

Technische Beschreibung

Anlagensicherheit

ENERCON Windenergieanlagen

Herausgeber	ENERCON GmbH ▪ Dreekamp 5 ▪ 26605 Aurich ▪ Deutschland Telefon: +49 4941 927-0 ▪ Telefax: +49 4941 927-109 E-Mail: info@enercon.de ▪ Internet: http://www.enercon.de Geschäftsführer: Momme Janssen, Jost Backhaus, Stefan Lütkemeyer, Dr. Martin Prillmann, Jörg Scholle Zuständiges Amtsgericht: Aurich ▪ Handelsregisternummer: HRB 411 Ust.Id.-Nr.: DE 181 977 360
Urheberrechtshinweis	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>Dem Verwender ist es untersagt, für das in diesem Dokument wiedergegebene Know-how oder Teile davon gewerbliche Schutzrechte gleich welcher Art anzumelden.</p> <p>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.</p>
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	D0248369/2.2-de		
Vermerk	Originaldokument		
Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2021-03-25	de	DB	WRD Management Support GmbH / Technische Redaktion

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	4
2	Sicherheitseinrichtungen	5
3	Sensorsystem	6
4	Sicheres Anhalten der Windenergieanlage	8
5	Fernüberwachung	9
6	Wartung	10

1 Einleitung

Die Windenergieanlagen der aktuellen Produktpalette verfügen über eine Vielzahl von sicherheitstechnischen Einrichtungen, die dazu dienen, die Anlagen dauerhaft in einem sicheren Betriebsbereich zu halten.

Organisatorische Maßnahmen, wie regelmäßige, protokollierte Wartungsarbeiten, tragen ebenfalls zu einem zuverlässigen, sicheren Betrieb der Windenergieanlagen bei.

Neben Komponenten, die ein sicheres Anhalten der Windenergieanlagen gewährleisten, zählt zu den sicherheitstechnischen Einrichtungen ein komplexes Sensorsystem. Dieses erfasst ständig alle relevanten Betriebszustände und stellt die entsprechenden Informationen über das Fernüberwachungssystem ENERCON SCADA bereit.

Bewegen sich sicherheitsrelevante Betriebsparameter außerhalb des Normalbereichs, versuchen die Windenergieanlagen, in den Normalbereich zurückzukehren. Überschreiten die sicherheitsrelevanten Betriebsparameter die Sicherheitsgrenze, werden die Windenergieanlagen angehalten.

Im Folgenden werden die wesentlichen sicherheitstechnischen Einrichtungen der Windenergieanlagen sowie organisatorische Maßnahmen zur Erhöhung der Anlagensicherheit näher beschrieben.

Weitere Dokumente zu sicherheitsrelevanten Themen, wie Blitzschutz, Brandschutz, Eiserkennung und Notstromversorgung, sind auf Anfrage verfügbar.

2 Sicherheitseinrichtungen

Not-Halt-Taster

Die Windenergieanlagen verfügen über mehrere Not-Halt-Taster. Bei Betätigung eines Not-Halt-Tasters werden die Rotorblätter verstellt und der Rotor der Windenergieanlage wird angehalten.

Die Not-Halt-Taster schalten die Windenergieanlage nur teilweise spannungsfrei. Einige sicherheitsrelevante Baugruppen der Windenergieanlage werden auch nach Betätigung eines Not-Halt-Tasters weiterhin mit Spannung versorgt.

Hauptschalter

In jeder Windenergieanlage befinden sich mehrere Hauptschalter. Mit den Hauptschaltern können alle angeschlossenen Komponenten der Windenergieanlage spannungsfrei geschaltet werden.

Die Anbringungsorte der Hauptschalter und ihre angeschlossenen Komponenten sind in anlagenspezifischen Dokumenten beschrieben.

3 Sensorsystem

Eine Vielzahl von Sensoren erfasst laufend den aktuellen Zustand der Windenergieanlage und die relevanten Umgebungsparameter (z. B. Rotordrehzahl, Temperatur, Windgeschwindigkeit, Blattbelastung etc.). Die Steuerung wertet die Signale aus und steuert die Windenergieanlage so, dass die aktuell verfügbare Windenergie optimal ausgenutzt wird und dabei die Sicherheit des Betriebs gewährleistet ist.

Redundante Sensoren

Um eine Plausibilitätsprüfung durch Vergleich der gemeldeten Werte zu ermöglichen, sind für einige Betriebszustände (z. B. für die Messung der Temperatur im Generator) mehr Sensoren eingebaut als eigentlich notwendig wären. Ein defekter Sensor wird zuverlässig erkannt und kann durch die Aktivierung eines Reservesensors ersetzt werden. Die Windenergieanlage kann dadurch in der Regel ohne sofortigen Serviceeinsatz sicher weiter betrieben werden.

Kontrolle der Sensoren

Die Funktionstüchtigkeit aller Sensoren wird entweder im laufenden Betrieb regelmäßig durch die Steuerung selbst oder, wo dies nicht möglich ist, im Zuge der Wartung kontrolliert.

Drehzahlüberwachung

Die Steuerung der Windenergieanlage regelt durch Verstellung des Blattwinkels die Rotordrehzahl so, dass die Nenndrehzahl auch bei sehr starkem Wind nicht nennenswert überschritten wird. Auf plötzlich eintretende Ereignisse, z. B. eine starke Windbö oder eine schlagartige Verringerung der Generatorlast, kann das Blattverstellungssystem jedoch unter Umständen nicht schnell genug reagieren. Wenn dann die Nenndrehzahl um einen festgelegten Wert überschritten wird, hält die Steuerung der Windenergieanlage den Rotor an. Windenergieanlagen mit selbsttätigem Neustart unternehmen nach drei Minuten automatisch einen neuen Startversuch. Ist diese Störung innerhalb von 24 Stunden fünfmal aufgetreten, wird ein Defekt vermutet. Es wird kein weiterer Startversuch unternommen. Windenergieanlagen, die nicht automatisch starten, können per Fernzugriff neu gestartet werden.

Wenn ein Fehler vorliegt, wird die Windenergieanlage durch eine Notverstellung angehalten.

Luftspaltüberwachung

Der Luftspalt zwischen Rotor und Stator des Generators darf eine bestimmte Breite nicht unterschreiten. Der Luftspalt wird durch Mikroschalter (betrifft Windenergieanlagen der Plattformen EP1, EP2 und EP3) bzw. induktive Näherungssensoren (betrifft Windenergieanlagen der Plattform EP5) überwacht, die am Rotorumfang verteilt sind. Wenn der Luftspalt einen bestimmten Wert unterschreitet, wird die Windenergieanlage angehalten. Die Windenergieanlage kann neu gestartet werden, sobald die Ursache beseitigt wurde.

Schwingungsüberwachung

Die Schwingungsüberwachung erkennt zu starke Schwingungen bzw. Auslenkungen der Turmspitze der Windenergieanlage. Je nach Turmhöhe und -bauart gelten unterschiedliche Grenzwerte für die maximal zulässige Auslenkung.

Beschleunigungsaufnehmer erfassen die Beschleunigungen der Gondel in Richtung der Nabenachse (Längsschwingung) und quer dazu (Querschwingung). Die Steuerung der Windenergieanlage berechnet daraus laufend die Auslenkung des Turms gegenüber der

Ruheposition. Überschreitet die Auslenkung das zulässige Maß, hält die Windenergieanlage an. Das Display im Bedienfeld zeigt dann eine Störmeldung mit dem entsprechenden Zusatzstatus für die Richtung (Längs- bzw. Querschwingung) an.

Ist eine Störung im Generator-Stator und Gleichrichter aufgetreten, wodurch es zu übermäßig starken Vibrationen und Erschütterungen kommt, wird dies von der Schwingungsüberwachung erkannt.

Kabelentdrillung

Über eine Sensorik wird eine eventuelle Verdrillung der Kabel, die aus der Gondel in den Turm führen, registriert. Bei zu starker Verdrillung dreht die Anlagensteuerung die Gondel zurück. Zusätzlich sind Endschalter montiert, die ein Weiterdrehen verhindern. Löst ein Endschalter aus, wird die Windenergieanlage angehalten.

Temperaturüberwachung

Temperatursensoren messen kontinuierlich die Temperatur von Komponenten, die vor zu hohen Temperaturen geschützt werden müssen. Werden am Generator zu hohe Temperaturen gemessen, wird die Leistung der Windenergieanlage reduziert, gegebenenfalls wird die Windenergieanlage angehalten. An manchen Stellen des Generators sind zusätzlich Übertemperaturschalter angebracht. Die Übertemperaturschalter veranlassen ebenfalls das Anhalten der Windenergieanlage nachdem eine bestimmte Temperatur überschritten wurde. Nach dem Abkühlen kann die Windenergieanlage wieder in Betrieb genommen werden, nachdem der Grund für die Überschreitung untersucht und beseitigt wurde.

4 Sicheres Anhalten der Windenergieanlage

Anhalten durch das Blattverstellungssystem

Die Windenergieanlage kann durch manuellen Eingriff oder automatisch durch die Steuerung der Windenergieanlage angehalten werden.

Jedes Rotorblatt ist dazu mit einem Blattverstellungssystem ausgestattet. Das Blattverstellungssystem besteht aus einer Steuerung, einer Antriebseinheit und einem Energiespeicher.

Durch das Blattverstellungssystem wird die Stellung der Rotorblätter zum Wind gesteuert. Sowohl bei einer nicht sicherheitsrelevanten als auch bei einer sicherheitsrelevanten Störung werden die Rotorblätter über die Steuerung der Windenergieanlage aus dem Wind gedreht, woraufhin der Rotor der Windenergieanlage anhält.

Liegt eine Störung der Steuerung der Windenergieanlage vor, wird die Notverstellung der Rotorblätter eingeleitet.

Notverstellung

Der Energiespeicher der Blattverstelleinheit hat die für eine Notverstellung nötige Energie gespeichert und wird während des Anlagenbetriebs im geladenen Zustand gehalten und laufend getestet. Bei einer Notverstellung werden die Antriebseinheiten vom zugehörigen Energiespeicher mit Energie versorgt. Die Rotorblätter fahren voneinander unabhängig in eine Stellung, in der sie keinen Auftrieb erzeugen, die sogenannte Fahnenstellung.

Da die 3 Blattverstelleinheiten sich sowohl gegenseitig kontrollieren als auch unabhängig voneinander funktionieren, können beim Ausfall einer Komponente die verbliebenen Blattverstelleinheiten weiterhin arbeiten und den Rotor anhalten.

5 Fernüberwachung

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

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

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

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

6 **Wartung**

Um den dauerhaft sicheren und optimalen Betrieb der Windenergieanlagen sicherzustellen, müssen die Windenergieanlagen in regelmäßigen Abständen gewartet werden.

Die Windenergieanlagen werden regelmäßig, je nach Anforderung mindestens einmal jährlich, gewartet. Dabei werden alle sicherheitsrelevanten Komponenten und Funktionen geprüft, z. B. Blattverstellungssystem, Windnachführung, Sicherheitssysteme, Blitzschutzsystem, Anschlagpunkte und Sicherheitssteigleiter. Die Schraubverbindungen an den tragenden Verbindungen (Hauptstrang) werden geprüft.

Alle weiteren Komponenten werden einer Sichtprüfung unterzogen, bei der Auffälligkeiten und Schäden festgestellt werden. Verbrauchte Schmierstoffe werden nachgefüllt.

Die Komponenten werden regelmäßig präventiv ausgetauscht, um weiterhin einen sicheren Betrieb zu gewährleisten,

Technische Beschreibung

Blitzschutz

ENERCON Windenergieanlagen

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

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

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

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

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

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

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

Dokumentinformation

Dokument-ID	D0260891/17.0-de
Vermerk	Originaldokument

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

Mitgeltende Dokumente

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

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

Inhaltsverzeichnis

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

Abkürzungsverzeichnis

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

1 Allgemeines

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

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

Äußerer Blitzschutz

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

Innerer Blitzschutz

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

Blitzschutzklasse – Lightning protection level

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

Blitzschutzzonen

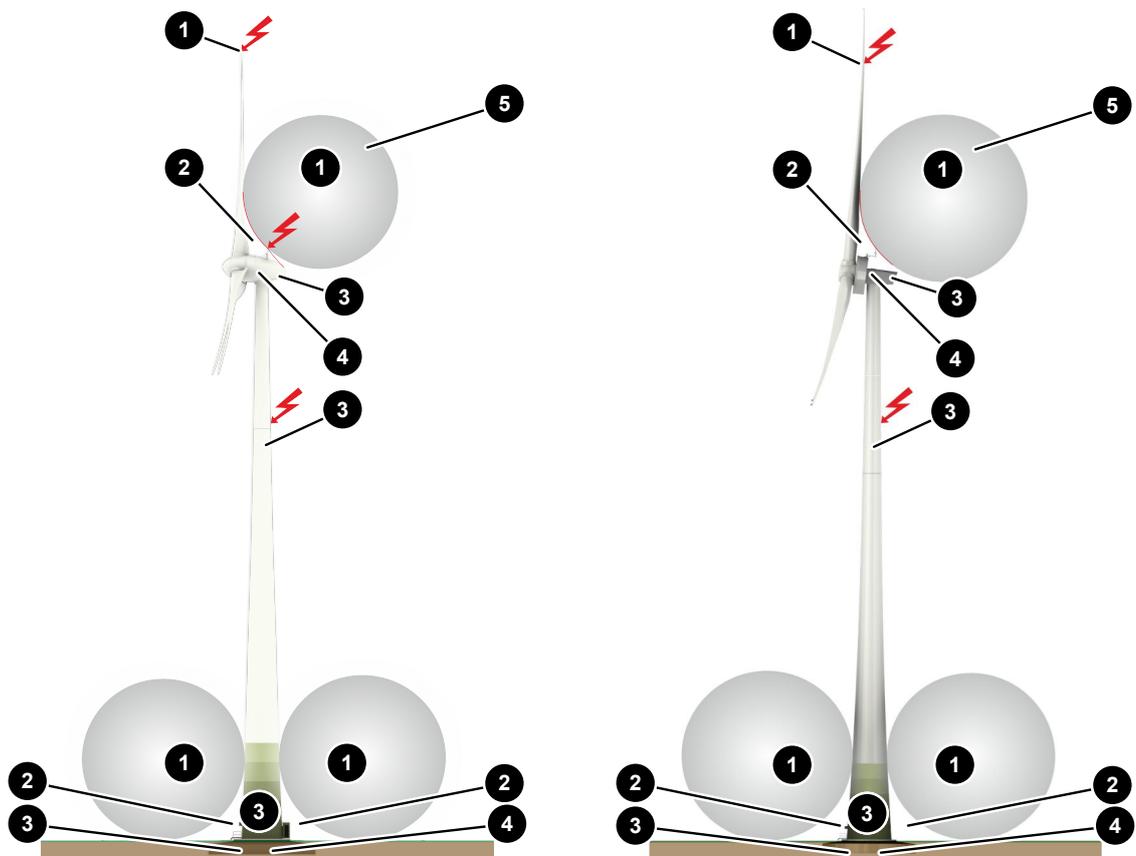


Abb. 1: Blitzschutzzonen, Gondel in Tropfenform (links) und Gondel in Kompaktform/E-Gondel (rechts), Beispiel

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

2 Äußerer Blitzschutz

2.1 Fangeinrichtungen

2.1.1 Maschinenhaus

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

2.1.2 Rotorblatt

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

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

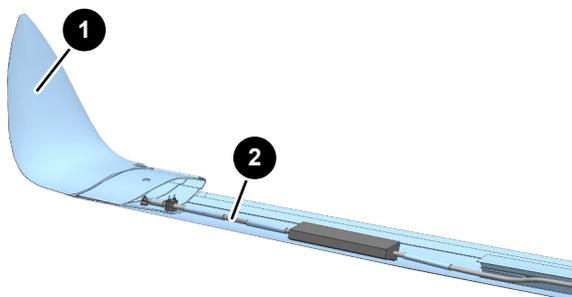


Abb. 2: Blattspitze mit Blitzableiter

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

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

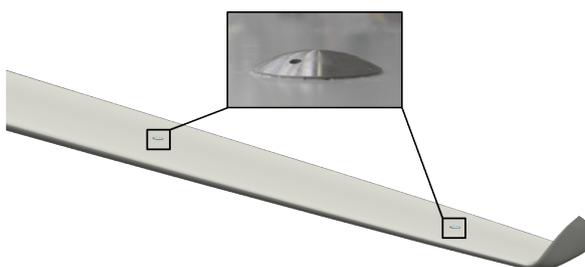


Abb. 3: Rotorblatt mit Rezeptoren auf der Druck- und Saugseite, Beispiel

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

Rezeptoren sind definierte Solleinschlagsstellen, welche blitzstromtragfähig dimensioniert sind.

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

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

Durchgangsmessung des Blitzschutzes der Rotorblätter nach IEC 61400-24

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

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

2.2 Ableitungen

2.2.1 Blattanschluss – Rotor

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

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

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

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

2.2.2 Rotor – Maschinenträger

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

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

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

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

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

2.2.3 Maschinenträger – Turm

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

2.2.4 Turm

Stahltürme

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

2 am Turm angeschweißte Laschen dienen dem Anschließen der Anschlussfahnen des 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 Stahlurmsektionen realisiert. Der Übergang zu den Stahlurmsektionen erfolgt über 4 Leitungen, jeweils um 90° versetzt, mit mind. 50 mm² Querschnitt.

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

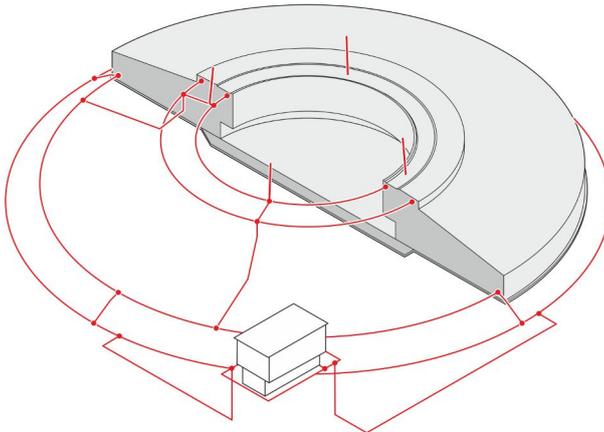


Abb. 4: Erdungsanlage, Beispiel

Erdungsanlagen schützen Lebewesen und Sachwerte vor Gefahren, die durch Kurz- bzw. Erdschlüsse und transiente Vorgänge, wie Blitzschläge und Schaltheandlungen, 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 integriert die Erdungsanlage der Windenergieanlage in das umgebende Potential.

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

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

3 Innerer Blitzschutz

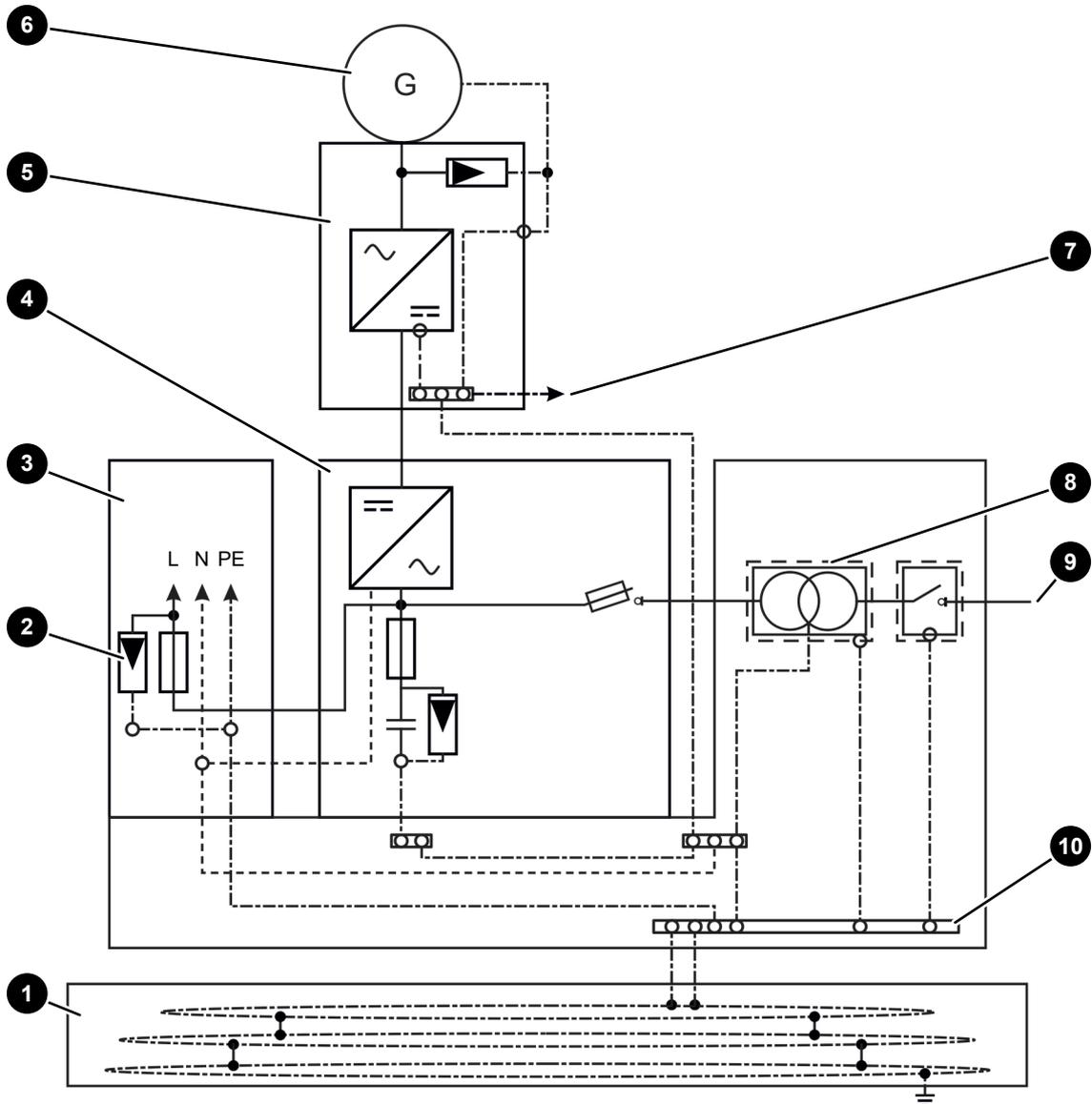


Abb. 5: Schematischer Aufbau des Potentialausgleichssystems und der Überspannungsableiter

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

Potentialausgleichssystem

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

Überspannungsableiter

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

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

4 Übersicht der Blitzschutzkomponenten der Windenergieanlagen

Tab. 1: Übersicht der Blitzschutzkomponenten der Windenergieanlagen

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

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

5 Zugrundeliegende Normen

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

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

Technische Beschreibung

Anhalten der Windenergieanlage

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	D0630561/3.1-de
Vermerk	Originaldokument

Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2023-01-12	de	DB	WRD Wobben Research and Development GmbH / Technische Redaktion

Inhaltsverzeichnis

1	Allgemeines	4
2	Blattverstellungssystem	5
3	Anhalten der Windenergieanlage	6
3.1	Trudelbetrieb	6
3.2	Fahnenstellung	8
3.3	Ertrag	9

1 Allgemeines

ENERCON Windenergieanlagen können manuell oder automatisch angehalten werden. Dabei werden die Rotorblätter aus dem Wind gedreht und der Rotor läuft aus. Die Windnachführung bleibt in Funktion und die Rotorbremse wird nicht betätigt.

2 Blattverstellungssystem

Das Blattverstellungssystem ändert den Anstellwinkel, mit dem die Luft das Blattprofil anströmt. Mit dem Blattwinkel ändert sich der Auftrieb des Rotorblatts und damit auch die Kraft, mit der das Blatt den Rotor dreht.

Im Automatikbetrieb (normale Betriebsart) wird der Blattwinkel so eingestellt, dass einerseits die im Wind enthaltene Energie optimal ausgenutzt wird und andererseits keine Überlastung der Windenergieanlage eintritt. Dabei werden je nach Bedarf auch Randbedingungen wie die Schalloptimierung eingehalten. Außerdem ermöglicht das Blattverstellungssystem das aerodynamische Abbremsen des Rotors.

Erreicht die Windenergieanlage ihre Nennleistung, dreht das Blattverstellungssystem die Rotorblätter bei weiter steigender Windgeschwindigkeit gerade so weit aus dem Wind, dass die Rotordrehzahl und die vom Wind aufgenommene bzw. vom Generator umzusetzende Leistung die Nennwerte nicht oder nur unwesentlich übersteigen.

3 Anhalten der Windenergieanlage

3.1 Trudelbetrieb

Die Blattwinkelstellung im Trudelbetrieb beträgt $> 60^\circ$. Die Rotorblätter erzeugen eine geringe Auftriebskraft. Der Rotor trudelt oder steht bei völliger Windstille still. Der Trudelbetrieb ist für Windenergieanlagen, die in Tab. 1, S. 6 aufgelistet sind, verfügbar.

Vorteile des Trudelbetriebs

Durch die langsame Bewegung (Trudeln) werden die Nabenlager weniger belastet als bei längerem Stillstand und eine Wiederaufnahme der Stromerzeugung und -einspeisung bei wieder stärker werdendem Wind ist schneller möglich.

Trudeldrehzahl

Die Trudeldrehzahl ist abhängig vom Typ der Windenergieanlage und von der Windgeschwindigkeit. Die nominale Trudeldrehzahl (n_1) wird bei einer Windgeschwindigkeit (V_1) erreicht.

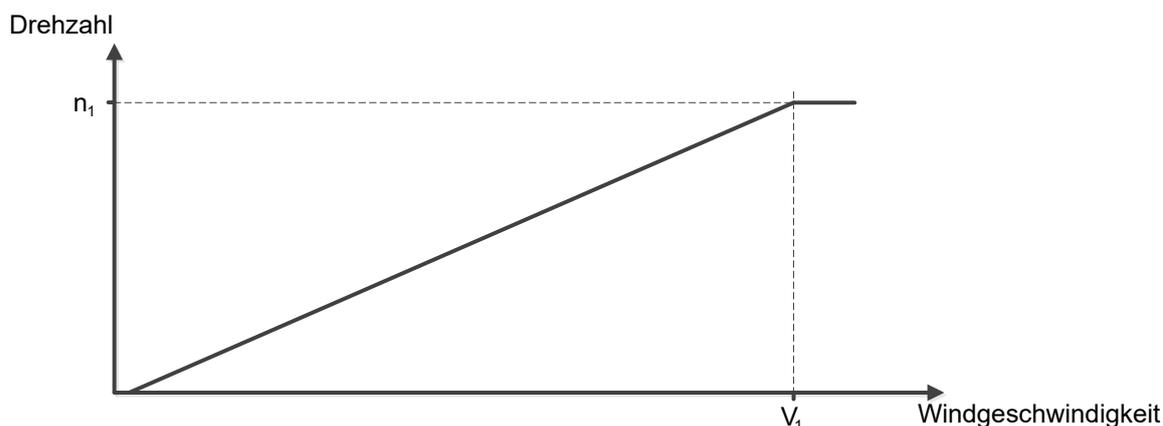


Abb. 1: Trudeldrehzahl in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit

n_1	Nominale Trudeldrehzahl	V_1	Windgeschwindigkeit bei der die nominale Trudeldrehzahl erreicht wird
-------	-------------------------	-------	---

Tab. 1: Trudeldrehzahlen und Blattspitzengeschwindigkeiten

Windenergieanlage	Nominale Trudeldrehzahl (n_1) ¹	Windgeschwindigkeit (V_1) ¹	Nominale Blattspitzengeschwindigkeit ¹	Trudeldrehzahl ¹ bei Windgeschwindigkeit $\leq 6,5 \text{ m/s}^1$	Blattspitzengeschwindigkeit ¹ bei Windgeschwindigkeit $\leq 6,5 \text{ m/s}^1$
E-44	5,0 U/min	11,0 m/s	11,5 m/s	$\leq 2,9 \text{ U/min}$	$\leq 6,8 \text{ m/s}$
E-48	5,0 U/min	11,9 m/s	12,6 m/s	$\leq 2,7 \text{ U/min}$	$\leq 6,8 \text{ m/s}$
E-53	4,5 U/min	11,0 m/s	12,5 m/s	$\leq 2,7 \text{ U/min}$	$\leq 7,3 \text{ m/s}$
E-70 E4	3,5 U/min	12,1 m/s	13,0 m/s	$\leq 1,9 \text{ U/min}$	$\leq 7,0 \text{ m/s}$
E-82 E2	3,5 U/min	13,1 m/s	15,0 m/s	$\leq 1,7 \text{ U/min}$	$\leq 7,4 \text{ m/s}$
E-82 E3	3,5 U/min	13,1 m/s	15,0 m/s	$\leq 1,7 \text{ U/min}$	$\leq 7,4 \text{ m/s}$
E-82 E4	3,5 U/min	13,1 m/s	15,0 m/s	$\leq 1,7 \text{ U/min}$	$\leq 7,4 \text{ m/s}$

Windenergieanlage	Nominale Trudeldrehzahl (n_1) ¹	Windgeschwindigkeit (V_1) ¹	Nominale Blattspitzengeschwindigkeit ¹	Trudeldrehzahl ¹ bei Windgeschwindigkeit $\leq 6,5 \text{ m/s}$ ¹	Blattspitzengeschwindigkeit ¹ bei Windgeschwindigkeit $\leq 6,5 \text{ m/s}$ ¹
E-92	3,3 U/min	13,8 m/s	15,9 m/s	$\leq 1,6 \text{ U/min}$	$\leq 7,5 \text{ m/s}$
E-101	3,0 U/min	15,2 m/s	15,9 m/s	$\leq 1,3 \text{ U/min}$	$\leq 6,8 \text{ m/s}$
E-101 E2	3,0 U/min	16,0 m/s	15,9 m/s	$\leq 1,2 \text{ U/min}$	$\leq 6,5 \text{ m/s}$
E-103 EP2	3,0 U/min	15,7 m/s	16,2 m/s	$\leq 1,2 \text{ U/min}$	$\leq 6,7 \text{ m/s}$
E-112	2,5 U/min	16,5 m/s	14,9 m/s	$\leq 0,98 \text{ U/min}$	$\leq 5,9 \text{ m/s}$
E-115	2,8 U/min	16,7 m/s	17,0 m/s	$\leq 1,1 \text{ U/min}$	$\leq 6,6 \text{ m/s}$
E-115 E2	2,8 U/min	16,5 m/s	17,0 m/s	$\leq 1,1 \text{ U/min}$	$\leq 6,7 \text{ m/s}$
E-115 EP3 E3	2,5 U/min	14,8 m/s	15,1 m/s	$\leq 1,1 \text{ U/min}$	$\leq 6,7 \text{ m/s}$
E-115 EP3 E4	2,5 U/min	14,8 m/s	15,17 m/s	$\leq 1,1 \text{ U/min}$	$\leq 6,7 \text{ m/s}$
E-126 EP3	2,5 U/min	16,5 m/s	16,6 m/s	$\leq 1,0 \text{ U/min}$	$\leq 6,6 \text{ m/s}$
E-126 EP4	2,5 U/min	14,9 m/s	16,6 m/s	$\leq 1,1 \text{ U/min}$	$\leq 7,3 \text{ m/s}$
E-138 EP3	2,5 U/min	17,5 m/s	18,1 m/s	$\leq 0,9 \text{ U/min}$	$\leq 6,7 \text{ m/s}$
E-138 EP3 E2	2,5 U/min	17,5 m/s	18,1 m/s	$\leq 0,9 \text{ U/min}$	$\leq 6,7 \text{ m/s}$
E-138 EP3 E3	2,5 U/min	17,5 m/s	18,1 m/s	$\leq 0,9 \text{ U/min}$	$\leq 6,7 \text{ m/s}$
E-141 EP4	2,0 U/min	13,6 m/s	14,8 m/s	$\leq 1,0 \text{ U/min}$	$\leq 7,1 \text{ m/s}$
E-160 EP5 E3 ²	2,0 U/min	17,4 m/s	16,8 m/s	$\leq 0,75 \text{ U/min}$	$\leq 6,3 \text{ m/s}$
E-160 EP5 E3 R1	2,0 U/min	17,3 m/s	16,8 m/s	$\leq 0,75 \text{ U/min}$	$\leq 6,3 \text{ m/s}$
E-175 EP5	2,0 U/min	16,3 m/s	18,4 m/s	$\leq 0,8 \text{ U/min}$	$\leq 7,3 \text{ m/s}$

Dauer des Übergangs vom Normalbetrieb in den Trudelbetrieb

Wenn die Windenergieanlage in den Trudelbetrieb übergeht, erreicht der Rotor der Windenergieanlage innerhalb von 35 s eine anlagenabhängige Trudeldrehzahl oder steht bei völliger Windstille still. Die Dauer kann, je nach Ursache, durch einen Gradientenstopp erhöht werden.

Mögliche Ursachen für den Übergang in den Trudelbetrieb:

- Windmangel
- Störung der Einspeisung
- nicht sicherheitsrelevante Komponentenstörung
- Fledermaus- oder Vogelschutz
- Eisansatzerkennung

¹ 1-Minuten-Mittelwert

² Übergang in den Trudelbetrieb nur bei Windmangel oder bedingt durch Fledermaus- oder Vogelschutz

3.2 Fahnenstellung

Die Blattwinkelstellung in Fahnenstellung beträgt ca. 90°. Die Rotorblätter erzeugen keinen Auftrieb. Der Rotor wird aerodynamisch gebremst. Er steht still oder bewegt sich minimal.

Dauer des Übergangs vom Normalbetrieb in die Fahnenstellung

Wenn die Windenergieanlage im Normalbetrieb angehalten wird, erreicht der Rotor der Windenergieanlage eine Drehzahl von nahezu 0 U/min. Die Dauer kann, je nach Ursache, durch einen Gradientenstopp erhöht werden.

Tab. 2: Drehzahlen und Zeiten bis zum Anhalten

Windenergieanlage	Zeit bis 2 U/min	Zeit bis 1 U/min	Zeit bis nahezu 0 U/min
E-44	-	-	35 s
E-48			
E-53			
E-70 E4			
E-82 E2			
E-82 E3			
E-82 E4			
E-92			
E-101			
E-101 E2			
E-103 EP2			
E-112			
E-115			
E-115 E2			
E-115 EP3 E3			
E-126 EP4			
E-141 EP4			
E-115 EP3 E4	27 s	30 s	55 – 60 s
E-126 EP3	28 s	34 s	50 s
E-138 EP3	35 s	40 s	45 – 60 s
E-138 EP3 E2	35 s	40 s	45 – 60 s
E-138 EP3 E3	35 s	40 s	45 – 60 s
E-147 EP5 E2	30 s	40 s	50 s
E-160 EP5 E2	20 s	27 s	42 s
E-160 EP5 E3	25 s	32 s	54 s
E-160 EP5 E3 R1	25 s	32 s	54 s
E-175 EP5	25 s	32 s	65 s

Mögliche Ursachen für den Übergang in die Fahnenstellung:

- Manuelles Stoppen: Der Schalter *Start/Stop* am Steuerschrank wird in Stellung *Stop* gedreht.
- Überdrehzahl
- Störung der Notverstellkondensatoren
- Störung des Generators
- Schattenabschaltung
- Notverstellung

3.3 Ertrag

Befindet sich die Windenergieanlage im Trudelbetrieb oder in Fahnenstellung, wird die Erregung ausgeschaltet. Es wird keine Leistung und somit kein Ertrag erzeugt. Die nominale Trudeldrehzahl liegt unter der minimalen Betriebsdrehzahl.

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

ENERCON Eisansatzerkennung

ENERCON Platform Independent Control System (PI-CS)

Herausgeber

ENERCON Global GmbH ▪ Dreekamp 5 ▪ 26605 Aurich ▪ Deutschland
Telefon: +49 4941 927-0 ▪ Telefax: +49 4941 927-109
E-Mail: info@enercon.de ▪ Internet: http://www.enercon.de
Geschäftsführer: Uwe Eberhardt, Ulrich Schulze Südhoff
Zuständiges Amtsgericht: Aurich ▪ Handelsregisternummer: HRB 202549
Ust.Id.-Nr.: DE285537483

Urheberrechtshinweis

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

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

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

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

Geschützte Marken

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

Änderungsvorbehalt

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

Dokumentinformation

Dokument-ID	D02531399/4.1-de		
Vermerk	Originaldokument		
Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2025-03-31	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	26

1 Einleitung

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

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

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

- PI-CS

2 ENERCON Kennlinienverfahren

2.1 Funktionsweise

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

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

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

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

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

Zeit bis zum Anhalten

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

2.2 Sicherheit

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

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

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

2.3 Grenzen

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

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

2.4 Anpassung der Detektionszeit

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

- Jede Sekunde, in der eine Abweichung vorliegt, wird der Zähler um 1 erhöht. Bei Erreichen des in *MaxVallceCnt (Eisansatz-Detektionszeit, S. 17)* 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 Eisanwachstumsrate 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 (*Automatischer Wiederanlauf nach Vereisung*, 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 (*Präventive Eisansatzerkennung nach 3 Stunden Störung*, S. 18) ein- oder ausgeschaltet werden.

3 Zustände der Windenergieanlage

Die Windenergieanlage kann sich in den folgenden Zuständen befinden:

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

4 Anhalten der Windenergieanlage

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

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

5 Wiederanlaufen der Windenergieanlage

5.1 Priorisierung von Anhalten und Wiederanlaufen der Windenergieanlage

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

5.2 Manueller Wiederanlauf

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

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

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

5.3 Automatischer Wiederanlauf nach Tauwetter

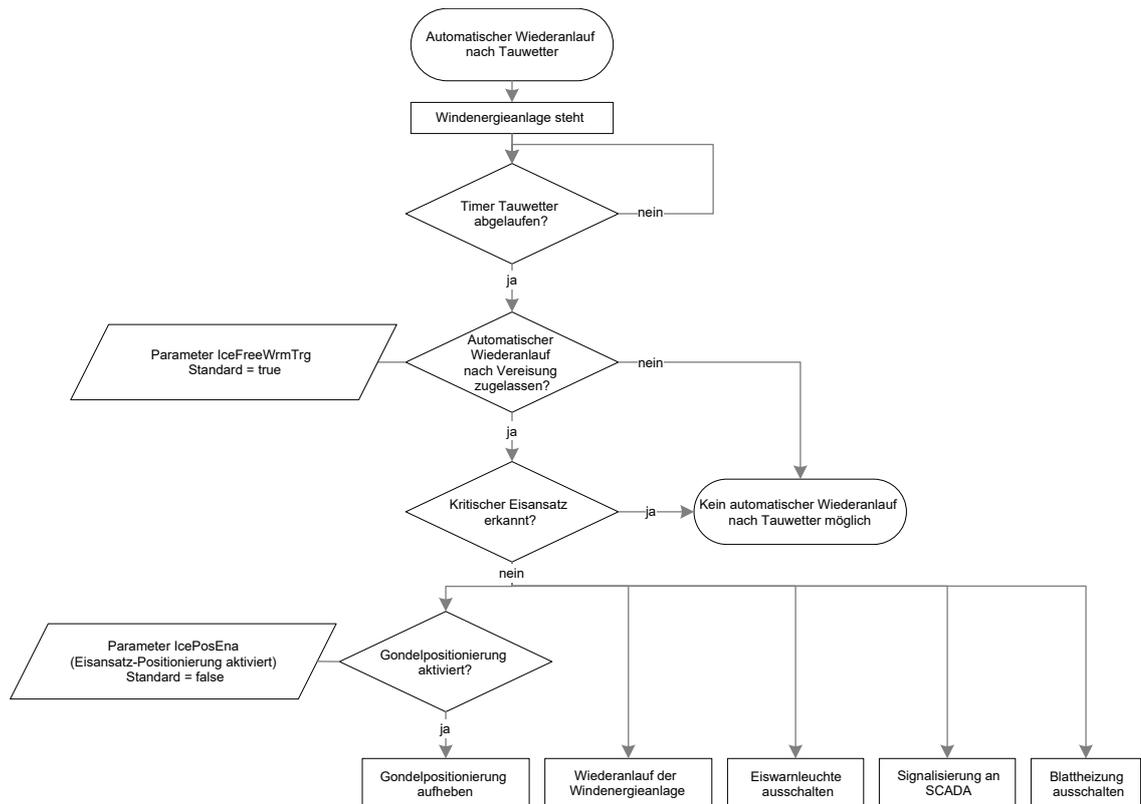


Abb. 1: Automatischer Wiederanlauf nach Tauwetter

Standardeinstellung:

- IceFreeWrmTrg (Automatischer Wiederanlauf nach Vereisung) = true

Voraussetzung:

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

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

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

Tab. 1: Automatischer Wiederanlauf nach Tauwetter

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

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

5.4 Automatischer Wiederanlauf während Vereisungsbedingungen



Abb. 2: Automatischer Wiederanlauf während Vereisungsbedingungen

Standardeinstellung:

- IceFreeDIDurTrg (Automatischer Wiederanlauf während Vereisungsbedingungen) = false

Voraussetzung:

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

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

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

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

5.5 Automatischer Wiederanlauf mit Blattheizung



Abb. 3: Automatischer Wiederanlauf mit Blattheizung

Standardeinstellung:

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

Voraussetzung:

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

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

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

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

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

5.6 Automatischer Wiederanlauf nach Windpark-Eisansatzerkennung

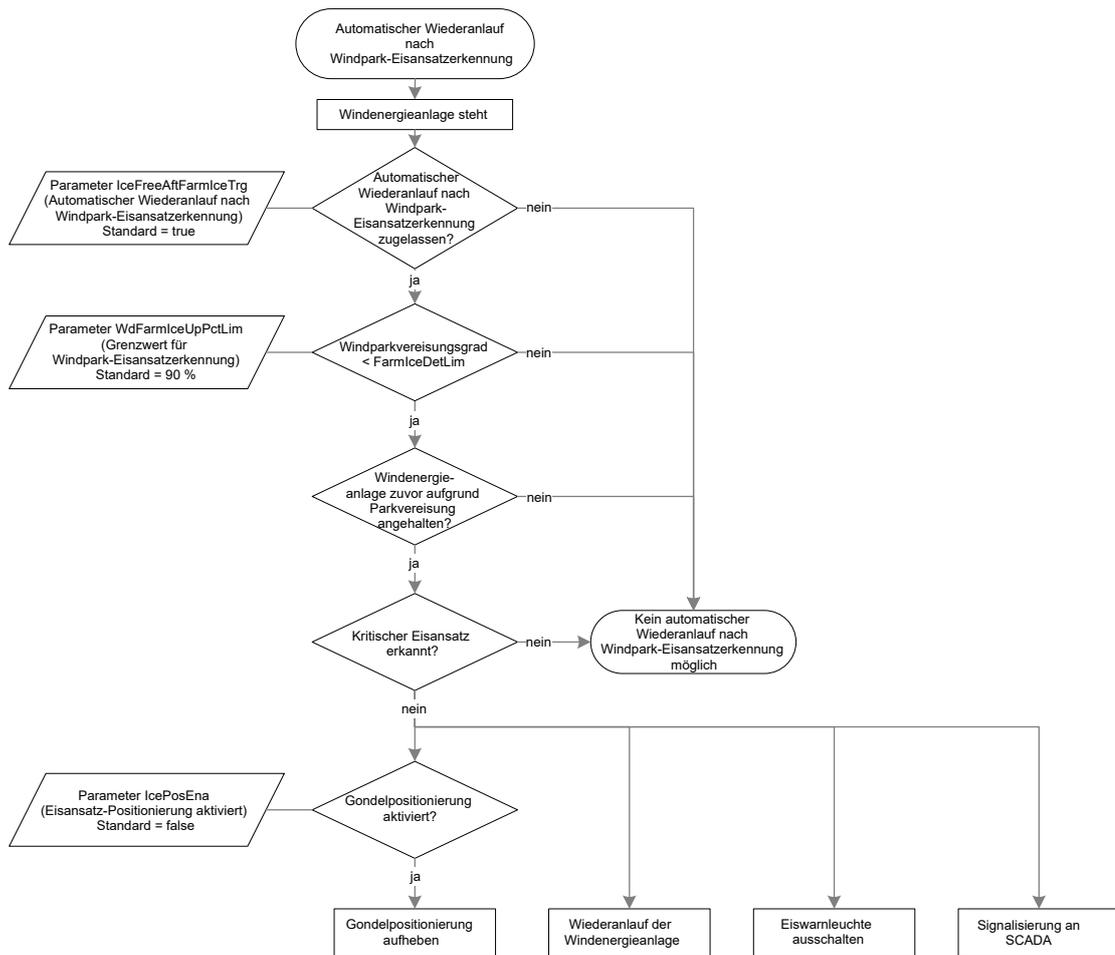


Abb. 4: Automatischer Wiederanlauf nach Windpark-Eisansatzerkennung

Standardeinstellung:

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

Voraussetzung:

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

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

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

6 Parameter

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

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

6.1 Automatischer Wiederanlauf nach Vereisung

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

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

Einstellmöglichkeiten	Standard
true/false	true

Gewünschte Parametereinstellung: false

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

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

6.2 Automatischer Wiederanlauf während Vereisungsbedingungen

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

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

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

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

Einstellmöglichkeiten	Standard
true/false	false

Gewünschte Parametereinstellung: true

Die gewünschte Parametereinstellung umsetzen, wenn

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

6.3 Dauer der Verzögerung des automatischen Wiederanlaufs während Vereisungsbedingungen

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

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

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

6.4 Eisansatz-Detektionszeit

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

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

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

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

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

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

Gewünschte Parametereinstellung: < 15 Minuten

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

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

Gewünschte Parametereinstellung: > 15 Minuten

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

Die gewünschte Parametereinstellung in allen weiteren Ländern umsetzen, wenn

- die Genehmigung es erlaubt oder

- eine standortspezifische Risikobeurteilung vorliegt, die das Risiko der Änderung als akzeptabel einstuft.

6.5 Präventive Eisansatzerkennung nach 3 Stunden Störung

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

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

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

Einstellmöglichkeiten	Standard
true/false	true

Gewünschte Parametereinstellung: false

Gewünschte Parametereinstellung umsetzen, wenn

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

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

6.6 Sensitivität Eisansatzerkennung

Parameter: *WMET1/Ice1/IceDtcSens* (Ice detection sensitivity)

Gibt an, mit welcher Sensitivität das Toleranzband für die Leistungs- und Blattwinkelkurve des Eisansatzerkennungssystems (ENERCON Kennlinienverfahren) eingestellt ist.

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

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 und ggf. das Eiswurfrisiko erhöhen.

Einstellmöglichkeiten	Standard
Low sensitivity	Normal sensitivity
Decreased/Reduced sensitivity	
Normal sensitivity	
Raised/Increased sensitivity	
High sensitivity	

Gewünschte Parametereinstellung: decreased/reduced sensitivity

Nur die normale und hohe Sensitivität entsprechen dem Stand der Technik.

Gewünschte Parametereinstellung umsetzen, wenn eines der folgenden Kriterien erfüllt ist:

- Die Genehmigung erlaubt es.

- Eine standortspezifische Risikobeurteilung liegt vor, die das Risiko der Änderung als akzeptabel einstuft.

Gewünschte Parametereinstellung: raised/increased sensitivity

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.

6.7 Automatischer WEA-Start nach Eisansatz

Parameter: *WTUR1/Saf1/IceDetStopAutoRelEna* (Ice detection stop automatic relaunch enabled)

Gibt an, ob ein Neustart der WEA nach einem Stopp aufgrund von Eisbefall ohne manuelle Bestätigung eines Bedieners über das HMI erlaubt ist oder nicht. Dieser Parameter bezieht sich auf die Sicherheitsfunktion SF204.

Einstellmöglichkeiten	Standard
true/false	false

Gewünschte Einstellung: true

Die gewünschte Parametereinstellung umsetzen, wenn eines der folgenden Kriterien erfüllt ist:

- Die Genehmigung erlaubt es.
- Eine standortspezifische Risikobeurteilung liegt vor, die das Risiko der Änderung als akzeptabel einstuft.

6.8 Gondel bei Eisansatz bis auf xxx° positionieren

Parameter: *WYAW1\Yw1\IcePosEna* (Icing position enabled)

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

Einstellmöglichkeiten	Standard
true/false	false

6.9 Gondelposition bei Eisansatz

Parameter: *WYAW1\Yw1\IcePosEna* (Icing position enabled)

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

Einstellmöglichkeiten	Standard
0 bis 360 Grad	180 Grad

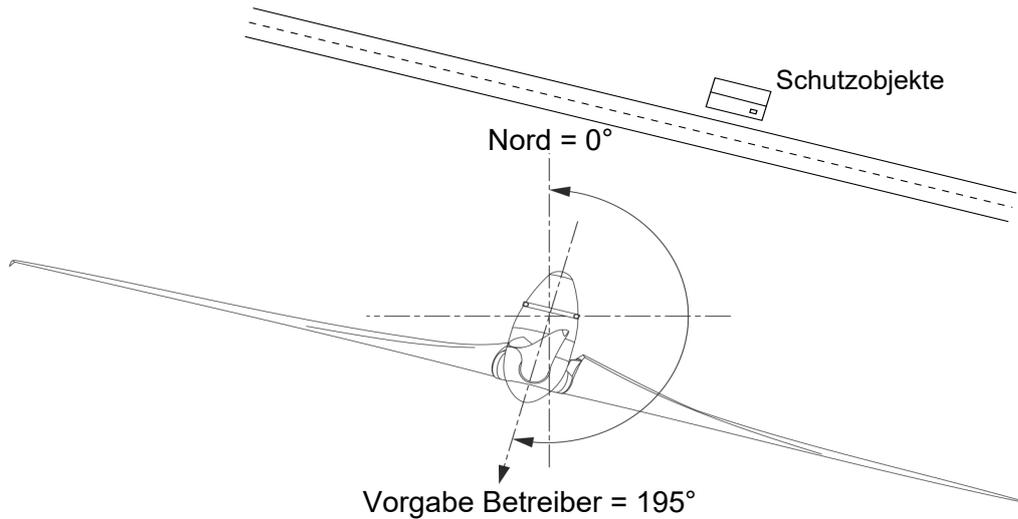


Abb. 5: Beispiel Gondelposition bei Eisansatz (Draufsicht)

6.10 Automatischer Neustart bei Eisfrei-Signal

Parameter: *WMET1\Ice1\Ice\WfiAutoStrTrg* (Icing workflow automatic start trigger)

Gibt an, ob die WEA bei einem Eisfreiheitssignal durch ein externes System automatisch wieder anläuft.

Einstellmöglichkeiten	Standard
true/false	false

Gewünschte Einstellung: true

Die gewünschte Parametereinstellung umsetzen, wenn eines der folgenden Kriterien erfüllt ist:

- Die Genehmigung erlaubt es.
- Eine standortspezifische Risikobeurteilung liegt vor, die das Risiko der Änderung als akzeptabel einstuft.

7 Statusmeldungen

Tab. 2: Statusmeldungen

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

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

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

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

Typ	Nr.	Name	Beschreibung / Grund	Ausgelöste Anhalteprozedur
W	14:5203	Idling due to icing or error in ice detection	<p>Die WEA muss sich im Trudelmodus befinden, wenn die Sicherheitssteuerung die Aufforderung zum Trudeln auslöst. Dies ist der Fall, wenn mindestens eine der folgenden Auslöser auftreten:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ die Eiserkennungssysteme hat Vereisung an den Rotorblättern festgestellt ■ die Sicherheitssteuerung hat festgestellt, dass kein Eiserkennungssystem installiert ist ■ die Sicherheitssoftware hat einen Fehler im Eiserkennungssystem festgestellt <p>Wenn der Status aufgrund eines Fehlers im Eiserkennungssystem auftritt oder weil kein Eiserkennungssystem installiert ist, wird auch der Status 14:5205 angezeigt.</p> <p>Der Status wird zurückgesetzt, wenn das Eiserkennungssystem meldet, dass kein Eis mehr vorhanden ist oder wenn die Vereisungsbedingungen gemäß der Vereisungsformel nicht erfüllt sind und der Status 14:5205 nicht aktiv ist.</p>	Standardstopp
E	14:5204	Eiswurfunterdrückung	<p>Es wurde Eis erkannt. Die Sicherheitssteuerung hat den produktiven Betrieb gestoppt und ist in den sicheren Zustand gewechselt. Nach einem Neustart der SPLC muss der eisfreie Zustand manuell im Menü <i>Meteorologie</i> bestätigt werden, unabhängig vom tatsächlichen Zustand des Eisbefalls.</p>	Sicherheitsstopp
I	14:5205	Fehler Eisansatzerkennung	<p>Zeigt an, dass der Trudelmodus aufgrund eines Fehlers im Eiserkennungssystem angefordert wird oder weil kein Eiserkennungssystem installiert ist unter die Temperatur unter dem Wert in Parameter <i>WTUR1Saf1Iceld/SpdTmp</i> liegt oder die Temperaturmessung fehlgeschlagen ist.</p> <p>Dieser Status wird zusammen mit 14:5203 angezeigt, um weitere Informationen zu liefern.</p>	-
I	14:5300	Ice warning light active	Eiswarnleuchte aktiv	-
W	14:5301	Ice warning light fault	Fehler in der Eiswarnleuchte erkannt	-

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

1 Einleitung

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2 Geltungsbereich

Dieses Gutachten ist gültig für ENERCON Windenergieanlagen mit folgenden Betriebssystemen:

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

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

3 ENERCON-Kennlinienverfahren

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

3.1 Prinzip der Eisansatzerkennung

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

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

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

3.2 Ansprechverhalten und Eigensicherheit

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

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

3.3 Integration in das Betriebsführungssystem

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

infolge anderer Grenzwertüberschreitungen oder Störungen an der Anlage vorgesehen ist.

3.4 Wiederanlaufen nach Vereisung ohne externes Eisansatzerkennungssystem

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

Automatischer Wiederanlauf nach Tauwetter (Standardeinstellung)

Wenn anhand der Außentemperaturmessungen Tauwetterlage erkannt wird und ein automatischer Wiederanlauf bei Tauwetter 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 (Trudeltbetrieb, s. Kap. 4.1).

6.2 Inbetriebnahme und Einstellung des Systems

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

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

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

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

6.3 Bewertung nach Stand der Technik

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

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

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

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

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

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

7 Eologix

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

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

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

7.1 Ansprechverhalten und Eigensicherheit

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

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

7.2 Inbetriebnahme und Einstellung des Systems

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

Stopp-Konfiguration:

- Eisansatzerkennung ohne automatischen Wiederanlauf durch eologix
- keine Eisfreiheitsmeldung

Wiederanlauf-Konfiguration:

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

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

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

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

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

7.3 Bewertung nach Stand der Technik

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

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

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

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

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

8 ENERCON-Blattheizung

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

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

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

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

Wiederanfahren durch manuellen Reset

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

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

Automatischer Wiederanlauf nach Einsatz der Blattheizung

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

Bewertung der Einbindung ins Betriebsführungs- und Sicherheitssystem

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

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

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

Personalschulung

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

Einfluss der Blattheizung auf Sensoren zur Eisansatzerkennung

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

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

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

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

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

9 Dokumente und Literaturverzeichnis

9.1 Geprüfte und mitgeltende Dokumente

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Gutachten

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

Eisansatzerkennung nach dem ENERCON-Kennlinienverfahren

Erstellt im Auftrag für

ENERCON
Dreekamp 5 F&E
26605 Aurich
Deutschland

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

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

Gegenstand der Prüfung: Eisansatzerkennung durch das ENERCON Kennlini-
enverfahren

Anlagenhersteller: ENERCON
Dreekamp 5 F&E
26605 Aurich
Deutschland

Die Ausarbeitung des Gutachtens erfolgte durch:

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

An der Prüfung beteiligt:

B.Sc. F. Lautenschlager

Für weitere Auskünfte:

TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG

Gunnar Ewald

Große Bahnstraße 31

22525 Hamburg

Tel.: +49 40 8557 1449

E-Mail: gewald@tuev-nord.de

Inhalt

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

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

Tabellen

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

Abbildungen

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

1 Einleitung

1.1 Ausgangssituation

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

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

Eiserkennungssysteme verfügen generell über einen Sensor und eine Auswerteeinheit. Das Sensorsignal wird durch vereiste Rotorblätter beeinflusst und kann beispielsweise die Leistung der Anlage oder die Blattbeschleunigung sein. Die Auswerteeinheit übernimmt die Aufgabe, das Sensorsignal auszuwerten und daraus einen Indikator für Vereisung zu generieren. Üblicher Weise gibt es einen Schwellwert, bei dessen Überschreitung das Eiserkennungssystem ein Abschalten der Anlage initiiert. Oft ist dieser Schwellwert spezifisch für jeden Anlagentyp oder gar jede Anlage einzustellen.

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

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

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

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

1.2 Eisansatzerkennung nach dem Kennlinienverfahren

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

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

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

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

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

1.3 Gültigkeitsbereich

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

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

1.4 Beschreibung der Bewertungskette

1.4.1 Bewertungsmaßstäbe

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

„MERKBLATT für Vorhaben zur Errichtung von Windenergieanlagen hinsichtlich immissionsschutzrechtlicher und arbeitsschutzrechtlicher Anforderungen an die Antragsunterlagen in Genehmigungsverfahren nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz – BImSchG mit Anlagen A und B)“, Fassung vom Oktober 2019.

1.4.2 Grenzen der Bewertung

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

1.4.3 Beschreibung der Vorgehensweise

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

Das Vorgehen zur Bewertung unterteilt sich in die folgenden Schritte:

1. Bestimmung einer kritischen Eisdicke

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

2. Untersuchung zu Eisabwurf beim Leerlauf

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

3. Analyse des Programmablaufs

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

4. Bewertung des Eisdetektionsalgorithmus

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

2 Untersuchungen zur Eisdicke und zur Eiswurfweite

2.1 Bestimmung einer kritischen Eisdicke

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

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

2.1.1 Festlegung von Randbedingungen für den Eisabwurf

Verwendetes Rechenmodell:

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

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

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

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

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

mit

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

y = horizontale Koordinate [m],

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

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

Anlagenbezogene Randbedingungen:

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

Physikalische Randbedingungen:

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

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

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

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

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

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

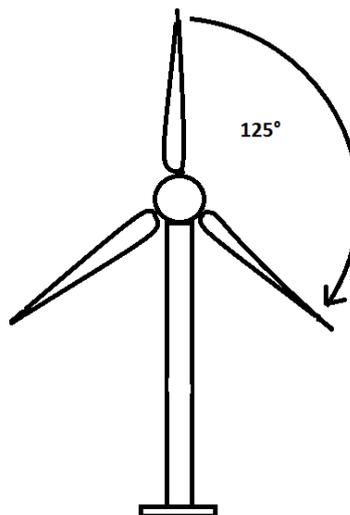


Abbildung 1: Abwurfwinkel Eisobjekt Würfel.

Masse [kg]	Dichte [kg/m ³]	Form	mittlere Fläche [m ²]	mittlerer C _w -Wert [-]
1,0	700	Würfel	0,013	1,11

Tabelle 2.1: Gewähltes Eisobjekt.

Randbedingungen zur Schadensbewertung:

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

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

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

mit

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

Die Masse wird hierbei vereinfacht punktförmig angenommen.

2.1.2 Ermittlung eines kritischen Eisobjektes

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

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

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

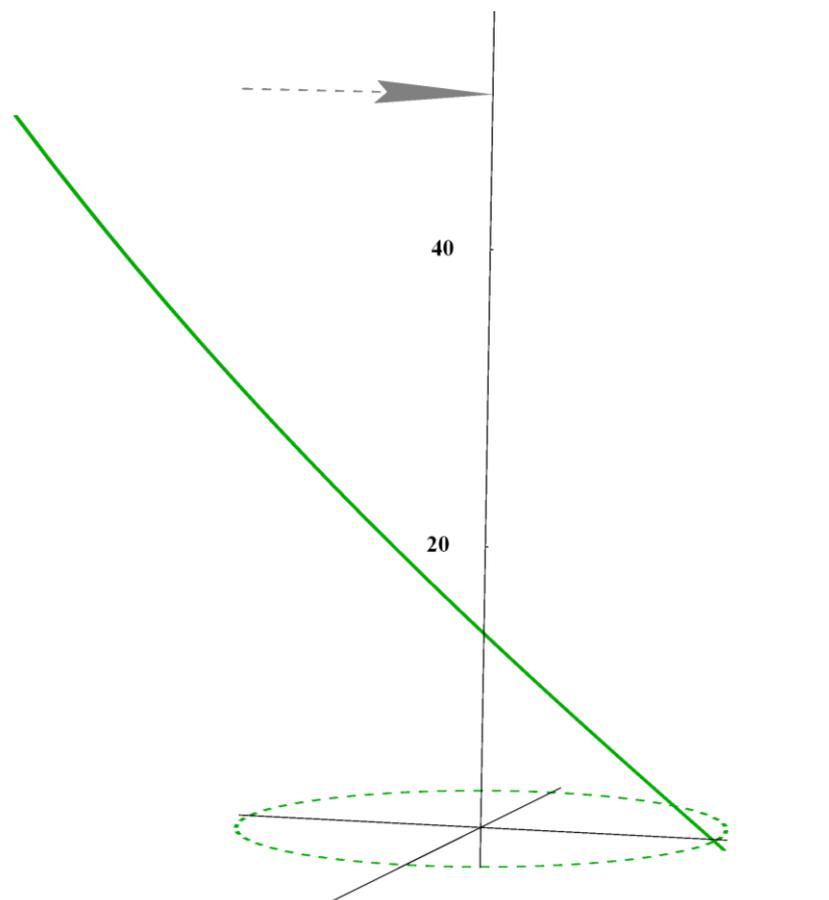


Abbildung 2:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.1.3 Ermittlung einer kritischen Zeit zur Bildung eines kritischen Eisobjektes

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

Die Studien zeigen übereinstimmend die folgenden Ergebnisse:

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

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

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

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

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

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

Tabelle 2.5: Detektionszeiten bis zum Aufwachsen einer kritischen Eisdicke.

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

2.2 Untersuchung zum Eisabwurf beim Leerlauf (Startbetrieb)

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

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

2.2.1 Festlegung der Randbedingungen für den Eisabwurf beim Leerlauf

Anlagenbezogene Randbedingungen:

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

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

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

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

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

Physikalische Randbedingungen:

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

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

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

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

Randbedingungen zum Eisabwurf:

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

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

Mit den gewählten Eisobjekten wird eine Vielzahl möglicher Eisobjekte abgedeckt.

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

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

2.2.2 Ermittlung der Eisabwurfweite für den Leerlauf

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

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

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

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

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

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

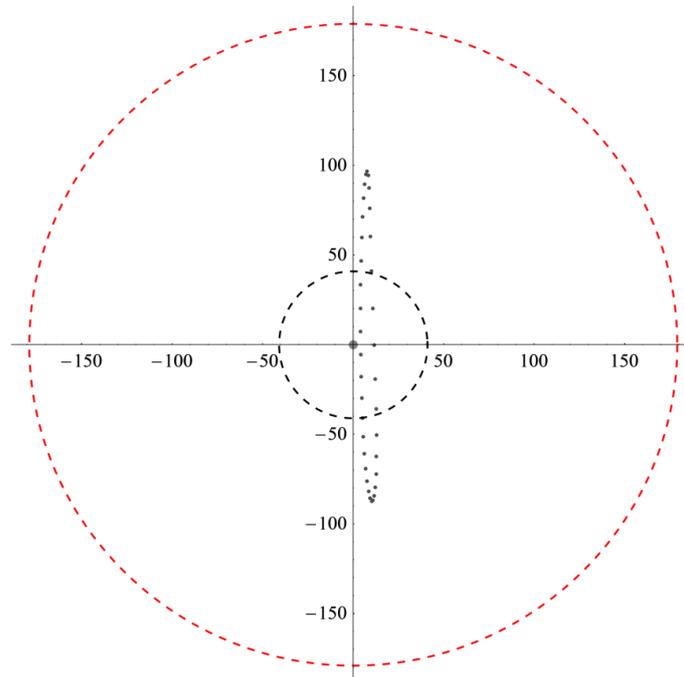


Abbildung 3: Treffer Eisabwurf (Würfel) Leerlauf, Windgeschw. 3m/s. ENERCON E-82, Nabhöhe 138 m (Rotorradius schwarz gestrichelt, Gesamthöhe rot gestrichelt)

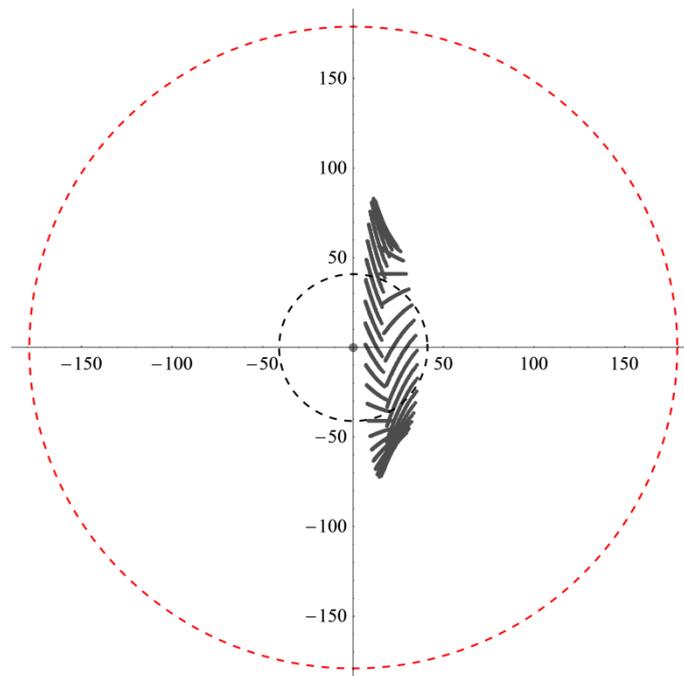


Abbildung 4: Treffer Eisabwurf (144 generierte Eisobjekte) Leerlauf, Windgeschw. 3 m/s. ENERCON E-82, Nabhöhe 138 m (Rotorradius schwarz gestrichelt, Gesamthöhe rot gestrichelt)

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

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

2.2.3 Bewertung und Zusammenfassung der Eisabwurfweite für den Leerlauf

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.2.4 Ergänzende Informationen zum Trudelbetrieb

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

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

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

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

Tabelle 2.8: Maximale Trudeldrehzahl

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

3 Beschreibung des Eiserkennungsalgorithmus

3.1 Programmablauf

3.1.1 Prüfung des Programmablaufs auf Plausibilität

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

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

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

3.1.2 Prüfung von Lücken/Unsicherheiten im Programmablauf

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

3.2 Bewertung des Messprinzips beim ENERCON Eiserkennungsverfahren

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

3.3 Bewertung der Algorithmen beim Kennlinienverfahren

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

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

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

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

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

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

Die Bewertung des Eiserkennungssystems basiert auf den folgenden Informationen.

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

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

Ergebnisse des Signals des Eiserkennungssystems.

3.3.2 Beobachtungen und Bewertungen zum Messbericht Meteotest

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

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

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

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

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

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

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

3.3.3 Messung an der Anlage „WEA 2“

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

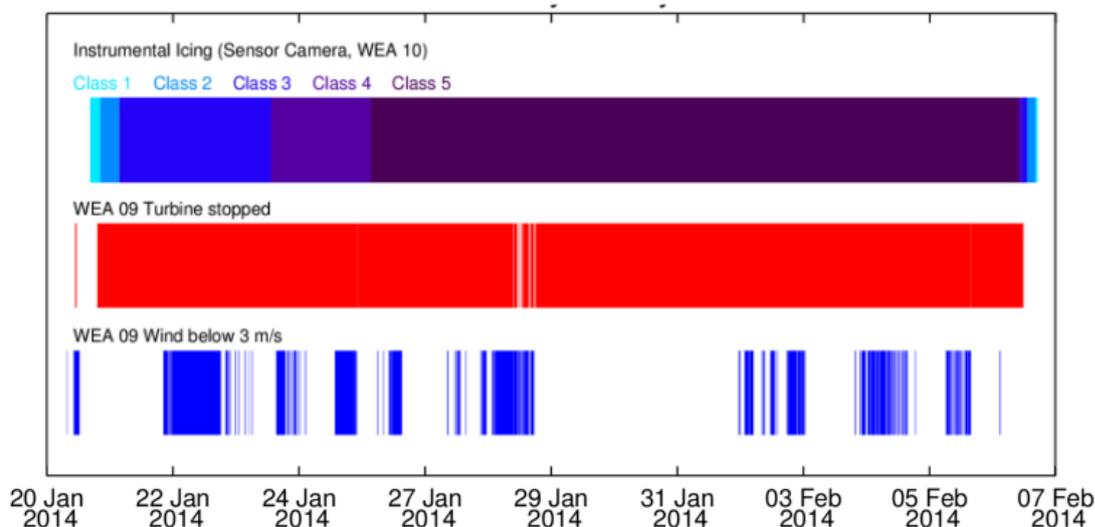


Abbildung 5: Übersicht der aufgezeichneten Signale während der gesamten Messperiode für WEA 09 ohne RBH.

3.4 Grenzen der Bewertungskette

3.4.1 Geschlossenheit der Bewertungskette und Schnittstellen

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

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

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

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

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

3.4.2 Repräsentativität der Messung

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

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

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

3.4.3 Unsicherheiten der Messung

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

3.4.4 Übertragbarkeit der Ergebnisse auf andere Anlagen

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

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

4 Zusammenfassung und Ergebnis der Bewertung

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

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

Eine wichtige Voraussetzung für diese Aussage ist, dass die kritische Eisdicke größer ist als die in der Messung vorliegende Eisdicke für „light icing“. Diese Aussage kann lediglich über eine Bewertung der Fotoaufnahmen erfolgen. Obwohl der in den dem TÜV NORD vorliegenden Abbildungen erkennbare Vereisungsgrad eine geringere Eisdicke indiziert, als die kritische Eisdicke, liegt in diesem Schritt der Bewertungskette eine gewisse Unsicherheit. Das Kennlinienverfahren wird jedoch von ENERCON bereits seit 2003 in über 17000 Windenergieanlagen erfolgreich eingesetzt. Daher kann von einer hohen Betriebsbewährung ausgegangen werden /13/.

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

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

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

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

5 Dokumente und Literaturverzeichnis

5.1 Geprüfte Dokumente

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

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

- /21/ ENERCON GmbH. Übersicht „Zertifikate für Control and Safety Systeme ENERCON WEAs“, D0342021-0. Übermittelt durch die ENERCON GmbH mit Email vom 08.08.2014.
- /22/ ENERCON GmbH
Portierung ENERCON Kennlinienverfahren PI-CS und EP5-CS-03
Dok. Nr.: D02532142/0.0-de
- /23/ ENERCON GmbH
Validierung ENERCON Eiskennlinienverfahren
Dok. Nr.: D02549197/0.0

5.2 Literatur

5.2.1 Literatur zu Kapitel 2.1 und 2.2

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

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

Technische Beschreibung

Wölfel-Eisansatzerkennung

ENERCON Platform Independent Control System (PI-CS)

Herausgeber

ENERCON Global GmbH ▪ Dreekamp 5 ▪ 26605 Aurich ▪ Deutschland
Telefon: +49 4941 927-0 ▪ Telefax: +49 4941 927-109
E-Mail: info@enercon.de ▪ Internet: http://www.enercon.de
Geschäftsführer: Uwe Eberhardt, Ulrich Schulze Südhoff
Zuständiges Amtsgericht: Aurich ▪ Handelsregisternummer: HRB 202549
Ust.Id.-Nr.: DE285537483

Urheberrechtshinweis

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

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

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

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

Geschützte Marken

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

Änderungsvorbehalt

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

Dokumentinformation

Dokument-ID	D03017802/0.0-de		
Vermerk	Originaldokument		
Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2024-07-05	de	DB	WRD Wobben Research and Development GmbH / Documentation Department

Technische Änderungen vorbehalten.

Freigabe: 2024-07-05 09:25

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	4
2	Aufbau	5
3	Integration in das Betriebsführungssystem	7
3.1	Sicherheitsrelevante Signale des externen Eisansatzerkennungssystems	7
3.2	Sicherheitsrelevante Signale der Anlagensteuerung	7
3.3	Nicht sicherheitsrelevante Funktionen der Anlagensteuerung	7
3.4	Überwachung der Verfügbarkeit des Eisansatzerkennungssystems	8
4	Kritischer Eisansatz und Eisfreiheitsmeldung	9
5	Anhalten der Windenergieanlage	10
6	Wiederanlaufen der Windenergieanlage	11
6.1	Priorisierung von Anhalten und Wiederanlaufen der Windenergieanlage	11
6.2	Manueller Wiederanlauf	11
6.3	Automatischer Wiederanlauf nach Tauwetter	12
6.4	Automatischer Wiederanlauf mit Blattheizung	14
6.5	Automatischer Wiederanlauf ohne Blattheizung	16
6.6	Automatischer Wiederanlauf nach Windpark-Eisansatzerkennung	17
7	Parameter	19
	Fachwortverzeichnis	20

1 Einleitung

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

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

Eingesetzte Eisansatzerkennungssysteme beeinflussen sich nicht gegenseitig.

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

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

Dieses Dokument ist gültig für ENERCON Windenergieanlagen mit folgendem Steuerungstyp:

- PI-CS

2 Aufbau

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

Das Wölfel-Eisansatzerkennungssystem besteht aus einer Wölfel App und mindestens 3 Beschleunigungssensoren der Fa. Pulsotronic.

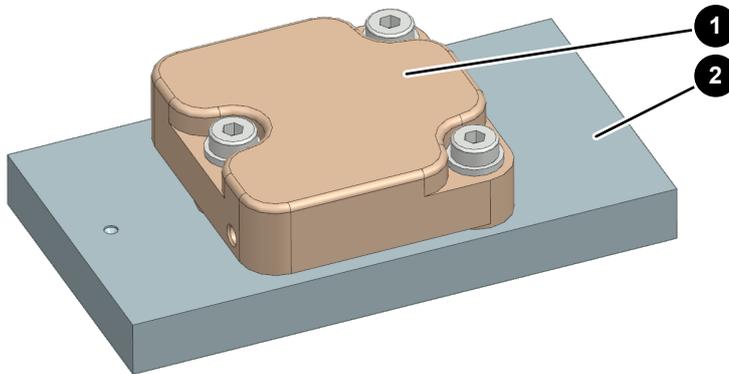


Abb. 1: Montage des Pulsotronic-Sensors auf der GFK-Montageplatte

1 Pulsotronic-Sensor

2 GFK-Montageplatte

Die Beschleunigungssensoren erfassen jeweils die Schwingbeschleunigungen (Abb. 2, S. 5) und die Temperatur direkt im Rotorblatt. Es wird jeweils 1 Sensor innerhalb jedes Rotorblatts auf einer Montageplatte installiert (Standardkonfiguration). Die Sensoren sind gegen Überspannungen geschützt und haben ein extrem geringes Eigenrauschen und eine hohe Signalauflösung.

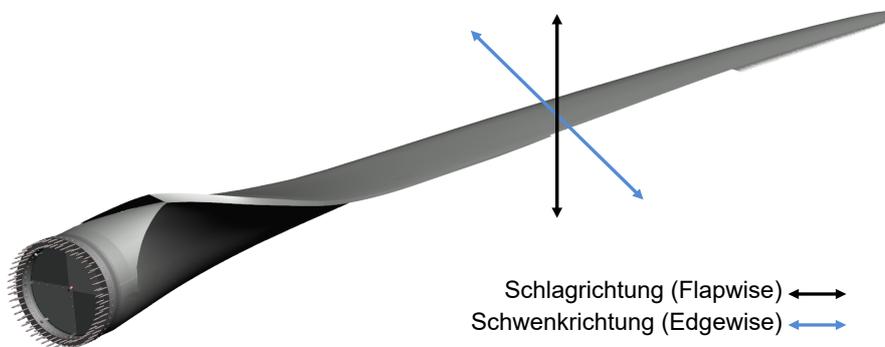


Abb. 2: Erfasste Schwingbeschleunigungen durch Beschleunigungssensoren

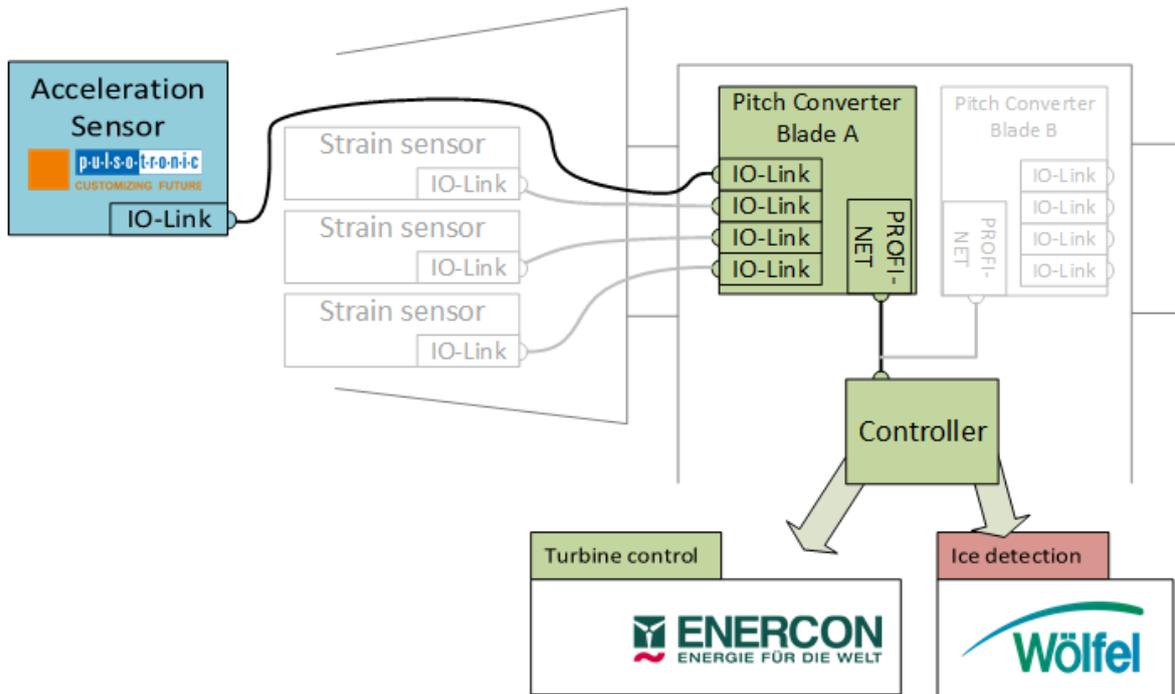


Abb. 3: Schematische Darstellung der Einbindung in die Anlagensteuerung

Die Beschleunigungssensoren sind über IO-Link mit der Anlagensteuerung verbunden.

Die Wölfel App besteht aus einer Laufzeitumgebung (SHM.Inside), die von Wölfel speziell für das Hosting von Structural Health Monitoring (SHM) Anwendungen auf Phoenix Contact Steuerungen entwickelt wurde.

3 Integration in das Betriebsführungssystem

3.1 Sicherheitsrelevante Signale des externen Eisansatzerkennungssystems

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

- kritischer Eisansatz
- Verfügbarkeit des Eisansatzerkennungssystems
- Eisfreiheit

3.2 Sicherheitsrelevante Signale der Anlagensteuerung

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

- Blattverstellwinkel
- Rotordrehzahl
- Außentemperatur

3.3 Nicht sicherheitsrelevante Funktionen der Anlagensteuerung

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

- Steuerung der Blattheizung
 - Aktivierung der Blattheizung zur Erwärmung der Rotorblätter
- Steuerung der Eisansatzsimulation
 - Zur Abnahmeprüfung und im Zuge der Wartung, um die korrekte Funktionsweise der Betriebsführung bei der Eisansatzerkennung zu kontrollieren (unter nichtvereisten Bedingungen).
- Parametrierung des Eisansatzerkennungssystems
 - Die Parameter des Eisansatzerkennungssystems werden durch ein internes ENERCON Tool eingestellt.
- Daten- und Ereignisprotokollierung
 - Alle durch das Eisansatzerkennungssystem ausgelösten Ereignisse werden über das ENERCON SCADA System protokolliert.
- Signalisierung von Teilsystemausfällen (z. B. Ausfall eines Sensors), um eine rechtzeitige Reparatur oder Wartung zu ermöglichen.

3.4 Überwachung der Verfügbarkeit des Eisansatzerkennungssystems

Die Anlagensteuerung überwacht die Verfügbarkeit des externen Eisansatzerkennungssystems.

Das Eisansatzerkennungssystem gilt als verfügbar, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:

- Das Eisansatzerkennungssystem ist aktiviert.
- Die SHM-Laufzeitumgebung ist betriebsbereit.
- Die SHM-Laufzeitumgebung ist in Betrieb.
- Der SHM-Zeitstempel steigt nach einer parametrisierten Zeit an.
- Die ICE-Funktionalität ist betriebsbereit.
- Die ICE-Funktionalität ist in Betrieb.

Bei Vereisungsbedingungen wird die Windenergieanlage angehalten, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:

- Parameter WMET1/Ice1/IceIWflSensFailStTrg = true.
- Das Eisansatzerkennungssystem ist nicht verfügbar.

4 Kritischer Eisansatz und Eisfreiheitsmeldung

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

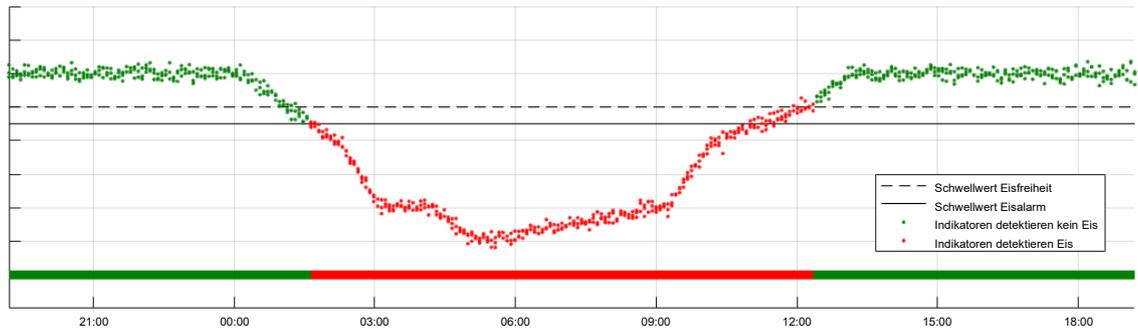


Abb. 4: Berechnete Zustandsindikatoren des Wölfel-Eisansatzerkennungssystems

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

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

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

5 Anhalten der Windenergieanlage

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

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

6 Wiederanlaufen der Windenergieanlage

6.1 Priorisierung von Anhalten und Wiederanlaufen der Windenergieanlage

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

6.2 Manueller Wiederanlauf

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

Der Eisreset kann über den Taster am Steuerschrank oder über den ENERCON SCADA Server vor Ort ausgelöst werden. Dabei obliegt dem Personal vor Ort die Verantwortung für die eventuell vom Wiederanlauf ausgehende Gefährdung.

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

6.3 Automatischer Wiederanlauf nach Tauwetter

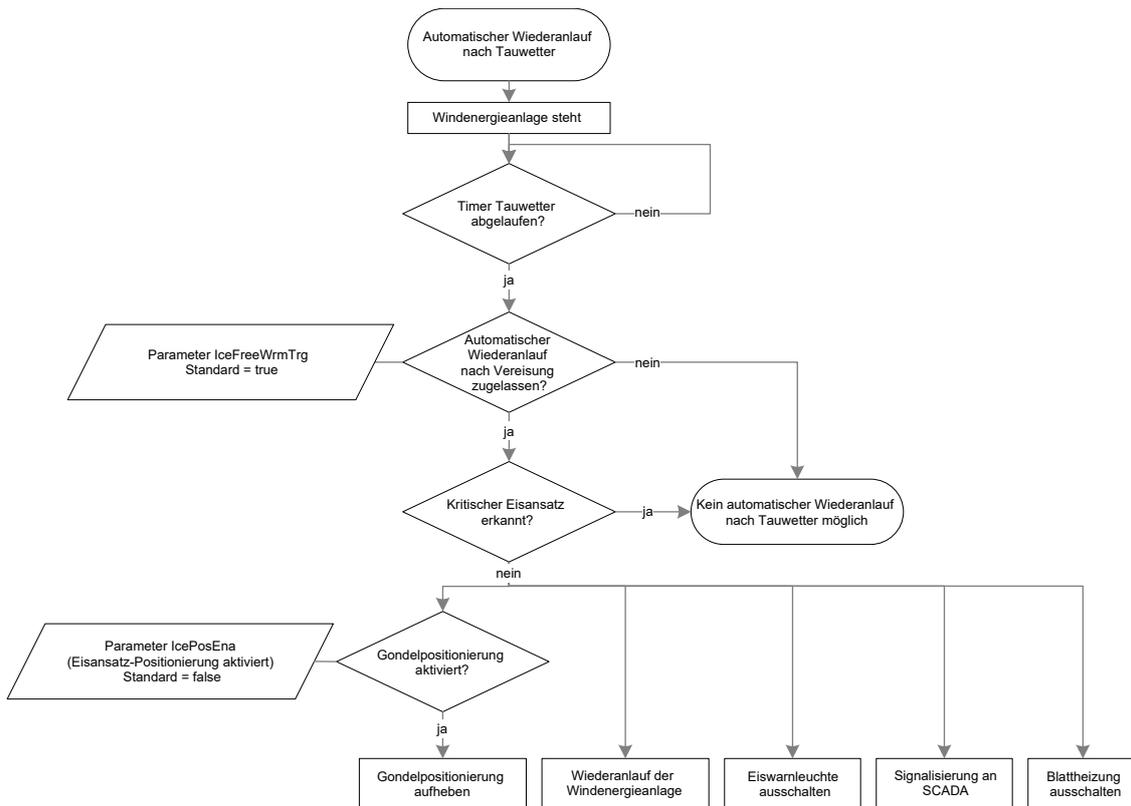


Abb. 5: Automatischer Wiederanlauf nach Tauwetter

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.

Die Gondelpositionierung kann nur durchgeführt werden, wenn sich das Azimutsystem in einem Status befindet, in dem eine automatische Positionierung zugelassen ist (Yaw capability = automatic).

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

Technische Änderungen vorbehalten.

Freigabe: 2024-07-05 09:25

Außentemperatur in °C	Dauer in Minuten
> 6,0 bis ≤ 7,0	72
> 7,0 bis ≤ 8,0	60
> 8,0 bis ≤ 9,0	51
> 9,0 bis ≤ 10,0	45
> 10,0	0

6.4 Automatischer Wiederanlauf mit Blattheizung

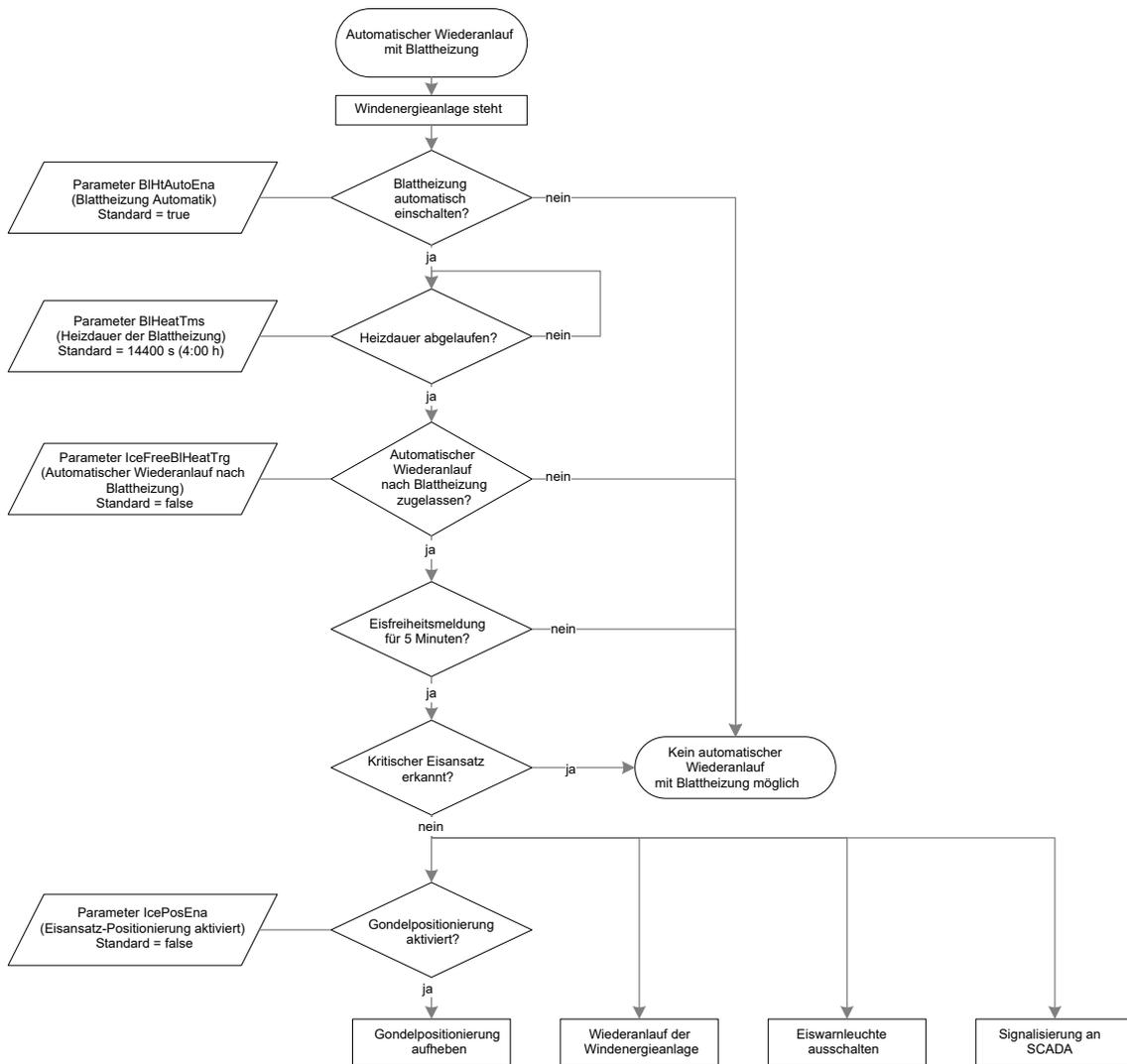


Abb. 6: Automatischer Wiederanlauf mit Blattheizung

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.

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

Diese Funktion ist auch unter Vereisungsbedingungen möglich.

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

Die Gondelpositionierung kann nur durchgeführt werden, wenn sich das Azimutsystem in einem Status befindet, in dem eine automatische Positionierung zugelassen ist (Yaw capability = automatic).

6.5 Automatischer Wiederanlauf ohne Blattheizung

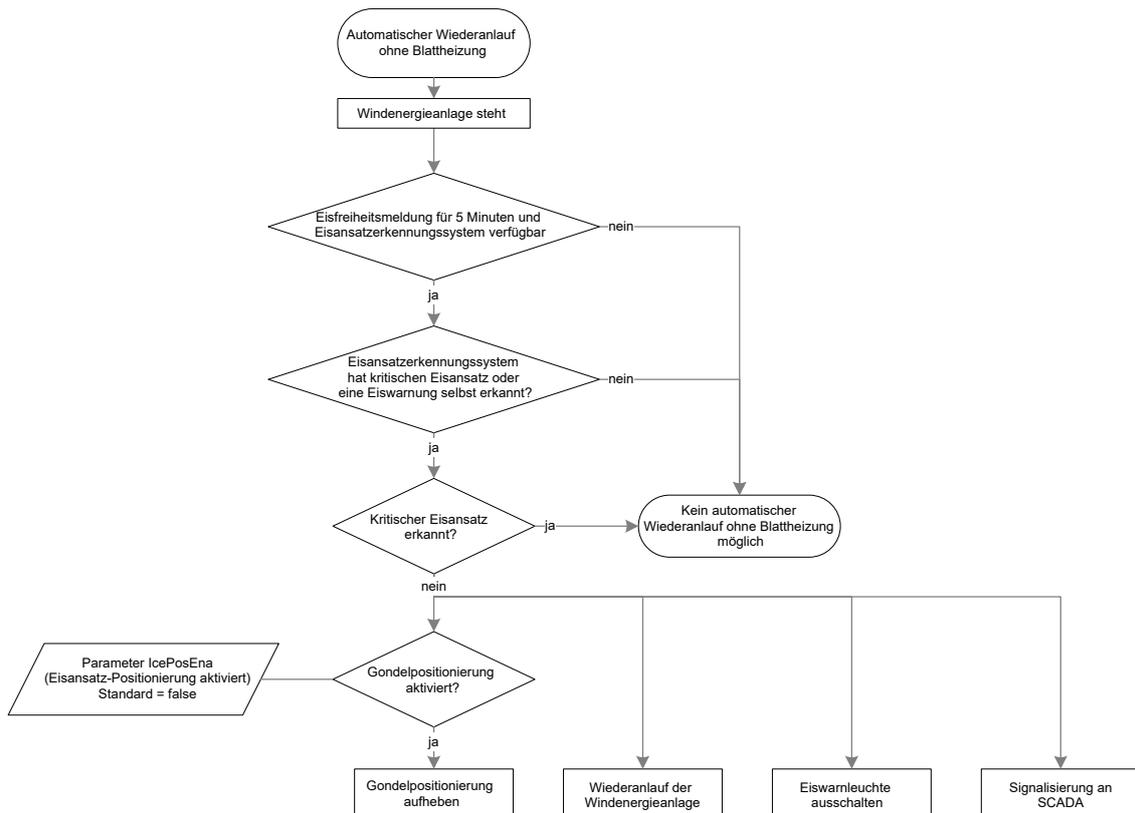


Abb. 7: Automatischer Wiederanlauf ohne Blattheizung [PI-CS Wölfel]

Voraussetzung:

- ✓ Kritischer Eisansatz oder eine Eiswarnung wurden durch das Wölfel-Eisansatzerkennungssystem erkannt
- ✓ Signalisierung von Eisfreiheit für mindestens 5 Minuten
- ✓ Kein kritischer Eisansatz durch ein installiertes Eisansatzerkennungssystem erkannt

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

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

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

Die Gondelpositionierung kann nur durchgeführt werden, wenn sich das Azimutsystem in einem Status befindet, in dem eine automatische Positionierung zugelassen ist (Yaw capability = automatic).

6.6 Automatischer Wiederanlauf nach Windpark-Eisansatzerkennung



Abb. 8: 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.

Die Gondelpositionierung kann nur durchgeführt werden, wenn sich das Azimutsystem in einem Status befindet, in dem eine automatische Positionierung zugelassen ist (Yaw capability = automatic).

7 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.

7.1 Anlagenverhalten Wölfel nicht verfügbar

Parameter: *WMET1/Ice1/IceIWflSensFailStTrg* (Technology interface ice detection Woelfel sensor failure status trigger)

Gibt an, wie die Windenergieanlage mit einem installierten und parametrierten, jedoch nicht verfügbaren Wölfel-Eisansatzerkennungssystem betrieben werden darf.

- true = Bei Vereisungsbedingungen wird die Windenergieanlage angehalten.
- false = Bei Vereisungsbedingungen läuft die Windenergieanlage weiter.

Einstellmöglichkeiten	Standard
true/false	true

7.2 Wölfel Eisansatzerkennungssystem aktiviert

Parameter: *WMET1/Ice1/IceIWflAct* (Technology interface ice detection Woelfel active)

Gibt an, ob das Wölfel-Eisansatzerkennungssystem installiert und aktiviert ist.

Einstellmöglichkeiten	Standard
true/false	false

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.

Einleitung

Eine bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung (BNK) 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.

Die Windenergieanlagen der EP5-Plattform können mit dem transponder-basierten BNK-System der Firma Lanthan ausgerüstet werden.

Aufbau

Das transponder-basierte BNK-System der Firma Lanthan besteht aus einem ATS-3-Verkehrsempfänger und einer Antenne. Die Komponenten werden in und auf der Gondel der Windenergieanlage installiert. Der Verkehrsempfänger ist direkt mit der Steuerung der Windenergieanlage und dem Befuerungsschrank verbunden. Der Verkehrsempfänger ist darüber hinaus über das Windpark-Netzwerk und eine VPN-Verbindung (Virtual Private Network) an einen Server der Firma Lanthan angebunden. Alternativ kann die Anbindung an den Lanthan-Server über eine LTE-Verbindung (Long Term Evolution) realisiert werden.

Funktionsweise

Zur Erfassung der Luftfahrzeuge wird das Transpondersignal der Luftfahrzeuge genutzt. Der Transponder eines Luftfahrzeugs sendet selbsttätig in Intervallen von ungefähr 1 s die Kennung des Luftfahrzeugs.

Der Verkehrsempfänger empfängt das Transpondersignal über die Antenne. Das Signal wird durch den Verkehrsempfänger zur Auswertung an einen Server der Firma Lanthan gesendet. Wird ein Luftfahrzeug erkannt, sendet der Server ein entsprechendes Signal zurück an den Verkehrsempfänger. Der Verkehrsempfänger aktiviert daraufhin die Befuerungsleuchten der Windenergieanlage. Verlässt das Luftfahrzeug den Erfassungsbereich des Verkehrsempfängers, werden die Befuerungsleuchten wieder deaktiviert.

Der Status des BNK-Systems wird direkt an die Steuerung der Windenergieanlage übermittelt. Je nach Status generiert die Windenergieanlage entsprechende Statusmeldungen.

Technische Beschreibung

Befuerung und farbliche Kennzeichnung

ENERCON Windenergieanlagen

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

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

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

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

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

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

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

Dokumentinformation

Dokument-ID	D0248364/15.1-de
Vermerk	Originaldokument

Datum	Sprache	DCC	Werk / Abteilung
2022-09-13	de	DB	WRD Wobben Research and Development GmbH / Technische Redaktion

Inhaltsverzeichnis

1	Allgemeines	5
2	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

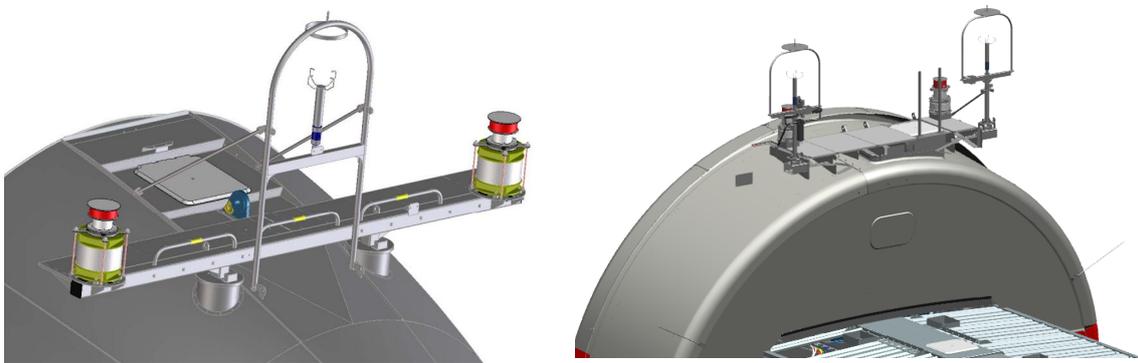


Abb. 1: Befuerung auf der Gondel, beispielhafte Darstellung

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

3 Befuerungsmanagement

Bei Windenergieanlagen der Plattform EP5 kann die technische Umsetzung der nachfolgend erläuterten Funktionen abweichen.

Bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung

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

Parksynchronisation

Blinkende Gondelbefuerungsleuchten von Windenergieanlagen können innerhalb eines Windparks zentral über einen Parkrechner synchronisiert werden. Mehrere Windparks können über ein GPS-System der einzelnen Parkrechner synchronisiert werden.

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

Sichtweitenmessung

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

Fernüberwachung

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

Meldung von Ausfällen der Befuerung

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

4 Farbliche Kennzeichnung

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

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

Rotorblatt



Abb. 3: Farbliche Kennzeichnung am Rotorblatt, beispielhafte Darstellung

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

Gondel

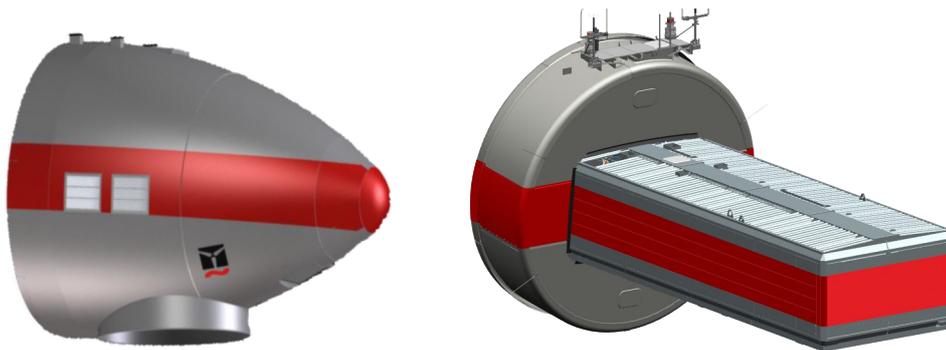


Abb. 4: Farbliche Kennzeichnung an der Gondel, beispielhafte Darstellung

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

Turm



Abb. 5: Farbliche Kennzeichnung am Turm, beispielhafte Darstellung

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

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