

6.1 Anwendbarkeit der Störfall-Verordnung (12. BImSchV)**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.

Anlagen:

- 6.1_SL_AU_Störfallverordnung 12-BImSchV_rev001_ger-ger.pdf

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 Gefahreneinstufung 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.

GUTACHTEN ZUR EISRISIKOANALYSE

NE-B-130992

Gutachterliche Risikobewertung hinsichtlich einer Gefährdung durch Eiswurf bzw. Eisfall für den Windpark Alfstedt mit insgesamt 2 geplanten Windenergieanlagen vom Typ Enercon E-138 EP3 E3 am Standort Alfstedt.

Datum:

18. Dezember 2024

Auftraggeber:

Energie 3000 Energie- und Umweltgesellschaft mbH
Hohenfelde 33
27432 Alfstedt

Bearbeiter:

Dipl.-Ing. (FH) Timm Schaer, M.Sc.

noxt! engineering GmbH
Knollstraße 15 · 49088 Osnabrück
Tel.: +49 (0)541-2019 9800
E-Mail: engineering@noxt.de
HRB-Nr.: 216557 · AG Osnabrück

Ehrenwörtliche Erklärung

Der nachfolgende Bericht wurde nach bestem Wissen und Gewissen mit größter Sorgfalt erstellt und beinhaltet den anerkannten Stand der Technik. Die Ergebnisse basieren auf Daten, welche die noxt! engineering GmbH von Dritten zur Verfügung gestellt bekommen hat. Dieses sind u.a. Hersteller von Windenergieanlagen, Landesvermessungsämter und der Auftraggeber selbst. Die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität dieser Daten sowie die Repräsentativität der Winddaten kann durch die noxt! engineering GmbH nicht geprüft werden. Eine Haftung für diese Daten kann die noxt! engineering GmbH dementsprechend nicht übernehmen. Wir weisen den Auftraggeber darauf hin und er erkennt an, dass alle seine Entscheidungen, sei es kommerziell, technisch, steuerlich oder rechtlich, auf dem dieses Dokument basiert, in seiner alleinigen Verantwortung liegen. Die noxt! engineering GmbH ist von jeglicher Haftung ausgenommen, die auf den Daten Dritter basiert. Der Auftraggeber wird noxt! engineering GmbH insoweit von jeder Haftung freistellen. Der Bericht enthält insgesamt 42 Seiten. Die Weitergabe von Daten oder Informationen ist dem Auftraggeber gestattet. Authentisch ist dieses Dokument nur mit Originalunterschriften. Bezüglich der Urheberrechte verweisen wir auf die jeweils gültigen noxt! engineering GmbH Beraterbedingungen. Diese finden Sie unter engineering.noxt.de/agb.

Osnabrück, 18. Dezember 2024
noxt! engineering GmbH



noxt! engineering GmbH

📍 Knollstraße 15, 49088 Osnabrück
☎ +49 541 20 1998 00
✉ engineering@noxt.de
🌐 www.engineering.noxt.de

Firmenstempel

Geschäftsführer und
Projektverantwortlicher
(Dipl.-Ing. (FH) Timm Schaer, M.Sc.)

Geschäftsführer
(Dr. Phil Patock)

noxt! engineering GmbH
Dipl.-Ing. (FH) Timm Schaer, M.Sc.
engineering@noxt.de · 18. Dezember 2024



1 Zusammenfassung

Am Standort Alfstedt wurde die noxt! engineering GmbH von der Firma Energie 3000 Energie- und Umweltgesellschaft mbH beauftragt, eine Risikobewertung hinsichtlich einer Gefährdung durch Eiswurf bzw. Eisfall zu analysieren und zu bewerten. Es wird zwischen Eisfall (Windenergieanlage (WEA) im Stillstand bzw. Taumelbetrieb) und Eiswurf (WEA in Betrieb) differenziert. Die Risikobewertung wurde auf Grundlage der internationalen Empfehlungen gemäß IEA Wind TCP Task 19 [IEA22] durchgeführt. In der nachfolgenden Tabelle sind die Schutzobjekte sowie die jeweils zugehörige WEA aufgeführt. Außerdem sind die von den jeweiligen Schutzobjekten minimalen und relativen Abstände zu den WEA aufgeführt. Die erforderlichen oder empfohlenen Maßnahmen sind in Kapitel 5.4 aufgezeigt. In den nachfolgenden Unterkapiteln ist die abschließende Bewertung des Risikos durch Eisfall bzw. Eiswurf dargestellt.

Tabelle 1.1: Darstellung der relevanten Schutzobjekte, des minimalen Abstands zur nächstgelegenen WEA und des minimalen Abstands zur nächstgelegenen WEA im Verhältnis zum 1,5-fachen der Summe aus Rotordurchmesser und Nabenhöhe

SO ID	Bezeichnung	Zusatzbeschreibung des Schutzobjektes	min. Abstand WEA [m]	min. rel. Abstand WEA
SO-01	Hauptwirtschaftsweg	—	136,99	0,30
SO-02	Hauptwirtschaftsweg	—	203,78	0,45

1.1 Eiswurf

Aufgrund der vorhandenen Systeme der Eiserkennung kann eine Gefährdung bei potenziell gefährlichem Eisansatz weitestgehend ausgeschlossen werden. Für diese WEA ist daher gemäß [IEA22] eine Gefährdung durch Eiswurf standortspezifisch nicht zu beachten.

1.2 Eisfall

Die abschließende Bewertung des Risikos durch Eisfall für alle WEA bezüglich der relevanten Schutzobjekte ist in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 1.2: Zusammenfassung der Ergebnisse für die zu betrachtenden WEA hinsichtlich des Risikos durch Eisfall

SO ID	Bezeichnung	WEA ID	Risikobewertung	Maßnahmen erforderlich?	Maßnahmen empfohlen?
SO-01	Hauptwirtschaftsweg	WEA 01	unterer Toleranzbereich	Nein	Ja
SO-02	Hauptwirtschaftsweg	WEA 01	akzeptabler Bereich	Nein	Nein
SO-02	Hauptwirtschaftsweg	WEA 02	akzeptabler Bereich	Nein	Nein

Die erforderlichen Maßnahmen sind so zu verstehen, dass diese unabdingbar angewendet werden müssen. Bei Nichtbeachtung der Maßnahmen ist die Risikoabschätzung in einem inakzeptablen Bereich. Die empfohlenen Maßnahmen sind so zu verstehen, dass ein Risiko bereits im oberen ALARP-Toleranzbereich liegt und damit noch akzeptabel ist. Zur zusätzlichen Risikominderung leisten die empfohlenen Maßnahmen einen signifikant positiven Einfluss.

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung	2
1.1	Eiswurf	2
1.2	Eisfall	2
2	Situation und Aufgabenstellung	9
3	Grundlagen	11
3.1	Modellierung und Simulation von Eiswurf und Eisfall	13
3.1.1	Simulation der Trajektorie	13
3.1.2	Monte Carlo Simulation	15
3.2	Methoden der Risikoabschätzung	17
3.3	Risikobewertung	18
3.3.1	Grenzwerte für individuelles Risiko	18
3.3.2	Grenzwerte für kollektives Risiko	18
3.3.3	Risikobewertung	18
3.3.4	Annahmen der Bewertung	21
3.4	Risikominderung	22
3.4.1	Quantitative Maßnahmen	22
3.4.2	Maßnahmen, die eine Neuberechnung erfordern	23
3.4.3	Qualitative Maßnahmen	24
3.4.4	Addition von Risiken	24
4	Eingangsdaten	26
4.1	Windenergieanlagen	26
4.2	Windverteilung	26
5	Berechnungsergebnisse	28
5.1	Vereisungspotential	28
5.2	Identifikation von relevanten Schutzobjekten	29
5.2.1	Methodik	29
5.2.2	Zu betrachtende Schutzobjekte	29
5.3	Detailanalyse Schutzobjekte	31
5.3.1	Detailanalyse Hauptwirtschaftsweg (SO-01)	31
5.3.2	Detailanalyse Hauptwirtschaftsweg (SO-02)	32
5.4	Zusammenfassende Risikobewertung	34

6	Gültigkeit der Ergebnisse	35
7	Interaktive Karte	36
	Literaturverzeichnis	37
A	Abkürzungsübersicht	38
B	Formelzeichenübersicht	39
C	Revisionsübersicht	40
D	Absolute Abstandstabelle	41
E	Relative Abstandstabelle	42

Abbildungsverzeichnis

2.1	Lageplan des untersuchten Standortes Alfstedt mit den untersuchten WEA und den Windverteilungspositionen. Zusätzlich sind die potenziellen Risikobereiche der geplanten WEA dargestellt. [Bun24]	10
3.1	Koordinatensystem (x, y, z) zur Berechnung der Trajektorie. Die Windrichtung zeigt entlang x . Das System (x', y', z') ergibt sich aus (x, y, z) durch Translation vom Fußpunkt zur Nabe und veranschaulicht die Definition von r und θ , welche den initialen Ort des Eisfragments parametrisieren. Foto: Ilja Nedilko.	14
3.2	ALARP-Prinzip.	19
5.1	Darstellung der Treffer aus der mathematischen Simulation. [Bun24]	31

Tabellenverzeichnis

1.1	Darstellung der relevanten Schutzobjekte, des minimalen Abstands zur nächstgelegenen WEA und des minimalen Abstands zur nächstgelegenen WEA im Verhältnis zum 1,5-fachen der Summe aus Rotordurchmesser und Nabenhöhe	2
1.2	Zusammenfassung der Ergebnisse für die zu betrachtenden WEA hinsichtlich des Risikos durch Eisfall	3
3.1	Individuelle und kollektive Risikoeinstufung gemäß IEA Wind TCP Task 19 [IEA22]	20
3.2	Quantitative Maßnahmen gemäß IEA Wind TCP Task 19 [IEA22]	22
3.3	Maßnahmen, die eine Neuberechnung erfordern gemäß IEA Wind TCP Task 19 [IEA22]	23
4.1	Zu untersuchende Windparkkonfiguration und die Angabe ob ein Eiserkennungssystem (EES) bereits verwendet wird	26
4.2	Windgeschwindigkeitsverteilung zu ID WV0	27
5.1	Über das Verhältnis aus dem quadrierten Rotordurchmessern und den Vereisungen pro Jahr können die Eisobjekte pro Jahr abgeschätzt werden . . .	29
5.2	Darstellung der relevanten Schutzobjekte, des minimalen Abstands zur nächstgelegenen WEA und des minimalen Abstands zur nächstgelegenen WEA im Verhältnis zum 1,5-fachen der Summe aus Rotordurchmesser und Nabenhöhe	30
5.3	Aufenthaltshäufigkeit SO-01	32
5.4	Risikobewertung SO-01	32
5.5	Aufenthaltshäufigkeit SO-02	33
5.6	Risikobewertung SO-02	33
5.7	Bewertung der Gefährdung für individuelles und kollektives Risiko. Das jeweils größere Risiko ist zu betrachten.	34
A.1	Abkürzungsübersicht	38
B.1	Formelzeichenübersicht	39
C.1	Revisionsübersicht	40
D.1	Abstände zwischen WEA und Schutzobjekten 0	41

E.1	Relative Abstände zwischen WEA und Schutzobjekten 0	42
-----	---	----

2 Situation und Aufgabenstellung

Die noxt! engineering GmbH ist von der Energie 3000 Energie- und Umweltgesellschaft mbH beauftragt worden, die vorliegende Windparkkonfiguration am Standort Alfstedt im Kreis Rotenburg in Niedersachsen hinsichtlich einer Gefährdung durch Eiswurf und Eisfall zu analysieren und zu bewerten. Am Standort sind zwei WEA des Typs E-138 EP3 E3 geplant.

Die in dieser Risikoanalyse zugrunde gelegten Rahmenbedingungen und Berechnungen zum Eiswurf und Eisfall stützen sich auf die aktuellen Richtlinien der IEA Wind TCP Task 19 [IEA22] zur Risikobewertung von Eiswurf und Eisfall bei WEA.

Im Rahmen des Genehmigungsverfahrens muss nachgewiesen werden, dass die öffentliche Sicherheit durch die jeweils geplante WEA nicht beeinträchtigt wird. In der IEA Wind TCP Task 19 [IEA22] werden Mindestabstände aufgrund der Gefahr durch Eisfall und Eiswurf festgelegt. Gemäß IEA Wind TCP Task 19 [IEA22] gelten Abstände größer als $1,5 \cdot (\text{Rotordurchmesser} + \text{Nabenhöhe})$ in Regionen mit geringer Eisgefährdung als ausreichend. Werden diese Abstände nicht eingehalten, ist eine Risikoanalyse eines Sachverständigen erforderlich.

Im Rahmen dieser Relevanzprüfung werden schutzbedürftige Objekte identifiziert. Für diese Objekte wird eine Detailanalyse durchgeführt. Diese Objekte werden im folgenden Bericht als Schutzobjekte bezeichnet.

Die Erstellung des Gutachtens Eisrisikoanalyse am Standort Alfstedt erfolgt nach folgendem Ablauf:

- Darstellung der Standortdaten und WEA-Konfiguration
- Definieren der relevanten Schutzobjekte in der möglichen Gefährdungszone
- Detailanalyse von individuellen und kollektiven Risiken
- Risikobewertung auf Grundlage der vorhergegangenen Ergebnisse

Im beigefügten Lageplan 2.1 sind die zu untersuchenden WEA am Standort dargestellt. Die Kreisfläche um die WEA kennzeichnet den potenziellen Risikobereich ($1,5 \cdot (\text{Rotordurchmesser} + \text{Nabenhöhe})$) um die jeweils geplante WEA, der für die Relevanzuntersuchung des Eiswurfs und Eisfalls ausschlaggebend ist.

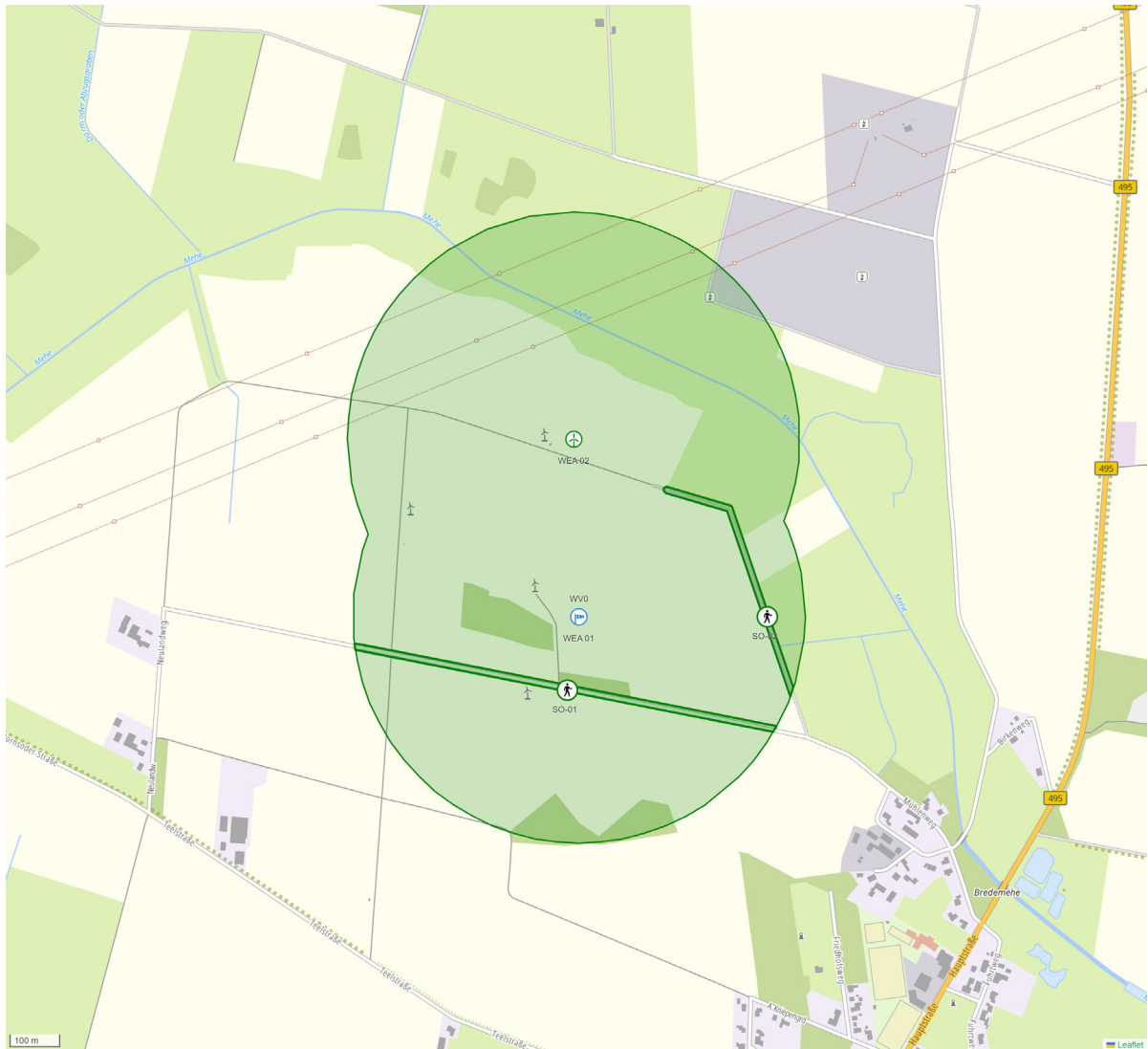


Abbildung 2.1: Lageplan des untersuchten Standortes Alfstedt mit den untersuchten WEA und den Windverteilungspositionen. Zusätzlich sind die potenziellen Risikobereiche der geplanten WEA dargestellt. [Bun24]

3 Grundlagen

Die folgende Risikobewertung ist daran orientiert die Regelungen der IEA Wind TCP Task 19 [IEA22] einzuhalten. In der IEA Wind TCP Task 19 [IEA22] wird definiert, dass Abstände zu Verkehrswegen und Gebäuden unbeschadet der Anforderungen aus anderen Rechtsbereichen wegen der Gefahr des Eisabwurfes einzuhalten sind, soweit eine Gefährdung der öffentlichen Sicherheit nicht auszuschließen ist. Abstände größer als $1,5 \cdot (\text{Rotordurchmesser} + \text{Nabenhöhe})$ gelten im Allgemeinen in nicht besonders eisgefährdeten Regionen als ausreichend. In anderen Fällen ist die Stellungnahme eines Sachverständigen erforderlich. Wenn der Mindestabstand nicht eingehalten wird, ist eine Risikobewertung durch Eiswurf und Eisfall standortspezifisch durchzuführen.

Durch funktionierende Systeme zur Eiserkennung oder Systeme bei denen Eisansatz verhindert wird, kann bei der Risikobewertung auf die Betrachtung des Eiswurfes verzichtet werden. Für diesen Fall wird nur der Eisfall einer WEA im Stillstand bzw. im Taumelbetrieb berücksichtigt. Der Taumelbetrieb ist mit einer niedrigen Rotordrehzahl definiert, welches einen erheblichen Einfluss auf die Flugweiten der Eisfragmente hat.

Abhängig von den Vereisungsbedingungen kann es an den Rotorblättern einer WEA zu starken Eisablagerungen kommen, die dazu führen können, dass mehrere Kilogramm schwere Eisfragmente abfallen und eine Gefahr darstellen. Es wird begrifflich zwischen Eisfall, dem Ablösen von Eisfragmenten während des Stillstands oder des Taumelbetriebs, und Eiswurf, dem Ablösen von Eisfragmenten während des Betriebs, unterschieden. Auch wenn Eisfall von der Gondel grundsätzlich zum Risiko beitragen kann, werden dennoch die abgeworfenen Eisfragmente durch Eisfall oder Eiswurf von den Rotorblättern als Hauptquelle des Risikos angenommen. Sowohl bei Eiswurf als auch beim Eisfall übt der Wind zusätzliche Kräfte auf die abgelösten Eisfragmente aus. Hierdurch können die Eisfragmente besonders bei Sturm über weite Strecken befördert werden. Gleiches gilt auch bei abfallendem Gelände.

Auf der Rotorblattoberfläche tritt eine Vereisung ein, wenn unterkühlte Wassertropfen auf das Rotorblatt treffen oder die Temperatur der Oberfläche des Rotorblatts unterhalb vom Gefrierpunkt liegt und Wasserdampf direkt resublimiert. Unterhalb des Gefrierpunkts bildet sich beim Auftreffen von Wassertropfen sofort Eis. Bis -4°C erfolgt die Bildung von Klareis verzögert. Bei tieferen Temperaturen dominiert Raueis mit geringer Haftung und rauer Oberfläche. An den Profilkanten der Rotorblätter entstehen unterhalb von -10°C größere Raureifablagerungen, die jedoch keine signifikante Gefahr für Eisfall oder Eiswurf darstellen.

Generell sollten bei der Gefährdung durch Eisfall bzw. Eiswurf daher zwischen großflächig-

gen Eisplatten, die sich über einen großen Bereich der Profiltiefe ausbilden können und schlankeren Eisfragmenten, die von der Profilkante abbrechen, unterschieden werden. Hinweise zu Form und Masse von Eisfragmenten finden sich z.B. in der IEA Wind TCP Task 19 [IEA22].

Aufgrund der erheblichen jährlichen Schwankungen der Vereisungstage sind langjährige Messungen erforderlich, die idealerweise einen klimatologischen Zeitraum von 30 Jahren abdecken. Solche Langzeitmessungen oder Beobachtungen sind in Deutschland beispielsweise in Bodennähe an den Klimastationen des Deutschen Wetterdienstes (DWD) verfügbar. Allerdings sind Messungen in Bodennähe starken mikroskaligen Einflüssen ausgesetzt, sodass die Aussagekraft in Bezug auf Vereisung schon nach wenigen hundert Metern deutlich abnimmt, insbesondere wenn sich in lokalen Senken kalte Luft ansammelt. Diese mikroskaligen Effekte treten auf Nabenhöhe von WEA normalerweise nicht mehr auf und lassen sich kaum identifizieren oder korrigieren. Darüber hinaus müssen die Daten der Klimastationen oft über Entfernungen von mehr als 10 km und auf unterschiedliche Höhen über dem Meeresspiegel übertragen werden, was zu erheblichen Unsicherheiten in der Vorhersage der Vereisungstage führt.

Eine weitere mögliche Quelle sind großflächige Vereisungskarten, wie sie beispielsweise in der IEA Wind TCP Task 19 [IEA22] dargestellt sind. Diese Karten bieten jedoch nur Anhaltspunkte und allgemeine Tendenzen. In [B. 00] wird betont, dass die tatsächlichen Werte im Gegensatz zu den auf den großflächigen Karten dargestellten Werten bereits auf kurzen Distanzen stark variieren können und die lokale Geländetopografie berücksichtigt werden sollte. Die daraus resultierenden Unterschiede in der Einschätzung der Vereisungstage können extrem groß sein, wodurch diese Karten selbst zur Plausibilisierung lokaler Vereisungsdaten nur sehr eingeschränkt geeignet sind.

Für Deutschland ist eine hochaufgelöste Vereisungskarte des DWD, die die lokale Topografie berücksichtigt vorhanden [DWD18]. Diese Karte stellt vor dem Hintergrund der dargestellten Unsicherheiten die derzeit beste Datengrundlage zur Ermittlung der Vereisungstage für Standorte in Deutschland dar.

3.1 Modellierung und Simulation von Eiswurf und Eisfall

Für die Detailanalyse des Gefährdungspotenzials von Eiswurf bzw. Eisfall von WEA auf Schutzobjekte ist eine Simulation der Trefferhäufigkeiten um die WEA notwendig. Daher ist die Flugbahn der Eisfragmente zu modellieren.

Im Bericht wird der Ansatz nach Biswas, Taylor & Salmon [S. 11] als geeignetes Flugbahnmodell identifiziert und verwendet. Dieser beschäftigt sich mit der mathematischen Erfassung der Flugbahn eines Eisfragments von der Loslösung vom Rotorblatt bis zum Aufschlag auf dem Boden. Die Modellierung und Simulation von Eiswurf und Eisfall orientiert sich an Empfehlungen der IEA Wind TCP Task 19 [IEA22]. Das Modell basiert auf einem System von Differentialgleichungen, welches insbesondere die Masse des Eisfragments, dessen Querschnittsfläche, die Windgeschwindigkeit, den Luftwiderstand und die Gravitationskraft als Parameter miteinbezieht. Anhand der Gleichungen kann berechnet werden, welche Position und Geschwindigkeit ein Eisfragment über die Zeit vom Rotorblatt bis zum Aufprall einnimmt. Gemäß den Empfehlungen sind die Parameter des mathematischen Modells wie z.B. Position und Form der Eisfragmente statistisch zu variieren.

3.1.1 Simulation der Trajektorie

Ein Koordinatensystem wird so konstruiert, dass die Windgeschwindigkeit in x-Richtung zeigt und der Koordinatenursprung im Fußpunkt der WEA liegt (siehe Abbildung 3.1). Außerdem wird angenommen, dass die Windenergieanlage optimal ausgerichtet ist, die Rotorfläche also in der y-z-Ebene liegt.

Die Bewegung eines Eisfragments, das von der Windenergieanlage abgeworfen wird, kann dann durch folgende Differentialgleichung modelliert werden:

$$\begin{aligned} m \frac{d^2x}{dt^2} &= -\frac{1}{2} \rho C_D A \left(\frac{dx}{dt} - U(z) \right) |V|, \\ m \frac{d^2y}{dt^2} &= -\frac{1}{2} \rho C_D A \left(\frac{dy}{dt} \right) |V|, \\ m \frac{d^2z}{dt^2} &= -mg - \frac{1}{2} \rho C_D A \left(\frac{dz}{dt} \right) |V|. \end{aligned} \quad (3.1)$$

Dabei sind x, y, z die kartesischen Koordinaten für die Position des Eisfragments, C_D , A und m bezeichnen den Luftwiderstandsbeiwert, die Querschnittsfläche und die Masse des Eisfragments, t ist die Zeit, ρ bezeichnet die Luftdichte, g die Erdbeschleunigung, $U(z)$ die Windgeschwindigkeit (WS) in Abhängigkeit von der Höhe z , und $|V|$ die relative

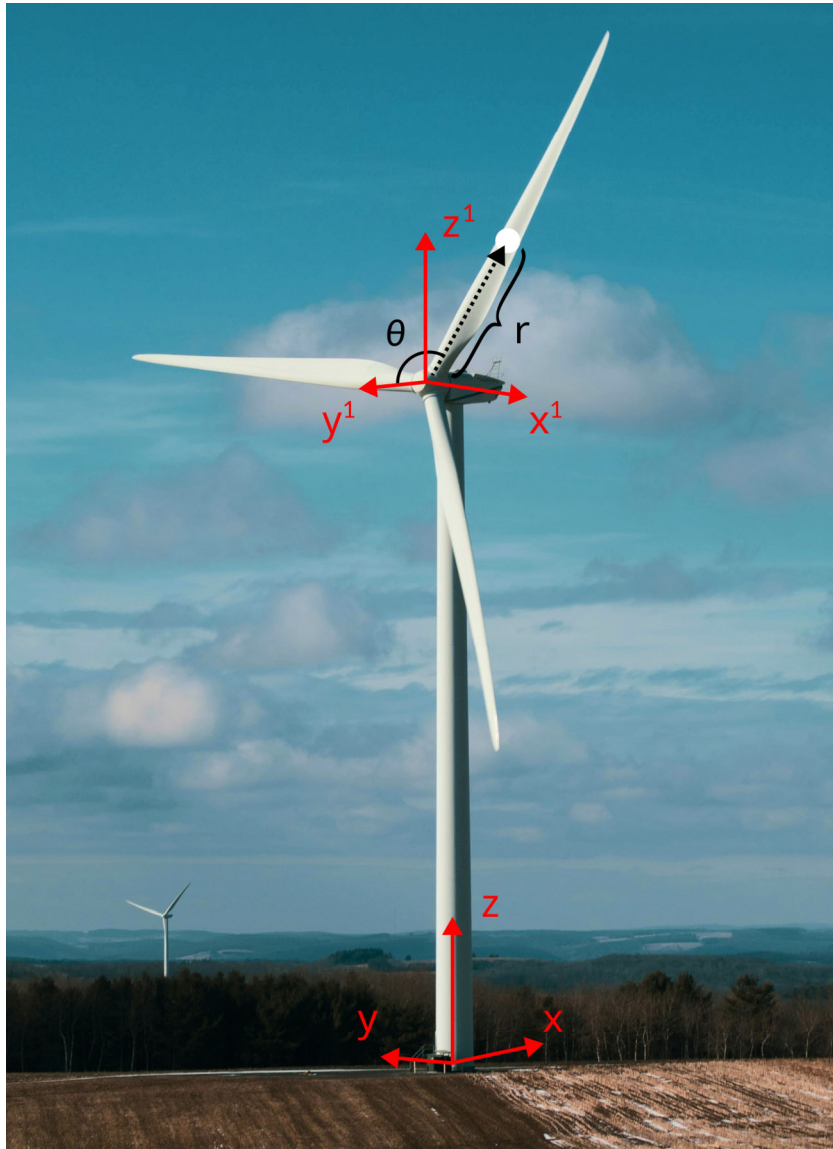


Abbildung 3.1: Koordinatensystem (x, y, z) zur Berechnung der Trajektorie. Die Windrichtung zeigt entlang x . Das System (x', y', z') ergibt sich aus (x, y, z) durch Translation vom Fußpunkt zur Nabe und veranschaulicht die Definition von r und θ , welche den initialen Ort des Eisfragments parametrisieren. Foto: Ilja Nedilko.

Windgeschwindigkeit.

$$|V| = \sqrt{\left(\frac{dx}{dt} - U(z)\right)^2 + \left(\frac{dy}{dt}\right)^2 + \left(\frac{dz}{dt}\right)^2} \quad (3.2)$$

Die Windgeschwindigkeit $U(z)$ wird über das logarithmische Windprofil modelliert.

$$U(z) = \left(\frac{u_*}{k}\right) \ln\left(\frac{z + z_0}{z_0}\right) \quad (3.3)$$

Dabei sind u_* die Schubspannungsgeschwindigkeit, k die Kármán-Konstante, z die Höhe über dem Boden, und z_0 die Rauigkeitslänge des Bodens.

Um Gleichung (3.1) numerisch zu integrieren werden die Anfangsbedingungen benötigt. Dazu wird der Punkt an dem sich das Eisfragment ablöst mithilfe des Ablöse-Winkels θ (siehe Abbildung 3.1) und des Ablöse-Radius r , welcher dem Abstand zur Nabe entspricht, parametrisiert. Unter der Annahme, dass sich das Eisfragment ablöst ohne dabei kinetische Energie zu verlieren, ergeben sich der initiale Ort und die initiale Geschwindigkeit als

$$r_0 = \begin{pmatrix} 0 \\ r \cos(\theta) \\ r \sin(\theta) + NH \end{pmatrix}, \quad v_0 = \begin{pmatrix} 0 \\ -r\omega \sin(\theta) \\ r\omega \cos(\theta) \end{pmatrix}. \quad (3.4)$$

Hierbei ist ω die Winkelgeschwindigkeit des Rotors und NH die Nabenhöhe. Das Vorzeichen von v_0 muss umgedreht werden falls die WEA gegen den Uhrzeigersinn rotiert.

Von besonderem Interesse ist der Punkt an dem das Eisfragment auf den Boden auftrifft. Um diesen zu berechnen wird der Schnittpunkt der Trajektorie mit einem digitalen Geländemodell berechnet.

3.1.2 Monte Carlo Simulation

Um festzustellen wohin Eisfragmente geworfen werden, wird die Bewegungsgleichung (3.1) für sehr viele verschiedene Anfangsbedingungen und Umgebungsparameter numerisch integriert (1.000.000 mal pro WEA). Die Parameter, die in (3.1) eingehen werden wie folgt generiert:

Ablöse-Radius r : Der Ablöse-Radius wird zufällig entsprechend einer Gleichverteilung aus dem Intervall $[0, R]$ gewählt, wobei R der Rotor-Radius ist.

Ablöse-Winkel θ : Der Ablöse-Winkel wird zufällig entsprechend einer Gleichverteilung aus dem Intervall $[0, 2\pi]$ gewählt.

Luftdichte ρ : Die Luftdichte wird aus einer meteorologischen Datenbank entnommen.

Luftwiderstandsbeiwert C_D : Der Luftwiderstandsbeiwert wird in Einklang mit Ref. [IEA22] als konstant mit 1,0 angenommen.

Erdbeschleunigung g : Die Erdbeschleunigung wird als konstant mit $g = 9,81\text{m/s}^2$ angenommen.

Verhältnis von Fläche A zu Masse m : Da m und A nicht separat sondern nur als Verhältnis A/m in eq. (3.1) eingehen, genügt es einen realistischen Wert für A/m zu wählen. In der Literatur gibt es einige Studien bei denen die von einer Windenergieanlage abgeworfenen Eisfragmente vermessen wurden. Die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Messgröße A/m wurde in Ref. [IEA22] als Histogramm geschätzt indem die Ergebnisse mehrerer Studien kombiniert wurden. Für jeden simulierten Eiswurf wird die Größe A/m entsprechend der Verteilung aus Ref. [IEA22] zufällig gewählt.

Rauhigkeitslänge z_0 : Die Rauhigkeitslänge wird über Corine Land Cover daten berechnet.

Schubspannungsgeschwindigkeit u : Die Verteilung der Windgeschwindigkeit bei bekannter Höhe wird aus der Weibullverteilung entnommen. Für jeden simulierten Eiswurf wird eine Geschwindigkeit entsprechend dieser Verteilung zufällig gewählt. Die Schubspannungsgeschwindigkeit u lässt sich dann aus eq. (3.3) berechnen, da für einen Wert von z die Windgeschwindigkeit $U(z)$ bekannt und u die einzige Unbekannte in eq. (3.3) ist.

Kármán-Konstante k : Die Kármán-Konstante wird mit $k = 0,4$ angenommen.

Windrichtung: Eine Wahrscheinlichkeitsverteilung über die Windrichtung wird aus einer meteorologischen Datenbank entnommen. Entsprechend dieser Verteilung wird die Windrichtung zufällig gewählt.

Winkelgeschwindigkeit des Rotors ω : Sobald die Windgeschwindigkeit gewählt wurde, kann die Winkelgeschwindigkeit des Rotors aus der $\omega(v)$ -Kurve der WEA berechnet werden.

3.2 Methoden der Risikoabschätzung

Entsprechend den Empfehlungen der IEA Wind TCP Task 19 [IEA22] sind Risikoanalysen das passende Mittel, um qualitative oder quantitative Beschreibungen von bestehenden Unsicherheiten vorzunehmen und die Auswirkungen verschiedener Entscheidungsmöglichkeiten zu bewerten. Das Risiko ist das Produkt aus Schadenshöhe und Häufigkeit. Hierbei ist eine hohe Eintrittswahrscheinlichkeit umso akzeptabler, je geringer der Schaden eingeschätzt wird. Umgekehrt erfordert ein eventuell hoher Schaden ggf. eine Verringerung der Eintrittswahrscheinlichkeit. Diese Komponenten sind im Einzelfall gegeneinander auszugleichen. Dabei lässt sich keine exakte Grenze zwischen einem akzeptablen und einem inakzeptablen Risiko definieren. Vielmehr existiert ein Übergangsbereich, in dem Verbesserungen möglich und sinnvoll sind.

Die Wahrscheinlichkeit des Eintritts von Eisfall und Eiswurf wird am Standort der geplanten WEA im Rahmen dieser Eisrisikoanalyse ermittelt. Darauf aufbauend kann bestimmt werden, wie wahrscheinlich es ist, an diesem Standort durch ein Eisfragment getroffen zu werden. Zudem wird das Gebiet um die WEA in verschiedene Zonen und deren Frequentierungshäufigkeit durch z.B. Passanten oder Fahrzeuge aufgeteilt.

Abhängig vom jeweiligen Szenario sind verschiedene Ansätze für unterschiedliche Gruppen an Individuen, die eine WEA passieren (z.B. Fußgänger, Autoverkehr), zu wählen, um eventuelle Konsequenzen eines Eiswurfs abzuschätzen. So sind z.B. Personen in Autos besser geschützt als beispielsweise Fußgänger. Gemäß der [IEA22] dient die Probit-Funktions-Methode in diesem Zusammenhang dazu, die Sterblichkeitsrate von ungeschützten Personen abhängig von der Auftreffenergie eines Objektes zu berechnen.

Teil der Risikoanalyse ist es zudem, die Aufenthaltshäufigkeit und -dauer einer Person im Umkreis der WEA zu ermitteln. Dafür soll nicht nur das individuelle, sondern auch das kollektive Risiko bestimmt werden. Dies erfordert die Unterteilung der durchschnittlich ermittelten Zahl an Passanten und Fahrzeugen in ihrer Bewegung auf unterschiedliche Wege-Kategorien (häufig, regelmäßig, wenig und unbenutzte Wege). Bei Autobahnen und Bundesstraßen kann auf Zählungen zurückgegriffen werden; bei Wanderwegen ist hingegen eine Schätzung vorzunehmen. Die Expositionszeiten sollten für Tätigkeiten ermittelt werden, wie diese unter Eisfall- bzw. Eiswurfbedingungen auftreten.

3.3 Risikobewertung

3.3.1 Grenzwerte für individuelles Risiko

Die Grenzwerte für das individuelle Risiko werden mithilfe des MEM-Kriteriums bestimmt. Der Grundsatz der minimalen endogenen Sterblichkeit (MEM) gemäß [Deu00] besagt, dass ein neues technisches System nicht zu einer signifikanten Erhöhung des individuellen Risikos im Vergleich zur minimalen endogenen Sterblichkeitsrate führen darf. Die minimale endogene Sterblichkeit in entwickelten Ländern findet sich in der Gruppe der 5- bis 15-jährigen. Sie liegt bei $2 \cdot 10^{-4}$ Todesfällen pro Person und Jahr. Damit sich die endogene Sterblichkeitsrate nicht nennenswert erhöht, wird gefordert, dass die mit einer neuen Technologie verbundene Sterblichkeit nicht mehr als 10^{-5} pro Person und Jahr betragen darf. Risiken, die über diesen Wert hinausgehen sind folglich nicht akzeptabel.

3.3.2 Grenzwerte für kollektives Risiko

Bei der Bewertung von Schutzobjekten, bei denen sich eine größere Anzahl von Personen in der Nähe der WEA aufhält wie zum Beispiel bei Verkehrswegen, so ist das Kollektivrisiko zu bewerten. Gemäß [IEA22] sind die Grenzwerte für das Kollektivrisiko definiert. Diese liegen für das Kollektivrisiko zwei Zehnerpotenzen oberhalb des MEM-Kriteriums und somit bei 10^{-3} Todesfällen pro Jahr.

Gemäß IEA Wind TCP Task 19 [IEA22] kann für das Risiko im Straßenverkehr der Grenzwert für das kollektive Risiko basierend auf vorliegende Unfallstatistiken ermittelt werden. Diese Vorgehensweise findet in Deutschland Anwendung für Autobahnen, Bundesstraßen und Landesstraßen. Gemäß Bundesanstalt für Straßenwesen [Ber17] werden die Statistiken zu den Verunglückten und Schwerverletzten verwendet und in Kombination mit der Inlandsfahrleistung das Risiko ermittelt. Entsprechend der grundsätzlichen Idee des MEM-Kriteriums wird auch hier gefordert, dass ein bestehendes Risiko nicht nennenswert erhöht werden darf. Der anzusetzende Grenzwert für eine inakzeptable Gefährdung durch Eiswurf oder Eisfall wird daher eine Größenordnung niedriger als das bestehende Risiko gewählt. [IEA22]

3.3.3 Risikobewertung

Die International Energy Agency (IEA) hat auf internationaler Ebene Empfehlungen für die Risikobewertung von Eisfall und Eiswurf erarbeitet. Gemäß IEA Wind TCP Task 19 [IEA22] ist in Abhängigkeit vom Schutzobjekt das individuelle oder kollektive Risiko zugrunde zu

legen. Dies erfolgt abhängig von der Aufenthaltswahrscheinlichkeit von Personen. Hierbei gilt in Anlehnung an die IEA folgende Aufteilung:

- individuelles Risiko:
 - Radwege, Fußgängerwege, Straßen und Wege mit geringer Frequentierung, Wirtschaftswege
 - landwirtschaftliche und wohnlich genutzte Gebäude
- kollektives Risiko:
 - öffentliche Straßen, Autobahn, Bundesstraße, Kreisstraße, Landstraße
 - Bahnschienen
 - öffentliche Versammlungsstätte, Sportstätten, Parkplätze
 - Industriegelände

Das MEM-Kriterium definiert für das individuelle Risiko dabei die Obergrenze des sogenannten ALARP-Bereichs. Risiken die höher als das MEM-Kriterium liegen, sind demnach nicht akzeptabel.

Die Grenzwerte für das kollektive Risiko werden mithilfe des ALARP-Prinzips bestimmt. Das ALARP-Prinzip (as low as reasonably practicable) teilt Risiken in vier Bereiche ein: allgemein akzeptabler Bereich (1), unterer Toleranzbereich (2) oberer Toleranzbereich (3) und inakzeptabler Bereich (4). Eine dahingehende Kategorisierung soll nach relevanten statistischen Daten aus dem jeweiligen Bereich erfolgen.

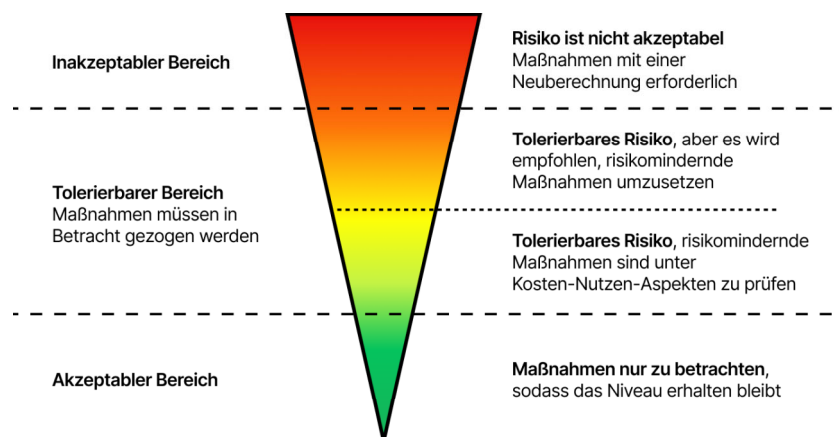


Abbildung 3.2: ALARP-Prinzip.

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

Das individuelle Risiko ist in der Regel für stark genutzte überregionale Verkehrswege wie Autobahn und Bundesstraßen nicht maßgeblich. Für fast alle anderen Straßen ist das individuelle Risiko dort maßgeblich an den Stellen an denen ungeschützte Personen zu erwarten sind.

Entsprechend dem ALARP-Prinzip werden unterhalb des inakzeptablen Bereichs weitere Risikobereiche definiert, die unterschiedliche Maßnahmen zur Risikominimierung erfordern. Das MEM-Kriterium definiert für das individuelle Risiko dabei die Obergrenze des ALARP-Bereichs. Risiken die höher als das MEM-Kriterium liegen, sind demnach nicht zu akzeptieren.

Tabelle 3.1: Individuelle und kollektive Risikoeinstufung gemäß IEA Wind TCP Task 19 [IEA22]

kollektives Risiko	individuelles Risiko	Bewertung
$> 10^{-3}$	$> 10^{-5}$	Das Risiko ist inakzeptabel. Es müssen Maßnahmen zur Risikominderung vollzogen werden.
10^{-4} bis 10^{-3}	10^{-6} bis 10^{-5}	Das Risiko ist hoch und liegt im oberen ALARP-Bereich. Es sind die bekannten Maßnahmen zur Risikominderung anzuwenden, um das Risiko zu verringern.
10^{-5} bis 10^{-4}	10^{-7} bis 10^{-6}	Das Risiko ist tolerierbar und liegt im unteren ALARP-Bereich. Wenn Maßnahmen zur Risikominderung unter Kosten-Nutzen-Faktoren umsetzbar sind, sollten diese umgesetzt werden.
$< 10^{-5}$	$< 10^{-7}$	Das Risiko ist akzeptabel. Es sind keine weiteren Maßnahmen zu vollziehen.

Wie aus der IEA Wind TCP Task 19 [IEA22] hervorgeht, unterscheiden sich die Risikowerte zwischen kollektivem und individuellem Risiko um zwei Größenordnungen (Zehnerpotenzen). Gemäß der IEA Wind TCP Task 19 [IEA22] gibt es hierfür keine strikten Risikoakzeptanzkriterien als Grenzwert, da es manchmal Grenzen gibt, wie z.B. ein besonderes

öffentliches Interesse, das ein Argument für die Akzeptanz höherer Risiken in einem bestimmten Gebiet sein kann. Durch die vorangegangene Tabelle lässt sich zusammenfassen, dass...

- wenn die berechneten Risiken kleiner als 10^{-5} (kollektiv) und 10^{-7} (individuell) sind, sind keine Maßnahmen erforderlich.
- wenn die berechneten Risiken größer als 10^{-3} (kollektiv) und 10^{-5} (individuell) sind, ist das Risiko inakzeptabel und die Planung der WEA muss signifikant verändert werden.
- Im Bereich zwischen den Grenzwerten wird standortbezogen geprüft, inwieweit Maßnahmen anzuwenden sind oder empfohlen werden.

3.3.4 Annahmen der Bewertung

Zur Risikobewertung des individuellen Risikos wird ein Grenzwert festgelegt, welcher nicht überschritten werden darf. Hierfür finden sich in der Literatur zwei verschiedene Verfahren die einen Grenzwert für ein Todfallrisiko zur Geltung bringen. Einerseits wird für das individuelle Risiko das MEM-Kriterium verwendet. Andererseits wird gemäß Sicherheit und Zuverlässigkeit im Bauwesen [J. 18] für das gesellschaftlich akzeptierte Todesfallrisiko in Abhängigkeit vom Grad der Freiwilligkeit und möglichen Einflussnahme auf die Handlung dargestellt. Die Risikoakzeptanz sinkt, sofern sich die Person nicht freiwillig der Gefährdung ausgesetzt oder keine Möglichkeit durch eigenes Handeln sich zu schützen hat. Hierbei gilt auch der Grenzwert der maximalen Häufigkeit bei nicht mehr als 10^{-5} pro Person und Jahr.

An dieser Stelle wird das MEM-Kriterium als absoluter Grenzwert gerechtfertigt, da sich Individuen im Normalfall weder freiwillig in diese Lage bringen noch kann durch selbstständige Einflussnahme das Risiko signifikant minimiert werden. Es wird eine konservative Vorgehensweise gewählt. Ein Treffer des Eisfragments auf eine ungeschützte Person führt immer zu einer schweren Verletzung oder zum Tod. Ein Treffer des Eisfragments auf eine geschützte Person (z.B. Person im Fahrzeug) führt immer zu einer schweren Verletzung oder zum Tod der Insassen. Die durchschnittliche Anzahl von Personen in einem Fahrzeug beträgt gemäß [heu18] 1,46 Personen pro Pkw. Durch das Ausschließen der Unterscheidung von leichter und schwerer Verletzung wird eine vereinfachte konservativere Vorgehensweise gewählt, da eine Unterscheidung schwierig darstellbar ist und eine größere Unsicherheit mit sich bringt.

Für einen Treffer eines Eisfragments auf einen Zug ist auch das MEM-Kriterium als absoluter Grenzwert gerechtfertigt, da sich Individuen im Normalfall weder freiwillig in diese Lage

bringen noch kann durch selbstständige Einflussnahme das Risiko signifikant minimiert werden. Es wird eine konservative Vorgehensweise gewählt, so wird davon ausgegangen, dass die durchschnittliche Personenanzahl in einem Zug 50 Personen beträgt. Hierbei wird nicht zwischen Personen- und Güterzug unterschieden. Nicht jeder Treffer eines Eisfragments führt unmittelbar zum Tod oder eine Gefährdung der einzelnen Personen. In Folge dessen wird ein Korrekturfaktor von 0,002 gerechtfertigt, da es aus Folgeschäden zu einem Personenrisiko führen kann.

Für Schutzobjekte, bei denen sich eine größere Anzahl von Personen in der Nähe der WEA aufhalten, wird das resultierende Kollektivrisiko bewertet. Gemäß der IEA Wind TCP Task 19 [IEA22] kann für das Risiko im Straßenverkehr auf Grundlage der Unfallstatistiken ermittelt werden. Dieses Vorgehen ist für Straßen wie Autobahn, Kreisstraße, Bundesstraße und ähnlich befahrene Straßen anwendbar. Der Ansatz für die Betrachtung des Kollektivrisikos ist, dass das grundsätzliche MEM-Kriterium nicht signifikant erhöht werden darf. Das bestehende Risiko darf somit durch den Neubau von Technologien nicht vergrößert werden. Der anzusetzende Grenzwert für ein Kollektivrisiko liegt somit bei 10^{-3} Todesfällen pro Jahr.

3.4 Risikominderung

3.4.1 Quantitative Maßnahmen

Gemäß der IEA Wind TCP Task 19 [IEA22] bedeuten quantitative Maßnahmen, dass der Maßnahme ein Wirkungsgrad zugeordnet werden kann. Dieser kann durch einen Risikominderungsfaktor (RRF) ausgedrückt werden, um den das Risiko verringert wird. In dieser Terminologie bedeutet ein RRF von z.B. 10, dass eine Sicherheitsmaßnahme das Risiko um den Faktor 10 verringert. In der folgenden Tabelle sind die gebräuchlichsten quantitativen Maßnahmen mit einer vorgeschlagenen Spanne für den RRF aufgeführt.

Tabelle 3.2: Quantitative Maßnahmen gemäß IEA Wind TCP Task 19 [IEA22]

Sicherheitsmaßnahmen	Risikominderungsfaktor (RRF)	geeignet für
Warnschilder für Eisfallbedingungen	1 bis 10	kleinere Straßen und Wege
Warnleuchten (gekoppelt mit dem Eiserkennungssystem) in Kombination mit Warntafeln	10 bis 100	kleinere Straßen und Wege

Tabelle 3.2: Fortsetzung: Quantitative Maßnahmen gemäß IEA Wind TCP Task 19 [IEA22]

Sicherheitsmaßnahmen	Risikominderungsfaktor (RRF)	geeignet für
Straßensperrung durch z.B. Beschränkung	10 bis 100	Straßen und Wanderwege

Die maximal erreichbare Risikominderung beträgt 100. Die nächste Größenordnung (1000) ist nicht zu erreichen, da menschliche Fehler berücksichtigt werden müssen. Folglich kann durch die in 3.2 genannten quantitativen Maßnahmen ein Risiko aus dem inakzeptablen Bereich nicht in den akzeptablen Bereich verschoben werden.

3.4.2 Maßnahmen, die eine Neuberechnung erfordern

Wenn die in Kapitel 3.4.1 genannten quantitativen Maßnahmen nicht umgesetzt werden können, oder nicht zur erforderlichen Risikominderung führen, sind andere Maßnahmen notwendig, die oft Veränderungen der WEA-Konfiguration oder bauliche Maßnahmen bedeuten und daher oftmals eine Neuberechnung des Projektes erfordern. Folglich sind gemäß IEA Wind TCP Task 19 [IEA22] Maßnahmen aufgeführt, die oftmals eine Neuberechnung erfordern.

Tabelle 3.3: Maßnahmen, die eine Neuberechnung erfordern gemäß IEA Wind TCP Task 19 [IEA22]

Sicherheitsmaßnahmen	geeignet für
Fester Azimutwinkel der Gondel (optimiert für das zu schützende Objekt)	Neuberechnung erforderlich, da die Fixierung des Gondel-Azimutwinkels auch zu einer Risikoerhöhung führen kann (je nach Standortfaktoren)
Neue WEA-Abmessungen (Verringerung des RD oder der NH)	Neuberechnung erforderlich
WEA-Standort verlegen	Neuberechnung erforderlich
Verlegung des betroffenen Schutzobjektes (z.B. Straße / Wege)	Grundsätzlich ist eine Neuberechnung erforderlich, außer das neue Schutzobjekt wird nicht von Eis getroffen
Verlegung des betroffenen Schutzobjektes (z.B. Straße / Wege) im Winter	Grundsätzlich ist eine Neuberechnung erforderlich, außer das neue Schutzobjekt wird nicht von Eis getroffen.

Tabelle 3.3: Fortsetzung: Maßnahmen, die eine Neuberechnung erfordern gemäß IEA Wind TCP Task 19 [IEA22]

Sicherheitsmaßnahmen	geeignet für
Anpassung der Betriebs- und Anlageneigenschaften	Neuberechnung erforderlich, Methoden zur Eiserkennung und des Wiederanlaufverhaltens können das Risiko verringern

Technische Lösungen wie die Blattheizung wurden nicht in erster Linie entwickelt, um das Risiko zu verringern, aber diese können das Risiko je nach System und Konfiguration verändern.

3.4.3 Qualitative Maßnahmen

Zusätzliche Maßnahmen, die eine Wirkung haben, aber nicht quantitativ bewertet werden können, sollten unabhängig von den oben genannten Maßnahmen ergriffen werden. Hierbei gilt es, dass eine aufklärende Kommunikationsstrategie, um die Bewohner zu informieren sehr wichtig ist. Hierdurch kann langfristig das Verhalten der Anwohner bei Eisfallbedingungen sensibilisiert werden.

3.4.4 Addition von Risiken

Auf kleinen lokalen Straßen, Wegen und Pfaden, wie z.B. Feldwegen und Pfaden, wo das individuelle Risiko zum relevanten Risiko wird, kann eine kritische Person definiert werden. Die kritische Person ist diejenige, für die das Risiko als am höchsten eingeschätzt wird. Das kann z.B. ein Jogger sein, der wöchentlich am Windpark vorbeikommt oder ein Anwohner, der täglich mit seinem Hund spazieren geht. Die Akkumulation der Risiken kann dann auf die WEA beschränkt werden, die ein Risiko entlang der angenommenen Route des kritischen Individuums darstellen. Die Akkumulation mehrerer berechneter Risikowerte muss als eine Ausbreitung von Wahrscheinlichkeiten behandelt werden, die in Termen höherer Ordnung resultieren. Da die Risikowerte im Allgemeinen viel kleiner als 1 sind, können Terme höherer Ordnung in den meisten Fällen vernachlässigt werden. Das Gesamtrisiko wird dann als Summe der Einzelrisiken berechnet. [IEA22]

Es gibt viele Routen in einem verzweigten Verkehrswegenetz innerhalb eines Windparks, die nicht alle betrachtet werden können. Hier genügt es eine repräsentative Route zu wählen, um eine konservative Einschätzung zu garantieren. In der Praxis lässt sich für Wege des regionalen oder des Nahverkehrs wie folgt verfahren.

Zuerst werden die Gefahren ermittelt, mit denen jede einzelne WEA in Bezug auf die verschiedenen Schutzobjekte konfrontiert ist. Wenn hier bereits bestimmte Risiken im oberen ALARP-Prinzip vorliegen, lassen sich die entsprechenden Maßnahmen ableiten. Danach erfolgt die Festlegung einer repräsentativen Route, wofür das Risiko bestimmt und bewertet wird. Möglicherweise lassen sich daraus weitere Maßnahmen zur Risikominderung ableiten. Ist die Summe der Risiken der geplanten WEA unterhalb der jeweils anzusetzenden Grenzwerte (individuell und kollektiv), kann der vorherige Schritt vernachlässigt werden. Dies gilt auch, wenn die Risiken jeweils im uneingeschränkt akzeptablen Bereich liegen. Wenn die Risiken der geplanten WEA für die relevanten Schutzobjekte im unteren ALARP-Bereich liegen, muss im Einzelfall geprüft werden, wie der Beitrag zum Gesamtrisiko einzustufen ist.

4 Eingangsdaten

In den folgenden Abschnitten werden die Eingangsdaten, die zur Risikobewertung von Eiswurf und Eisfall notwendig sind, aufgeführt. Dazu zählen unter anderem die Winddaten und die WEA-Daten. Die Koordinaten in diesem Bericht werden generell im UTM Koordinatensystem in der Zone 32 angegeben. Der zugehörige EPSG Code ist 25832.

4.1 Windenergieanlagen

Die Beurteilung erfolgt für die zwei geplanten WEA.

Tabelle 4.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration und die Angabe ob ein Eiserkennungssystem (EES) bereits verwendet wird

WEA ID	Hersteller	Anlagentyp	P _{Nenn} [kW]	NH [m]	FEH [m]	RD [m]	UTM Ost [m]	UTM Nord [m]	EES?	GW
WEA 01	Enercon	E-138 EP3 E3	4.260	160,0	0,0	138,0	503.961,0	5.934.383,0	Ja	-
WEA 02	Enercon	E-138 EP3 E3	4.260	160,0	0,0	138,0	503.950,0	5.934.733,0	Ja	-

Aufgrund der vorhandenen Systeme der Eiserkennung kann der Betrieb bei potenziell gefährlichem Eisansatz weitestgehend ausgeschlossen werden. Für diese WEA ist daher eine Gefährdung durch Eiswurf standortspezifisch nicht zu beachten.

4.2 Windverteilung

Die am Standort zu erwartenden Windbedingungen werden auf Basis der folgenden, für den geplanten Windparkstandort als repräsentativ angenommenen, Windgeschwindigkeitsverteilung ermittelt.

ID: WVO
Standort: Alfstedt
UTM-Koordinaten: Ost 503.961 m | Nord 5.934.383 m
Höhe: 160,0 m

Tabelle 4.2: Windgeschwindigkeitsverteilung zu ID WV0

Sektor	A [m/s]	k [-]	Häufigkeit [%]
N	6,8	2,44	4,30
NNO	6,6	2,43	4,10
ONO	7,8	2,77	6,40
O	7,9	2,77	7,30
OSO	7,9	2,87	7,40
SSO	7,5	2,83	6,00
S	8,2	2,59	7,60
SSW	9,6	2,86	11,40
WSW	9,7	2,86	16,70
W	9,0	2,42	10,50
WNW	8,4	2,56	11,10
NNW	7,5	2,29	7,20
Gesamt	8,4	2,54	100,00

5 Berechnungsergebnisse

5.1 Vereisungspotential

Im Rahmen des Schweizer Forschungsprojektes „Alpine Test Site Gütsch“ [R. 08] wurden abgefallene bzw. abgeworfene Eisstücke einer WEA mit einem Rotordurchmesser von 44,0 m statistisch erfasst. Hierbei wurden in vier Jahren mindestens 250 Eisobjekte gezählt. Unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Tage mit Vereisung des Standorts Gütsch an dem 10 bis 30 Tage mit Vereisung pro Jahr vorliegen, lässt sich die Anzahl der Eisobjekte pro Vereisung bestimmen. Hieraus lässt sich ableiten, dass aufgerundet 7 Eisstücke je Vereisung abfallen bzw. abgeworfen werden. Gemäß des Schweizer Forschungsprojektes „Alpine Test Site Gütsch“ [R. 08] ist davon auszugehen, dass nicht alle Eisobjekte erfasst wurden und aus diesem Grund eine Unsicherheit von 100% angenommen wird. Hieraus ergibt sich ein Wert von 14 Eisobjekten je Vereisung. Zur Bestimmung der Anzahl der Eisobjekte pro Vereisung am geplanten Standort wird das Verhältnis des Rotordurchmessers linear skaliert.[Las00] [IEA22]

Die Anzahl der jährlichen Vereisungen am geplanten Standort wird anhand der Vereisungskarte des Deutschen Wetterdienstes [DWD18] bestimmt. Die Verteilung der Vereisungen erfolgt in räumliche Raster von (1×1) km. Diese Daten wurden aus den Messungen der DWD-Stationen sowie qualitativ vergleichbaren Partnernetzstationen in Deutschland abgeleitet, wobei die Höhenabhängigkeit berücksichtigt wird.

Das Verhältnis multipliziert mit den Eisobjekten pro Vereisung und den Vereisungstagen pro Jahr ergibt die Anzahl der Eisobjekte pro Jahr.

$$\frac{\text{Eisobjekte}}{\text{Jahr}} = A \cdot \frac{RD_{ZB}}{RD_{E-44}} \cdot \frac{\text{Vereisungen}}{\text{Jahr}} \quad (5.1)$$

mit:

$$A = 14 \left[\frac{\text{Eisobjekte}}{\text{Vereisungen}} \right] \text{ [R. 08]}$$

RD_{ZB} = Rotordurchmesser der geplanten WEA [m]

RD_{E-44} = Rotordurchmesser der WEA aus dem Forschungsprojekt [m] [R. 08]

Tabelle 5.1: Über das Verhältnis aus dem quadrierten Rotordurchmessern und den Vereisungen pro Jahr können die Eisobjekte pro Jahr abgeschätzt werden

Hersteller	Anlagentyp	RD [m]	Verhältnis	Eisobjekte pro Vereisung	Vereisungen [1/a]	Eisobjekte [1/a]
Enercon	E-138 EP3 E3	138	3,13	43,90	12,00	526

5.2 Identifikation von relevanten Schutzobjekten

5.2.1 Methodik

Zur Risikobewertung wird ein Radius von 1,5·(Rotordurchmesser + Nabenhöhe) rund um die WEA berücksichtigt. Innerhalb dieses Radius werden sämtliche relevanten Schutzobjekte erfasst und analysiert. Dabei wird, wie in Kapitel 3.3.3 beschrieben, zwischen individuellem und kollektivem Risiko unterschieden. Die Bewertung der Risiken erfolgt für jedes relevante Schutzobjekte separat.

Die relevanten Schutzobjekte werden mittels zertifizierter Karten [COR20] identifiziert und mit Satellitenbildern abgeglichen. Ein Ortstermin im Rahmen der Risikobewertung ist gemäß IEA Wind TCP Task 19 [IEA22] nicht vorgesehen. Es wird jedoch empfohlen, bei nicht eindeutig identifizierbaren Strukturen oder Schutzobjekte eine Standortbesichtigung durchzuführen.

Ein Ortstermin dient nicht zur Bestimmung der Aufenthaltshäufigkeit von Personen in oder auf Schutzobjekten, zur Bestimmung der Frequentierung von Verkehrswegen oder zur Bestimmung der Klimatologie des Standortes.

5.2.2 Zu betrachtende Schutzobjekte

In der nachfolgenden Tabelle sind die zu betrachtenden Schutzobjekte mit den Abständen zu den zugehörigen WEA aufgeführt. In der Interaktiven Karte in Kapitel 7 ist die detaillierte Darstellung der zu betrachtenden Schutzobjekte erkennbar. Diese Übersicht dient dazu, die räumliche Verteilung und die wichtigsten Merkmale der betrachteten Schutzobjekte im Zusammenhang mit den geplanten WEA anschaulich darzustellen.

Tabelle 5.2: Darstellung der relevanten Schutzobjekte, des minimalen Abstands zur nächstgelegenen WEA und des minimalen Abstands zur nächstgelegenen WEA im Verhältnis zum 1,5-fachen der Summe aus Rotordurchmesser und Nabenhöhe

SO ID	Bezeichnung	Zusatzbeschreibung des Schutzobjektes	min. Abstand WEA [m]	min. rel. Abstand WEA
SO-01	Hauptwirtschaftsweg	—	136,99	0,30
SO-02	Hauptwirtschaftsweg	—	203,78	0,45

Zuwegungen zu den WEA werden in der Regel nicht als Schutzobjekte aufgenommen, da diese Privatwege sind und nicht für den öffentlichen Zugang bestimmt sind. Als risikomindernde Maßnahme wird auf diesen Wegen eine Beschilderung mit Warnhinweisen empfohlen.

In der folgenden Karte werden die Treffer aus der mathematischen Simulation dargestellt. Die Stellen mit einem erhöhten Erwartungswert sind rot markiert, die mit weniger erwarteten Treffern sind gelblicher bis ins grünliche markiert. Im folgenden Kapitel wird aus den erwarteten Treffern und der Aufenthaltswahrscheinlichkeit das Risiko für die relevanten Schutzobjekte abgeschätzt.

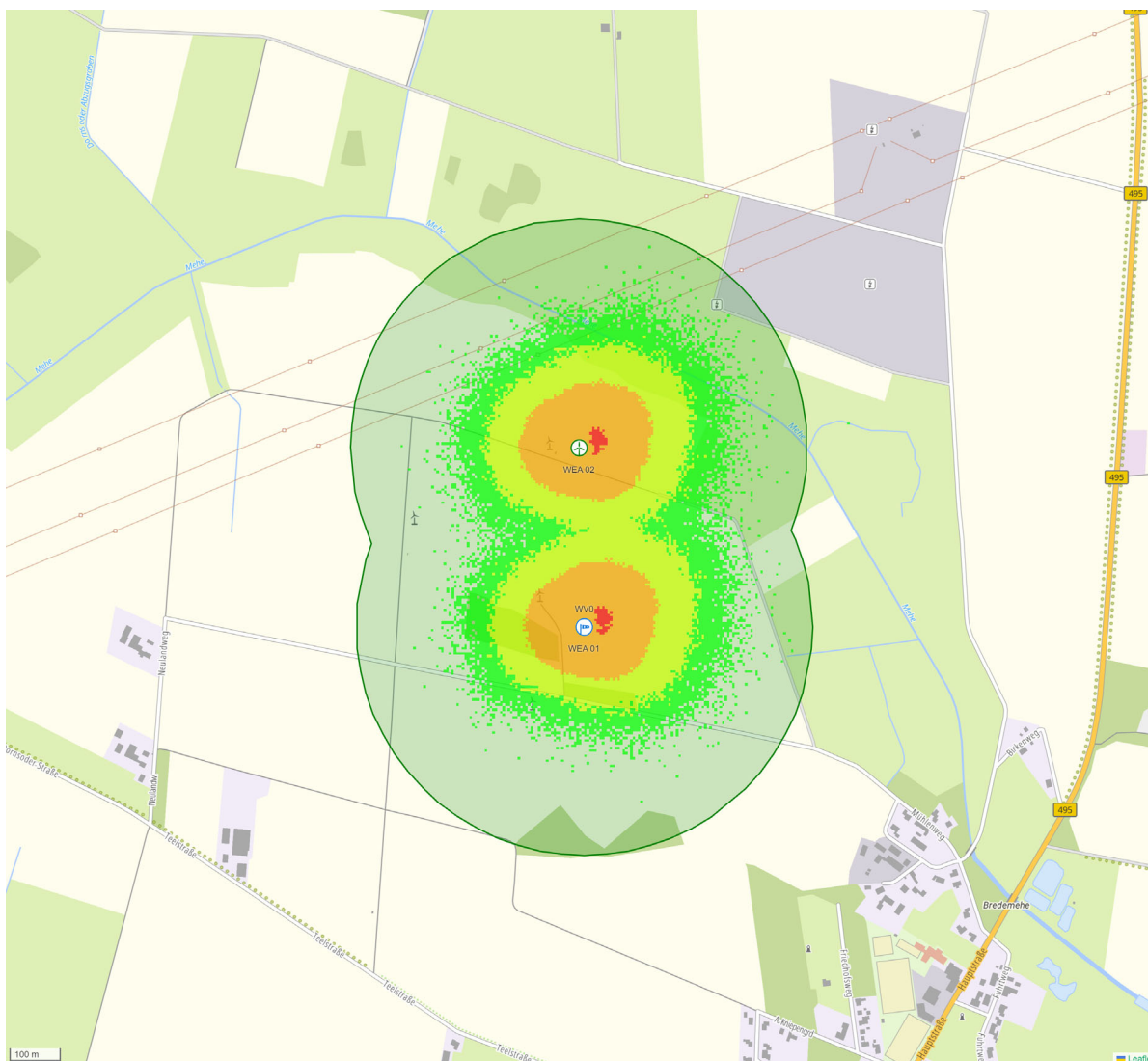


Abbildung 5.1: Darstellung der Treffer aus der mathematischen Simulation. [Bun24]

5.3 Detailanalyse Schutzobjekte

5.3.1 Detailanalyse Hauptwirtschaftsweg (SO-01)

Im folgenden Abschnitt wird das Schutzobjekt SO-01 im Detail untersucht. Bei diesem Objekt handelt es sich um einen Hauptwirtschaftsweg mit einer Breite von 6,0 m. Hierbei kann von individuellen Risiko ausgegangen werden, da auf der Straße Fußgänger zu erwarten sind und diese als kritisches Individuum angesehen werden. Die nachstehende Tabelle enthält sämtliche Informationen über das Verkehrs- und Personenaufkommen, die

in den folgenden Risikobewertungen für die Verkehrswege einbezogen werden. Angaben zur Frequentierung sind für Schutzobjekte, die nicht im standortspezifisch festgelegten Gefährdungsbereich der WEA liegen, nicht erforderlich. Ein kritisches Individuum wird wie in 3.4.4 beschrieben für Schutzobjekte bestimmt, für die das individuelle Risiko von entscheidender Bedeutung ist. Dieses wird in der folgenden Tabelle aufgelistet.

Tabelle 5.3: Aufenthaltshäufigkeit SO-01

Verkehrswege	Verkehrsaufkommen			Personenaufkommen		
	Kollektivfrequenz [Kfz/d]	Geschwindigkeit [km/h]	Individualfrequenz Verkehr [Personen/d]	Fußgänger am Tag [Fußgänger/d]	Radfahrer am Tag [Radfahrer/d]	kritisches Individuum
Hauptwirtschaftsweg	20,00	50,0	30	5,00	10,00	Fußgänger

In der Simulation wurde der Hauptwirtschaftsweg als Polygon angenommen und die Wahrscheinlichkeit des Aufenthaltes über die Breite als Konstant vorausgesetzt. In der Tabelle ?? werden die Treffer auf das Schutzobjekt angegeben.

Das Produkt aus den erwarteten Treffern und den Aufenthaltswahrscheinlichkeiten des Schutzobjektes ergibt die folgenden Risikoabschätzungen:

Tabelle 5.4: Risikobewertung SO-01

WEA ID	Kollektive Risikoabschätzung	Kollektive Risikobewertung	Individuelle Risikoabschätzung	Individuelle Risikobewertung	Maßnahmen notwendig?	Maßnahmen empfohlen?
WEA 01	$8,9 \cdot 10^{-8}$	akzeptabler Bereich	$1,5 \cdot 10^{-7}$	unterer Toleranzbereich	Nein	Ja

Für die WEA 01 kann das Risiko gesenkt werden. Es werden Risikomindernde Maßnahmen entsprechend Tabelle: 3.2 empfohlen.

5.3.2 Detailanalyse Hauptwirtschaftsweg (SO-02)

Im folgenden Abschnitt wird das Schutzobjekt SO-02 im Detail untersucht. Bei diesem Objekt handelt es sich um einen Hauptwirtschaftsweg mit einer Breite von 6,0 m. Hierbei

kann von individuellen Risiko ausgegangen werden, da auf der Straße Fußgänger zu erwarten sind und diese als kritisches Individuum angesehen werden. Die nachstehende Tabelle enthält sämtliche Informationen über das Verkehrs- und Personenaufkommen, die in den folgenden Risikobewertungen für die Verkehrswege einbezogen werden. Angaben zur Frequentierung sind für Schutzobjekte, die nicht im standortspezifisch festgelegten Gefährdungsbereich der WEA liegen, nicht erforderlich. Ein kritisches Individuum wird wie in 3.4.4 beschrieben für Schutzobjekte bestimmt, für die das individuelle Risiko von entscheidender Bedeutung ist. Dieses wird in der folgenden Tabelle aufgelistet.

Tabelle 5.5: Aufenthaltshäufigkeit SO-02

Verkehrswege	Verkehrsaufkommen			Personenaufkommen		
	Kollektivfre- quenz [Kfz/d]	Geschwindig- keit [km/h]	Individualfre- quenz Verkehr [Personen/d]	Fußgänger am Tag [Fußgän- ger/d]	Radfahrer am Tag [Radfahrer/d]	kritisches Individuum
Hauptwirt- schaftsweg	20,00	50,0	30	5,00	10,00	Fußgänger

In der Simulation wurde der Hauptwirtschaftsweg als Polygon angenommen und die Wahrscheinlichkeit des Aufenthaltes über die Breite als Konstant vorausgesetzt. In der Tabelle ?? werden die Treffer auf das Schutzobjekt angegeben.

Das Produkt aus den erwarteten Treffern und den Aufenthaltswahrscheinlichkeiten des Schutzobjektes ergibt die folgenden Risikoabschätzungen:

Tabelle 5.6: Risikobewertung SO-02

WEA ID	Kollektive Risikoab- schätzung	Kollektive Risi- kobewertung	Individuelle Risikoab- schätzung	Individuelle Ri- sikobewertung	Maßnahmen notwendig?	Maßnahmen empfohlen?
WEA 01	$5,9 \cdot 10^{-9}$	akzeptabler Bereich	$9,8 \cdot 10^{-9}$	akzeptabler Bereich	Nein	Nein
WEA 02	$9,4 \cdot 10^{-9}$	akzeptabler Bereich	$1,6 \cdot 10^{-8}$	akzeptabler Bereich	Nein	Nein

5.4 Zusammenfassende Risikobewertung

In der folgenden Tabelle ist die Bewertung der Gefährdung der Schutzobjekte dargestellt.

Tabelle 5.7: Bewertung der Gefährdung für individuelles und kollektives Risiko. Das jeweils größere Risiko ist zu betrachten.

SO	WEA ID	Kollektives Risiko	Kollektive Risi- koeinschätzung	Individuelles Risiko	Individuelle Risi- koeinschätzung
SO-01	WEA 01	$8,9 \cdot 10^{-8}$ (einmal in 11 Mio. Jahren)	akzeptabler Bereich	$1,5 \cdot 10^{-7}$ (einmal in 6 Mio. Jahren)	unterer Toleranzbereich
SO-02	WEA 01	$5,9 \cdot 10^{-9}$ (einmal in 170 Mio. Jahren)	akzeptabler Bereich	$9,8 \cdot 10^{-9}$ (einmal in 102 Mio. Jahren)	akzeptabler Bereich
SO-02	WEA 02	$9,4 \cdot 10^{-9}$ (einmal in 106 Mio. Jahren)	akzeptabler Bereich	$1,6 \cdot 10^{-8}$ (einmal in 63 Mio. Jahren)	akzeptabler Bereich

6 Gültigkeit der Ergebnisse

Bei der Einschätzung des Risikos durch Eiswurf/Eisfall von WEA gibt es zahlreiche Unsicherheiten. Bei einer vereinfachten Risikobewertung wird häufig ein Durchschnittsrisikowert angegeben, doch aufgrund vieler Einflussfaktoren ist es nicht möglich, das tatsächliche Risiko genau zu bestimmen. Zu diesen Faktoren gehören die Anzahl der Tage, in denen es zu einer Vereisung kommt, die Masse der Eisfragmente, die betroffene Fläche, die Anzahl der Personen, die in Gefahr sind, und die vermuteten Konsequenzen.

Aus den Unsicherheiten der verschiedenen Faktoren resultiert in der Risikoanalyse eine Gesamtunsicherheit. Es gibt keine allgemeingültigen Ratschläge, da die Unsicherheitswerte bzw. Sicherheitsmargen je nach individueller Situation variieren. Das Verständnis von Eiswurf und Eisfall wächst, während die Grundlage für Risikoanalysen durch kontinuierliche Überprüfungen grundlegender Annahmen gestärkt wird. Experten stimmen jedoch darin überein, dass weitere Untersuchungen notwendig sind, um ein besseres Verständnis für die Unsicherheiten zu erlangen und sie zu bewältigen.

Es ist von Bedeutung, einen Unterschied zwischen Einflussfaktoren auf die Landepositionen von Eisfragmenten und solchen, die unmittelbar das Risikoniveau bestimmen zu machen. Ein konservativer Ansatz bei der Auswahl von Werten für die erstgenannte Gruppe führt nicht immer zu einem Ergebnis mit geringerem Risiko. Die Wahl realistischer Werte und die Kalibrierung des Modells mit Feldbeobachtungen können die Unsicherheit reduzieren.

Da keine endgültigen Empfehlungen für die Behandlung von Unsicherheitsfaktoren gegeben werden können, muss der für die Behandlung von Unsicherheiten verwendete Ansatz in der Bewertung klar begründet und beschrieben werden.

7 Interaktive Karte

Die interaktive Karte dient der Darstellung einiger bedeutender Ergebnisse des Berichtes. Hierbei werden alle zu betrachtenden WEA und die jeweils relevanten Schutzobjekte dargestellt. Die Treffer werden als Heatmap dargestellt, wobei die verschiedenen Farben die in Tabelle 3.1 beschriebenen Risiken repräsentieren. Für die Berechnung der Risiken wurde jedes Rasterfeld als Schutzobjekt angenommen, wobei angenommen wird, dass sich eine Person jeweils 0,5 Stunden pro Tag in einem Rasterfeld aufhält. Das Öffnen der interaktiven Karte ist nur im Adobe Acrobat Reader möglich.

Literaturverzeichnis

- [B. 00] B. Tammelin; A. Böhringer; M. Cavaliere; H. Holttinen; C. Morgan; H. Seifert; K. Sääntti; P. Volund: Wind energy production in cold climate. 2000
- [Ber17] Berichte der Bundesanstalt für Straßenwesen: Fahrleistungserhebung 2014 - Inlandsfahrleistung und Unfallrisiko. August 2017
- [Bun24] Bundesamt für Kartographie und Geodäsie: GeoBasis-DE / BKG (2024) dl-de/by-2-0. 2024
- [COR20] CORINE Land Cover 2018 (vector): Europe, 6-yearly - version 2020. Mai 2020
- [Deu00] Deutsches Institut für Normung: Bahnanwendungen - Spezifikation und Nachweis der Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit, Instandhaltbarkeit und Sicherheit (RAMS) - DIN EN 50126. März 2000
- [DWD18] DWD Climate Data Center (CDC): Vieljähriges Mittel der Raster der Anzahl der Eistage für Deutschland, Version v1.0. Dezember 2018
- [heu18] heute im bundestag: Verkehr und digitale Infrastruktur. März 2018
- [IEA22] IEA Wind TCP Task 19: International Recommendations for Ice Fall and Ice Throw Risk Assessments / International Energy Agency. 2022. – Technical Report
- [J. 18] J. Schneider; H. P. Schlatter: Sicherheit und Zuverlässigkeit im Bauwesen - Grundwissen für Ingenieure. Mai 2018
- [Las00] Lasse Makkonen: Models for the growth of rime, glaze, icicles and wet snow on structures. 2000. – Forschungsbericht
- [R. 08] R. Cattin, Meteotest: ALPINE TEST SITE GUETSCH. Dezember 2008
- [S. 11] S. Biswas, P. Taylor and J. Salmon: A model of ice throw trajectories from wind turbines. November 2011

A Abkürzungsübersicht

Tabelle A.1: Abkürzungsübersicht

Abkürzung	Bedeutung
ALARP	As Low As Reasonable Practicable
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
DIN	Deutsches Institut für Normen
EPSG	European Petroleum Survey Group
EES	Eiserkennungssystem
FEH	Fundamenterhöhung
GW	Gierwinkel
MEM	Minimale endogene Mortalität
NH	Nabenhöhe
RD	Rotordurchmesser
RRF	Risikominderungsfaktor
SO	Schutzobjekte
UTM	globales Koordinatensystem
WEA	Windenergieanlage
WP	Windpark

B Formelzeichenübersicht

Tabelle B.1: Formelzeichenübersicht

Formelzeichen	Bedeutung	Einheit
A	Skalenparameter der Weibullverteilung	m/s
C_D	Luftwiderstandsbeiwert	-
g	Erdbeschleunigung	m/s^2
k	Formfaktor der Weibullverteilung	-
m	Masse des Eisfragments	kg
r	Ablöse-Radius	m
u^*	Schubspannungsgeschwindigkeit	m/s
z_0	Rauhigkeitslänge	m
β_{ave}	standortspezifischer Mittelwert der Schräganströmung	°
ω	Winkelgeschwindigkeit des Rotors	m/s
ρ	Luftdichte	kg/m^3
θ	Ablöse-Winkel	°

C Revisionsübersicht

Tabelle C.1: Revisionsübersicht

Revision	Änderungen	Anmerkungen	Datum
Rev. 0			18.12.2024

D Absolute Abstandstabelle

Im Folgenden werden die absoluten Abstände zwischen den zu betrachtenden WEA und den Schutzobjekten dargestellt. Der minimale Abstand am Standort beträgt 137 m und ist zwischen WEA 01 und SO-01.

Tabelle D.1: Abstände zwischen WEA und Schutzobjekten 0

SO-ID	Horizontaler Abstand [m]	
	SO-01	SO-02
WEA 01	137	298
WEA 02	478	204

E Relative Abstandstabelle

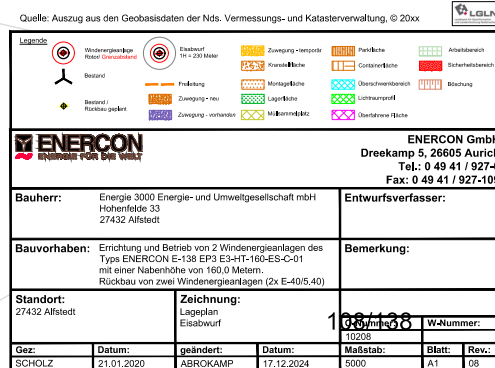
Im Folgenden werden die relativen Abstände zwischen den zu betrachtenden WEA und den Schutzobjekten dargestellt. Die relativen Abstände werden wie folgt berechnet:

$$\text{relative Abstände} = \frac{\text{Abstand der WEA zum SO}}{1,5 \cdot (\text{Rotordurchmesser} + \text{Nabenhöhe})}$$

Der minimale Abstand am Standort beträgt 0,30 und ist zwischen WEA 01 und SO-01.

Tabelle E.1: Relative Abstände zwischen WEA und Schutzobjekten 0

SO-ID	Horizontaler Abstand	
	SO-01	SO-02
WEA 01	0,30	0,66
WEA 02	1,07	0,45



Technische Beschreibung

Befuerung und farbliche Kennzeichnung

ENERCON Windenergieanlagen

Herausgeber

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

Urheberrechtshinweis

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

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

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

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

Geschützte Marken

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

Änderungsvorbehalt

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

Dokumentinformation

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

Inhaltsverzeichnis

1	Allgemeines	5
2	Befeuerungsleuchten	6
2.1	Befeuerungsleuchten Gondel	6
2.2	Befeuerungsleuchten Turm	7
3	Befeuerungsmanagement	8
4	Farbliche Kennzeichnung	9

Abkürzungsverzeichnis

AVV	Allgemeine Verwaltungsvorschrift
ICAO	International Civil Aviation Organization (Internationale Zivilluftfahrtorganisation)
MOD	Ministry of Defence (Verteidigungsministerium des Vereinigten Königreichs)
STAC	Service technique de l'Aviation civile (technisches Zentrum der französischen Behörde für Zivilluftfahrt)
Traficom	Finnish Transport and Communications Agency

1 Allgemeines

Windenergieanlagen müssen abhängig von ihrer Höhe, ihrer exponierten Lage und den jeweils gültigen nationalen Vorschriften gegebenenfalls als Luftfahrthindernis gekennzeichnet werden.

Die Ausführung der Kennzeichnung richtet sich nach den vor Ort geltenden behördlichen Bestimmungen und kann durch Befeuerung und/oder farbliche Kennzeichnung realisiert werden.

ENERCON bietet Befeuerung an, die den Anforderungen der ICAO entspricht. Auch länderspezifische Vorschriften, wie die deutsche AVV zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen, die britischen Spezifikationen des MOD, die Spezifikationen der finnischen Behörde Traficom oder des französischen STAC werden berücksichtigt.

2 Befuerungsleuchten

ENERCON bezieht zertifizierte Befuerungsleuchten von Zulieferern. Eingesetzt werden ausschliesslich Befuerungsleuchten, bei denen die Abstrahlung nach unten mittels hochwertiger Optiken sehr stark reduziert ist und nur minimal über den geforderten Lichtstärken liegt. Als Leuchtmittel werden Leuchtdioden verwendet.

Die Befuerungsleuchten werden über den Steuerschrank Befuerung oder über die Steuerung der Windenergieanlage gesteuert.

Eine Stromversorgung bei Netzausfall ist gewährleistet. Je nach konfigurierter Befuerung ist eine Notstromversorgung bis zu 24 h möglich; die jeweils geltenden nationalen Vorschriften zur Notstromversorgung werden erfüllt.

2.1 Befuerungsleuchten Gondel

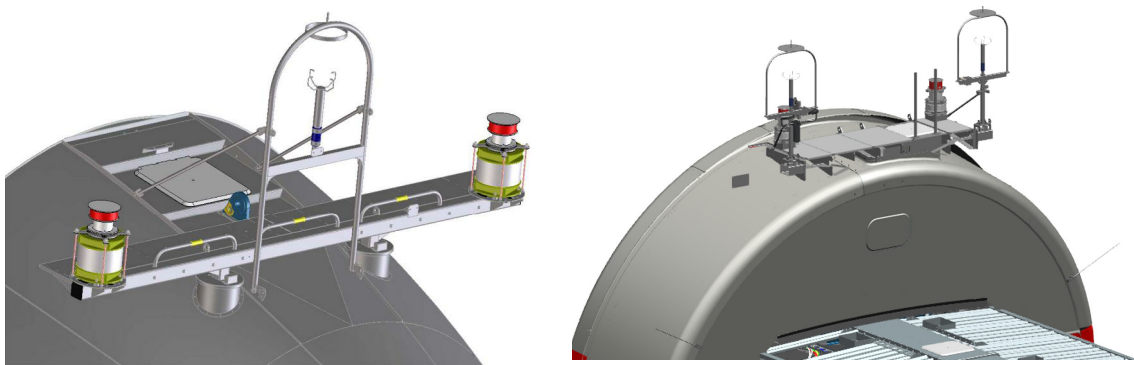


Abb. 1: Befuerung auf der Gondel, beispielhafte Darstellung

Die Befuerungsleuchten sind auf der Gondel der Windenergieanlage angebracht. Die Befuerungsleuchten sind in der Regel doppelt ausgeführt, um aus keiner Richtung von einem Hindernis verdeckt werden zu können.

Die Befuerungsleuchten auf der Gondel können als Hindernisfeuer oder Gefahrenfeuer ausgeführt sein.

Hindernisfeuer sind bei Nacht leuchtende Rundstrahl-Festfeuer mit einer mittleren Lichtstärke von mindestens 10 cd im horizontalen Strahlbereich (-2° bis $+8^\circ$).

Gefahrenfeuer sind bei Nacht rot blinkende und bei Tag weiß blinkende Rundstrahler. Bei einer möglichen Gefährdung des Luftverkehrs müssen Gefahrenfeuer installiert werden.

2.2 Befuerungsleuchten Turm



Abb. 2: Befuerungsleuchte am Turm

Durch behördliche Vorschriften kann eine Befuerung des Turms gefordert werden. Dazu wird der Turm mit einer, seltener mit zwei Befuerungsebenen mit jeweils 4 Stableuchten ausgerüstet. Eine Nachrüstung von Befuerungsleuchten am Turm ist nur mit sehr hohem Aufwand möglich.

3 Befuerungsmanagement

Bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung

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

Synchronisation

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

ENERCON erfüllt den Punkt 4 der Handlungsempfehlung des „Arbeitskreises Kennzeichnung des Bundesverbands WindEnergie e.V.“. Die Synchronisation der Befuerung von ENERCON Windenergieanlagen und die Systeme anderer Windenergieanlagen-Hersteller sind kompatibel.

Sichtweitenmessung

Die Befuerung einer Windenergieanlage kann mit einem Sichtweitenmessgerät und einer Lichtstärkenregelung ausgerüstet werden. Bei klarer Sicht wird die Lichtstärke der Befuerung reduziert. Dadurch wird Energie eingespart und eventuelle Beeinträchtigungen der Umgebung durch die Befuerung werden verringert. Eine Vernetzung der Sichtweitenmessgeräte an Windenergieanlagen in verschiedenen Windparks ist nicht möglich.

Fernüberwachung

Warn- und Störmeldungen der Befuerung werden automatisch über das Fernüberwachungssystem erfasst. Überwacht werden der Ausfall der Versorgungsspannung, der Ausfall der Befuerungsleuchten, der Ausfall der Akkumulatoren der Notstromversorgung sowie Störungen am Sichtweitenmessgerät oder am Ladegerät für die Akkumulatoren.

Meldung von Ausfällen der Befuerung

Totalausfälle der Befuerung, die nicht sofort behoben werden können, und deren Aufhebung müssen der zuständigen Luftfahrtstelle, in Deutschland der NOTAM-Zentrale der Deutschen Flugsicherung in Frankfurt/Main, bekannt gegeben werden.

4 Farbliche Kennzeichnung

Behördliche Vorschriften am jeweiligen Standort machen gegebenenfalls eine farbliche Kennzeichnung der Windenergieanlage erforderlich. Die farbliche Kennzeichnung dient der Kennzeichnung der Windenergieanlage am Tag. Sie kann mit Befeuerung kombiniert werden.

Die Ausführung der farblichen Kennzeichnung richtet sich nach den im Land oder in der Region geltenden Regelungen. In Deutschland kann die farbliche Kennzeichnung bei Windenergieanlagen in den Farben Achatgrau (RAL 7038) oder Lichtgrau (RAL 7035) mit einer verkehrsroten Kennzeichnung (RAL 3020) wie folgt realisiert werden:

Rotorblatt



Abb. 3: Farbliche Kennzeichnung am Rotorblatt, beispielhafte Darstellung

Zur farblichen Kennzeichnung werden 6 m breite Streifen an den Rotorblättern angebracht.

Gondel

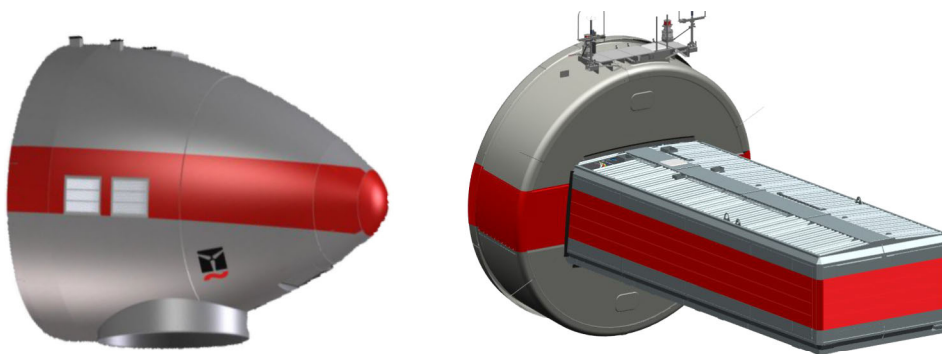


Abb. 4: Farbliche Kennzeichnung an der Gondel, beispielhafte Darstellung

Zur farblichen Kennzeichnung wird ein 2 m hoher, umlaufender Farbstreifen an der Gondel angebracht.

Turm



Abb. 5: Farbliche Kennzeichnung am Turm, beispielhafte Darstellung

Zur farblichen Kennzeichnung wird ein 3 m hoher Farbstreifen in 40 m $\pm$ 5 m Höhe am Turm angebracht.

In anderen Ländern und Regionen werden gegebenenfalls andere farbliche Kennzeichnungen der Windenergieanlage gefordert. Informationen dazu sind auf Anfrage verfügbar.

Technische Beschreibung

Regulierung der Befeuerung durch Sichtweitenmessgeräte

ENERCON Windenergieanlagen

Herausgeber

ENERCON GmbH ▪ Dreekamp 5 ▪ 26605 Aurich ▪ Deutschland
Telefon: +49 4941 927-0 ▪ Telefax: +49 4941 927-109
E-Mail: info@enercon.de ▪ Internet: <http://www.enercon.de>
Geschäftsführer: Hans-Dieter Kettwig, Jost Backhaus, Momme Janssen, Dr. Martin Prillmann, Jörg Scholle
Zuständiges Amtsgericht: Aurich ▪ Handelsregisternummer: HRB 411
Ust.Id.-Nr.: DE 181 977 360

Urheberrechtshinweis

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

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

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

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

Geschützte Marken

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

Änderungsvorbehalt

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

Dokumentinformation

Dokument-ID	D0293153-2		
Vermerk	Originaldokument		
Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2020-11-30	de	DB	WRD Management Support GmbH / Technische Redaktion

Inhaltsverzeichnis

1	Allgemeines	4
2	Sichtweitenregulierung nach AVV	5
3	Sichtweitenmessung	6

1 Allgemeines

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

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

2 Sichtweitenregulierung nach AVV

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

Teil 2, Technische Spezifikation, Absatz 3.7

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

Anhang 4:

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

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

3 Sichtweitenmessung

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

Funktionsprinzip Sichtweitenmessgerät

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

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

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

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

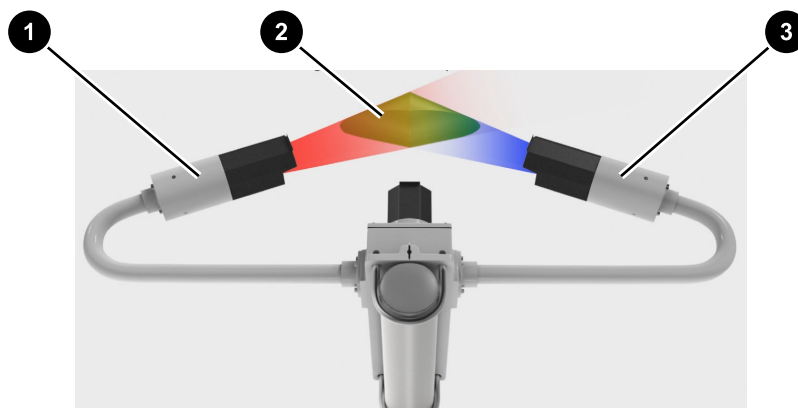


Abb. 1: Messbereich Sample Volume, beispielhafte Darstellung

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

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

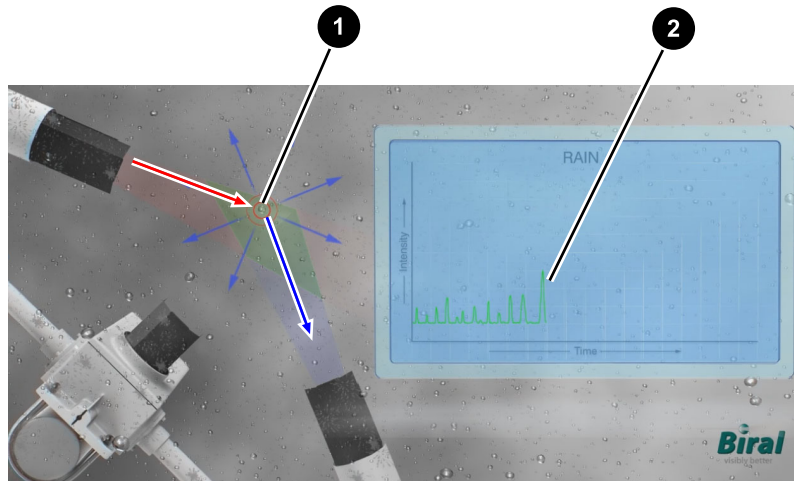


Abb. 2: Messbeispiel Regen

1	Partikel (Regentropfen)	2	Signalkurve
	Infrarotlicht		Streuung/Lichtreflexionen

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

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

Notstromversorgung der Befeuerung für Windenergieanlagen in Deutschland

Die Auslegung der Notstromversorgung richtet sich nach den örtlichen Bestimmungen. Die folgende Tabelle enthält Angaben zur Notstromversorgung von Befeuerungsleuchten des Systems G4.1, die für Windenergieanlagen in Deutschland eingesetzt werden.

Tab. 1: Angaben zur Notstromversorgung

Angabe	Gondelbefeuerung und Turmbefeuerung	Gondelbefeuerung
Gondelbefeuerungsleuchte, Bezeichnung und Anzahl	R100IR25-G4.1 (2x)	R100IR25-G4.1 (2x)
Turmbefeuerungsleuchte, Bezeichnung und Anzahl	R32H-G4.1 (4x auf einer Ebene)	-
Kapazität des Akkumulators in Ah	70	70
Überbrückungszeit in h	30	40

Technische Beschreibung

Bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung

Herausgeber

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

Urheberrechtshinweis

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

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

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

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

Geschützte Marken

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

Änderungsvorbehalt

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

Dokumentinformation

Dokument-ID	D0666851/4.1-de		
Vermerk	Originaldokument		
Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2024-01-10	de	DB	WRD Wobben Research and Development GmbH / Documentation Department

Mitgeltende Dokumente

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

Dokument-ID	Dokument
D0611773	Spezifikation ENERCON BNK – Anforderungen an Systemhersteller

Inhaltsverzeichnis

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

Abkürzungsverzeichnis

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

1 Einleitung

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

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

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

2 Voraussetzungen

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

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

Tab. 1: Kompatible Windenergieanlagen

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

BNK-System

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

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

3 Schnittstellendefinition

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

Daten vom BNK-System an ENERCON SCADA

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

Tab. 2: Steuerdatensatz

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

Byte-Nr.	Bit-Nr.	Information	Gültige Werte	Ungültige Werte
4-6	32-55	CRC-Prüfsumme (über die Bytes 1-3; ohne Versionsnummer in Byte 0)	-	-

Daten von ENERCON SCADA an das BNK-System

Der ENERCON SCADA Server/ENERCON SCADA Edge Server antwortet mit dem folgenden Antwortdatensatz umgehend auf den Steuerdatensatz des BNK-Systems:

Tab. 3: Antwortdatensatz

Byte-Nr.	Information	Gültige Werte	Ungültige Werte
0	Versionsnummer	1	Sonstige
1-6	gespiegelte Daten vom BNK-System	siehe Steuerdatensatz des BNK-Systems (Byte 1-6)	
7-8	aktuelles Jahr vom ENERCON SCADA Server/ENERCON SCADA Edge Server	0-65535	-
9	aktueller Monat vom ENERCON SCADA Server/ENERCON SCADA Edge Server	1-12	Sonstige
10	aktueller Tag vom ENERCON SCADA Server/ENERCON SCADA Edge Server	1-31	Sonstige
11	aktuelle Stunde vom ENERCON SCADA Server/ENERCON SCADA Edge Server	0-23	Sonstige
12	aktuelle Minute vom ENERCON SCADA Server/ENERCON SCADA Edge Server	0-59	Sonstige
13	aktuelle Sekunde vom ENERCON SCADA Server/ENERCON SCADA Edge Server	0-59	Sonstige
14	Anzahl vorhandener Windenergieanlagen im Windpark	0-255	-
15	Anzahl der Windenergieanlagen mit Kommunikationsstörungen	0-255	-
16	Anzahl der Windenergieanlagen mit gestörter Befuerung	0-255	-

Daten von ENERCON SCADA an die Windenergieanlagen

Der ENERCON SCADA Server/ENERCON SCADA Edge Server sendet folgenden Datensatz zyklisch an die Windenergieanlagen:

Tab. 4: Datensatz

Byte-Nr.	Bit-Nr.	Information	Gültige Werte			Ungültige Werte
0	0-7	Anzahl Bytes des folgenden Byte-Arrays	0-8			Sonstige
1	8-15	eindeutiger Paket-Identifizier	0x42 (ASCII-Code für „B“)			Sonstige
2	16-23	lfd. Paketnummer	0-255			-
3	24	Befuerung unterdrücken	0: Befuerung nicht unterdrücken 1: Befuerung unterdrücken			-
3	25	aktiver BNK-Betrieb	0: passiver BNK-Betrieb (Befuerung soll nicht bedarfsgerecht gesteuert werden, z. B. da außerhalb des zulässigen Zeitfensters) 1: aktiver BNK-Betrieb (Befuerung soll bedarfsgerecht gesteuert werden, z. B. da innerhalb des zulässigen Zeitfensters)			-
3	26	Fehler BNK (keine verlässliche Detektion möglich)	0: kein Fehler 1: Fehler			-
3	27-28	Taktfolge der Befuerung	Bit 28	Bit 27	Variante	11
			0	0	A	
			0	1	B	
			1	0	C	
3	29-31	nicht verwendet	000			Sonstige
4-6	32-55	CRC-Prüfsumme	-			-

4 Lieferumfang

Der Lieferumfang umfasst die folgenden Software-Updates:

- ENERCON SCADA Server Software/ENERCON SCADA Edge Server Software
- Steuerungssoftware der Windenergieanlagen (falls erforderlich)
- Software der Befeuerungssteuerungen (falls erforderlich)

Durch das Update des ENERCON SCADA Servers/ENERCON SCADA Edge Servers wird die zur Anbindung eines BNK-Systems benötigte Schnittstelle aufgespielt. Die Installation und Konfiguration erfolgt durch ENERCON.

5 Wartung

5.1 Wartungsbedarf

Solange die BNK-Schnittstelle störungsfrei arbeitet, ist keine Wartung erforderlich.

5.2 ENERCON PartnerKonzept

Ob und wie die Schnittstelle zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung von ENERCON durch das ENERCON PartnerKonzept (EPK) abgedeckt wird, muss projektspezifisch festgelegt werden.

6.4 Vorgesehene Maßnahmen zum Schutz der Allgemeinheit und der Nachbarschaft vor sonstigen Gefahren, erheblichen Nachteilen und erheblichen Belästigungen

Anlagen:

- 6.4_D0260891_19.1_de_Technische Beschreibung_Blitzschutz Windenergieanlagen.pdf
- 6.4_D02531399_2.1_de_TB_Eisansatzerkennung (PI-CS).pdf
- 6.4_D0977373_2.0_de_TÜV NORD Eisansatzerkennung Kennlinienverfahren und ext. Eissensoren 8111 7247 373.pdf
- 6.4.2_Eisrisiko NE-B-130992 0.pdf
- 6.4.2_Lageplan Eisabwurf_Alfstedt Rep_2x E138 EP3-5000_A1quer_Rev08.pdf
- 6.4.3_D0248364_16.0_de_TB_Befeuerung und farbliche Kennzeichnung.pdf
- 6.4.3_D0293153_2-de-Regulierung der Befeuerung durch Sichtweitenmessgeräte.pdf
- 6.4.3_D02547282_0.1-Notstromversorgung der Befeuerung für Windenergieanlagen in Dt.pdf
- 6.4.3_D0666851_4.1_de_Technische Beschreibung_Bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung (Kunde).pdf

Antragsteller: Energie 3000 Energie- und Umweltgesellschaft mbH

Aktenzeichen:

Erstelldatum: 23.01.2025 Version: 1 Erstellt mit: ELiA-2.8-b5

Technische Beschreibung

Blitzschutz

ENERCON Windenergieanlagen

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: Dr. Jürgen Zeschky, Dr. Martin Prillmann, Dr. Michael Jaxy
Zuständiges Amtsgericht: Aurich ▪ Handelsregisternummer: HRB 411
Ust.Id.-Nr.: DE 181 977 360

Urheberrechtshinweis

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

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

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

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

Geschützte Marken

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

Änderungsvorbehalt

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

Dokumentinformation

Dokument-ID	D0260891/19.1-de		
Vermerk	Originaldokument		
Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2024-03-21	de	DB	WRD Wobben Research and Development GmbH / Documentation Department

Mitgeltende Dokumente

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

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

Technische Änderungen vorbehalten.

Inhaltsverzeichnis

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

Abkürzungsverzeichnis

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

1 Allgemeines

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

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

Äußerer Blitzschutz

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

Innerer Blitzschutz

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

Blitzschutzklasse – Lightning protection level

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

Blitzschutzzonen

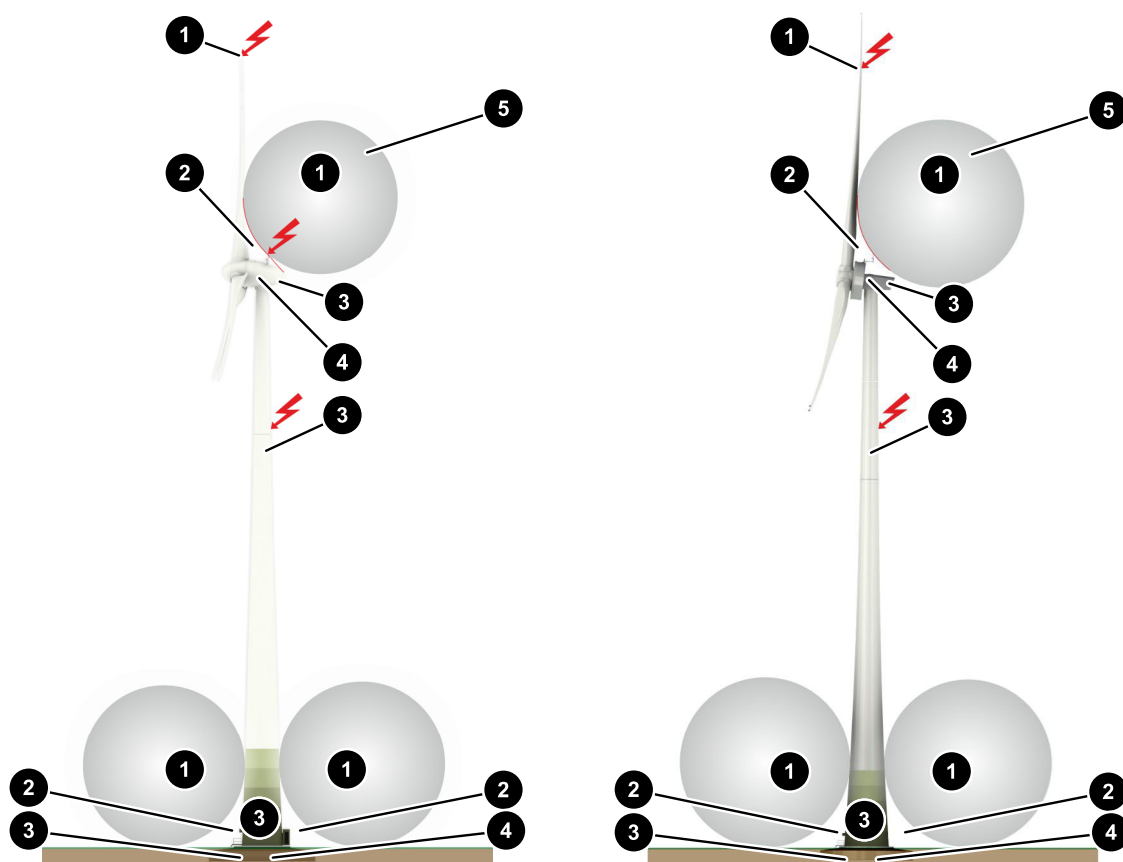


Abb. 1: Blitzschutzzonen, Gondel in Tropfenform (links) und Gondel in Kompaktform/E-Gondel (rechts), Beispiel

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

Technische Änderungen vorbehalten.

2 Äußerer Blitzschutz

2.1 Fangeinrichtungen

2.1.1 Maschinenhaus

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

2.1.2 Rotorblatt

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

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

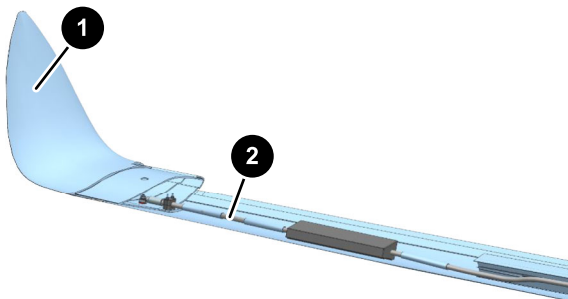


Abb. 2: Blattspitze mit Blitzableiter

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

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

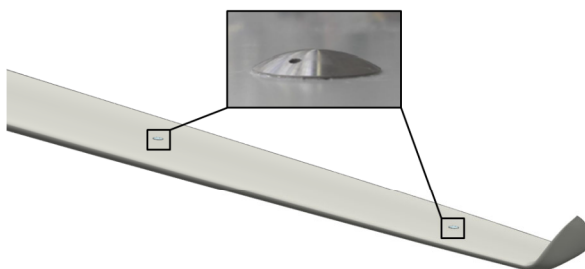


Abb. 3: Rotorblatt mit Rezeptoren auf der Druck- und Saugseite, Beispiel

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

Rezeptoren sind definierte Solleinschlagsstellen, welche blitzstromtragfähig dimensioniert sind.

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

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

Durchgangsmessung des Blitzschutzes der Rotorblätter nach IEC 61400-24

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

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

2.2 Ableitungen

2.2.1 Blattanschluss – Rotor

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

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

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

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

2.2.2 Rotor – Maschinenträger

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

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

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

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

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

2.2.3 Maschinenträger – Turm

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

2.2.4 Turm

Stahltürme

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

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

Hybridturm

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

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

2.2.5 Turm – Fundament

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

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

2.3 Erdungsanlage

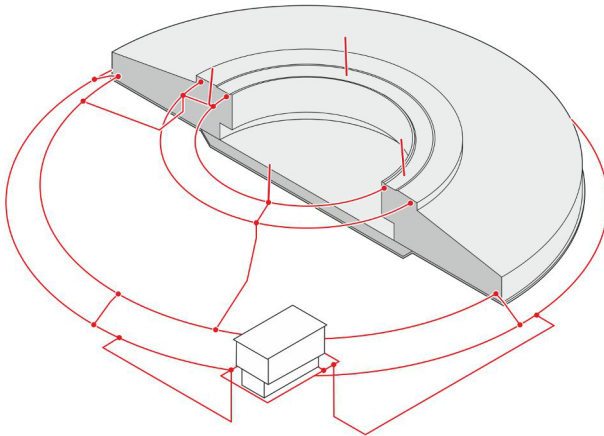


Abb. 4: Erdungsanlage, Beispiel

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

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

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

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

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

3 Innerer Blitzschutz

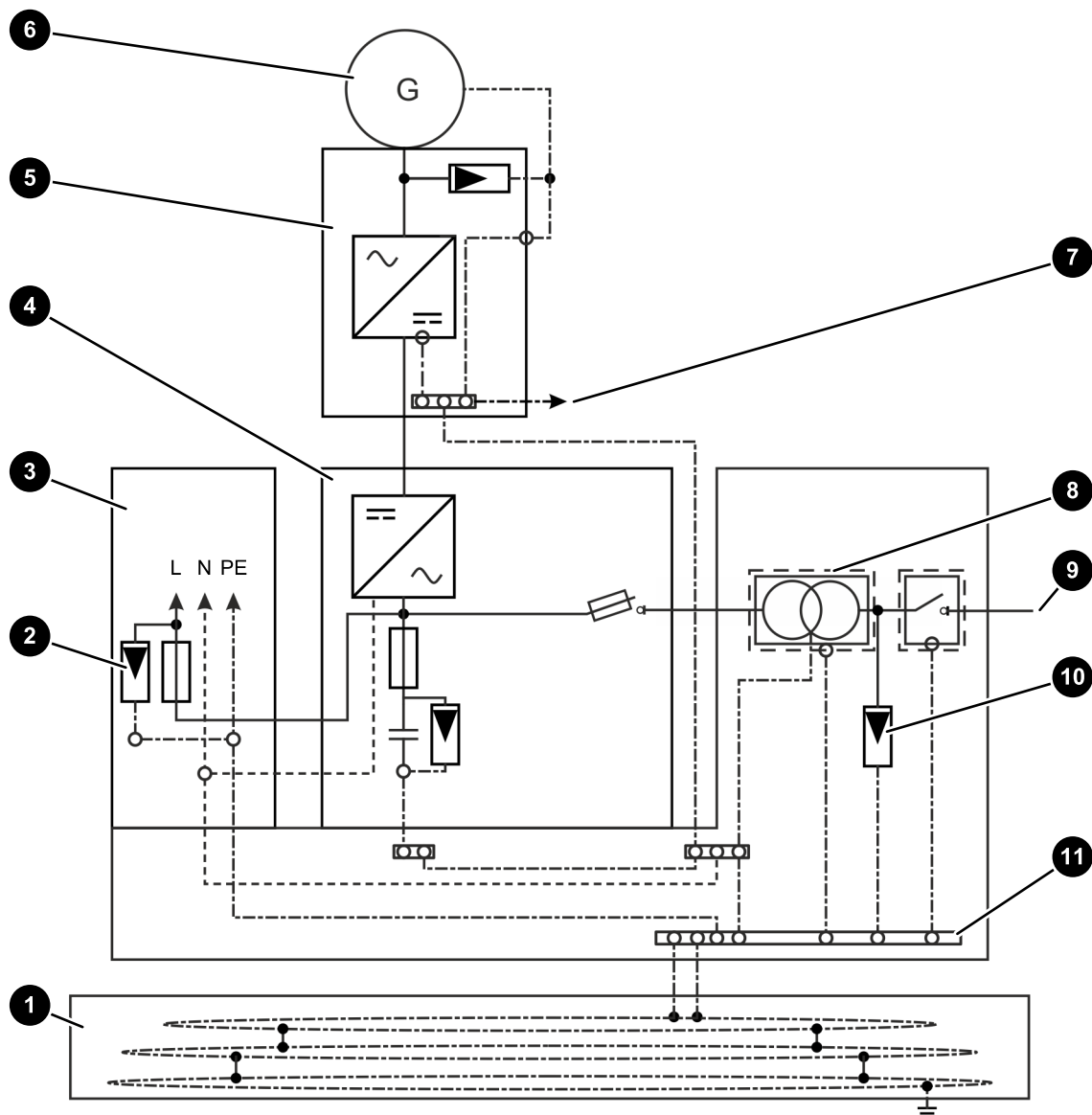


Abb. 5: Schematischer Aufbau des Potentialausgleichssystems und der Überspannungsableiter

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

Potentialausgleichssystem

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

Überspannungsableiter

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

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

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

4 Übersicht der Blitzschutzkomponenten der Windenergieanlagen

Tab. 1: Übersicht der Blitzschutzkomponenten der Windenergieanlagen

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

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

5 Zugrundeliegende Normen

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

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

Technische Beschreibung

ENERCON Eisansatzerkennung

ENERCON Platform Independent Control System (PI-CS)

Herausgeber

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

Urheberrechtshinweis

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

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

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

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

Geschützte Marken

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

Änderungsvorbehalt

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

Dokumentinformation

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

Inhaltsverzeichnis

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

1 Einleitung

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

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

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

- PI-CS

2 ENERCON Kennlinienverfahren

2.1 Funktionsweise

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

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

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

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

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

Zeit bis zum Anhalten

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

2.2 Sicherheit

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

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

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

2.3 Grenzen

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

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

2.4 Anpassung der Detektionszeit

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

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

14:11 Eisansatzerkennung : Rotor (Leistungsmessung)

14:13 Eisansatzerkennung : Rotor (Blattwinkelmessung)

- Jede Sekunde, in der keine Abweichung vorliegt, wird der Zähler um 1 verringert.

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

2.5 Einfluss einer angehaltenen Windenergieanlage auf die Detektionszeit

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

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

2.6 Präventiver Halt nach Störungen

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

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

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

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

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

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

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

3 Zustände der Windenergieanlage

Die Windenergieanlage kann sich in den folgenden Zuständen befinden:

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

4 Anhalten der Windenergieanlage

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

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

5 Wiederanlaufen der Windenergieanlage

5.1 Priorisierung von Anhalten und Wiederanlaufen der Windenergieanlage

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

5.2 Manueller Wiederanlauf

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

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

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

5.3 Automatischer Wiederanlauf nach Tauwetter

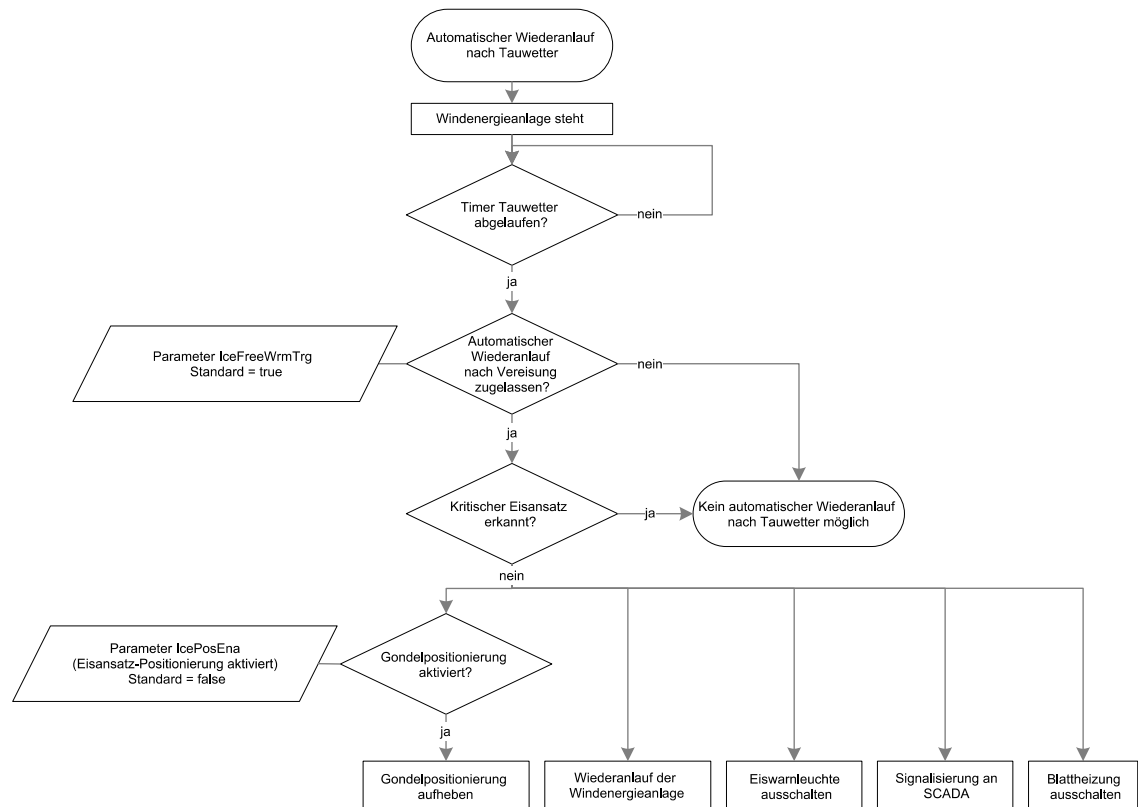


Abb. 1: Automatischer Wiederanlauf nach Tauwetter

Standardeinstellung:

- IceFreeWrmTrg (Automatischer Wiederanlauf nach Vereisung) = true

Voraussetzung:

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

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

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

Tab. 1: Automatischer Wiederanlauf nach Tauwetter

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

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

5.4 Automatischer Wiederanlauf während Vereisungsbedingungen



Abb. 2: Automatischer Wiederanlauf während Vereisungsbedingungen

Standardeinstellung:

- IceFreeDIDurTrg (Automatischer Wiederanlauf während Vereisungsbedingungen) = false

Voraussetzung:

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

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

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

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

5.5 Automatischer Wiederanlauf mit Blattheizung

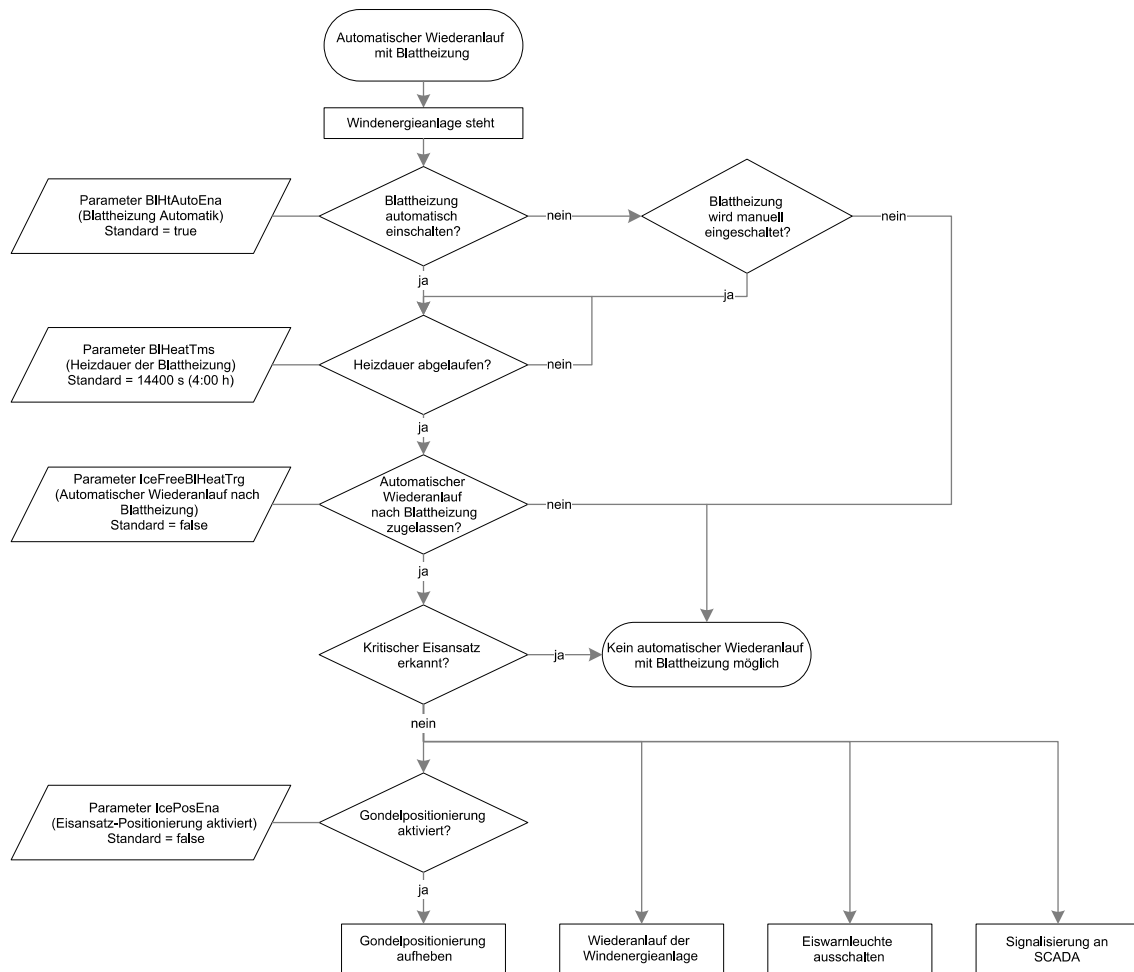


Abb. 3: Automatischer Wiederanlauf mit Blattheizung

Standardeinstellung:

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

Voraussetzung:

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

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

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

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

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

5.6 Automatischer Wiederanlauf nach Windpark-Eisansatzerkennung

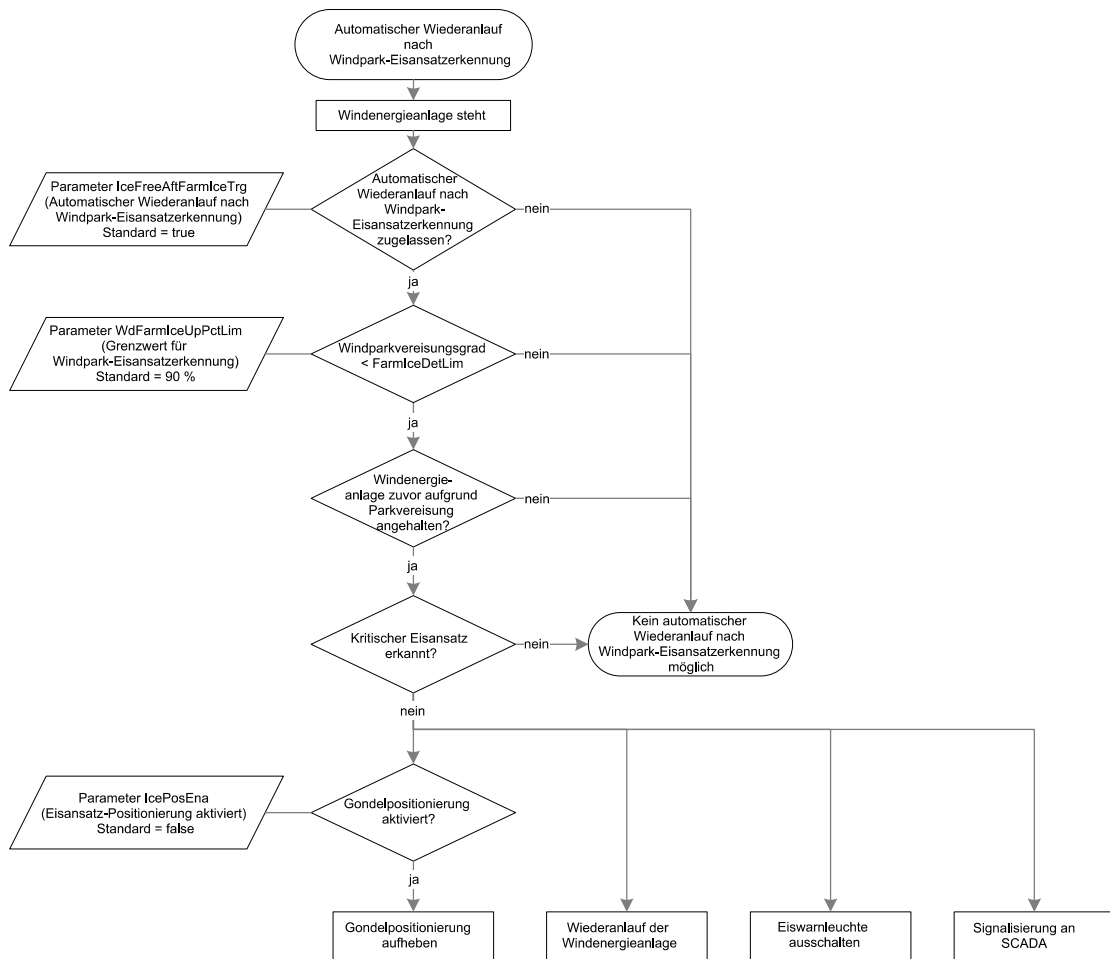


Abb. 4: Automatischer Wiederanlauf nach Windpark-Eisansatzerkennung

Standardeinstellung:

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

Voraussetzung:

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

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

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

6 Parameter

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

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

6.1 Automatischer Wiederanlauf nach Vereisung

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

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

Einstellmöglichkeiten	Standard
true/false	true

Gewünschte Parametereinstellung: false

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

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

6.2 Automatischer Wiederanlauf während Vereisungsbedingungen

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

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

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

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

Einstellmöglichkeiten	Standard
true/false	false

Gewünschte Parametereinstellung: true

Die gewünschte Parametereinstellung umsetzen, wenn

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

6.3 Dauer der Verzögerung des automatischen Wiederanlaufs während Vereisungsbedingungen

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

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

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

6.4 Eisansatz-Detektionszeit

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

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

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

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

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

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

Gewünschte Parametereinstellung: < 15 Minuten

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

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

Gewünschte Parametereinstellung: > 15 Minuten

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

Die gewünschte Parametereinstellung in allen weiteren Ländern umsetzen, wenn

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

6.5 Präventive Eisansatzerkennung nach 3 Stunden Störung

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

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

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

Einstellmöglichkeiten	Standard
true/false	true

Gewünschte Parametereinstellung: false

Gewünschte Parametereinstellung umsetzen, wenn

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

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

6.6 Sensitivität der Eisansatzerkennung

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

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

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

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

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

Gewünschte Parametereinstellung: verringern

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

Die gewünschte Parametereinstellung umsetzen, wenn

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

Gewünschte Parametereinstellung: erhöhen

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

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

7 Statusmeldungen

Tab. 2: Statusmeldungen

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

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

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

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

Fachwortverzeichnis

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

Gutachten

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

Erstellt im Auftrag für

ENERCON
Dreekamp 5 F&E
26605 Aurich
Deutschland

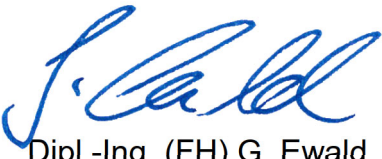
Revision	Datum	Änderungen
0	17.06.2020	Erste Fassung
1	09.12.2021	Neue Portierung für das Eiskennlinienverfahren, Dokumente /17/ und /18/ aufgenommen.
2	28.02.2022	Kapitel 1 aktualisiert

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

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

Anlagenhersteller: ENERCON
Dreekamp 5 F&E
26605 Aurich
Deutschland

Die Ausarbeitung des Gutachtens erfolgte durch:

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

Für weitere Auskünfte:

TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG
Gunnar Ewald
Große Bahnstraße 31
22525 Hamburg
Tel.: +49 40 8557 1449
E-Mail: gewald@tuev-nord.de

Inhalt

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

1 Einleitung

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2 Geltungsbereich

Dieses Gutachten ist gültig für ENERCON Windenergieanlagen mit folgenden Betriebssystemen:

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

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

3 ENERCON-Kennlinienverfahren

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

3.1 Prinzip der Eisansatzerkennung

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

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

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

3.2 Ansprechverhalten und Eigensicherheit

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

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

3.3 Integration in das Betriebsführungssystem

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

infolge anderer Grenzwertüberschreitungen oder Störungen an der Anlage vorgesehen ist.

3.4 Wiederanlaufen nach Vereisung ohne externes Eisansatzerkennungssystem

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

Automatischer Wiederanlauf nach Tauwetter (Standardeinstellung)

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

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

Tabelle 1: Abtauformel

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

Automatischer 6-Stunden-Neustart (standardmäßig deaktiviert)

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

Diese Option ist standardmäßig deaktiviert /1/.

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

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

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

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

Manueller Wiederanlauf (Standardeinstellung)

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

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

3.5 Einstellung und Prüfung des Systems

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

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

3.6 Bewertung nach Stand der Technik

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

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

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

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

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

4 ENERCON-Schnittstelle zur Integration von weiteren Eisansatzerkennungssystemen

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

- Eologix,
- fos4X,
- Wölfel.

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

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

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

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

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

- Kritischer Eisansatz
- Verfügbarkeit der Eisansatzerkennung
- Eisfreiheit

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

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

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

4.2 Wiederanlaufverfahren nach Vereisung

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

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

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

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

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

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

5 Wölfel (IDD.Blade)

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

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

5.1 Ansprechverhalten und Eigensicherheit

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

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

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

5.2 Inbetriebnahme und Einstellung des Systems

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

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

5.3 Bewertung nach Stand der Technik

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

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

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

6 Fos4X

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

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

6.1 Ansprechverhalten und Eigensicherheit

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

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

6.2 Inbetriebnahme und Einstellung des Systems

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

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

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

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

6.3 Bewertung nach Stand der Technik

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

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

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

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

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

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

7 Eologix

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

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

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

7.1 Ansprechverhalten und Eigensicherheit

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

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

7.2 Inbetriebnahme und Einstellung des Systems

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

Stopp-Konfiguration:

- Eisansatzerkennung ohne automatischen Wiederanlauf durch eologix
- keine Eisfreiheitsmeldung

Wiederanlauf-Konfiguration:

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

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

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

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

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

7.3 Bewertung nach Stand der Technik

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

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

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

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

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

8 ENERCON-Blattheizung

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

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

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

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

Wiederauffahren durch manuellen Reset

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

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

Automatischer Wiederanlauf nach Einsatz der Blattheizung

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

Bewertung der Einbindung ins Betriebsführungs- und Sicherheitssystem

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

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

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

Personalschulung

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

Einfluss der Blattheizung auf Sensoren zur Eisansatzerkennung

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

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

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

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

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

9 Dokumente und Literaturverzeichnis

9.1 Geprüfte und mitgeltende Dokumente

- /1/ ENERCON GmbH, Technische Beschreibung
Übersicht Eisansatzerkennungssysteme ENERCON Windenergieanlagen
Dokument-ID: D0666949-2
Datum 2019-10-24

- /2/ ENERCON GmbH, Technische Beschreibung ENERCON Eisansatzerkennung
ENERCON Windenergieanlagen
Dokument-ID: D0154407-8
Datum 2020-01-10

- /3/ TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG, Gutachten Zur Bewertung der Funktionalität
von Eiserkennungssystemen zur Verhinderung von Eisabwurf an ENERCON
Windenergieanlagen: Eisansatzerkennung nach dem ENERCON-
Kennlinienverfahren
TÜV NORD Bericht Nr.: 8111 881 239 Rev. 7
Datum 2021-12-09

- /4/ DNV GL
Final Certification Report, ICE SENSOR SYSTEM (BASE STATION BET214T,
SENSOR CET214T), eologix sensor technology gmbh
Berichtsnummer: FCR-CC-GL-IV-1-00526-3
Datum: 2018-04-04

- /5/ DNV GL
Gutachten eologix Eiserkennungssystem BET214t/CET214t
Berichtsnummer: P-GL-IV-49365-1
Datum: 2018-07-25

- /6/ ENERCON GmbH
Technische Beschreibung eologix-Eisansatzerkennung
Dokument-ID: D0676290-1a
Datum: 2020-01-17

- /7/ ENERCON GmbH
Technische Beschreibung
Wölfel-Eisansatzerkennung, ENERCON Windenergieanlagen
Dokument ID: D0734076-1
Datum: 2020-01-17

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

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

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

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

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

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

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

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

- /16/ ENERCON GmbH
Konzept autom. Wiederanlauf einer WEA durch Eisfreiheitsmeldung
Dokument-ID: D0950790-0
- /17/ ENERCON GmbH
Portierung ENERCON Kennlinienverfahren PI-CS und EP5-CS-03
Dokument-ID: D02532142/0.0-de
- /18/ ENERCON GmbH
Validierung ENERCON Eiskennlinienverfahren
Dokument-ID: D02549197/0.0

9.2 Literatur

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

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