

<b>16.1.1 Standorte der Anlagen</b>
-------------------------------------

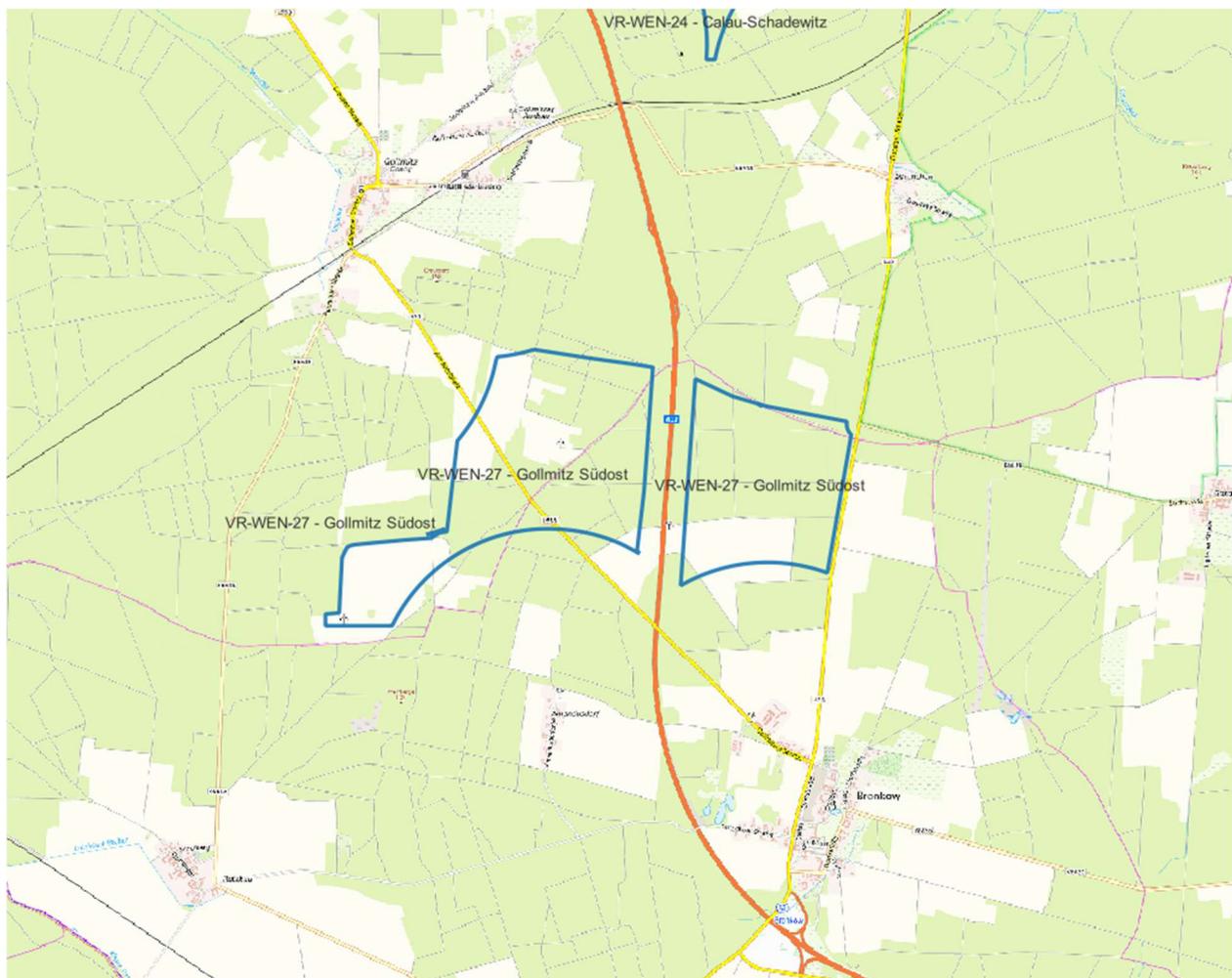
Betriebsinterne Bezeichnung der Anlage	ETRS-89/UTM Koordinaten		WGS-84-Koordinaten						Gemarkung	Flur	Flurstücke	Richtfunk- strecke verläuft durch den Einflussbe- reich der Anlage	AZ /Vorgangsnr. der Bundes- netzagentur zur Voranfrage "Mögliche Richtfunkbe- einträchtigung"
			Breitengrad (Latitude)			Längengrad (Longitude)							
	Ostwert	Nordwert	Grad °	Minuten '	Sekunden " (Nord)	Grad °	Minuten '	Sekunden " (Ost)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Windpark Settinchen									Gollmitz	5	13	<input type="checkbox"/>	31160
WEA 1	33422198	5726384	51	40	58.8936	13	52	28.5924	Gollmitz	5	13	<input type="checkbox"/>	31160
WEA 2	33422775	5726460	51	41	1.6404	13	52	58.5732	Gollmitz	4	8	<input type="checkbox"/>	31160
WEA 3	33423034	5726836	51	41	13.938	13	53	11.76	Gollmitz	4	6-3	<input type="checkbox"/>	31160
WEA 4	33423091	5727411	51	41	32.5752	13	53	14.2692	Gollmitz	3	233	<input type="checkbox"/>	31160

## Planungsrechtliche Situation

Die Windenergieanlagen befinden sich innerhalb des Windvorranggebiets des Entwurfs des sachlichen Teilregionalplans Windenergienutzung der Regionalen Planungsgemeinschaft Lausitz-Spreewald (Abb. 1). Der Regionalplan wurde am 04.10.2023 durch die Regionale Planungsgemeinschaft Lausitz Spreewald bekannt gemacht.

Mit dem Gesetz zur Erhöhung und Beschleunigung des Ausbaus der Windenergie an Land vom 28.07.2022 soll dem Ausbau der erneuerbaren Energien erheblicher Raum gegeben und die Ausgestaltung der Ausbauziele den Ländern überlassen werden. Im Land Brandenburg wurde ein Flächenziel für Windenergiegebiete von 2,2 % bis 2032 mit einem Zwischenziel von 1,8 % bis 2027 festgelegt. Auf der Grundlage dieser geltenden Rechtslage beschloss die Regionale Planungsgemeinschaft Lausitz-Spreewald die Ausweisung von Windvorranggebieten für die Nutzung der Windenergie mit einem Flächenziel von mindestens 2,2 Prozent der Gesamtfläche der Planungsregion bis zum Jahr 2027. Die Beteiligung zum Entwurf des Teilregionalplans ist abgeschlossen.

**Abb. 1: Windvorranggebiet Nr. 27 „Gollmitz Südost“**





## **Gutachten zu Risiken durch Eiswurf und Eisfall am Standort Settinchen 1**

**Referenz-Nummer:**

2023-L-048-P4-R0 - ungekürzte Fassung

**Auftraggeber:**

ABO Wind AG

Unter den Eichen 7, 65195 Wiesbaden

**Die Ausarbeitung des Gutachtens erfolgte durch:**

Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG

Borsteler Chaussee 178, 22453 Hamburg, [www.f2e.de](http://www.f2e.de)

**Verfasser:**

---

Dr. Gerlinde Jung, Sachverständige,

Hamburg, 02.05.2024

**Geprüft:**

---

Dr.-Ing. Thomas Hahm, Sachverständiger,

Hamburg, 02.05.2024

**Für weitere Auskünfte:**

Tel.: 040 53303680

Fax: 040 5330368-079

Dr. Gerlinde Jung: [jung@f2e.de](mailto:jung@f2e.de) oder Dr. Thomas Hahm: [hahm@f2e.de](mailto:hahm@f2e.de)

**Urheber- und Nutzungsrecht:**

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



## Inhaltsverzeichnis

1	Aufgabenstellung.....	3
2	Grundlagen.....	4
2.1	Vereisung.....	4
2.2	Regelungen in den Normen.....	5
2.3	Grenzwerte und Risikobewertung.....	7
2.3.1	Grenzwerte individuelles Risiko.....	7
2.3.2	Grenzwerte kollektives Risiko.....	9
2.3.3	Risikobewertung.....	10
2.3.4	Risikomindernde Maßnahmen.....	13
2.3.5	Addition von Risiken.....	15
2.4	Berechnung der Flugbahnen von Eisstücken.....	17
2.5	Vereisungshäufigkeiten.....	17
2.6	Gültigkeit der Ergebnisse.....	19
2.7	Systeme zur Prävention und Enteisung.....	20
2.8	Verwendete Begriffe und Symbole.....	21
3	Eingangsdaten.....	22
3.1	Ausgangssituation.....	22
3.2	Winddaten am Standort.....	22
3.3	Windparkkonfiguration und Schutzobjekte.....	23
3.4	Aufenthaltshäufigkeiten.....	26
3.5	Standortspezifische Grenzwerte für das kollektive Risiko.....	27
3.6	Vereisungsrelevante WEA-Systeme.....	27
3.6.1	WEA-interne Eiserkennungssysteme.....	27
3.6.2	Optionale Eiserkennungssysteme.....	27
3.6.3	Systeme zur Prävention und Enteisung.....	28
3.6.4	Betriebsführungssystem.....	28
3.7	Risikoreduzierende Maßnahmen.....	28
4	Durchgeführte Untersuchungen.....	28
4.1	Standortbesichtigung.....	28
4.2	Vereisungsbedingungen am Standort.....	28
4.3	Ermittlung der potentiellen Gefährdungsbereiche.....	29
4.4	Eiswurf.....	30
4.5	Eisfall.....	30
5	Maßnahmen.....	32
6	Zusammenfassung.....	33
7	Formelzeichen und Abkürzungen.....	35
8	Literaturangaben.....	36
Anhang A: Detaillierte Berechnungsergebnisse Eisfall.....		38
A.1	Berechnung der Auftreffhäufigkeiten.....	38
A.2	Schadenshäufigkeiten.....	38



## 1 Aufgabenstellung

Die Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG ist beauftragt worden, die vorliegende Windparkkonfiguration hinsichtlich einer Gefährdung durch Eiswurf und Eisfall ausgehend von sich in Betrieb befindlichen bzw. stillstehenden (trudelnden) Windenergieanlagen (WEA) zu betrachten und zu bewerten.



## **3 Eingangsdaten**

### **3.1 Ausgangssituation**

Am Standort Settinchen 1 (Brandenburg) plant der Auftraggeber die Errichtung von vier Windenergieanlagen (WEA 1 - 4).

Am Standort befinden sich sieben weitere benachbarte WEA (WEA 5 - 11).

Die vom Auftraggeber übermittelten Daten zur Windparkkonfiguration und die Schutzobjekte sind in Tabelle 3.3.1 bzw. Abbildung 3.3.1 dargestellt.

In der Umgebung befindet sich die Landesstraße L553, welche im Rahmen dieser Untersuchung in Abstimmung mit dem Auftraggeber als Schutzobjekt definiert wurde (siehe Abbildung 3.3.1).

Im Folgenden wird eine Risikoanalyse der WEA 1 - 4 hinsichtlich einer Gefährdung durch Eiswurf und Eisfall durchgeführt.

### **3.2 Winddaten am Standort**

Die relativen Häufigkeiten der Windrichtung und Windgeschwindigkeiten am Standort wurden /3.1/ entnommen. Datengrundlage zur Abschätzung des Windpotentials am Standort Settinchen 1 bilden die Daten des anemos Windatlas für Deutschland mit einer räumlichen Auflösung von 3km und einer zeitlichen Auflösung von 10 Minuten. Der Referenzzeitraum deckt 20 Jahre von 2004 – 2023 ab /3.1/.

Entsprechend den Empfehlungen aus /2.1/ wurden die Daten für Perioden gefiltert, bei denen Eiswurf oder Eisfall potentiell auftreten kann. Die gefilterten Daten sind in Tabelle 3.2.1 aufgetragen und werden als richtig und repräsentativ für die freie Anströmung bei potentiellen Vereisungsbedingungen am Standort Settinchen 1 vorausgesetzt.

Die Parameter der Weibull-Verteilung werden genutzt, um die Häufigkeitsverteilung der Windrichtungen auf die jeweiligen Windgeschwindigkeiten umzurechnen. Die Weibull-Parameter werden dabei soweit notwendig auf die jeweilige Nabenhöhe der WEA umgerechnet.

**Tabelle 3.2.1:** Winddaten am Standort (*f*: Häufigkeit der Windrichtung; *A* und *k*: Skalen- und Formparameter der Weibull-Verteilung).

Wind-Datensatz Nr.	Parameter	N	NNO	ONO	O	OSO	SSO	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Koordinaten (UTM ETRS89/WGS84 Zone 33)	
														Höhe über Grund [m]	
1	A [m/s]	6.11	5.95	6.29	7.86	8.51	8.53	9.46	8.91	10.42	9.61	8.19	7.10	Höhe über Grund [m]	165
	k [-]	2.405	2.484	2.471	2.658	2.769	2.888	2.971	2.996	3.407	3.208	2.618	2.455	East	33422674
	f (100%=1)	0.051	0.058	0.076	0.087	0.063	0.050	0.057	0.059	0.146	0.178	0.111	0.064	North	5726878

### 3.3 Windparkkonfiguration und Schutzobjekte

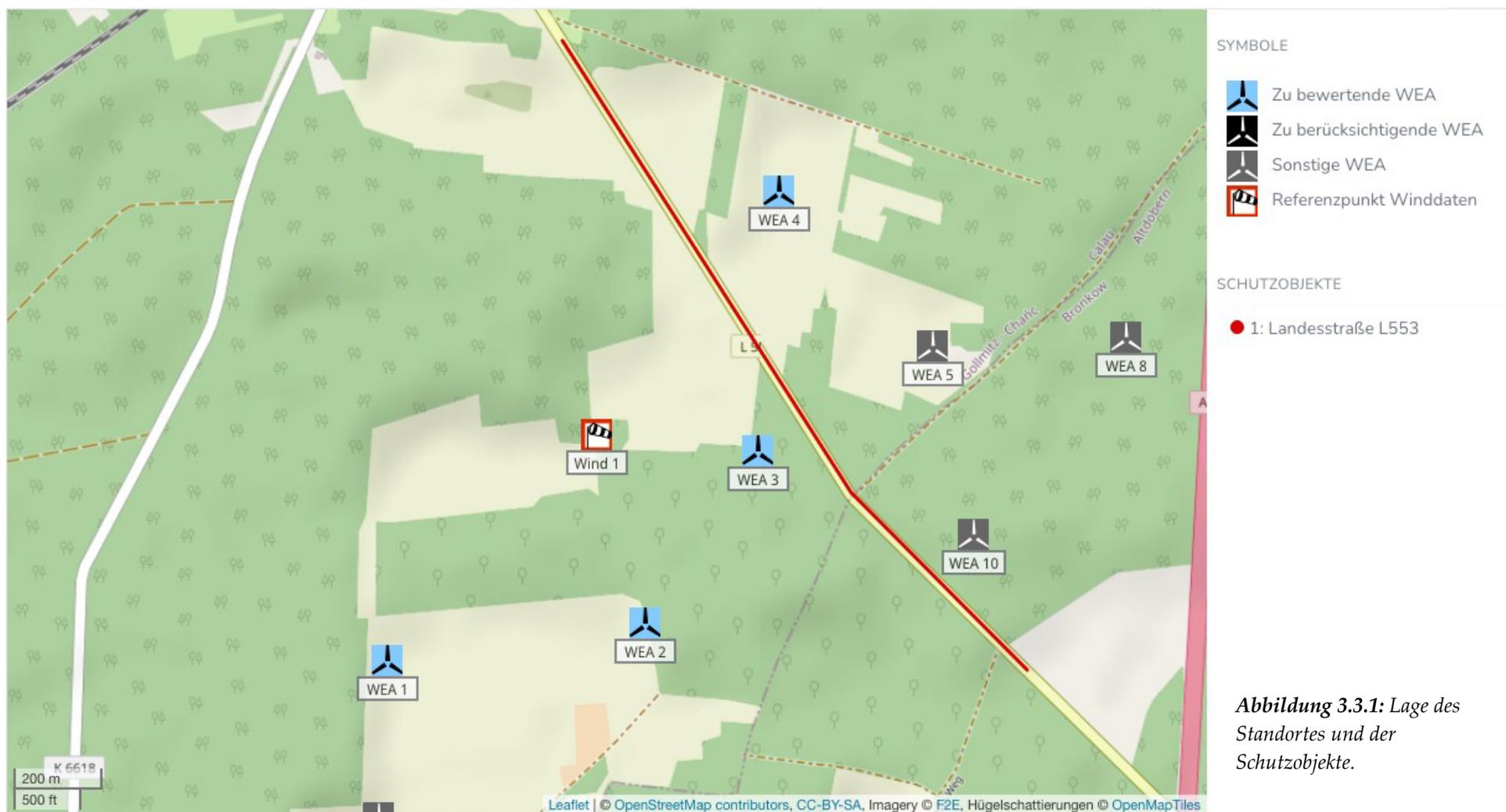
**Tabelle 3.3.1:** Windparkkonfiguration.

	Lfd. Nr. WEA	Bezeichnung	Hersteller WEA-Typ	P <sub>N</sub> [MW]	NH [m]	RD [m]	Koordinaten (UTM ETRS89/WGS84 Zone 33)		Wind-Datensatz Nr.
							East	North	
	1	WEA 1	Siemens Gamesa SG 6.6-170	6.60	165.00	170.00	33422198	5726384	---
	2	WEA 2	Siemens Gamesa SG 6.6-170	6.60	165.00	170.00	33422775	5726460	---
	3	WEA 3	Siemens Gamesa SG 6.6-170	6.60	165.00	170.00	33423034	5726836	1
	4	WEA 4	Siemens Gamesa SG 6.6-170	6.60	165.00	170.00	33423091	5727411	1
	5	WEA 5	Senvion 3.2M114	3.20	143.00	114.00	33423428	5727064	---
	6	WEA 6	Senvion 3.2M114	3.20	143.00	114.00	33422172	5726037	---
	7	WEA 7	Siemens Gamesa SG 6.6-170	6.60	165.00	170.00	33424274	5727377	---
	8	WEA 8	Siemens Gamesa SG 6.6-170	6.60	165.00	170.00	33423861	5727078	---



	Lfd. Nr. WEA	Bezeichnung	Hersteller WEA-Typ	P <sub>N</sub> [MW]	NH [m]	RD [m]	Koordinaten (UTM ETRS89/WGS84 Zone 33)		Wind- Datensatz Nr.
							East	North	
	9	WEA 9	Siemens Gamesa SG 6.6-170	6.60	165.00	170.00	33424227	5726697	---
	10	WEA 10	Siemens Gamesa SG 6.6-170	6.60	165.00	170.00	33423515	5726643	---
	11	WEA 11	Siemens Gamesa SG 6.6-170	6.60	165.00	170.00	33424702	5727140	---

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



**Abbildung 3.3.1:** Lage des Standortes und der Schutzobjekte.



### 3.4 Aufenthaltshäufigkeiten

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

Verkehrswege								
Schutzobjekt	Verkehrsaufkommen			Personenaufkommen				Kritisches Individuum
	Kfz/Tag	km/h	Individuelle Nutzungshäufigkeit	Personen/ Tag		Individuelle Nutzungshäufigkeit		
				Radfahrer	Fußgänger	Radfahrer	Fußgänger	
Landesstraße L553	1100**	70*	zweimal täglich	30	10	zweimal täglich	einmal alle drei Tage	Radfahrer

\* Aufgrund lokaler Geschwindigkeitsbegrenzung.

\*\* Schätzung aufgrund der Verkehrsstärken umliegender Straßen nach /3.2/.



Tabelle 3.4.1 enthält alle Angaben zum Verkehrs- und Personenaufkommen, die in den nachfolgenden Risikobewertungen für die Verkehrswege berücksichtigt werden. Für Schutzobjekte, die sich nicht im standortspezifisch ermittelten Gefährdungsbereich der WEA befinden, sind Angaben zur Frequentierung nicht erforderlich. Für Fußgänger und Radfahrer werden die jeweiligen Geschwindigkeiten mit 5km/h bzw. 15km/h zugrunde gelegt. Für Schutzobjekte, für die nach Kapitel 2.3.3 das individuelle Risiko maßgeblich ist, wird ein kritisches Individuum ermittelt und in Tabelle 3.4.1 aufgeführt.

### **3.5 Standortspezifische Grenzwerte für das kollektive Risiko**

Aufgrund der angenommenen Verkehrsbelastung und Fahrzeug-Geschwindigkeit erfolgt die Risikobewertung für die Landesstraße L553 analog zu den Straßen des regionalen Verkehrs (siehe Kapitel 2.3.5). Für Straßen des regionalen Verkehrs, für die das kollektive Risiko maßgeblich ist, gilt der pauschale Grenzwert für das kollektive Personenrisiko von  $1.0 \cdot 10^{-3}$  (siehe Kapitel 2.3.2).

### **3.6 Vereisungsrelevante WEA-Systeme**

#### **3.6.1 WEA-interne Eiserkennungssysteme**

Die WEA 1 - 4 sind mit dem Standard-Eiserkennungssystem nach dem Leistungskurvenverfahren des Hersteller Siemens Gamesa ausgestattet /3.3/. Dabei wird die WEA gestoppt sobald die Messinstrumente eine vereisungsbedingte Abweichung feststellen. Die WEA wird anschließend entweder nach einer Sichtprüfung oder nach einer festgelegten Periode mit höheren Umgebungstemperaturen wieder angefahren.

#### **3.6.2 Optionale Eiserkennungssysteme**

Die WEA sind mit einem optionalen zertifizierten Eiserkennungssystem ausgestattet.

Die WEA 1 - 4 sind zusätzlich mit dem Eiserkennungssystem BLADEcontrol Ice Detector (BID) der Firma Weidmüller oder mit einem qualitativ vergleichbaren System ausgestattet /3.3/.

Gemäß /3.4/ ist das System BLADEcontrol Ice Detector (BID) kompatibel mit dem Konzept des Betriebsführungs- und Sicherheitssystems der untersuchten Siemens-Anlagen.

Das System zur Eiserkennung ist entsprechend der Richtlinie des Germanischen Lloyd für die Zertifizierung von Systemen zur Zustandsüberwachung von Windenergieanlagen /3.5/ typgeprüft /3.6/.



### **3.6.3 Systeme zur Prävention und Enteisung**

Die betrachteten WEA sind nicht mit einem System zur Enteisung (de-icing) oder einem System zur Reduzierung von Vereisung (anti-icing) ausgestattet.

### **3.6.4 Betriebsführungssystem**

Nach einer Abschaltung durch das Eiserkennungssystem geht die WEA in einen definierten Zustand. Angaben zu Trudeldrehzahlen, Blattstellung und Windnachführung der WEA wurden gemäß /3.7/ umgesetzt.

### **3.7 Risikoreduzierende Maßnahmen**

Die im Anhang A dargestellten Ergebnisse berücksichtigen keine risikoreduzierenden Maßnahmen.

## **4 Durchgeführte Untersuchungen**

### **4.1 Standortbesichtigung**

Eine Standortbesichtigung ist im Rahmen der Bewertung des Risikos durch Eiswurf oder Eisfall nicht durch ein Regelwerk vorgeschrieben oder geregelt. Eine Standortbesichtigung empfiehlt sich, wenn die Situation vor Ort nicht ausreichend bekannt ist.

Im Rahmen der Standortbesichtigung werden die potentiellen Schutzobjekte vor Ort dokumentiert und besichtigt. Es werden Informationen zur Beschaffenheit der Schutzobjekte, wie z.B. Straßenbelag, Geschwindigkeitsbeschränkungen und Fahrverboten bei Verkehrswegen aufgenommen.

Die Standortbesichtigung dient nicht zur Bestimmung der Aufenthaltshäufigkeit von Personen in oder auf Schutzobjekten, der Bestimmung der Frequentierung von Verkehrswegen, der Bestimmung der Klimatologie des Standortes oder der Verifizierung der Windparkkonfiguration.

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

### **4.2 Vereisungsbedingungen am Standort**

Die Vereisungshäufigkeit am Standort wurde entsprechend Kapitel 2.5 ermittelt.

Die Anzahl der insgesamt am Standort zu unterstellenden Eisstücke ergibt sich aus



der Anzahl der Eisstücke pro Vereisungsereignis und der Anzahl der Vereisungstage. Für die WEA ist konservativ davon auszugehen, dass es an allen Vereisungstagen zu einer vollständigen Vereisung der WEA kommt.

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

Damit ergeben sich am Standort Settinchen 1 die in Tabelle 4.2.1 dargestellten Vereisungsbedingungen.

**Tabelle 4.2.1:** Vereisungsbedingungen.

Lfd. Nr. WEA	Vereisungs- häufigkeit [%]	Vereisungstage pro Jahr	Eisstücke pro Jahr pro WEA	
			Eisfall	Eiswurf
1 - 4	2.2	7.9	1700	---

### 4.3 Ermittlung der potentiellen Gefährdungsbereiche

Die potentiellen Gefährdungsbereiche der WEA vom 1.5fachen der Summe aus Nabenhöhe und Rotordurchmesser (siehe Kapitel 2.2) sind in Abbildung 4.3.1 dargestellt.

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

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

**Tabelle 4.3.1:** Zu betrachtende Schutzobjekte.

Lfd.Nr. WEA	Potentieller Gefährdungsbereich	
	Radius [m]	Schutzobjekte im Bereich
1	502.5	keine
2	502.5	keine
3	502.5	Landesstraße L553
4	502.5	Landesstraße L553

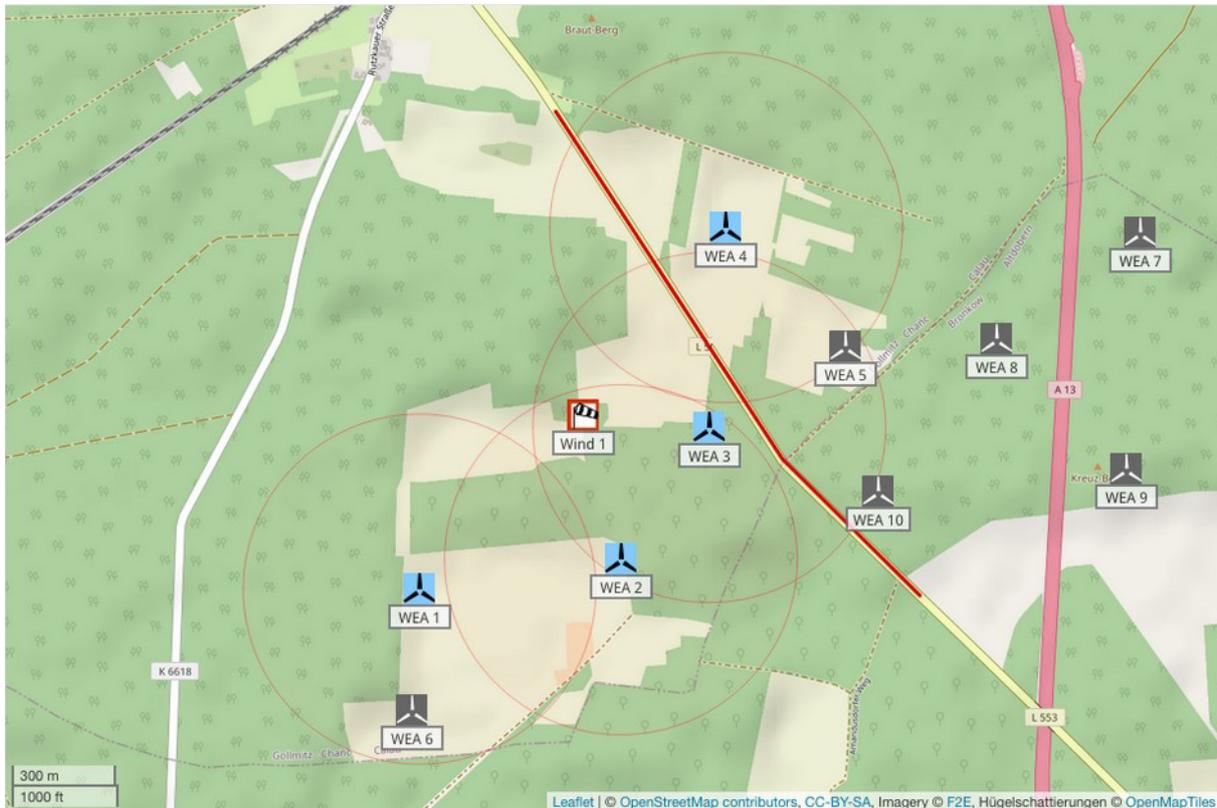


Abbildung 4.3.1: Potentielle Gefährdungsbereiche der WEA und Schutzobjekte.

#### 4.4 Eiswurf

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

#### 4.5 Eisfall

Entsprechend Kapitel 2.2 ist eine Gefährdung durch Eisfall für Personen in der Umgebung der WEA 3 und 4 standortspezifisch zu betrachten, auch wenn eines der in Kapitel 3.6 genannten Systeme zur Eiserkennung zu diesem Zweck genutzt wird.

Aus der in Kapitel 4.2 ermittelten Gesamtanzahl von Eisstücken, der Windgeschwindigkeitsverteilung gemäß Tabelle 3.2.1, der Geometrie und Betriebsweise der WEA sowie der Topografie am Standort, ergeben sich in der Umgebung einer WEA für jeden Punkt unterschiedliche Trefferhäufigkeiten von Eisstücken. Auf Basis dieser Trefferhäufigkeiten ist die spezifische Gefährdung von Personen abhängig von der Wegstrecke, die die Personen bzw. die mit Personen besetzten Fahrzeuge in der Umgebung der WEA nehmen, der Geschwindigkeit, mit der sie sich fortbewegen

sowie der Häufigkeit, mit der ein bestimmter Weg genommen wird. Verkehrswege und andere Freiflächen bzw. Gebäude, die keinen Schutz gegen Eisstücke bieten, unterscheiden sich an dieser Stelle nur dahingehend, dass die Wegstrecke bei Verkehrswegen deutlich vorgegeben ist, während sie bei Freiflächen typischerweise durch eine allgemeine Aufenthaltshäufigkeit ersetzt wird.

Eine spezifische Gefährdung lässt sich daher nicht in Form einer Gefährdungskarte in der Umgebung einer WEA darstellen, da für jeden Punkt in der Umgebung einer WEA theoretisch unendlich viele Szenarien denkbar sind. Die Gefährdung ist daher stets in Bezug zu einem Schutzobjekt unter Berücksichtigung der genannten Randbedingungen zu ermitteln.

Wie in Kapitel 2.3 dargestellt, erfolgt die Bewertung des individuellen und kollektiven Risikos durch eine Einteilung in fünf Bereiche von inakzeptabel bis vernachlässigbar. Dabei werden Schutzobjekte, die in den Berechnungen nicht von Eisstücken getroffen werden, aber im potentiellen Gefährdungsbereich liegen, dem vernachlässigbaren Risiko zugeordnet. Damit ergeben sich bezogen auf die betrachteten WEA folgende Ergebnisse für das Szenario Eisfall.

Es ist in Tabelle 4.5.1 jeweils nur das in Abhängigkeit von der Aufenthaltshäufigkeit von Personen zu betrachtende Risiko dargestellt (siehe Kapitel 2.3).

Da sich für das Schutzobjekt Landesstraße L553 das zu betrachtende Risiko nicht eindeutig festlegen lässt, werden sowohl das individuelle als auch das kollektive Risiko betrachtet.

Sind gemäß Kapitel 2.3.5 Risiken verschiedener WEA zu addieren, wird die Bewertung der addierten Risiken in Tabelle 4.5.1 gesondert aufgeführt.

**Tabelle 4.5.1:** Bewertung der Gefährdung durch Eisfall.

Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
<b>Bewertung der einzelnen WEA:</b>			
3	Landesstraße L553	tolerierbar - Maßnahmen sind in Betracht zu ziehen	tolerierbar - Maßnahmen in der Regel nicht erforderlich
4	Landesstraße L553	vernachlässigbar	vernachlässigbar
<b>Bewertung addierter Risiken:</b>			
3, 4	Landesstraße L553	tolerierbar	tolerierbar

Details der zugrunde liegenden Berechnungen sind im Anhang A dargestellt.



## 5 Maßnahmen

Für die WEA 3 empfehlen wir nach Abschaltung auf Grund von Eisansatz den Rotor der WEA so auszurichten, dass möglichst wenige Eisstücke die Landesstraße L553 treffen und entsprechend den Vorgaben des Herstellers die Azimutposition des Rotors bis zur maximal möglichen Windgeschwindigkeit beizubehalten. Die erforderlichen Werte sind in Tabelle 5.1 dargestellt (zur Definition des Azimutwinkels siehe Abbildung 2.3.4.1).

**Tabelle 5.1:** *Empfohlene Azimut-Positionen nach Abschaltung auf Grund von Eisansatz für den Rotor der WEA.*

Lfd. Nr. WEA	Azimutwinkel bei Stillstand [°]
3	235



## 6 Zusammenfassung

Die Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG ist beauftragt worden, die vorliegende Windparkkonfiguration hinsichtlich einer Gefährdung durch Eiswurf und Eisfall ausgehend von den stillstehenden (trudelnden) bzw. in Betrieb befindlichen WEA zu betrachten und zu bewerten.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Risikoanalyse der WEA 1 - 4 hinsichtlich einer Gefährdung durch Eiswurf und Eisfall zusammengefasst.

Als Schutzobjekt wurde die Landesstraße L553 in der Nachbarschaft der WEA definiert.

Die abschließende Bewertung des Risikos durch Eisfall und Eiswurf ist in Tabelle 6.1 für alle zu bewertenden WEA aus Tabelle 3.3.1 bezüglich der relevanten Schutzobjekte dargestellt.

Maßnahmen, die in den Berechnungen berücksichtigt wurden und entsprechend für die getroffene Aussage unabdingbar sind, werden in der Tabelle 6.1 in den Randbedingungen dargestellt.

Maßnahmen, die zur Verringerung des Risikos umgesetzt werden sollten, werden in Tabelle 6.1 in der Spalte „Maßnahmen zur Risikoreduzierung“ aufgeführt. Eine genauere Erläuterung der Maßnahmen erfolgt in Kapitel 5.



**Tabelle 6.1:** Übersicht über die Bewertung des Risikos durch Eisfall und Eiswurf (Risikogrenzwert: - = überschritten, + = noch tolerierbar, ++ = tolerierbar, +++ = allgemein akzeptabel,  $\approx 0$  = vernachlässigbar).

Lfd. Nr. WEA	Randbedingungen der Berechnung					Ergebnisse		
	Eiserkennungssystem			Azimutwinkel nach Abschaltung	Anti- / De-Icing	Schutzobjekt	Bewertung Personenrisiko	Maßnahmen zur Risikoreduzierung (Kapitel 5)
	aktiv	Windrichtungs- sektor	Anteil Eiswurf					
1	---					keine Schutzobjekte im potentiellen Gefährdungsbereich		
2	---					keine Schutzobjekte im potentiellen Gefährdungsbereich		
3	ja	0 - 360°	0%	---	---	Landesstraße L553	+	Azimutpositionierung 235°
4	ja	0 - 360°	0%	---	---	Landesstraße L553	$\approx 0$	---

\*



## 7 Formelzeichen und Abkürzungen

WEA	Windenergieanlage	
RD	Rotordurchmesser	
NH	Nabenhöhe	
GK	Gauß Krüger Projektion	
PD	Potsdam-Datum	
ETRS89	Europäisches Terrestrisches Referenzsystem 1989	
UTM	Universale Transversale Mercator Projektion	
WGS84	World Geodetic System 1984	
ü. NN	über Normalnull	
MEM	Minimale endogene Sterblichkeit	
Kfz	Kraftfahrzeug	
A	Skalierungsparameter der Weibull-Verteilung	[m/s]
k	Formparameter der Weibullverteilung	[-]
v	Windgeschwindigkeit	[m/s]
h	Höhe	[m]
$\Theta$	Azimutwinkel	[°]



## 8 Literaturangaben

### Allgemein

- /1.1/ Bengt Tammelin et. al.; Wind Energy Production in Cold climates; Meteorological publications No.41, Finnish Meteorological Institute, Helsinki, Finland, February 2000
- /1.2/ International Energy Agency (IEA), IEA Wind Task 19, State-of-the-Art of Wind Energy in Cold Climates, Edition October 2012
- /1.3/ Berichte der Bundesanstalt für Straßenwesen; Verkehrstechnik Heft V 291, Fahrleistungserhebung 2014 – Inlandsfahrleistung und Unfallrisiko; Bergisch Gladbach, August 2017
- /1.4/ OpenStreetMap und Mitwirkende; siehe Internet: <http://www.openstreetmap.org>, <http://opendatacommons.org>, <http://creativecommons.org>
- /1.5/ U.S. Geological Survey (USGS); EROS Archive - Digital Elevation - Shuttle Radar Topography Mission (SRTM) 1 Arc-Second Global
- /1.6/ Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung; Mobilität in Deutschland 2008; Ergebnisbericht, Struktur – Aufkommen – Emissionen – Trends; Bonn und Berlin, Februar 2010
- /1.7/ Schneider J., Schlatter H. P.; Sicherheit und Zuverlässigkeit im Bauwesen - Grundwissen für Ingenieure; 1. Auflage, B. G. Teubner, Stuttgart, 1994
- /1.8/ Wichura, B., 2013. The Spatial Distribution of Icing in Germany Estimated by the Analysis of Weather Station Data and of Direct Measurements of Icing, Proceedings of the 15th International Workshop On Atmospheric Icing Of Structures (IWAIS 2013). Compusult Ltd., St. John's, Newfoundland and Labrador, September 8-11, 2013, pp. 303-309
- /1.9/ HSE, Health and safety Executive. (n.d.); Risk analyses or 'predictive' aspects of comah safety reports guidance for explosives sites - The COMAH Safety Report Process for Predictive Assessment of Explosives Sites, downloaded 2014-08-21; Retrieved from <http://www.hse.gov.uk/comah/>
- /1.10/ Oliver J., Creighton P.; Road Accidents, Bicycle injuries and helmet use: a systematic review and meta-analysis; International Journal of Epidemiology, 2017, 278-292
- /1.11/ Dirk Proske; Katalog der Risiken, 3. vollständig überarbeitete Auflage; Würenlingen 2021

### Normen

- /2.1/ International Energy Agency (IEA), IEA Wind TCP Task 19; Technical Report; International Recommendations for Ice Fall and Ice Throw Risk Assessments; April 2022
- /2.2/ Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt), Muster-Verwaltungsvorschrift Technische Baubestimmungen (MVV TB) Ausgabe 2020/1; Berlin, 19.01.2021
- /2.3/ DIN EN 50126; Bahnanwendungen – Spezifikation und Nachweis der Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit, Instandhaltbarkeit und Sicherheit (RAMS); Deutsches Institut für Normung e.V., März 2000



- /2.4/ International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1, Wind energy generation systems - Part 1: Design requirements; Edition 4, 2019-12; Geneva, Switzerland (Deutsche Fassung: Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN IEC 61400-1 (VDE 0127-1); Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2019); Dezember 2019; Berlin, Deutschland)
- /2.5/ International Electrotechnical Commission (IEC); Wind energy generation systems – Part 31: Siting Risk Assessment; IEC TS 61400-31 ED1, Edition 1.0, 2023-11.

### Projektspezifisch

- /3.1/ anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; anemos Windatlas für Deutschland, <https://awis.anemos.de/>, Winddaten zum Standort Settinchen 1 heruntergeladen am 24.04.2024.
- /3.2/ LGB (Landesvermessung und Geobasisinformation Brandenburg); Straßennetzviewer, Verkehrsstärke 2021; siehe Internet: <https://viewer.brandenburg.de/strassennetz/>, abgerufen am 30.04.2024.
- /3.3/ Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG; Eiserkennungssystem Siemens Gamesa 5.X; Dokument: D2353080 / 005; 31.05.2022.
- /3.4/ TÜV Nord EnSys GmbH & Co. KG; Gutachten zur Einbindung eines Eiserkennungssystems in Siemens Gamesa 5.X Windenergieanlagen; Bericht Nr.: 8120149884 Rev. 0; 30.03.2022; Hamburg, Deutschland.
- /3.5/ DNV AS; Certification of condition monitoring, DNV-SE-0439:2021-10; October 2021.
- /3.6/ DNV Renewables Certification; Rotor Blade Monitoring System BLADEcontrol Ice Detector (BID); Certificate No. TC-DNV-SE-0439-04314-2; Hamburg, 2022-10-20.
- /3.7/ Siemens Wind Power GmbH & Co. KG; Angaben zum Trudelbetrieb nach Abschaltung wegen Eisansatz; per E-Mail am 31.08.2023.

## Anhang A: Detaillierte Berechnungsergebnisse Eisfall

### A.1 Berechnung der Auftreffhäufigkeiten

In der Abbildung A.1.1 sind die für die Umgebung der WEA resultierenden Treffer pro 16 Quadratmeter und Jahr dargestellt.



**Abbildung A.1.1:** Trefferhäufigkeiten von Eisstücken pro Rasterfläche (16m<sup>2</sup>) und Jahr in der Umgebung der WEA 3 und 4.

Tabelle A.1.1 listet die maximal erreichte Flugweite der Eisstücke bezogen auf den Fußpunkt der WEA auf.

**Tabelle A.1.1:** Maximale Flugweite der betrachteten Eisstücke.

Lfd. Nr. WEA	Maximale Flugweite [m]
3	290.3
4	285.7

### A.2 Schadenshäufigkeiten

Aus den ermittelten Flugbahnen ergeben sich für die Schutzobjekte im



Gefährdungsbereich der zu bewertenden WEA die in Tabelle A.2.1 aufgeführten Ergebnisse.

Für die Bewertung von Personenschäden wird davon ausgegangen, dass jedes Kfz im Mittel mit 1.5 Personen besetzt ist. Dies entspricht der durchschnittlichen Besetzungszahl von Pkw in Deutschland /1.6/. Eine infolge eines Treffers durch Eis resultierende Verkettung von Unfällen wurde nicht betrachtet.

In Tabelle A.2.1 ist jeweils nur das in Abhängigkeit von der Aufenthaltshäufigkeit von Personen zu betrachtende Risiko dargestellt.

**Tabelle A.2.1:** Ergebnisse für die kollektiven und individuellen Risiken für Personenschäden.

Lfd. Nr. WEA	Schutzobjekt	Anzahl Treffer pro Jahr	Kollektives Personenrisiko	Individuelles Personenrisiko
<b>Risiken pro WEA:</b>				
3	Landesstraße L553	10.6	$1.02 \cdot 10^{-4}$ (einmal in 9 700 Jahren)	$2.95 \cdot 10^{-7}$ (einmal in 3.3 Mio. Jahren)
4	Landesstraße L553	0.09	$8.60 \cdot 10^{-7}$ (einmal in 1.1 Mio. Jahren)	$2.48 \cdot 10^{-9}$ (einmal in 402 Mio. Jahren)
<b>Addierte Risiken:</b>				
3, 4	Landesstraße L553	10.7	$1.03 \cdot 10^{-4}$ (einmal in 9 600 Jahren)	$2.98 \cdot 10^{-7}$ (einmal in 3.3 Mio. Jahren)

# Eiserkennungs-systeme

## Siemens Gamesa 5.X

Dokumenten-ID / Revision	Status	Datum (yyyy-mm-dd)	Sprache
D2353080/005	Freigegeben	2022-05-31	DE

Original oder Übersetzung von  
Übersetzung von D2097468

Dateiname  
D2353080\_005-SGRE ON Siemens Gamesa 5.X Eiserkennungs-system

Änderungsübersicht (Revision / Änderungsbeschreibung)	
001	Erste Version. Übersetzung der englischen Version.
002	Erste Version. Ersatz für D2097468. Vorläufig entfällt. Blattbasierte Eiserkennung ist durch "erweiterte Eiserkennung" ersetzt worden.
003	Option blattbasierte Eiserkennung hinzugefügt.
004	Neue Revision. Dokument komplett überarbeitet.
005	Neues Dokumentenformat. Keine technischen Änderungen.

### Haftungsausschluss und Verwendungsbeschränkung

Soweit gesetzlich zulässig, übernehmen die Siemens Gamesa Renewable Energy A/S sowie sonstige verbundene Unternehmen der Siemens Gamesa Gruppe, einschließlich der Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. und deren Tochterunternehmen, (nachfolgend „SGRE“) keinerlei Gewährleistung, weder ausdrücklich noch implizit, im Hinblick auf die Verwendung bzw. Verwendungs-tauglichkeit dieses Dokuments oder von Teilen hiervon für andere Zwecke als dem bestimmungsmäßigen Gebrauch. In keinem Fall haftet SGRE für Schäden, einschließlich aller direkten, indirekten oder Folgeschäden, die sich aus dem Gebrauch bzw. der Gebrauchs-untauglichkeit dieses Dokuments sowie allen Begleitmaterials oder der in diesem Dokument enthaltenen oder hiervon abgeleiteten Angaben oder Informationen ergeben. Soweit dieses Dokument oder andere Begleitmaterialien Bestandteile eines Vertrages mit SGRE werden, richtet sich die Haftung von SGRE nach den Bestimmungen dieses Vertrages. Dieses Dokument wurde vor seiner Veröffentlichung einer umfassenden technischen Überprüfung unterzogen. Ferner überprüft SGRE das Dokument in regelmäßigen Abständen, wobei sachdienliche Anpassungen in nachfolgenden Auflagen aufgenommen werden. Dieses Dokument ist und verbleibt geistiges Eigentum von SGRE. SGRE behält sich das Recht vor, das Dokument auch ohne vorherige Anzeige von Zeit zu Zeit anzupassen.

D2353080/005 – Eingeschränkt verwendbar / Restricted

## Inhalt

1. Allgemein .....	3
2. Eiserkennungssysteme.....	4
2.1. Leistungskurvenvergleich (Low Power Detection Curve - LPDC).....	4
2.2. Erkennung „kein Wiederanfahren“ .....	4
2.3. Optionale externe Sensoren.....	5
2.4. Externe Sensor-Typen.....	5
2.4.1. Gondelbasierter Eiserkennungssensor (optional) .....	5
2.4.2. Blattbasierte Eiserkennung (optional) .....	5
2.5. Optionen und Protokollierung im SCADA-System .....	6
3. Strategie "Betrieb mit Eis" .....	7
3.1. Strategie "Betrieb mit Eis": Stoppen der WEA .....	7
3.2. Strategie "Betrieb mit Eis": Adaptiver Betrieb.....	7

# 1. Allgemein

Das System zur Eiserkennung und zum Betrieb mit Eis von Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE) bietet Funktionen, die den Bereich des Betriebs bei Eisbedingungen erweitert. Die wichtigsten konfigurierbaren Optionen bestimmen, ob maximale Produktion oder maximale Sicherheit erforderlich ist.

Die folgenden Eiserkennungssysteme können verwendet werden:

- Leistungskurvenvergleich (**Low Power Detection Curve - LPDC**)
- Erkennung „kein Wiederanfahren“
- **Optional:** Externe Sensoren, gondel- oder blattbasiert.

Sobald Eis durch eins der ausgewählten Systeme erkannt wurde, wird die Reaktion der Windenergieanlage (WEA) auf Eiserkennung durch die *Strategie "Betrieb mit Eis"* ausgewählt, bei der die folgenden Optionen zur Verfügung stehen:

- Stoppen der WEA, entweder in Erwartung eines automatischen oder manuellen Zurücksetzens
- Stoppen der WEA, kombiniert mit einer Gondeldrehung auf eine vordefinierte Azimuthposition
- Adaptiver Betrieb, fortgesetzter Betrieb mit Optimierung der Leistung (diese Lösung wird für Deutschland nicht berücksichtigt)

Abbildung 1 zeigt eine Visualisierung der verfügbaren Optionen und wie sie miteinander verbunden sind.

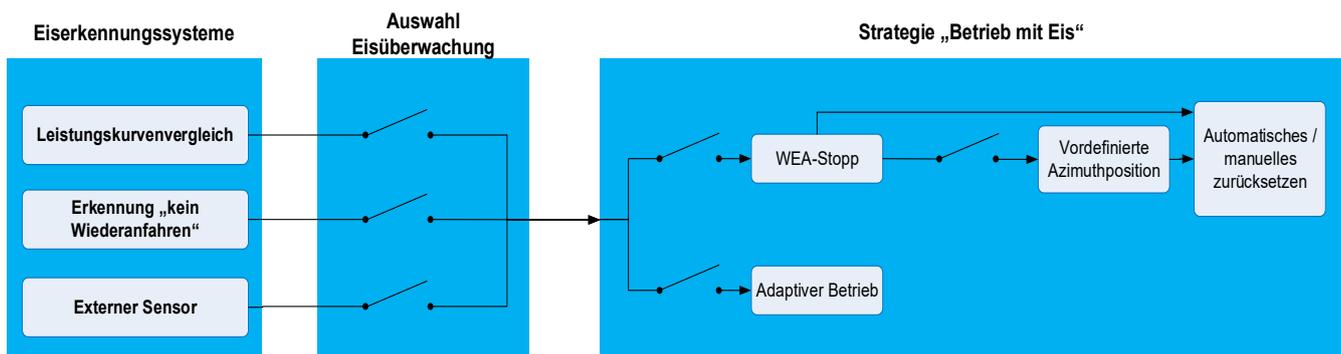


Abbildung 1: Schnittstelle zur Eiserkennung und Strategie „Betrieb mit Eis“ für einzelne WEA



Der adaptive Betrieb, der als Strategie für den Betrieb mit Eis verwendet werden kann, erfordert die Verwendung des Leistungskurvenvergleichs und der Erkennung "kein Wiederanfahren" und ist daher nicht mit dem externen Sensor kompatibel. Der adaptive Betrieb wird aus Sicherheitsgründen für Deutschland nicht berücksichtigt.

Eisansatz an Rotorblättern stellt ein potenzielles Risiko für Objekte und Personen in der Umgebung dar. Die Eiserkennung und das System „Betrieb bei Eis“ wird nicht davor schützen, dass es zu Eisabfall von den Windenergieanlagen kommen kann. Das System optimiert entweder die Leistungsabgabe trotz Eisansatz (nicht für den deutschen Markt möglich) oder stoppt die WEA um den Betrieb bei Eisansatz zu verhindern.

Es liegt in der alleinigen Verantwortung des Anlagenbetreibers/-besitzers, dass die Öffentlichkeit vor Eisabwurf von den Windenergieanlagen geschützt ist. Der Betreiber/Besitzer muss zu jeder Zeit sicherstellen, dass der Betrieb der WEA jeglichen anwendbaren Beschränkungen folgt, ungeachtet ob die Beschränkung Bestandteil einer Genehmigung ist, sich aus der Gesetzgebung ableitet oder irgendwo sonst zum Tragen kommt.

SGRE übernimmt keinerlei Verantwortung für irgendeine Verletzung von Auflagen.

## 2. Eiserkennungssysteme

### 2.1. Leistungskurvenvergleich (Low Power Detection Curve - LPDC)

Die Funktionalität „Leistungskurvenvergleich“ (LPDC) ist ein integraler Bestandteil der WEA-Steuerung und benötigt somit keine weiteren Sensoren.

Wenn die WEA bei kaltem Wetter (Umgebungstemperatur  $< 5\text{ °C}$  – konfigurierbar) in Betrieb ist und die Leistungsabgabe aufgrund von Eisbildung an den Rotorblättern nachlässt, wird dies über LPDC erkannt.

Dazu wird die tatsächliche Leistung mit der in Abbildung 2 dargestellten nominellen Leistungskurve verglichen. Die LPDC basiert auf einem Prozentsatz der nominellen Leistungskurve mit einem Mindestabstand zur nominellen Leistungskurve.

Wenn die Produktion unter die in Abbildung 2 gezeigte Kurve "Eiserkennungsleistungskurve" (blau) fällt, wird die ausgewählte Strategie „Betrieb mit Eis“ aktiviert.

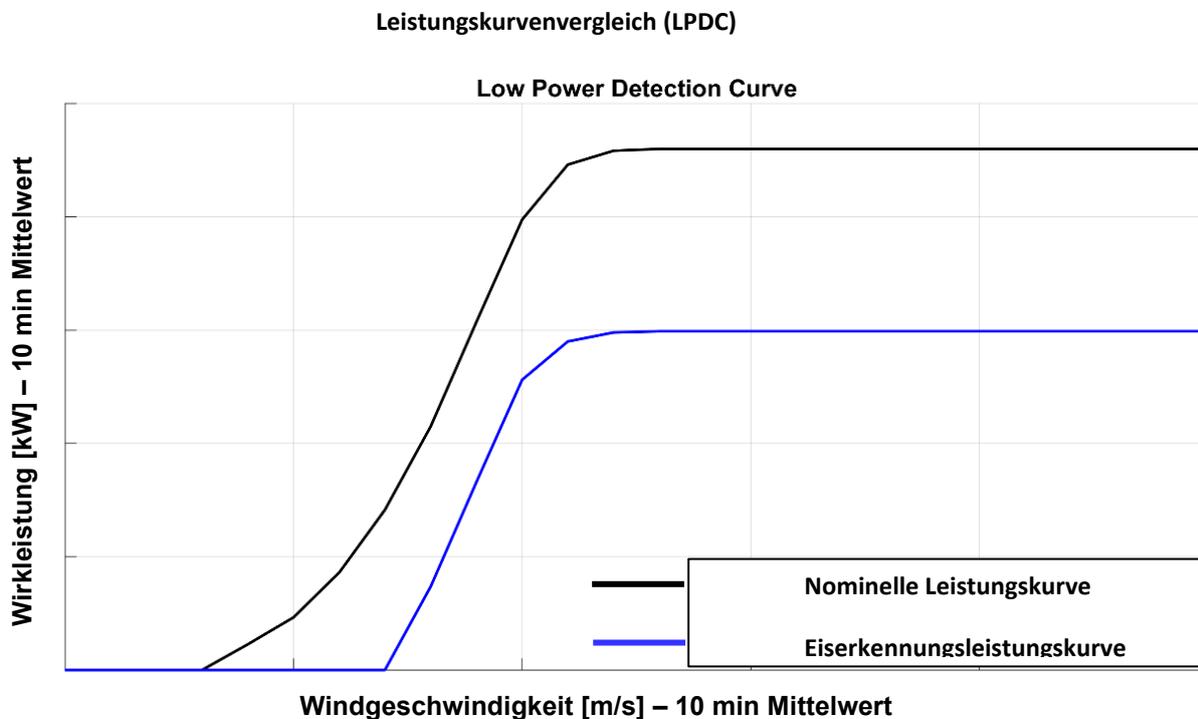


Abbildung 2: Visualisierung des Leistungskurvenvergleichs zur Eiserkennung

### 2.2. Erkennung „kein Wiederanfahren“

Die Erkennung „kein Wiederanfahren“ ist ein integraler Bestandteil der WEA-Steuerung, so dass keine zusätzlichen Sensoren erforderlich sind.

Die Erkennung „kein Wiederanfahren“ ist eine Eiserkennungsmethode, die anzeigt, wenn genug Wind für die WEA vorhanden ist, um Strom zu produzieren, aber die WEA nicht in der Lage ist, sich einzuschalten, sich mit dem Netz zu verbinden und für eine gewisse Zeit Strom zu produzieren, weil sich bei kaltem Wetter Eisansatz an den Rotorblättern gebildet hat.

Wenn Betrieb mit Eis: Adaptiver Betrieb wird als Eiserkennungsstrategie gewählt und die Turbine schaltet sich ein und verbindet sich mit dem Netz auf einem den Bedingungen angepassten Stromerzeugungsniveau. Siehe weiter unten in Kapitel "Betrieb mit Eisstrategie: Adaptiver Betrieb".

## 2.3. Optionale externe Sensoren

Externe Sensoren sind ein optionales Zusatzsystem, das verwendet werden kann, um eine Reaktion direkt vom Sensor an der WEA zu erzeugen. Meistens meldet der Sensor Daten an das SCADA-System, das die WEA am Standort im Hinblick auf das Stoppen steuert. Der Sensor ist für die Installation auf WEA in Gebieten vorgesehen, in denen die Gefahr besteht, dass sich Eis auf der Gondel oder den Rotorblättern bildet und die Sicherheit von Personen oder die Gesetzgebung ein sofortiges Anhalten der WEA erfordern, wenn Eis erkannt wird. Im Vergleich zu den Optionen LPDC und Erkennung „kein Wiederanfahren“ sind die externen Sensoren so konzipiert, dass sie erkennen, wenn die Leistung beeinträchtigt wird, wenn bereits Eis auf der WEA vorhanden ist.

Externe Sensoren sind nur mit den folgenden beiden Strategien "Betrieb mit Eis" kompatibel:

- Stoppen der WEA
- Stoppen der WEA, kombiniert mit einer Gondeldrehung auf eine vordefinierte Azimuthposition

Der externe Sensor kommuniziert mit dem SCADA-System. In der Regel sind nur einige externe Sensoren an einem bestimmten Standort installiert, und das SCADA-System kann so konfiguriert werden, dass es den gesamten Standort oder Cluster oder einzelne WEA stoppt, wenn dies als notwendig erachtet wird.

Es gibt zwei verschiedene Arten, wie der externe Sensor verwendet wird:

- Der externe Sensor ist als WEA-Eiserkennungsquelle (Abbildung 1) für einzelne WEA ausgewählt, wodurch die einzelne WEA selbst auf den Sensor reagieren kann. Zusätzlich kann auch das SCADA-System auf das Signal reagieren und weitere WEA am Standort stoppen.
- Der externe Sensor ist nicht als Eiserkennungsquelle für die WEA ausgewählt (Abbildung 1), so dass die einzelne WEA selbst nicht auf den externen Sensor reagiert, aber das SCADA-System kann immer noch auf das Signal reagieren und die jeweiligen WEA am Standort stoppen.

## 2.4. Externe Sensor-Typen

### 2.4.1. Gondelbasierter Eiserkennungssensor (optional)

Beim gondelbasierten Eiserkennungssensor handelt es sich um ein optionales System, das für WEA an Standorten dient, an denen es zu Eisbildung an den Rotorblättern kommen kann. Der Zweck des Eiserkennungssensor besteht darin, der WEA-Steuerung Informationen zum potenziellen Risiko einer Eisbildung an den Rotorblättern zur Verfügung zu stellen.

Der Eiserkennungssensor kann sowohl Vereisung durch Raueis als auch durch gefrierenden Niederschlag (Klareis) erkennen.

In Abhängigkeit von den Anforderungen vor Ort kann durch den Eisalarm ein Stoppen der WEA ausgelöst werden.

Das eingesetzte System kann mit einem Zertifikat einer akkreditierten Zertifizierungsstelle geliefert werden.

### 2.4.2. Blattbasierte Eiserkennung (optional)

Eine zusätzliche Option ist die Installation eines blattbasierten Eiserkennungssystems. Das System ist mit Beschleunigungssensoren an jedem Rotorblatt sowie einer zentralen Überwachungseinheit ausgestattet. Die Eisdetektion erfolgt durch Analyse der Eigenfrequenzen der Rotorblätter in Bezug auf die Eisansammlung. Daher

muss das System vor der Inbetriebnahme kalibriert werden (variierend, und bis zu 3 Monate, abhängig von den Bedingungen und der Konfiguration der WEA).

Die Eiserkennung ist im Stillstand und während des Betriebs möglich. Eine Mindestwindgeschwindigkeit von 2 m/s ist erforderlich. Es ist keine Mindestumdrehung pro Minute (U/min) notwendig.

Das eingesetzte System kann mit einem Zertifikat einer akkreditierten Zertifizierungsstellen geliefert werden.

## 2.5. Optionen und Protokollierung im SCADA-System

Im Folgenden sind mögliche Optionen im SCADA-System aufgelistet, wie die Einbindung eines externen Sensors auf Standortebene zu konfigurieren ist (unabhängig von der individuellen WEA-Schnittstelle):

- Voreinstellung definierter Eisbedingungen auf Grundlage von Eisparametern
- An- und Ausschalten des automatischen Stopps der WEA
- An- und Ausschalten des automatischen Wiederanfahrens der WEA
- Gruppierung der WEA für automatischen Stopp und automatisches Wiederanfahren. SGRE empfiehlt für solche Fälle WEA mit Eissensoren mit WEA ohne Eissensoren zusammen zuschalten.

Eisparameter werden in der SCADA-Schnittstelle eingestellt. In Abhängigkeit von den Anforderungen können die Eisparameter verändert werden, so dass neue Eisbedingungen in der SCADA-Schnittstelle konfiguriert werden können. Nachfolgend ist eine Liste der Parameter:

- **Verzögerung beim Wiederanfahren nach Vereisung:** WEA, die aufgrund von Vereisung angehalten wurden, werden erst wieder in Betrieb genommen, wenn keine neue Vereisung innerhalb dieser Verzögerungszeit [s] auftritt. Die Verzögerungszeit wird vom Anwender konfiguriert.
- **Verzögerung beim Anhalten durch Vereisung:** WEA werden erst angehalten, wenn Eis über diese Verzögerungszeit [s] hinaus detektiert wird. Die Verzögerungszeit wird vom Anwender konfiguriert.
- **Zeitraum der Umgebungstemperatur:** Zeitraum [s] in dem die Eisumgebungstemperatur oberhalb eines vordefinierten Wertes liegen muss, damit die WEA wieder in Betrieb genommen wird, nachdem sie wegen Vereisung angehalten wurde.
  - Bspw. oberhalb von 5° C für 600 Sekunden
- **Grenzwert der Umgebungstemperatur:** Dieser Parameter definiert die Temperatur, die überschritten werden muss, um WEA, die aufgrund von Eiserkennung gestoppt wurden, wieder zu starten.
  - Bspw. oberhalb von 5° C für 600 Sekunden
- **Eiskontrollstartzeit und Eiskontrollendzeit:** Die konfigurierten WEA werden aufgrund von Eiserkennung angehalten, wenn die Vereisungszeit innerhalb der definierten Zeitspanne von Eiskontrollstartzeit und -endzeit. Wenn die aktuelle Zeit außerhalb des angegebenen Bereichs von Eiskontrollstartzeit und -endzeit liegt, wird die WEA wieder angefahren.

Die Alarme werden im „Alarmprotokoll“ der SCADA-Oberfläche dargestellt.

**History, Alarm Log,**

Max Records: 150 From Date: 21-02-2012 To Date: Group: Turbine Station: (All) Secondary Faults: 0

Alarms: Active Only  Display Events  Filtername: Save Filter Delete Filter Include Alarms from Service

Alarms: (Filter :Brake) (Filter :Converter Alarms) (Filter :Environment) (Filter :Gear)

Selected: [Empty Box] Load data Import

Include  Exclude

From Time	To Time	Duration	Group	Station	Code	Description	Parameter	User	Comment
28-02-2012 - 08:54:04	28-02-2012 - 09:20:00	00:25:56	Turbine	T01	8215	Ice has been detected			Add

Abbildung 3: Darstellung von Alarmen im Zusammenhang mit dem Eiserkennungssystem im SCADA-System

### 3. Strategie "Betrieb mit Eis"

#### 3.1. Strategie "Betrieb mit Eis": Stoppen der WEA

Das Stoppen der WEA wird häufig in Szenarien verwendet, in denen es nicht sicher ist, die WEA während der Vereisung weiterlaufen zu lassen, z. B. wenn potenziell Wildtiere, Menschen oder Geräte beschädigt/verletzt werden können. Nur wenn ein externer Sensor verwendet wird, kann dieser Ansatz als sicher angesehen werden, da die externen Sensoren an der Gondel oder den Rotorblättern montiert sind und erkennen, wenn sich Eis bildet, und nicht auf der Grundlage der Produktion, wie es die Funktionen *Leistungskurvenvergleich* und *Erkennung „kein Wiederanfahren“* tun.

Die *Strategie "Betrieb mit Eis": Stoppen der WEA* sorgt dafür, dass die WEA angehalten wird, wenn Eis erkannt wird. Der Stopp kann mit der Option einer vordefinierten Azimuthposition kombiniert werden.

Unabhängig davon, wie die *Strategie "Betrieb mit Eis": Stoppen der WEA* konfiguriert ist, kann festgelegt werden, ob die WEA automatisch oder manuell zurückgesetzt werden muss. Für das automatische Zurücksetzen gibt es folgende Optionen:

- Zurücksetzen einer gestoppten WEA nach X Stunden
- Zurücksetzen einer gestoppten WEA und drehen auf die vordefinierte Azimuthposition nach X Stunden

Ein manuelles Zurücksetzen ist unter folgenden Bedingungen erforderlich:

- Zurücksetzen einer gestoppten WEA durch einen Eiserkennungsalarm, welche sich in einer fest definierten Position befindet aufgrund von Sicherheitsvorkehrungen
- Zurücksetzen einer gestoppten WEA durch einen Eiserkennungsalarm

#### 3.2. Strategie "Betrieb mit Eis": Adaptiver Betrieb

Da diese Strategie in Deutschland nicht zum Einsatz kommt, wird auf eine weitere Beschreibung verzichtet.

Für weitere Informationen steht Ihnen Ihr SGRE-Partner gerne zur Verfügung.

# **Gutachten**

## **zur Einbindung eines Eiserkennungssystems in Siemens Gamesa 5.X Windenergieanlagen**

**TÜV NORD Bericht Nr.:** 8120149884 Rev. 0

**Gegenstand der Prüfung:** Einbindung des Weidmüller BLADEcontrol  
Eiserkennungssystems in Siemens Gamesa  
Windenergieanlagen vom Typ 5.X

Dieser Bericht umfasst 12 Seiten.

<b>Rev.</b>	<b>Datum</b>	<b>Änderungen</b>
0	30.03.2022	Erste Fassung

## Inhalt

1	Einleitung.....	3
1.1	Ausgangssituation .....	3
1.2	Aufgabenstellung.....	4
1.3	Windenergieanlage.....	4
1.4	Eiserkennungssystem Weidmüller BLADEcontrol .....	5
2	Sicherheitstechnik der SGRE Windenergieanlagen .....	6
2.1	Einbindung des Eiserkennungssystems in die Anlagensteuerung .....	6
2.2	Einbauverfahren und Inbetriebnahme .....	8
2.3	Parametrierung.....	8
2.4	Wiederkehrende Prüfungen.....	9
2.5	Vermeidung des Anfahrens bei Vereisung .....	9
3	Bewertung .....	9
4	Dokumente .....	11

## Abbildungen

<b>Abbildung 1:</b>	Systemarchitektur von BLADEcontrol /4/ .....	5
<b>Abbildung 2:</b>	Eisdetektortyp [IceDeTyp] /2/ .....	7
<b>Abbildung 3:</b>	Kontrollparameter für Eisdetektion IceDeType4 (BLADEcontrol).....	8

# 1 Einleitung

## 1.1 Ausgangssituation

Die Rotorblätter von Windenergieanlagen (WEA), die in Regionen mit Temperaturen unter 5°C aufgestellt werden, können bei ungünstigen Bedingungen Eis ansammeln. Aus der dann entstehenden Eisschicht können sich beispielsweise durch Abtauen oder Blattverformung Eisstücke ablösen, die im Betrieb der Anlage vom Rotorblatt abgeworfen werden und zu Personen- oder Sachschäden im Wurfbereich der Anlage führen können. Ab einer bestimmten Masse der abgeworfenen Eisstücke besteht damit eine potentielle Gefahr. Beobachtungen zeigen abgeworfene Eisstücke mit einer Masse von mehreren kg.

An WEA installierte Eiserkennungssysteme dienen dem Zweck, dass die Anlage bei erkannter Vereisung der Rotorblätter abgeschaltet wird und somit keine Gefahr durch Eisabwurf mehr besteht. Das Eis wird dann von den Blättern der trudelnden WEA abfallen, bevor die WEA wieder manuell oder automatisch in Betrieb genommen wird. Eisabfall von abgeschalteten WEA ist praktisch nicht vermeidbar und vergleichbar mit Eisabfall von Strommasten oder Brücken. Der Gefährdungsradius bei Eisabfall ist deutlich kleiner als bei Eisabwurf, da die herabfallen Eisstücke nur vom Wind verdriftet und nicht vom Rotorblatt beschleunigt werden.

Eiserkennungssysteme verfügen generell über einen Sensor und eine Auswerteeinheit. Das Sensorsignal wird durch vereiste Rotorblätter direkt oder indirekt beeinflusst. Die Auswerteeinheit übernimmt die Aufgabe, aus dem Sensorsignal einen Indikator für Vereisung zu generieren. Üblicherweise 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 erhöht. Es ist durch genauere, teilweise quantitative Untersuchungen zu indizieren, dass das Eiserkennungssystem

- die kritische Eismasse zuverlässig detektiert,
- hinsichtlich der Schwellwerte und Parameter korrekt auf die Anlage eingestellt ist und
- sicherheitstechnisch zuverlässig funktioniert.

Die Bewertung soll in Bezug auf das sichere Abschalten der WEA bei kritischem Eisansatz an den Rotorblättern erfolgen. Anhaltspunkte zur Bewertung liefern das von der Struktur- und Genehmigungsdirektion Nord herausgegebene „MERKBLATT für Vorhaben zur Errichtung von Windenergieanlagen hinsichtlich immissionsschutzrechtlicher und arbeitsschutzrechtlicher Anforderungen an die Antragsunterlagen in Genehmigungsverfahren nach dem BImSchG“ /11/.

## 1.2 Aufgabenstellung

Im Gutachten werden die weiteren sicherheitstechnischen Fragestellungen in Bezug auf die Einbindung der Systeme in Siemens Gamesa (SGRE) WEA der 5.X Plattform bewertet.

Es sollen die folgenden sicherheitstechnischen Kriterien für die Siemens Gamesa 5.X, bewertet werden:

1. Die logische Einbindung des Systems in die Betriebsführung der WEA
2. Das praktische Einbauverfahren
3. Die Möglichkeiten der Parametrierung
4. Inbetriebnahme und wiederkehrende Prüfungen
5. Die Vermeidung des (Wieder-) Anfahrens bei Vereisung

Die Bewertung bezieht sich ausschließlich auf *Eisabwurf*. Eine Bewertung bezüglich Eisabfall erfolgt hier nicht, denn Eisabfall von einer trudelnden Anlage kann praktisch nicht verhindert werden.

Zur Zuverlässigkeit der Detektion einer kritischen Eismasse durch das Eiserkennungssystem bzw. zur Sensibilität der Eiserkennung werden im Rahmen dieses Gutachtens keine Aussagen gemacht. Diesbezüglich wird auf /10/ verwiesen.

Die Bewertung erfolgt somit in Bezug auf das sichere Abschalten der WEA bei anstehendem Stopp-Signal (Eisalarm).

## 1.3 Windenergieanlage

Die hier dargestellten Verfahren zur Einbindung des Eiserkennungssystems in WEA der Siemens Gamesa 5.X Plattform sind unabhängig von der genauen Variante dieser Plattform. Sie können für alle Nabenhöhen und Leistungsstufen angewandt werden. Die unterschiedlichen Eigenschaften von verschiedenen Rotorblättern sind jedoch vorab im Rahmen der Kalibrierung des Eiserkennungssystems zu berücksichtigen. Die Betrachtungen erfolgen am Beispiel der Variante mit 155 m Rotordurchmesser, sie sind jedoch ebenso für die Variante mit 170 m Rotordurchmesser gültig.

Standardmäßig sind die vorgenannten WEA mit folgenden Systemen zur Erkennung von Eisansatz ausgestattet:

1. Leistungskurvenvergleich
2. Schwingungsüberwachung

Zusätzlich können optionale Eisensensoren zum Einsatz kommen. Im Folgenden wird die Einbindung des optionalen Eiserkennungssystems vom Typ BLADEcontrol der Firma Weidmüller bewertet.

## 1.4 Eiserkennungssystem Weidmüller BLADEcontrol

Das Eiserkennungssystem BLADEcontrol verfügt über ein gültiges Typzertifikat /9/ nach DNVGL-SE-0439:2016-06 (Zertifizierung der Zustandsüberwachung). Folgende Systemkomponenten des Eiserkennungssystems BLADEcontrol werden auf der WEA installiert:

- Dehnungssensoren oder Beschleunigungssensoren
- Messerfassungseinheit in der Nabe, Hub Measurement Unit (HMU)
- Messdatenauswertungs- und Kommunikationseinheit (ECU)
- Datenkommunikationsverbindung von der WEA zum Monitoring Center, idR. über das Internet

Ergänzend kommen weitere Komponenten für die Spannungsversorgung und Datenübertragung hinzu.

Die art- und ortstypischen Details der Installation der Komponenten sind in Installationsanweisungen festgelegt, welche für die einzelnen WEA-Typen bestehen. Diese Anweisungen wurden in Abstimmung mit den jeweiligen Herstellern der Anlagen erstellt (s. Kap. 2.2).

Das Visualisierungssystem (VIS) gibt auf einer grafischen Benutzeroberfläche Informationen über den gegenwärtigen und zurückliegenden Zustand der Rotorblätter der WEA aus. Die Freigabe zur Benutzung des VIS erfolgt über Benutzername und Kennwort.

Die Systemarchitektur von BLADEcontrol ist in Abbildung 1 dargestellt.

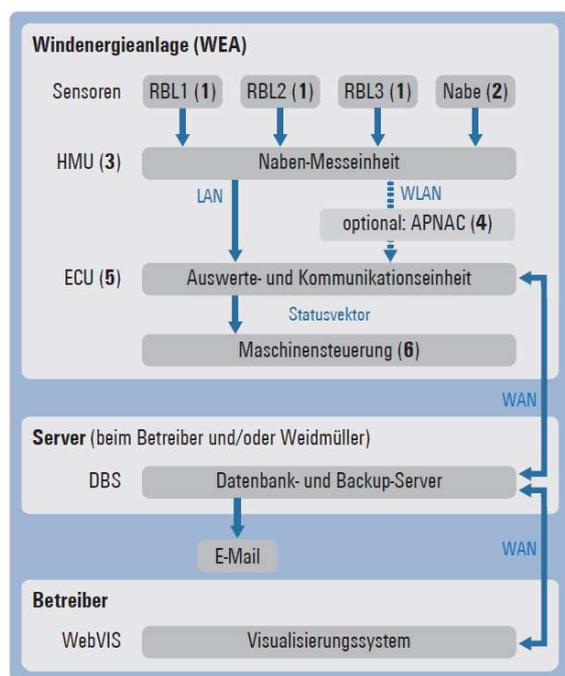


Abbildung 1: Systemarchitektur von BLADEcontrol /4/

## **Sensoren**

Die Schwingungen der einzelnen Rotorblätter der WEA werden über Dehnungssensoren oder Beschleunigungssensoren aufgenommen. Die zulässigen Sensoren sind in /9/ aufgeführt.

Die signaltechnische Anbindung der Sensoren an die HMU in der Nabe erfolgt zur Unterdrückung elektromagnetischer Einflüsse über je ein geschirmtes Signalkabel.

## **Hub Measurement Unit (HMU)**

In der HMU werden die Sensorsignale in der Nabe erfasst, kalibriert und gefiltert. Anschließend werden die so aufbereiteten Signale als kontinuierlicher Datenstrom per LAN oder optional per WLAN über einen Access Point Nacelle (APNAC) an die ECU weitergeleitet.

## **Evaluation and Communication Unit (ECU)**

In der ECU werden die durch die HMU bereitgestellten Messdaten in Spektren umgewandelt und mit definierten Algorithmen analysiert. Die Messdaten wie auch die Spektren werden auf der ECU für eine definierte Zeit gespeichert. Die ECU baut selbsttätig eine Kommunikation zum Datenbankserver (DBS) im Monitoring Center auf und sendet dabei periodisch eine definierte Auswahl an Daten an den DBS.

Einen weiteren Kommunikationspfad unterhält die ECU mit der Anlagensteuerung (s. Kap. 2.2). Von dort bekommt sie zeitaktuelle Daten zum aktuellen Betriebspunkt der Anlage (z. B. Leistung, Pitchwinkel, Windgeschwindigkeit), welche für eine Ermittlung der momentanen Blattlast notwendig sind. Zurück an die Steuerung sendet die ECU einen Statusvektor, der neben Informationen zur momentanen eigenen Betriebsfähigkeit auch Warn- und Alarmrückmeldungen an die Anlagensteuerung enthält.

Das System startet bei Anschalten an die Spannungsversorgung bzw. bei Wiederherstellung der Versorgung nach einem Ausfall automatisch. Dabei bleiben alle relevanten Informationen im remanenten Speicher erhalten.

# **2 Sicherheitstechnik der SGRE Windenergieanlagen**

## **2.1 Einbindung des Eiserkennungssystems in die Anlagensteuerung**

Die vom Eiserkennungssystem generierten Signale werden in das Betriebsführungssystem der WEA eingelesen. Der Statusvektor von der ECU fasst die aktuellen Analyseergebnisse und den Zustand von BLADEcontrol in binärer Form (0/1) zusammen und wird über eine Schnittstelle als Antwort auf Anfrage dem Betriebsführungssystem mitgeteilt. Die Alarmierung erfolgt somit in jedem Fall direkt und nicht, wie ebenfalls möglich, nur indirekt über Email / SMS an Personen.

In der Anlagensteuerung werden u.a. die in Tabelle 2.1 dargestellten Analyseergebnisse von der ECU im Sekundentakt abgefragt und in Form von Bits zur Verfügung gestellt. Es werden die in Bezug auf die Eiserkennung wesentlichen Bits abgefragt.

Ausgangssignal	Wert	Definition
Bit 15	1= alive 0= not alive	BLADEcontrol fully functional
Bit 25	1= successful 0= not successful	Ice evaluation with valid result
Bit 57	1= alarm ice formation 0= no ice formation alarm	Alarm due to ice detection (stop threshold)

**Tabelle 2.1** Ausgangssignale von BLADEcontrol /2/

Im Betriebsführungssystem der WEA können gemäß /3/ und /6/ diverse Eiserkennungsmodi gewählt werden. Diese werden bei der Inbetriebnahme eingestellt. Das externe Eiserkennungssystem BLADEcontrol von Weidmüller (ehemals Bosch-Rexroth) wird über [IceDeTyp] ausgewählt. Für das System von BLADEcontrol ist gemäß Abbildung 2 „IceDeType4“ zu wählen.

Type Selection	Description
('IceDeTyp' = "IceDeType1")	External ice detector with "Ice" signal
('IceDeTyp' = "IceDeType2")	External ice detector with both "Ice" and "Healthy" signals
('IceDeTyp' = "IceDeType2+3")	External ice detector IceDeType2 and IceDeType3
('IceDeTyp' = "IceDeType3")	External ice detector connected via additional IO station (AddIO-Top=ExternalIceDetectorType1)
('IceDeTyp' = "IceDeType4")	External ice detector (Bosch-Rexroth)
('IceDeTyp' = "None")	No external ice detector
('IceDeTyp' = "NotSet")	-

**Abbildung 2:** Eisdetektortyp [IceDeTyp] /2/

Durch die von SGRE festgelegte Typenauswahl (IceDeTyp = IceDeType4) wird das BLADEcontrol System korrekt in die Anlagensteuerung eingebunden. Die Konfiguration der Typenauswahl kann anschließend über die OWI (Operation with Ice) Optionen gewählt werden. Für Standorte in Deutschland sind die in Tabelle 2.2 und 2.3 dargestellten Optionen vorgesehen.

Type Selection	Stop Turbine	Trigger Yawing
/OpWIceTy/ = 'OpWIce-Type1'	x	
/OpWIceTy/ = 'OpWIce-Type3'	x	x

**Tabelle 2.2:** Optionen für die Konfiguration der Typenauswahl |OpWIceTy| /2/

Type Selection	Description	Associated alarm(s)
/OpWIceTy/ = 'OpWIce-Type1'	Stop turbine	Alm108051 (Ice Detect: Stopped)
/OpWIceTy/ = 'OpWIce-Type3'	Stop turbine and yaw to specific position	Alm108051, yawing is visible in ('IcY-awSta') and Alm110028 (Parked in safe yaw position) is set when position is reached

**Tabelle 2.3:** Typenauswahl |OpWIceTy| /2/

"Stop" bedeutet hier das Pitchen der Rotorblätter in Fahnenstellung ohne mechanische Bremse, so dass die WEA im Trudelbetrieb ist.

## 2.2 Einbauverfahren und Inbetriebnahme

Das Einbauverfahren ist für alle Komponenten des Systems detailliert in den Installationsanleitungen /5/, /6/, /7/ und /8/ beschrieben. Die Randbedingungen und Montagevoraussetzungen sind definiert. Es wird im Einzelnen auf die Montage der folgenden Komponenten eingegangen:

- Evaluation and Communication Unit (ECU)
- Access Point Nacelle (APNAC)
- Nabenmesseinheit (HMU)
- Nabensensor
- Sensoren und Blattsensorkabel im Rotorblatt
- Signalkabel im Rotorblatt
- Blattsensorkabel an der Nabe

Nach Installation und Anschluss aller Komponenten erfolgt im Rahmen der Inbetriebnahme des Systems eine systematische Funktionsprüfung. Die ordnungsgemäße Funktion des Gesamtsystems wird mit Hilfe eines Testprogramms auf einem Laptop geprüft und dokumentiert. Die Signalerfassung und Weiterverarbeitung im BLADEcontrol System wird durch Anregung der Sensoren mit einem Hammer geprüft. Für die Beschreibung der Test- und Inbetriebnahme-prozedur wird vom Hersteller Weidmüller bis zur Erstellung der finalen Handbücher auf das Dokument /12/ für die Siemens SWT-3.0-113 verwiesen, da diesbezüglich keine Änderungen für die Siemens Gamesa 5.X WEA erfolgen.

Dieses Testverfahren prüft nur die Funktion des Eiserkennungssystems und nicht die ordnungsgemäße Reaktion der WEA. Im Rahmen der Inbetriebnahme der WEA wird daher zusätzlich die Anbindung und Reaktion des Betriebsführungssystems geprüft. Die Funktionalität der Meldekette wird durch einen erfolgreich durchgeführten Abschalttest und ein entsprechendes Inbetriebnahmeprotokoll nachgewiesen.

## 2.3 Parametrierung

Das BLADEcontrol System wird bei der Inbetriebnahme gemäß /2/ parametrierung. Der Kontrollparameter *Par108175* definiert die Sensitivität des Eiserkennungssystems. Für Standorte in Deutschland ist die Standardeinstellung *Par108175=1* vorgesehen.

Parameters	Unit	Text
[ <i>Par108175</i> ]		Ice detector alarm level. 0=no alarm, 1=alarm at severe ice, 2=alarm at slight ice

**Abbildung 3:** Kontrollparameter für Eisdetektion IceDeType4 (BLADEcontrol)

Die Prüfung der Sensibilität der Eiserkennung ist nicht Bestandteil des vorliegenden Gutachtens. Es ist daher separat zu prüfen, dass die Grenzwerte für die Eiserkennung ausreichend niedrig sind. Hierzu wird auf die Prüfungen in Gutachten /10/ verwiesen.

## 2.4 Wiederkehrende Prüfungen

Das Eiserkennungssystem BLADEcontrol ist gemäß Herstellerangaben aufgrund seiner Systemgestaltung sowie der Eigendiagnosefunktionen wartungsfrei. Störungen des Systems werden mittels seiner Eigendiagnosefunktionen der WEA-Steuerung über die jeweilige Schnittstelle und dem Monitoring-Center über die jeweilige Datenanbindung automatisch angezeigt. Aus dem Monitoring Center heraus kann über die bestehende Datenanbindung eine detaillierte Fehlereingrenzung und Maßnahmenableitung erfolgen.

## 2.5 Vermeidung des Anfahrens bei Vereisung

Das Wiederanfahren der WEA nach Stillstandszeiten oder nach Abschaltung aufgrund von Vereisung darf grundsätzlich nur unter der Voraussetzung der Eisfreiheit geschehen. Hierzu sind bei Einsatz des optionalen BLADEcontrol Eissensors je nach Parametrierung drei verschiedene Verfahren möglich:

1. Manuelle Freigabe; Wiederanfahren nur nach Freigabe durch eine autorisierte Person vor Ort
2. Fernrücksetzen der WEA
3. Automatisches Wiederanfahren

Zu 1: Das manuelle Wiederanfahren nach erkanntem Eisansatz durch den BLADEcontrol Eissensor ist nur zulässig, wenn dieser kein Eisalarmsignal mehr sendet.

Zu 2: Das Fernrücksetzen der WEA nach erkanntem Eisansatz durch den BLADEcontrol Eissensor ist nur zulässig, wenn dieser kein Eisalarmsignal mehr sendet und die Genehmigungsbehörde dies grundsätzlich gestattet.

Zu 3: Das automatische Wiederanfahren der WEA nach erkanntem Eisansatz durch den BLADEcontrol Eissensor ist nur möglich, wenn der BLADEcontrol Eissensor meldet, dass kein Eisansatz mehr an den Rotorblättern vorliegt und die Genehmigungsbehörde dies grundsätzlich gestattet. Das automatische Wiederanfahren nach Stillstandszeiten ist ebenfalls möglich, da das System zur Messung eine geringere Windgeschwindigkeit benötigt, als die Einschaltwindgeschwindigkeit der WEA.

Die Verfahren der manuellen vor-Ort Freigabe, des Fernrücksetzens und des automatischen Wiederanfahrens sind als hinreichend sicher zu beurteilen. Sollte das BLADEcontrol System bei Temperaturen unterhalb 5 °C nicht einsatzbereit sein, kann die WEA gemäß /3/ nicht wiederangefahren werden.

## 3 Bewertung

Bei anstehendem Eisalarm durch das BLADEcontrol System wird die WEA automatisch vom Betriebsführungssystem abgeschaltet, so dass sie sich im Trudelbetrieb befindet und kein Eisabwurf erfolgen kann. Das System bleibt weiterhin online und kann auch im Trudelbetrieb Eisansatz erkennen. Das Eiserkennungssystem BLADEcontrol ist für die

untersuchten Siemens Gamesa 5.X WEA kompatibel mit dem Konzept des Betriebsführungs- und Sicherheitssystems und die Einbindung in das Betriebsführungssystem erfolgt über definierte Schnittstellen.

Das Eiserkennungssystem BLADEcontrol erfüllt das für diese Systeme maßgebliche Einzelfehlerkriterium insofern, als dass bei einer Störung oder nicht bestätigter Bereitschaft des Eiserkennungssystems die WEA unterhalb von 5 °C automatisch abgeschaltet wird. Zur Frage der zuverlässigen Erkennung von kritischem Eisansatz am Rotorblatt wird auf /10/ verwiesen.

Die Parametrierung der Anlage erfolgt im Rahmen der geregelten Inbetriebnahme.

Als Teil der Inbetriebnahme des Eiserkennungssystems in SGRE WEA werden die Signale des BLADEcontrol Systems (wie Bit 15, 25, 57) im BLADEcontrol System simuliert und die Reaktion der WEA geprüft.

Die Verfahren des Wiederanfahrens nach Vereisung werden unter den genannten Bedingungen als ausreichend sicher bewertet.

erstellt

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "O. Raupach".

Dipl.-Ing. O. Raupach

Sachverständiger

gesehen

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "G. Ewald".

Dipl.-Ing. (FH) G. Ewald

Sachverständiger

## 4 Dokumente

- /1/ Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG  
Eisansatz: Erkennung und Verhalten der Windenergieanlage  
Siemens Gamesa 5.X  
Dokument ID / Rev.: D3120771/001  
Datum: 21.01.2022
  
- /2/ Siemens Gamesa Renewable Energy GmbH & Co. KG  
SGRE ON Siemens Gamesa 5.X Communication BLADEcontrol  
Dokument ID / Rev.: D3144058/001  
Datum: 18.02.2022
  
- /3/ Weidmüller Monitoring Systems GmbH  
Description of the suggested Siemens turbine reaction upon BLADEcontrol  
Signals  
Ohne Datum
  
- /4/ Weidmüller Monitoring Systems GmbH  
BLADEcontrol® Rotor blade monitoring for wind power installations  
Operating instructions  
Dokument Nr. 2489700000  
Datum: 01.08.2017
  
- /5/ Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.  
Purchase specification  
RD SG5X Blade based ice detection Hub  
Dokument ID / Rev.: D2834905/001  
Datum: 12.07.2021
  
- /6/ Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.  
Purchase specification  
RD SG5X Blade based ice detection Nacelle  
Dokument ID / Rev.: D2834890/001  
Datum: 09.07.2021
  
- /7/ Siemens Gamesa Renewable Energy S.A.  
Purchase specification  
S205XUCA4002 CKJ10KF002 Blade Ice Detection  
Dokument ID / Rev.: D2840825/001  
Datum: 09.07.2021
  
- /8/ Weidmüller Monitoring Systems GmbH  
BCE101 CTR Sensor Assembly  
SG155  
Rev. 4, als Entwurf gekennzeichnet  
Datum: 11.02.2022

- /9/ DNV GL  
Typenzertifikat Eis-Erkennungssystem BLADEcontrol Ice Detektor (BID)  
Zulassungsnummer: TC-DNVGL-SE-0439-04314-1  
Datum: 20.10.2020, Gültig bis: 19.10.2022
  
- /10/ DNV GL  
Gutachten Ice Detection System  
BLADEcontrol Ice Detector BID  
Report Nr.: 75138, Rev. 7  
Datum: 23.11.2020
  
- /11/ 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 BImSchG  
Stand: November 2019
  
- /12/ Weidmüller Monitoring Systems GmbH  
Montage und Inbetriebnahme  
Siemens SWT-3.0-113  
Ohne Datum

Gutachten

**Ice Detection System  
BLADEcontrol Ice Detector BID**

**Report Nr.: 75138, Rev. 7**

**Datum: 23.11.2020**

**DNV GL - Energy  
Renewables Certification**

<b>Hersteller</b>	Weidmüller Monitoring Systems GmbH Else-Sander-Str. 8 01099 Dresden Germany
<b>GL Renewables Auftragsnr.</b>	10123335
<b>Sachverständiger</b>	Dr. Karl Steingröver
<b>Revision 7</b>	Update Typenzertifikat
<b>Adresse</b>	DNV GL - Energy Renewables Certification Brooktorkai 18 20457 Hamburg Germany

## 1 MITGELTENDE DOKUMENTATION

- 1.1 Type Certificate "BLADEcontrol Ice Detector BID", TC-DNVGL-SE-0439-04314-1, ausgestellt am 20.10.2020
- 1.2 Certification Report for the Ice Detection System "BLADEcontrol Ice Detector BID", CR-CMS-DNVGL-SE-0439-04314-1, ausgestellt am 20.10.2020

## 2 PRÜFKRITERIUM / STAND DER TECHNIK

Im Bereich von Windenergieanlagen (WEA) existiert nur eine Richtlinie, in der der Stand der Technik zur Eiserkennung auf Rotorblättern dargestellt ist:

DNVGL-SE-0439:2016-06 Certification of condition monitoring <sup>1)</sup>.

Auf Basis dieser Richtlinie kann die Fähigkeit von Condition Monitoring Systemen hinsichtlich Detektierung von relevanten Zustandsänderungen, die Abweichungen vom normalen Betriebsverhalten darstellen, beurteilt werden. Das Eiserkennungssystem „BLADEcontrol Ice Detector BID“ gehört zur Kategorie der Condition Monitoring Systeme für Rotorblätter; Eisansatz stellt eine Abweichung vom normalen Betriebsverhalten dar. Der Personenschutz ist hierbei der Hauptaspekt zur Beurteilung. Diese Richtlinie ist somit das maßgebliche Prüfkriterium für dieses Gutachten. Sie enthält aktuell allerdings noch keine Grenzwerte für Eisdicken, die als unkritisch angesehen werden können.

Die Form im Betrieb abgeworfener Eisstücke sowie deren Abmessungen hängt von vielen Faktoren ab. Diese sind z.B. Abwurfgeschwindigkeit, Windwiderstand, mögliche Flugbahn und Windgeschwindigkeit. Der aktuelle Wissensstand ist, dass Eisstücke umso eher durch den Einfluss des Windes im Flug vor dem Auftreffen auf dem Boden aufgrund ihrer größeren relativen Oberfläche in unkritische kleinere Stücke und damit unkritische impulsgebende Massen zerbrechen, je dünner sie sind und je niedriger die Dichte der Eisanhaftung ist. Als konservativer Wert wird hier eine Eisdicke von 1,5 cm bis max. 2 cm angesehen, unterhalb dessen keine Gefahr für die Umgebung angesehen wird.

## 3 SACHVERSTÄNDIGER

Dieses Gutachten wurde durch den Sachverständigen Dr. Karl Steingröver, Senior Principal Engineer bei DNV GL – Energy, Renewables Certification erstellt.

<sup>1)</sup> Diese Richtlinie ersetzt die in den vorherigen Revisionen zitierte Richtlinie Germanischer Lloyd: GL Rules and Guidelines – IV Industrial Services – Guideline for the Certification of Condition Monitoring Systems for Wind Turbines, Edition 2013 (GL-IV-4:2013).

DNVGL-SE-0439:2016-06 und GL-IV-4:2014 sind vom Inhalt her identisch.

## 4 SYSTEMBESCHREIBUNG

Bei dem Eiserkennungssystem (BID) handelt es sich um ein in sich geschlossenes System, welches sowohl beim WEA-Hersteller als auch nachträglich in einer WEA aufgebaut werden kann. Das Messverfahren ermittelt die aktuelle Vereisungssituation direkt an den Rotorblättern. Der BID besteht im Wesentlichen aus Sensoren, die in die Rotorblätter appliziert werden, sowie einer Auswerteeinheit, die in einem Gehäuse in der Gondel der WEA an geeigneter Stelle angebracht wird. Die in den Rotorblättern installierten Beschleunigungssensoren nehmen dabei die Eigenschwingungen des elastischen Rotorblattes auf. Von der Auswerteeinheit wird aus den Schwingungssignalen ein Frequenzspektrum gebildet, aus dem Rotorblatttyp-spezifische Schwingungsmodi gezielt analysiert werden. Bei Eisansatz auf dem Rotorblatt verlangsamt das Eis die Eigenschwingung des Rotorblattes, was sich in einen messbaren Frequenzabfall zeigt. Diese relative Frequenzänderung ist dabei umgekehrt proportional zur relativen Masseänderung. Nach erfolgreicher Installation und Inbetriebnahme liefert der BID elektrische Signale, welche den Zustand der Rotorblätter mit „Eisfrei“ oder „Eisansatz“ charakterisieren. Die Bestimmung der Empfindlichkeit des Systems ist in 5 beschrieben. Das Signal „Eisansatz“ wird gegeben, wenn die Frequenzabweichung ein eingestelltes Maß überschreitet. Dieses eingestellte Maß ist dabei so festgelegt, dass eine Gefährdung der Umgebung durch Eisabwurf im laufenden Betrieb sowie im Leerlauf nicht erfolgt. Eine Herleitung dieses Maßes ist in 6 dargestellt. Der BID gibt zudem ein Signal aus, dass seine Funktionsfähigkeit anzeigt („watch dog“) sowie ein Signal, ob eine Eisauswertung beim aktuellen Anlagenzustand ein verwertbares Ergebnis liefert. Diese Signale können vom WEA-Betriebssystem oder vom SCADA-System der WEA zum Ein- und Ausschalten der WEA verwendet werden. Da WEA-Betriebs- und SCADA-Systeme Hersteller-spezifisch sind, ist das Ein- und Ausschalten der WEA jedoch nicht Gegenstand dieses Gutachtens. Dieses muss für jede Anlagensteuerung in einem separaten Gutachten beurteilt werden. In den separaten Gutachten wird dargelegt, wie die WEA auf die unterschiedlichen Signalkombinationen des BID reagiert, um eine Gefährdung für die Umgebung durch Eisabwurf auszuschließen.

## 5 PRÜFUNG

Der BID inklusive der Sensoren und Software sowie der Betriebsmethode wurden im Rahmen der in 1 angeführten Zertifizierung des Eiserkennungssystems im Hinblick auf zuverlässige Eiserkennung und sicheren Betrieb auf Basis der in 2 angegebenen Richtlinie geprüft. Dabei wurden die Anforderungen der DIN EN ISO 13849-1 erfüllt. Die Eiserkennung wurde erfolgreich in einem beim Hersteller in Dresden durchgeführten Systemtest am 18.03.2008 nachgewiesen. Hier wurde gezeigt, dass eine Zusatzmasse, welche 0,1 % der Rotorblattmasse entsprach, eine Frequenzabweichung in vierfacher Höhe der Messauflösung erzeugt. Für eine sichere Detektion ist eine Abweichung in Höhe der zweifachen Messauflösung ausreichend, der BID erreicht somit eine Empfindlichkeit von 0,5 ‰ der Rotorblattmasse. Bei Eisansatz vereist zumindest ein 10 cm breiter Bereich an der Vorderkante des Blattes welcher sich über mindestens der äußeren Hälfte der Blattlänge erstreckt. Für ein 55 Meter langes Rotorblatt ergibt

sich somit ein vereister Bereich von 2,75 m<sup>2</sup>. Ein derartiges Rotorblatt hat eine Masse von 12 Tonnen. Die Empfindlichkeit des BID beträgt somit für dieses Rotorblatt 6 kg. Bei einer gegebenen Dichte für Eis von 910 kg/m<sup>3</sup> ergibt sich so für dieses Beispiel eine detektierbare Eisdicke von 2,4 Millimetern. Der BID ist somit zur Eiserkennung entsprechend dem Stand der Technik hinreichend sensibel.

Die Installation des BID auf einer WEA wurde in Bremerhaven am 14.11.2008 gemäß der in 2 angegebenen Richtlinie geprüft.

Ein weiterer Systemtest sowie eine weitere Überprüfung der Installation wurde am 02.10.2018 im Windpark Lieskau durchgeführt.

Der Einbau des BID in die WEA beeinflusst nicht das Systemverhalten der WEA. Die unabhängige Funktion des Betriebssystems der WEA sowie des BID wurde dabei durch einen Systemtest geprüft. Der BID entspricht somit den Anforderungen der in 2 angegebenen Richtlinie, was durch das in 1.1 angeführte Zertifikat bescheinigt wurde. Der Einbau des BID in eine WEA beeinflusst in keiner Weise das Typenzertifikat der jeweiligen WEA.

## **6 WEA-BEZOGENE EINSTELLUNGEN**

Aufgrund unterschiedlicher Rotorblattmassen und Rotorblattabmessungen wird der BID bei Inbetriebnahme WEA-Typ spezifisch eingestellt. Dies betrifft einerseits die Festlegung der auszuwertenden Schwingungsmodi (Frequenzpeaks) und andererseits die Festlegung der zulässigen Frequenzabweichung, ab der ein Signal für Eisansatz ausgegeben wird. Diese Einstellungen und Justierungen werden in dem jeweiligen Installationsprotokoll vermerkt.

## **7 STANDORTBEZOGENE / ORTSSPEZIFISCHE EINSTELLUNGEN UND ABNAHMEN**

WEA-Typ spezifische Einstellungen und Justierungen des BID (siehe 6) werden im Rahmen der Installation getätigt. Die in 1.2 sowie in 5 beschriebene Prüfung der Installation des BID auf einer WEA hat gezeigt, dass keine standortbezogenen Abnahmen notwendig und nach der Installation keine ortsspezifischen Einstellungen und Justierungen durchzuführen sind. Aufgrund der in 4 beschriebenen „watch dog“-Funktion (Funktionsanzeige) sind keinerlei wiederkehrende Prüfungen oder Nachjustierungen zu einem späteren Zeitpunkt erforderlich.

Generell ist es möglich, die Abschaltgrenzen, die auf die in 2 erläuterten unkritischen Eisdicken abgestimmt sind, zu ändern. Diese Änderungen können aber weder vom WEA-Betreiber noch vom WEA-Hersteller vorgenommen werden, sondern aus Gründen der Betriebssicherheit ausschließlich vom Hersteller des BID. Dabei kann ein Wunsch nach Veränderung hin zu früheren Signalisierungen, d.h.

bereits bei geringerem Eisansatz, vom Betreiber formlos dem Hersteller des Eiserkennungssystems mitgeteilt werden, der dann entsprechende Anpassungen vornimmt. Eine Veränderung hin zu späteren Abschaltungen wird nur umgesetzt, wenn die Unbedenklichkeit der Maßnahme nachgewiesen und behördlicherseits akzeptiert ist. Dies ist dem Hersteller des BID entsprechend zu belegen.

## 8 ABSCHALTEN / ANFAHREN DER WEA BEI EISANSATZ

Bei Erkennen von Eisansatz bei laufender WEA stellt das BID elektrische Signale zur Verfügung, mit deren Hilfe die WEA vom Betriebssystem abgeschaltet werden kann. Nach Stillsetzung der Anlage ist das Eiserkennungssystem in der Lage, auch im Stillstand zu messen. Der aktuelle Eisstatus wird der Anlage somit auch vor einem beabsichtigten Wiederanlauf mitgeteilt. Die Ausführung der Abschaltung der WEA bei Eisansatz bzw. das Anfahren der WEA bei Eisfreiheit unter Berücksichtigung der Signalisierung des Eiserkennungssystems ist nicht Gegenstand dieses Gutachtens. Dieses muss für jede Anlagensteuerung in einem separaten Gutachten beurteilt werden.

## 9 ZUSAMMENFASSUNG

Die Prüfung des BID hat ergeben, dass der BID die Gefahr von Eisabwurf im laufenden Betrieb als „sonstige Gefahr“ im Sinne des § 5 BImSchG durch Detektion der durch Eisansatz auf den Rotorblättern entstehenden Zusatzmasse aufgrund von Messungen der Blatt-Eigenfrequenzen mit einer Empfindlichkeit erkennt, die das mindestens notwendige Maß deutlich überschreitet. Das System entspricht damit dem Stand der Technik. Der BID ist auch unter konservativen Annahmen als zur Gefahrenabwehr geeignet einzustufen. Der Hersteller der WEA hat durch ein entsprechendes Gutachten die zweckmäßige und sicherheitstechnisch vollständige Einbindung der Signalisierung des BID in die Anlagensteuerung, entweder direkt oder über eine Einbindung in das SCADA, zu belegen, damit diese Aussage für den mit dem BID ausgestatteten WEA-Typ Gültigkeit hat. Dieses Gutachten behält seine Gültigkeit, so lange ein gültiges Typenzertifikat für den BID vorliegt.

Stgr

DNV GL - Energy  
Renewables Certification



Dr. Karl Steingröver  
Expert in Charge



## TYPENZERTIFIKAT

Zertifikat Nr.  
TC-DNV-SE-0439-04314-2

Ausgestellt am:  
20.10.2022

Gültig bis:  
19.10.2024

Ausgestellt für:

**Rotorblatt-Überwachungssystem BLADEcontrol Ice Detector (BID)**

Ausgestellt an:

**Weidmüller Monitoring Systems GmbH**

Else-Sander-Str. 8  
01099 Dresden  
Deutschland

gemäß:

**DNV-SE-0439:2021-10 Zertifizierung der Zustandsüberwachung**

Auf der Grundlage des Dokuments:  
CR-DNV-SE-0439-04314-2

Zertifizierungsbericht Zustandsüberwachungssystem  
vom 20.10.2022

Änderungen des Systemdesigns, der Produktion oder des Qualitätssicherungssystems des Herstellers sind vom DNV zu genehmigen.

Hellerup, 20.10.2022  
Für DNV Renewables Certification

**Bente Vestergaard**  
Service-Line-Leiter Typen- und  
Bauteilzertifizierung



Durch die DAKKS nach DIN EN IEC/ISO  
17065 akkreditierte Zertifizierungsstelle für  
Produkte. Die Akkreditierung gilt für die im  
Zertifikat aufgeführten  
Zertifizierungsbereiche

Hamburg, 20.10.2022  
Für DNV Renewables Certification

**Peter Schmidt**  
Leitender Projektmanager



## TYPENZERTIFIKAT – ANLAGE 1

Zertifikat Nr.  
TC-DNV-SE-0439-04314-2

Seite 2 von 2

### Allgemein

Systembezeichnung

BLADEcontrol Ice Detector (BID)

### Hardware

Messeinheit

HMU V3.0 / HMU 4.0

Anzahl der Kanäle pro Blatt

2

Anzahl der digitalen Kanäle

-

Evaluierung Kommunikationseinheit

ECU\_V6.3 / ECU\_V6.4 / ECU\_V7.0

Schwingungsmesser-Typ

BCA403b / BCA423 / BCA503b / BCA523

*alternativ*

Dehnungssensor-Typ

BCE101 / BCE201

### Software

Name

cmrbl

Version

2.5.sqlite / 2.6 / 4.0

Die akkreditierte Zertifizierungsstelle ist die Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH, Brooktorkai 18, 20547 Hamburg.  
DNV Renewables Certification ist der Handelsname des DNV-Zertifizierungsgeschäfts im Bereich der erneuerbaren Energien

*Die Richtigkeit und Vollständigkeit vorstehender Übersetzung des mir per Email vorgelegten, in englischer Sprache abfassten Typenzertifikats wird bescheinigt.*

*Overath, 15.11.2022*

*Claudia Ohlhoff-Axer, Diplom-Übersetzerin, Von-Nesselrode-Weg 19, 51491 Overath, Tel. 02206 9513140, Fax: 951 31 41, Mobil 0171 2656361, Email: claudia.oo@t-online.de*



## **16.1.3.4 Betriebs- und Wartungsanleitung Aufzug**

**Die Bestimmungen zum Aufzug sind im Kapitel:**

**7.6.2 Service-Lift**

**zu finden.**

# Beleuchtung und Steckdosen

## Siemens Gamesa 5.X

Dokumenten-ID / Revision	Status	Datum (yyyy-mm-dd)	Sprache
D2101167/004	Freigegeben	2022-11-23	DE

Original oder Übersetzung von
Übersetzung von D2048453

Dateiname
D2101167_004-SGRE ON Siemens Gamesa 5.X Beleuchtung und Steckdosen

Änderungsübersicht (Revision / Änderungsbeschreibung)	
001	Erste Version. Übersetzung der englischen Version.
002	Neue Revision. Vorläufig entfällt.
003	Neues Dokumentenformat. Keine technische Änderung.
004	Aktualisierung des Inhalts. Kapitel 4 und Anhang A hinzugefügt.

### Haftungsausschluss und Verwendungsbeschränkung

Soweit gesetzlich zulässig, übernehmen die Siemens Gamesa Renewable Energy A/S sowie sonstige verbundene Unternehmen der Siemens Gamesa Gruppe, einschließlich der Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. und deren Tochterunternehmen, (nachfolgend „SGRE“) keinerlei Gewährleistung, weder ausdrücklich noch implizit, im Hinblick auf die Verwendung bzw. Verwendungstauglichkeit dieses Dokuments oder von Teilen hiervon für andere Zwecke als dem bestimmungsmäßigen Gebrauch. In keinem Fall haftet SGRE für Schäden, einschließlich aller direkten, indirekten oder Folgeschäden, die sich aus dem Gebrauch bzw. der Gebrauchsuntauglichkeit dieses Dokuments sowie allen Begleitmaterials oder der in diesem Dokument enthaltenen oder hiervon abgeleiteten Angaben oder Informationen ergeben. Soweit dieses Dokument oder andere Begleitmaterialien Bestandteile eines Vertrages mit SGRE werden, richtet sich die Haftung von SGRE nach den Bestimmungen dieses Vertrages. Dieses Dokument wurde vor seiner Veröffentlichung einer umfassenden technischen Überprüfung unterzogen. Ferner überprüft SGRE das Dokument in regelmäßigen Abständen, wobei sachdienliche Anpassungen in nachfolgenden Auflagen aufgenommen werden. Dieses Dokument ist und verbleibt geistiges Eigentum von SGRE. SGRE behält sich das Recht vor, das Dokument auch ohne vorherige Anzeige von Zeit zu Zeit anzupassen.

### Inhalt

Beleuchtung und Steckdosen .....	2
1. Arbeitsbeleuchtung .....	2
2. Notbeleuchtung .....	2
3. Steckdosen für Wartungsarbeiten .....	2
4. Platzierung von Steckdosen .....	2
Anhang A .....	3

# Beleuchtung und Steckdosen

## 1. Arbeitsbeleuchtung

Die Windenergieanlagen von Siemens Gamesa sind mit festen Leuchten ausgestattet, um in allen wichtigen Bereichen der Anlage ein sicheres Arbeitsumfeld zu gewährleisten.

Im Turm und in der Gondel sind Lampen in allen Arbeitsbereichen befestigt. Im Turm ist mindestens alle 10 m ein Beleuchtungselement montiert. Zudem steht auf jeder Turmplattform ein Beleuchtungselement zur Verfügung. Die installierte Beleuchtung liefert im Normalbetrieb 2700 Lumen. In Notfallsituationen bei Blitzeinschlag liefern die Lampen 20% der Lumen im Vergleich zum Normalbetrieb.

Für nicht normale Arbeitsbereiche werden bewegliche Lampen angebracht, um eine sichere Arbeitsumgebung zu gewährleisten. Dies ist unter anderem in der Nabe der Fall, wo keine Beleuchtungselemente angebracht sind.

## 2. Notbeleuchtung

Im Falle eines Stromausfalls oder einer Störung des Stromnetzes wird die Beleuchtung aus einer lokalen Stromquelle gespeist, um einen sicheren Fluchtweg zu gewährleisten.

Die Mindestdauer für die Notbeleuchtung beträgt 60 Minuten gemäß EN 1838:2013 und kann auch von den örtlichen Anforderungen abhängen.

## 3. Steckdosen für Wartungsarbeiten

Für Wartungsarbeiten optimierte Steckdosen sind über den gesamten Turm (Turmfuß und -plattformen) und die Gondel der Windenergieanlage verteilt.

Der Steckdosentyp und die Spannungsstufen hängen von den lokalen Anforderungen ab, die für jedes Projekt festgelegt werden.

Typische Spannungsebenen sind: 230 V oder 110 V einphasig mit Erdungsschutz.

Die Amperezahl liegt zwischen 16 und 20 A, je nach den örtlichen Vorschriften in den einzelnen Ländern.

Die Frequenz ist 50 Hz.

Üblicherweise sind Universal-CEE-Steckdosen montiert und es müssen Adapter für den örtlichen Anschlussstyp verwendet werden.

## 4. Platzierung von Steckdosen

Eine Steckdose befindet sich in jedem Turmabschnitt, zwei weitere in der Gondel.

Diese Service-Steckdosen sind mit der Spannung und Amperezahl versehen, die in der jeweiligen Region erforderlich ist, siehe Anhang A.

In der Gondel befindet sich auch eine Steckdose für die Aufladung der beweglichen Lampe - diese Steckdose ist nicht marktabhängig. Sie ist mit 230 Volt für die bewegliche Lampe ausgestattet.

## Anhang A

Land	Typ der Service-Steckdose	Nennspannung der Service-Steckdose	Stromstärke der Service-Steckdose	Norm für Steckdose	System-Leistung	Frequenz
Service-Steckdose für EU	Socket 2P+PE 16A - 6h/230V AC CEE (D2849123-EU socket assy.)	230 V	16 A	EN 60309-2:1999 + A1:2007 + A2:2012	3,68 kVA	50 Hz

## **16.1.3.6 Arbeitsschutz**

**Die Bestimmungen zum Arbeitsschutz sind im Kapitel:**

**7.1 vorgesehene Maßnahmen zum Arbeitsschutz**

**zu finden.**

# Blitzschutz- und Erdungssystem

## Siemens Gamesa 5.X

Dokumenten-ID / Revision	Status	Datum (yyyy-mm-dd)	Sprache
D2100741/005	Freigegeben	2022-09-19	DE

Original oder Übersetzung von
Übersetzung von D2047461

Dateiname
D2100741_005-SGRE ON Siemens Gamesa 5.X Blitzschutz- und Erdungssystem.docx

Änderungsübersicht (Revision / Änderungsbeschreibung)	
001	Erste Version. Übersetzung der englischen Version.
002	Neue Revision. Komplette Aktualisierung des Dokuments.
003	Neue Revision. Vorläufig entfällt.
004	Neue Revision. Allgemeines Update.
005	Neues Dokumentenformat. Komplette Aktualisierung des Dokuments.

### Haftungsausschluss und Verwendungsbeschränkung

Soweit gesetzlich zulässig, übernehmen die Siemens Gamesa Renewable Energy A/S sowie sonstige verbundene Unternehmen der Siemens Gamesa Gruppe, einschließlich der Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. und deren Tochterunternehmen, (nachfolgend „SGRE“) keinerlei Gewährleistung, weder ausdrücklich noch implizit, im Hinblick auf die Verwendung bzw. Verwendungstauglichkeit dieses Dokuments oder von Teilen hiervon für andere Zwecke als dem bestimmungsmäßigen Gebrauch. In keinem Fall haftet SGRE für Schäden, einschließlich aller direkten, indirekten oder Folgeschäden, die sich aus dem Gebrauch bzw. der Gebrauchsuntauglichkeit dieses Dokuments sowie allen Begleitmaterials oder der in diesem Dokument enthaltenen oder hiervon abgeleiteten Angaben oder Informationen ergeben. Soweit dieses Dokument oder andere Begleitmaterialien Bestandteile eines Vertrages mit SGRE werden, richtet sich die Haftung von SGRE nach den Bestimmungen dieses Vertrages. Dieses Dokument wurde vor seiner Veröffentlichung einer umfassenden technischen Überprüfung unterzogen. Ferner überprüft SGRE das Dokument in regelmäßigen Abständen, wobei sachdienliche Anpassungen in nachfolgenden Auflagen aufgenommen werden. Dieses Dokument ist und verbleibt geistiges Eigentum von SGRE. SGRE behält sich das Recht vor, das Dokument auch ohne vorherige Anzeige von Zeit zu Zeit anzupassen.

## Inhalt

1. Anwendungsbereich .....	3
2. Abkürzungen.....	3
3. Blitzschutzsystem .....	4
3.1. Designgrundlage.....	5
3.2. Rotorblatt zur Nabe .....	6
3.3. Nabe zum Maschinenträger .....	7
3.4. Maschinenträger zum Turm.....	8
3.5. Turm .....	9
3.6. Elektrisches System .....	9
3.7. Außerhalb der Anlage platzierte Geräte und Kabel.....	10
4. Erdungsanschluss-System für LPS .....	10
4.1. Allgemein .....	10
4.2. Anforderungen an das Erdungssystem .....	10
4.2.1. Installation des Haupterdungsanschlusses (MET).....	10
5. Fundament mit internem Transformator .....	11
5.1. Erdungsanschlüsse an den Ankerring.....	11
5.2. Erdung mit Haupterdungsanschluss (MET) .....	13
5.3. Gegossenes Fundament - Erdungsanschlüsse für innere und äußere Ringelektrode .....	14
5.4. Gegossenes Fundament - innere und äußere Ringelektrode .....	14
6. Verbindung zwischen den elektrischen Systemen und dem Blitzschutzsystem .....	15
7. Bewertung des Erdungssystems .....	15
7.1. Blitzschutz.....	15
7.2. Zulässige Schritt- und Berührungsspannung .....	15
8. Vorentwurf.....	16
9. Anhang – Beispiel-Checkliste für WEA mit internem Transformator.....	17

## 1. Anwendungsbereich

Diese Spezifikation gilt für Fundamente, die für Onshore-WEA von Siemens Gamesa, folgend SGRE, verwendet werden soll. Dieses Dokument spiegelt die minimalen Konstruktionsanforderungen an ein Erdungskonzept in einem Fundament wider, das für eine SGRE-WEA vorgesehen ist, so dass das Fundament so konstruiert wird, dass bestimmte Blitze keine Schäden an der WEA und ihren installierten Komponenten verursachen können. In diesem Dokument liefert SGRE eine mechanische und technische Beschreibung der Mindestanforderungen an SGRE-Windenergieanlagenfundamente.

## 2. Abkürzungen

Abkürzung	Definition
SGRE	Siemens Gamesa Renewable Energy
WEA	Windenergieanlage
IEC	International Electrotechnical Commission
TN-S	Separater Neutraleiter ( <b>T</b> erre( <b>e</b> arth) <b>N</b> eutral <b>S</b> eparate)
MET	Haupterdungsanschlusspunkt ( <b>M</b> ain <b>E</b> arth <b>T</b> erminal)
EN	European Standard
DIN	Deutsches Institut für Normung
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
LPS	Blitzschutzsystem ( <b>L</b> ighting <b>P</b> rotection <b>S</b> ystem)
PE	Schutzleiter ( <b>P</b> rotective <b>E</b> arth)
USV	Unterbrechungsfreie Spannungsversorgung

### 3. Blitzschutzsystem

Das Blitzschutzsystem der Siemens Gamesa 5.X WEA und die Anordnung der Komponenten, die für den Blitzschutz verwendet werden, ist in der folgenden Abbildung 1 dargestellt.

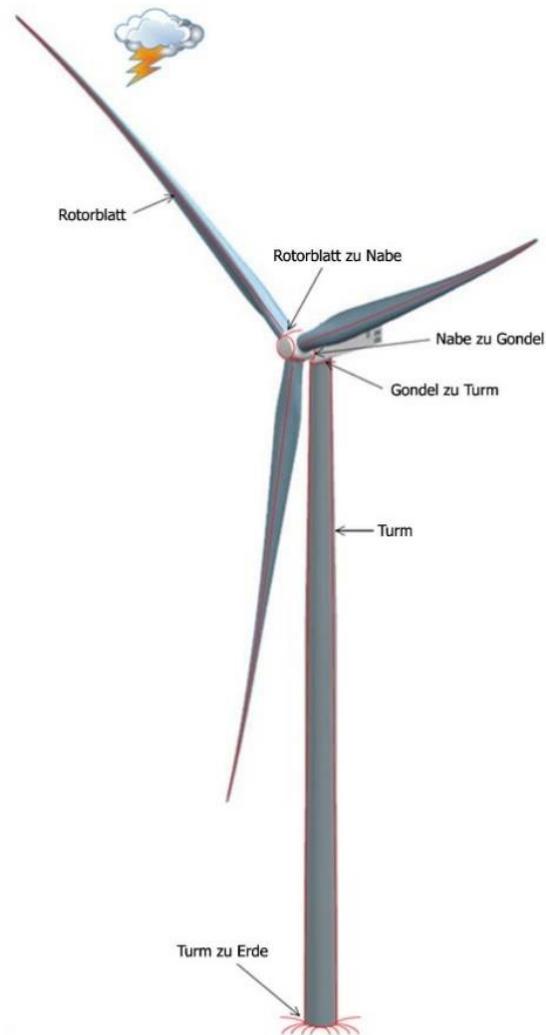


Abbildung 1 Übersichtszeichnung des Blitzschutzsystems

### 3.1. Designgrundlage

Die Auslegung des Blitzschutzsystems (siehe Abbildung 2) richtet sich nach der Norm **IEC 61400-24:2019 „Windenergieanlagen - Teil 24 Blitzschutz“** sowie nach der Bautechnik-Norm **IEC 62305-1:2010 „Blitzschutz - Teil 1: Allgemeine Grundsätze“**, Blitzschutzklasse I.

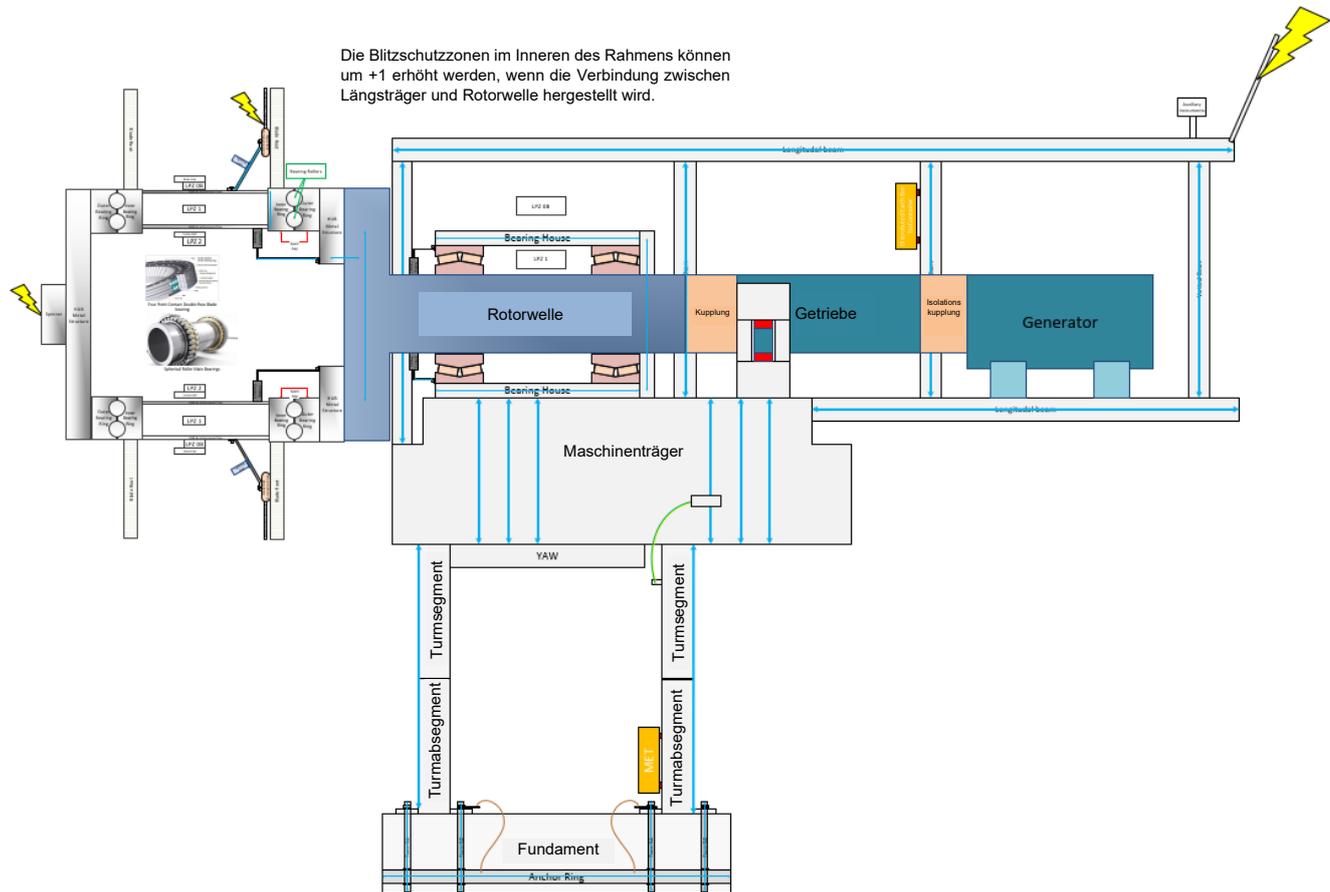


Abbildung 2 LPS-Übersichtszeichnung

### 3.2. Rotorblatt zur Nabe

Das Blitzschutzsystem in den Rotorblättern besteht aus 5 Rezeptorpaaren im äußeren Bereich des Blattes, um Blitzeinschläge aufzufangen. Die Blitzrezeptoren bestehen aus rostfreiem Stahl und sind mit einem innenliegenden, hochspannungsisolierten Kupferkabel verbunden. An der Spitze des Kohlefasersteiges ist das Kabel mit 4 geflochtenen Kupferleitern verbunden, die an mehreren Stellen mit den Kohlefasergurten verbunden sind und entlang der Kohlefaserstege von der Blattspitze bis zur Blattwurzel verlaufen. An der Blattwurzel sind diese geflochtenen Leiter wiederum mit Kupferleitern verbunden und mit dem Blattwurzelflansch mit weiteren Komponenten der WEA verbunden.



Abbildung 3 Blattspitzenrezeptor

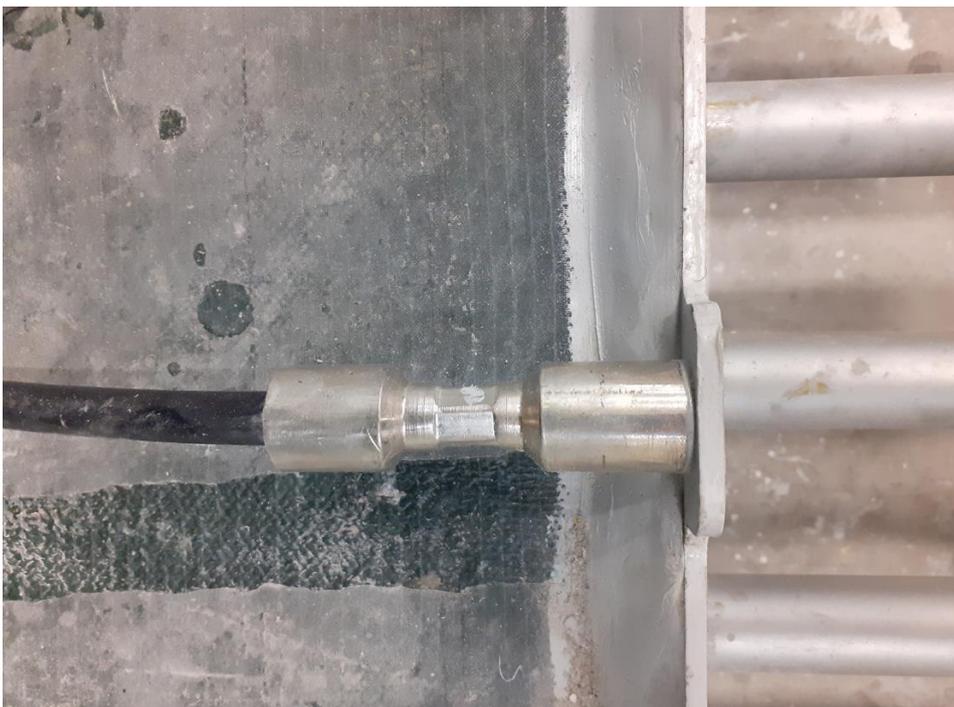


Abbildung 4 Blattwurzelflanschverbindung

## 3.3. Nabe zum Maschinenträger

Der vorgesehene Pfad für den Blitzstrom durch das SG5X Windnachführungssystem ist:

1. Nabe → Rotorwelle, durch eine Schraubverbindung, Metall-auf-Metall-Verbindung.
2. Rotorwelle → Hauptlagergehäuse, durch Kohlebürsten, siehe Abbildung.

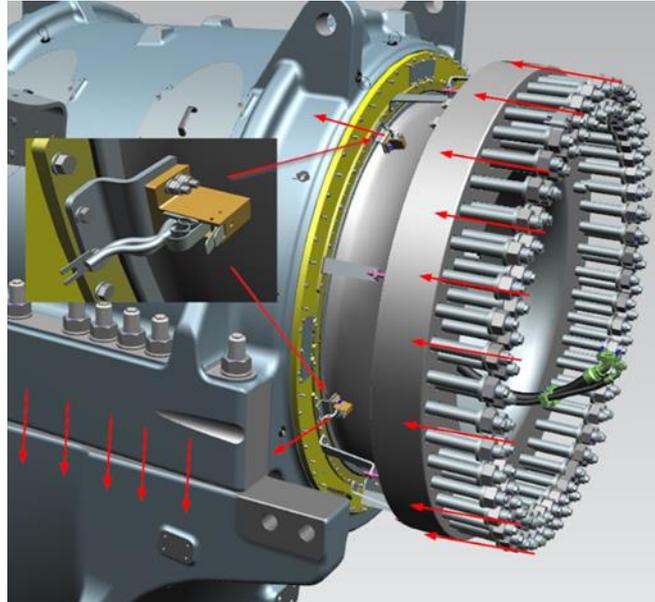


Abbildung 5 Nabe auf Maschinenträger Strompfad

3. Hauptlagergehäuse → Maschinenträger, durch eine Metall-auf-Metall-Schraubverbindung.
4. Maschinenträger → Halteklauen des Windnachführungslagers, Maschinenträger und dem außen verzahntem Drehkranz sind durch Axialpads getrennt, die einen 10 mm großen Luftspalt zwischen dem Maschinenträger und dem Drehkranz bilden.

### 3.4. Maschinenträger zum Turm

Ein möglicher Strompfad während eines Blitzschlags führt über einen Luftspalt zwischen Maschinenträger und dem Windnachführungssystem und/oder zwischen den Zahnradern des Windnachführungsantriebes und dem Windnachführungsdrehkranz, der am Flansch des oberen Turmsegmentes montiert ist. Unter Berücksichtigung der Anzahl der installierten Windnachführungsantriebe in dieser Konstruktion wird davon ausgegangen, dass mindestens ein Windnachführungsantriebsritzel in vollem Kontakt mit dem außen verzahnten Drehkranz steht, da durch diesen Kontakt eine Metall-auf-Metall-Verbindung entsteht.

Da auch bei dieser Konstruktion mehrere natürliche Luftspalten im Bereich von 5 bis 10 mm vorhanden sind und es für einen Blitzstrom kein Problem darstellt, diese Distanz zu überwinden, werden diese Luftspalten ebenfalls als mögliche Wege für den Blitzstrom betrachtet.

Ein Blitzstromdurchgang in einem der vorgenannten Pfade erfolgt wahrscheinlich ohne nennenswerte Schäden an den im definierten Pfad installierten Komponenten.

Der Turm fungiert als natürliches Bindeglied, das eine leitende Verbindung zwischen der Gondel und der Erde herstellt. Das Erdungssystem der WEA muss an ein vollständiges Erdungssystem angeschlossen werden, das vom Auftraggeber bereitgestellt wird.

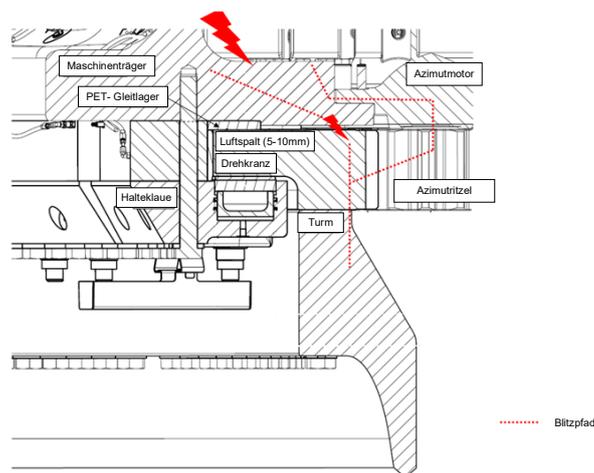


Abbildung 6 Blitzstrompfad durch das Windnachführungssystem

### 3.5. Turm

Der Turm fungiert als Neutralleiter, der eine leitende Verbindung zwischen Gondel und der Erde herstellt. Das Erdungssystem der WEA muss an ein vollständiges Erdungssystem angeschlossen werden, das vom Auftraggeber bereitgestellt wird.

Nach der IEC 61400-24 wird der Stahlrohrturm als primärer Erdungsleiter und Potentialausgleichsverbinding betrachtet. Das bedeutet, dass der Stahlrohrturm die Hauptableitung für Blitz- und Fehlerströme darstellt.

Der Turm wird aus verschiedenen Sektionen mit Hilfe von Schraubverbindungen an den Verbindungsflanschen zusammengebaut. Diese Schraubverbindungen gewährleisten einen guten elektrischen Kontakt zwischen den verschraubten Flächen. Zusätzlich wird die elektrische Leitfähigkeit der Kontaktflächen zwischen den Turmflanschen durch thermische Spritzmetallisierung (TSM) verbessert, die das Standardverfahren von SGRE für die Beschichtung von Turmflanschen ist.

Eine detaillierte Beschreibung des TSM-Verfahrens für Turmflansche wird im Dokument GPS16110 (Kapitel: „L or T-flanges and tower top flange. With TSM process“) beschrieben.

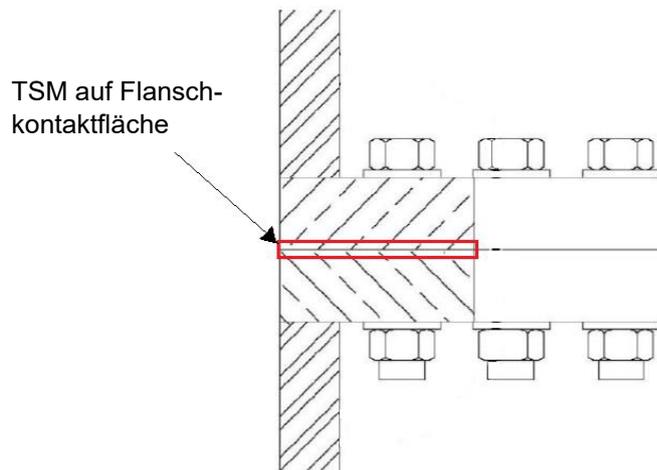


Abbildung 7 TSM auf Flanschkontaktflächen zur Verbindung von Turmsektionen

### 3.6. Elektrisches System

Überspannungsableiter in der Hauptversorgung und den Signalleitungen über Glasfaserkabel bieten Schutz vor den Auswirkungen von nahegelegenen Blitzeinschlägen. Die Stromversorgung des Steuerungssystems basiert auf einer USV, die eine saubere elektrische Versorgung für alle Computer und die Elektronik gewährleistet. Die faradayschen Käfige der Nabe, der Gondel und des Turms sorgen für eine Dämpfung der Magnetfeldkopplung aller energiehaltigen Komponenten im Inneren, d. h. der Schmiersysteme, der elektrischen und hydraulischen Systeme. Die Signalverkabelung ist geschirmt, Signal- und Stromkabel sind getrennt, und alle Schaltschränke/Anschlusskästen sind aus Metall und mit einer speziellen Verkabelung eingebunden.

SGRE empfiehlt, dass alle Kabel, die die WEA verlassen oder in sie eintreten, metallgekapselt verlegt werden. Wenn Metallkanäle verwendet werden, müssen diese mindestens aus einer Metallverbindung bestehen und mit der Fundamentbewehrung am Ein- und Austritt in das Fundament verbunden sein.

### 3.7. Außerhalb der Anlage platzierte Geräte und Kabel

Ausrüstungen, die außerhalb der WEA aufgestellt sind, z. B. ein außerhalb des Turms aufgestellter Transformator, muss in geeigneter Weise geerdet und an das Erdungssystem der WEA angeschlossen sein. Darüber hinaus müssen Kabel, die in die Windturbine hinein- oder aus ihr herausgeführt werden, entweder mit einer EMV-gerechten Metallkapselung abgeschirmt oder tief genug im Boden/Fundament verlegt werden, so dass die Kabel unter der Bewehrung des Erdungssystems verlaufen.

## 4. Erdungsanschluss-System für LPS

### 4.1. Allgemein

SGRE WEA sind mit einem Potenzialausgleichs- und Ableitungssystem gemäß **IEC 62305:2010** und **IEC 61400-24:2019** ausgestattet. Dieses System muss an das (auftraggeberseitige) Erdungssystem im Fundament angeschlossen werden.

Die von SGRE verwendete Lösung für die Flachgründung mit doppelten Elektrodenringen basiert auf **IEC 61400-24:2010 (Anhang I - Erdungsanlage)**, in der die mögliche Anordnung der Elektroden beschrieben wird (ebenfalls in dieser Norm definiert).

### 4.2. Anforderungen an das Erdungssystem

Die generelle Auslegung des Erdungssystems soll in Einklang mit den Anforderungen der **IEC 62305-3:2010 „Blitzschutz - Teil 3: Schutz von baulichen Anlagen und Personen“** sein.

Der Stahlrohrturm fungiert als Hauptverbindungs- und Ableitungssystem ("natürliche Ableitung" gemäß **IEC 62305-3:2010**, (Kapitel 5.3.5) der WEA.

Das Erdungssystem der WEA-Fundamente besteht aus verschiedenen Komponenten, z. B. Betonbewehrung, Ringerdern, Edelstahlauslässen, Ankerring und Verbindungsklemmen. Die elektrische Verbindung zwischen Turm und Erdungssystem erfolgt über die Fundamentbolzen, welche elektrisch mit dem Turm verbunden sind, um Erdschluss- und Blitzströme zur Erde abzuleiten. Zum Anschließen der elektrischen Ausrüstung, beispielsweise des Umrichters, an das Ableitungssystem ist der Turm mit Erdungsanschlüssen und dem MET ausgerüstet.

#### 4.2.1. Installation des Haupterdungsanschlusses (MET)

Der MET wird mit Isolatoren an der Turmwandung befestigt.

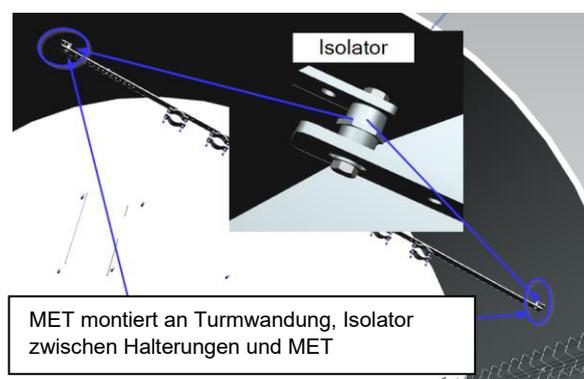


Abbildung 8 Main Earth Terminal / MET Installation.

## 5. Fundament mit internem Transformator

Von den unten aufgeführten Beispielen für Fundamenterdungslösungen empfiehlt SGRE die **für gegossene Fundamente** als bevorzugte Wahl. **Erdungsanschlüsse an dem unten beschriebenen Ankerring** sind zwingende Voraussetzung für alle Fundamentkonstruktionen.

### 5.1. Erdungsanschlüsse an den Ankerring

Um die Einhaltung der IEC-Normen zu gewährleisten, muss zwischen dem Ankerring und der Fundamentbewehrung eine mindestens  $1 \times 50 \text{ mm}^2$  Kupfer-Rohkabelverbindung hergestellt werden, siehe Abbildung 9 und Abbildung 10.

- Z.B. aus  $1 \times 50 \text{ mm}^2$  Rohkupferkabel (1), das zwischen dem Ankerring (2) und der Fundamentbewehrung (3) angeschlossen wird

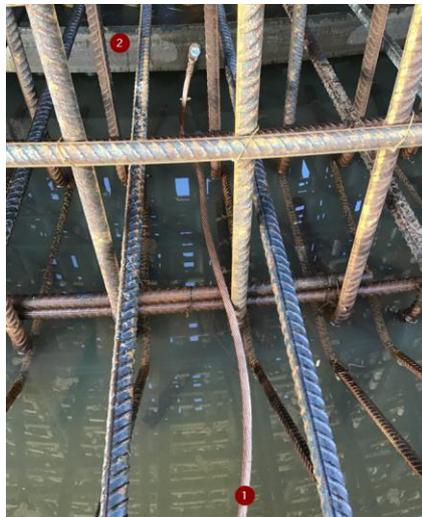


Abbildung 9 Ankerring an Fundamentbewehrung



Abbildung 10 Ankerring an Fundamentbewehrung

- Um die Einhaltung der IEC-Normen zu gewährleisten, muss zwischen dem Ankerring und der Haupterdungsanschlusspunkt (MET) eine Verbindung von mindestens  $1 \times 50 \text{ mm}^2$  Rohkupferkabel hergestellt werden. Dieses Kabel ist die Schutzerdungsverbindung (PE) des Erdungssystems.

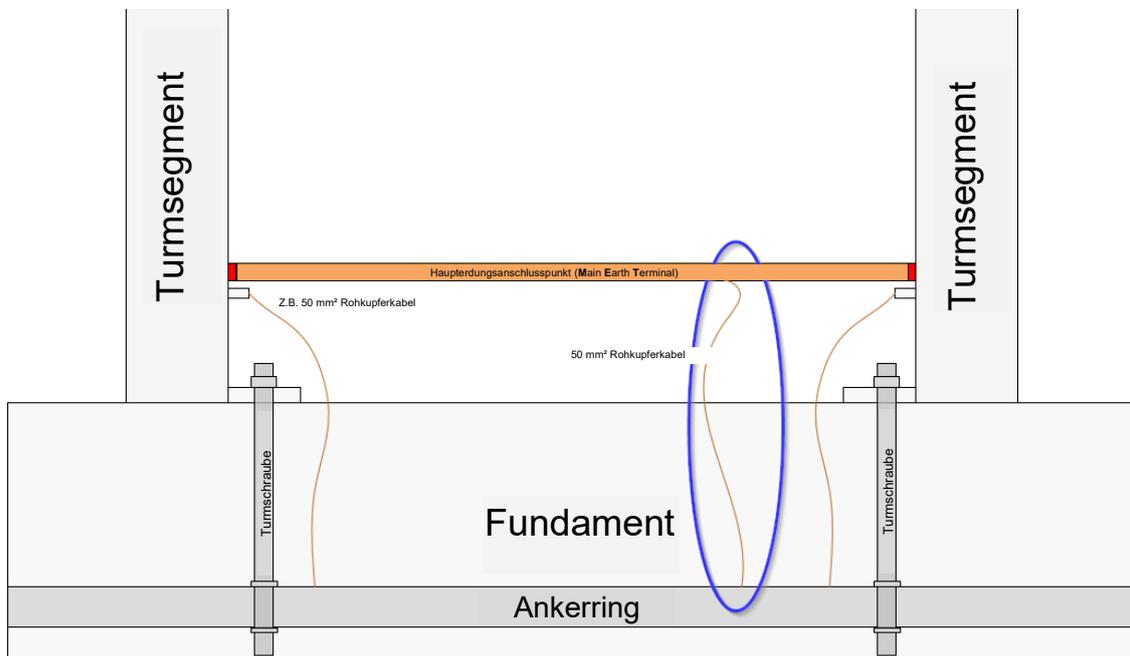


Abbildung 11 Kabelverbindung zwischen Ankerring und MET

Um die Einhaltung der IEC-Normen zu gewährleisten, müssen mindestens  $2 \times 50 \text{ mm}^2$  Verbindungen in einem leitfähigen Material zwischen dem Ankerring und den Anschlusspunkten an der Turmwandung hergestellt werden. Diese Kabel sind ein Teil des Pfades für den Blitzstrom zum Erdungssystem.

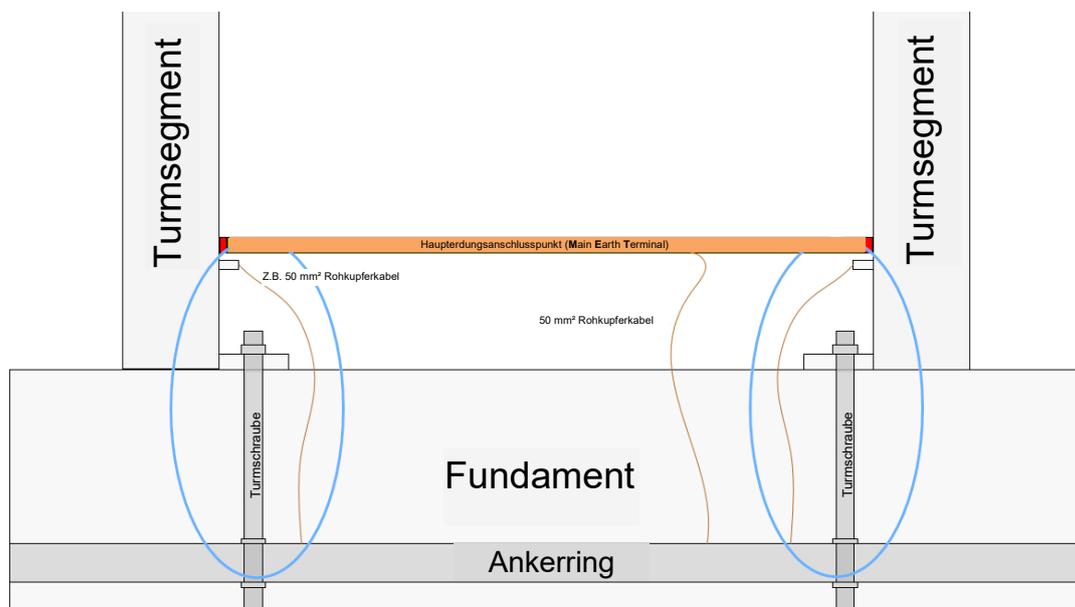


Abbildung 12 Verbindungen zwischen Ankerring und Turmanschlusslaschen

## 5.2. Erdung mit Haupterdungsanschluss (MET)

Die folgende Abbildung 13 ist ein **Beispiel** für ein Fundamentdesign einer WEA, bei dem der MS-Transformator auf einer Plattform im Turm oder in der Gondel installiert ist.

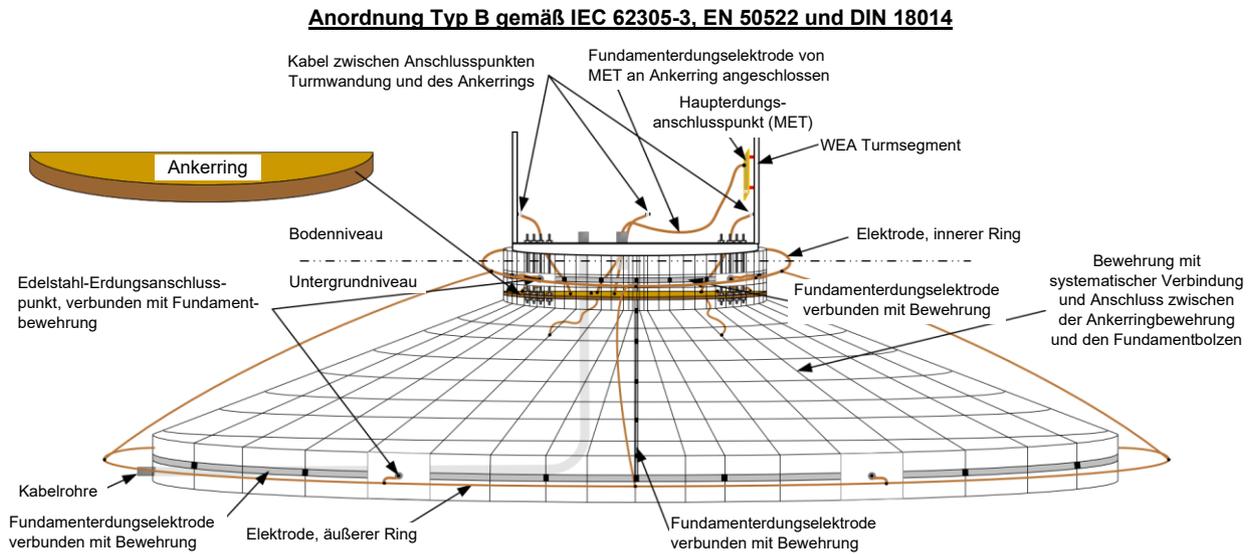


Abbildung 13 Prinzipskizze des SGRE Erdungssystems

### 5.3. Gegossenes Fundament - Erdungsanschlüsse für innere und äußere Ringelektrode

Die folgende Abbildung 14 ist ein **Beispiel** für ein gegossenes Fundament einer WEA, bei dem der MS-Transformator auf einer Plattform im Turm oder in der Gondel installiert ist. Erdungspunkte aus rostfreiem Stahl, die mit dem Erdungselektrodensystem<sup>1</sup> des Fundaments verbunden sind.

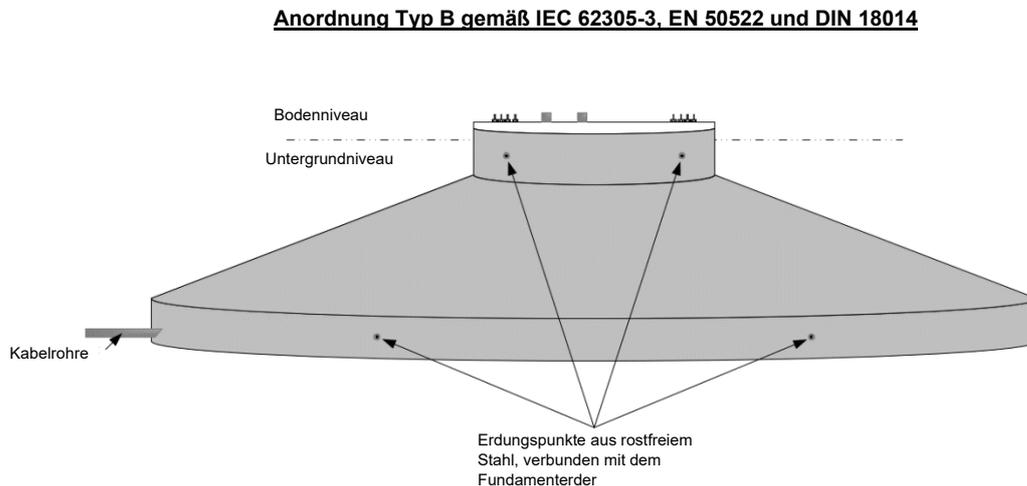


Abbildung 14 Prinzipskizze eines gegossenen Fundamentes mit Erdungspunkten aus Edelstahl.

### 5.4. Gegossenes Fundament - innere und äußere Ringelektrode

Die nachstehende Abbildung 15 ist ein Beispiel für ein gegossenes Fundament einer WEA, bei dem der MS-Transformator auf einer Plattform im Turm oder in der Gondel installiert ist. Die innere und äußere Ringelektrode ist mit den Erdungspunkten<sup>2</sup> aus rostfreiem Stahl im gegossenen Fundament verbunden.

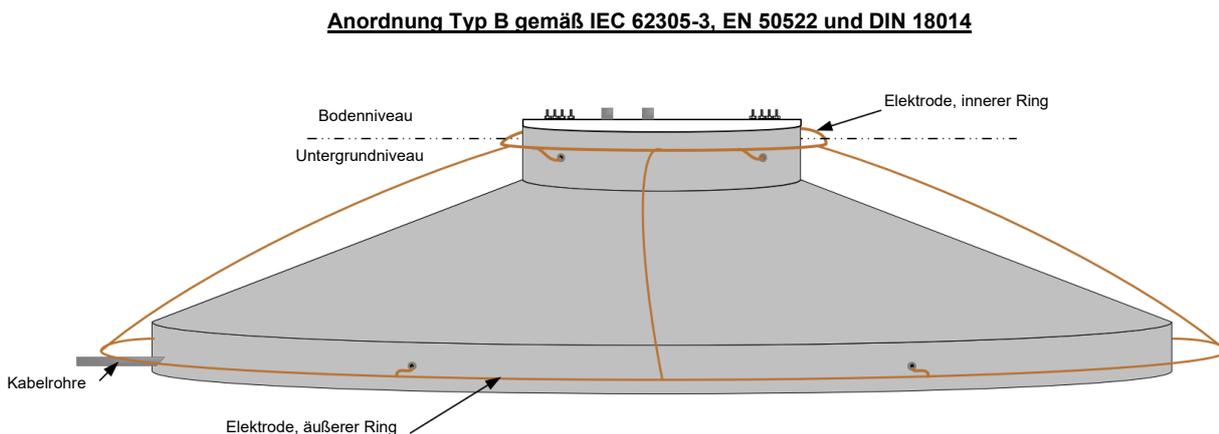


Abbildung 15 Prinzipskizze eines gegossenen Fundamentes mit äußerer und innerer Ringelektrode.

<sup>1</sup> Abbildung 14 Prinzipskizze des Erdungssystems von Siemens Gamesa.

<sup>2</sup> Abbildung 15 Prinzipskizze eines gegossenen Fundamentes.

## 6. Verbindung zwischen den elektrischen Systemen und dem Blitzschutzsystem

Das Sternpunktterdungssystem der Transformator-Niederspannungsverkabelung ist über einen PE-Leiter, der mit den PE-Anschlüssen oder dem Haupterdungsanschlusspunkt (MET) im Turm verbunden werden muss, an das Erdungssystem der WEA anzuschließen.

Das Erdungssystem im Niederspannungssystem der SGRE-WEA ist gemäß IEC 60364-1 ED 5.0:2005 als TN-S-System mit getrenntem Erdungs- und Neutralleiter im gesamten System ausgelegt.

Der Querschnitt des PE-Schutzleiters muss in Übereinstimmung mit der **IEC 60364-5-54:2011 „Errichten von Niederspannungsanlagen - Teil 5-54: Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel - Erdungsanlagen, Schutzleiter und Schutzpotentialausgleichsleiter“** sein und, falls zutreffend, sind alle örtlichen spezifischen zusätzlichen Anforderungen zu beachten und ebenfalls vollständig zu erfüllen.



Unabhängig von anderen Anforderungen fordert Siemens Gamesa einen Querschnitt des Schutzleiters von mindestens dem halben Querschnitt der Phasenleiter, falls die tatsächliche Größe nicht durch Berechnungen nachgewiesen werden kann.

## 7. Bewertung des Erdungssystems

### 7.1. Blitzschutz

Gemäß **IEC 61400-24:2019** müssen die folgenden standortspezifischen Informationen während der Errichtung des Fundaments ausgewertet und mit einer Mindestanzahl von Bildern und Messungen dokumentiert werden, um die Auslegung des Erdungssystems zu bestätigen:

- spezifischer Bodenwiderstand
- Erdschlussstrom
- Abschaltzeit des Erdschlussstromes
- Berechnungen
- Schritt- und Berührungsspannung

Der (die) Ringerder muss (müssen) entsprechend des gemessenen spezifischen Bodenwiderstands ausgelegt sein (werden). Zusätzliche Erder können nötig sein, falls die Länge des Erdungssystems unzureichend ist.

SGRE empfiehlt die Verlegung von zusätzlichen blanken Kupferleitern oberhalb der Kabelführung von mindestens 50 mm<sup>2</sup>, um das Risiko von direktem Blitzeinschlag in die im Boden verlegten Mittelspannungskabel zu vermeiden, um die induzierten Blitzwirkungen in die Kabel zu verringern als auch um das gesamte Windparkerdungssystem zu verbessern.

### 7.2. Zulässige Schritt- und Berührungsspannung

Um die Anforderungen an die Sicherheit von Personen hinsichtlich der zulässigen Schritt- und Berührungsspannung nach **IEC 60479-1:2018** zu erfüllen, sind die in **DS/EN 50522:2011** angegebenen allgemeinen Verfahren anzuwenden.

## 8. Vorentwurf

Wenn der Auftraggeber für den Entwurf des Fundaments und/ oder design einer externen Transformatorlösung verantwortlich ist, muss der Auftraggeber an SGRE eine Liste zur Verfügung stellen, aus der hervorgeht, was und wie der Entwurf des WEA-Fundaments aus der Sicht eines Erdungssystems dokumentiert wird, um die in diesem Dokument erwähnten anwendbaren Normen zu erfüllen.

SGRE ist nicht verpflichtet, die zur Verfügung gestellte Liste zu überprüfen, da es in der Verantwortung des Auftraggebers liegt, sicherzustellen, dass alle konstruierten Designs zum Zeitpunkt der Lieferung allen anwendbaren Normen entsprechen und entsprechend bewertet und dokumentiert wurden.

In Fällen, in denen größere Schäden an der WEA und ihren Komponenten verursacht werden, die auf eine falsche Auslegung des Erdungssystems zurückzuführen sein könnten, umfasst die standardmäßige SGRE-Ursachenanalyse unter anderem eine Bewertung der Konformität des tatsächlichen Erdungssystems auf der Grundlage der vom Auftraggeber bereitgestellten Dokumentation und der Dokumentationsliste.

## 9. Anhang – Beispiel-Checkliste für WEA mit internem Transformator

Aufgabe	Anforderung	Ergebnis	Anmerkungen
Bericht über die Bodenwiderstandsfähigkeit (Vor der Installation des Fundaments)	Der Bodenwiderstand muss vor der Errichtung des Fundaments gemessen werden. Das Ergebnis ist für die Bestimmung der erforderlichen Erdungselektrode gemäß IEC 61400-24:2019 Abschnitt 9.4 zu verwenden. Die Auswahlkriterien und die Berechnung müssen im Bericht klar ersichtlich sein. Bilder, Zeichnungen usw. müssen in den Bericht aufgenommen werden.		
Bericht über den spezifischen Bodenwiderstand (Nach Einbau des Fundaments)	Der Bodenwiderstand wird nach der Errichtung des Fundaments gemessen, wobei das Fundament der Ausgangspunkt ist. Das Ergebnis muss die Konformität der installierten Erdungselektrode bestätigen. (IEC 61400-24:2019 Abschnitt 9.4) Bilder, Zeichnungen usw. müssen dem Bericht beigelegt werden.		
Bericht über den Erdungswiderstand	Niedriger als 10 [Ohm] (wenn möglich, wie empfohlen in IEC 62305-3 Abschnitt 5.4.1) Der Bericht muss einen Installationsplan enthalten, einschließlich eines Layouts des Erdungssystems mit Angaben zu den Anschlusspunkten, der Verwendung von Verbindern, Klemmen und Schweißnähten, den Positionen und der Anzahl der Abgänge sowie deren Art und Qualität. Ein Service- und Wartungshandbuch, in dem beschrieben wird, wie oft und wie das Erdungssystem überprüft und gewartet werden soll, muss in Absprache zwischen den Konstrukteuren und dem Betreiber der Windkraftanlage erstellt werden. (IEC 61400-24:2019 Abschnitt 9.5) Bilder, Zeichnungen usw. müssen in den Bericht aufgenommen werden.		
WEA-Fundament			
– Bewehrung	Bilder		
– Ringelektroden, Anschluss an Bewehrung.	Bilder / min. 50 mm <sup>2</sup>		
– Erdungskabel, Anschluss an Bewehrung.	Bilder / min. 50 mm <sup>2</sup>		
Kabelleerrohre			
– Falls Metall, mindestens angeschlossen an Fundamentbewehrung und Turmeintritt/-austritt.	Bilder		



Gutachten zur Standorteignung von Windenergieanlagen  
nach DIBt 2012 für den Windpark Settinchen  
Deutschland  
Bericht-Nr.: I17-SE-2024-210



Gutachten zur Standorteignung von WEA nach DIBt 2012 für den  
Windpark Settinchen

Bericht-Nr.: I17-SE-2024-210

Auftraggeber: ABO Wind AG  
Oberdorfstraße 15  
D-55262 Heidesheim

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

Datum: 05. April 2024

## Haftungsausschluss und Urheberrecht

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

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

## Akkreditierung

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

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

## Anmerkung zu Typenprüfung und Anlagenparametern der WEA

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

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

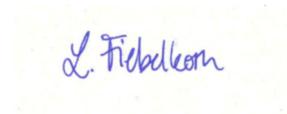
---

Revisionsnummer	Datum	Änderung	Verfasser
0	05.04.2024	Erste Ausgabe	Fiebelkorn

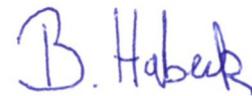
---

**Verfasser:**

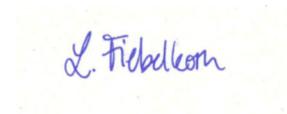
M. Sc. Lisa Fiebelkorn, Sachverständige  
Husum, 05.04.2024

**Geprüft:**

B. Eng. Benjamin Habeck, Sachverständiger  
Husum, 05.04.2024

**Freigegeben:**

M. Sc. Lisa Fiebelkorn, Sachverständige  
Husum, 05.04.2024



---

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

## Inhaltsverzeichnis

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

## Abbildungsverzeichnis

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

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration .....	14
Tabelle 2.2: Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA .....	14
Tabelle 3.1: Windverhältnisse am Standort WV 1/1 [22.1] .....	16
Tabelle 3.2: Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit $v_{ave}$ auf Nabenhöhe der geplanten WEA..	17
Tabelle 3.3: Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit $v_{m50}$ auf Nabenhöhe der geplanten WEA	18
Tabelle 3.4: Richtlinienabhängige Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität	19
Tabelle 3.5: Komplexitätskriterien und $C_{CT}$ nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6].....	21
Tabelle 3.6: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort.....	22
Tabelle 3.7: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten $I_{eff}$ (vor Zubau) .....	25
Tabelle 3.8: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten $I_{eff}$ (nach Zubau).....	26
Tabelle 3.11: Geforderte Betriebsbeschränkungen zum Schutz von W1 .....	27
Tabelle 3.12: Geforderte Betriebsbeschränkungen zum Schutz von W2 .....	27
Tabelle 3.13: Geforderte Betriebsbeschränkungen zum Schutz von W3 .....	27
Tabelle 3.14: Geforderte Betriebsbeschränkungen zum Schutz von W4 .....	27
Tabelle 3.9: Geforderte Betriebsbeschränkungen zum Schutz von W5 .....	27
Tabelle 3.10: Geforderte Betriebsbeschränkungen zum Schutz von W6 .....	28
Tabelle 3.15: Geforderte Betriebsbeschränkungen zum Schutz von W11 .....	28
Tabelle 3.16 Standortmittelwert der Schräganströmung $\delta_{NH}$ der neu geplanten WEA.....	29
Tabelle 3.17 Standortmittelwert des Höhenexponenten $\alpha_{NH}$ der neu geplanten WEA.....	29
Tabelle 3.18: Standortmittelwert der Luftdichte $\rho_{NH}$ der neu geplanten WEA.....	30
Tabelle 3.19: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$ .....	31
Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA.....	32
Tabelle 4.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA.....	33
Tabelle A.1: Windverhältnisse am Standort WV 2/1 [22.1] .....	39
Tabelle A.2: Windverhältnisse am Standort WV 3/1 [22.1] .....	39
Tabelle A.3: Windverhältnisse am Standort WV 4/1 [22.1] .....	40
Tabelle A.4: Windverhältnisse am Standort WV 5/1 [22.1] .....	40

# 1 Vorbemerkung

## 1.1 Allgemeines

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

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

## 1.2 Geführte Nachweise

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

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

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

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

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

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

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

### 1.2.1 Vergleich der Windbedingungen an topografisch nicht komplexen Standorten

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

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

### 1.2.2 Vergleich der Windbedingungen an topografisch komplexen Standorten

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

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

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

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

### 1.2.3 Verfahren bei Überschreitungen – Nachweis durch Vergleich der Lasten

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

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

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

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

### 1.3 Hinweise zu den zu Grunde gelegten Richtlinien

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

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

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

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

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

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

## 1.4 Qualität der zu Grunde gelegten Daten und Modelle

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

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

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

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

## 2 Aufgabenstellung und Standort

### 2.1 Umfang des Gutachtens

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

### 2.2 Standortbeschreibung

Der Auftraggeber plant die Errichtung von vier WEA des Typs Siemens Gamesa SG-6.6-170 auf 165.0 m Nabenhöhe am Standort Settinchen in Brandenburg. Die WEA sollen mit einer Nennleistung von 6600 kW betrieben werden.

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

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

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

Im vorgegebenen Windparklayout ergibt sich der geringste relative Abstand  $s$  einer neu geplanten WEA zu einer anderen WEA von 2.05, bezogen auf den größeren Rotordurchmesser  $D$ . Dies betrifft die WEA W1 und W5.

### 2.3 Auslegungswindbedingungen der geplanten WEA

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

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration

Interne W-Nr.	Bezeichnung Auftraggeber	Neu / Bestand	Innerhalb 10 D	Topografische Komplexität		UTM ETRS89 Zone 33		Hersteller	WEA Typ	NH <sup>1</sup> [m]	D [m]	Betriebsmodus	FEH [m]	P <sub>N</sub> [kW]	Prüfgrundlage DIBt	TK	Auslegungslebensdauer τ <sub>TP</sub> [a]	m <sub>max, TP</sub> [-]	Zu Grunde gelegte WV
				Komplex	Kategorie	X [m]	Y [m]												
W1	SET01	Neu	Ja	Nein	-	422198	5726384	Siemens Gamesa	SG-6.6-170	165.0	170.0	AM 0	0.0	6600	2012	S	25	10	WV 1/1
W2	SET02	Neu	Ja	Nein	-	422775	5726460	Siemens Gamesa	SG-6.6-170	165.0	170.0	AM 0	0.0	6600	2012	S	25	10	WV 2/1
W3	SET03	Neu	Ja	Nein	-	423034	5726836	Siemens Gamesa	SG-6.6-170	165.0	170.0	AM 0	0.0	6600	2012	S	25	10	WV 3/1
W4	SET04	Neu	Ja	Nein	-	423091	5727411	Siemens Gamesa	SG-6.6-170	165.0	170.0	AM 0	0.0	6600	2012	S	25	10	WV 4/1
W5	GOL01	Bestand	Ja	Nein	-	422172	5726037	Senvion	3.4M114	143.0	114.0	Standard	0.0	3400	2012	A	20	10	WV 1/1
W6	GOL02	Bestand	Ja	Nein	-	423427	5727064	Senvion	3.4M114	143.0	114.0	Standard	0.0	3400	2012	A	20	10	WV 3/1
W7	UKA01	Bestand	Ja	Nein	-	423861	5727078	Siemens Gamesa	SG-6.6-170	165.0	170.0	AM 0	0.0	6600	2012	S	25	10	WV 4/1
W8	UKA02	Bestand	Ja	Nein	-	424274	5727377	Siemens Gamesa	SG-6.6-170	165.0	170.0	AM 0	0.0	6600	2012	S	25	10	WV 5/1
W9	UKA03	Bestand	Ja	Nein	-	424702	5727140	Siemens Gamesa	SG-6.6-170	165.0	170.0	AM 0	0.0	6600	2012	S	25	10	WV 5/1
W10	UKA04	Bestand	Ja	Nein	-	424227	5726697	Siemens Gamesa	SG-6.6-170	165.0	170.0	AM 0	0.0	6600	2012	S	25	10	WV 5/1
W11	UKA05	Bestand	Ja	Nein	-	423515	5726643	Siemens Gamesa	SG-6.6-170	165.0	170.0	AM 0	0.0	6600	2012	S	25	10	WV 3/1
W12	UKA06	Bestand	Nein	-	-	424954	5726797	Siemens Gamesa	SG-6.6-170	165.0	170.0	AM 0	0.0	6600	2012	S	25	10	WV 5/1
W13	UKA07	Bestand	Nein	-	-	424851	5726353	Siemens Gamesa	SG-6.6-170	165.0	170.0	AM 0	0.0	6600	2012	S	25	10	WV 5/1

Tabelle 2.2: Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	Prüfgrundlage	WZ	GK	v <sub>ave, TP</sub> [m/s]	k <sub>TP</sub> [-]	v <sub>m50, TP</sub> [m/s]	TK	δ <sub>TP</sub> [°]	α <sub>TP</sub> [-]	ρ <sub>TP</sub> [kg/m³]	Auslegungslebensdauer τ <sub>TP</sub> [a]	Quelle
W1 – W4	DIBt 2012	S	S	7.50	2.00	42.50	S	8.0	0.27	1.225	25	[24]

<sup>1</sup> Siehe Kapitel 1.4 Absatz 3

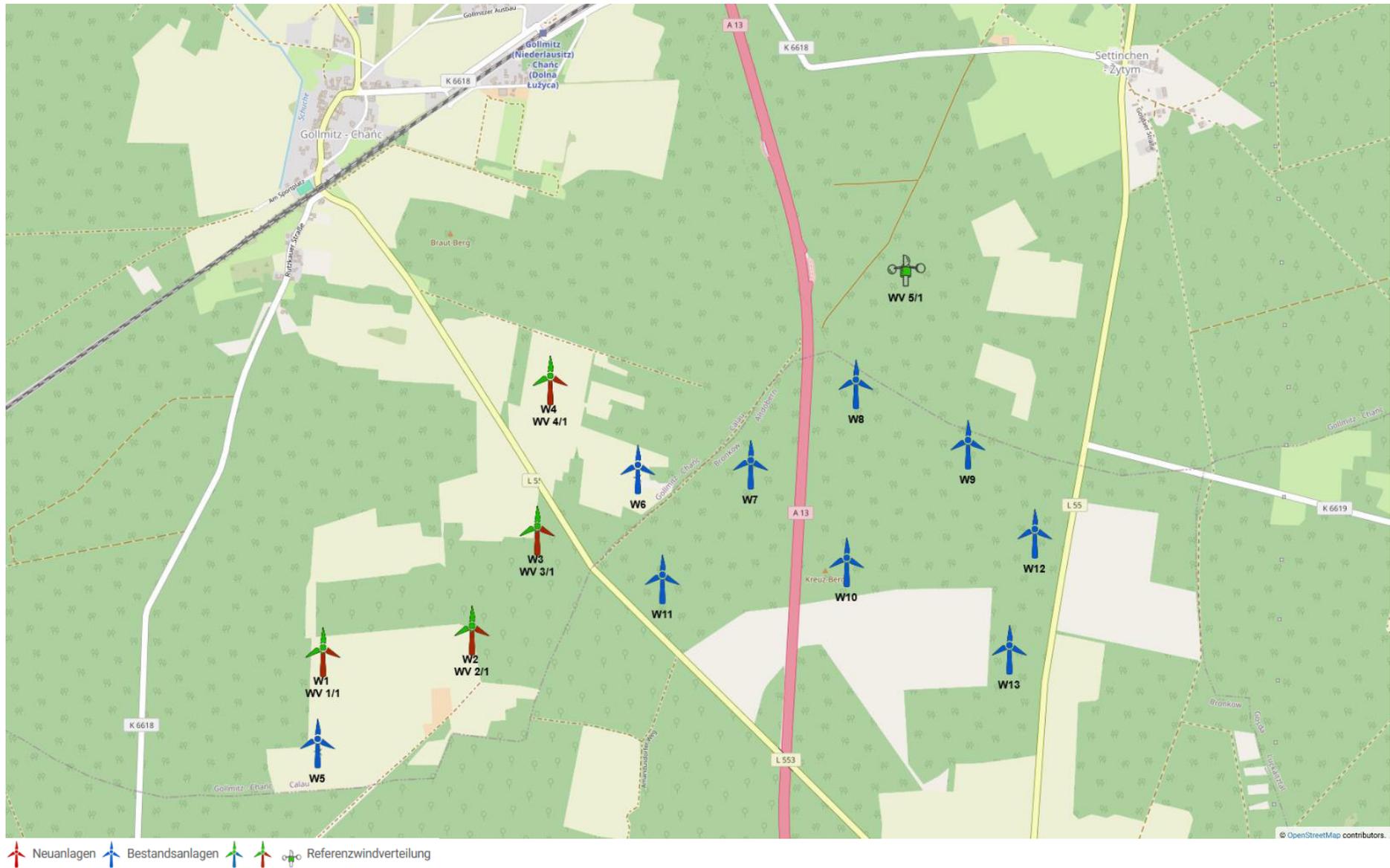


Abbildung 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration; Kartenmaterial: [19.1, 19.2]

Bericht-Nr.: I17-SE-2024-210

Gutachten zur Standorteignung von WEA nach DIBt 2012 im Windpark Settinchen

### 3 Vergleich der Windbedingungen

#### 3.1 Grundlagen

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

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

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

UTM ETRS89 Zone 33			A [m/s]	k [-]	p [%]	v <sub>ave</sub> [m/s]
X [m]	Y [m]	h <sub>wv</sub> [m]				
422198	5726384	165.0				
Sektor   Windrichtung [°]						
N   0			5.41	2.19	4.41	---
NNO   30			5.54	2.25	4.69	---
ONO   60			5.81	2.44	5.29	---
O   90			6.96	2.43	6.98	---
OSO   120			7.57	2.36	6.27	---
SSO   150			7.27	2.41	5.84	---
S   180			8.05	2.24	6.75	---
SSW   210			8.19	2.37	8.32	---
WSW   240			9.56	2.70	16.82	---
W   270			8.69	2.82	17.16	---
WNW   300			7.27	2.56	10.58	---
NNW   330			6.19	2.41	6.90	---
Gesamt			<b>7.73</b>	<b>2.31</b>	<b>100.00</b>	<b>6.85</b>

### 3.2 Vergleich $v_{ave}$ und $v_{m50}$

#### 3.2.1 Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit $v_{ave}$

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

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

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

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

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

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

Interne W-Nr.	$v_{ave, NH}$ [m/s]	$v_{ave, TP}$ [m/s]	$k_{NH}$ [-]	$k_{TP}$ [-]	Wenn $k_{TP} = 2$ : $v_{ave, NH} / v_{ave, TP}$ [-]	Wenn $k_{TP} \neq 2$ : $pdf_{NH} \leq pdf_{TP}$	Nachweis möglich (gemäß 1.2.1)	Lastvergleich erforderlich (gemäß 1.2.3)
W1	6.85	7.50	2.31	2.00	0.91	-	Ja	Nein
W2	6.94	7.50	2.31	2.00	0.93	-	Ja	Nein
W3	6.95	7.50	2.31	2.00	0.93	-	Ja	Nein
W4	6.94	7.50	2.31	2.00	0.93	-	Ja	Nein

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

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

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

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

Auslegungswindbedingungen  $v_{m50, TP}$  der geplanten WEA abgedeckt, erfolgt der Nachweis über eine standortspezifische Extremwindabschätzung [22.2]. Die Ergebnisse der standortspezifischen Extremwindabschätzung werden als richtig und repräsentativ für den Standort vorausgesetzt. Kann der Nachweis durch keine der beiden Verfahrensweisen erbracht werden, kann der Nachweis ggf. durch einen Lastvergleich der Extremlasten nach Abschnitt 1.2.3 erbracht werden.

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

Interne W-Nr.	WZ <sub>TP</sub>	GK <sub>TP</sub>	$v_{m50, TP}$ [m/s]	WZ <sub>NH</sub>	GK <sub>NH</sub>	$v_{m50, NH}$ [1.1] [m/s]	$v_{m50, NH}$ [22.2] [m/s]	Nachweis möglich (gemäß 1.2.1)	Lastvergleich erforderlich (gemäß 1.2.3)
W1 - W4	S	S	42.50	2	II	39.15	-	Ja	Nein

### 3.3 Vergleich der effektiven Turbulenzintensität $I_{eff}$

#### 3.3.1 Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität

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

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

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

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

Tabelle 3.4: Richtlinienabhängige Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität

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

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

### 3.3.2 Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität

#### 3.3.2.1 Datengrundlage

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

#### 3.3.2.2 Vorgehensweise

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

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

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

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

### 3.3.2.3 Untersuchung der topografischen Komplexität der Anlagenstandorte

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

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

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

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

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

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

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

### 3.3.2.4 Repräsentative Turbulenzintensität

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

Tabelle 3.6: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort

Standort: W3	NH: 165.0 m	$I_{rep}$ [-]
Sektor	Windrichtung [°]	
N	0	0.134
NNO	30	0.134
ONO	60	0.140
O	90	0.140
OSO	120	0.139
SSO	150	0.136
S	180	0.133
SSW	210	0.137
WSW	240	0.141
W	270	0.138
WNW	300	0.145
NNW	330	0.128

### 3.3.3 Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität $I_{eff}$

#### 3.3.3.1 Grundlagen

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

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

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

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

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

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

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

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

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

### 3.3.3.2 Berücksichtigte sektorische Betriebsbeschränkungen (WSM)

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

Bei der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität  $I_{\text{eff}}$  wurden keine sektorischen Betriebsbeschränkungen berücksichtigt.

### 3.3.3.3 Ergebnis

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

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

$v_{\text{hub}}$	W6[A]	W7[S]	W8[S]	W9[S]	W10[S]	W11[S]	Referenz Klasse S	Referenz Klasse A
3	0.382	0.372	0.366	0.382	0.367	0.351	0.402	0.419
4	0.328	0.323	0.313	0.329	0.312	0.300	0.345	0.344
5	<b>0.320</b>	0.304	0.303	0.321	0.295	0.274	0.339	0.299
6	<b>0.305</b>	0.287	0.290	0.308	0.278	0.253	0.324	0.269
7	<b>0.286</b>	0.269	0.274	0.290	0.260	0.233	0.305	0.248
8	<b>0.266</b>	0.252	0.258	0.272	0.242	0.213	0.285	0.232
9	<b>0.242</b>	0.235	0.239	0.249	0.222	0.195	0.257	0.220
10	<b>0.216</b>	0.217	0.218	0.225	0.202	0.178	0.227	0.210
11	0.192	0.199	0.198	<b>0.201</b>	0.184	0.164	0.199	0.201
12	0.174	<b>0.183</b>	<b>0.182</b>	<b>0.183</b>	0.169	0.154	0.178	0.195
13	0.162	<b>0.171</b>	<b>0.171</b>	<b>0.170</b>	0.159	0.148	0.164	0.189
14	0.154	<b>0.162</b>	<b>0.162</b>	<b>0.161</b>	0.152	0.143	0.156	0.184
15	0.148	<b>0.155</b>	<b>0.156</b>	<b>0.153</b>	0.146	0.140	0.149	0.180
16	0.143	<b>0.149</b>	<b>0.150</b>	<b>0.147</b>	0.141	0.137	0.143	0.176
17	0.140	<b>0.144</b>	<b>0.146</b>	<b>0.143</b>	0.138	0.134	0.139	0.173
18	0.137	<b>0.140</b>	<b>0.142</b>	<b>0.139</b>	0.134	0.132	0.135	0.170
19	0.135	<b>0.137</b>	<b>0.139</b>	<b>0.136</b>	0.132	0.130	0.132	0.167
20	0.132	<b>0.134</b>	<b>0.136</b>	<b>0.133</b>	0.129	0.128	0.130	0.165
21	0.130	<b>0.131</b>	<b>0.132</b>	<b>0.130</b>	<b>0.127</b>	0.126	0.126	0.163
22	0.128	<b>0.129</b>	<b>0.130</b>	<b>0.128</b>	<b>0.125</b>	<b>0.125</b>	0.124	0.161
23	-	<b>0.125</b>	<b>0.127</b>	<b>0.126</b>	<b>0.124</b>	<b>0.123</b>	0.122	0.159
24	-	<b>0.123</b>	<b>0.125</b>	<b>0.123</b>	<b>0.122</b>	<b>0.122</b>	0.121	0.157
25	-	<b>0.121</b>	<b>0.123</b>	<b>0.122</b>	<b>0.120</b>	<b>0.120</b>	0.119	0.156

Tabelle 3.8: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten  $I_{eff}$  (nach Zubau)

$v_{hub}$	W1[S]	W2[S]	W3[S]	W4[S]	W5[A]	W6[A]	W7[S]	W8[S]	W9[S]	W10[S]	W11[S]	Referenz Klasse S	Referenz Klasse A
3	0.351	0.368	0.375	0.340	0.399	0.403	0.373	0.366	0.382	0.367	0.373	0.402	0.419
4	0.310	0.313	0.324	0.290	0.342	<b>0.349</b>	0.324	0.314	0.329	0.312	0.321	0.345	0.344
5	0.281	0.299	0.311	0.264	<b>0.337</b>	<b>0.343</b>	0.305	0.303	0.321	0.295	0.305	0.339	0.299
6	0.261	0.283	0.296	0.246	<b>0.319</b>	<b>0.329</b>	0.288	0.290	0.308	0.278	0.289	0.324	0.269
7	0.244	0.264	0.280	0.231	<b>0.294</b>	<b>0.311</b>	0.270	0.274	0.290	0.260	0.271	0.305	0.248
8	0.226	0.245	0.263	0.216	<b>0.267</b>	<b>0.292</b>	0.252	0.258	0.272	0.242	0.253	0.285	0.232
9	0.215	0.224	0.243	0.202	<b>0.235</b>	<b>0.268</b>	0.235	0.239	0.249	0.222	0.233	0.257	0.220
10	0.201	0.204	0.221	0.187	0.203	<b>0.242</b>	0.217	0.219	0.225	0.202	0.211	0.227	0.210
11	0.186	0.186	<b>0.200</b>	0.174	0.176	<b>0.217</b>	<b>0.200</b>	0.198	<b>0.201</b>	0.184	0.191	0.199	0.201
12	0.170	0.172	<b>0.183</b>	0.163	0.159	<b>0.197</b>	<b>0.184</b>	<b>0.183</b>	<b>0.183</b>	0.169	0.175	0.178	0.195
13	0.159	0.162	<b>0.170</b>	0.155	0.151	0.182	<b>0.171</b>	<b>0.171</b>	<b>0.170</b>	0.159	0.163	0.164	0.189
14	0.151	0.155	<b>0.162</b>	0.149	0.146	0.172	<b>0.162</b>	<b>0.163</b>	<b>0.161</b>	0.152	0.154	0.156	0.184
15	0.145	0.149	<b>0.155</b>	0.144	0.142	0.164	<b>0.155</b>	<b>0.156</b>	<b>0.153</b>	0.146	0.148	0.149	0.180
16	0.141	<b>0.144</b>	<b>0.149</b>	0.140	0.139	0.157	<b>0.149</b>	<b>0.150</b>	<b>0.147</b>	0.141	0.143	0.143	0.176
17	0.138	<b>0.140</b>	<b>0.145</b>	0.137	0.137	0.152	<b>0.145</b>	<b>0.146</b>	<b>0.143</b>	0.138	0.139	0.139	0.173
18	0.135	<b>0.137</b>	<b>0.141</b>	0.134	0.134	0.147	<b>0.141</b>	<b>0.142</b>	<b>0.139</b>	0.134	0.135	0.135	0.170
19	0.132	<b>0.134</b>	<b>0.138</b>	0.132	0.132	0.144	<b>0.137</b>	<b>0.139</b>	<b>0.136</b>	0.132	<b>0.133</b>	0.132	0.167
20	0.130	<b>0.131</b>	<b>0.135</b>	0.130	0.130	0.140	<b>0.134</b>	<b>0.136</b>	<b>0.133</b>	0.129	0.130	0.130	0.165
21	<b>0.128</b>	<b>0.129</b>	<b>0.132</b>	<b>0.128</b>	0.129	0.136	<b>0.131</b>	<b>0.132</b>	<b>0.130</b>	<b>0.127</b>	<b>0.128</b>	0.126	0.163
22	<b>0.126</b>	<b>0.127</b>	<b>0.129</b>	<b>0.126</b>	0.127	0.133	<b>0.129</b>	<b>0.130</b>	<b>0.128</b>	<b>0.125</b>	<b>0.126</b>	0.124	0.161
23	<b>0.123</b>	<b>0.124</b>	<b>0.127</b>	<b>0.124</b>	-	-	<b>0.126</b>	<b>0.127</b>	<b>0.126</b>	<b>0.124</b>	<b>0.124</b>	0.122	0.159
24	0.121	<b>0.122</b>	<b>0.124</b>	<b>0.123</b>	-	-	<b>0.124</b>	<b>0.125</b>	<b>0.123</b>	<b>0.122</b>	<b>0.122</b>	0.121	0.157
25	<b>0.120</b>	<b>0.121</b>	<b>0.123</b>	<b>0.121</b>	-	-	<b>0.122</b>	<b>0.123</b>	<b>0.122</b>	<b>0.120</b>	<b>0.121</b>	0.119	0.156

### 3.3.3.4 Geforderte sektorische Betriebsbeschränkungen (WSM)

Um die Überschreitungen hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität an betroffenen WEA zu verhindern bzw. nicht weiter zu erhöhen, sind die folgenden sektorischen Betriebsbeschränkungen notwendig. Falls eine Überprüfung der standortspezifischen Lasten der WEA in der geplanten Konfiguration nach Tabelle 2.1, anhand der Ergebnisse aus Kapitel 3 ergibt, dass die Auslegungslasten der WEA nicht überschritten werden und die Standorteignung der WEA nachgewiesen ist, können die entsprechenden geforderten sektorischen Betriebsbeschränkungen entfallen.

Tabelle 3.9: Geforderte Betriebsbeschränkungen zum Schutz von W1

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwindgeschwindigkeit [m/s]	Endwindgeschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W1	157	211	20.5	23.5	Abschaltung
W1	157	211	24.5	$v_{out}$	Abschaltung

Tabelle 3.10: Geforderte Betriebsbeschränkungen zum Schutz von W2

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwindgeschwindigkeit [m/s]	Endwindgeschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W1	240	284	15.5	17.5	N3
W1	240	284	17.5	20.5	N7
Alternativ: W2	240	284	15.5	20.5	Abschaltung
W2	218	252	20.5	$v_{out}$	Abschaltung

Tabelle 3.11: Geforderte Betriebsbeschränkungen zum Schutz von W3

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwindgeschwindigkeit [m/s]	Endwindgeschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W3	226	258	10.5	$v_{out}$	Abschaltung

Tabelle 3.12: Geforderte Betriebsbeschränkungen zum Schutz von W4

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwindgeschwindigkeit [m/s]	Endwindgeschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W4	164	208	20.5	$v_{out}$	Abschaltung

Tabelle 3.13: Geforderte Betriebsbeschränkungen zum Schutz von W5

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwindgeschwindigkeit [m/s]	Endwindgeschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W1	337	31	4.5	9.5	Abschaltung
Alternativ: W5	337	31	4.5	9.5	Abschaltung

Tabelle 3.14: Geforderte Betriebsbeschränkungen zum Schutz von W6

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind- geschwindigkeit [m/s]	Endwind- geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W2	212	242	9.5	18.5	N7
Alternativ: W6	212	242	9.5	18.5	Abschaltung
W3	217	263	$v_{in}$	22.5	Abschaltung
Alternativ: W6	217	263	$v_{in}$	22.5	Abschaltung
W4	294	338	$v_{in}$	18.5	Abschaltung
Alternativ: W6	294	338	$v_{in}$	18.5	Abschaltung

Tabelle 3.15: Geforderte Betriebsbeschränkungen zum Schutz von W11

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwind- geschwindigkeit [m/s]	Endwind- geschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W1	246	272	7.5	12.5	N7
Alternativ: W11	246	272	7.5	12.5	Abschaltung
W2	238	274	$v_{in}$	18.5	Abschaltung
W2	238	274	18.5	21.5	N6
Alternativ: W11	238	274	$v_{in}$	21.5	Abschaltung
W3	268	316	$v_{in}$	21.5	Abschaltung
Alternativ: W11	268	316	$v_{in}$	21.5	Abschaltung
W4	314	348	7.5	14.5	Abschaltung
Alternativ: W11	314	348	7.5	14.5	Abschaltung

### 3.4 Schräganströmung $\delta$

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

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

Die folgende Tabelle 3.16 stellt die Ergebnisse der ermittelten Schräganströmung  $\delta_{NH}$  dar.

Tabelle 3.16 Standortmittelwert der Schräganströmung  $\delta_{NH}$  der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	$\delta_{NH}$ [°]
W1	-0.2
W2	0.3
W3	0.4
W4	-0.2

### 3.5 Höhenexponent $\alpha$

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

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

Die folgende Tabelle 3.17 stellt die Ergebnisse der Standortmittelwerte des Höhenexponenten  $\alpha_{NH}$  dar.

Tabelle 3.17 Standortmittelwert des Höhenexponenten  $\alpha_{NH}$  der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	$\alpha_{NH}$ [-]
W1	0.18
W2	0.18
W3	0.18
W4	0.18

### 3.6 Luftdichte $\rho$

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

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

Die folgende Tabelle 3.18 stellt die Ergebnisse des Standortmittelwertes der Luftdichte  $\rho_{NH}$  für jede zu untersuchende WEA dar.

*Tabelle 3.18: Standortmittelwert der Luftdichte  $\rho_{NH}$  der neu geplanten WEA*

Interne W-Nr.	$\rho_{NH}$ [kg/m <sup>3</sup> ]
W1	1.210
W2	1.208
W3	1.208
W4	1.210

### 3.7 Extreme Turbulenzintensität $I_{ext}$

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

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

Die folgende Tabelle 3.19 stellt die ermittelten extremen Turbulenzintensitäten  $I_{ext, NH}$  in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit dar.

Tabelle 3.19: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten  $I_{ext, NH}$

$v_{hub}$	W1	W2	W3	W4
3	0.395	0.424	0.427	0.384
4	0.373	0.366	0.368	0.328
5	0.332	0.359	0.361	0.313
6	0.307	0.343	0.345	0.296
7	0.288	0.323	0.325	0.278
8	0.268	0.302	0.304	0.260
9	0.260	0.277	0.278	0.239
10	0.243	0.249	0.251	0.218
11	0.224	0.222	0.224	0.197
12	0.203	0.201	0.202	0.181
13	0.185	0.185	0.186	0.169
14	0.172	0.173	0.175	0.160
15	0.162	0.164	0.166	0.153
16	0.154	0.157	0.158	0.147
17	0.149	0.151	0.152	0.142
18	0.145	0.146	0.147	0.138
19	0.140	0.143	0.144	0.135
20	0.137	0.139	0.140	0.133
21	0.134	0.135	0.136	0.129
22	0.131	0.132	0.133	0.127
23	0.122	0.130	0.130	0.125
24	0.121	0.127	0.128	0.123
25	0.120	0.125	0.126	0.121

## 4 Zusammenfassung

### 4.1 Neu geplante WEA

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

- i. W1 – W4 keine Überschreitung der mittleren Windgeschwindigkeit  $v_{hub, NH}$  im Vergleich zur Auslegungswindgeschwindigkeit  $v_{hub, TP}$  aufweisen (siehe Abschnitt 3.2.1),
- ii. W1 – W4 an einem Standort errichtet werden sollen, der den Auslegungswert der 50-Jahreswindgeschwindigkeit  $v_{m50, TP}$  nicht überschreitet (siehe Abschnitt 3.2.2)
- iii. W1 -W4 Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität  $I_{eff}$  gegenüber den Auslegungswerten aufweisen (siehe Abschnitt 3.3.3.3).

Die Standorteignung gemäß DIBt 2012 [1.1] ist für die WEA W1 - W4 unter Berücksichtigung der sektoriellen Betriebsbeschränkungen gemäß Abschnitt 3.3.3.4 durch das vorliegende Gutachten nachgewiesen.

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

*Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA*

Interne W-Nr.	Hersteller	WEA Typ	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W1	Siemens Gamesa	SG-6.6-170	165.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W2	Siemens Gamesa	SG-6.6-170	165.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W3	Siemens Gamesa	SG-6.6-170	165.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W4	Siemens Gamesa	SG-6.6-170	165.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4

## 4.2 Bestehende WEA

Die Bestands-WEA W7 – W10 weisen Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität nach der Richtlinie DIBt 2012 [1.1] auf. Durch einen Vergleich der Situation vor, mit der Situation nach dem geplanten Zubau konnte gezeigt werden, dass der geplante Zubau keinen signifikanten Einfluss auf die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensitäten der WEA W7 – W10 hat. Bei diesem Vergleich wurde die Erhöhung der effektiven Turbulenzintensität durch den Zubau und ggf. deren Einfluss auf die PEL nach [20] untersucht. Somit ist die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität für diese WEA unter Maßgabe einer in deren Genehmigungsverfahren nachgewiesenen Standorteignung weiterhin nachgewiesen.

Die Bestands-WEA W5 weist Überschreitungen hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität auf, die durch den Zubau verursacht werden. Um die Standorteignung der WEA W5 auch nach Zubau nachweisen zu können, sind die in Abschnitt 3.3.3.4 aufgeführten sektoriellen Betriebsbeschränkungen notwendig.

Die Bestands-WEA W6 und W11 weisen sowohl vor Zubau als auch nach Zubau Überschreitungen hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität auf, die durch den Zubau erhöht werden. Um die Standorteignung der WEA W6 und W11 auch nach Zubau nachweisen zu können bzw. die Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität nicht signifikant zu erhöhen, sind die in Abschnitt 3.3.3.4 aufgeführten sektoriellen Betriebsbeschränkungen notwendig. Bei der Festlegung der Betriebseinschränkungen wurde die Erhöhung der effektiven Turbulenzintensität durch den Zubau und ggf. deren Einfluss auf die PEL nach [20] untersucht. Somit ist die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität für diese WEA unter Maßgabe einer in deren Genehmigungsverfahren nachgewiesenen Standorteignung weiterhin nachgewiesen.

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

*Tabelle 4.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA*

Interne W-Nr.	Hersteller	WEA Typ	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W5	Senvion	3.4M114	143.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W6	Senvion	3.4M114	143.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W7	Siemens Gamesa	SG-6.6-170	165.0	0.0	Ja
W8	Siemens Gamesa	SG-6.6-170	165.0	0.0	Ja
W9	Siemens Gamesa	SG-6.6-170	165.0	0.0	Ja
W10	Siemens Gamesa	SG-6.6-170	165.0	0.0	Ja
W11	Siemens Gamesa	SG-6.6-170	165.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4

---

## 5 Standortbesichtigung

Die Notwendigkeit einer Standortbesichtigung ergibt sich sowohl aus der Richtlinie DIBt Fassung Oktober 2012 [1.1], als auch dem Mindeststandard des BWE-Windgutachterbeirats [14]. Entsprechend wurde diese am 04.04.2024 durch einen Mitarbeiter der I17-Wind GmbH & Co. KG durchgeführt [23].

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

## Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

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

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

Symbol	Bedeutung	Einheit
$\tau$	Lebensdauer	[a]
$TSI$	Index der Geländeneigung	[°]
$TVI$	Index der Geländeabweichung	[%]
$v_{ave}$	Jahresmittel der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
$v_{hub}$	Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
$v_{in}$	Einschaltwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
$v_{m50}$	10-Minuten Mittelwert der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
$v_{out}$	Abschaltwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
$v_r$	Nennwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
$v_{ref}$	Auslegungswert des 10-Minuten Mittelwerts der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit	[m/s]
$X$	Rechtswert	[m]
$Y$	Hochwert	[m]
$z_0$	Rauigkeitslänge	[m]
$z_{hub}$	Nabenhöhe der betrachteten WEA	[m]
$\alpha$	Höhenexponent	[-]
$\delta$	Schräganströmung	[°]
$\rho$	Luftdichte	[kg/m <sup>3</sup> ]
$\sigma$	Standardabweichung der Windgeschwindigkeit	[m/s]
$\sigma_\sigma$	Standardabweichung der Turbulenzintensität	[-]

## Literaturverzeichnis

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

- 
- [15] *Risø DTU National Laboratory for Sustainable Energy, Windfarm Assessment Tool Version 3.3.0.128;*
- [16] *Frandsen, Sten T. (2007): Turbulence and turbulence-generated structural loading in wind turbine clusters. Roskilde (DK);*
- [17] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN ISO 2533; Normatmosphäre; Dezember 1979;*
- [18] *Deutscher Wetterdienst; DWD Climate Data Center (CDC), Vieljährige mittlere Raster der Lufttemperatur (2m) für Deutschland 1981-2010, Version v1.0.;*
- [19.1] *OpenStreetMap und Mitwirkende; SRTM | Kartendarstellung: OpenTopoMap (CC-BY-SA); Siehe auch: <https://creativecommons.org>;*
- [19.2] *Microsoft Corporation; © 2019 Digital Globe © CNES (2019) Distribution Airbus DS; Siehe auch: <https://www.microsoft.com/en-us/maps/product>;*
- [20] *Rodenhausen M., Moser W., Hülsmann C., Bergemann C., Könker M., McKenna R.; Prüfung der Standorteignung für Windenergieanlagen: Ein pragmatischer Ansatz; Ernst & Sohn Verlag für Architektur und technische Wissenschaften GmbH & Co. KG, Berlin. Bautechnik 93 (2016) Heft 10;*
- [21] *ABO Wind AG; E-Mail mit dem Betreff: „AW: Turbulenzgutachten Settinchen mit Sektormanagement“ vom 29.02.2024; Daten zur Verfügung gestellt in WakeGuard; WakeGuard Layout ID: 2961977;*
- [22.1] *anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; Abschätzung des langjährigen mittleren Windpotentials auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Settinchen; Windatlas Vorabschätzung; Berichts-Nr.: 23-576-7231274-Rev.00-WV-IM; 27.10.2023;*
- [22.2] *entfällt;*
- [23] *I17-Wind GmbH & Co. KG; Standortdokumentation für ein Gutachten zur Standorteignung nach DIBt 2012 für den Windpark Settinchen; Bericht-Nr.: I17-SV-2024-139; 05.04.2024;*
- [24] *TÜV SÜD Industrie Service GmbH; Bewertung der Konstruktion - Lastannahmen Windenergieanlage Siemens Gamesa SG 6.6-170 Rotorblatt SG170 V1 / LM 83.3 P2 Turm T165-55A-MB Nabenhöhe 165 m über Geländeoberkante; Prüfnummer: 3538061-3-d Rev. 3; 04.10.2023;*

## Anhang / Übermittelte Windverhältnisse am Standort

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

UTM ETRS89 Zone 33			A [m/s]	k [-]	p [%]	v <sub>ave</sub> [m/s]
X [m]	Y [m]	h <sub>wv</sub> [m]				
422775	5726460	165.0				
Sektor   Windrichtung [°]						
N   0			5.48	2.19	4.41	---
NNO   30			5.61	2.25	4.69	---
ONO   60			5.89	2.44	5.29	---
O   90			7.05	2.43	6.98	---
OSO   120			7.65	2.36	6.27	---
SSO   150			7.34	2.41	5.84	---
S   180			8.15	2.24	6.75	---
SSW   210			8.29	2.37	8.32	---
WSW   240			9.68	2.70	16.82	---
W   270			8.80	2.82	17.16	---
WNW   300			7.37	2.56	10.58	---
NNW   330			6.27	2.41	6.90	---
Gesamt			<b>7.83</b>	<b>2.31</b>	<b>100.00</b>	<b>6.94</b>

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

UTM ETRS89 Zone 33			A [m/s]	k [-]	p [%]	v <sub>ave</sub> [m/s]
X [m]	Y [m]	h <sub>wv</sub> [m]				
423034	5726836	165.0				
Sektor   Windrichtung [°]						
N   0			5.49	2.19	4.41	---
NNO   30			5.62	2.25	4.69	---
ONO   60			5.90	2.44	5.29	---
O   90			7.05	2.43	6.98	---
OSO   120			7.67	2.37	6.27	---
SSO   150			7.36	2.41	5.84	---
S   180			8.17	2.24	6.75	---
SSW   210			8.31	2.37	8.32	---
WSW   240			9.70	2.70	16.82	---
W   270			8.82	2.81	17.16	---
WNW   300			7.39	2.56	10.58	---
NNW   330			6.29	2.41	6.90	---
Gesamt			<b>7.84</b>	<b>2.31</b>	<b>100.00</b>	<b>6.95</b>

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

UTM ETRS89 Zone 33			A [m/s]	k [-]	p [%]	V <sub>ave</sub> [m/s]
X [m]	Y [m]	h <sub>wv</sub> [m]				
423091	5727411	165.0				
Sektor   Windrichtung [°]						
N   0			5.48	2.19	4.41	---
NNO   30			5.61	2.25	4.69	---
ONO   60			5.89	2.44	5.29	---
O   90			7.04	2.43	6.98	---
OSO   120			7.66	2.37	6.27	---
SSO   150			7.36	2.41	5.84	---
S   180			8.17	2.23	6.75	---
SSW   210			8.32	2.37	8.32	---
WSW   240			9.70	2.70	16.82	---
W   270			8.81	2.81	17.16	---
WNW   300			7.39	2.56	10.58	---
NNW   330			6.28	2.42	6.90	---
Gesamt			<b>7.84</b>	<b>2.31</b>	<b>100.00</b>	<b>6.94</b>

Tabelle A.4: Windverhältnisse am Standort WV 5/1 [22.1]

UTM ETRS89 Zone 33			A [m/s]	k [-]	p [%]	V <sub>ave</sub> [m/s]
X [m]	Y [m]	h <sub>wv</sub> [m]				
424474	5727838	165.0				
Sektor   Windrichtung [°]						
N   0			5.57	2.19	4.34	---
NNO   30			5.68	2.25	4.63	---
ONO   60			5.94	2.44	5.33	---
O   90			7.04	2.42	7.05	---
OSO   120			7.68	2.37	6.31	---
SSO   150			7.42	2.43	5.64	---
S   180			8.28	2.22	6.70	---
SSW   210			8.45	2.35	8.43	---
WSW   240			9.88	2.69	16.70	---
W   270			9.02	2.81	17.09	---
WNW   300			7.58	2.56	10.88	---
NNW   330			6.39	2.42	6.90	---
Gesamt			<b>7.97</b>	<b>2.30</b>	<b>100.00</b>	<b>7.06</b>

## **16.1.5 Anlagenwartung**

**Dieses Dokument wird aufgrund des Betriebsgeheimnisses nicht offengelegt. Dritten ist eine uneingeschränkte Beurteilung gemäß UVPG §23 (2) ohne diese Unterlage möglich, „ob und in welchem Umfang sie von den Umweltauswirkungen des Vorhabens betroffen sein können“.**

## **16.1.6 Zuwegung, Kabelverbindung, Kranstellfläche**

**Die Darstellungen sind in den Kapiteln:**

**2.1 Topografische Karte**

**2.2 Grundkarte**

**2.4 Amtlicher Lageplan**

**zu finden.**

**Gemeinsame Obere Luftfahrtbehörde  
Berlin-Brandenburg**  
Mittelstr. 5 / 5a  
12529 Schönefeld  
Tel: 03342/4266-4114  
Fax: 03342/4266-7612

Reg.-Nr. 03324

LF

**Datenblatt zum Luftfahrthindernis**  
(ggfls. inentsprechender Anzahl kopieren)  
**- Antrag auf Stellungnahme/Zustimmung -**

**Hindernis - Bezeichnung:**

4 Windkraftanlagen im Windeignungsgebiet Nr. 29 "Gollmitz Südost" der Regionalen Planungsgemeinschaft Lausitz-Spreewald

**Standortangaben:**

**Landkreis:** Oberspreewald-Lausitz

**Gemarkung:** Gollmitz

**Straße, Nr.:**

**zuständige Behörde:** LfU, Abt. T1, Ref. T12

**PLZ, Ort:** 03205 Calau

**Reg.-Nr./Az.:** 40.015.00/24/1.6.2V/T12

**Adresse des Antragstellers:**

ABO Energy GmH & Co. KGaA, Unter den Eichen 7, 65195 Wiesbaden

**Tel. Nr. / E-Mail:** 0611 267 56 0/ jerome.braun@aboenergy.com

**Adresse des Kostenschuldners:**

ABO Energy GmH & Co. KGaA, Unter den Eichen 7, 65195 Wiesbaden

**Tel. Nr. / E-Mail:** 0611 267 56 0/ kontakt@aboenergy.com

**Geplanter Windkraftanlagentyp:**

Typ Siemens Gamesa SGR170-6,6 MW mit einer Nabenhöhe von 165m

**Geplante Kennzeichnung:**

**Tageskennzeichnung**

<input checked="" type="checkbox"/>	<b>Farbanstrich der Rotorblätter</b>	<b>weißblitzende Feuer i.V. m. Farbring am Mast</b>
WKA > 150m GND	<input checked="" type="checkbox"/> + Maschinenhaus + Mastring	+ Farbanstrich Rotorblätter (1 Feld)

**Nachtkennzeichnung**

<input checked="" type="checkbox"/>	<b>Feuer "W-rot"/ "W-rotES"</b>	<input checked="" type="checkbox"/> <b>Infrarotfeuer*</b>
4	Anzahl der Hindernisfeuer für Befuerungsebene am Mast bei Anlagen > 150 m über Grund	

**Sichtweitenmessung**

**Dämmerungsschalter**

**bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung\***  **Bezug: AVV LFH Nr. 5.4 i.V.m. Anhang 6**

**Wir bestätigen die Kenntnisnahme der Hinweise über die Gebührenpflichtigkeit und der Datenschutzverordnung auf der Internetseite LuBB.**

Ort, Datum: Berlin, 14.11.2024

Unterschrift:



**ABO ENERGY**  
GmbH & Co. KGaA  
Unter den Eichen 7  
65195 Wiesbaden

**Hindernis-Bezeichnung:**

4 Windkraftanlagen im Windeignungsgebiet Nr. 29 "Gollmitz Südost" der Regionalen Planungsgemeinschaft Lausitz-Spreewald

**Standortangaben:**

PLZ, Ort: 03205 Calau

Zuständige Behörde: LfU, Cottbus (S)

Reg-Nr./ Az.: 40.015.00/24/1.6.2V/T12

**Achtung!** Bitte topographische Karte - Maßstab 1:25.000 – bitte mit farblich eingezeichnetem Standort – beifügen!

Nr.	Geografische Koordinaten im Bezugssystem WGS 84 KEINE Rechts- und Hochwerte												WKA mGND	Anlagentyp			* zusätzl	*Geländehöhe mNHN im Bezugssystem	Ge- samt mNHN	Gem.	Flur	Flur- stück
	N				E									NH	RD	RB						
1	51	°	40	'	58.8936	"	13	°	52	'	28.5924	"	250	165m	170m	83m	3m	132,5	382,5	Gollmitz	5	13
		°		'		"		°		'		"										
2	51	°	41	'	1.6404	"	13	°	52	'	58.5732	"	250	165m	170m	83m	3m	140,2	390,2	Gollmitz	4	8
		°		'		"		°		'		"										
3	51	°	41	'	13.938	"	13	°	53	'	11.76	"	250	165m	170m	83m	3m	139	389	Gollmitz	4	6-3
		°		'		"		°		'		"										
4	51	°	41	'	32.5752	"	13	°	53	'	14.2692	"	250	165m	170m	83m	3m	141,4	391,4	Gollmitz	3	233
		°		'		"		°		'		"										
		°		'		"		°		'		"										
		°		'		"		°		'		"										
		°		'		"		°		'		"										
		°		'		"		°		'		"										
		°		'		"		°		'		"										
		°		'		"		°		'		"										
		°		'		"		°		'		"										
		°		'		"		°		'		"										
		°		'		"		°		'		"										
		°		'		"		°		'		"										

**\*Erläuterungen:**

**zusätzl** - zusätzlich notwendige Baumaßnahmen, wie Fundamente oder ähnliche Bauwerke oberhalb der natürlichen Geländeoberkante, die nicht zur Anlagentyp /-höhe gerechnet wird

**WKA** - Höhe der Windkraftanlage (Nabenhöhe + Rotorradius) in m

**NH** - Nabenhöhe des Anlagentyps

**RD** - Rotordurchmesser des Anlagentyps

**RB** - Rotorblattlänge

**Gesamt** - max. Höhe aus Höhe üGND + Geländehöhe in m

# Flugbefuerung (Gondel und Turm)

## Datenblatt und WSV-Zertifikat

### Siemens Gamesa Onshore

Dokumenten-ID / Revision	Datum (yyyy-mm-dd)	Sprache
D4056524/002	2023-09-04	DE

Original oder Übersetzung von
Original

Dateiname
D4056524_002-SGRE ON Flugbefuerung (Gondel und Turm), Datenblatt und WSV-Zertifikat

Änderungsübersicht (Revision / Änderungsbeschreibung)	
001	Erste Version.
002	Aktualisierung Obelux® LI-WES-DC-GAM Datenblatt und Zertifikat

#### Haftungsausschluss und Verwendungsbeschränkung

Soweit gesetzlich zulässig, übernehmen die Siemens Gamesa Renewable Energy A/S sowie sonstige verbundene Unternehmen der Siemens Gamesa Gruppe, einschließlich der Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. und deren Tochterunternehmen, (nachfolgend „SGRE“) keinerlei Gewährleistung, weder ausdrücklich noch implizit, im Hinblick auf die Verwendung bzw. Verwendungstauglichkeit dieses Dokuments oder von Teilen hiervon für andere Zwecke als dem bestimmungsmäßigen Gebrauch. In keinem Fall haftet SGRE für Schäden, einschließlich aller direkten, indirekten oder Folgeschäden, die sich aus dem Gebrauch bzw. der Gebrauchsuntauglichkeit dieses Dokuments sowie allen Begleitmaterials oder der in diesem Dokument enthaltenen oder hiervon abgeleiteten Angaben oder Informationen ergeben. Soweit dieses Dokument oder andere Begleitmaterialien Bestandteile eines Vertrages mit SGRE werden, richtet sich die Haftung von SGRE nach den Bestimmungen dieses Vertrages. Dieses Dokument wurde vor seiner Veröffentlichung einer umfassenden technischen Überprüfung unterzogen. Ferner überprüft SGRE das Dokument in regelmäßigen Abständen, wobei sachdienliche Anpassungen in nachfolgenden Auflagen aufgenommen werden. Dieses Dokument ist und verbleibt geistiges Eigentum von SGRE. SGRE behält sich das Recht vor, das Dokument auch ohne vorherige Anzeige von Zeit zu Zeit anzupassen.

## Inhalt

1. Allgemein .....	2
2. Datenblatt Flugbefeuerung Gondel „Obelux® LI-WES-DC-GAM“ .....	3
3. WSV-Zertifikat Flugbefeuerung Gondel „Obelux® LI-WES-DC-GAM“ .....	6
4. Datenblatt Turmbefeuerung „Obelux® LIT10“ .....	7
5. WSV-Zertifikat Turmbefeuerung „Obelux® LIT10“ .....	9

## 1. Allgemein

Dieses Dokument beinhaltet Datenblätter sowie Zertifikate der Wasser- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes (WSV) von der bei Onshore-Windenergieanlage von Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE) zum Einsatz kommenden Flugbefeuerung auf der Gondel und am Turm.

*Für den Inhalt der Datenblätter sowie der WSV-Zertifikate übernimmt SGRE keinerlei Verantwortung oder Haftung.*

*SGRE weist ausdrücklich darauf hin, dass dieses Dokument lediglich allgemeine, indikative und beispielhafte Informationen enthält. Grundsätzlich können im Einzelfall und ohne vorherige Ankündigung auch Komponenten und Bauteile anderer Hersteller verwendet werden.*

## 2. Datenblatt Flugbefuerung Gondel „Obelux® LI-WES-DC-GAM“

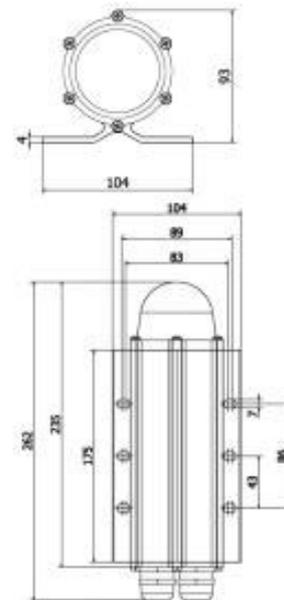


### Optical characteristics

- ▶ Color aviation RED
  - 170cd (peak), 100cd (effective)
- ▶ Infrared (850nm)
  - Infrarot-Feuer
  - $le_{min} = 3 \text{ mW/sr}, \geq +5^\circ \dots \leq +90^\circ$
  - $le_{min} = 25 \text{ mW/sr}, \geq 0^\circ \dots \leq +5^\circ$
  - $le_{max} = 80 \text{ mW/sr}, -90^\circ \dots +90^\circ$
  - NVG compliant
- ▶ Horizontal beam 360°
- ▶ Vertical beam (W-Rot)
- ▶ Photocell for Day / Night switch



Photo for illustration only.



### Low-Intensity 170 cd Stand-alone Series, German model W, rot and W, rot ES model LED Aviation Obstruction Lights

Obelux low-intensity stand-alone 170cd W, rot ES model with fully Night Vision Goggle (NVG) compliant infrared is designed for wind turbines in the German market. The product offers unique features such as fault monitoring, photocell and switcher incorporated in the light. Optionally the lights can be connected to Obelux aviation light system through Modbus.

#### Key Features

- ▶ Based on LED technology
- ▶ German W-Rot flashing pattern, RED flashing light
- ▶ Light intensity, vertical beam fulfilling W, Rot and W, Rot ES specifications
- ▶ Incorporated photocell for Day/Night switching
- ▶ GPS synchronization
- ▶ Both standalone and Modbus operation available
- ▶ Extremely low power consumption
- ▶ Provides long maintenance free operating time
- ▶ 5-year warranty (optional 10-year)
- ▶ Thermostat controlled heater
- ▶ Smart heater (DC models)
- ▶ Deep discharge protection (DC models)
- ▶ Battery powered operation (DC models)

### Specifications met

Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen vom 24. April 2020,  
BAz AT 30.04.2020 B4:  
Feuer W, rot, Feuer W, rot ES



Picture for illustration only

### Electrical Characteristics

- ▶ AC models: AC voltage range:  
Nominal 100-250V<sub>AC</sub> @ 50-60Hz
- ▶ DC models: DC voltage range: 10-60V<sub>DC</sub>
- ▶ Robust overvoltage protection (Type II)
- ▶ Isolated RS-485
- ▶ Terminal blocks for 0.2...4 mm<sup>2</sup> (24-12 AWG) wires
- ▶ Alarm relay  
Ratings: 250VAC @ 8A; 50VDC @ 1A

### Mechanical Characteristics

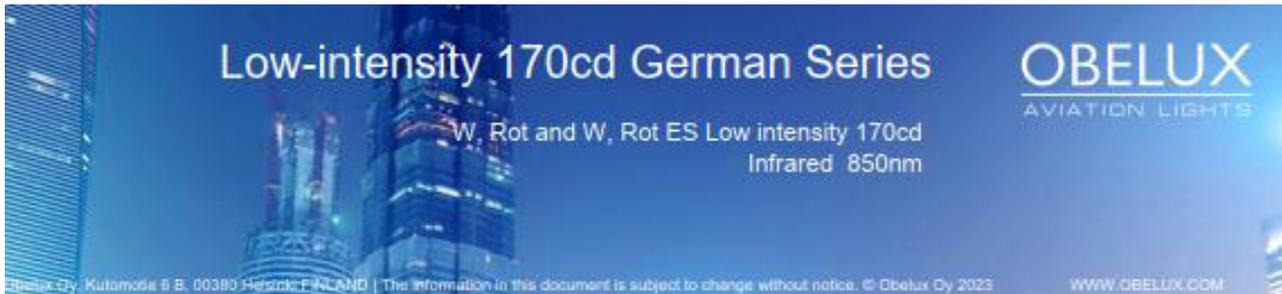
- ▶ Anodized, marine grade aluminum body and end parts
- ▶ AISI316 acid proof stainless steel screws
- ▶ Glass cover, degree of protection IP65
- ▶ Acrylic lenses, UV protected
- ▶ Operating temperature range -40...+55 °C
- ▶ Height 262 mm, diameter 104 mm
- ▶ Weight 1,5 kg (without mounting set)
- ▶ Cable glands M25 for Ø11-17 mm cables  
(seal for Ø6-13 mm cables included)

### Mounting Set Options

- ▶ MS-HV80
- ▶ MS-EV60
- ▶ MS-EV100
- ▶ MS-EV150
- ▶ MS-DEV60
- ▶ MS-DEV100
- ▶ MS-RW
- ▶ MS-LVU/LVA
- ▶ MS-N1B
- ▶ MS-WT1/5

### Optional Controllers

- ▶ CP Series
- ▶ CP-M1 Series



## Product codes

In codes -GAM, G = GPS, A = alarm relay, M = Modbus

Order code	Output (peak)	Operating voltage	Power consumption	IR	Photocell	Alarm relay	Modbus	GPS sync	Fault monitoring	Heater
<b>AC MODELS</b>										
<b>LI-WES-AC-GAM</b>	170cd	100-250VAC	5W	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
<b>DC MODELS</b>										
<b>LI-WES-DC-GAM</b>	170cd	10-60VDC	5W	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes

IR power:25 mW/sr

DC models idle power consumptions: 0.5W (light off, with GPS), 0.35W (light off, without GPS)

Heater increases power consumption by 7W; heater turns on when temperature drops below 10 °C; heater can be set ON/OFF

Factory setting: Heater ON

Water protection class IP65 applies when the device is mounted vertically glass cover facing up

Packing dimensions and weight: 280x130x100, 1.5kg

### 3. WSV-Zertifikat Flugbefeuerung Gondel „Obelux® LI-WES-DC-GAM“

WASSERSTRÄßEN- UND SCHIFFFAHRTSVERWALTUNG DES BUNDES  
**Amt für Binnen-Verkehrstechnik**



#### Zertifikat

nach Nr. 22 der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift

zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV Kennzeichnung) zur Vorlage  
 bei der zuständigen Genehmigungsbehörde nach dem Luftverkehrsgesetz

Art des Feuers	Feuer W, rot ES IR-Feuer
Hersteller	<b>Obelux Oy</b> <b>Kutomotie 6 B</b> <b>00380 Helsinki / Finnland</b>
Typenbezeichnung	<b>LI-WES-DC-GAM</b>

Aufgrund der technischen Überprüfung durch das Amt für Binnen-Verkehrstechnik vom 19.07.2023 wird festgestellt, dass das vorgestellte Produktmuster des oben bezeichneten Leuchtentyps den lichttechnischen und/oder radiometrischen Anforderungen gemäß AVV Kennzeichnung in der Fassung vom 24. April 2020 (BAnz AT 30.04.2020 B4 vom 30.04.2020) entspricht. Die Ergebnisse der Prüfung sind im Prüfbericht LS250, vom 01.08.2023 dokumentiert.

Der Leuchtentyp darf, vorbehaltlich einer Änderung der genannten Anforderungen und unter Einhaltung eventueller Vorgaben auf Grund des Prüfprotokolls, zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen verwendet werden.

Koblenz, den 03.08.2023

*[Handwritten Signature]*  
 (Polschinski)

## 4. Datenblatt Turmbefuerung „Obelux® LIT10“



### Optical characteristics

- ▶ 10 cd Type A
- ▶ 32 cd Type B fixed
- ▶ 32 cd Type E flashing
- ▶ 50 cd for the Netherlands
- ▶ Colour aviation RED
- ▶ NVG compliant infrared (850nm)
- ▶ According to ICAO Standards and Recommended Practices

### Design to meet

ICAO International Standards and Recommended Practices: Aerodromes Annex 14 Volume 1, 8th Edition, July 2018, Chapter 6: Low-intensity Type A/B/E. Chapter 6.2.4 Wind turbines

FAA compliant, advisory Circular AC 150/5345-43J: Specification for Obstruction Lighting Equipment, 3/11/2019 FAA L-810, L-810(F)

Einordnung als Hindernisfeuer Erweiterte Spezifikation gemäß Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen vom 26.08.2015 (GERMANY)

Finnish Civil Aviation Authority, Traficom (FINLAND)

Transportstyrelsen TSFS 2010:155 (TSFS 2013:9, TSFS 2016:95, TSFS 2019:27) (SWEDEN)

Luftfartstilsynet FOR-2014-07-15-980 (NORWAY)

Ministerie van Infrastructuur en Milieu (lage intensiteit), 30.9.2016 (NETHERLANDS)

Regulatory article of April 23, 2018 relating to the implementation of obstruction warning light to air navigation, DGAC, STAC, (FRANCE)



### LIT Low-Intensity Tower Light series LED Aviation Obstruction Lights

LIT series is Obelux's unique design to mark intermediary levels on wind turbines. The light is installed from inside the tower through extremely small hole. All maintenance and replacement work can be done from inside the tower which allows savings in case of maintenance or repair is needed.

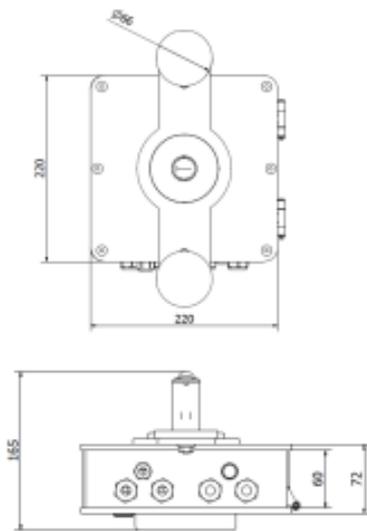
### Key Features

- ▶ Based on LED technology
- ▶ Suitable for Offshore environment
- ▶ "Through-the-wall" tower marking solution; i.e. pin light
- ▶ Supports both stand-alone and RS-485 Modbus operations
- ▶ Built-in photocell
- ▶ Built-in fault monitoring
- ▶ Can also be controlled with voltage signals
- ▶ Design lifetime more than 20 years
- ▶ 5-year warranty
- ▶ Option for 10-year warranty, the longest in the industry

The information contained in this document is subject to change without notice. © Obelux Oy 2019

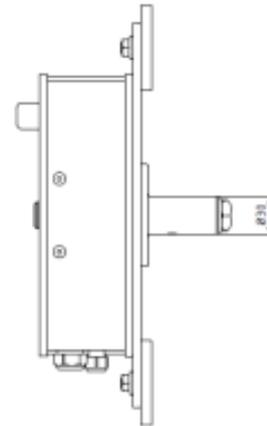
**Electrical Characteristics**

- ▶ AC models: Nominal 115 or 230 VAC, 50Hz / 60Hz ± 6%
- ▶ DC models: DC voltage range: 10 - 60 VDC
- ▶ Rated current: ≤ 1A
- ▶ Built-in overvoltage protection.
- ▶ Power consumption starting from 2W upwards
- ▶ Alarm relay in all versions. Dry Contact 250VAC (8A) or 60VDC (0.75A)
- ▶ RS-485 Modbus (isolated) communication versions available
- ▶ Lights can be daisy-chained (both power and data)
- ▶ Overvoltage Protection level: Class III – IEC 61643-11
- ▶ Control voltage signal option: 5-55VDC for IR and/or RED



**Mechanical Characteristics**

- ▶ Pin size
  - Ø18mm x 50mm (diameter x length): ordering code example LIT10-AC230-50C
  - Ø30mm x 50mm (diameter x length): ordering code example LIT10-AC230-50D
  - Other tube lengths also available on request



- ▶ Operating temperature range -40...+55 °C
- ▶ IP66 protection degree
- ▶ Marine-grade aluminum
- ▶ Rubber (EPDM) sealing between Tower light and the wall structure.
- ▶ Spirit level inside to assist mounting
- ▶ Mechanical impact resistance IK05 (according to IEC 62262)

Order code	Output	Specification	Operating voltage	Control Signal	Infrared	Photocell	Alarm Relay	RS-485 Modbus
LIT10-AC230-50C-X-X	10 cd	Type A	230 VAC	Option	No	Option	Yes	Option
LIT10-AC230-50D-X-X	10 cd	Type A	230 VAC	Option	No	Option	Yes	Option
LIT10-AC230-IR-50D-X-X	10 cd	Type A	230 VAC	Option	Yes	Option	Yes	Option
LIT10-DC-50C-X-X	10 cd	Type A	10-60 VDC	Option	No	Option	Yes	Option
LIT10-DC-50D-X-X	10 cd	Type A	10-60 VDC	Option	No	Option	Yes	Option
LIT10-DC-IR-50D-X-X	10 cd	Type A	10-60 VDC	Option	Yes	Option	Yes	Option
LIT32-AC230-50C-X-X	32 cd	Type B/E	230 VAC	Option	No	Option	Yes	Option
LIT32-AC230-50D-X-X	32 cd	Type B/E	230 VAC	Option	No	Option	Yes	Option
LIT32-AC230-IR-50D-X-X	32 cd	Type B/E	230 VAC	Option	Yes	Option	Yes	Option
LIT32-DC-50C-X-X	32 cd	Type B/E	10-60 VDC	Option	No	Option	Yes	Option
LIT32-DC-50D-X-X	32 cd	Type B/E	10-60 VDC	Option	No	Option	Yes	Option
LIT32-DC-IR-50D-X-X	32 cd	Type B/E	10-60 VDC	Option	Yes	Option	Yes	Option
LIT50-AC230-50C-X-X	50 cd		230 VAC	Option	No	Option	Yes	Option
LIT50-AC230-50D-X-X	50 cd		230 VAC	Option	No	Option	Yes	Option
LIT50-AC230-IR-50D-X-X	50 cd		230 VAC	Option	Yes	Option	Yes	Option
LIT50-DC-50C-X-X	50 cd		10-60 VDC	Option	No	Option	Yes	Option
LIT50-DC-50D-X-X	50 cd		10-60 VDC	Option	No	Option	Yes	Option
LIT50-DC-IR-50D-X-X	50 cd		10-60 VDC	Option	Yes	Option	Yes	Option
LIT70-AC230-50D-X-X	70 cd		230 VAC	Option	No	Option	Yes	Option
LIT70-AC230-IR-50D-X-X	70 cd		230 VAC	Option	Yes	Option	Yes	Option
LIT70-DC-50D-X-X	70 cd		10-60 VDC	Option	No	Option	Yes	Option
LIT70-DC-IR-50D-X-X	70 cd		10-60 VDC	Option	Yes	Option	Yes	Option

Also available with 115 VAC. Ordering code example LIT32-AC115-IR-50D (230 → 115)

Options:

X-X[-10]:

{ } = Without any factory-installed option

M = RS-485 Modbus

C = Control Voltage

P = Photocell

10 = 10-year warranty

Ordering code example: LIT10-AC230-IR-50D-M-C-10

## 5. WSV-Zertifikat Turmbefeuerung „Obelux® LIT10“

WASSERSTRABEN- UND SCHIFFFAHRTSVERWALTUNG DES BUNDES  
**Fachstelle der WSV für Verkehrstechniken**



### Zertifikat

nach Nr. 22 der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift  
zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV Kennzeichnung) zur Vorlage  
bei der zuständigen Genehmigungsbehörde nach dem Luftverkehrsgesetz

Art des Feuers	Hindernisfeuer ES / IR-Feuer <i>Low Intensity Type A</i>
Hersteller	<b>Obelux Oy</b> <b>Kutomotie 6 B</b> <b>00380 Helsinki / Finnland</b>
Typenbezeichnung	<b>LIT10-AC230, LIT10-AC230-IR</b> <b>LIT10-DC, LIT10-DC-IR</b>

Aufgrund der technischen Überprüfung durch die Fachstelle der Wasserstraßen- und Schifffahrtsverwaltung für Verkehrstechniken vom 25.03.2022 wird festgestellt, dass das vorgestellte Produktmuster des oben bezeichneten Leuchtentyps den lichttechnischen Anforderungen gemäß AVV Kennzeichnung in der Fassung vom 24. April 2020 (BAnz AT 30.04.2020 B4 vom 30.04.2020) und den Standards und Empfehlungen des Chicagoer Abkommens über die Zivilluftfahrt (ICAO, Anhang 14, Band I, Kapitel 6, (Tabellen 6.1 bis 6.3), 8. Edition, vom Juli 2018 entspricht. Die Ergebnisse der lichttechnischen Prüfung sind im Prüfbericht LS248, vom 21.04.2022 dokumentiert.

Der Leuchtentyp darf, vorbehaltlich einer Änderung der genannten Anforderungen und unter Einhaltung eventueller Vorgaben auf Grund des Prüfprotokolls, zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen verwendet werden.

Koblenz, den 22.04.2022



# Tages- und Nachtkennzeichnung von WEA als Luftfahrthindernis

## Siemens Gamesa Onshore

Dokumenten-ID / Revision	Status	Datum (yyyy-mm-dd)	Sprache
D2320140/003	Freigegeben	2024-02-12	DE

Original oder Übersetzung von
Original

Dateiname
D2320140_003-SGRE ON Tages- und Nachtkennzeichnung von WEA als Luftfahrthindernis.docx/.pdf

Änderungsübersicht (Revision / Änderungsbeschreibung)	
001	Erste Version.
002	Aktualisierung entsprechend der AVV 2020.
003	Kapitel „Ersatzstromversorgung“ erweitert. Kapitel „Optionale Lichtstärkenreduzierung durch Sichtweitenmessung“ gestrichen. Umformulierungen ohne inhaltliche Änderung.

### Haftungsausschluss und Verwendungsbeschränkung

Soweit gesetzlich zulässig, übernehmen die Siemens Gamesa Renewable Energy A/S sowie sonstige verbundene Unternehmen der Siemens Gamesa Gruppe, einschließlich der Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. und deren Tochterunternehmen, (nachfolgend „SGRE“) keinerlei Gewährleistung, weder ausdrücklich noch implizit, im Hinblick auf die Verwendung bzw. Verwendungstauglichkeit dieses Dokuments oder von Teilen hiervon für andere Zwecke als dem bestimmungsmäßigen Gebrauch. In keinem Fall haftet SGRE für Schäden, einschließlich aller direkten, indirekten oder Folgeschäden, die sich aus dem Gebrauch bzw. der Gebrauchsuntauglichkeit dieses Dokuments sowie allen Begleitmaterials oder der in diesem Dokument enthaltenen oder hiervon abgeleiteten Angaben oder Informationen ergeben. Soweit dieses Dokument oder andere Begleitmaterialien Bestandteile eines Vertrages mit SGRE werden, richtet sich die Haftung von SGRE nach den Bestimmungen dieses Vertrages. Dieses Dokument wurde vor seiner Veröffentlichung einer umfassenden technischen Überprüfung unterzogen. Ferner überprüft SGRE das Dokument in regelmäßigen Abständen, wobei sachdienliche Anpassungen in nachfolgenden Auflagen aufgenommen werden. Dieses Dokument ist und verbleibt geistiges Eigentum von SGRE. SGRE behält sich das Recht vor, das Dokument auch ohne vorherige Anzeige von Zeit zu Zeit anzupassen.

## Inhalt

1. Ziel .....	3
2. AVV Kennzeichnung.....	3
2.1. Nachtkennzeichnung .....	3
2.2. Tageskennzeichnung und Kennzeichnungsfarben .....	3
3. Auszug der Anforderungen aus der AVV Kennzeichnung .....	4
4. Standard-Ausstattung für SGRE-Windenergieanlagen .....	5
4.1. Nachtkennzeichnung „Feuer W, rot“, „Feuer W, rot ES“ .....	5
4.2. Turmnachtkennzeichnung .....	5
4.3. Ersatzstromversorgung .....	6
5. Kombinierte Tages- und Nachtkennzeichnung.....	7
6. Referenzen .....	7

## 1. Ziel

Dieses Dokument nennt die Anforderungen der *allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen* (sog. „AVV Kennzeichnung“) vom 24. April 2020 und beschreibt, wie Windenergieanlagen (WEA) von Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE) diese erfüllen.

## 2. AVV Kennzeichnung

Gemäß der AVV Kennzeichnung sind in Deutschland Luftfahrthindernisse außerhalb von Städten zu kennzeichnen, „wenn eine Höhe der maximalen Bauwerksspitze von 100 Metern über Grund überschritten wird“.

Diese Verwaltungsvorschrift basiert auf den Flugsicherungsempfehlungen der ICAO (International Civil Aviation Organisation), Anhang 14. Die sich aus der Verwaltungsvorschrift ergebenden Anforderungen sind auf den nächsten Seiten zusammenfassend dargestellt.

### 2.1. Nachtkennzeichnung

Es sind u.a. die folgenden Vorgaben einzuhalten:

- Die Schaltzeiten und Blinkfolgen aller im Windpark installierten Mittleleistungsfeuer, „Feuer W, rot“ und „Feuer W, rot ES“ sind zu synchronisieren. Die Taktfolge ist auf 00.00.00 Sekunde gemäß UTC mit einer zulässigen Null-Punkt-Verschiebung von +/- 50 ms zu starten.
- Die Mittleleistungsfeuer, „Feuer W, rot“, „Feuer W, rot ES“ und „Hindernisfeuer ES“ müssen über eine Ersatzstromversorgung verfügen.
- Bei Anlagenhöhen von mehr als 150 Metern ist eine Befuerungsebene auf der halben Höhe zwischen Grund und Maschinenhaus-Befuerung anzubringen.
- Erfolgt die Nachtkennzeichnung bedarfsgesteuert, so muss die Nachtkennzeichnung mit einer dauerhaft aktivierten Infrarotkennzeichnung auf dem Dach des Maschinenhauses kombiniert werden.

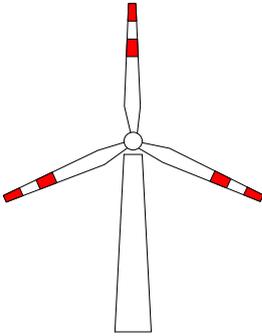
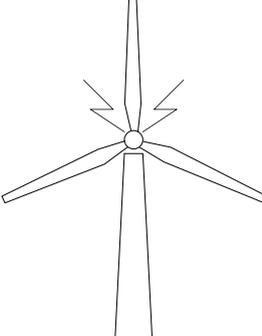
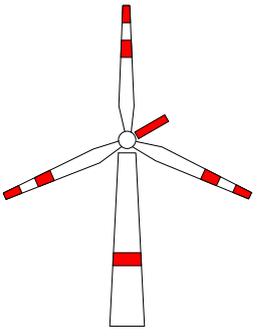
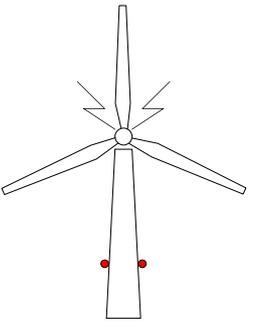
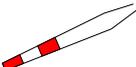
### 2.2. Tageskennzeichnung und Kennzeichnungsfarben

Für flächige Hindernisse wie Rotorblätter, Maschinenhaus und Turm sind die folgenden Kennzeichnungsfarben zur Tageskennzeichnung zulässig:

- verkehrsorange (RAL 2009) i. V. m. verkehrsweiß (RAL 9016)  
oder
- verkehrsrot (RAL 3020) i. V. m. grauweiß (RAL 9002), achatgrau (RAL 7038) oder lichtgrau (RAL 7035)  
oder
- verkehrsorange (RAL 2009)  
oder
- verkehrsrot (RAL 3020).

Entsprechend der AVV Kennzeichnung beanspruchen grafische Elemente (z.B. Kundenlogo) maximal ein Drittel der Fläche der jeweiligen Maschinenhausseite.

### 3. Auszug der Anforderungen aus der AVV Kennzeichnung

Gesamthöhe der WEA	Tageskennzeichnung von WEA	Nachtkennzeichnung von WEA
≤ 150 m		
> 150 m bis 315 m		
 Farbige Markierung des Maschinenhauses	 „Hindernisfeuer ES“	drei Streifen: rot  weiß / grau rot
 Farbige Markierung des Turms		 „Feuer W, rot“ oder „Feuer W, rot ES“ inklusive Infrarot

## 4. Standard-Ausstattung für SGRE-Windenergieanlagen

### 4.1. Nachtkennzeichnung „Feuer W, rot“, „Feuer W, rot ES“

Für die Nachtkennzeichnung der SGRE-WEA wird das „Feuer W, rot“ oder „Feuer W, rot ES“ jeweils inklusive Infrarot eingesetzt. Diese Leuchten beruhen auf LED-Technologie und zeichnen sich daher durch hohe Zuverlässigkeit und Lebensdauer, niedrigen Verschleiß und geringe Betriebskosten aus. Das eingesetzte „Feuer W, rot“ und auch das „Feuer W, rot ES“ besitzen ein Zertifikat der Wasserstraßen- und Schifffahrtsverwaltung (WSV) des Bundes speziell für Windenergieanlagen.

Eine Befeuerungsanlage besteht aus je einer Leuchte auf jeder Seite des Maschinenhauses, um die ständige Sichtbarkeit aus jeder Richtung zu gewährleisten. Die beiden Leuchten werden auf einen gemeinsamen Träger montiert, der wiederum auf dem Maschinenhaus befestigt ist. Auf Grund der hohen Betriebssicherheit der Leuchten ist eine redundante Ausführung der Leuchten nicht notwendig.

Zur Sicherstellung der Funktionstüchtigkeit erfolgt eine permanente Betriebsüberwachung. Störmeldungen werden über Signalleitungen abgegeben und in das Meldesystem der WEA integriert.

Die Aktivierung der Nachtkennzeichnung erfolgt mittels eines Dämmerungsschalters. Bei der Installation von mehreren Befeuerungen ist es möglich, die Anlagen mittels GPS zu synchronisieren.

### 4.2. Turmnachtkennzeichnung

Die Turmnachtkennzeichnung von SGRE-WEA wird durch „Hindernisfeuer ES“ sichergestellt, wobei sich die Befeuerungsebene auf der halben Höhe zwischen Grund und der Nachtkennzeichnung auf dem Maschinenhaus befindet. Durch Installation von mindestens vier bzw. sechs (nur bei Hindernisbefeuerungsebenen, die durch den Rotor verdeckt sind) Hindernisfeuern pro Hindernisbefeuerungsebene ist sichergestellt, dass mindestens zwei Hindernisfeuer aus jeder Richtung erkennbar sind.

Zur Sicherstellung der Funktionstüchtigkeit erfolgt eine permanente Betriebsüberwachung. Störmeldungen werden über Signalleitungen abgegeben und in das Meldesystem der WEA integriert.

Die LED-Technologie der Befeuerung zeichnet sich durch hohe Zuverlässigkeit und Lebensdauer, geringen Verbrauch und geringe Betriebskosten aus. Aufgrund der hohen Betriebssicherheit ist eine redundante Ausführung der Leuchten nicht notwendig.

### 4.3. Ersatzstromversorgung

Für den Fall einer Störung der primären elektrischen Spannungsversorgung steht eine Ersatzstromversorgung in der WEA bereit. Damit wird der Betrieb der Befeuerung aufrechterhalten. Die Versorgungsdauer beträgt mindestens 16 Stunden; die maximale Hilfsstromversorgung hängt von der Konfiguration der Feuer und der ausgewählten Batteriekapazität ab.

Das Umschalten auf die Ersatzstromversorgung bei Ausfall der Netzversorgung erfolgt innerhalb von 2 Minuten.

Beispielhaft sind in den folgenden Tabellen Spezifikationen der Ersatzstromversorgung aufgeführt. Im Zuge der Produktentwicklung können abweichend hierzu Produkte von anderen Systemanbietern zum Einsatz kommen.

Tabelle 1: Technische Spezifikation der Ersatzstromversorgung der SG 4.X-Plattform (1)

Plattform	<b>SG 4.X</b> (z.B. SG 5.0-132)
Hersteller	Saprem
Produktbezeichnung	Uninterruptible Power
Batteriekapazität	70 Ah
Eingangsspannung	AC 170-270 V
Ausgangsspannung (konfigurierbar)	AC 220 / 230 V
Nenn-Wirkleistung <sup>1</sup>	420 W

Tabelle 2: Technische Spezifikation der Ersatzstromversorgung der SG 5.X-Plattform (2)

Plattform	<b>SG 5.X</b> (z.B. SG 6.6-155/SG 6.6-170)
Hersteller	Obelux
Produktbezeichnung	UPS-230-56
Batteriekapazität	56 Ah
Eingangsspannung	AC 187 – 265 V
Ausgangsspannung	AC 230 V
Ständige Ausgangsleistung <sup>1</sup> (bei 25 °C)	430 W
Peak-Leistung	900 W

<sup>1</sup> Die Leistung der Ersatzstromversorgung beträgt ein Vielfaches der Leistung, die für die Befeuerung benötigt wird.

## 5. Kombinierte Tages- und Nachtkennzeichnung

Für den Fall, dass die Standard-Tageskennzeichnung der WEA durch rote Farbstreifen an den Rotorblättern laut Baugenehmigung (BlmSchG) nicht zulässig ist, kann ein weißes Mittelleistungsfeuer mit 20.000 cd eingesetzt werden.

Für diesen Fall wird für die Kennzeichnung der SGRE-WEA eine kombinierte Tages- und Nachtkennzeichnung verwendet, die aus einer weißen 20.000 cd LED-Leuchte und einem „Feuer W, rot“ oder „Feuer W, rot ES“ inklusive Infrarot besteht.

Eine Befeuungsanlage besteht aus je einer Leuchte auf jeder Seite des Maschinenhauses, um die ständige Sichtbarkeit aus jeder Richtung zu gewährleisten. Die beiden Leuchten werden auf einen gemeinsamen Träger montiert, der wiederum auf dem Maschinenhaus befestigt ist. Auf Grund der hohen Betriebssicherheit der Leuchten ist eine redundante Ausführung der Leuchten nicht notwendig.

Zur Sicherstellung der Funktionstüchtigkeit erfolgt eine permanente Betriebsüberwachung. Störmeldungen werden über Signalleitungen abgegeben und in das Meldesystem der WEA integriert.

Die Umschaltung zwischen den beiden Leuchten (Tag- / Nachtbetrieb) erfolgt mittels eines Dämmerungsschalters. Bei der Installation von mehreren Befeuungen ist es möglich, die Anlagen mittels GPS zu synchronisieren.

## 6. Referenzen

(1) *TED\_9UPS0000000G\_Rev6\_UPS 100W 12h. 2022.*

(2) *Datasheet\_Obelux\_UPS-230-56\_v1.3\_20230628. 2023.*

## System zur Bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung

Seit der Einführung des neuen Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) im Jahr 2017 haben Betreiber von Windenergieanlagen (WEA) an Land nach § 9 Abs. 8 EEG die Pflicht ihre Anlagen mit einer Einrichtung zur bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung (BNK) von Luftfahrthindernissen auszustatten. Ab dem 1. Januar 2025 müssen alle WEA mit einem solchen System ausgestattet sein. Um die Anlagen entsprechend ausstatten zu können, ist die Nutzung von Transpondersignalen zugelassen. Hierzu werden in oder an einer WEA entsprechende Empfangsgeräte installiert. Diese empfangen neben den Transpondersignalen, die von Luftfahrzeugen mindestens alle 0,8 bis 1,2 Sekunden ausgesendet werden, auch die Antwort-Signale der Transponder auf Radarabfragen vom Boden und die Antwortsignale auf die TCAS-Abfragen weiterer Luftfahrzeuge. Mit diesen Informationen lässt sich bestimmen, ob und wie sich Luftfahrzeuge einer WEA nähern. Dadurch kann die Nachtkennzeichnung der Anlagen bedarfsgerecht gesteuert werden. Die im Windpark installierten Transponder-Empfangsgeräte dienen ausschließlich zum Empfang von Informationen; eine aktive Abfrage der Transponder im Luftfahrzeug erfolgt nicht.

Die Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV-KvL) beschreibt die Anforderungen an die BNK.

Insbesondere müssen alle Detektionssysteme, welche zur Steuerung einer BNK verwendet werden, hinsichtlich ihrer generellen Funktionsweise einmalig von einer Baumusterprüfstelle geprüft werden (Anhang 6 AVV-KvL).

Die Baumusterprüfung fordert für jedes System und jeden Einsatzstandort nach Anhang 6, Nummer 3 AVV-KvL einen individuellen Nachweis des Systemherstellers und/oder Anlagenbetreibers über die standortbezogene Erfüllung der Anforderungen auf Basis der Prüfkriterien nach Anhang 6, Nummer 2 (AVV-KvL).

Die Nachweisführung wird je nach System durch eine umfassende, individuelle Dokumentation erbracht, in der die Funktionsweise des BNK-Systems im Windpark detailliert dargestellt wird.

Der Antragssteller verpflichtet sich hiermit zur Installation und dem Betrieb einer transponderbasierten bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung.

Die folgende Dokumentation ist dem Genehmigungsantrag beigelegt; der BNK-Systemlieferant ist den folgenden Dokumenten zu entnehmen:

- Nachweis der Baumusterprüfung gemäß Anhang 6 Nummer 3 AVV-KvL durch eine vom Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur benannte Stelle
- Nachweis Qualitätsmanagement nach ISO 9001 gem. Anhang 6 Nummer 2 AVV-KvL
- Funktionsbeschreibung des BNK-Systems

---

WP Settinchen

System zur Bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung

Die folgende Dokumentation wird bei Vorliegen nach Antragstellung nachgereicht:

- Vorprüfung zur Zulässigkeit eines BNK-Systems am Standort (Stufe 1), mit Genehmigungserhalt
- Nachweis des Herstellers und/oder Anlagenbetreibers über die standortbezogene Erfüllung der Anforderungen auf Basis der Prüfkriterien nach Anhang 6, Nummer 2 AVV-KvL (Stufe 2), nach WEA-Inbetriebnahme

Rechtsquellen:

AVV-KvL: Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen, BAnz AT 30.04.2020 B4, Geändert durch Verwaltungsvorschrift vom 15. Dezember 2023 (BAnz AT 28.12.2023 B4)

EEG: Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 5. Februar 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 33) geändert worden ist

# ZERTIFIKAT

BNK 180820 001 Rev. 00

<b>Zertifikatsinhaber:</b>	<b>Lanthan Safe Sky GmbH</b> Wieslocher Str. 38 69190 Walldorf
<b>Produkt:</b>	System für die bedarfsgesteuerte Nacht Kennzeichnung (BNK)
<b>Modell:</b>	STHDS 4.0
<b>Kenndaten:</b>	s. Anhang 1
<b>Geprüft nach:</b>	Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen vom 24. April 2020

Hiermit wird bescheinigt, dass o.g. Baumuster die Anforderungen an die bedarfsgesteuerte Nacht Kennzeichnung (BNK) gemäß Anhang 6 der AVV zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen erfüllt.

**Gültigkeit:** bis auf Widerruf  
s. Anhang 2

**Berlin, 18.08.2020**



benannte Stelle  
Florian Schmidt (Prokurist)



airsight GmbH  
Gustav-Meyer-Allee 25  
D-13355 Berlin  
tel +49 30 45 80 31 77  
fax +49 30 45 80 31 88  
web [www.airsight.de](http://www.airsight.de)

airsight GmbH  
Gustav-Meyer-Allee 25  
13355 Berlin

Tel.: +49 30 45803177  
Fax: +49 30 45803188  
E-Mail: [wind@airsight.de](mailto:wind@airsight.de)

# Anhang 1:

## Baumustergeprüfte Systemkonfiguration

<b>Hersteller:</b>	Lanthan Safe Sky GmbH
<b>Produktname:</b>	STHDS 4.0
<b>Produktversion:</b>	„Baseline 0“ Git-Hash: „8f135418bce18e6e9e25f473ffcb1ff8f4b7718f“
<b>Produktbestandteile (Hardware-Komponenten):</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• ATS-3: Assembled Cabinet</li><li>• ATS-4: Assembled Cabinet</li><li>• ATM-1: Routers</li><li>• ATM-2: Routers</li><li>• ATM-3: Routers</li><li>• ATM-4: Centrale Module</li><li>• ATM-5: I/O Module</li><li>• ATM-6: Traffic Module</li></ul>
<b>Produktbestandteile (Software-Komponenten):</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Power management bootloader - ATSPM_VER_1.hex</li><li>• Power management application - ATSSTMBL_VER_5.hex</li><li>• Embedded Linux bootloader - u-boot_0.tar.gz</li><li>• Embedded Linux system image - zImage_0</li><li>• ATS server process supervisor - serverfs_0.tar.gz</li><li>• ATS server executables - workdir_0.tar.gz</li><li>• SQL database schema - DB_SQL_Schema_0.txt</li></ul> <p>3rd Party Firmware:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Single Board Computer firmware</li><li>• Routers</li><li>• LTE modems</li><li>• 1090 MHz Receiver</li><li>• Flarm receiver</li></ul>
<b>Dokumentreferenzen</b>	BNK_TK_008_ATS-BNK-Hardware-Configuration-Index_V03
<b>Konfigurationsdokumentation:</b>	BNK_TK_007_ATS-BNK-Software-Configuration-Index_V03

Berlin, 18.08.2020

## Anhang 2: Umgang mit Änderungen im Rahmen der Baumusterprüfung

### **Produktänderungen**

Anpassungen am BNK-System, welche grundlegende Eigenschaften des Systems (wie in Anhang 1 definiert) ändern, die eine Relevanz innerhalb der Baumusterprüfung haben, müssen vor Umsetzung durch die benannte Stelle (airsight GmbH) genehmigt werden.

Folgende Änderungen sind als baumusterrelevant einzustufen:

- Änderungen an Software oder Hardware, die Auswirkungen auf die Betriebssicherheit des BNK-Systems haben
- Änderungen der Kernverfahren, insbesondere Verfahren zur Luftverkehrsdetektion und Bestimmung, ob ein LFZ sich im Wirkungsraum befindet
- Änderungen der Robustheitsanforderungen, insbesondere der „Fail-Safe“-Funktionalität
- Entfernen bestehender Funktionalitäten
- Änderungen der Kommunikationsverfahren
- Änderungen der (Selbst-)Überwachungsfähigkeiten des Systems

Andere Produktänderungen, dürfen eigenständig von Hersteller umgesetzt werden. Bei Herausgabe einer neuen produktiven Version, sind alle Änderungen zur vorherigen produktiven Version der benannten Stelle mitzuteilen.

Beispiele für nicht-genehmigungspflichtige Änderungen sind u.a.:

- Fehlerbehebungen innerhalb bestehender Komponenten
- Optimierung von Komponenten hinsichtlich ihrer Funktionalität
- Austausch von Bauteilen zur Optimierung der Systemfunktionalität
- Ergänzung/Konfiguration neuer Schnittstellen zum Hindernisfeuer im Rahmen der bestehenden Architektur
- Änderungen der Dokumentation

Die benannte Stelle behält sich vor, nachträglich Änderungen als baumusterrelevant einzustufen.

### **Unternehmensänderungen**

Änderungen der Organisation des Herstellers, welche einen Einfluss auf die Sicherstellung der Produktqualität des BNK-Systems haben, müssen der benannten Stelle unverzüglich mitgeteilt werden.

Dieses umfasst u.a. folgende Änderungen in der Unternehmensorganisation des Herstellers:

- Änderungen in der Qualitätssicherungsorganisation bzgl. der Produktentwicklung und Produktherstellung sowie Produktwartung in Bezug auf BNK
- Auswahl und Einbindung von neuen Unterauftragnehmern für die Entwicklung und Weiterentwicklung von Kernkomponenten des BNK-Produktes, insbesondere für Komponenten der Verkehrsdetektion
- Ablauf von Zertifikaten bzgl. Qualitätsmanagementsystem, Entwicklung, Produktion, Wartung

Die benannte Stelle behält sich vor, den Erhalt der Baumusterzulassung nach organisatorischen Änderungen im Rahmen von Audits zu prüfen.

### **Meldung von Änderungen**

Die Änderungsmeldungen sind ausschließlich schriftlich per E-Mail an [wind@airsight.de](mailto:wind@airsight.de) zu richten.

### **Prüfung von baumusterprüfungsrelevanten Änderungsanforderungen**

Nach Eingang wird die benannte Stelle eine Prüfung der angeforderten Änderungen durchführen. Die Prüfungsdauer hängt maßgeblich vom Umfang und der Sicherheitsrelevanz der angemeldeten Änderungen ab.

Sofern die Prüfung der Änderungen positiv abgeschlossen wurde, stellt die benannte Stelle dem Prüfkandidaten einen aktualisierten Bescheid über die Baumusterprüfung aus, welcher die Änderungen explizit aufführt.

### **Nachsatz**

Änderungen des Produktes sowie der Unternehmensorganisation des Herstellers, können nach Negativprüfung durch die benannte Stelle zum (zeitweisen) Entzug der Baumusterprüfung führen und ziehen eine Neuprüfung nach sich.

**Berlin, 18.08.2020**

# Produktbeschreibung

Lanthan Safe Sky Transponder BNK STHDS 4.0

Datum: 14.04.2023  
Version: 13  
Classification: Confidential

## Disclaimer / Ausschlussklärung

Lanthan Safe Sky GmbH

Wieslocher Str. 38  
69190 Walldorf  
Germany

Tel.: +49 - 6227 69 89 630

[www.lanthan-safe-sky.com](http://www.lanthan-safe-sky.com)

Copyright © 2020 Lanthan Safe Sky GmbH

Sämtliche Rechte vorbehalten.

Schutzvermerk DIN ISO 16016: Die Reproduktion, der Vertrieb und die Verwendung dieses Dokuments sowie die Kommunikation seines Inhalts an Dritte ohne ausdrückliche schriftliche Genehmigung seitens der Lanthan Safe Sky GmbH ist untersagt. Zuwiderhandelnde haften für den dadurch eingetretenen Schaden. Im Falle der Gewährung eines Patents, eines Gebrauchsmusters oder Musters sind sämtliche Rechte vorbehalten.

Bitte stellen Sie die Verwendung der geltenden Spezifikationen in ihrer jeweils letzten Fassung sicher. Bilder und Skizzen stellen nicht notwendigerweise den exakten Lieferumfang dar und können jederzeit technischen Änderungen unterliegen. Bitte beachten Sie, dass dieses Dokument unter Umständen nicht notwendigerweise mit den projektspezifischen Anforderungen übereinstimmt.

Arbeitsverfahren, die gegebenenfalls in dieser Produktbeschreibung aufgezeigt sind, entsprechen sowohl deutschen Sicherheitsvorschriften und Bestimmungen als auch den eigenen internen Sicherheitsvorschriften und Bestimmungen der Lanthan Safe Sky GmbH. Im Rahmen nationaler Gesetze anderer Länder können unter Umständen andere oder darüberhinausgehende Sicherheitsanforderungen gestellt werden.

Es ist unerlässlich, dass sämtliche Sicherheitsmaßnahmen, sowohl projekt- als auch länderspezifischer Art, strikt eingehalten werden. Es ist die Pflicht eines Kunden, sich entsprechend zu informieren und diese Maßnahmen umzusetzen und einzuhalten. Die Anwendbarkeit und Gültigkeit der relevanten gesetzlichen und/oder vertraglichen Bestimmungen, der technischen Richtlinien, DIN-Standards und sonstiger vergleichbarer Vorschriften werden durch den Inhalt der Produktbeschreibung bzw. darin enthaltenen Inhalte nicht ausgeschlossen. Vielmehr gelten diese Bestimmungen und Vorschriften weiterhin ohne Einschränkung. Sämtliche in dieser Produktbeschreibung enthaltenen Informationen können jederzeit ohne Mitteilung an den Kunden oder Zustimmung durch den Kunden Änderungen unterliegen.

Die Lanthan Safe Sky GmbH übernimmt keinerlei Haftung für Fehler oder Auslassungen in Bezug auf den Inhalt dieser Produktbeschreibung. Rechtliche Ansprüche gegenüber der Lanthan Safe Sky GmbH, die auf Schäden durch die Nutzung oder Nichtnutzung der hier vorgelegten Informationen oder auf der Nutzung von fehlerhaften oder unvollständigen Informationen beruhen, sind ausgeschlossen.

Sämtliche in diesem Dokument genannten Marken oder Produktnamen sind Eigentum ihrer jeweiligen Inhaber.

Im Hinblick auf die ständige technische Weiterentwicklung und Verbesserung unserer Produkte behalten wir uns Änderungen in Konstruktion und Ausführung gegenüber den in unseren verschiedenen Druckschriften gemachten Angaben vor, sofern hierdurch nicht der Wert der angebotenen Erzeugnisse beeinträchtigt wird. Dies gilt auch für Änderungen, die dem Erhalt der Lieferfähigkeit der von uns angebotenen Erzeugnisse dienen.

## Inhaltsverzeichnis

Disclaimer / Ausschlussklärung.....	2
Abbildungsverzeichnis.....	4
Tabellenverzeichnis.....	4
Abkürzungsverzeichnis.....	4
Index.....	5
1 Einleitung.....	6
2 Generelle Systembeschreibung.....	7
2.1 ATS-3.....	8
2.2 ATS-4.....	10
2.3 ATS-5.....	11
2.4 ATS-Server.....	12
3 Antennen.....	13
3.1 Empfangsantennen.....	13
3.2 LTE Antennen.....	14
3.3 GPS Antenne.....	14
4 Blitzschutzkonzept.....	14
4.1 Generell.....	14
4.2 Externe Antennen.....	15
5 Systemauslegung.....	16
5.1 Reichweiten.....	16
5.2 Systemintegration.....	16
5.3 Kommunikation.....	16
5.4 Web Portal.....	16

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schema zur technischen Umsetzung der Transponder-BNK (mit redundanter LTE-Verbindung).....	7
Abbildung 2: Schema zur technischen Umsetzung der Transponder-BNK (ATS-4 an zentralem Signal-Einspeisepunkt) .....	8
Abbildung 3: ATS-3 Schaltschrank.....	9
Abbildung 4: ATS-4 Schaltschrank.....	10
Abbildung 5: ATS-Antennen mit Montageoption an horizontaler Struktur .....	13
Abbildung 6: ATS-Antennen mit Montageoption an vertikaler Struktur .....	13
Abbildung 7: LTE-Antenne mit Halterung .....	14
Abbildung 8: GPS Antenne .....	14
Abbildung 9: Gasentlader.....	15
Abbildung 10: Login Seite des Lanthan Safe Sky Webportals.....	17
Abbildung 11: Auszug aus einem Bericht mit Logdaten .....	17

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Technische Eigenschaften des ATS-3.....	9
Tabelle 2: Technische Eigenschaften des ATS-4.....	10
Tabelle 3: Technische Eigenschaften des ATS-5.....	12

## Abkürzungsverzeichnis

ATS	Air Traffic System
AVV	Allgemeine Verwaltungsvorschrift
BNK	Bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung
DSGVO	Datenschutz-Grundverordnung
UW	Umspannwerk
ÜGS	Übergabestation
WEA	Windenergieanlage

## Index

Revision	Änderungen	Autor	Datum	Geprüft	Datum
01	Ersterstellung	Marc Förderer Gerd Möller Steven Siemen	26.07.2019	Mitja Klatt	29.07.2019
02	Aktualisierung	Johannes Garrecht	24.09.2019	Gerd Möller	24.09.2019
03	Aktualisierung	Steven Siemen	20.01.2020	Mitja Klatt	22.01.2020
04	Aktualisierung, Ergänzung	Marten Seifert	20.05.2020	Lennard Klümper	22.05.2020
05	Anpassung an QM- Maske	Lennard Klümper	25.05.2020	Marten Seifert	25.05.2020
06	Änderungen an 4.1 und 4.5	Marten Seifert	23.06.2020	Lennard Klümper	25.06.2020
07	Diverse Fehler Classification	Olaf Schultz	02.07.2020	Lennard Klümper	02.07.2020
08	Erläuterung Lanthan Safe Sky GmbH	Lennard Klümper	15.10.2020	Andrea Rohde	15.10.2020
09	Änderungen	Marc Förderer	27.10.2020	Olaf Schultz	29.10.2020
10	Anpassung der Frist	Lennard Klümper	17.02.2021	Marc Förderer	17.02.2021
11	Einfügen ATS-5	Marc Förderer	07.06.2021	Mitja Klatt	08.06.2021
12	Verzeichnisse und Fristen aktualisieren	Lennard Klümper	06.12.2022	Steven Siemen	06.12.2022
13	Umbau auf r2	Christian Hammer	20.12.2022	Jonathan Stecher	14.04.2023

## 1 Einleitung

Der Gesetzgeber hat Windenergieanlagenbetreiber verpflichtet, innerhalb der gesetzlich vorgesehenen Fristen eine bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung (nachfolgend BNK) von Windenergieanlagen entsprechend der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen umzusetzen. Bei nicht fristgerechter Umsetzung drohen finanzielle Sanktionen für die Betreiber. Für diesen Zweck bietet die Lanthan Safe Sky GmbH ein transponderbasiertes BNK-System für Windenergieanlagen an.

Das System STHDS 4.0 ist eine umfassende und baumustergeprüfte Lösung für die AVV konforme Detektion von relevanten Luftfahrzeugen für Windparks.

Der modulare und flexible Aufbau von STHDS 4.0 ermöglicht durch die individuellen Systemkonfigurationen, den Anforderungen des Projekts mit einer zugeschnittenen Lösung für die AVV-konforme Detektion von Luftfahrzeugen und Signalintegration in den Windpark gerecht zu werden.

Im Folgenden wird das Produkt der Lanthan Safe Sky GmbH für die Transponder BNK näher beschrieben.

## 2 Generelle Systembeschreibung

Das transponderbasierte BNK-System STHDS 4.0 besteht im Wesentlichen aus drei Komponenten. Dem Verkehrsdatenempfangssystem (ATS-3) zur Luftraumüberwachung, der zentralen BNK-Servereinheit (ATS-Server) als übergeordnete Systemeinheit und dem Schnittstellenmodul (ATS-4) zur Signalanbindung an das kompatible Befuerungssystem oder die Windparkschnittstelle. Die Unterdrückung der roten Nachbefeuerung erfolgt, sobald systemseitig sichergestellt ist, dass sich kein Luftfahrzeug im relevanten Bereich befindet. Es sind individuelle Systemkonfigurationen möglich. Die Standardsystemkonfigurationen sind nachfolgend in der Abbildung 1 und Abbildung 2 dargestellt. Die technisch notwendigen Systemanordnungen müssen für das jeweiligen Projekt geprüft werden.

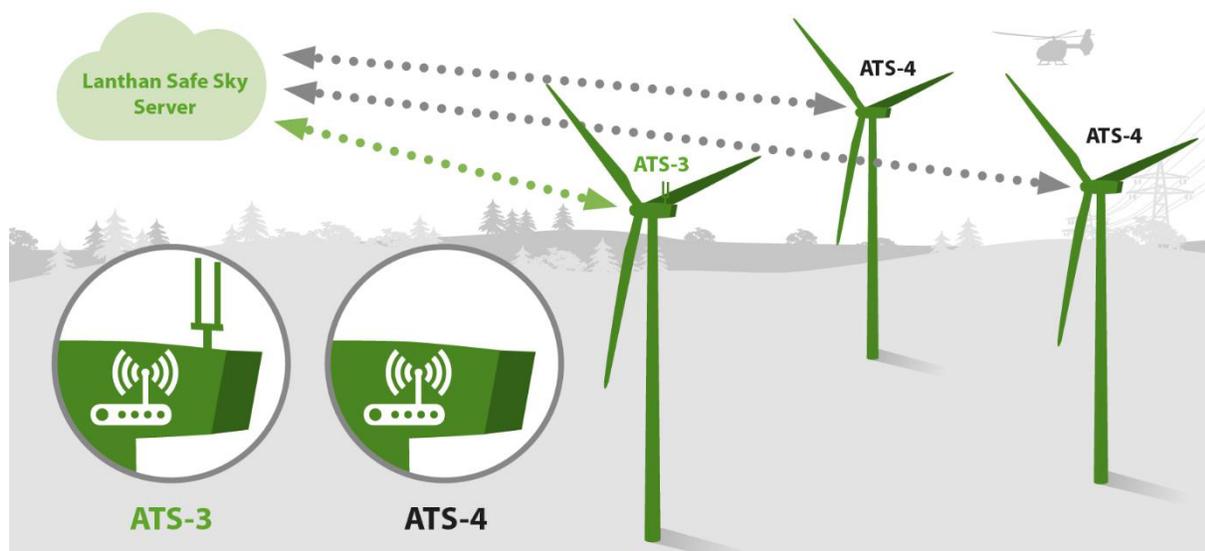


Abbildung 1: Schema zur technischen Umsetzung der Transponder-BNK (ATS-4 dezentral )

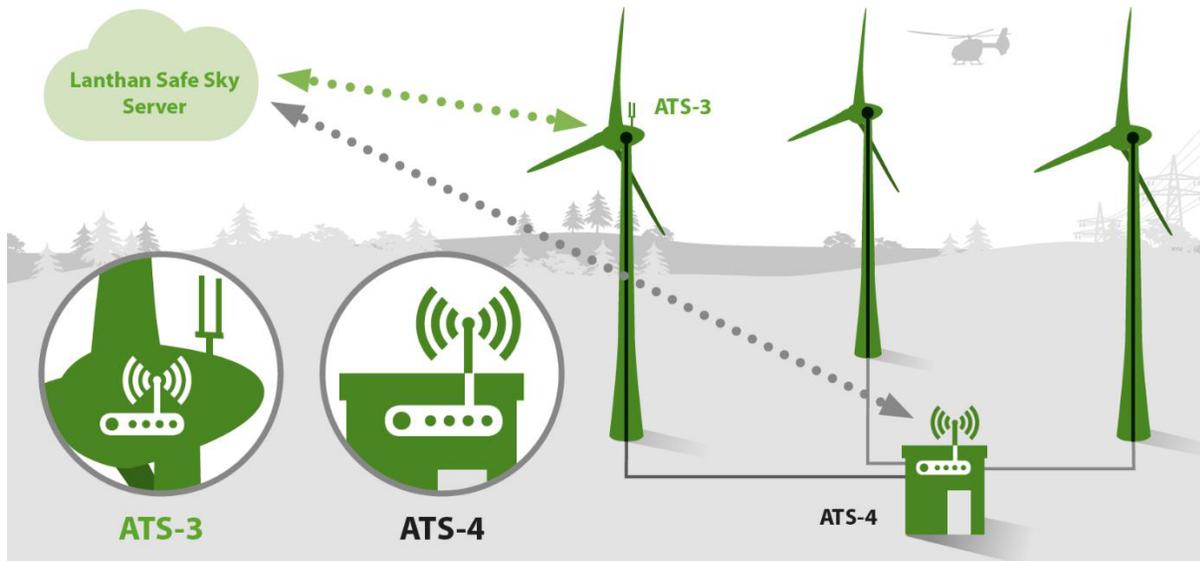


Abbildung 2: Schema zur technischen Umsetzung der Transponder-BNK (ATS-4 zentral)

## 2.1 ATS-3

Der ATS-3 ist eine Detektionseinheit für den relevanten Flugverkehr und in der Abbildung 3 dargestellt. Der ATS-3 verfügt über Empfänger für Signale, die von Luftfahrzeugen ausgesendet werden. Neben Transpondersignalen werden zusätzlich weitere Signale zur Verbesserung der Detektion verwendet. Das System besteht aus Empfangsantennen und einem Steuerschrank mit dazugehöriger Signalverarbeitungs- und Steuerungskomponente. Vom ATS-3 werden die Daten des erfassten Flugverkehrs an den zentralen ATS-Server zur Auswertung gesendet. Das BNK-Steuersignal kann der Flugbefehrer über potentialfreie Kontakte oder Kommunikationsprotokolle, wie z.B. Modbus/TCP, bereitgestellt werden.

Der ATS-3 verfügt über Sicherheitsfunktionen, z.B. die Prüfung des eigenen Systemzustands sowie redundant ausgelegte Kommunikationskanäle. Zusätzlich beinhaltet der ATS-3 umfangreiche Selbsttestfunktionen, die bei Ausfall rote Nachtkennzeichnung aktiviert und so den Fail-Safe-Betrieb auslöst. Des Weiteren verfügt der ATS-3 über Schnittstellenfunktionen zur Ansteuerung des Befehrsystems, sodass auf einer WEA, in der ein ATS-3 installiert wurde, kein ATS-4 erforderlich ist.

<b>Eigenschaften</b>	<b>ATS-3</b>
----------------------	--------------

Gehäusemaße	380x380x201mm (BxHxT)
Gewicht	< 15 kg
Versorgungsspannung	230 V AC (50 Hz)
Eingangssicherung	C2A
Verfügbare Schnittstellen	Ethernet/ RJ45 24V-Signal/potentialfreie Kontakte LWL (optional)
Implementierte Protokolle	Modbus TCP/IP

Tabelle 1: Technische Eigenschaften des ATS-3

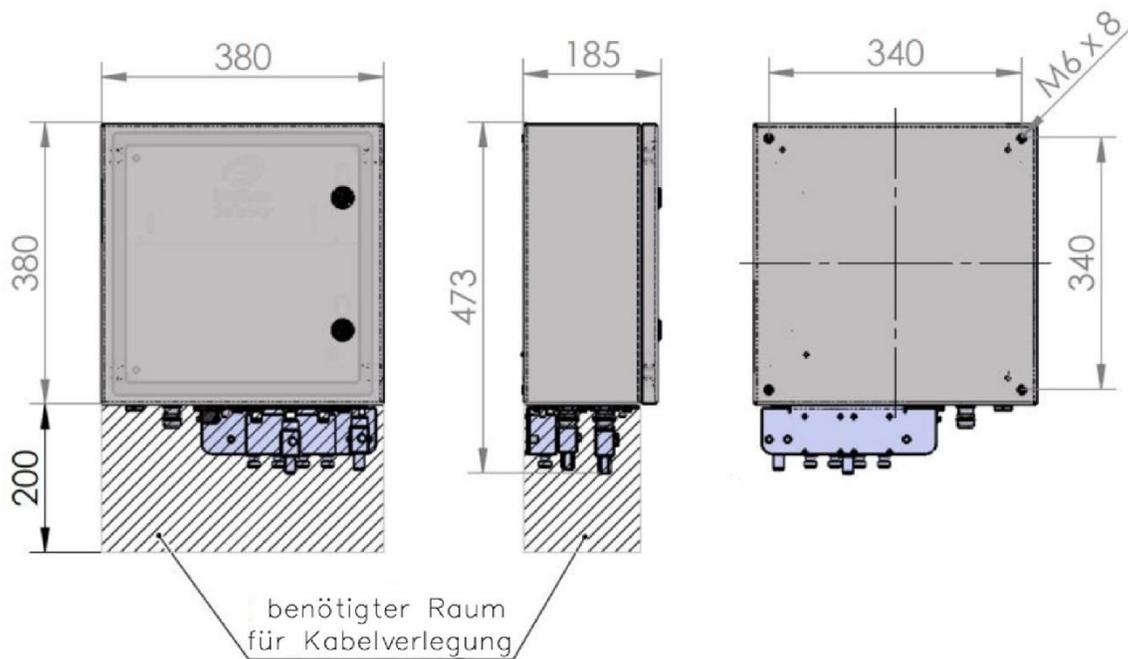


Abbildung 3: ATS-3 R2 Schaltschrank

## 2.2 ATS-4

Der ATS-4 ist eine separate Schnittstelleneinheit, welche Steuerungsbefehle (auch BNK-Signale genannt) von der ATS-Server Infrastruktur erhält und an den Windpark bzw. an die Befuerung der WEA weitergibt. Der ATS-4 Schaltschrank ist in Abbildung 4 dargestellt.

Eigenschaften	ATS-4
Gehäusemaße	380x380x201mm (HxBxT)
Gewicht	< 15 kg
Versorgungsspannung	230 V AC (50 Hz)
Eingangssicherung	C2A
Verfügbare Schnittstellen	Ethernet/RJ45 24V-Signal/potentialfreie Kontakte LWL (optional)
Implementierte Protokolle	Modbus / TCP IP

Abbildung 2: Technische Eigenschaften des ATS-4 R2

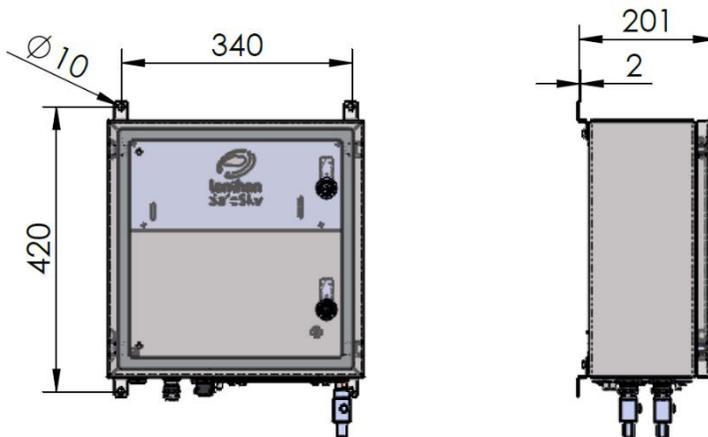


Abbildung 4: ATS-4 Schaltschrank

Für die Signalübertragung wird entweder ein ATS-4 pro Netzwerk benötigt, unter der Voraussetzung, dass im entsprechenden WEA Typen- und Windparknetzwerk eine Signalverteilung möglich ist, oder es wird auf jeder WEA ein ATS-4 mit direkter Anbindung an das Befuerungssystem benötigt.

Der ATS-4 kann flexibel an die unterschiedlichen Schnittstellen nahezu aller verschiedenen WEA angepasst werden. Zusätzlich verfügt der ATS-4 über weitere Steuer- und Rückmeldefunktionen, u.a. für Infrarotbefeuernungen.

Er verfügt weiterhin über Sicherheitsfunktionen, z.B. die Prüfung des eigenen Systemzustands sowie redundant ausgelegte Kommunikationskanäle.

Der ATS-4 befindet sich in einem Schaltschrank, der mit unterschiedlichen Befestigungsmöglichkeiten im Maschinenhaus der WEA befestigt werden kann. Alternativ ist er auch in der 19 Zoll Rack Variante verfügbar.

### 2.3 ATS-5

Der ATS-5 ist eine Erweiterungseinheit für die Verkehrsdetektion. Der ATS-5 verbessert die Empfangsabdeckung innerhalb des Erfassungsraums (auch: Detektionsraum) eines ATS-3. Der ATS-5 kommt in solchen Projekten zum Einsatz, in denen die topografische Situation eine Empfangsabdeckung bis zum Boden durch nur einen ATS-3 erschwert. Die Notwendigkeit wird projektspezifisch untersucht.

Das System besteht aus einer Reihe an Empfangsantennen und einem Schaltschrank mit dazugehöriger Signalverarbeitungs- und Steuerungskomponente. Vom ATS-3 werden die Daten des erfassten Flugverkehrs an den zentralen ATS-Server zur Auswertung gesendet. Das BNK-Steuersignal kann der Flugbefeuernung über potentialfreie Kontakte oder Kommunikationsprotokolle, wie z.B. Modbus/TCP, bereitgestellt werden.

Der ATS-5 verfügt über Sicherheitsfunktionen, z.B. die Prüfung des eigenen Systemzustands sowie redundant ausgelegte Kommunikationskanäle. Zusätzlich beinhaltet der ATS-5 umfangreiche Selbsttestfunktionen, die bei Ausfall die Unterdrückung der Kennzeichnung unterbinden.

Des Weiteren verfügt der ATS-5 über Schnittstellenfunktionen zur Ansteuerung der Befeuernung, sodass dieser ebenfalls die Befeuernung der WEA, in deren Gondel er installiert ist, dezentral steuern kann.

<b>Eigenschaften</b>	<b>ATS-5</b>
----------------------	--------------

Gehäusemaße	Max. 380x380x201mm (HxBxT)
Gewicht	< 15 kg
Versorgungsspannung	230 V AC (50 Hz)
Eingangssicherung	C2A
Verfügbare Schnittstellen	Ethernet/RJ45 24V-Signal/potentialfreie Kontakte LWL (optional)
Implementierte Protokolle	Modbus / TCP IP

**Tabelle 3: Technische Eigenschaften des ATS-5**

## 2.4 ATS-Server

Für den Betrieb der BNK wird eine eigens dafür entwickelte Serverinfrastruktur bereitgestellt. Diese übernimmt die Verarbeitung, Speicherung und Verwaltung von Daten (Verkehrsdaten der einzelnen Empfängerantennen und BNK-Schaltungen der Flugbefeuerungen).

Bei der Serverinfrastruktur handelt es sich um eine professionelle Lösung, die den Anforderungen an sichere Datenübermittlung und DSGVO konformer Speicherung, Systemintegrität und Ausfallsicherheit entspricht.

Auf dem zentralen Serversystem werden die einzelnen ATS-Geräte angebunden und so die Konfiguration und Administration für die angeschlossenen Windenergieanlagen vorgenommen.

### 3 Antennen

Für die Systemfunktion werden verschiedene Antennen verwendet, welche an definierten Positionen im Windpark positioniert werden müssen.

#### 3.1 Empfangsantennen

Diese Empfangsantennen werden auf dem Dach des Maschinenhauses der WEA montiert. Die Montage der Antennen erfolgt auf einen Halter, welcher projektspezifisch angepasst werden kann und an unterschiedlichen Strukturen (wie z.B. Wettermast, Sensorhalter) montiert wird. Zwei Beispiele sind Abbildung 5 und Abbildung 6 zu entnehmen.

Durch bereits vorhandene oder neu zu herzustellende Kabeldurchführungen wird die Verbindung der Antennen mit Koaxialkabeln zum ATS-3 (Verkehrsdatenempfängereinheit) hergestellt.

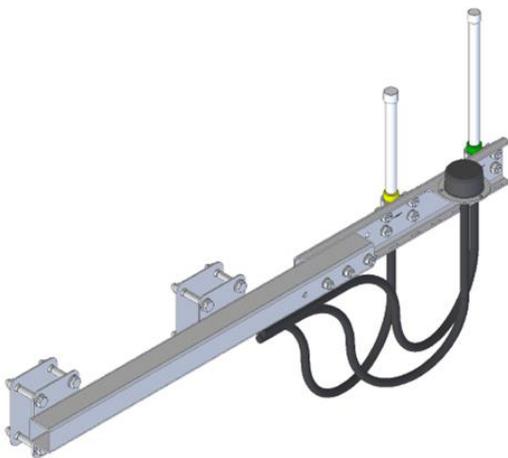


Abbildung 5: ATS-Antennen mit Montageoption an horizontaler Struktur



Abbildung 6: ATS-Antennen mit Montageoption an vertikaler Struktur

### 3.2 LTE-Antennen

Die Kommunikation zwischen ATS-Komponenten und dem zentralen ATS-Server erfolgt vorrangig über LTE-Verbindungen. Es werden immer zwei Antennen pro ATS-Gerät eingesetzt und in der Nähe des ATS-Schaltschranks montiert. Die Abbildung 7 zeigt beispielhaft eine LTE-Antenne. In Einzelfällen, sofern eine LTE-Signalabschwächung aufgrund der gewählten ATS-Position (z.B. Stahl-Maschinenhaus, Stahlbetonwände der ÜGS bzw. des UW) erwartet wird, erfolgt projektspezifisch eine Verlagerung der LTE-Antennen nach außerhalb.

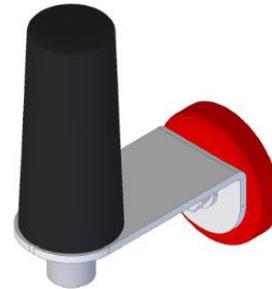


Abbildung 7: LTE-Antenne mit Halterung

### 3.3 GPS-Antenne

Die GPS-Antenne dient der genauen Positionsbestimmung der Verkehrsdetektionseinheit relativ zu den erfassten relevanten Luftfahrzeugen.



Abbildung 8: GPS-Antenne

## 4 Blitzschutzkonzept

### 4.1 Generell

Für alle Einbauten der ATS-Produktserie in das WEA Maschinenhaus, Turmfuß oder in der Übergabestation erfolgt ein Anschluss an die Potentialausgleichschiene. Des Weiteren ist die

Spannungsversorgung gegen primärseitig auftretende Überspannungen durch einen integrierten Feinschutz geschützt. Alle nachfolgen beschriebenen Elemente sind ebenfalls mittels ausreichend dimensionierter Leitungen an den anlagenseitigen Potentialausgleich angeschlossen.

## 4.2 Externe Antennen

Die Antennen eines ATS-Systems sind aufgrund ihrer exponierten Lage einer latenten Blitzschlaggefahr ausgesetzt, welche ohne Schutzmaßnahmen zu Schäden an Systemkomponenten führen könnte.

Daher wird der Montageort für Antennen in Abstimmung mit dem WEA Hersteller unter Beachtung der entsprechenden Blitzschutzzonen im Rahmen der Projektierung sorgfältig ausgewählt.

Um Schäden an Systemkomponenten zu vermeiden, kommen verschiedene Schutzelemente mit aufeinander abgestimmter Selektivität zum Einsatz.

Generell sind alle HF-Eingänge der ATS-Systemkomponenten zusätzlich zu den nachfolgend beschriebenen Schutzelementen mit einer hochvoltfesten Schutzbeschaltung versehen.

### 4.2.1 LTE- und/ oder GPS-Antennen

Zwischen GPS-Antenne bzw. extern montierter LTE-Antenne und dem ATS-3 oder ATS-5 Schaltschrank kommen hierzu Überspannungsschutzelemente mit Gasentlader zum Einsatz.



Abbildung 9: Gasentlader

### 4.2.2 Flarm und 1090 MHz-Antennen

Der Blitzschutz des Verkehrsempfängers erfolgt mittels geeigneter Bandpassfilter, die in die jeweilige Antennenleitung eingeschleift werden. Neben einer Reduzierung des Störpegels auf der Nutzfrequenz erfolgt durch den Einsatz dieser Komponenten eine galvanische Trennung zwischen Filterein- und ausgang. So wird ein wirksamer Blitzschutz erreicht.

## 5 Systemauslegung

### 5.1 Reichweiten

Eine ATS-3 Detektionseinheit kann bei günstigen topographischen Verhältnissen einen Bereich von 10km abdecken (Erfassungs- oder Detektionsraum). Die Wirkungsräume aller in Abdeckung befindlicher WEA (4km) müssen in dieser Distanz aufgehen. Bei ungünstigen topographischen Gegebenheiten, z.B. großen Hindernissen im Empfangsbereich des ATS-3, sind eventuell zusätzlich ATS-5 Detektionseinheiten erforderlich. Dies wird in der Detailplanung projektspezifisch festgelegt und im Rahmen der Standortgenehmigung behördlich geprüft.

### 5.2 Systemintegration

Die Systemintegration umfasst die Entwurfs-, Detail- und Ausführungsplanung (Montagemöglichkeit der Schaltschränke und Antenne, Vorgaben für Leitungsverlegung, benötigtes Material), den Remote-Support (telefonisch, per Mail) während der Installation und Inbetriebnahme sowie die Integration in die Server Infrastruktur für jede WEA des Projekts.

### 5.3 Kommunikation

Die Kommunikation der ATS-Schnittstelleneinheit mit dem zentralen ATS-Server erfolgt über bauseitig bereitgestellte und verfügbare (physikalische Schnittstelle) Breitband-Internetverbindung im Windpark oder alternativ über eine redundant ausgelegte LTE-Mobilfunkverbindung.

Für die ATS-Einheiten liegen Kompatibilitätserklärungen zum Befuerungssystem mit verschiedenen Herstellern vor.

### 5.4 Web-Portal

Ein Kunden-Web-Portal ermöglicht dem Betreiber mit entsprechenden Zugangsdaten (Login-Daten) den Zugriff auf relevante Systemdaten. Für User und Administratoren werden über ein

Rechtekonzept gesicherte und entsprechend berechtigte Zugänge zu einem Web-Portal zur Verfügung gestellt.

Auf dieser Systemweboberfläche kann die Systemkonfiguration der Transponder BNK (Zuordnung der Systemkomponenten je WEA des Projekts) sowie deren Status eingesehen werden.

Gemäß Anforderungen der AVV-Kennzeichnung werden Berichte (Betriebsprotokolle) über die Systemfunktion (BNK-Schalthandlungen) der letzten 30 Tage gespeichert. Weiterhin werden die Ergebnisse des Funktionstests alle sechs Monate zum Download zur Verfügung gestellt. Darüber hinaus bietet das Web-Portal die Möglichkeit, Berichte auf Wunsch zu konfigurieren (z.B. Anpassung des betrachteten Zeitraums).

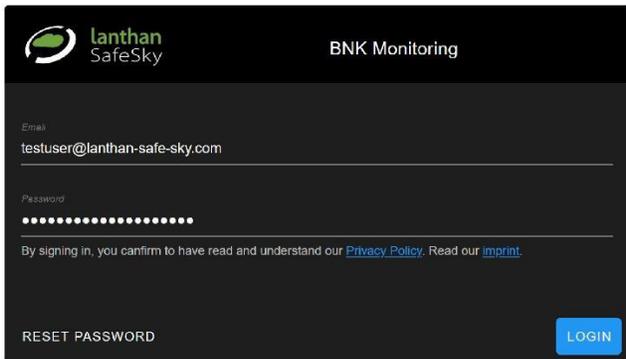


Abbildung 10: Login Seite des Lanthan Safe Sky Webportals

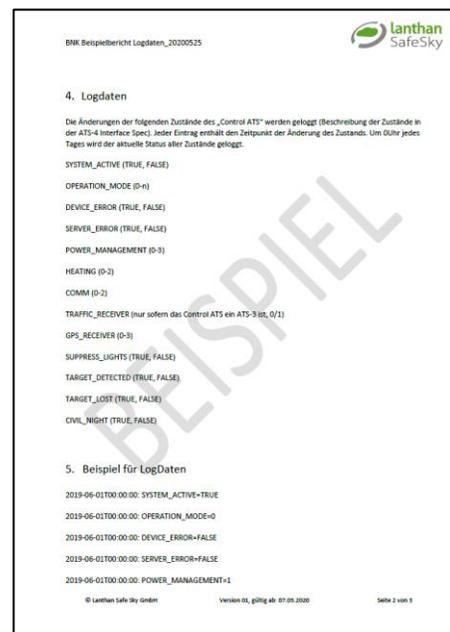


Abbildung 11: Auszug aus einem Bericht mit Logdaten

# Zertifikat



Die Zertifizierungsstelle der VQZ Bonn GmbH bescheinigt hiermit, dass das Unternehmen

## Lanthan Safe Sky GmbH

Wieslocher Str. 38  
69190 Walldorf  
Deutschland



für den Geltungsbereich

Vertrieb mit transponderbasierten Systemen zur Bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung (BNK) von Luftfahrthindernissen und zugehöriger IT-Infrastruktur

ein Managementsystem in Übereinstimmung mit dem Standard

## DIN EN ISO 9001:2015

eingeführt hat und anwendet.

Das Unternehmen hat in einem Zertifizierungsaudit, Berichtsnummer B12190-7331, nachgewiesen, dass sein Managementsystem den Forderungen des Standards entspricht.

Registrierungsnummer	12190-3241
Das Zertifikat ist gültig ab dem	22.05.2023
Das Zertifikat ist gültig bis zum	21.05.2026
Beim VQZ Bonn zertifiziert seit	22.05.2020
Bonn-Bad Godesberg, den	15.05.2023



Leiter der Zertifizierungsstelle  
Prof. Dr. Peter Hampe

<b>16.1.8 Abstände / Erschließung (pro Anlage aus 16.1.1 ein Formblatt 16.1.8)</b>
--

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA 1				
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten		Ostwert	Nordwert
SG-170-6,6MW-165mNH	ABO Energy KGaA			33422198	5726384

**Anlagenstandort**

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
	Gollmitz	5	13		

**Abstand nach LBauO**

siehe 2.3.1					<input checked="" type="checkbox"/>
-------------	--	--	--	--	-------------------------------------

**Erschließung**

siehe 2.3.1					<input checked="" type="checkbox"/>
-------------	--	--	--	--	-------------------------------------

**Gewässerquerung**

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

**Rückzubauende Anlage (Repowering)**

1.

Anlagentyp		ETRS 89/UTM Koordinaten			Genehmigung			Zustimmung
Betreiber		Ostwert		Nordwert		Datum	AZ.:	
Gemeinde		Gemarkung		Flur		Flurstücke		<input type="checkbox"/>

<b>16.1.8 Abstände / Erschließung (pro Anlage aus 16.1.1 ein Formblatt 16.1.8)</b>
--

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA 2				
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten		Ostwert	Nordwert
SG-170-6,6MW-165mNH	ABO Energy KGaA			33422775	5726460

**Anlagenstandort**

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
	Gollmitz	4	8		

**Abstand nach LBauO**

siehe 2.3.1					<input checked="" type="checkbox"/>
-------------	--	--	--	--	-------------------------------------

**Erschließung**

siehe 2.3.1					<input checked="" type="checkbox"/>
-------------	--	--	--	--	-------------------------------------

**Gewässerquerung**

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

**Rückzubauende Anlage (Repowering)**

1.

Anlagentyp		ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung			Zustimmung
Betreiber		Ostwert		Nordwert		Datum		AZ.:	
Gemeinde		Gemarkung		Flur		Flurstücke			<input type="checkbox"/>

<b>16.1.8 Abstände / Erschließung (pro Anlage aus 16.1.1 ein Formblatt 16.1.8)</b>
--

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA 3				
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten		Ostwert	Nordwert
SG-170-6,6MW-165mNH	ABO Energy KGaA			33423034	5726836

**Anlagenstandort**

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
	Gollmitz	4	6-3		

**Abstand nach LBauO**

siehe 2.3.1					<input checked="" type="checkbox"/>
-------------	--	--	--	--	-------------------------------------

**Erschließung**

siehe 2.3.1					<input checked="" type="checkbox"/>
-------------	--	--	--	--	-------------------------------------

**Gewässerquerung**

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

**Rückzubauende Anlage (Repowering)**

1.

Anlagentyp		ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung			Zustimmung
Betreiber		Ostwert		Nordwert		Datum		AZ.:	
Gemeinde		Gemarkung		Flur		Flurstücke			<input type="checkbox"/>

<b>16.1.8 Abstände / Erschließung (pro Anlage aus 16.1.1 ein Formblatt 16.1.8)</b>
--

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1					
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten		Ostwert	Nordwert
SG-170-6,6MW-165mNH	ABO Energy KGaA				

**Anlagenstandort**

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung

**Abstand nach LBauO**

siehe 2.3.1					<input checked="" type="checkbox"/>
-------------	--	--	--	--	-------------------------------------

**Erschließung**

siehe 2.3.1					<input checked="" type="checkbox"/>
-------------	--	--	--	--	-------------------------------------

**Gewässerquerung**

					<input type="checkbox"/>
--	--	--	--	--	--------------------------

**Rückzubauende Anlage (Repowering)**

1.

Anlagentyp		ETRS 89/UTM Koordinaten			Genehmigung			Zustimmung
Betreiber		Ostwert		Nordwert		Datum	AZ.:	
Gemeinde		Gemarkung		Flur		Flurstücke		<input type="checkbox"/>