zu Bruchschäden der Seile führen. Relevante Schwingungsamplituden in der Aufhängung der Leiterseile liegen nach /4/ und /5/ im Bereich bis 50Hz. Ablösefrequenzen bis 50Hz entstehen durch Windgeschwindigkeiten unterhalb von ca. 7m/s.

Für typische Bedingungen von Leiterseilen beträgt der Abstand der Eigenfrequenzen, wie in /4/ weiter nachgewiesen wird, nur etwa 0.1Hz. Wegen der geringen Seil-Eigendämpfung und der dichten Folge von Eigenfrequenzen erfahren die an sich niedrigen Anregekräfte eine Resonanzüberhöhung, so dass Dämpfer zur Reduzierung der auftretenden Biegewechselbeanspruchung verschiedentlich eingesetzt werden /4, 5/.

Da nur die geringen Windgeschwindigkeiten bis ca. 7m/s zur Anregung führen und andererseits eine WEA die Windgeschwindigkeit in ihrem Nachlauf reduziert, wird vermutet, dass es durch benachbarte WEA aufgrund der häufiger auftretenden geringen Windgeschwindigkeiten zu einer erhöhten Schwingungsbelastung kommt. Diesem Ansatz folgt die bereits erwähnte Studie /3/. Bei der Ermittlung der Schädigungspotentiale wurden hier folgende Annahmen getroffen:

- Das Seil befindet sich in der gesamten Länge des Spannungsfelds ständig im Einflussbereich der Nachlaufströmung.



- Als natürliche Turbulenzintensität wurden 1% und für deren Erhöhung im Nachlauf 5% unterstellt. Nach [3] wirken dabei hohe Turbulenzintensitäten dämpfend.
- Weiterhin werden die Leiterseile vom Kern der Nachlaufströmung getroffen und erfahren dabei eine gegenüber dem ungestörten Wind bis auf 40% reduzierte Anströmgeschwindigkeit.

Diese Werte sind als konservativ in Bezug auf ihr Schädigungspotential zu sehen, weil:

- es bei einer typischen Spannfeldlänge von 350m bis 400m bei Hochspannungsleitungen (110 - 220kV) nicht möglich ist, dass die Seile in ihrer gesamten Länge und ständig vom Nachlauf einer WEA getroffen werden,
- unterhalb von 7m/s Windgeschwindigkeit sowohl die Umgebungsturbulenzintensität als auch deren Erhöhung durch den Nachlauf größer als die unterstellten Werte sind. Im Bereich von 3 bis 7m/s werden WEA für Umgebungsturbulenzintensitäten von 42.0 bis 24.9% ausgelegt. Dies kann als Obergrenze angesehen werden und entspricht in etwa der Größenordnung, die im direkten Nachlauf der WEA bei diesen Windgeschwindigkeiten erreicht wird.
- Eine Erniedrigung der Windgeschwindigkeit auf 40% der ungestörten Strömung dicht am erreichbaren Grenzwert liegt.

2.3 Darstellung der verwendeten Methodik

Grundsätzlich unterscheidet man den Nahbereich der Nachlaufströmung, in dem die von den Blattspitzen generierte Turbulenz und das von der WEA insgesamt erzeugte Windgeschwindigkeitsdefizit mit deutlichen Konturen präsent sind. Abhängig von der atmosphärischen Strömung geht dieser Nahbereich zwischen 3 bis 5 Rotordurchmesser Abstand hinter der WEA in den Fernbereich der Nachlaufströmung über, in dem die vorhandenen scharfen Konturen verschwinden und in einen weichen Verlauf übergehen.

Interessant in Bezug auf die Anregung von Leiterseilen ist nur der Nahbereich der Nachlaufströmung, da nur hier die oben definierten Bedingungen erreicht werden können. Der Kern der Nachlaufströmung mit einer nennenswerten Reduzierung der Windgeschwindigkeit ist in diesem Bereich scharf abgegrenzt und kleiner als der Rotordurchmesser.



Der angenommene schädigungsrelevante Bereich der auf 40% reduzierten Anströmgeschwindigkeit muss daher deutlich kleiner als der in /1/ und /3/ definierte Kegelstumpf sein.

Eine genaue Verifizierung dieses Bereiches gestaltet sich schwierig. Geeignete Freifeldmessungen an realen WEA liegen nicht vor oder geben nur Ausschnitte wieder. Es sind daher verschiedene Nachlaufmodelle entwickelt worden (siehe z.B. /6/). In den letzten Jahren haben sich zunehmend dreidimensionale Computational Fluid Dynamics (CFD) Simulationen etabliert /6, 7, 8/, die bereits in stationären Berechnungen gute Übereinstimmungen mit Messergebnissen bezüglich des Windgeschwindigkeitsdefizits liefern (siehe z.B. /7/).

Es liegt daher nahe, den relevanten Einflussbereich einer WEA bezüglich benachbarter Freileitungen durch eine dreidimensionale CFD-Simulation zu erfassen.

In den von uns bislang durchgeführten Untersuchungen dehnt sich der oben definierte schädigungsrelevante Einflussbereich des Nachlaufs nicht über die horizontal nach hinten verlängerte Rotorfläche hinaus aus und löst sich zum Ende des Nahbereichs auf /9/.

Demgegenüber führt das in /1/ definierte Verfahren (siehe Abbildung 2.3.1) für Freileitungen über AC 1kV zu einer vergleichsweise sehr konservativen Abschätzung.

Im Einzelfall erfolgt eine genauere Analyse auf Basis von CFD-Berechnungen, die eine realistischere und unter Berücksichtigung der in 2.2 dargelegten Randbedingungen konservative Eingrenzung des schädigungsrelevanten Anteils der Nachlaufströmung ermöglicht. In sehr strukturiertem Gelände wird der Einfluss des Geländeprofiles berücksichtigt.

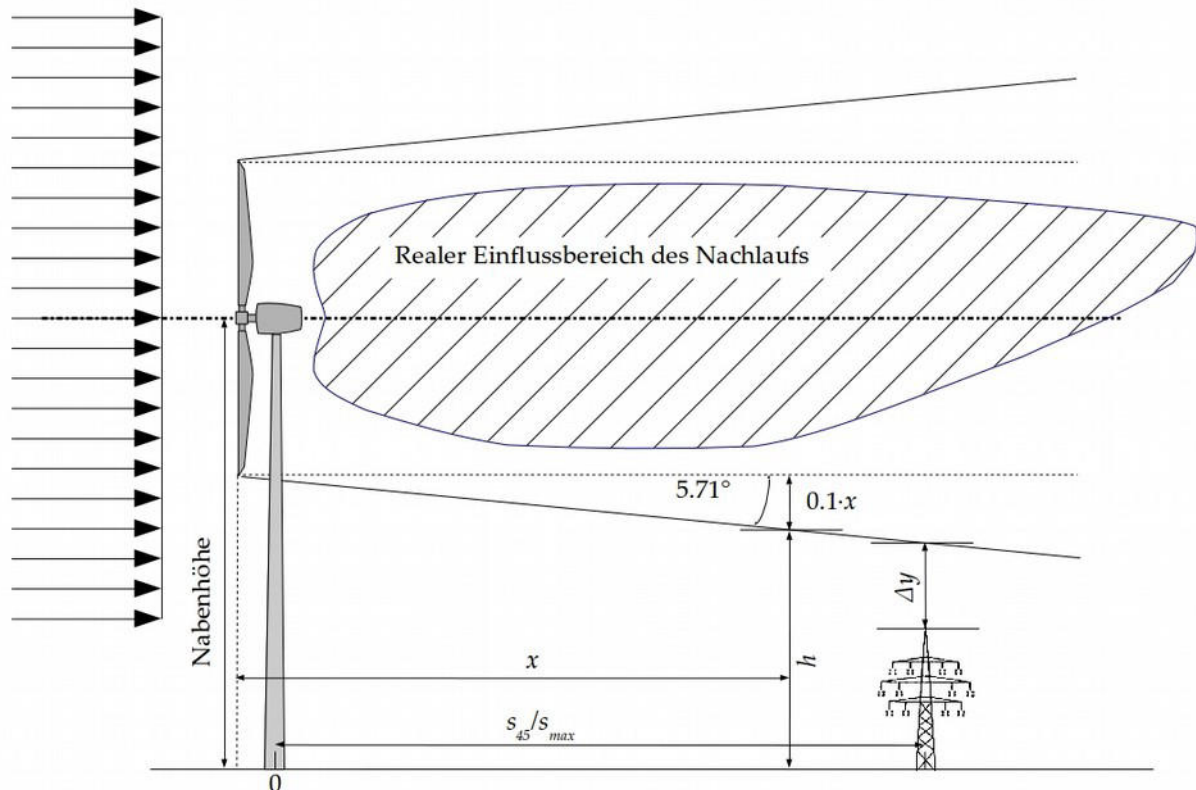


Abbildung 2.3.1: Vereinfachtes Verfahren zur Abschätzung des schädigenden Einflussbereichs der Nachlaufströmung nach [1] und beispielhafter realer Einflussbereich (gestreift) auf Basis von CFD-Berechnungen.

3 Randbedingungen

3.1 Standortdaten der WEA

Am Standort Oerel WEA 6N (Niedersachsen) plant bzw. betreibt der Auftraggeber eine Windenergieanlage (WEA 6) vom Typ ENERCON E138 EP3 E2 4.2MW, NH 160m.

In der unmittelbaren Umgebung der WEA befindet sich die 110-kV-Hochspannungsfreileitung LH-14-1162 Farge-Bremervörde der Avacon Netz GmbH. Der Standort der WEA 6 liegt in unmittelbarer Nähe zur Freileitung.

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










	Lfd.Nr.	Bezeichnung	Koordinaten (UTM ETRS89/WGS84 Zone 32)		Koordinaten (GK PD Bessel)		Hersteller	WEA-Typ	P _N [MW]	RD [m]	NH [m]	S _{exz} [m]	Höhe EOK üNN [m]
			East	North	Rechts	Hoch							
	1	WEA 01	504739	5923574	3504812	5925505	ENERCON	E-138 EP3 E2	4.2	138.25	160.0	--	--
	2	WEA 02	504384	5923453	3504457	5925382	ENERCON	E-138 EP3 E2	4.2	138.25	160.0	--	--
	3	WEA 03	504035	5923209	3504107	5925138	Nordex	N149	4.7	149.00	164.0	--	--
	4	WEA 04	503276	5922943	3503348	5924873	Nordex	N149	4.7	149.00	164.0	--	--
	5	WEA 05	503989	5923793	3504061	5925722	Nordex	N149	4.7	149.00	164.0	--	--
	6	WEA 6N	504362	5923831	3504435	5925760	ENERCON	E138 EP3 E2	4.2	138.25	160.0	6.064	--
	7	WEA 07	504737	5924015	3504810	5925945	Nordex	N149	4.7	149.00	164.0	--	--

Tabelle 3.1.1: Windparkkonfiguration.

Alle Benennungen von WEA im Dokument beziehen sich auf die Nomenklatur von Spalte 2 (Lfd. Nr.) in Tabelle 3.1.1!

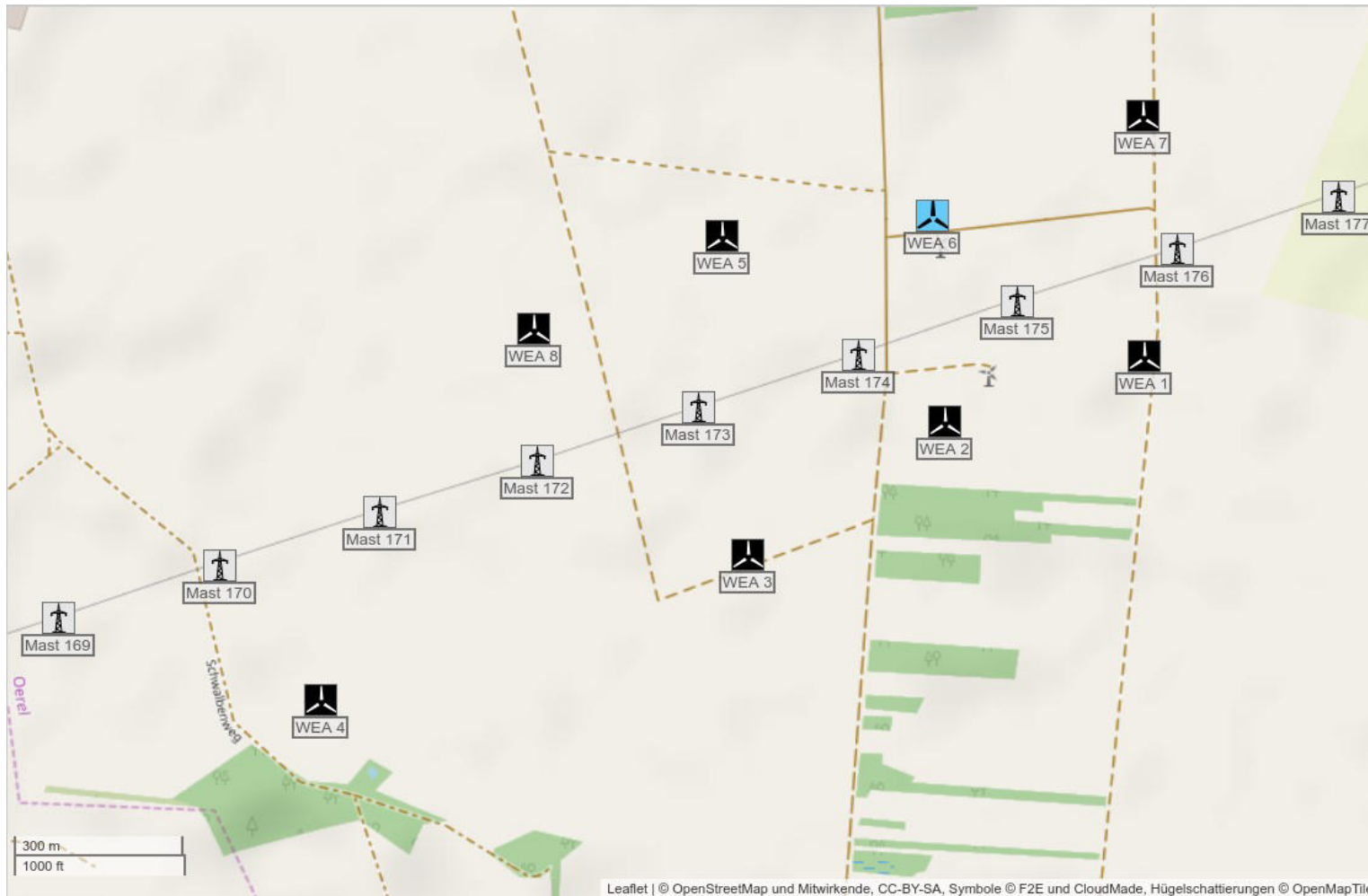


Abbildung 3.1.1:
Lage des Windparks,
Karte /11/.

-  WEA geplant
-  weitere WEA
-  Freileitungsmast



3.2 Daten der Freileitung

Die vom Auftraggeber übermittelten Daten zur 110-kV-Hochspannungsfreileitung LH-14-1162 Farge-Bremervörde sind in den Tabellen 3.2.1 und 3.2.2 dargestellt.

	Tragmast	Koordinaten (UTM ETRS89/ WGS84 Zone 32)		Masttyp	Traversen- breite [m]	Höhe EOK üNN [m]	Mast- höhe [m]	Höhe Mastspitze üNN [m]
		East	North					
	169	502810	5923092	---	14.2	8.23	30.10	38.33*
	170	503096	5923189	---	14.2	7.94	30.50	38.44*
	171	503380	5923286	---	14.2	6.99	31.30	38.29*
	172	503662	5923382	---	14.2	6.97	31.30	38.27*
	173	503947	5923480	---	14.2	7.02	31.00	38.02*
	174	504231	5923576	---	14.2	10.40	30.20	40.60*
	175	504514	5923673	---	14.2	7.84	31.70	39.54*
	176	504798	5923770	---	14.2	10.78	30.20	40.98*
	177	505084	5923867	---	14.2	7.85	30.80	38.65*

Tabelle 3.2.1: Liste der Tragmasten mit Höhenangaben.

* Die Höhe der Mastspitze üNN berechnet sich aus der Höhe der EOK üNN zuzüglich der Masthöhe.

Betroffenes Spannfeld	WEA in diesem Bereich	D_{schwing} [m]	D_V [m]	D_{schwing}^+ D_V [m]	>/<	a_{LTC} [m]	a_{Raum} [m]	Breite des Schutz- streifens [m]
174 - 175	1	35.0	3	38.0	>	20	0	---*

Tabelle 3.2.2: Weitere verwendete Daten zu den Spannfeldern.

* Zur Breite des Schutzstreifens der Freileitungen lagen keine Daten vor.

Für die WEA 6 wurde für a_{Raum} ein Wert von 0m ermittelt.

4 Durchgeführte Untersuchungen

4.1 Bestimmung der Abstände

Entsprechend den Erläuterungen in Kapitel 2 kann die Bestimmung der einzuhaltenen Mindestabstände nach /1/ vorgenommen werden.



Nach /1/ ist der Abstand zwischen der Turmachse und dem äußersten ruhenden Leiterseil zu ermitteln. Dieser darf die Summe aus dem 0.5-fachen Rotordurchmesser, dem Arbeitsraum a_{Raum} und dem spannungsabhängigen Mindestabstand a_{LTG} nicht unterschreiten.

Die in der Tabelle 3.2.2 dargestellte Summe aus D_{schwing} und D_V ist in der vorliegenden Konfiguration an der WEA 6 größer als a_{LTG} . Zur weiteren Berechnung wird daher die Summe aus D_{schwing} und D_V als spannungsabhängiger Mindestabstand verwendet.


	Lfd.Nr.	Bezeichnung	Mindestabstand a_{WEA} nach /1/ [m]	Vorhandener Abstand a_{WEA}	
				[m]	in RD
	6	WEA 6N	107.1	184.1	1.33

Tabelle 4.1.1: Abstand der Turmachse der WEA zum äußersten ruhenden Leiterseil nach /1/.

Der Standort der WEA 6 weist einen Abstand von weniger als drei Rotordurchmessern zwischen Turmachse der WEA und äußerstem ruhenden Leiterseil der Freileitung auf. Für diese WEA ist daher nach /1/ der Nachweis zu führen, dass die Freileitung nicht vom schädigenden Einflussbereich der Nachlaufströmung getroffen wird.

Der in der Norm /1/ geforderte horizontale Mindestabstand zwischen Turmachse der WEA und äußerstem ruhenden Leiterseil a_{WEA} wird in der vorliegenden Konfiguration an der WEA 6 nicht unterschritten.

4.2 Bestimmung des Einflussbereichs der Nachlaufströmung

Entsprechend den Erläuterungen in Kapitel 2 erfolgt die Bewertung des schädigenden Einflussbereiches der Nachlaufströmung mit dem vereinfachten Berechnungsverfahren nach /1/. Falls erforderlich wird eine Bewertung mittels einer detaillierten CFD-Analyse vorgenommen.

4.2.1 Ergebnisse nach /1/

Im vorliegenden Fall wird der vertikale Abstand in Bezug zum höchstgelegenen Leiterseil mit dem größten horizontalen Abstand zur Turmachse der WEA bestimmt. Im konkreten Fall wird das Erdseil am Obergurt der Traverse konservativ mit einem horizontalen Abstand von 14.2m von der Trassenachse betrachtet, da die Abstände der Erdseiltraverse nicht vorliegen.

Aufgrund der in /1/ geforderten Betrachtung des Schwenkbereiches des Rotors von $+45^\circ$ ist entweder der Abstand für 45° s_{45° oder der maximal zu betrachtende Abstand



von drei Rotordurchmessern s_{\max} maßgeblich (siehe Abbildung 4.2.1.1). Dabei ist die Exzentrizität der Rotorebene zu berücksichtigen.

Im vorliegenden Fall ist der Abstand für 45° s_{45° für die WEA 6 maßgeblich und in Tabelle 4.2.1.1 dargestellt.

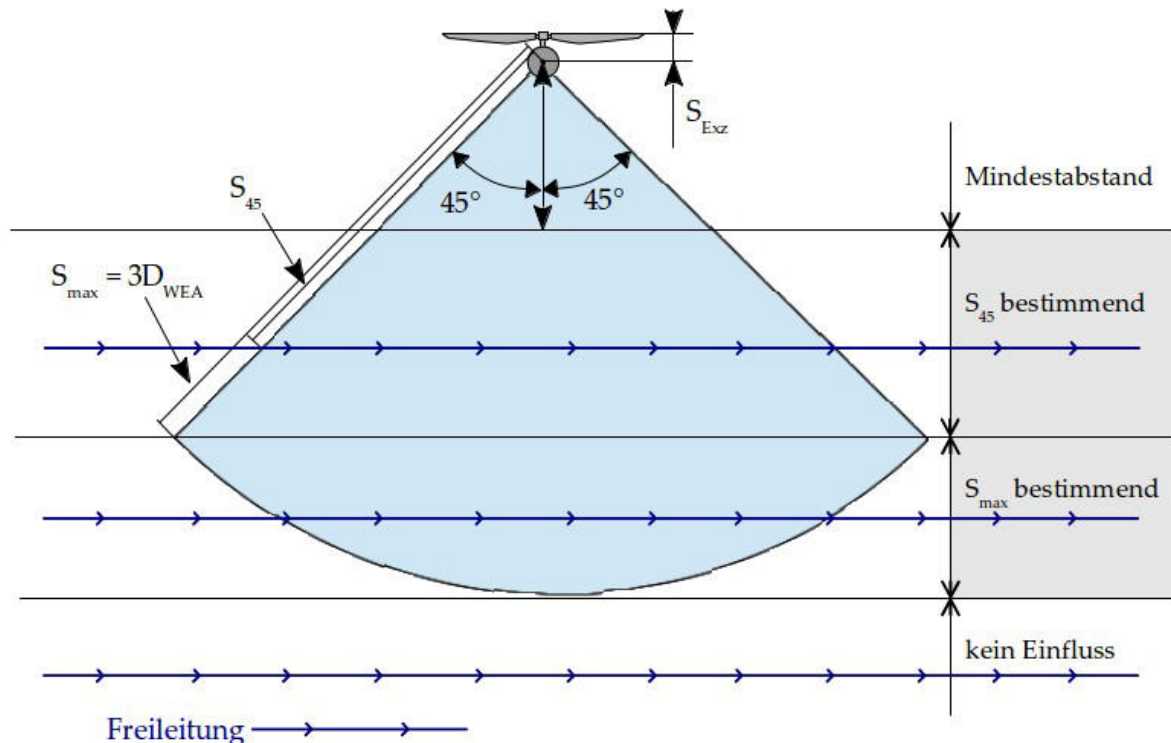


Abbildung 4.2.1.1: Zu betrachtender Einflussbereich der Nachlaufströmung (blau) in der Draufsicht und relevante Abstände.

Aufgrund der nicht allzu großen Steigungen des Geländes kann unterstellt werden, dass die bodennahe Strömung dem Gelände folgt.

Es ergeben sich damit folgende vertikalen Abstände zwischen der Unterkante des Einflussbereiches der Nachlaufströmung und dem ruhenden Leiterseil:

Betrachteter Abstand	WEA	Vertikaler Abstand der Nachlaufströmung zum ruhenden Leiterseil Δy
		[m]
s_{45°	6	28.3

Tabelle 4.2.1.1: Abstände der Nachlaufströmung zu den Leiterseilen der 110-kV-Hochspannungsfreileitung LH-14-1162 Farge-Bremervörde.

Damit liegt der Einflussbereich der Nachlaufströmung der WEA 6 nach dem verein-



fachten Verfahren oberhalb der Leiterseile der 110-kV-Hochspannungsfreileitung LH-14-1162 Farge-Bremervörde.

5 Zusammenfassung und Bewertung

Am Standort Oerel WEA 6N (Niedersachsen) plant bzw. betreibt der Auftraggeber eine Windenergieanlage vom Typ ENERCON E138 EP3 E2 4.2MW, NH 160m, siehe hierzu Abbildung 3.1.1. In der unmittelbaren Umgebung der WEA befindet sich die 110-kV-Hochspannungsfreileitung LH-14-1162 Farge-Bremervörde der Avacon Netz GmbH. Der Standort der WEA 6 liegt in unmittelbarer Nähe zur Freileitung.

Die Planung wurde von uns daraufhin bewertet, ob die Möglichkeit von Leiterseilanregungen durch den Nachlauf der WEA unter Berücksichtigung der örtlichen Bedingungen gegeben ist.

Der Standort der WEA 6 weist einen Abstand von weniger als drei Rotordurchmessern zwischen Turmachse der WEA und äußerstem ruhenden Leiterseil auf. Für diese WEA ist daher nach /1/ der Nachweis zu führen, dass die Freileitung nicht vom schädigenden Einflussbereich der Nachlaufströmung getroffen wird.

Der in der Norm /1/ geforderte horizontale Mindestabstand zwischen Turmachse der WEA und äußerstem ruhenden Leiterseil wird in der vorliegenden Konfiguration an der WEA 6 nicht unterschritten.

Die Untersuchung ergab, dass mit dem gewählten Windenergieanlagentyp ENERCON E138 EP3 E2 4.2MW, NH 160m, die Leiterseile der Freileitung nicht vom schädigenden Einflussbereich der Nachlaufströmung der WEA getroffen werden.

Von den WEA 6 geht deshalb keine die Lebensdauer durch Schwingung verkürzende Einwirkung auf die betrachteten Freileitungen aus. Zusätzliche Schwingungsschutzmaßnahmen an der Freileitung sind daher aus technischer Sicht nicht erforderlich.



6 Formelzeichen und Abkürzungen

WEA	Windenergieanlage	
RD	Rotordurchmesser	
NH	Nabenhöhe	
SRTM	Shuttle Radar Topographic Mission	
CFD	Computational Fluid Dynamics	
EOK	Erdoberkante	
üNN	über Normal Null	
GK	Gauß Krüger Projektion	
PD	Potsdam-Datum	
ETRS89	Europäisches Terrestrisches Referenzsystem 1989	
UTM	Universale Transversale Mercator Projektion	
WGS84	World Geodetic System 1984	
D_{WEA}	Rotordurchmesser WEA	[m]
v	Windgeschwindigkeit	[m/s]
h	Höhe	[m]
a_{WEA}	Horizontaler Mindestabstand zwischen Turmachse und äußerstem ruhenden Leiterseil	[m]
a_{Raum}	Arbeitsraum	[m]
a_{LTG}	Spannungsabhängiger Mindestabstand	[m]
$D_{Schwing}$	Ausschwingbreite der Leiterseile	[m]
D_v	spannungsabhängiger Schutzabstand	[m]
s_{Exz}	Abstand zwischen der Turmachse der WEA und der Rotorebene	[m]
Δy	Vertikaler Abstand zwischen dem betrachteten Leiterseil und der Nachlaufströmung nach dem vereinfachten Modell der DIN EN 50341-2-4	[m]



7 Literaturangaben

- /1/ DIN EN 50341-2-4 (VDE 0210-2-4); Freileitungen über AC 1 kV - Teil 2-4: Nationale Normative Festlegungen (NNA) für Deutschland (basierend auf EN 50341-1:2012); Deutsche Fassung EN 50341-2-4:2016, April 2016.
- /2/ DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100); Betrieb von elektrischen Anlagen - Teil 100: Allgemeine Festlegungen; Oktober 2009.
- /3/ Degener, T.; Kießling, F.; Tzschoppe, J.; Mindestabstand zwischen Windenergieanlagen und Freileitungen; Elektrizitätswirtschaft Jg. 98 (1999), Heft 7, Seite 32-35.
- /4/ P. Hagedorn : LeiterseilSchwingungen in Theorie und Praxis - ein Überblick. etz-Report 26, VDE-Verlag, Berlin, Offenbach (1990).
- /5/ W. Philipps : SeilSchwingungen bei Freileitungen Elektrizitätswirtschaft Jg. 67 (1968), Heft 11, S. 279 ff.
- /6/ L.J. Vermeer, J.N. Sørensen, A. Crespo; Wind turbine wake aerodynamics; Progress in Aerospace Sciences 39, pp. 467-510, 2003.
- /7/ Th. Hahm, J. Kröning; Modellierung der Nachlaufströmung einer Windenergieanlage; Fluent Anwenderkonferenz 2001; Bingen, 17./18. Sept. 2001
- /8/ St. Wußow, L. Sitzki, Th. Hahm; 3D-simulation of the turbulent wake behind a wind turbine; The Science of Making Torque from Wind, Journal of Physics: Conference Series 75 (2007) 012033.
- /9/ Th. Hahm; Hochspannung und Windkraft; energy 2.0, S. 44-46, April 2008.
- /10/ Prof. B. R. Oswald; Universität Hannover, Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik; Vorlesung Elektrische Energieversorgung I – Skript Freileitungen, korrigierte Ausgabe 2005.
- /11/ OpenStreetMap und Mitwirkende; siehe Internet: <http://www.openstreetmap.org>, <http://opendatacommons.org>, <http://creativecommons.org>.

Der Generator der ENERCON Windenergieanlagen ist als Ringgenerator ausgeführt, womit die Verwendung eines ölgeschmierten Hauptgetriebes zur Übersetzung der Rotordrehzahl entfällt.

Am Blattprofil wird durch die natürliche Luftströmung (Wind) ein aerodynamischer Auftrieb erzeugt, welcher den Rotor in Drehung versetzt. Als Bremssystem dienen drei autarke Blattverstellantriebe (Pitchantriebe), die das Rotorblatt jeweils in einem Bereich von ca. 90° drehen und somit den aerodynamischen Auftrieb durch unterschiedliche Blattanströmung regeln können. Über die synchronisierte Pitchregelung und Generator-Erregungsregelung erfolgt eine computergesteuerte Leistungsabgabe nach programmierter Kennlinie.

Die Anlage verfügt außerdem über eine hydraulische Haltebremse, die über Bremszangen auf eine Bremsscheibe wirkt und ein Trudeln des Rotors bei zurückgedrehten Rotorblättern (Fahnenstellung ohne aerodyn. Auftrieb) bei Bedarf verhindern soll. Bei betätigtem "Not-Stop" (Notbremsung) wird die hydraulische Haltebremse automatisch aktiviert.

Für den Fall eines Ausfalls des Stromnetzes ist für jedes der drei autonomen Pitchantriebe ein eigenes Akkupaket installiert, welches das jeweilige Rotorblatt sicher in Fahnenstellung bringen kann. Die Verfügbarkeit der akkugepufferten Notversorgungseinheiten wird mittels Ladungsautomatik und Ladezustandsüberwachung durch zyklische Belastung sichergestellt. Die Auslösung der Blattschnellverstellung über die Notversorgungseinheiten erfolgt synchron durch die Anlagensteuerung.

Weiterhin kann der Rotor mit einer 15° rastenden Arretierung formschlüssig zwecks Wartungs-, Reparatur- oder Inspektionsarbeiten im Rotorkopf blockiert werden.

Eine Reihe weiterer Sensorik (z.B. Temperatursensoren in den Generatorwicklungen, an Lagersitzen, Stromaufnahmemessungen an den Antriebsmotoren, Generatorluftspaltüberwachungsschalter, Winkelsprungmessung pro Rotorblatt, Schwingungsbeschleunigungsmessung der Gondel, ...) sorgt für sicheren Anlagenbetrieb. Wichtige Parameter werden dabei jeweils durch redundante Meßsysteme überwacht. So sind z.B. auch eine Reihe rein mechanisch wirkender Sicherheitssysteme installiert (Überdrehzahlschalter, Vibrationswächter, Brechbolzen im Generatorbereich).

Außerdem bietet die Fernüberwachung der Anlage per Modem zusätzlich die Möglichkeit zur sofortigen Meldung von Betriebsstörungen zur ENERCON Servicezentrale und von dort aus zu aktiven Eingriffen in die Anlagensteuerung.

Das Blitzschutzsystem leitet mögliche Blitzeinschläge über eine Verbindung von der elektrisch leitenden Blattspitze über die Blatthinterkante ab. Die Spannung wird dann über eine kurze Funkenstrecke auf den Statorring geleitet und über das Maschinenhaus und den Turm zum Boden geführt.

Informationen zum Dokument:

Erstellt/Datum/Rev.: M. Sperling/08.07.2005/001
Abteilung: Vertrieb/Planung
Geprüft/Datum: M. Kuhlmann/10.07.2005

Übersetzt/Datum: -
Geprüft/Datum: -
Dateiname: SL_AU_Funktionsweise Sicherheitstechnik_rev001_ger-ger.doc

Die im Generator produzierte elektrische Energie wird über Kabel zum Boden geführt. Zur Beseitigung von unzulässigen Kabelverdrillungen in Folge von häufigen Windnachführungen des Maschinenhauses in eine Drehrichtung wird die Kabelverdrillung laufend überwacht. Ab einer bestimmten Verdrehung meldet die Steuerung den Befehl zur Rückdrehung.

Diese wird ausgeführt, wenn die aktuelle Windsituation einen kurzzeitigen Stop ohne Ertragsverlust zulässt (also bei Windmangel). Ansonsten wird die Anlage weiterbetrieben, bis eine maximal zulässige Verdrillung erreicht wird, die dann zum Stoppen des Rotors mit anschließender Kabelentdrillung und neuem Anlagenstart führt.

Zur Reduzierung der Belastungen des Windnachführungssystems (beispielsweise durch Seitenböen) ist das gesamte Maschinenhaus mit seinem Eigengewicht auf einer Reibfläche (definierter Reibungswert) gelagert.

Informationen zum Dokument:

Erstellt/Datum/Rev.:

M. Sperling/08.07.2005/001

Übersetzt/Datum:

-

Abteilung:

Vertrieb/Planung

Geprüft/Datum:

-

Geprüft/Datum:

M. Kuhlmann/10.07.2005

Dateiname:

SL_AU_Funktionsweise Sicherheitstechnik_rev001_ger-ger.doc

Technische Beschreibung

ENERCON Windenergieanlagen
Blitzschutz

Technische Änderungen vorbehalten.

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, Simon-Hermann Wobben
Zuständiges Amtsgericht: Aurich ▪ Handelsregisternummer: HRB 411
Ust.Id.-Nr.: DE 181 977 360

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

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

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

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

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

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

Dokumentinformation

Dokument-ID	D0260891-8
Vermerk	Originaldokument

Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2018-12-05	de	DA	WRD Management Support GmbH / Technische Redaktion

Technische Änderungen vorbehalten.

Inhaltsverzeichnis

1	Allgemeines	5
2	Äußerer Blitzschutz	8
2.1	Übersicht des äußeren Blitzschutzes	8
2.2	Rotorblatt	9
2.3	Gondel	10
2.4	Turm	12
2.5	Fundament.....	14
2.5.1	Ausführung	14
2.5.2	Erdung im Hybridturmfundament	15
2.5.3	Erdung im Stahlturmfundament.....	16
3	Innerer Blitzschutz	17
4	Zugrundeliegende Normen	18
	Quellenverzeichnis	19

Abkürzungsverzeichnis

HVI	High Voltage Isolation
LPL	Lightning protection level (Gefährdungspegel)
LPZ	Lightning protection zone (Blitzschutzzone)
PE	Protective earth (Schutzleiter)
RC	Resistance class (Widerstandsklasse)
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition (überwachende Steuerung und Datenerfassung)

1 Allgemeines

Blitzeinschläge können Teile von Gebäuden in Brand setzen und zerstören. Zudem können die hohen Ströme direkt durch leitende Verbindungen oder durch Induktion ins Gebäudeinnere übertragen werden und dort zu weiteren Beschädigungen führen. Windenergieanlagen sind aufgrund ihrer exponierten Lage besonders gefährdet.

Um mögliche Schäden durch Blitzeinschläge zu vermeiden und einen sicheren Anlagenbetrieb zu gewährleisten, werden ENERCON Windenergieanlagen mit einem Blitzschutz ausgestattet. Ein Blitzstrom wird dabei von den Rotorblättern oder der Gondeloberseite bis ins Erdreich abgeleitet.

Im Folgenden werden der Aufbau und die Funktion des Blitzschutzes der ENERCON Windenergieanlagen im Überblick dargestellt.

Äußerer Blitzschutz

Zum äußeren Blitzschutz gehören alle Maßnahmen, die zur Verhinderung von Beschädigungen der Windenergieanlagen durch Blitzeinschläge 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. Das Eindringen größerer Blitzteilströme wird verhindert.

Innerer Blitzschutz

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

Gefährdungspegel – Lightning Protection Level (LPL)

Der LPL wird von IV (niedrig) bis I (hoch) eingestuft. Die für LPL I geltenden Höchstwerte der Blitzstromparameter werden mit einer Wahrscheinlichkeit von 99 % nicht überschritten. Alle ENERCON Windenergieanlagen sind für LPL I ausgelegt.

Blitzschutzzonen

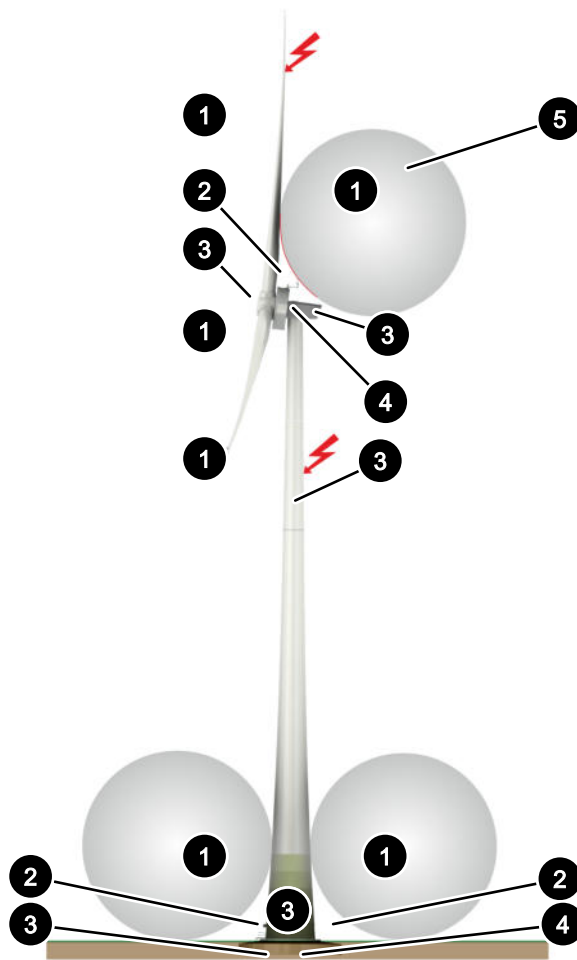


Abb. 1: Blitzschutzzonen am Beispiel der E-126 EP3

1 LPZ 0 _A	2 LPZ 0 _B
3 LPZ 1	4 LPZ 2
5 Blitzschutzklasse I (Blitzkugelradius 20 m)	

Überspannungsschutzeinrichtungen und elektrische Komponenten

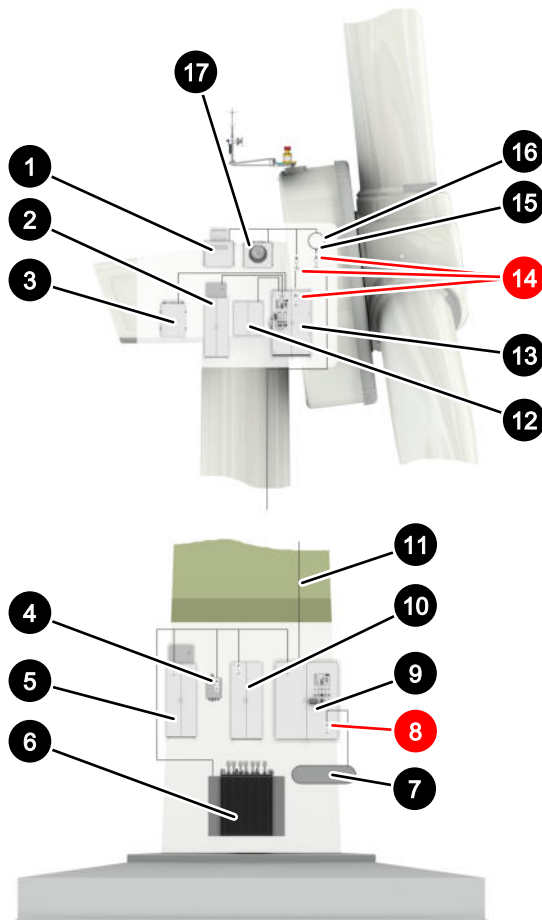


Abb. 2: Überspannungsschutzeinrichtungen und elektrische Komponenten am Beispiel der E-126 EP3

1	Filterschrank	2	Azimutschaltschrank
3	Frequenzumrichter Gondellüfter	4	Trafoüberwachung
5	Leistungsschrank	6	Transformator
7	Datenleitung SCADA	8	Überspannungsschutz: MCR-Plug-trab PT2x2
9	Steuerschrank	10	unterbrechungsfreie Stromversorgung
11	Turm kabel	12	Erregersteller
13	Gondelsteuerschrank	14	Überspannungsschutz: VAL-MS 230
15	Sternpunkt	16	Generator
17	Gleichrichter		

2 Äußerer Blitzschutz

2.1 Übersicht des äußeren Blitzschutzes

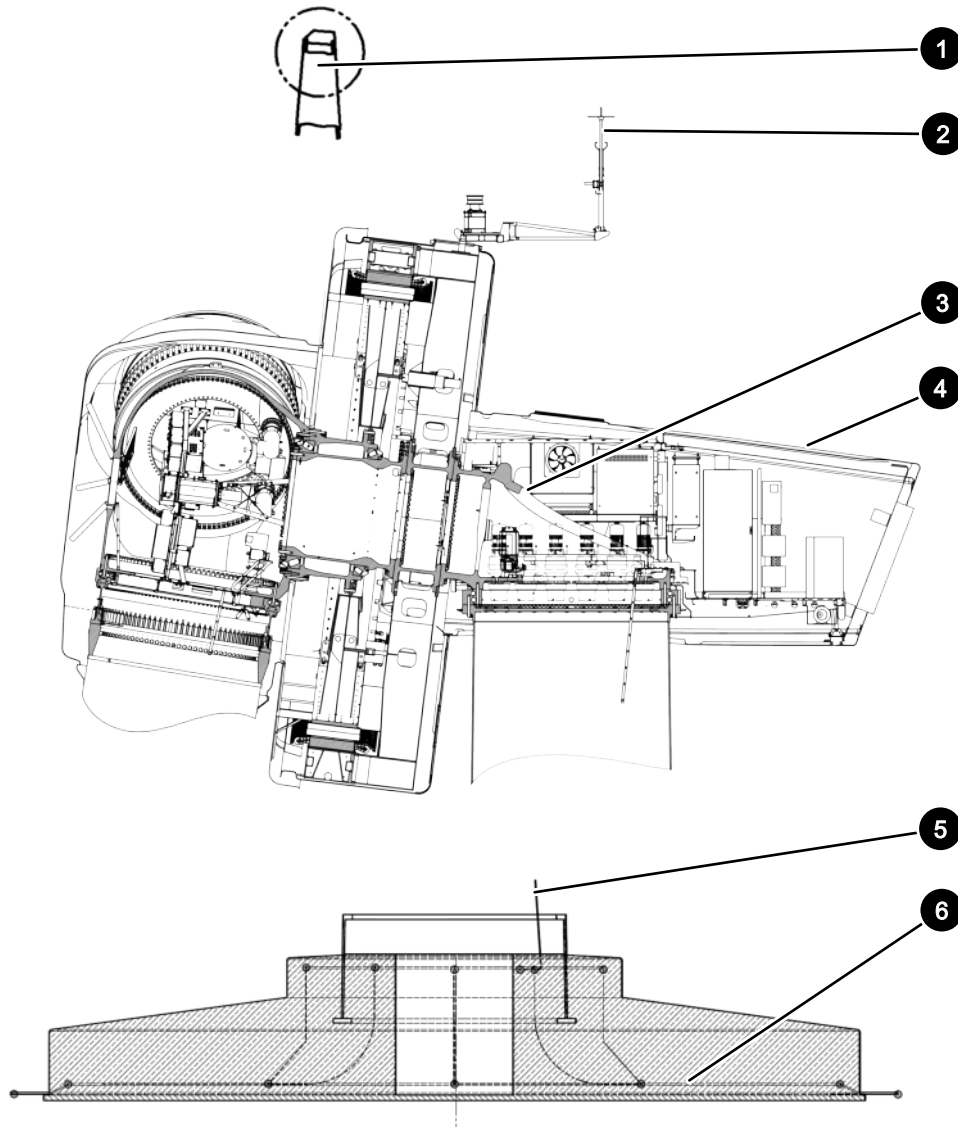


Abb. 3: Übersicht des äußeren Blitzschutzes am Beispiel der E-126 EP3

1 Blattspitze	2 Blitzfangkäfig Windmessgerät
3 Maschinenträger	4 Maschinenhausverkleidung
5 Anschlussfahne Blitzableiter/Er- dungsring	6 Erdungsring

2.2 Rotorblatt

In den Rotorblättern der ENERCON Windenergieanlagen ist ein Blitzschutz integriert, der den Blitzstrom sicher vom Blitzeinschlag an den Blitzfangeinrichtungen über den Blitzableiter zur Gondel führt. Der Blitzschutz des Rotorblatts besteht aus folgenden Elementen:

- Blattspitze aus Aluminiumguss (leitend)
- Blitzableiter (Kupfer oder Aluminium, 50 mm² bis 120 mm²)
- ggf. Metallrezeptoren
- Ableitring an der Blattwurzel

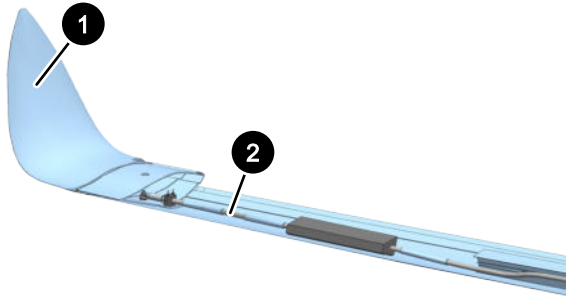


Abb. 4: Blattspitze mit Blitzableiter

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

Die Blattspitze aus Aluminiumguss ist leitend. Sie ist durch einen Blitzableiter mit dem Ableitring an der Blattwurzel verbunden. Der Ableitring befindet sich in ausreichendem Abstand zu den leitenden Teilen im Blattanschlussbereich, so dass ein unerwünschter Überschlag verhindert wird.

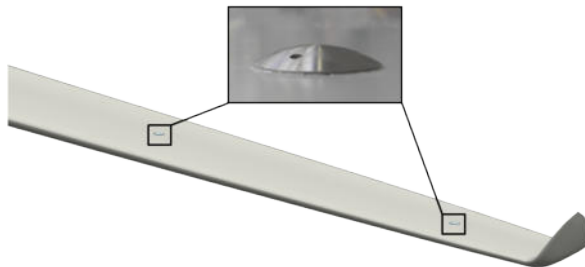


Abb. 5: Rotorblatt mit Rezeptoren auf der Druck- und Saugseite

Eine ungünstige Rotorstellung kann bei langen Rotorblättern zu einem undefinierten Blitzeinschlag zwischen der Blattspitze und der Gondel führen. Um dies zu verhindern, sind je nach Länge und Aufbau des Rotorblatts ggf. zusätzlich Rezeptoren auf der Saug- und Druckseite angeordnet. Die Rezeptoren sind an den Ableitpfad angeschlossen.

2.3 Gondel

Verbindung Rotorblatt – Spinner/Rotor

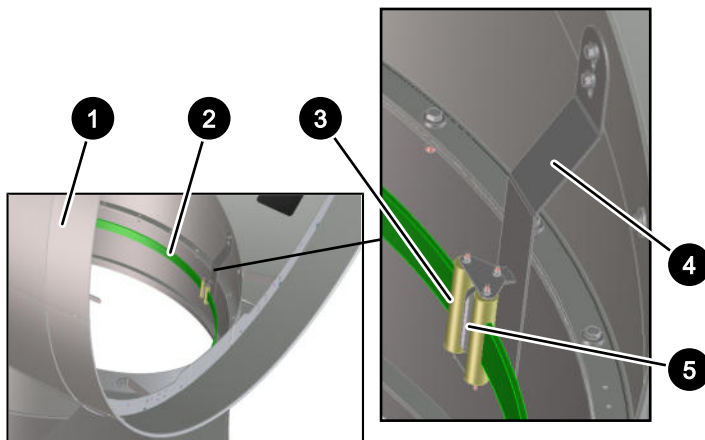


Abb. 6: Ableitring am Blattanschluss mit Rollenblitzableiter

1	Spinner/Rotor	2	Ableitring
3	Rollenkörper	4	Federblech
5	Blitzfänger		

Es werden Rollenblitzableiter eingesetzt. Die Grafik zeigt die Verwendung der Rollenblitzableiter beispielhaft bei einer E-82 auf. Rollenblitzableiter werden in jeder ENERCON Windenergieanlage verwendet. Das Blech, an das der Rollenkörper montiert ist, hat eine Federwirkung und drückt die Rollen an die Blattwurzel. Dadurch bleibt der Abstand zwischen Blitzfänger und Ableitring immer gleich.

Bei der E-115 EP3 E3 und der E-138 EP3 E2 liegen die Ableitringe der Rotorblätter und die Rollenblitzableiter, aufgrund der nicht vorhandenen Spinnerverkleidung, im Freien und somit außerhalb der Windenergieanlage. Der Blitzstrom wird über HVI-Kabel durch die Generatorverkleidung zum Spinner geführt.

Verbindung Spinner/Rotor – Maschinenhaus

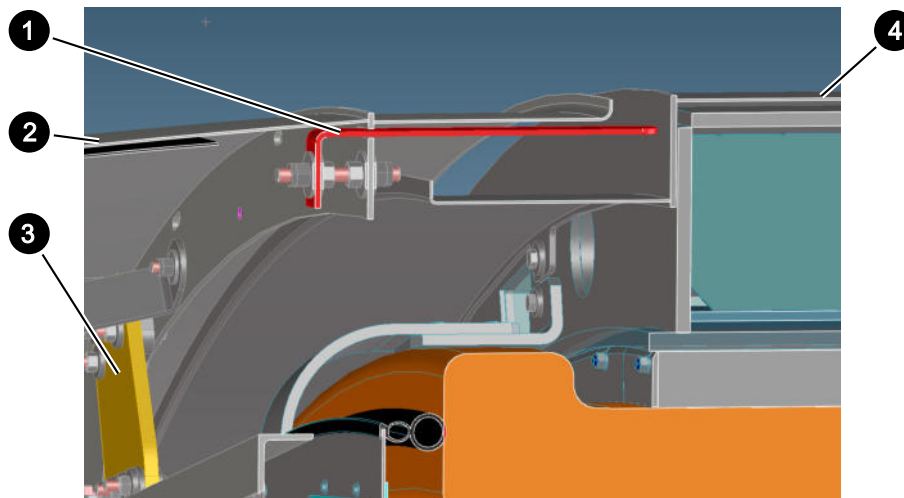


Abb. 7: Blitzfangwinkel am Beispiel der E-92

1	Blitzfangwinkel	2	Spinner
3	Spinnerisolierung	4	Maschinenhausverkleidung

Bei den folgenden Windenergieanlagen wird eine Funkenstrecke bestehend aus 3 Blitzfangwinkeln eingesetzt:

E-44, E-48, E-53, E-70 E4, E-82, E-82 E2, E-82 E4, E-92, E-101, E-101 E2, E-103 EP2, E-115, E-115 E2, E-126 EP4 und E-141 EP4

Bei Maschinenhausverkleidungen aus Aluminium führen 3 Blitzfangwinkel den Blitzstrom vom Spinner auf die Verkleidung. Von dort aus werden Blitzströme über die Metallverbindungsteile in den Maschinenträger abgeleitet. Bei isolierenden Verkleidungen führt die Funkenstrecke den Blitzstrom auf den Stator und dann zum Maschinenträger.

Durch die Anordnung der Blitzfangwinkel wird ein Blitzeinschlag unabhängig vom momentanen Rotorblattwinkel und von der momentanen Stellung des Rotors zur tragenden Struktur geführt.

Bei den folgenden Windenergieanlagen wird eine Funkenstrecke aus Blitzfangstangen eingesetzt:

E-115 EP3 E3, E-126 EP3, E-138 EP3 und E-138 EP3 E2

Der Blitzstrom wird vom Spinner über Metallverbindungsteile und HVI-Kabel durch den Rotor geführt. Über Blitzfangstangen wird eine Funkenstrecke zu einem auf dem Statorträger befindlichen Ableitring realisiert. Der Ableitring leitet den Blitzstrom über den Statorträger in den Maschinenträger ab.

Verbindung Maschinenträger – Turm

Die Verbindung zwischen Maschinenträger und Turm wird durch das großflächige Azimutlager sichergestellt.

Schutz der Messeinrichtungen

Zum Schutz der Messeinrichtungen sind diese jeweils mit einem Käfig umhüllt. Der Blitzstrom wird über Metallverbindungsteile und HVI-Kabel in die Gondel geführt und über den Statorträger in den Maschinenträger abgeleitet.

2.4 Turm

Stahlurm

Der Stahlurm ist leitend, so dass ein Blitzstrom über diesen abgeleitet wird. Die Flanschverbindungen der Segmente sind spritzverzinkt.

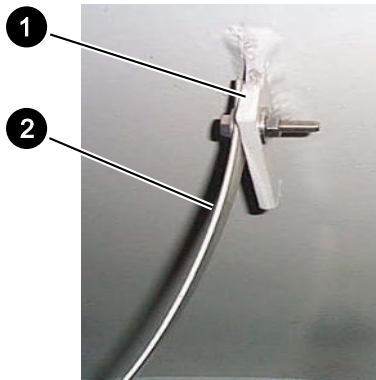


Abb. 8: Laschen mit Anschlussfahnen

1	Lasche	2	Anschlussfahne
---	--------	---	----------------

Zwei am Turm angeschweißte Laschen dienen dem Anschluss der Anschlussfahnen des Fundamenterders.

Betonteil des Hybridturms

Die Betonfertigteilesegmente werden mit vielen meist durch Hüllrohre verlaufenden starken Stahlseilen mit dem Fundament verspannt.

Grundbestandteil eines Betonfertigteilesegments ist die Bewehrung, bestehend aus Innen- und Außenbewehrung.

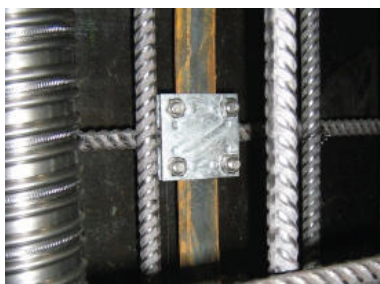


Abb. 9: Verbindung Blitzschutzseisen mit Bewehrung

Die zum Blitzschutz gehörenden Blitzschutzseisen werden mit den Gewindehülsen innen angeschraubt, jeder Blitzschutz ist an der Bewehrung befestigt.

Der Betonteil des Hybridturms wird mit mindestens 4 gleichmäßig über den Turmumfang verteilten Blitzableitern ausgerüstet. Diese werden aus thermisch verzinktem Bandstahl (30 mm x 3,5 mm) ausgeführt, senkrecht in die Betonfertigteilesegmente eingesetzt und galvanisch durch Überbrückungslaschen vom Fundament nach oben bis zum Stahlurmaufsatz verbunden.

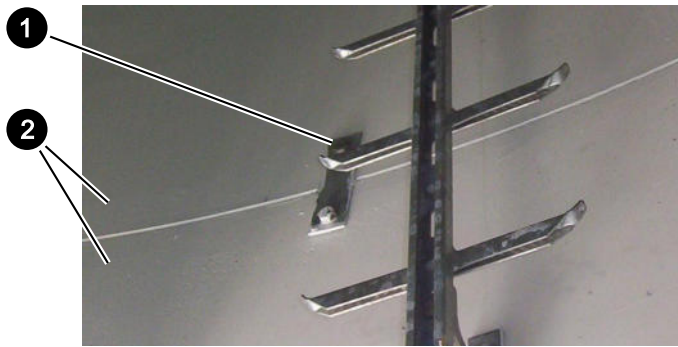


Abb. 10: Überbrückungslasche zwischen 2 Betonfertigteilstegmenten

1	Überbrückungslasche als Blitzableiter	2	Betonfertigteilstemente
---	---------------------------------------	---	-------------------------

Zur Sicherstellung der Verbindung der Blitzableiter sind die horizontalen Fugen zwischen den einzelnen Betonfertigteilstegmenten mit Überbrückungslaschen aus thermisch verzinktem Bandstahl (30 mm x 3,5 mm) und Schraubverbindung (M16 und Spannscheibe) überbrückt. Der nach DIN EN 62305-3:2011-10 [8] geforderte Mindestquerschnitt für Blitzableiter aus thermisch verzinktem Bandstahl von 50 mm² wird damit auch an der Schraubverbindung eingehalten.

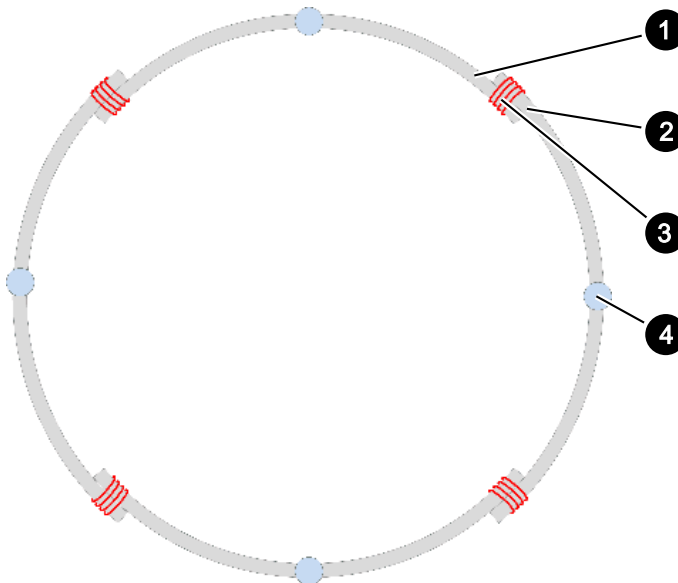


Abb. 11: Nutzung der Bewehrung als Ringleiter im Betonfertigteilstegment

1	Bewehrungseisen-Teilstück (4x)	2	Bewehrungsüberlappung (4x)
3	Rödeldrahtschlaufe (16x)	4	Kreuzklemme (4x)

Die Bewehrungseisen-Teilstücke eines Betonfertigteilstgments bilden einen konzentrisch verlaufenden, galvanisch geschlossenen Ringleiter (Ø ≥ 10 mm). Die Länge der Bewehrungsüberlappung beträgt jeweils mindestens 500 mm. Für jede Bewehrungsverbindung werden mindestens 4 straffe Rödeldrahtschlaufen um die Bewehrungsüberlappung gewickelt. Die Bewehrungseisen-Teilstücke werden mit den Blitzableitern mittels Kreuzklemmen verbunden.

Die Blitzableiter/Erdungsprofile führen zum Fuß des Hybridturms. Über weitere Kreuzklemmen sind sie mit den weiteren Ringern verbunden, um so eine gezielte Potentialsteuerung zu erreichen.

2.5 Fundament

Erdungsanlagen schützen Lebewesen und Sachwerte vor Gefahren, die durch Kurz- bzw. Erdschlüsse und transiente Vorgänge, wie Blitzeinschläge und Schalthandlungen, entstehen können. Sie stellen eine effektive Wirkung der (Fehlerstrom-)Schutzeinrichtungen und eine Bereitstellung eines Referenzpotenzials für elektrische Komponenten sicher. Zudem vermeiden sie übermäßige Spannungsspitzen und Potentialunterschiede.

Bei einem Blitzeinschlag 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. Die zulässige Berührungs- und Schrittspannung ist in DIN EN 50522:2011-11 [2] definiert. Sie darf nach den Vorgaben der Standardisierung IEEE P80 [13] nicht überschritten werden, um die Gefährdung für in der Nähe befindliche Personen auszuschließen.

2.5.1 Ausführung

Das Fundament ist mit Erdungsringen, die über mehrere Erdungsprofile miteinander verbunden sind, versehen. Die Erdungsringe sind auch mit dem Bewehrungsstahl des Fundaments verbunden. Sie bestehen jeweils aus thermisch verzinktem Bandstahl und sind mit einem Mindestquerschnitt von 100 mm^2 dimensioniert. Die Kreuzklemmen sind mit Korrosionsschutzbinden geschützt.

Je nach örtlichen Gegebenheiten werden zusätzliche Tiefenerder angebunden. Sofern das Fundament eine Tiefgründung mit Stahlbetonpfählen besitzt, sind auch diese mit den Erdungsringen verbunden.

Der Erdungswiderstand wird gemäß des Dokuments „Messung des Erdungswiderstands“ (PLM-EWES-DC008) gemessen. Bei zu hohen Erdungswiderständen müssen projektspezifische Anpassungen der Erdungsanlage vorgenommen werden. Es muss darauf geachtet werden, dass die zulässigen Schritt- und Berührungsspannungen (siehe Kap. 1, S. 5) nicht überschritten werden.



Je nach vereinbartem Lieferumfang werden Verbesserungen der Erdungsanlage zur Senkung des Erdungswiderstands und damit zur Einhaltung der im Fehlerfall entstehenden Berührungs- und Schrittspannungen vom Kunden oder von ENERCON durchgeführt.

2.5.2 Erdung im Hybridturmfundament

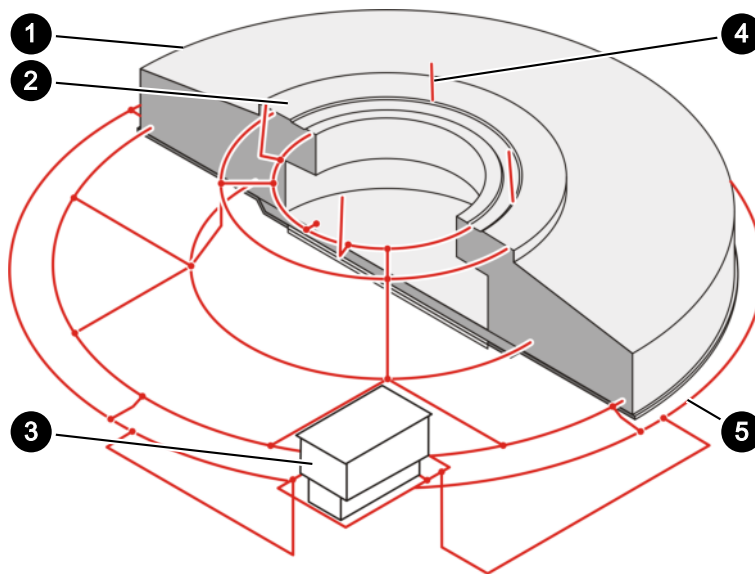


Abb. 12: Erdung im Hybridturmfundament

1	Hybridturmfundament	2	Socket für den Hybridturm
3	externe Transformatorstation (falls vorhanden)	4	Anschlussfahne (mind. 2x)
5	Erdungsring		

2.5.3 Erdung im Stahlturnfundament

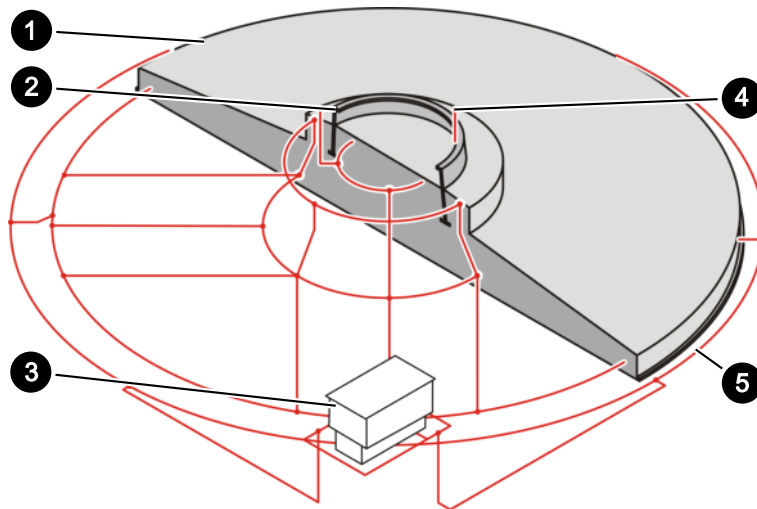


Abb. 13: Erdung im Stahlturnfundament

1	Stahlturnfundament	2	Sockel für den Stahlturn
3	externe Transformatorstation (falls vorhanden)	4	Anschlussfahne (mind. 2x)
5	Erdungsring		

3 Innerer Blitzschutz

Folgende Maßnahmen werden für den inneren Blitzschutz ergriffen.

- Alle leitenden Anlagenhauptkomponenten wie Rotornabe, Gondel, Turm, Schaltschränke, PE-Leiter der Transformatoren und das Fundament sind mit ausreichenden Leiterquerschnitten und möglichst kurzen Leitungslängen an der Potentialausgleichschiene angeschlossen.
- Direkt am Niederspannungs-Netzeingang sind Überspannungsableiter angebracht, die niederohmig geerdet sind. Die Generatorphasen und die Sternpunkte sind über Überspannungsableiter geerdet.
- Alle Platinen mit eigenen Netzteilen sind mit Filtern mit hoher Dämpfung ausgerüstet.
- Sämtliche analogen und digitalen Signaleingänge und -ausgänge sind mit RC-Schutzbeschaltungen und Suppressordioden vor hohen Spannungen und Strömen geschützt.
- Steuer- und Regelungselektronik sind galvanisch über Optokoppler, Trennverstärker und Relais entkoppelt. Die Kommunikation innerhalb der Windenergieanlage erfolgt über Lichtwellenleiter.
- Die Datenübertragung (Modem) wird durch ein Überspannungsschutzmodul für Datenschnittstellen geschützt.
- Kondensatoren und Überspannungsableiter begrenzen die Netz- und Generatorüberspannung. Die Kapazität der Kondensatoren in Verbindung mit den Überspannungsableitern reicht aus, um die Energie durch Blitzeinschläge ohne Schäden zu absorbieren. Allein die Kapazität des Zwischenkreises kann, bereits geladen durch die Zwischenkreisspannung, genügend Energie aufnehmen.

4 Zugrundeliegende Normen

Bei der Konstruktion und der Umsetzung des Blitzschutzes für ENERCON Windenergieanlagen wurden folgende Normen und Standardisierungen beachtet.

- DIN EN 50308; VDE 0127-100:2005-03 [1]
- DIN EN 50522:2011-11 [2]
- DIN EN 61400-1; VDE 0127-1:2011-08 [3]
- DIN EN 61400-24; VDE 0127-24:2011-04 [4]
- DIN EN 61936-1:2014-12; VDE 0101-1:2014-12 [5]
- DIN EN 62305-1; VDE 0185-305-1:2011-10 [6]
- DIN EN 62305-2; VDE 0185-305-2:2013-02 [7]
- DIN EN 62305-3; VDE 0185-305-3:2011-10 [8]
- DIN EN 62305-4; VDE 0185-305-4:2011-10 [9]
- DIN EN 62561-1; VDE 0185-561-1:2013-02 [10]
- DIN EN 62561-2; VDE 0185-561-2:2013-02 [11]
- IEC 60364-5-54 [12]
- IEEE P80 [13]

Quellenverzeichnis

- [1] DIN EN 50308:2005 (VDE 0127-100:2005): Windenergieanlagen - Schutzmaßnahmen - Anforderungen für Konstruktion, Betrieb und Wartung; Deutsche Fassung EN 50308:2004
- [2] DIN EN 50522:2011: Erdung von Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV; Deutsche Fassung EN 50522:2010
- [3] DIN EN 61400-1 (VDE 0127-1:2011): Windenergieanlagen - Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005 + A1:2010); Deutsche Fassung EN 61400-1:2005 + A1:2010
- [4] DIN EN 61400-24:2011-04 (VDE 0127-24:2011-04): Windenergieanlagen - Teil 24: Blitzschutz (IEC 61400-24:2010); Deutsche Fassung EN 61400-24:2010
- [5] DIN EN 61936-1:2014 (VDE 0101-1:2014): Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV - Teil 1: Allgemeine Bestimmungen (IEC 61936-1:2010, modifiziert + Cor.:2011 + A1:2014); Deutsche Fassung EN 61936-1:2010 + AC:2011 + AC:2013 + A1:2014
- [6] DIN EN 62305-1 (VDE 0185-305-1:2011): Blitzschutz - Teil 1: Allgemeine Grundsätze (IEC 62305-1:2010, modifiziert); Deutsche Fassung EN 62305-1:2011
- [7] DIN EN 62305-2 (VDE 0185-305-2:2013): Blitzschutz - Teil 2: Risiko-Management (IEC 62305-2:2010, modifiziert); Deutsche Fassung EN 62305-2:2012
- [8] DIN EN 62305-3 (VDE 0185-305-3:2011): Blitzschutz - Teil 3: Schutz von baulichen Anlagen und Personen (IEC 62305-3:2010, modifiziert); Deutsche Fassung EN 62305-3:2011
- [9] DIN EN 62305-4 (VDE 0185-305-4:2011): Blitzschutz - Teil 4: Elektrische und elektronische Systeme in baulichen Anlagen (IEC 62305-4:2010, modifiziert); Deutsche Fassung EN 62305-4:2011
- [10] DIN EN 62561-1 (VDE 0185-561-1:2013): Blitzschutzsystembauteile (LPSC) - Teil 1: Anforderungen an Verbindungsbauteile (IEC 62561-1:2012, modifiziert); Deutsche Fassung EN 62561-1:2012
- [11] DIN EN 62561-2 (VDE 0185-561-2:2013): Blitzschutzsystembauteile (LPSC) - Teil 2: Anforderungen an Leiter und Erder (IEC 62561-2:2012, modifiziert); Deutsche Fassung EN 62561-2:2012
- [12] IEC 60364-5-54: inhaltsgleich zur VDE 0100-540
- [13] IEEE P80: Richtlinie für die Sicherheit bei der Erdung von Wechselstrom-Umspannstationen.

Technische Beschreibung

ENERCON Windenergieanlagen
Eisansatzerkennung

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, Simon-Hermann Wobben
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	D0154407-6		
Vermerk	Originaldokument		
Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2018-02-23	de	DA	WRD Management Support GmbH / Technische Redaktion

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	ENERCON Kennlinienverfahren	2
2.1	Funktionsweise	2
2.2	Sicherheit	3
2.3	Grenzen	3
2.4	Anpassung der Detektionszeit	3
2.5	Einfluss einer angehaltenen WEA auf die Detektionszeit	3
2.6	Präventiver Halt nach Störungen	4
2.7	Gondelpositionierung	5
2.8	Park-Eisansatzerkennung	7
3	Labko Eisdetektor (optional)	8
3.1	Funktionsweise	8
3.2	Sicherheit	8
3.3	Grenzen	8
3.4	Situationsabhängige Verwendung	8
4	Wiederanlauf der WEA	10
5	Parameter	11

1 Einleitung

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

Um diese Gefahren zu reduzieren, wird in allen ENERCON Windenergieanlagen serienmäßig die Eisansatzerkennung nach dem ENERCON Kennlinienverfahren eingesetzt. Als Erweiterung kann ein Labko Eisdetektor pro WEA eingesetzt werden.

Das Risiko des Eiswurfs/Eisfalls kann trotz Eisansatzerkennungssystem technisch bedingt nicht vollständig ausgeschlossen werden. Dies bedeutet, dass auch bei der Voreinstellung der Standardparameter (Kap. 5, S. 11) stets ein nicht vermeidbares Restrisiko von Eisfall und unkritischem Eiswurf, der nach aller Erfahrung nicht zu Körperverletzungen führt, verbleibt.

Das ENERCON Kennlinienverfahren (siehe Gutachten TÜV NORD, Bericht Nr.: 8111 881 239) und der optionale Labko Eisdetektor sind in diesem Dokument beschrieben.

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 Vereisung. Die daraus resultierende signifikante Änderung des Betriebskennfelds der WEA (Zusammenhang von Wind/Drehzahl/Leistung/Blattwinkel) wird von der Eisansatzerkennung genutzt. Jede WEA verfügt über eine Standard-Betriebskennlinie, welche während des Betriebs 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 WEAs der unterschiedlichen Baureihen. Wenn die Betriebsdaten von Leistung oder Blattwinkel im Rahmen einer gleitenden Mittelung außerhalb des Toleranzbands liegen, wird die WEA 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 eine Vereisung der Rotorblätter hin. Die WEA wird dann mit dem Status 14:11 Eisansatz : Rotor (Leistungsmessung) angehalten (Trudelbetrieb).

Bei vereisten Rotorblättern stellen sich im Regelbereich kleinere Blattwinkel ein als bei eisfreien Rotorblättern. Wenn der gemessene mittlere Blattwinkel unterhalb des Blattwinkelfensters liegt, deutet dies auf eine Vereisung der Rotorblätter hin. Die WEA 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 WEA erst nach Ablauf der Eisansatz-Detektionszeit (Kap. 2.4, S. 3). 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 voneinander unabhängige Temperatursensoren auf der Unterseite der Gondel und am Turmfuß wird ein eventueller Ausfall einer dieser Temperatur-Messstellen überwacht.

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

Das ENERCON Kennlinienverfahren kann Eisansatz auch dann erkennen, wenn von anderen Systemen, z. B. vom Labko Eisdetektor (Kap. 3, S. 8) auf der Gondel, noch kein Eisansatz erkannt wurde.

2.3 Grenzen

Da sich der Rotor für das Kennlinienverfahren drehen und die WEA Leistung produzieren muss, kann dieses Verfahren im Stillstand keinen Eisansatz erkennen. 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 – der Zeitraum zwischen der ersten Abweichung vom Toleranzband bis zum Anhalten der WEA – wird wie folgt gebildet:

- Alle 60 Sekunden, in der im Mittel eine Abweichung vorliegt, wird ein Zähler um 1 auf den Wert von P4112 (Kap. 5.11, S. 14) hochgezählt. Bei Erreichen des dort eingestellten Zählerstands hält die WEA mit einer der folgenden Statusmeldungen an:
14:11 Eisansatzerkennung : Rotor (Leistungsmessung)
14:13 Eisansatzerkennung : Rotor (Blattwinkelmessung)
- Alle 60 Sekunden, in der im Mittel keine Abweichung vorliegt, wird der Zähler um 1 auf minimal 0 heruntergezählt.

Mit der Standard-Einstellung des Parameters wird Eisansatz ausreichend zuverlässig erkannt. Je niedriger der Parameter eingestellt wird, desto schneller detektiert die Steuerung der WEA Eisansatz, was aber auch zu verfrühtem Anhalten führen kann. Für WEAs 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 WEA auf die Detektionszeit

Zusätzlich zu der beschriebenen Funktion der Detektionszeit werden die Zähler für den Status 14:11 und 14:13 bei möglicher Vereisung und stillstehender WEA 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 WEA jetzt startet, ist dadurch die Detektionszeit der Eis-

ansatzerkennung je nach Dauer des Stillstands auf minimal 3 Minuten verkürzt. Die Anlagensteuerung detektiert schnell eine mögliche Vereisung, und die WEA hält unmittelbar wieder an.

2.6 Präventiver Halt nach Störungen

Auch bei längerem Stillstand der WEA aufgrund einer Störung besteht bei Temperaturen unter +2 °C und entsprechend hoher Luftfeuchtigkeit die Möglichkeit, dass die Rotorblätter vereisen. Wird die WEA dann durch die Fernsteuerung neu gestartet, besteht das Risiko von Eiswurf. Die Wurfweite des Eises hängt dabei u. a. stark von der Drehzahl der WEA 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 WEA 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 WEA 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 möglicher Vereisung 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 auf 185 Minuten erhöht. Wenn die WEA 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 WEA zunächst wieder an und beginnt, den Zähler für den Status 14:16 im Minutentakt 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 WEA wieder angehalten. Erst wenn der Zähler unter 180 Minuten gesunken ist, bleibt die WEA auch bei Windgeschwindigkeiten über 5 m/s in Betrieb.

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

Der Status 14:16 wird automatisch quittiert, wenn der automatische Neustart nach Vereisung (Kap. 5.7, S. 13) eingeschaltet ist und der Timer für eine mögliche Vereisung wieder auf 0 steht. Eventuelles Eis ist dann aufgrund von Außentemperaturen oberhalb von +2 °C abgetaut, sodass die WEA gefahrlos starten kann.

Der Status 14:16 wird nur generiert, wenn der automatische Neustart während der Vereisung (Kap. 5.8, S. 13) ausgeschaltet ist. Wenn der automatische Neustart während der Vereisung eingeschaltet ist, wird der Zähler für den Status 14:16 bei einer Störung nicht hochgezählt und somit der Status 14:16 nicht generiert, da sich die WEA an einem unkritischen Standort befindet.

2.7 Gondelpositionierung

Wenn eine Vereisung erkannt und eine entsprechende Statusmeldung generiert wird, hält die betroffene WEA an. Die Windnachführung der WEA bleibt jedoch aktiviert.

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

An Standorten in unmittelbarer Nähe von Straßen, Wegen oder Gebäuden kann der Rotor der WEA 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.

Sobald die Gondel auf den eingestellten Winkel positioniert wurde, wird die Information `14:21 Eisansatzerkennung : Gondel positioniert` generiert. Auf diese Weise wird dokumentiert, wann und wie oft die Gondel positioniert wurde.

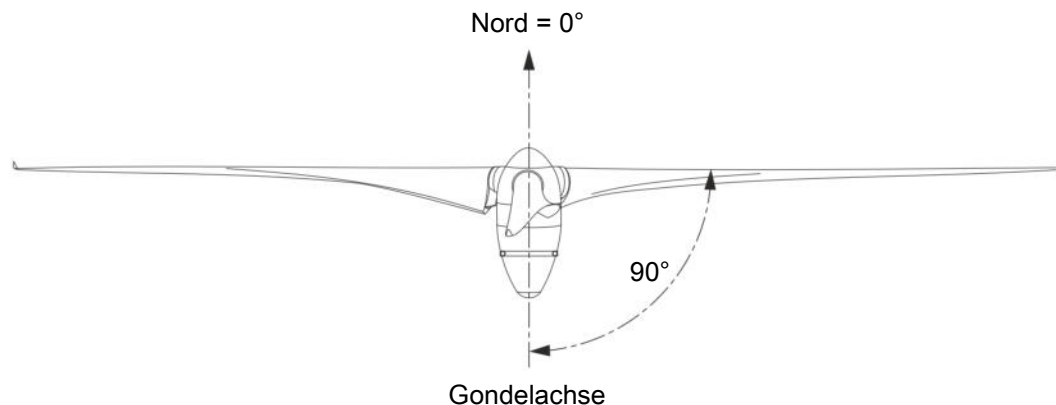


Abb. 1: Gondelposition bei Eisansatz

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 könnte. Deshalb ist das Positionieren der Gondel nur auf ausdrücklichen Kundenwunsch zulässig und wird gemäß folgender Regeln automatisch aktiviert/deaktiviert:

Die Positionierung wird aktiviert, wenn die Windgeschwindigkeit unter P4113 (10-Minuten-Mittelwert) liegt.

Die Positionierung wird unterbrochen und die Gondel wieder in den Wind gedreht, sobald die Windgeschwindigkeit über P4113 +3,0 m/s (10-Minuten-Mittelwert) oder über P4113 +6,0 m/s (1-Minuten-Mittelwert) liegt.

Wenn die Positionierung durch zu hohe Windgeschwindigkeiten unterbrochen wird, erfolgt eine erneute Positionierung frühestens 15 Minuten nach dem Absinken der Windgeschwindigkeit unter P4113.

Beispiel:

- P4113: Max. Windgeschw. für Gondelpositionierung: 7,0 m/s (Standard)

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)

2.8 Park-Eisansatzerkennung

Funktionsweise

Zur Optimierung der Sicherheit können durch die ereignisgesteuerte Funktion Park-Eisansatzerkennung alle bzw. ausgewählte WEAs innerhalb des Windparks angehalten werden, wenn eine bzw. mehrere andere WEAs im Park Eisansatz melden.

Folgende Voraussetzungen müssen erfüllt sein:

- Der Windpark besteht ausschließlich aus WEAs mit den Steuerungstypen der aktuellen ENERCON Produktpalette.
- Die Version ≥ 1.99 des ENERCON SCADA Systems muss installiert sein.

Die WEAs innerhalb eines Windparks tauschen über das ENERCON SCADA System folgende Daten untereinander aus:

- den Zeitpunkt der Statusmeldung über einen erkannten Eisansatz
- die Anlagennummer der WEA, die die Statusmeldung abgegeben hat
- die Anzahl der WEAs im Windpark

Die Funktion Park-Eisansatzerkennung leitet diese Informationen einmalig zum Zeitpunkt der Entstehung der Statusmeldung an alle anderen WEAs im Windpark weiter. Jede WEA speichert diese Informationen in der Anlagensteuerung ab und berechnet daraus den Parkvereisungsgrad in Prozent. Der Parkvereisungsgrad wird bei jeder Änderung der gespeicherten Informationen neu berechnet und mit einem ebenfalls in der Anlagensteuerung jeder WEA gespeicherten Wert abgeglichen.

Ist z. B. bei einer WEA in einem Windpark mit 10 WEAs der Parameter (Kap. 5.6, S. 13) mit 20 % eingestellt, hält diese WEA an, wenn mindestens 2 WEA im Park eine entsprechende Statusmeldung abgegeben haben. Ein eingestellter Wert von 100 % deaktiviert die Funktion Park-Eisansatzerkennung.

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

Der aktuelle Wert des Vereisungsgrads und der eingestellte Wert (Kap. 5.6, S. 13) werden im Menü `Eisansatzdaten` angezeigt.

Zurücksetzen der Funktion Park-Eisansatzerkennung

Durch das Zurücksetzen der Funktion Park-Eisansatzerkennung werden alle gespeicherten Daten der Park-Eisansatzerkennung in der Anlagensteuerung der WEA gelöscht. Der Parkvereisungsgrad sinkt auf 0 % und die WEA, sollte sie keinen Eisansatz erkennen, startet erneut.

Deaktivieren der Funktion Park-Eisansatzerkennung

Um eine durch die Funktion Park-Eisansatzerkennung angehaltene WEA z. B. für Wartungszwecke in Betrieb zu nehmen, kann der Parameter (Kap. 5.6, S. 13) vorübergehend an der entsprechenden WEA auf 100 % gesetzt und die Funktion dadurch deaktiviert werden.

3 Labko Eisdetektor (optional)

Der Labko Eisdetektor besteht aus zwei Geräteeinheiten, dem eigentlichen Sensormodul (Labko Sensor) mit integrierter Heizung und Temperaturmessstelle sowie einer Controllereinheit. Über eine RS232-Schnittstelle wird die Controllereinheit mit der Anlagensteuerung verbunden und der Sensorstatus sowie die Außentemperatur übertragen.

Der Labko Sensor wird am Windmessgestell auf der Gondel angebracht. Die Controllereinheit befindet sich wettergeschützt in der Gondel.

3.1 Funktionsweise

Die Funktionsweise des Labko Eisdetektors beruht auf der Überwachung des Frequenzverhaltens eines im Ultraschallbereich arbeitenden Schwingdrahts. Eine durch Eisansatz entstehende Massenzunahme erzeugt eine Dämpfung der Eigenschwingung des Drahts und führt zu einer Änderung der Schwingungsamplitude des Sensors, und damit über den Abgleich mit einem einstellbaren Grenzwert zu einer Erkennung möglicher Vereisungen.

Wenn eine Vereisung erkannt wird, sieht das Sensorkonzept die Aktivierung einer Sensorheizung zum Abtauen des erkannten Eisansatzes am Sensor vor. Die Dauer eines solchen Zyklus – Erkennen, Heizen, Abkühlen – wird dabei mit etwa 30 Minuten angegeben. Anschließend beginnt die Erkennung erneut.

Der Labko Eisdetektor kann die WEA anhalten oder den Wiederanlauf verhindern.

3.2 Sicherheit

Mit Hilfe des Labko Eisdetektors können Vereisungsbedingungen auf Nabenhöhe schnell und zuverlässig erkannt werden. Hieraus ergibt sich eine Steigerung der Sicherheit der Überwachung von Vereisungszuständen an WEAs.

Das Zusammenspiel zwischen Labko Eisdetektor und dem ENERCON Kennlinienverfahren weitet den Arbeitsbereich der Eisansatzerkennung (Erkennung auch im bzw. nach Stillstand) aus und reduziert damit nochmals das Eiswurfisiko.

Der Labko Eisdetektor wird ausschließlich als Erweiterung zum ENERCON Kennlinienverfahren verwendet.

3.3 Grenzen

Da der Labko Sensor auf der Gondel installiert wird, besteht keine direkte und eindeutige Verbindung zwischen dem Meldestatus des Eissensors und dem tatsächlichen Vereisungszustand der Rotorblätter. Der Labko Eisdetektor detektiert, ob eine Vereisung an den Rotorblättern möglich ist, unabhängig davon, ob tatsächlich Eisansatz vorliegt. Daher kommt es im Vergleich zum alleinigen Einsatz des ENERCON Kennlinienverfahrens zu erhöhten Stillstandszeiten.

3.4 Situationsabhängige Verwendung

Im Betrieb bei Windgeschwindigkeiten über 3 m/s ist die Eisansatzerkennung durch den Labko Eisdetektor nicht erforderlich und kann zu erheblichen Stillstandszeiten der WEA führen. Mit den Parametern P3103 bis P3105 (Kap. 5.3, S. 12 bis Kap. 5.5, S. 12) kann

die Steuerung der WEA so parametrieren, dass der Labko Eisdetektor nur außerhalb eines bestimmten Windgeschwindigkeitsbereichs oder nur bei angehaltener WEA aktiv ist.

Ist der Labko Eisdetektor inaktiv, bleiben die Funktion des Labko Eisdetektors und die Kommunikation unverändert bestehen, jedoch ohne Einfluss auf die Anlagensteuerung. Wenn der Labko Eisdetektor einen Eisansatz erkennt, wird, auch wenn er zu diesem Zeitpunkt inaktiv ist, die Information 14:2 Eisansatzerkennung : Labko : Eis detektiert generiert.

4 Wiederanlauf der WEA

Manueller Wiederanlauf

Ein manuell eingeleiteter, vorzeitiger Wiederanlauf ist nur direkt an der WEA nach entsprechender Sichtkontrolle möglich. Dabei obliegt dem Personal vor Ort die Verantwortung für die eventuell davon ausgehende Gefährdung.

Sofern gefordert wird, dass die WEA den Betrieb nicht automatisch wieder aufnimmt, nachdem sie wegen Eisansatz angehalten wurde, kann dies an der Steuerung (Kap. 5.7, S. 13) entsprechend eingestellt werden. Ein Neustart der WEA erfolgt dann in jedem Fall erst durch manuelle Bedienung.

Automatischer Wiederanlauf ohne Blattheizung

Bei WEAs ohne optionale Blattheizung wird davon ausgegangen, dass das Eis nur durch Außentemperaturen oberhalb +2 °C wieder abtauen kann. Basierend auf empirischen Werten wird die erforderliche Abtauzeit in Abhängigkeit von der Außentemperatur ermittelt. Diese Abtauzeit wird so bemessen, dass beim Wiederanlaufen die Gefährdung durch Eiswurf minimiert wird. Bis zum Wiederanlauf der WEA können daher je nach Außentemperatur mehrere Stunden vergehen.



Wiederholte Startversuche der WEA können während anhaltender Temperaturen unter +2 °C im Abstand von 6 Stunden über den Parameter 4108 (Kap. 5.8, S. 13) realisiert werden.

Automatischer Wiederanlauf bei installierter Blattheizung

Befindet sich die Blattheizung im Automatikmodus, nimmt die WEA nach Ablauf der Heizdauer, die üblicherweise 4 Stunden beträgt, den Betrieb in Abhängigkeit von P1350 (Autom. Wiederanlauf nach Blattenteisung) wieder auf.

Bei Softwareversionen bis einschließlich V5.90 (I/O-Board Steuerschrank 1), nimmt die WEA nach Ablauf der Heizdauer den Betrieb in Abhängigkeit von P4107 (Kap. 5.7, S. 13) wieder auf.

5 Parameter

Die einzustellenden Werte der nachfolgenden Parameter werden von der zuständigen Genehmigungsbehörde oder dem Betreiber vorgegeben. Sie werden von ENERCON eingestellt und dokumentiert.

5.1 P3101: Labko Eisdetektor

Gibt an, ob ein Labko Eisdetektor installiert ist.

Einstellmöglichkeiten	Standard
installiert/nicht installiert	nicht installiert

5.2 P3102: Labko Eisdetektor: Automat. Neustart nach Vereisung

Gibt an, ob die WEA bei ausreichend hohen Außentemperaturen automatisch wieder starten darf. Diese Einstellung bezieht sich ausschließlich auf den Labko Eisdetektor.

Einstellmöglichkeiten	Standard
ein/aus	ein

5.3 P3103: Labko Eisdetektor: Nur bei gestoppter Anlage aktiv

Gibt an, ob der Labko Eisdetektor nur bei angehaltener WEA aktiv sein soll.

Einstellmöglichkeiten	Standard
ja/nein	nein

5.4 P3104: Labko Eisdetektor: Inaktiv von ...

Gibt an, ab welcher Windgeschwindigkeit der Labko Eisdetektor inaktiv sein soll.

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

5.5 P3105: Labko Eisdetektor: Inaktiv bis ...

Gibt an, bis zu welcher Windgeschwindigkeit der Labko Eisdetektor inaktiv sein soll.

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

Tab. 1: Auswirkung der Parameter 3103 bis 3105 auf die Funktionsweise des Labko Eisdetektors

Einstellung der Parameter		Folge
P3104 = P3105 (kein Windgeschwindigkeitsbereich eingestellt)	P3103 = nein	Der Labko Eisdetektor ist immer aktiv.
P3104 = P3105 (kein Windgeschwindigkeitsbereich eingestellt)	P3103 = ja	Der Labko Eisdetektor ist nur aktiv, wenn die Windenergieanlage angehalten ist.
P3104 < P3105 (Windgeschwindigkeitsbereich eingestellt)	P3103 = nein	Der Labko Eisdetektor ist nur aktiv, wenn die Windgeschwindigkeit außerhalb des eingestellten Bereichs liegt.
P3104 < P3105 (Windgeschwindigkeitsbereich eingestellt)	P3103 = ja	Der Labko Eisdetektor ist nur aktiv, wenn die Windgeschwindigkeit außerhalb des eingestellten Bereichs liegt oder wenn die Windenergieanlage angehalten ist.

5.6 P4106: Grenzwert für Park-Eiserkennung

Gibt an, ab welchem Prozentsatz der WEAs im Park, die Eisansatz erkannt haben, die WEA angehalten werden soll.

Die Park-Eisansatzerkennung darf nur aktiviert werden, wenn alle WEAs im Park nach dem Eisansatz die Information 14:9 Eisansatzerkennung : Kein Eisansatz generieren können. Insbesondere bei Mischparks mit älteren Steuerungen, die diese Funktion nicht erfüllen, muss auf die Aktivierung der Park-Eisansatzerkennung verzichtet werden. Diese Funktion wird nur von Steuerungen aktuellen ENERCON Produktpalette unterstützt. In älteren Steuerungen kann diese Funktion nicht implementiert werden. Darüber hinaus muss eine SCADA-Version $\geq V1.99$ installiert sein, damit die entsprechenden Informationen an die WEAs weitergeleitet werden können.

Einstellmöglichkeiten	Standard
1 – 100 %	100 %

5.7 P4107: Automatischer Neustart nach Vereisung

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

Bei Softwareversionen bis einschließlich V5.90 (I/O-Board Steuerschrank 1) wird über diesen Parameter auch gesteuert, ob eine WEA nach Beendigung der Blattenteisung automatisch wieder starten darf.

Einstellmöglichkeiten	Standard
ein/aus	ein

5.8 P4108: Automatischer Neustart während der Vereisung

Gibt an, ob die WEA während der Vereisung im Abstand von 6 Stunden einen Startversuch unternehmen soll. Dieser Parameter kann nur aktiviert werden, wenn der automatische Neustart nach Vereisung aktiviert ist (P4107 = ein).

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

Einstellmöglichkeiten	Standard
ein/aus	aus

5.9 P4109: Gondel bei Eisansatz bis auf xxx° positionieren

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

Wenn dieser Parameter aktiviert ist, wird der automatische Neustart während der Vereisung (P4108 = aus) automatisch deaktiviert.

Einstellmöglichkeiten	Standard
ja/nein	nein

5.10 P4110: Gondelposition bei Eisansatz

Gibt an, welche Position die Gondel in Grad (0° = Nordausrichtung) während der Vereisung anfährt, wenn die Positionierung aktiviert ist (P4109 = ja).

Um zu verhindern, dass die Funktion versehentlich aktiviert wird, initialisiert das Programm den Winkel mit 65535 (0xFFFF).

Einstellmöglichkeiten	Standard
0 – 359°	-

5.11 P4112: Eisansatz-Detektionszeit

Gibt an, welche Zeit der WEA zur Detektion von Eisansatz zur Verfügung gestellt werden soll.

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

Bei einem automatischen Neustart während der Vereisung (Parameter 4108 = ein) oder bei einem Neustart nach erfolgter Enteisung durch die Blattheizung werden die Zähler für Status 14 : 11 bis 14 : 14 (Leistungs- und Blattwinkelmessungen) jeweils definiert zurückgesetzt. Dieser Wert liegt 3 Minuten unter dem voreingestellten Wert der Eisansatz-Detektionszeit. Falls noch Rotorblattvereisung vorliegt, wird die WEA daraufhin nach wenigen Minuten angehalten. Dies geschieht unabhängig von der eingestellten Eisansatz-Detektionszeit.

Einstellmöglichkeiten	Standard
10 – 30 Minuten	Kritischer Standort: 15 Minuten Unkritischer Standort: 30 Minuten <i>Ausnahmen:</i> <i>Deutschland: 15 Minuten</i> <i>BeNeLux: 15 Minuten</i> <i>Österreich: 30 Minuten (Bestandsanlagen); 15 Minuten (Neuanlagen)</i>

Für WEAs an Standorten, die nicht in ausreichendem Abstand zu Schutzobjekten (1,5 x (Rotordurchmesser + Nabenhöhe)) errichtet werden, muss die Eisansatz-Detektionszeit auf 15 Minuten eingestellt werden.

5.12 P4113: Max. Windgeschw. für Gondelpositionierung

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

Einstellmöglichkeiten	Standard
5,0 – 15,0 m/s	7,0 m/s

5.13 Sensitivität der Eisansatzerkennung

Gibt an, mit welcher Sensitivität die Eisansatzerkennung (ENERCON Kennlinienverfahren) eingestellt ist.

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

Die Standardeinstellung entspricht dem „TÜV Nord Gutachten – Eisansatzerkennung nach dem ENERCON Kennlinienverfahren“ (D0367983).

Einstellmöglichkeiten	Standard
Geringe Sensitivität ¹	Normale Sensitivität
Verringerte Sensitivität ¹	
Normale Sensitivität	
Erhöhte Sensitivität	
Hohe Sensitivität	

¹Einstellungen sind nur nach Standortbetrachtung und Risikobeurteilung möglich. Für WEAs an Standorten, die nicht in ausreichendem Abstand zu Schutzobjekten (1,5 x (Rotordurchmesser + Nabenhöhe)) errichtet werden, sind diese Einstellungen unzulässig.

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. 5

Gegenstand der Prüfung: Eiserkennung durch das ENERCON Kennlinienverfahren

Anlagenhersteller: ENERCON
Dreekamp 5 F&E
26605 Aurich
Germany

Aufsteller der Nachweise: TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG
Große Bahnstraße 31
22525 Hamburg
Germany

Dieser Prüfbericht umfasst 42 Seiten.

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

Inhalt

1	Einleitung.....	5
1.1	Ausgangssituation	5
1.2	Eisansatzerkennung nach dem Kennlinienverfahren.....	6
1.3	Gültigkeitsbereich	6
1.4	Beschreibung der Bewertungskette	7
1.4.1	Bewertungsmaßstäbe	7
1.4.2	Grenzen der Bewertung	7
1.4.3	Beschreibung der Vorgehensweise.....	7
2	Untersuchungen zur Eisdicke und zur Eiswurfweite	9
2.1	Bestimmung einer kritischen Eisdicke	9
2.1.1	Festlegung von Randbedingungen für den Eisabwurf.....	9
2.1.2	Ermittlung eines kritischen Eisobjektes	13
2.1.3	Ermittlung einer kritischen Zeit zur Bildung eines kritischen Eisobjektes .	16
2.2	Untersuchung zum Eisabwurf beim Leerlauf (Startbetrieb)	17
2.2.1	Festlegung der Randbedingungen für den Eisabwurf beim Leerlauf.....	17
2.2.2	Ermittlung der Eisabwurfweite für den Leerlauf.....	19
2.2.3	Bewertung und Zusammenfassung der Eisabwurfweite für den Leerlauf	23
2.2.4	Ergänzende Informationen zum Trudelbetrieb	24
3	Beschreibung des Eiserkennungsalgorithmus.....	25
3.1	Programmablauf	25
3.1.1	Prüfung des Programmablaufs auf Plausibilität.....	25
3.1.2	Prüfung von Lücken/Unsicherheiten im Programmablauf	25
3.2	Bewertung des Messprinzips beim ENERCON Eiserkennungsverfahren.....	25
3.3	Bewertung der Algorithmen beim Kennlinienverfahren.....	26
3.3.1	Messbericht Meteotest: „Performance of the ENERCON ice detection system“	26
3.3.2	Beobachtungen und Bewertungen zum Messbericht Meteotest	26
3.3.3	Messung an der Anlage „WEA 2“	27
3.4	Grenzen der Bewertungskette	28
3.4.1	Geschlossenheit der Bewertungskette und Schnittstellen.....	28
3.4.2	Repräsentativität der Messung.....	29

3.4.3	Unsicherheiten der Messung.....	29
3.4.4	Übertragbarkeit der Ergebnisse auf andere Anlagen	29
3.5	Zusammenfassung der Bewertung des Eisdetektionsalgorithmus	30
4	Bewertung der Bedingungen zum Wiederanfahren	31
4.1	Anfahren/ Wiederanfahren durch manuellen Reset.....	31
4.2	Wiederanfahren nach Vereisung infolge Änderung der meteorologischen Bedingungen	31
4.3	Wiederanfahren nach erkannter Vereisung bei gesetztem Status „Vereisung möglich“.....	31
4.4	Anfahren bei Vereisungsbedingungen nach Stillstandzeiten	32
5	Einbindung in das Betriebsführungssystem der Anlagen.....	34
5.1	Verwendete Technik	34
5.2	Bewertung der Einbindung ins Betriebsführungs- und Sicherheitssystem.....	34
5.3	Bewertung von Zusatzfunktionen.....	34
5.3.1	Gondelpositionierung	34
5.3.2	Park-Eisansatzerkennung	34
5.3.3	Funktionalität der Eisansatzerkennung bei Vorgabe eines minimalen Blattwinkels.....	35
5.3.4	Einstellung der Sensitivität der Eisansatzerkennung.....	36
6	Anforderungen.....	37
6.1	Anforderungen zur wiederkehrenden Prüfung	37
6.2	Parametrierung	37
6.3	Personalschulung	37
7	Zusammenfassung und Ergebnis der Bewertung	38
8	Dokumente und Literaturverzeichnis	39
8.1	Geprüfte Dokumente	39
8.2	Literatur	41
8.2.1	Literatur zu Kapitel 2.1 und 2.2	41

Tabellen

Tabelle 2.1:	Gewähltes Eisobjekt.	12
Tabelle 2.2:	Untersuchungsergeb. unter den geg. Randbedingungen (Würfel).	14
Tabelle 2.3:	Untersuchungsergebnisse: Variation der generierten Eisobjekte. Auswahlkriterium: kinetische Energie größer 40J.	15
Tabelle 2.4:	Variation der generierten Eisobjekte. Auswahlkriterium: kinetische Energie größer 40J und Windgeschwindigkeit kleiner gleich 20m/s.	16
Tabelle 2.5:	Detektionszeiten bis zum Aufwachsen einer kritischen Eisdicke.	17
Tabelle 2.6:	Max. Wurfweiten bei Eisabwurf Leerlauf (3m/s).	20
Tabelle 2.7:	Maximale Wurfweiten bei Eisabwurf Leerlauf (5m/s).	21
Tabelle 2.7:	Maximale Trudeldrehzahl.	24

Abbildungen

Abbildung 1:	Abwurfwinkel Eisobjekt Würfel.	12
Abbildung 2:	Flugbahn unter den gegebenen Randbedingungen – Eisobjekt Würfel (E-82, 78,0m Nabenhöhe)	14
Abbildung 3:	Treffer Eisabwurf (Würfel) Leerlauf, Windgeschwindigkeit 3m/s. ENERCON E-82, Nabenhöhe 138,0m (Rotorradius schwarz gestrichelt, Gesamthöhe rot gestrichelt)	22
Abbildung 4:	Treffer Eisabwurf (144 generierte Eisobjekte) Leerlauf, Windgeschwindigkeit 3m/s. ENERCON E-82, Nabenhöhe 138,0m (Rotorradius schwarz gestrichelt, Gesamthöhe rot gestrichelt)	22
Abbildung 6:	Übersicht der aufgezeichneten Signale während der gesamten Messperiode für WEA 10 ohne RBH.	28

1 Einleitung

1.1 Ausgangssituation

Die Rotorblätter von Windenergieanlagen, 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°).

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, die in der Produktübersicht /19/ aufgeführt wurden, sowie die folgenden Enercon WEA:

E-53 E2, E-115 EP3, E-126 EP3, E-138 EP3 / E-138 EP3 E2, E141 EP4.

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 liefern die von der Struktur- und Genehmigungsdirektion Nord herausgegebenen Papiere „Anforderungsprofil für ein Gutachten gemäß Merkblatt „Sicherheitsnachweise hinsichtlich Eisabwurf – Rheinland-Pfalz“ – Arbeitsentwurf 09.08.2013“ sowie „Sicherheitsnachweise hinsichtlich Eisabwurf – Arbeitsentwurf Stand 09.08.2013“.

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 Wiederauffahren 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 Eiswurfweite 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.

5. Bewertung der Bedingungen zum Wiederauffahren

(s. Kap. 4) Die unterschiedlichen Szenarien und Bedingungen zum Wiederauffahren der Anlage nach Vereisung werden in diesem Kapitel bewertet.

6. Bewertung der Einbindung in das Sicherheitssystem der Anlage

(s. Kap.5.2) Da das Eiserkennungssystem in die Steuerung der Anlage integriert ist und keine zusätzlichen Sensoren zur Messung von Windgeschwindigkeit, Leistung und Pitchwinkel verwendet werden, kann die sicherheitstechnische Bewertung basieren auf den vorhandenen Typenzertifikaten der ENERCON-Anlagen, die bereits eine Bewertung der Zuverlässigkeit des Sicherheitssystems enthalten.

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 /26/). Zur Modellierung des Winddrucks werden jedem Eisobjekt ein konstanter Widerstandsbeiwert C_w /40/ und eine konstante Projektionsfläche A zugeordnet.

Der zeitabhängige Verlauf des Eisabwurfs lässt sich mit einem dreidimensionalen Modell beschreiben (in Anlehnung an /23/):

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

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

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

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/s²],

ρ = Luftdichte [kg/m³],

A = Projektionsfläche des Eisobjekts [m²],

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 45,0m Nabenhöhe, 44,0m Rotordurchmesser /19/
- E-82 mit 78,0m Nabenhöhe, 82,0m Rotordurchmesser /19/
- E-126 mit 135,0m Nabenhöhe, 127,0m Rotordurchmesser /19/

Drehzahl bei Eisabwurf:

Für die Drehzahl wird jeweils die maximale Anlagendrehzahl berücksichtigt /19/.

- E-44 Rotordrehzahl 34,5U/min
- E-82 Rotordrehzahl 18U/min
- E-126 Rotordrehzahl 12,1U/min

Physikalische Randbedingungen:

Luftdichte: Die Luftdichte wird gemäß der GL Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen /26/ 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 /25/) zu einer höheren Aufprallgeschwindigkeit führt.

Windgeschwindigkeit: Zur Festlegung der Windgeschwindigkeit wird in einem ersten Schritt die jeweilige anlagenbezogene Abschaltwindgeschwindigkeit ($25,0\text{m/s}$) 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 /22/ 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 /24/ 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 /24/ (geringe Relevanz, siehe vorherigen Absatz) auf $1,0\text{kg}$ (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. /36/, /37/) 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. 4Uhr festgesetzt (ausgehend von der 0:00Uhr Position im Uhrzeigersinn).

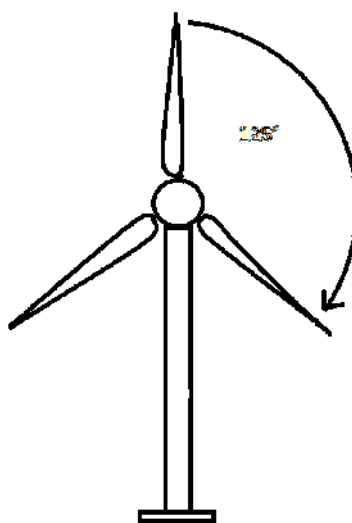


Abbildung 1: Abwurfwinkel Eisobjekt Würfel.

Masse [kg]	Dichte [kg/m ³]	Form	mittlere Fläche [m ²]	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 /26/ zu 700kg/m^3 festgelegt.

Kritische Aufprallenergie: Für die Ermittlung der kritischen Eisdicke wird die kritische Aufprallenergie (kinetische Energie) gemäß /38/ auf 40J 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 Abwurfpunkt Boden).

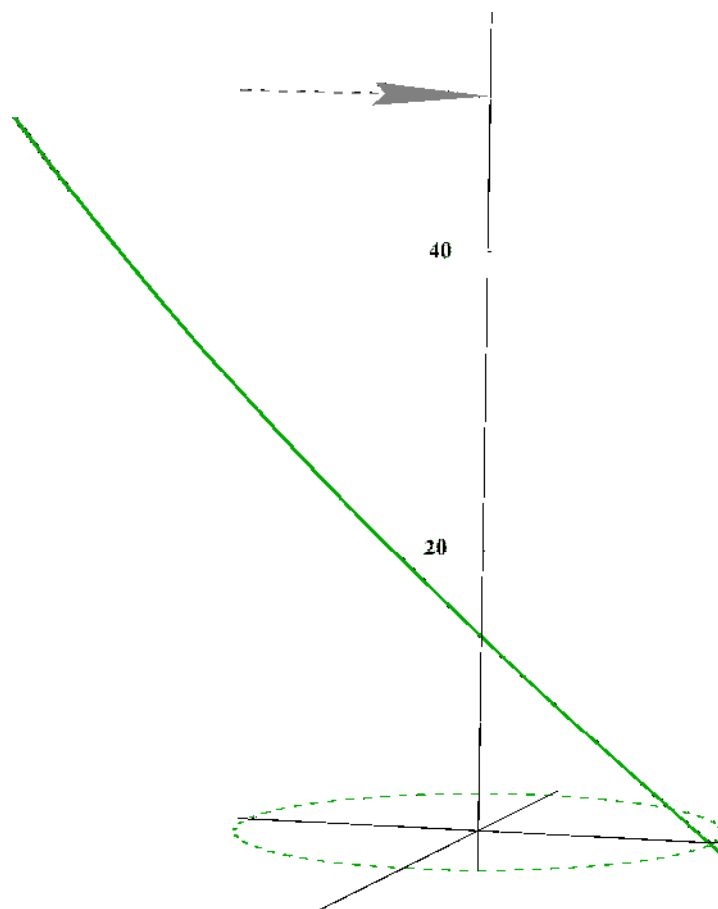


Abbildung 2: Flugbahn unter den gegebenen Randbedingungen – Eisobjekt Würfel (E-82, 78,0m Nabenhöhe)

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 Randbedingungen (Würfel).

Vergleicht man den Würfel („Schritt eins“) mit beobachteten Eisobjekten aus der Praxis (TÜV NORD Erfahrungen aus den Wiederkehrenden Prüfungen und Literaturquellen /24/, /27/, /28/) sowie Modellrechnungen (Turbice /27/, /31/, /32/, /33/), 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: 10cm; 0,3cm bis 5cm; 5cm bis 20cm; Dichte 700kg/m³ /26/) 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 15m/s bis 25m/s (Abschaltwindgeschwindigkeit ohne Sturmregelung /19/) kontinuierlich mit einer Schrittweite von 1m/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 40J 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 40J.

Die Ergebnisse in Tabelle 2.3 zeigen, dass die ermittelte kritische Eisdicke mit einer hohen Windgeschwindigkeit (Abschaltwindgeschwindigkeit 25m/s) einhergeht. Gemäß Deutschem Wetterdienst (DWD) /39/ entspricht eine Windgeschwindigkeit von 25m/s einem „schwerem Sturm“, bei dem mit brechenden Bäumen und größeren Schäden an Häusern zu rechnen ist. Die Ergebnisse aus /25/ 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 20m/s begrenzt. Gemäß DWD /39/ ist bei einer Windgeschwindigkeit von 20m/s („Sturm“) immer noch mit brechenden Ästen von Bäumen (ver-

gleichbar 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 40J und Windgeschwindigkeit kleiner gleich 20m/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 /25/, zu den in Tabelle 2.4 aufgeführten Dicken festgelegt. Die dünnste ermittelte kritische Eisdicke stellt sich somit bei der ENERCON E-44 (Nabenhöhe 45,0) zu 1,3cm 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 TURBICE /27/, /31/, /32/, /33/ (WEA – Vereisung von Rotorblättern) und LEWICE /31/ (Luftfahrt – Vereisung von Tragflächen) sowie auf Basis experimenteller Windkanalversuche /27/, /31/, /34/.

Die Studien zeigen übereinstimmend die folgenden Ergebnisse:

- Die Eiswachstumsrate von Raureif (Eisdicke pro Zeiteinheit [mm/min]) nimmt mit zunehmender Größe der WEA (450kW bis 2MW) ab (0,75mm/min bis 0,45mm/min) /32/, /33/. Zusätzlich zu den Versuchsergebnissen /32/ wurde dieses Phänomen zunächst in einem Windpark beobachtet und daraufhin näher untersucht /32/.
- Raureif wächst insgesamt dicker auf als Klareis /31/, /34/ besitzt aber eine geringere Dichte /35/ (Raureif: 600 bis 900 kg/m³, Klareis 900kg/m³).

- Die Eiswachstumsrate liegt in einem Bereich von 0,45mm/min /32/ bis 3mm/min /31/.

Zusammenfassend wird die Eiswachstumsrate zu 1mm/min festgelegt. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Eiswachstumsrate mit zunehmender Größe der WEA abnimmt /32/, /33/ - gemäß der Erkenntnisse aus /32/ eher unterhalb von 1mm/min liegt. Die festgelegte Eiswachstumsrate gilt in Anlehnung an /34/ (Studie DTU Wind Energy 2013) für Klareis, Raureif bzw. einer Vereisungsmischung /34/.

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 Eiswachstumsrate von 1mm/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 3m/s bis 5m/s liegt (siehe 4.4).

Im Folgenden werden die Auswirkungen des Leerlaufs (Windgeschwindigkeit 3m/s bzw. 5m/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 45,0m und 55,0m Nabenhöhe, 44,0m Rortordurchmesser /19/

- E-48 mit 50,0m und 76,0m Nabenhöhe, 48,0m Rotordurchmesser /19/
- E-48 mit 60,0m und 73,0m Nabenhöhe, 53,0m Rotordurchmesser /19/
- E-82 mit 78,0m und 138,0m Nabenhöhe, 82,0m Rotordurchmesser /19/
- E-115 mit 92,0m und 149,0m Nabenhöhe, 115,0m Rotordurchmesser /19/
- E-126 mit 135,0m Nabenhöhe, 127,0m Rotordurchmesser /19/
- E-141 mit 129,0m und 159,0m Nabenhöhe, 141,0m 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 – 14U/min
- E-48 – 11U/min
- E-53 – 10U/min
- E-82 – 5U/min
- E-115 – 4U/min
- E-126 – 5U/min
- E-141 – 4U/min

Physikalische Randbedingungen:

Luftdichte: Die Luftdichte wird gemäß der GL Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen /26/ zu $1,225\text{kg/m}^3$ festgelegt.

Windgeschwindigkeit: Für die Windgeschwindigkeit wird eine Einschaltwindgeschwindigkeit von 3m/s sowie 5m/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 /22/ 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: 10cm; 0,3cm bis 5cm; 5cm bis 20cm (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 138,0m und einer Windgeschwindigkeit von 3m/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

WEA-Typ	Nabenhöhe [m]	Gesamthöhe [m]	Untersuchte Eisobjekte	Maximale Wurfweite [m]	Verhältnis: max. Wurfweite/Gesamthöhe [%]
E-44	55,0	77,0	Würfel	99,0	129
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 (Windgeschwindigkeit 3m/s).

WEA- Typ	Naben- höhe [m]	Gesamthöhe [m]	Untersuchte Eisobjekte	Maximale Wurfweite [m]	Verhältnis: max. Wurfweite/Ge- samthöhe [%]
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 (Windgeschwindigkeit 5m/s).

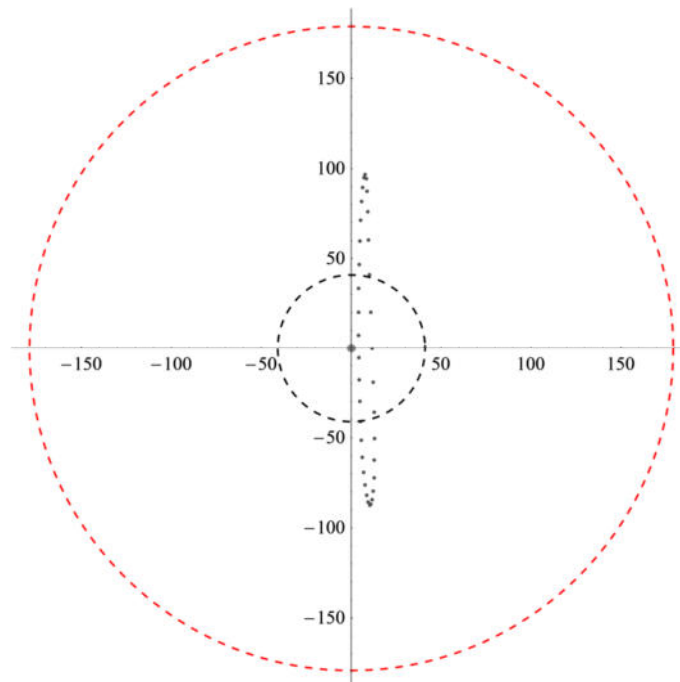


Abbildung 3: Treffer Eisabwurf (Würfel) Leerlauf, Windgeschwindigkeit 3m/s. ENERCON E-82, Nabenhöhe 138,0m (Rotorradius schwarz gestrichelt, Gesamthöhe rot gestrichelt)

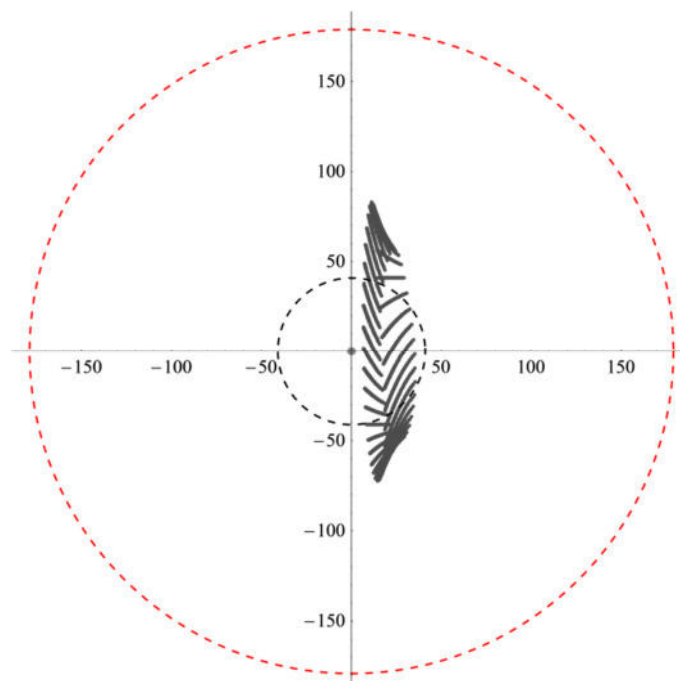


Abbildung 4: Treffer Eisabwurf (144 generierte Eisobjekte) Leerlauf, Windgeschwindigkeit 3m/s. ENERCON E-82, Nabenhöhe 138,0m (Rotorradius schwarz gestrichelt, Gesamthöhe rot gestrichelt)

Die Ergebnisse der maximalen Eisabwurfweiten beim Leerlauf für 3m/s bzw. 5m/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 /29/. 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 /28/ herangezogen werden:

$$\text{Eisabfallweite} = \text{Windgeschwindigkeit} \cdot \frac{\text{Rotordurchmesser} / 2 + \text{Nabenhöhe}}{15} \quad /28/$$

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 standortspezifisch 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 3m/s bzw. 5m/s, siehe Kapitel 0, 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 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 /20/ 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.

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 des Dokuments /4/ 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 Wiederanfahren einer vereisten Turbine -und somit zu Eisabwurf- kommen kann steht dieser Parameter als Default-Wert auf „aus“. Dadurch wird einen 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 /41/, 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 1.2m/s Windgeschwindigkeit.

Die detaillierte Beschreibung des Eiserkennungsalgorithmus befindet sich im Dokument /4/.

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.

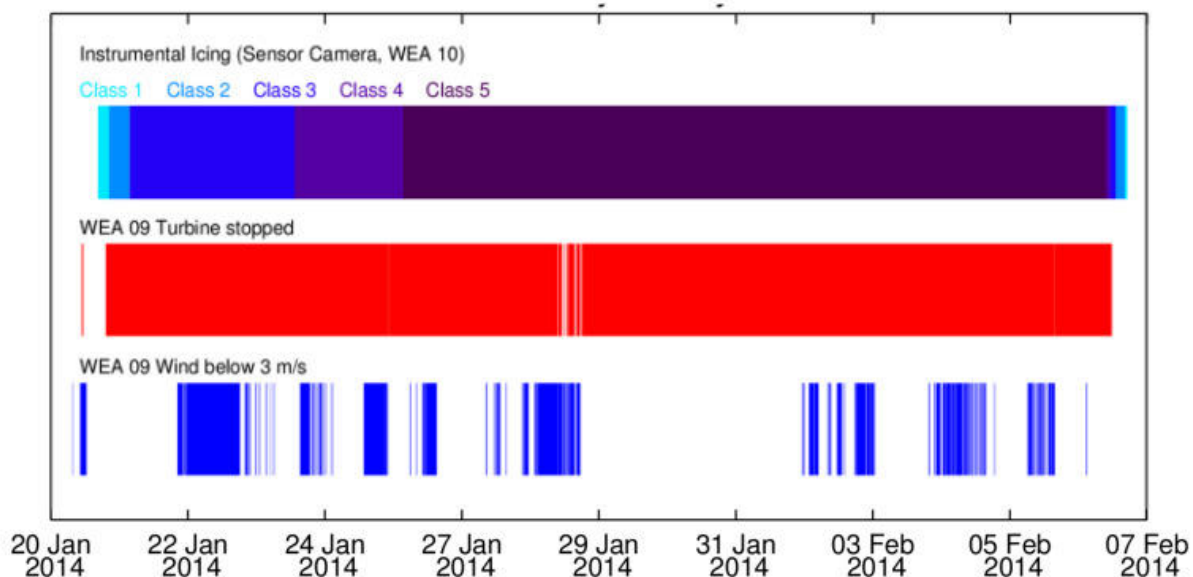


Abbildung 5: Übersicht der aufgezeichneten Signale während der gesamten Messperiode für WEA 09 ohne RBH.

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 Zeitpunkte 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 /41/ 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.

3.5 Zusammenfassung der Bewertung des Eisdetektionsalgorithmus

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/.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass der von ENERCON verwendete Eiserkennungsalgorithmus dem Stand der Technik entspricht und viele Indizien dafür sprechen, dass mit vorliegenden Einstellungen / mit vorliegenden Parametern eine Eisdicke erkannt wird, die geringer ist als die kritische Eisdicke.

4 Bewertung der Bedingungen zum Wiederanfahren

Das Anfahren bzw. Wiederanfahren muss in vier verschiedene Fälle unterteilt werden.

1. Anfahren/ Wiederanfahren durch manuellen Reset;
2. Wiederanfahren nach erkannter Vereisung infolge Änderung der meteorologischen Bedingungen;
3. Wiederanfahren nach erkannter Vereisung bei gesetztem Status „Vereisung möglich“;
4. Anfahren bei Vereisungsbedingungen nach Stillstandzeiten

4.1 Anfahren/ Wiederanfahren durch manuellen Reset

Das manuelle Anfahren der WEA, nachdem die Vereisung der WEA 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.

4.2 Wiederanfahren nach Vereisung infolge Änderung der meteorologischen Bedingungen

Für das Wiederanfahren nachdem eine Vereisung festgestellt wurde verwendet ENERCON die im Dokument /4/ beschriebene Abtauformel, eingebunden in den Status „Vereisung möglich“. Dieser beruht auf dem Zähler von 360 °Cmin (Erfahrungswert ENERCON). Dieser Zähler wird bei Überschreitung der Umgebungstemperatur von +2°C um einen bestimmten Wert pro Minute reduziert. Die Höhe der Reduzierung ist abhängig von der Differenz der Außentemperatur zu +2°C. Das Minimum ist eine Reduzierung um 1°Cmin bei 3°C, woraus eine Änderung des Status „Vereisungsbedingung“ und damit einhergehend die Freigabe der WEA nach 360 min resultiert.

Der gewählte Wert von 360°Cmin erscheint plausibel. Die resultierende Zeit reicht unter Umständen nicht aus um dickeren Eisansatz des Rotorblatts komplett zu schmelzen, jedoch führt das Anschmelzen zu einer erhöhten Abfallwahrscheinlichkeit des Eises. Der untersuchte zweite Fall zum Wiederanfahren ist somit als unkritisch zu bewerten.

4.3 Wiederanfahren nach erkannter Vereisung bei gesetztem Status „Vereisung möglich“

Das Wiederanfahren nachdem die Anlage Vereisung erkannt hat, während weiterhin Vereisungsbedingungen herrschen, ist ein Spezialfall den ENERCON in den Programmablauf integriert hat. Hier gibt es zwei Möglichkeiten:

- Das Wiederanfahren nachdem eine installierte Blattheizung das Eis abgetaut hat;
- Das Wiederanfahren alle 6 Stunden um zu testen ob das Eis abgefallen oder sublimiert ist.

Für beide Fälle werden die Zähler 14:11 bis 14:14 auf drei Minuten unter den eingestellten Maximalwert zurückgesetzt, um (falls die Anlage noch vereist ist) die Zeit in der die Anlage läuft auf drei Minuten zu begrenzen.

Da die Blattheizung nicht Teil dieser Bewertung ist und auch nicht genügend Unterlagen zur weiteren Bewertung vorliegen, sollte bis zum Nachweis der Wirksamkeit auf das Wiederanfahren nach Abtauen durch die Blattheizung verzichtet werden.

Das regelmäßige Wiederanfahren (alle 6 Stunden) bei Vereisung ist bei ENERCON standardmäßig deaktiviert. Eine Aktivierung erfolgt nach Aussage von ENERCON nur auf schriftlichen Antrag des Betreibers und nur bei Anlagen die sich nach DIBt Muster-Liste der Technischen Baubestimmungen /42/ in ausreichendem Abstand zu Schutzobjekten befinden. Nach /42/ gelten Abstände größer als $1,5 \times (\text{Rotordurchmesser} + \text{Nabenhöhe})$ im Allgemeinen in nicht besonders eisgefährdeten Regionen gemäß DIN 1055-5 als ausreichend.

Dies ist nach Meinung der Gutachter eine hinreichend sichere Methode, um eine Gefährdung von Personen zu vermeiden.

4.4 Anfahren bei Vereisungsbedingungen nach Stillstandzeiten

Da das Kennlinienverfahren nicht dazu geeignet ist Vereisungen während des Stillstands der WEA bzw. im Trudelbetrieb festzustellen, kann es während des Stillstands der Turbine zu einer unbemerkten Vereisung des Rotors kommen. Um zu verhindern, dass die Anlage bei Wiederanlaufen nicht die volle Erkennungszeit mit Eisansatz läuft, wird nach Abstimmung mit den Gutachtern für Stillstandzeiten unter Vereisungsbedingungen oberhalb der kritischen Vereisungs- bzw. Detektionszeit (siehe Tabelle 2.5) die Zähler 14:11 bis 14:14 vor dem Start auf einen Wert knapp unterhalb des Maximalwerts gesetzt. Dadurch wird im Falle einer Vereisung die Zeit bis Eis erkannt wird deutlich gesenkt, wodurch das Risiko kritische Rotationsgeschwindigkeiten zu erreichen minimiert wird. Die Gefahren durch Eis im Start- und Trudelbetrieb werden im Kap. 2.2 eingehender betrachtet.

Der Stillstand einer Turbine kann üblicherweise nach zwei Ursachen unterschieden werden. Zum einen Schwachwindperioden, in denen die Windgeschwindigkeit über einen längeren Zeitraum unterhalb der benötigten Startwindgeschwindigkeit liegt und zum anderen Fehler in der Anlage die zum Stillstand führen. Die beiden Fälle werden im Folgenden separat betrachtet und bewertet.

Da es in der Regel nicht innerhalb von kurzer Zeit zu Windgeschwindigkeitsänderungen von Schwachwind zu Starkwind kommt und die Detektionszeit nach Stillstand deutlich reduziert ist, kann die von ENERCON gewählte Option des Anfahrens bei Vereisungsbedingungen nach Stillstandzeiten durch Schwachwind als weitgehend sicher bewertet werden. Es wird dennoch empfohlen bei schnellen Windgeschwindigkeitsänderungen direkt im Anschluss an den Neustart die Anlage wieder abzuschalten, um das Erreichen hoher Rotationsgeschwindigkeiten zu verhindern.

Im Gegensatz zum Anfahren nach Schwachwindperioden, können nach Behebung eines Fehlers (z.B. durch Fernreset) bereits hohe Windgeschwindigkeiten herrschen. Um zu verhindern, dass die vereiste Turbine innerhalb der Detektionszeit auf hohe Rotationsgeschwindigkeiten kommt, wird ein automatisches Anfahren der WEA nach einem Fehler nur bei gemittelten Windgeschwindigkeiten unterhalb von 5 m/s erlaubt.

Dies in Verbindung mit den verringerten Detektionszeiten nach Stillstand führt dazu, dass das Anfahren bei Vereisungsbedingungen nach Stillstandzeiten durch einen Fehler als weitgehend unkritisch zu bewerten ist.

Bei Verwendung eines zusätzlichen Eisansatzerkennungssystems kann die WEA zur Vermeidung von unnötigen Stillstandszeiten wieder anfahren, sobald das System die Eisfreiheit sicher festgestellt hat. Voraussetzung für dieses Verfahren ist, dass das System auch im Stillstand Eisansatz sicher erkennt und das System in einem separaten Gutachten in Bezug auf ausreichende Sensibilität und Zuverlässigkeit bewertet worden ist.

5 Einbindung in das Betriebsführungssystem der Anlagen

5.1 Verwendete Technik

Wie in /5/ beschrieben, wird für das Kennlinienverfahren die in der WEA vorhandene Sensorik genutzt. Alle benötigten Eingangsgrößen wie Außentemperatur, Windgeschwindigkeit, Drehzahl, Leistung oder Blattwinkel sind für die Betriebsführung der WEA notwendige Größen. Diese werden der Eiserkennung zur Verfügung gestellt. Zur Verbesserung / Optimierung der Messsicherheit der Außentemperatur auf Nabenhöhe wird seit 2014 ein zweiter Außentemperaturfühler auf der Gondel installiert. Im Rahmen der Typenzertifizierung wurde die verwendete Sensorik und ihre Einbindung in das Betriebsführungs- und Sicherheitssystem somit bereits überprüft und anerkannt. Eine Liste der Zertifikate für das Betriebsführungs- und Sicherheitssystem findet sich in /21/.

5.2 Bewertung der Einbindung ins Betriebsführungs- und Sicherheitssystem

Da die genutzten Sensoren bereits in die Anlage integriert und zertifiziert sind führt die Verwendung des Kennlinienverfahrens zu keinen relevanten Veränderungen in den zertifizierten Betriebsführungs- und Sicherheitssystemen und somit auch zu keiner Veränderung in den Lasten.

Die Anforderungen der DIBt-Richtlinie für Windenergieanlagen (Ausgabe 2012) sowie der DIN EN 61400-1:2011, in Bezug auf das Betriebsführungs- und Sicherheitssystem, werden auch bei Einbindung des ENERCON Eiserkennungssystems erfüllt.

5.3 Bewertung von Zusatzfunktionen

5.3.1 Gondelpositionierung

Standardmäßig wird die Gondel auch im Trudelbetrieb bei erkanntem Eisansatz in Windrichtung positioniert. Durch die Funktion „Gondelpositionierung bei Eisansatz“ kann die Gondel der WEA, nachdem die WEA wegen Eisansatz angehalten wurde, automatisch in eine vorgegebene Position gedreht werden. An Standorten in unmittelbarer Nähe von Straßen, Wegen oder Gebäuden kann der Rotor der WEA dadurch so positioniert werden, dass sich der Gefährdungsbereich durch herabfallendes Eis weiter von den Schutzobjekten entfernt. Bei zu hohen Windgeschwindigkeiten wird die Gondelpositionierung aus Gründen des Anlagenschutzes wieder aufgehoben.

Die Funktion der Eiserkennung wird hierdurch nicht beeinflusst. Die Gondelpositionierung bei Eisansatz erfolgt nur in bestimmten Fällen auf ausdrücklichen Kundenwunsch.

5.3.2 Park-Eisansatzerkennung

Mit der Funktion Park-Eisansatzerkennung können alle bzw. ausgewählte WEA innerhalb des Windparks angehalten werden, wenn eine bzw. mehrere andere WEA im Park Eisansatz melden. Folgende Voraussetzungen müssen hierfür erfüllt sein:

- Der Windpark besteht ausschließlich aus WEA mit den Steuerungstypen CS48, CS82, CS101, CS126 und/oder EP4-CS-01 (Mischungen sind zulässig)
- Die Version ≥ 1.99 des ENERCON SCADA Systems muss installiert sein

Über den Parameter P4106 kann eingestellt werden, ab welchem Prozentsatz der WEA im Park die Eisansatz erkannt haben, die WEA abgeschaltet werden soll, auch wenn diese WEA selbst noch kein Eisansatz detektiert hat.

Die standardmäßige Einstellung ist 100%, d.h. die Funktion ist deaktiviert. Durch Aktivierung dieser Funktion (bspw. P4106=10%) kann die Sensibilität und Sicherheit der Eiserkennung für einen Windpark erhöht werden, es kann im günstigsten Fall für einzelne WEA bereits vor einer Vereisung präventiv abgeschaltet werden.

5.3.3 Funktionalität der Eisansatzerkennung bei Vorgabe eines minimalen Blattwinkels

Prinzipiell findet durch die Eiserkennung ein kontinuierlicher Abgleich der Soll- und Ist-Werte der Leistungsparameter statt. In schalloptimierten Betriebsmodi wird entsprechend der zeitabhängig eingestellten Schall-Leistungskennlinie die Eiserkennung vorgenommen. Dieser Leistungskennlinie ist bei reduzierter Nennleistung auch bei Erreichen der Nenndrehzahl ein entsprechender Blattwinkel zugeordnet, über welche die Regelung der Leistung und Drehzahl maßgeblich gesteuert wird. Lediglich der Windgeschwindigkeitsbereich, in dem die Eiserkennung anstelle des Vergleiches über die Leistungskurve über den Blattwinkel erfolgt, ist gegenüber dem Nennleistungsbetrieb verändert.

Bei Einstellung einer Blattwinkelvorgabe im Rahmen des Sektor-Managements wird der minimale Blattwinkel vorgegeben, auf den das Rotorblatt eingestellt wird. Der optimale Leistungspunkt beim minimalen Blattwinkel wird in diesem Fall nicht erreicht. Für die Eiserkennung bedeutet dies, dass die aerodynamischen Eigenschaften des Blattes künstlich schlechter sind, als es gemäß Leistungskennlinie möglich wäre. Eine sektorielle Umschaltung der Leistungskennlinie erfolgt nicht. Die ungünstigeren aerodynamischen Eigenschaften führen zu einer früheren Abschaltung im Fall einer Eisansatzgefahr. Eine zusätzliche Gefährdung ist nicht ersichtlich, es erhöhen sich lediglich die Stillstandszeiten.

Wird mit zunehmendem Wind trotz des ungünstigeren Blattwinkels die Nennleistung erreicht, wird der Blattwinkel genau wie im Betrieb ohne Blattwinkelvorgaben entsprechend der Leistungskennlinie erhöht, d.h. die Auftriebswirkung reduziert. Durch das sektorielle Blattwinkelmanagement wird lediglich der Windgeschwindigkeitsbereich, ab der vom Leistungskurvenvergleich auf den Blattwinkelvergleich gewechselt wird, verändert. Da sich durch die Blattwinkelvorgaben die aerodynamischen Eigenschaften künstlich verschlechtern, wird jede Abweichung von der Leistungskurve tendenziell früher als Eisansatz bewertet. Eine zusätzliche Gefährdung ist nicht ersichtlich, es erhöhen sich lediglich die Stillstandszeiten.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die Abschaltung der Anlagen bei Vereisung durch die Vorgabe eines minimalen Blattwinkels nicht beeinträchtigt wird.

5.3.4 Einstellung der Sensitivität der Eisansatzerkennung

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 Einstellung einer geringeren Sensitivität ist erst nach einer Standortbetrachtung und Risikobeurteilung nur für Standorte zulässig, die als unkritisch bewertet wurden /14/.

6 Anforderungen

Aus der Bewertung sich ergebende Forderungen, unter denen das Gutachten gültig ist.

6.1 Anforderungen zur wiederkehrenden Prüfung

- Die Eiserkennungslogik sollte bei Inbetriebnahme und anschließend mindestens einmal im Jahr wie in /10/ beschrieben von dafür ausgebildetem Personal getestet werden.

6.2 Parametrierung

- 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 /14/ angegeben, auf den Wert 15 gesenkt werden. Dieser Zähler steht für die Detektionszeit (siehe Kapitel 2.1.3).
- Die Aussagen zur Messgenauigkeit gelten für die Standardeinstellung „Normale Sensitivität“ der Eiserkennung. Für Standorte die laut DIBT Muster-Liste der Technischen Baubestimmungen nicht in ausreichendem Abstand zu Schutzobjekten errichtet wurden, ist die Einstellung einer geringeren Sensitivität nicht zulässig /14/.

6.3 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.

7 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 45,0) zu 1,3cm ein (siehe 2.1.2). Diese Eisdicke wurde für die weitere Bewertung als Maßstab herangezogen.

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.

Die Prüfung des Algorithmus in Verbindung mit der Analyse der Messergebnisse zeigt, dass der von ENERCON implementierte Eisdetektionsalgorithmus 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 /13/.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass der von ENERCON verwendete Eiserkennungsalgorithmus, insbesondere in Kombination mit einem zusätzlichen Eissensor, 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 Eisdicke (siehe Kap. 3.5).

Erstellt



Dipl.-Ing. O. Raupach

Geprüft



Dipl.-Ing. L. Klüppel

An der Prüfung beteiligt:

B.Sc. F. Lautenschlager

8 Dokumente und Literaturverzeichnis

8.1 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
Dok. Nr.: D0332210-0, 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“, 05.08.2014
- /12/ ENERCON: email
„AW: Anmerkungen zur ENERCON Eiserkennung“
Harald Wegmann, Datum: 09.09.2014
- /13/ ENERCON: Erklärung
Vermeidung von eiswurfbedingten Personenschäden durch das ENERCON Kennlinienverfahren
Dok. Nr.: D0353125-0
S. Janssen, H. Wegmann, Datum: 14.10.2014
- /14/ ENERCON
Technische Beschreibung ENERCON Windenergieanlagen Eisansatzerkennung
Dok. Nr.: D0154407-4 / DA
Datum: 09.12.2016
- /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.: D0666949-0
Datum: 29.01.2018
- /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

8.2 Literatur

8.2.1 Literatur zu Kapitel 2.1 und 2.2

- /19/ ENERCON GmbH. ENERCON Produktübersicht, Stand September 2016. Übermittelt durch die ENERCON GmbH mit Email vom 02.03.2017.
- /20/ ENERCON GmbH. ENERCON Produktübersicht inkl. Drehzahlen zum Leerlaufbetrieb 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/ IEC 61400-1. Wind turbines – Part 1:Design requirements. Third Edition. 2005.
- /23/ Morgan, C. et al. Wind Turbine Icing and Public Safety - A Quantifiable Risk? Wind Energy Production in Cold Climates. Bristol. 1996.
- /24/ Cattin, R. et al. WIND TURBINE ICE THROW STUDIES IN THE SWISS ALPS. European Wind Energy Conference, Milan, Italy. 2007.
- /25/ Lautenschlager, F. Studie zum Einfluss der Windgeschwindigkeit auf das Ereignis Eisabwurf bei Windenergieanlagen. Bachelorarbeit im Studiengang Umwelttechnik. 2012.
- /26/ Germanischer Lloyd. Vorschriften und Richtlinien. IV Industriedienste. Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen. Ausgabe 2010.
- /27/ Seifert, H. Betrieb von Windenergieanlagen unter Vereisungsbedingungen. St. Pölten. 1999.
- /28/ Seifert, H. et al. Risk analysis of ice throw from wind turbines, BOREAS VI. Pyhä, Finland. 2003.
- /29/ Seifert, H. Technische Ausrüstung von Windenergieanlagen an extremen Standorten. St. Poelten. 2002.
- /30/ Seifert, H. Technical requirements for rotor blades operating in cold climate. Wilhelmshaven. 2003
- /31/ Makkonen, L. et. al. Modelling and prevention of ice accretion on wind turbines. Wind Engineering Volume 25, No. 1. 2001.
- /32/ Wallenius, T. et. al. The relationship between chord length and rime icing on wind turbines. Winterwind. 2008.
- /33/ Lehtomäki, V. et. al. IcedBlades - Modelling of ice accretion on rotor blades in a coupled wind turbine tool. Winterwind. 2012.
- /34/ Hudecz, A. et. al. Experimental investigation of ice accretion on wind turbine blades. Winterwind. 2013.
- /35/ Cattin, R. Alpine Test Site Guetsch, Handbuch und Fachtagung. Genossenschaft METEOTEST. Bern. 2008.

- /36/ Hauschild, J. et al. Monte-Carlo-Simulation zur probabilistischen Bewertung der Gefährdung durch Eisabwurf bei Windenergieanlagen. Düsseldorf: VDI-Verlag, VDI-Bericht 2146. 2011.
- /37/ Hauschild, J. et al. Ermittlung von Trefferwahrscheinlichkeiten in der Umgebung einer Windenergieanlage: Eisabfall, Rotorblattbruch und Turmversagen. Düsseldorf: VDI-Verlag, VDI-Bericht 2210. 2013.
- /38/ Green Book. Methods for the determination of possible damage – first edition. Voorburg 1989.
- /39/ Deutscher Wetterdienst. Online Wetterlexikon, Stand: September 2014. Offenbach. 2014.
- /40/ Karl-Heinrich Grote, Jörg Feldhusen (Hrsg.): DUBBEL – Taschenbuch für den Maschinenbau. 22. Auflage. Springer, Berlin/Heidelberg 2011
- /41/ NASA: Ice Accretions and Icing Effects for Modern Airfoils, April 2000
- /42/ DIBt. Muster-Liste der Technischen Baubestimmungen – Fassung September 2013

Bericht
über die
Plausibilitätsprüfung
am
System zur Erkennung von Eisansatz
und der daraus erfolgenden Abschaltung von
Windenergieanlagen der Firma ENERCON

Auftraggeber:

ENERCON GmbH
Dreekamp 5
26605 Aurich

Die Ausarbeitung des Berichtes erfolgte durch den Sachverständigen

Dr.-Ing. Reinhold Jonas

TÜV NORD Systems GmbH & Co. KG

Technikzentrum

Competence Center Werkstoff- und Schweißtechnik

Große Bahnstraße 31, 22525 Hamburg

☎ (0 40) 8557 2304 rejonas@tuev-nord.de

1326KU00180 / 8104206760

Revision 3

11.1.2008

Dieser Bericht umfasst 6 Seiten.

1 Ausgangssituation

1.1 Eisbildung

Bei Temperaturen um und knapp unterhalb des Gefrierpunktes [1] kommt es bei ausreichender Luftfeuchtigkeit an den Vorderseiten der Rotorblätter von Windenergieanlagen zur Ansammlung von Eis. Durch die hohe Relativgeschwindigkeit der Blätter erfolgt die Ablagerung überwiegend in Bereichen großer Rotorradien und im Betrieb ausschließlich an den Profileintrittsflächen. Bei den heute üblichen Anlagen mit Nabenhöhen über 100 m und Rotorblättern über 50 m Länge kann sich die Eisablagerung auch lediglich durch das Durchlaufen der äußeren Blattbereiche durch Gebiete hoher Feuchtigkeit in tief hängenden Wolken oder Hochnebel ergeben.

Bei tieferen Temperaturen (unterhalb -7°C) liegen nur sehr geringe Luftfeuchtigkeiten vor. Große freie Wasserflächen in der Nähe der Anlagen führen üblicherweise nur in bodennahen Schichten zu erhöhter Luftfeuchtigkeit.

Wegen der dynamischen Lasten der Rotorblätter, d.h. ihrer wechselnden Verformungen platzen dicke Eisschichten ab und werden aufgrund der hohen Blattspitzengeschwindigkeiten je nach Winkelposition des Abbrechens z.T. mehr als 100 m weit vom Anlagenstandort weg geschleudert [2]. Dünne Eisschichten nehmen einerseits gewisse Verformungen auf [3] und zerlegen sich andererseits aufgrund von aerodynamischen Kräften zu ungefährlichen kleinen Bruchstücken geringer Energie. Ebenso geht von den Rotorblättern abgeschleudertes frisch gefallener Schnee und Reifeis keine nennenswerte Gefährdung aus.

Dicke, massive Eisschichten, die sich stetig aufgebaut haben, stellen jedoch in der Nähe von bewohntem Gebiet bzw. Verkehrsflächen eine nicht tolerable Gefährdung dar.

Die Eisbildung an nicht rotierenden Rotorblättern ist wesentlich geringer. Sie ist vergleichbar mit der Eisbildung an hohen frei stehenden Gebäuden oder Konstruktionen wie z. B. Hochspannungsmasten mit ihren Isolatoren.

1.2 Aerodynamik eines vereisten Rotorblattes

Schon bei geringer Vereisung ändern sich die beiden aerodynamischen Kennwerte des Profils (Auftriebsbeiwert c_l und Widerstandsbeiwert c_d) erheblich. Gemäß [4] ist eine deutliche Veränderung beider Koeffizienten bereits bei einer Vereisungsdicke von 3 % der lokalen Profilhöhe deutlich erkennbar. Dies macht sich bei Pitchanlagen im Bereich unterhalb der Nennleistung – d.h. nicht gepitchte Blätter – in einer auffallend niedrigeren Leistungsabgabe im Vergleich zum freien Blatt bemerkbar [3]. Im Bereich der Nennleistung, in dem die Leistungsregelung über den Anstellwinkel (Pitch) erfolgt, ergeben sich für vereiste Blätter im Vergleich zu eisfreien Blättern andere Pitchwinkel für dieselbe Leistungsabgabe.

Zusätzlich ergibt sich durch die unkontrollierte Strömung an der Profilverderrseite bei vereisten Rotorblättern ein anderes Schallspektrum [5].

1.3 Gebräuchliche Eiserkennungssysteme

Kommerziell werden verschiedene Eiswarndetektoren angeboten, die nach verschiedenen Prinzipien arbeiten. Diese werden i.d.R. auf der Gondel montiert.

So wird z.B. bei einem recht verbreiteten System, das aus je einem beheiztem und einem nicht beheiztem Anemometer besteht, die Fehlanzeige des eingefrorenen Anemometers als Eiserkennungssignal ausgewertet.

Ein anderes System nutzt das im Vergleich zu flüssigen Wasser völlig andere Dämpfungsverhalten von Eis als Erkennungsmerkmal aus.

Eiswarndetektoren auf Basis der Veränderungen des Schallspektrums eines vereisten Blattes befinden sich noch in der Erprobungsphase.

Alle gondelmontierten Systeme können nicht die Eisablagerungen beim Durchfahren feuchter Zonen (tiefe Wolken, Hochnebel) bei großen Anlagenhöhen detektieren.

Das von ENERCON seit mehreren Jahren eingesetzte System zur Eiserkennung und Maschinenabschaltung nutzt den deutlichen Einfluss des Eisansatzes auf die Aerodynamik des Blattes aus.

2 Funktionsweise des ENERCON Systems

Das ENERCON System ist in den folgenden Dokumenten beschrieben:

- [a] ENERCON GmbH: Bericht Eisabschaltung_01.doc
Revision 0, von T. Jepsen, vom 10.11.2004, 6 Seiten
- [b] ENERCON GmbH: ENERCON-Eiserkennungssystem
Auftrag mit technischen Details, von T. Jepsen, vom 10.12.2007, 2 Seiten

Das optimierte System gemäß 2.1 wird nach [b] in den – den jeweiligen Anlagen angepassten Versionen – seit mehreren Jahren in die folgenden Maschinen serienmäßig eingebaut.

Datum	Anlagentypen
ab Februar 2005	E-30/3, E-33, E-40/6, E-58, E-66, E-70/18, E-70 E4
ab August 2005	E-30, E-40
ab Januar 2006	E-44, E-48, E-53, E-70, E-82, E-112

Alle aktuellen Anlagen werden mit dem optimierten System ausgestattet.

2.1 Eiserkennung und Maschinenstillsetzung

Um eine empfindliche Eiserkennung zu erreichen, ist die generelle, d.h., für alle Maschinen eines Typs gleiche, Soll-Leistungskennlinie des jeweiligen Anlagentyps als Basis für den Vergleich mit den aktuellen Parametern der Anlage (Windgeschwindigkeit, Leistung und Pitchwinkel) wegen ihrer zu geringen Genauigkeit ungeeignet. Deshalb wird bei dem System von ENERCON bei Umgebungsbedingungen ohne Eisbildungswahrscheinlichkeit durch laufendes Auswerten der Betriebsparameter eine jeweils für die individuelle Anlage am individuellen Standort vorliegende Kennlinie aufgenommen und als laufender Mittelwert in der Maschinenregelung abgespeichert. Dadurch werden Streuungen der Maschinen und Standorte, schleichende Veränderungen und Verschmutzungen der Anlage und des Messsystems berücksichtigt.

Die folgenden aktuellen Betriebsparameter werden in die Maschinensteuerung laufend eingelesen:

- Pitchwinkel, gemessen über einen periodisch selbstkalibrierenden Blattwinkelgeber
- Windgeschwindigkeit, gemessen mit einem beheizten Anemometer auf der Gondel, dessen Schalen bei Vereisungstemperaturen zusätzlich über eine geeignete Heizung (z. B. Infrarotstrahler) eisfrei gehalten werden können (optional)
Alternative werden auch Ultraschallanemometer eingesetzt.
- Lufttemperatur, zur Umrechnung auf Standardatmosphäre
- elektrische Leistung der Anlage, die direkt abgefragt werden kann
- Rotordrehzahl, die ebenfalls direkt abgefragt werden kann.

Der in der Maschinensteuerung verwendete Rechenwert für die Dichte der Luft wird auf Basis der aktuellen Temperatur korrigiert. Aus dem laufenden Neu-Einlesen der aktuellen Parameter mit gleitender Mittelwertbildung und damit Überschreiben lange vorher eingelesener Parameter ergibt sich dadurch eine Kennlinie, die bereits einen Mittelwert der jahreszeitlichen Luftdichte beinhaltet.

Kurzfristige Temperaturschwankungen (z.B. Tag-Nacht) werden durch die Umrechnung auf Standardatmosphäre berücksichtigt.

Sobald die Abweichungen der Anlagenparameter von der Kennlinie einen empirisch ermittelten Wert überschreiten, erkennt die Steuerung auf Eisansatz und löst an der Maschine einen Normalstop (Pitchen der Blätter) aus. Wegen der hohen Empfindlichkeit der aerodynamischen Koeffizienten auf eine Eisbildung wird die Anlagen abgeschaltet bevor Eis in einer Dicke auf der Rotorvorderseite abgelagert wird, die zur Gefährdung der Umgebung führt.

In der Anlagensteuerung wird der Abschaltgrund „Eisansatz“ gespeichert.

2.2 Wiederanlaufen der Anlage

Um den Abwurf von großen Eisstücken von den Rotorblättern einer wegen Eiserkennung abgeschalteten Anlage beim Wiederanlauf zu auszuschließen, wird die Anlage erst

nach einer temperaturabhängigen Wartezeit nach Ende der Vereisungsbedingungen neu gestartet.

Dazu misst und registriert die Maschinensteuerung die Außentemperatur an der Gondel. Sobald Auftaubedingungen vorliegen, wird zusätzlich die Zeit erfasst, in der die Temperatur oberhalb von 2 °C liegt, und somit das Eis an der Luft und auf der Rotorblattoberfläche auftaut. Erst nach dem Erreichen eines von ENERCON empirisch ermittelten, in dem o.g. Bericht [a] dokumentierten Produkts aus Auftauzeit und gemessener Temperatur kann ein automatischer Wiederanlauf erfolgen.

Alternativ können die Anlagen so programmiert werden, dass ein Wiederanlaufen nur nach manuellem Startsignal durch den Betreiber an der Anlage möglich ist.

2.3 Felderfahrten

Nach telefonischer Aussage der Autobahnmeisterei Oldenburg wurden Autobahnteilstücke zwischen Oldenburg und Leer, in deren unmittelbarer Nähe neue Anlagen errichtet wurden, über mehrere Winter bei Frostwetter häufig inspiziert. Dabei wurden in keinem Fall von den Anlagen abgefallene Eisstücke beobachtet.

Ein Service-Mitarbeiter von ENERCON berichtete über Beschwerden von Betreibern in gebirgigen Standorten, dass die Anlagen zu oft wegen Eisansatz abschalteten. Die daraufhin inspizierten Anlagen wiesen Vereisungsdicken von ca. 5 mm auf.

3 Bewertung

Das von ENERCON angebotene System zur Erkennung von Eisansatz auf den Rotorblättern und Abschaltung vereister Anlagen basiert auf einem plausiblen und seit fünf Jahren erprobten Verfahren. Im Rahmen der Weiterentwicklung des Systems wurde die Ansprechgenauigkeit durch eine Korrektur des Wertes für die abgegebene Soll-Leistung auf Basis der aktuellen, temperaturabhängigen Luftdichte optimiert.

Die Beurteilung des Systems hat gezeigt, dass das System geeignet ist, den Abwurf von dickwandigen Eisstücken mit hohem Gefährdungspotential von den rotierenden Blättern der ENERCON Windenergieanlagen zu verhindern.

Das System ist bei Reifeis, Klareis und Schneeansammlungen wirksam.

Das Abwerfen von großvolumigen Eisstücken beim Wiederanfahen einer wegen Eisansatzes angehaltenen Anlage wird durch eine wohldurchdachte Maschinensteuerung, die das Abtauverhalten bei verschiedenen Temperaturen berücksichtigt, ausgeschlossen

Die Vereisung einer nicht rotierenden Anlage ist z.B. mit der Vereisung von Isolatoren von Hochspannungsanlagen vergleichbar. Sie stellt deshalb keine zusätzlich zu berücksichtigende Gefährdung dar.

4 Verwendete Literatur

- [1] Laakso, T. e.a.: State-of-the-art of wind energy in cold climates
- [2] Seifert, H., e.a.: Risk analysis of ice throw from wind turbines
Boreas VI, Pyhä, Finland, 2003
- [3] Seifert, H.: Technische Ausrüstung von Windenergieanlagen an extremen
Standorten
St. Poelten 2002
- [4] Seifert, H., Richert, F.: A recipe to estimate aerodynamics and loads on iced
rotor blades
Boreas IV, Hetta, Finland, 1998,
- [5] Seifert, H.: Technical requirements for rotor blades operating in cold climates
Boreas VI, Pyhä, Finland, 2003

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "R. Jonas". The signature is fluid and cursive, with a large initial 'R' and a long, sweeping underline.

Dr.-Ing. Reinhold Jonas
Sachverständiger der
TÜV NORD Systems GmbH & Co. KG
Hamburg

Windpark Oerel

Energie 3000

Energie und Umweltgesellschaft mbH

Gefahrenbeurteilung Eisabwurf

Abschätzung des Gefährdungsbereichs nach Seifert über folgenden empirischen Zusammenhang:

Gefährdungsbereich Eisabwurf

$$\begin{aligned} &= 1,5 \cdot (\text{Rotordurchmesser} + \text{Nabenhöhe}) \\ &= 1,5 \cdot (138 + 160) \\ &= \underline{\underline{447,0 \text{ m}}} \end{aligned}$$

Wenn **MLTB Anlage 2.7/12** (DiBt) WEA Abstand kleiner $1,5 \cdot (\text{Rotordurchmesser} + \text{Nabenhöhe})$ zu möglichen Schutzobjekten wird ein funktionsfähiges Eiserkennungssystem notwendig.

Der berechnete Mindestabstand zu Schutzobjekten wird nicht unterschritten.

Um den Gefahrenmomenten bei Witterungsereignissen, die zu Eisansatz führen, entgegen zu wirken, wird die Enercon WEA mit dem Enercon Eisansatzerkennungsmodul ausgestattet. Das Eisansatzerkennungsmodul erkennt Eisansatz, stoppt die WEA, und sichert somit das Umfeld der WEA und die WEA selbst und kann nach Änderung der Witterung die WEA erneut starten.

Zusätzlich wird die Einstellung des Eisansatzerkennungsmodul in der WEA, die in Nähe von Wegen stehen und wo im Stillstand mindestens ein Rotorblatt den angrenzenden Weg überspannt, der Rotor parallel zum angrenzenden Weg ausgerichtet, so dass ein Eisabfall im Stillstand bei Witterungsänderung nicht auf den Weg erfolgt.

Einschränkend kann jedoch wirken, dass Windverhältnisse die Berücksichtigung der Standsicherheit von WEA und Rotor erfordern und eine Parallelstellung des Rotors zum Weg nicht möglich ist.

An den Wegeseiten aufgestellte Hinweisschilder machen zusätzlich darauf aufmerksam, dass mit einem möglichen Eisabfall auf dem voraus liegendem Wegabschnitt zu rechnen ist.