

16.1.1 Standorte der Anlagen

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"
	Ostwert	Nordwert	Breitengrad (Latitude)			Längengrad (Longitude)							
			Grad °	Minuten '	Sekunden " (Nord)	Grad °	Minuten '	Sekunden " (Ost)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
WP Werningshausen												<input type="checkbox"/>	
WEA02	32641996	5666356	11	1	45.90	51	7	51.77	Werningshausen	8	803, 804	<input type="checkbox"/>	
WEA03	32642441	5666085	11	2	8.42	51	7	42.59	Werningshausen	8	777	<input type="checkbox"/>	
WEA04	32642788	5665934	11	2	26.04	51	7	37.40	Werningshausen	8	780	<input type="checkbox"/>	
WEA05	32643334	5665636	11	2	53.69	51	7	27.27	Werningshausen	9	782	<input type="checkbox"/>	
WEA06	32643725	5665522	11	3	13.62	51	7	23.23	Kranichborn	7	443/9, 443/5	<input type="checkbox"/>	
WEA08	32643213	5666046	11	2	48.03	51	7	40.63	Werningshausen	8	784, 785/3	<input type="checkbox"/>	
WEA15	32643018	5667087	11	2	39.51	51	8	14.49	Werningshausen	5	216	<input type="checkbox"/>	

16.1.2 Raumordnung/Zielabweichung/Regionalplanung

Der Regionalplan Mittelthüringen wurde am 12.04.2011 abschließend von der Regionalen Planungsgemeinschaft beschlossen und anschließend der Obersten Landesplanungsbehörde zur Genehmigung vorgelegt. Die Genehmigung durch die Oberste Landesplanungsbehörde, dem Thüringer Ministerium für Bau, Landesentwicklung und Verkehr, erfolgte mit Bescheid vom 09.06.2011. Die Bekanntgabe der Genehmigung erfolgte im Thüringer Staatsanzeiger Nr. 31/2011 vom 01.08.2011. Damit ist der Regionalplan Mittelthüringen in Kraft getreten.

Mitte September 2017 hat die Regionale Planungsgemeinschaft Mittelthüringen den 2. Entwurf zum Sachlichen Teilplan Windenergie beschlossen (PLV 22/02/17). Dieser wurde im Thüringer Staatsanzeiger Nr. 52/2018 bekanntgemacht und trat am 24. Dezember 2018 in Kraft.

Mit Urteilsverkündung vom 22.11.2022 hat das Oberverwaltungsgericht Weimar den Sachlichen Teilplan Windenergie von 2018 für unwirksam erklärt. Gegen dieses Urteil wurde beim Bundesverwaltungsgericht der Antrag gestellt, die Entscheidung des Oberverwaltungsgerichtes über die Nichtzulassung der Revision gegen das Urteil aufzuheben und die Revision zuzulassen. Am 14.12.2023 ist der abschlägige Beschluss des Bundesverwaltungsgerichtes der Regionalen Planungsgemeinschaft Mittelthüringen zugegangen. Somit hat der Sachliche Teilplan Windenergie von 2018 keine Rechtswirksamkeit mehr.

Die Regionale Planungsgemeinschaft Mittelthüringen hat am 12.12.2023 beschlossen, den Entwurf des 2. Sachlichen Teilplanes Windenergie Mittelthüringen zu veröffentlichen und die Beteiligung gemäß § 9 Abs. 2 ROG i.V.m. § 3 ThürLPIG durchzuführen. Die Beteiligung findet vom 26.02.2024 bis einschließlich 25.04.2024 statt (Stand: 08.02.2024).

Gemäß dem Entwurf des 2. Sachlichen Teilplans Windenergie Mittelthüringen befinden sich vier der sieben beantragten Windenergieanlagen im ausgewiesenen Vorranggebiet (VRG) W-15 Werningshausen. Dabei handelt es sich um die WEA02, WEA03, WEA04 und WEA15. Die WEA05, WEA06 und WEA08 befinden sich in der Teilprüffläche 15.01, die das VRG W-15 umgibt.

16.1.3 Sicherheitstechnische Einrichtungen und Vorkehrungen

Anlagen:

- Kap16_01_03_01_Blitzschutz u. EMV.pdf
- Kap16_01_03_02_Erdungsanlage.pdf
- Kap16_01_03_03_Einsatz Rotorblatt-Eisdetektion.pdf
- Kap16_01_03_04_Eiserkennung bei Nordex-WEA.pdf

Allgemeine Dokumentation

Blitzschutz und elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)

Rev. 07/01.04.2021

Dokumentennr.: E0003950753
Status: Released
Sprache: DE-Deutsch
Vertraulichkeit: Nordex Internal
Purpose

- Originaldokument -
Dokument wird elektronisch verteilt.
Original mit Unterschriften bei Nordex Energy SE & Co. KG, Department Engineering.

Dieses Dokument, einschließlich jeglicher Darstellung des Dokuments im Ganzen oder in Teilen, ist geistiges Eigentum der Nordex Energy SE & Co. KG. Sämtliche in diesem Dokument enthaltenen Informationen sind ausschließlich für Mitarbeiter und Mitarbeiter von Partner- und Subunternehmen der Nordex Energy SE & Co. KG, der Nordex SE und ihrer im Sinne der §§15ff AktG verbundenen Unternehmen bestimmt und dürfen nicht (auch nicht in Auszügen) an Dritte weitergegeben werden.

Alle Rechte vorbehalten.

Jegliche Weitergabe, Vervielfältigung, Übersetzung oder sonstige Verwendung dieses Dokuments oder von Teilen desselben, gleich ob in gedruckter, handschriftlicher, elektronischer oder sonstiger Form, ohne ausdrückliche Zustimmung durch die Nordex Energy SE & Co. KG ist untersagt.

© 2021 Nordex Energy SE & Co. KG, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy SE & Co. KG
Langenhorner Chaussee 600
22419 Hamburg
Deutschland

Tel: +49 (0)40 300 30 - 1000

Fax: +49 (0)40 300 30 - 1101

info@nordex-online.com

<http://www.nordex-online.com>

Gültigkeit

Anlagengeneration	Produktreihe	Produkt
Delta	Delta4000	N133/4.X, N149/4.X, N149/5.X, N163/5.X, N163/6.X

Inhalt

1.	Gesamtüberblick	5
2.	Äußerer Blitzschutz	6
3.	Innerer Blitzschutz und EMV	9

1. Gesamtüberblick

Der Blitz- und Überspannungsschutz der Gesamtanlage entspricht dem EMV-orientierten Blitzschutzkonzept und richtet sich nach der Norm IEC 61400-24. Das Blitzschutzsystem erfüllt die Anforderungen der Blitzschutzklasse I.

Das interdisziplinäre EMV- und Blitzschutzkonzept der Anlage basiert grundlegend auf einem Basiskonzept der EMV- und Blitzschutzkonzepte und den daraus resultierenden 3 Teilkonzepten:

- Äußerer Blitzschutz
- Innerer Blitzschutz
- EMV

Dabei orientiert sich die Konzeptbildung zur EMV und zum Blitzschutz maßgeblich an existenten elektromagnetischen Feldern aus externen und internen Störquellen, normativen Vorgaben der EMV und des Blitzschutzes sowie anderen Teilkonzepten der Entwicklung einer Windenergieanlage (WEA). Die größte Abhängigkeit besteht zum Niederspannungskonzept und zum Sicherheitskonzept der WEA. Weiterhin sind die Konzepte zum Rotorblatt, zur Rotornabe, zum Maschinenhaus und zum Turm, zur Steuerung und zur Erdung ausschlaggebend für die Gestaltung der EMV und des Blitzschutzsystems. Zur Gliederung des EMV- und Blitzschutzkonzeptes sowie den Abhängigkeiten zu anderen Teilkonzepten siehe Abb. 1.

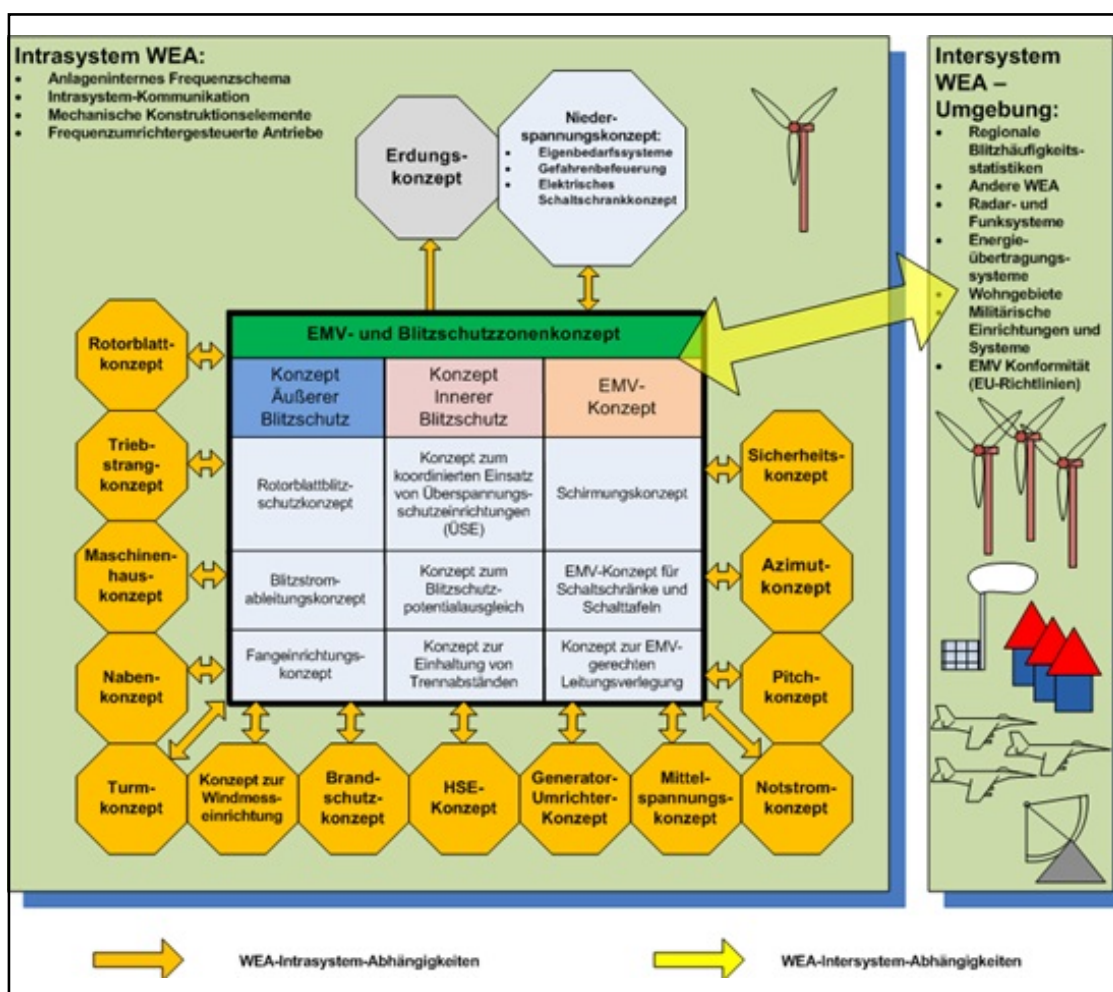


Abb. 1: Darstellung der Intra- und Intersystem-Abhängigkeiten

2. Äußerer Blitzschutz

Das Konzept des äußeren Blitzschutzsystems deckt die Aufgabe des Auffangens der Blitze sowie die sichere Ableitung des Blitzstroms gegen Erde ab (Ausführung unter Beachtung von IEC 62305-3).

Die Rotorblätter sind Luv- und Lee-seitig mit mehreren Blitzrezeptoren ausgestattet. Die Positionierung der Fangeinrichtungen am Rotorblatt orientiert sich an der Materialzusammensetzung des Rotorblattes und somit auch an den Positionen von zusätzlichen elektrischen Systemen und leitfähigen Bauteilen. Von den Blitzrezeptoren wird der Blitzstrom über Kupferleitungen zum Rotorblattlager und anschließend weiter zur Rotornabe geführt. Die Rotorblattlager wurden herstellerseitig erfolgreich gegen die Belastungen der Blitzschutzklasse I geprüft. Die Rotornabe besteht aus einem massiven Stahlkörper.

Die Positionen der Fangeinrichtungen im Außenbereich der Rotornabe und des Maschinenhauses werden mittels 3D-Blitzkugelverfahren bestimmt.

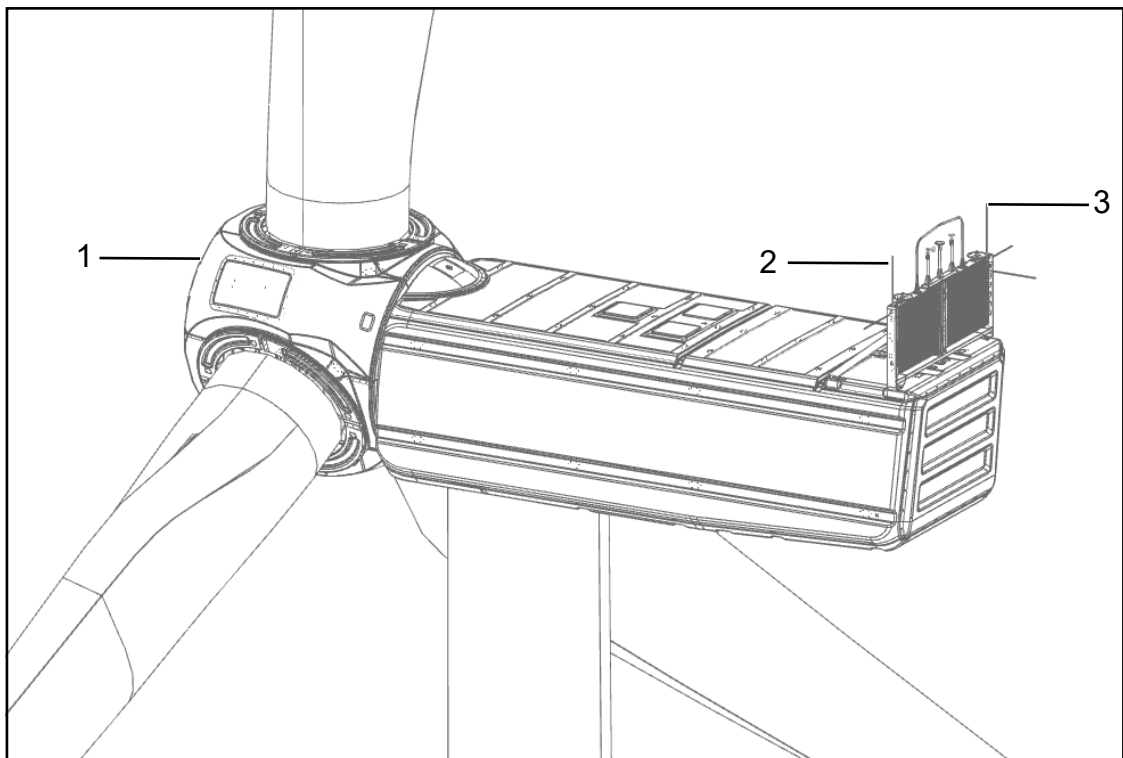


Abb. 2: Schematische Darstellung einer WEA mit Kennzeichnung der Fangeinrichtungen an Rotornabe und Maschinenhaus

- | | |
|--|---|
| 1 Fangeinrichtungen Rotornabe | 3 Fangstangen Maschinenhaus
Wärmeübertrager rechts |
| 2 Fangstangen Maschinenhaus
Wärmeübertrager links | |

Von der Rotornabe wird der Blitzstrom weiter zur Rotorwelle geführt und mit einem Kohlebürstenschleifkontakt direkt zum geerdeten Maschinenträger abgeleitet. Somit werden das Rotorlager, das Getriebe und der weitere Triebstrang vom Blitzstrom entlastet.

Das Tragwerk des Spinners mit seinen 6 um jeweils 60° versetzt umlaufend angeordneten Stahlträgern fungiert als Fangeinrichtung für die Rotornabe. Abb. 2 zeigt die Positionen der Fangeinrichtungen.

Auf dem Maschinenhaus werden die Fangeinrichtungen an der Rahmenkonstruktion des Wärmetauschers installiert und mit dem Stahltragwerk des Bordkranes verbunden. Das Stahltragwerk ist großflächig und niederimpedant über mehrere Flanschstellen mit dem Generatorträger verbunden. Der Generatorträger selbst ist ebenfalls über eine dauerhafte und korrosionsfreie Flanschverbindung mit dem Maschinenträger verbunden.

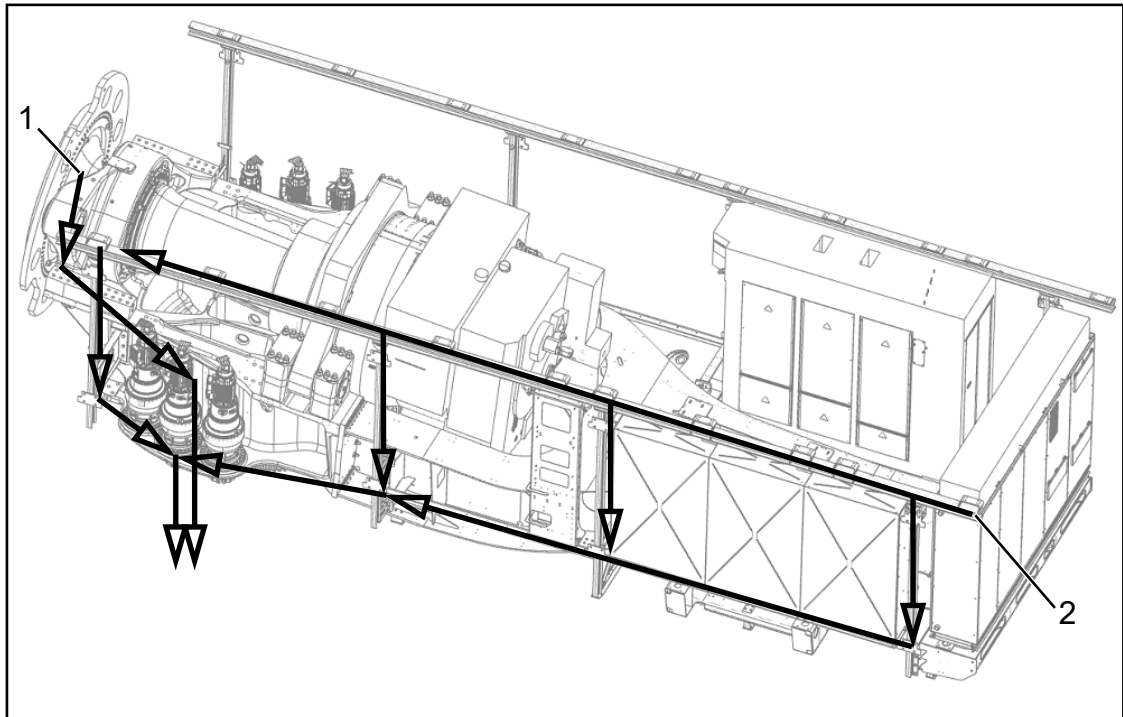


Abb. 3: Schematische Darstellung Blitzstrompfade (einseitig) im Maschinenhaus Delta 4000

- 1 Blitzstrompfad 1, Blitzfußpunkt im Bereich Rotorblatt oder Nabe
- 2 Blitzstrompfad 2, Blitzfußpunkt Maschinenhaus Dachaufbauten

Vom Maschinenträger aus wird die Blitzstromableitung im Azimutlagerbereich durch eine vorgespannte, zweireihige, vierpunktgelagerte Ableitung realisiert.

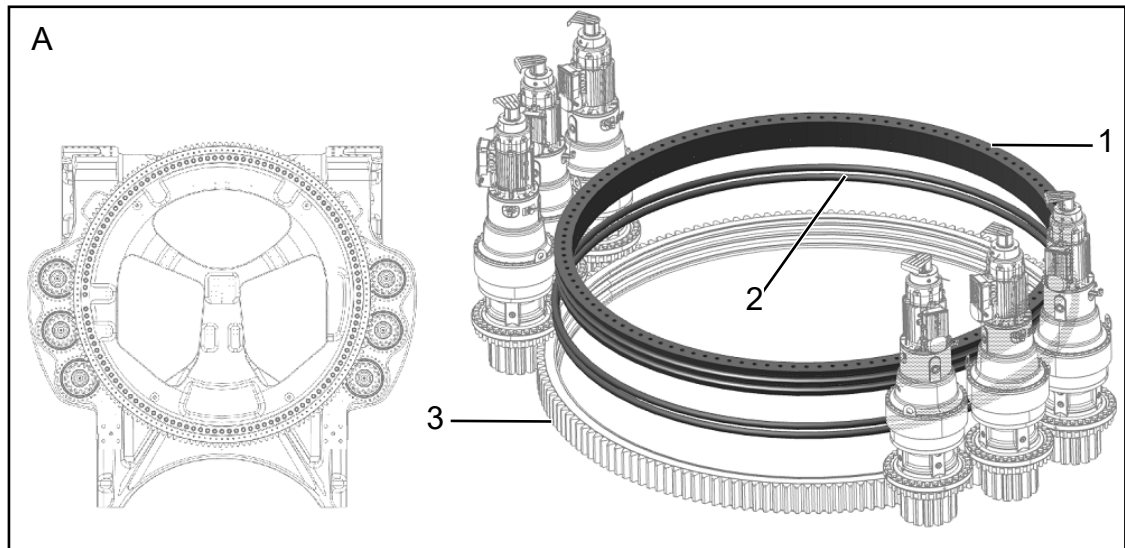


Abb. 4: Azimutlagerbereich mit Blitzstromableitung; Ansicht von unten (A)

- 1 Azimutdrehverbindung Innenring 3 Azimutdrehverbindung Außenring
2 Wälzlagerkugeln für
Azimutdrehverbindung

Der Stahlrohrturm kann aufgrund der Dicke der Turmwand als Blitzfangeinrichtung genutzt werden, darum sind keine gesonderten Fangeinrichtungen vorzusehen. Die Verbindungsstellen der Turmsektionen werden mit vier Erdungsverbindungen überbrückt, die als Leitungen für den Blitzschutzpotentialausgleich einen normgerechten Querschnitt besitzen. Der Turm wird über 4 Anschlussfahnen mit der Fundamenterdungsanlage verbunden.

Bei Hybrid- oder Betontürmen verfügt der aus Beton gefertigte Teil des Turmes über eine mit der Blitzableitung verbundene Bewehrung aus Stahl. Hierfür sind keine separaten Blitzfangstangen notwendig. Der Stahlteil des Turmes entspricht konzeptionell den reinen Stahlrohrtürmen.

Die Windenergieanlage ist mit einer Fundamenterdungsanlage ausgestattet. Diese bietet die Möglichkeit, eine Zusatzerdung anzuschließen, z. B. Ringerder/Tiefenerder nach IEC 61400-24.

3. Innerer Blitzschutz und EMV

Der innere Blitzschutz betrifft den Schutz der inneren elektrischen Systeme gegen induzierte Überspannungen (durch Blitzwirkungen oder Schaltvorgänge in der elektrischen Anlage). Die Auslegung der WEA findet in Anlehnung an die Normenreihe IEC 62305 des Gebäudeblitzschutzes und des Blitzschutzes von Niederspannungsanlagen statt.

Zonenkonzept

Die Einteilung der WEA in Blitzschutzzonen erfolgt nach IEC 61400-24. Die Schutzmaßnahmen werden nach den zugeordneten Bedrohungsgrößen der Blitzschutzklasse I ausgelegt, um die elektrischen Systeme entsprechend ihrer Überspannungskategorie zu schützen.

Blitzschutzpotentialausgleich

Sämtliche Komponenten im Maschinenhaus und der Rotornabe, wie Rotorlager, Generator, Getriebe und Hydraulikstation, werden über normgerecht dimensionierte Erdungsleitungen mit dem Maschinenträger bzw. Generatorträger verbunden.

Schirmung

Es wird flächendeckend eine Schirmung der elektrischen Leitungen zum Schutz vor feldgebundenen Störgrößen eingesetzt z. B. zwischen den Schaltschränken bzw. zwischen den Blitzschutzzonen. Je nach Anforderungen findet eine direkte Erdung, der Einsatz von Überspannungsschutzeinrichtungen oder eine Kombination dieser Maßnahmen an den Enden der Schirmungen statt.

Überspannungsschutzeinrichtungen (ÜSE)

Sämtliche Elektronikbaugruppen und alle anderen Endgeräte werden entsprechend ihrer Störfestigkeit mit zusätzlichen Überspannungsschutzeinrichtungen nach IEC 61643-11 beschaltet. Die Schutzwirkung wurde entsprechend der Blitzschutzzonen koordiniert. Elektrische Zusatzsysteme in den Rotorblättern werden aufgrund der konzentrierten Wirkung der Blitzströme mit ÜSE Typ I geschützt. Beispielsweise werden die Schaltschränke in Turmfuß, Maschinenhaus und Rotornabe durch ÜSE Typ II (bzw. auch I/II) gegen induzierte Stoßströme geschützt. Großteils sind die eingesetzten ÜSE mit einer Fernmeldfunktion ausgestattet.

Elektromagnetische Verträglichkeit

Die Betrachtung der elektromagnetischen Verträglichkeit und die Einteilung der EMV-Zonen zur Gefährdungsabschätzung stützt sich ebenfalls auf die Betrachtung der Blitzschutzzonen.

Zur systematischen Betrachtung der EMV wurde eine Beeinflussungsmatrix der elektrischen Systeme aufgestellt, sowie eine Leitungsklassifizierung vorgenommen. Dementsprechend erfolgen die Leitungsverlegung und das Schaltschranklayout. Störende und störanfällige Komponenten werden soweit wie möglich räumlich voneinander getrennt. Eine Schleifenbildung in den Leitungswegen wird vermieden. Durch Leitungsschirmungen, metallische Kabeltrassen und die Schaltschrankgehäuse selbst wird eine ausreichende Schirmwirkung erreicht. Zusätzlich kommen ÜSE Typ III für Datenleitungen, die durch EMV-Zonengrenzen verlaufen, zur Anwendung. An Geräten, die empfindlich hinsichtlich der Netzqualität sein können, kommen Netzfilter zum Einsatz.

Eine Vermeidung von Problemen hinsichtlich der EMV wird dadurch erreicht, dass z. B. die Datenübertragung zwischen dem Schaltschrank im Turmfuß und dem Maschinenhaus galvanisch getrennt über Lichtwellenleiter erfolgt.

Allgemeine Dokumentation

Erdungsanlage der Windenergieanlage

Rev. 10/01.04.2021

Dokumentennr.: NALL01_008521
Status: Released
Sprache: DE-Deutsch
Vertraulichkeit: Nordex Internal Purpose

- Originaldokument -
Dokument wird elektronisch verteilt.
Original mit Unterschriften bei Nordex Energy SE & Co. KG, Department Engineering.

Dieses Dokument, einschließlich jeglicher Darstellung des Dokuments im Ganzen oder in Teilen, ist geistiges Eigentum der Nordex Energy SE & Co. KG. Sämtliche in diesem Dokument enthaltenen Informationen sind ausschließlich für Mitarbeiter und Mitarbeiter von Partner- und Subunternehmen der Nordex Energy SE & Co. KG, der Nordex SE und ihrer im Sinne der §§15ff AktG verbundenen Unternehmen bestimmt und dürfen nicht (auch nicht in Auszügen) an Dritte weitergegeben werden.

Alle Rechte vorbehalten.

Jegliche Weitergabe, Vervielfältigung, Übersetzung oder sonstige Verwendung dieses Dokuments oder von Teilen desselben, gleich ob in gedruckter, handschriftlicher, elektronischer oder sonstiger Form, ohne ausdrückliche Zustimmung durch die Nordex Energy SE & Co. KG ist untersagt.

© 2021 Nordex Energy SE & Co. KG, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy SE & Co. KG
Langenhorner Chaussee 600
22419 Hamburg
Deutschland

Tel: +49 (0)40 300 30 - 1000

Fax: +49 (0)40 300 30 - 1101

info@nordex-online.com

<http://www.nordex-online.com>

Gültigkeit

Anlagengeneration	Produktreihe	Produkt
Gamma	K08 Gamma	N90/2500, N100/2500, N117/2400
Delta	K08 Delta	N100/3300, N117/3000, N117/3000 controlled, N117/3600, N131/3000, N131/3000 controlled, N131/3300, N131/3600, N131/3900
Delta	Delta4000	N133/4.X, N149/4.X, N149/5.X, N163/5.X, N163/6.X

Inhalt

1.	Grundlagen	5
1.1	Verwendungszweck.....	5
1.2	Allgemeines	5
2.	Aufbau/Funktionalität.....	6
2.1	Stahlrohrtürme.....	7
2.2	Hybridtürme	8

1. Grundlagen

1.1 Verwendungszweck

Dieses Dokument beschreibt die Grundvoraussetzungen für die Auslegung der Erdungsanlage für die Fundamente von Nordex Windenergieanlagen (WEA) der Anlagengenerationen Gamma und Delta.

1.2 Allgemeines

Die Erdungsanlage einer Windenergieanlage (WEA) hat die Aufgabe, Schritt- und Berührungsspannungen im Fehlerfall auf zulässige Werte zu begrenzen. Nicht zum Betriebsstromkreis gehörende Anlagenteile werden im Rahmen des Schutzpotenzialausgleichs mit der Erdungsanlage verbunden, um den Schutz gegen elektrischen Schlag zu gewährleisten. Als wichtiger Bestandteil des Blitzschutzsystems begrenzt die Erdungsanlage Überspannungen durch Blitzeinschläge und ermöglicht eine niederimpedante Ableitung des Blitzstromes in das Erdreich. Ebenso leistet die Erdungsanlage einen wichtigen Beitrag zur Einhaltung der Elektromagnetischen Verträglichkeit (EMV).

Die Ausführung der Erdungsanlage für Nordex-WEA entspricht folgenden Normen:

- EN 62561-1 - Blitzschutzsystembauteile Teil 1: Anforderungen an Verbindungsbauteile
- EN 62561-2 - Blitzschutzsystembauteile Teil 2: Anforderungen an Leiter und Erder
- EN 50522 - Erdung von Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV
- EN 61400-24 - Windenergieanlagen Teil 24: Blitzschutz

In den oben genannten Normen ist eine Dokumentation gefordert, welche Messprotokolle, Lagepläne und Fotografien enthält. Die Dokumentation muss zur Errichtung jeder Anlage vorliegen.

Die Verantwortung für die Anpassung der Erdungsanlage an die lokalen Gegebenheiten liegt beim Fundament-Designer.

2. Aufbau/Funktionalität

Das Nordex-Erdungsdesign ist modular aufgebaut, um die Erdungsanlage optimal an den jeweiligen Standort anzupassen.

Die Standard-Ausführung besteht aus drei Fundamenterdern aus verzinktem Bandstahl oder Kupfer, die als Ringerder mit unterschiedlichen Radien im Fundament verlegt sind und mit der Bewehrung normgerecht verbunden sind.

Ist der spezifische Erdwiderstand am Standort besonders hoch, so kann die Erdungsanlage um zusätzliche Ring- und Tiefenerder außerhalb des Fundaments erweitert werden. Erfahrungsgemäß ist eine Zusatzerdung ab einem Spezifischen Erdwiderstand um 500 Ω m empfehlenswert.

Um die Erdungsimpedanz zu verringern, ist es ausreichend, die Schirmung der Mittelspannungskabel des Parknetzes auf beiden Seiten zu erden. Eine zusätzliche Erdungsverbindung zwischen Windenergieanlagen ist nicht notwendig.

2.1 Stahlrohtürme

Über 4 Anschlussfahnen, die in das Turminnere geführt werden, wird die Erdungsanlage mit der Turmwand oder dem Turmflansch aus Stahl verbunden, um eine bestmögliche Ableitung des Blitzstromes zu ermöglichen, siehe Abb. 1.

Um eine mögliche Zusatzerdung mit der Erdungsanlage zu verbinden, werden an der Außenkante des Fundaments um jeweils 90° versetzt 4 Anschlussfahnen ins Erdreich ausgeführt.

Für die Anbindung der Erdungsanlage einer externen Transformatorstation werden ebenfalls die ins Erdreich ausgeführten Anschlussfahnen genutzt.

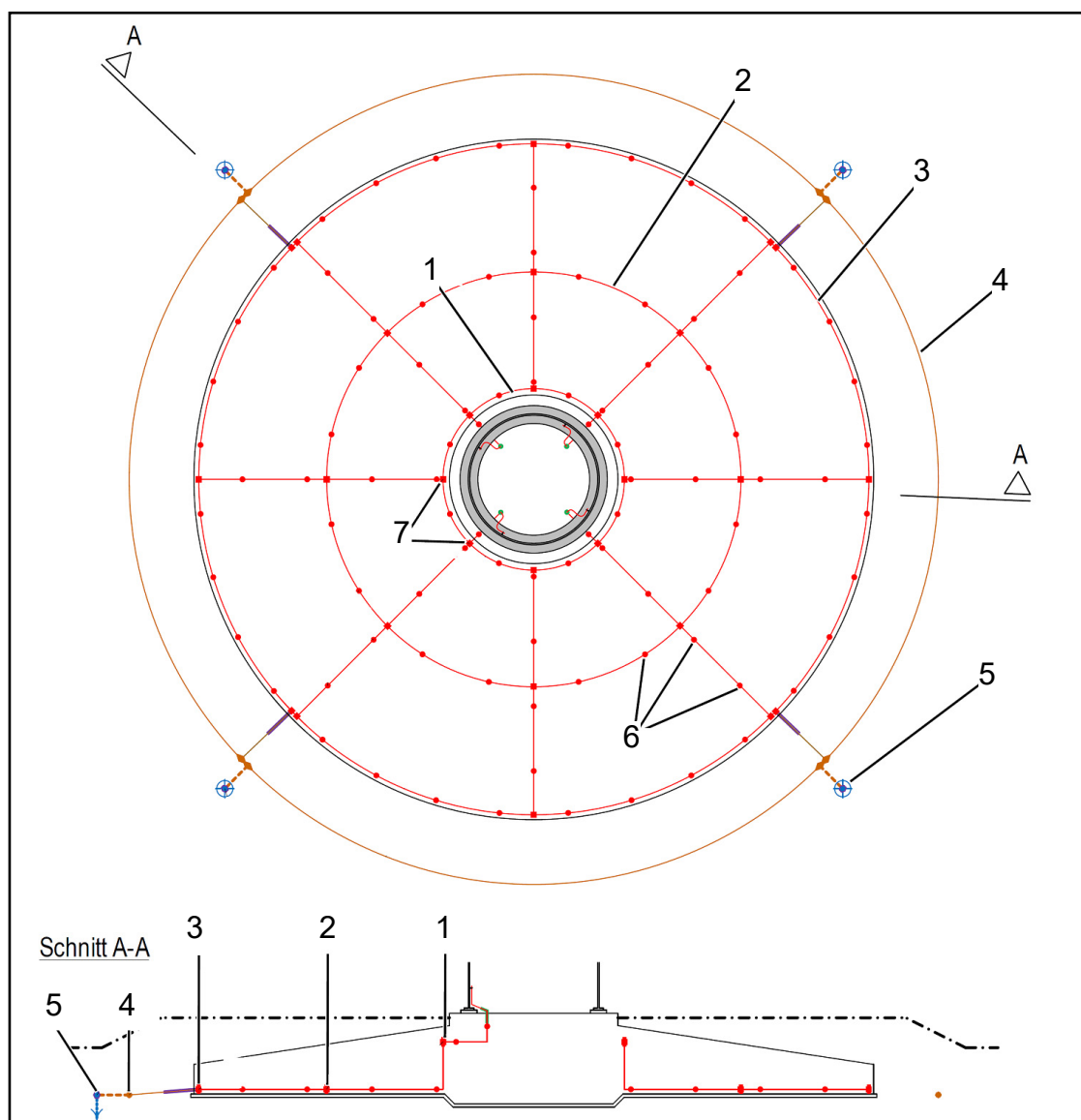


Abb. 1: Übersicht Blitzerkennung Turmfuß (Draufsicht Stahlrohrturm)

- | | |
|----------------------------|--|
| 1 Innerer Fundamenterder | 5 Zusätzlicher Tiefenerder |
| 2 Mittlerer Fundamenterder | 6 Verbindung der Erdungsanlage mit der Bewehrung |
| 3 Äußerer Fundamenterder | 7 Verbindung der Fundamenterder untereinander |
| 4 Zusätzlicher Ringerder | |

2.2 Hybridtürme

Im Turmkeller der Fundamente für Hybridtürme wird die Erdungsanlage über vier Erdungsfestpunkte mit der Haupterdungsschiene verbunden, siehe Abb. 2.

Um eine mögliche Zusatzerdung mit der Erdungsanlage zu verbinden, werden an der Außenkante des Fundaments um jeweils 90° versetzt 4 Anschlussfahnen ins Erdreich ausgeführt.

Für die Anbindung der Erdungsanlage einer externen Transformatorstation werden ebenfalls die ins Erdreich ausgeführten Anschlussfahnen genutzt.

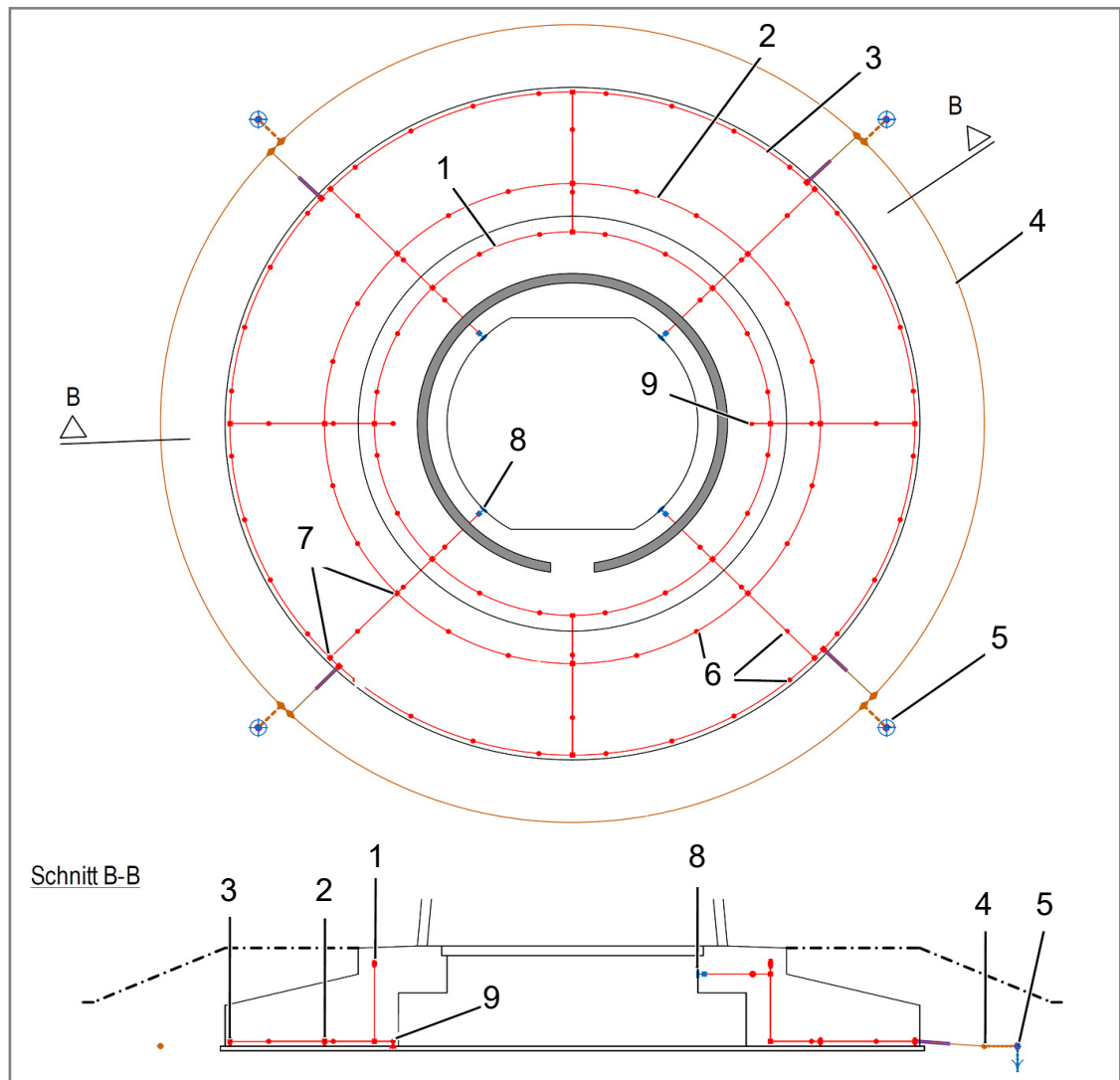


Abb. 2: Übersicht Blitzerkennung Turmfuß (Draufsicht Hybridturm)

- | | |
|--|---|
| 1 Innerer Fundamenterder | 7 Verbindung der Fundamenterder untereinander |
| 2 Mittlerer Fundamenterder | 8 Erdungsfestpunkt zum Anschluss an die Haupterdungsschiene |
| 3 Äußerer Fundamenterder | 9 Verbindung mit der Bewehrung der Kellerbodenplatte |
| 4 Zusätzlicher Ringerder | |
| 5 Zusätzlicher Tieferder | |
| 6 Verbindung der Erdungsanlage mit der Bewehrung | |







UKA ist der offizielle
Hauptsponsor der Deutschen
Schachnationalmannschaft.

UKA Meißen Projektentwicklung GmbH & Co. KG
Postfach 10 01 07 • 01651 Meißen

**UKA Meißen Projektentwicklung
GmbH & Co. KG**
Dr.-Eberle-Platz 1
01662 Meißen

Postanschrift:
Postfach 10 01 07
01651 Meißen

Telefon: (0 35 21) 40 68 - 0
Telefax: (0 35 21) 40 68 - 20
E-Mail: info@uka-meissen.de
Internet: www.uka-meissen.de

St-Nr.: 209/166/11561
UST-IdNr.: DE 281 0944 82

Landratsamt Sömmerda
Umweltamt
z. Hd. Herr Haake
Wielandstraße 4
99610 Sömmerda

Ihr Schreiben vom / Ihr Zeichen

Unser Zeichen / Kürzel / Ansprechpartner
P-1-053 / SGB / Herr Schmidt

Kontakt
-149

Ort, Datum
Meißen, 2022-03-15

**Windenergiepark Werningshausen (P-1-053)
Einsatz Rotorblattvereisungsüberwachung**

Vorhaben: Errichtung und Betrieb von 7 Windenergieanlagen
Ort: Gemarkungen Werningshausen und Kranichborn
Bauherr: UKA Meißen Projektentwicklung GmbH & Co. KG

Sehr geehrte Damen und Herren,

aus der nachfolgenden Tabelle ist der Abstand zwischen den Windenergieanlagen und den Bundesstraßen (siehe auch Kapitel 2.3.1.4 Übersichtsplan – Abstände zu Medien und Straßen, Maßstab 1:15.000) erkennbar.

WEA	Einzuhaltender Mindestabstand, Berechnung: 1,5 x (NH+RD)	Abstand zur Bundesstraße	Einbau einer Rotorblattvereisung notwendig
WEA 02	421,50 m	2.045,90 m	nein
WEA 03	421,50 m	weiter als WEA02	nein
WEA 04	490,50 m + 0,90 m FE	weiter als WEA02	nein
WEA 05	490,50 m + 0,90 m FE	weiter als WEA06	nein
WEA 06	469,50 m + 0,90 m FE	1.690,90 m	nein
WEA 08	490,50 m + 0,90 m FE	2.681,10 m	nein
WEA 15	490,50 m + 0,90 m FE	1.386,20 m	nein

...

Für Rückfragen stehen wir gern zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Wieland Zeller
Geschäftsführer

Allgemeine Dokumentation

Eiserkennung an Nordex- Windenergieanlagen

Rev. 03/01.04.2021

Dokumentennr.: E0003946627
Status: Released
Sprache: DE-Deutsch
Vertraulichkeit: Nordex Internal
Purpose

- Originaldokument -

Dokument wird elektronisch verteilt.

Original mit Unterschriften bei Nordex Energy SE & Co. KG, Department Engineering.

Dieses Dokument, einschließlich jeglicher Darstellung des Dokuments im Ganzen oder in Teilen, ist geistiges Eigentum der Nordex Energy SE & Co. KG. Sämtliche in diesem Dokument enthaltenen Informationen sind ausschließlich für Mitarbeiter und Mitarbeiter von Partner- und Subunternehmen der Nordex Energy SE & Co. KG, der Nordex SE und ihrer im Sinne der §§15ff AktG verbundenen Unternehmen bestimmt und dürfen nicht (auch nicht in Auszügen) an Dritte weitergegeben werden.

Alle Rechte vorbehalten.

Jegliche Weitergabe, Vervielfältigung, Übersetzung oder sonstige Verwendung dieses Dokuments oder von Teilen desselben, gleich ob in gedruckter, handschriftlicher, elektronischer oder sonstiger Form, ohne ausdrückliche Zustimmung durch die Nordex Energy SE & Co. KG ist untersagt.

© 2021 Nordex Energy SE & Co. KG, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy SE & Co. KG
Langenhorner Chaussee 600
22419 Hamburg
Deutschland

Tel: +49 (0)40 300 30 - 1000

Fax: +49 (0)40 300 30 - 1101

info@nordex-online.com

<http://www.nordex-online.com>

Gültigkeit

Anlagengeneration	Produktreihe	Produkt
Gamma	K08 Gamma	N90/2500 N100/2500 N117/2400
Delta	K08 Delta	N100/3300 N117/3000 N117/3000 controlled N117/3600 N131/3000 N131/3000 controlled N131/3300 N131/3600 N131/3900
Delta	Delta4000	N133/4.X, N149/4.X, N149/5.X, N163/5.X N163/6.X

Inhalt

1.	Zweck des Dokuments	5
2.	Stoppen der WEA bei Eisansatz – warum?.....	5
3.	Möglichkeiten der Eiserkennung	5
3.1	Betriebsführung und Sensorik.....	5
3.2	Rotorblatt-Eisdetektion	6
4.	Bei Eisansatz	6

1. Zweck des Dokuments

Dieses Dokument beschreibt die Grundlagen und Möglichkeiten der Eiserkennung sowie die zu ergreifenden Maßnahmen und Verpflichtungen.

Zudem beschreibt es wie sich eine Nordex-Windenergieanlage verhält, wenn die Wetterbedingungen Eisansatz erwarten lassen, und welche Detektionsmöglichkeiten es gibt.

2. Stoppen der WEA bei Eisansatz – warum?

Objekte, deren Entfernung von der Windenergieanlage (WEA) geringer ist als 1,5 mal der Summe von Nabenhöhe und Rotordurchmesser, können durch von den Rotorblättern weggeschleudertes Eis, das sich durch Fliehkräfte gelöst hat, gefährdet werden. Dieses sich lösende Eis kann zudem entsprechend der Windrichtung und Windgeschwindigkeit abgetrieben werden.

Grundsätzlich hat der Betreiber bei entsprechenden Wetterlagen (insbesondere Glatteis, Nebel bei Frost) den Zustand der WEA zu überwachen. Sofern sich Objekte, z. B. Straßen, in einer geringeren Entfernung von der WEA befinden als vorstehend beschrieben, muss die WEA gestoppt werden bzw. ein Wiederanlauf ist zu verhindern (GL-Richtlinie). Ein entsprechender Hinweis ist in der Betriebsanleitung enthalten. Es sind durch den Betreiber der Anlage Hinweisschilder „Achtung Eisabwurf“ im Umkreis von 300 m um die Anlage aufzustellen.

3. Möglichkeiten der Eiserkennung

3.1 Betriebsführung und Sensorik

Jede WEA kann Eisansatz anhand der Standard-Sensorik indirekt erkennen. Dazu gibt es drei unterschiedliche und voneinander unabhängige Erkennungsmöglichkeiten:

- Erkennung von Unwuchten und Vibrationen

Eisansatz an den Rotorblättern findet in der Regel ungleichmäßig bzw. unsymmetrisch statt. Diese entstehenden Gewichtsunterschiede auf den Rotorblättern führen bei der Drehbewegung des Rotors zu einer Unwucht im Antriebsstrang. Diese Unwucht wirkt auch auf Maschinenhaus und Turm. Die daraus resultierenden Vibrationen werden über die standardmäßig installierten und dauerhaft arbeitenden Schwingungssensoren erkannt.

- Erkennung von nicht plausiblen Betriebsparametern

Im Betrieb der WEA werden kontinuierlich alle wichtigen Betriebsparameter aufgezeichnet. Die Werte für Windgeschwindigkeit und Leistung werden mit den Soll-Werten aus der Steuerung verglichen.

Bei Eisansatz verändert sich sehr schnell das aerodynamische Profil der Rotorblätter. Es kommt zu einer Abweichung zwischen Soll- und Ist-Leistung. Die Abweichung darf definierte Grenzen nicht überschreiten.

Diese Erkennungsmöglichkeit ist auch dann wirksam, wenn der Eisansatz gleichmäßig bzw. symmetrisch auftritt, wenn also keine Unwucht erkannt werden kann.

- Erkennung von unterschiedlichen Messwerten der Windsensoren

Auf Nordex-Windenergieanlagen werden Windgeschwindigkeit und Windrichtung in der Regel durch je ein Schalenstern-Anemometer und ein Ultraschall-Anemometer gemessen. Beim Schalenstern-Anemometer wird die Lagerung beheizt, an den Schalen selbst kann sich jedoch Eis ansetzen. Dies führt bei Eisansatz zu einer Verringerung der gemessenen Windgeschwindigkeit.

Auch das Ultraschall-Anemometer wird beheizt. Es misst jedoch weiterhin die richtige Windgeschwindigkeit, da es keine beweglichen oder unbeheizten Teile besitzt. Die Messwerte der beiden Anemometer werden ständig miteinander verglichen. Größere oder dauerhafte Abweichungen bei den Messwerten deuten auf Eisansatz hin.

Bei einem Auftreten der ersten beiden Zustände wird die WEA gestoppt. Bei dem dritten Zustand kann die WEA automatisch gestoppt werden. Der entsprechende Fehler wird immer an die Nordex-Fernüberwachung gemeldet.

3.2 Rotorblatt-Eisdetektion

Zusätzlich kann eine Rotorblatt-Eisdetektion installiert werden. Es handelt sich dabei um ein optionales System zur Erfassung und Analyse von Meßdaten, mit denen Eisansatz an den Rotorblättern der WEA erkannt werden kann. Die Funktionsweise beruht auf der Messung von Beschleunigung und Temperatur im Innern aller Rotorblätter einer WEA. Grundsätzlich erkennt das Eisdetektionssystem Massenveränderungen am Rotorblatt durch Eis, weil dadurch die Eigenfrequenz der Rotorblätter verändert wird.

4. Bei Eisansatz

Die WEA reagiert auf möglichen Eisansatz mit definierten Maßnahmen:

- Die WEA wird sofort sanft gestoppt.
- Jeder Stopp einer WEA wird automatisch an die Fernüberwachung gemeldet. Die Fehlermeldung beinhaltet u. a. den Grund des Fehlers.
- Bei allen Fehlerzuständen ist gesichert, dass die WEA nicht selbständig wieder anläuft. So ist ein Wegschleudern von Eis ausgeschlossen.
- Alle Ereignisse der WEA (z. B. Stopp und Wiederanlauf) werden im Logbuch in der Steuerung erfasst. Das Logbuch steht zu späterem Nachweis zur Verfügung.
- Mit der Rotorblatt-Eisdetektion kann ein Wiederanlauf der WEA automatisch freigegeben werden, wenn der Eisansatz wieder abgeschmolzen ist.

Im Stillstand entsprechen die von der WEA ausgehenden Gefahren durch herabfallendes Eis denen, die von beliebigen anderen Bauwerken, Gebäuden oder Bäumen ebenfalls ausgehen. Ein Wegschleudern von Eisstücken ist durch die Stillsetzung der WEA ausgeschlossen. Zur Warnung vor eventuell herabfallenden Eisstücken sind Aufkleber oder Warnschilder geeignet, die an bzw. in der Nähe der WEA angebracht werden können.





16.1.4 Standsicherheit

Anlagen:

- Kap16_01_04_Gutachten zur Standorteignung.pdf



Gutachten zur Standorteignung von Windenergieanlagen
nach DIBt 2012 für den Windpark Werningshausen

Deutschland

Bericht-Nr.: I17-SE-2022-020



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

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

Bericht-Nr.: I17-SE-2022-020

Auftraggeber: UKA Meißen Projektentwicklung GmbH & Co. KG
Dr.-Eberle-Platz 1
D-01662 Meißen

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

Datum: 16. August 2022

Haftungsausschluss und Urheberrecht

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

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

Akkreditierung

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

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

Anmerkung zu Typenprüfung und Anlagenparametern der WEA

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

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

Revisionsnummer	Datum	Änderung	Verfasser
0	16.08.2022	Erste Ausgabe	Clausen

Verfasser:

M. Ed. Florian Clausen, Sachverständiger
Husum, 16.08.2022



Geprüft:

Dipl.-Ing. (FH) Christian Kebbel, Sachverständiger
Husum, 16.08.2022



Freigegeben:

M. Sc. Guido Köhler, Sachverständiger
Husum, 16.08.2022



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	Nachweis der Standorteignung an topografisch nicht komplexen Standorten durch Vergleich der Windbedingungen.....	8
1.2.2	Nachweis der Standorteignung an topografisch komplexen Standorten durch Vergleich der Windbedingungen.....	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.....	11
2	Aufgabenstellung und Standort	12
2.1	Umfang des Gutachtens	12
2.2	Standortbeschreibung.....	12
2.3	Auslegungswindbedingungen der geplanten WEA	12
3	Vergleich der Windbedingungen.....	15
3.1	Grundlagen.....	15
3.2	Vergleich v_{ave} und v_{m50}	16
3.2.1	Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave}	16
3.2.2	Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50}	16
3.3	Vergleich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}	17
3.3.1	Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität	17
3.3.2	Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität	19
3.3.3	Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}	21
3.4	Schräganströmung δ	25
3.5	Höhenexponent α	26
3.6	Luftdichte ρ	27
3.7	Extreme Turbulenzintensität I_{ext}	28
4	Zusammenfassung.....	29
5	Standortbesichtigung	31
	Abkürzungs- und Symbolverzeichnis.....	32
	Literaturverzeichnis.....	34

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration; Kartenmaterial: [19.1, 19.2]..... 14

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration	13
Tabelle 2.2: Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA	13
Tabelle 3.1: Windverhältnisse am Standort WV 1/1 [22.1]	15
Tabelle 3.2: Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} auf Nabenhöhe der geplanten WEA..	16
Tabelle 3.3: Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50} auf Nabenhöhe der geplanten WEA	17
Tabelle 3.4: Richtlinienabhängige Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität	18
Tabelle 3.5: Komplexitätskriterien und C_{CT} nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6].....	20
Tabelle 3.6: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort.....	21
Tabelle 3.7: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff}	24
Tabelle 3.8 Standortmittelwert der Schräganströmung δ_{NH} der neu geplanten WEA.....	25
Tabelle 3.9 Standortmittelwert des Höhenexponenten α_{NH} der neu geplanten WEA.....	26
Tabelle 3.10: Standortmittelwert der Luftdichte ρ_{NH} der neu geplanten WEA.....	27
Tabelle 3.11: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$	28
Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA.....	30

1 Vorbemerkung

1.1 Allgemeines

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

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

1.2 Geführte Nachweise

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

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

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

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

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

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

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

1.2.1 Nachweis der Standorteignung an topografisch nicht komplexen Standorten durch Vergleich der Windbedingungen

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 Nachweis der Standorteignung an topografisch komplexen Standorten durch Vergleich der Windbedingungen

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

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

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

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

1.2.3 Verfahren bei Überschreitungen – Nachweis durch Vergleich der Lasten

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

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

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

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

1.3 Hinweise zu den zu Grunde gelegten Richtlinien

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

- I. Entsprechend der DIBt 2012 [1.1] ist es für eine Prüfung der Standorteignung Voraussetzung, dass für die WEA eine Typenprüfung bzw. eine Einzelprüfung vorliegt. Ist dies nicht der Fall, wird der Vergleich auf Basis von vorläufigen Auslegungswerten, für die die Typenprüfung voraussichtlich angestrebt wird, durchgeführt. Somit behält das vorliegende Gutachten im Falle einer Typenprüfung bzw. Einzelprüfung, welche die zu Grunde gelegten Auslegungsparameter abdeckt, seine Gültigkeit.
- II. Es wird davon ausgegangen, dass jede im Gutachten betrachtete WEA die Ihrer Typenprüfung zu Grunde gelegte Auslegungslebensdauer τ_{TP} noch nicht überschritten hat.
- III. Der Vergleich des Standortwertes der mittleren Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe v_{ave} mit dem Auslegungswert kann nur nach [1.1] erfolgen, wenn die Auslegungswerte der zu betrachtenden WEA einen Formparameter k der Weibullverteilung von $k = 2.0$ ausweisen. Wenn die Auslegungswerte der zu betrachtenden WEA einen Formparameter $k \neq 2.0$ ausweisen, kann der in [1.1] geforderte Vergleich nicht mehr erfolgen. In diesem Fall wird das Verfahren nach [6] gewählt, welches einen Vergleich der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion pdf_{NH} der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten mit der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion pdf_{TP} der Typenprüfung in einem Bereich von $v_{ave} - 2v_{ave}$ fordert. Zusätzlich wird der Bereich von $0.2v_{ref} - 0.4v_{ref}$ nach [7] herangezogen und stets der konservativ abdeckende Bereich dem Vergleich zu Grunde gelegt. In dem zu untersuchenden Bereich muss die Bedingung $pdf_{NH} \leq pdf_{TP}$ erfüllt sein. Die Berechnung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen pdf_{NH} und pdf_{TP} erfolgt entsprechend [6] auf Basis der Standortmittelwerte A_{NH} und k_{NH} bzw. der Auslegungswerte A_{TP} und k_{TP} der zu untersuchenden WEA.
- IV. Erfolgt der Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Windbedingungen nach Abschnitt 1.2.1 und 1.2.2, hat der Vergleich der standortspezifischen effektiven Turbulenzintensität und der Auslegungsturbulenz nach NTM in dem Bereich zwischen $0.2v_{m50}(h)$ und $0.4v_{m50}(h)$ zu erfolgen [1.1]. Liegt einer zu betrachtenden WEA keine Auslegungsturbulenz nach NTM vor, erfolgt der Vergleich mit der in der Typenprüfung aufgeführten Auslegungsturbulenz. Entsprechend [6] hat der Vergleich in dem Bereich zwischen v_{ave} und $2v_{ave}$ zu erfolgen. Erfolgt der Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Lasten nach Abschnitt 1.2.3, sind der Lastberechnung nach [1.1] mindestens die standortspezifischen effektiven Turbulenzintensitäten von v_{in} bis $0.4v_{m50}(h)$ bzw. von v_{in} bis v_{out} entsprechend DLC 1.2 nach [6] zu Grunde zu legen. Im vorliegenden Gutachten werden die standortspezifischen effektiven Turbulenzintensitäten mindestens im Windgeschwindigkeitsbereich von 5 m/s bis 25 m/s (bzw. v_{out} wenn $v_{out} < 25$ m/s) ausgewiesen, was die oben beschriebenen Anforderungen für den Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Windbedingungen nach [1.1], [6] und auch [7] abdeckt. Erfolgt der Nachweis der Standorteignung durch den Vergleich der Lasten, werden dem Anlagenhersteller grundsätzlich die standortspezifischen effektiven Turbulenzintensitäten in dem Bereich von v_{in} bis v_{out} zur Verfügung gestellt. Liegt einer zu prüfenden WEA eine Typenprüfung nach [2] zu Grunde, erfolgt der Vergleich mit der Turbulenzkurve für Turbulenzkategorie A nach [1.1], da dieser Verlauf den nach [2] anzusetzenden mit abdeckt.
- V. Bezüglich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} werden grundsätzlich alle Anlagen im Umkreis des 10fachen Rotordurchmessers D der geplanten Anlage(n) in die Betrachtung einbezogen und nachgewiesen. Dieses Kriterium deckt alle Kriterien nach [1.1], [6] und [7] ab.
- VI. Der standortspezifische Mittelwert der Luftdichte ρ wird abdeckend für alle Windgeschwindigkeiten angegeben.

- VII. Hinsichtlich der Auslegungswindbedingungen des ETM werden die Werte der höchsten Turbulenz im Zentrum des Nachlaufs ausgewiesen. Da eine Überschreitung der Auslegungswindbedingungen bezüglich des ETM in der Regel mit einer Überschreitung der effektiven Turbulenzintensität einhergeht, kann davon ausgegangen werden, dass eine Überschreitung der extremen Turbulenzintensität nur in solchen Fällen eintritt, in denen die Standorteignung durch eine Lastrechnung des Hersteller nachgewiesen werden muss, was dann auf Basis der ausgewiesenen Werte für die Extremturbulenz erfolgt. Aus diesem Grund wird der Vergleich der Auslegungswindbedingungen des ETM mit den Standortbedingungen nicht geführt.
- VIII. Auf Grund der verwendeten Berechnungsprogramme und deren Zahlenausgabeformat, werden die im vorliegenden Gutachten ausgewiesenen Ergebnisse in der Regel mit dem Dezimaltrennzeichen „Punkt“ versehen.
- IX. Auf Grund der unterschiedlichen Begrifflichkeiten und Bezeichnungen identischer Größen in den zu Grunde gelegten Richtlinien und Normen, werden im vorliegenden Gutachten teilweise Begriffe und Bezeichnungen gewählt bzw. eingeführt, die, soweit möglich, eine Ähnlichkeit zu den jeweiligen Begriffen und Bezeichnungen in den Richtlinien und Normen aufweisen, um sie diesen zuordnen zu können. Die korrekte Umsetzung der in den Richtlinien und Normen geforderten Vergleiche bleibt davon unberührt.

1.4 Qualität der zu Grunde gelegten Daten und Modelle

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

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

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

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 zwei WEA des Typs Nordex N163/5.X auf 118.0 m Nabenhöhe mit einer Nennleistung von 5700 kW, vier WEA des Typs Nordex N163/6.X auf 164.0 m Nabenhöhe mit einer Nennleistung von 6800 kW und einer WEA des Typs Nordex N149/5.X auf 164.0 m Nabenhöhe mit einer Nennleistung von 5700 kW am Standort Werningshausen in Thüringen. Die geplanten WEA mit einer Nabenhöhe von 164.0 m sollen zuzüglich einer Fundamenterhöhung von 0.9 m errichtet 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 vorgegeben Windparklayout ergibt sich der geringste relative Abstand s einer neu geplanten WEA zu einer anderen WEA von 2.32, bezogen auf den größeren Rotordurchmesser D . Dies betrifft die WEA W2 und W3.

2.3 Auslegungswindbedingungen der geplanten WEA

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

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration

Interne W-Nr.	Bezeichnung Auftraggeber	Neu / Bestand	Innerhalb 10 D	Topografische Komplexität		UTM ETRS89 Zone 32		Hersteller	WEA Typ	NH ² [m]	D [m]	Betriebsmodus	FEH [m]	P _N [kW]	Prüfgrundlage DIBt	TK	Auslegungslebensdauer τ _{TP} [a]	m _{max,TP} [-]
				Komplex	Kategorie	X [m]	Y [m]											
W1	WEA 02	Neu	Ja	Nein	-	641995	5666356	Nordex	N163/5700	118.0	163.0	Mode 0	0.0	5700	2012	B	20	14
W2	WEA 03	Neu	Ja	Nein	-	642441	5666085	Nordex	N163/5700	118.0	163.0	Mode 0	0.0	5700	2012	B	20	14
W3	WEA 04	Neu	Ja	Nein	-	642788	5665934	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 1	0.9	6800	2012	S	25	14
W4	WEA 05	Neu	Ja	Nein	-	643334	5665636	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 1	0.9	6800	2012	S	25	14
W5	WEA 06	Neu	Ja	Nein	-	643725	5665522	Nordex	N149/5700	164.0	149.1	Mode 0	0.9	5700	2012	S	20	14
W6	WEA 08	Neu	Ja	Nein	-	643213	5666046	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 1	0.9	6800	2012	S	25	14
W7	WEA 15	Neu	Ja	Nein	-	643018	5667087	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 1	0.9	6800	2012	S	25	14
W8	WEA 03	Bestand	Nein	-	-	642100	5670964	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 1	0.9	6800	2012	S	25	14
W9	WEA 04	Bestand	Nein	-	-	642286	5670644	Nordex	N163/6.X	164.0	163.0	Mode 1	0.9	6800	2012	S	25	14
W10	WEA 02	Bestand	Nein	-	-	641339	5670789	Vestas	V162-5.6 MW	166.0	162.0	Modus 0	0.0	5600	2012	S	20	10
W11	WEA 01	Bestand	Nein	-	-	641692	5670932	Vestas	V162-6.0 MW	169.0	162.0	PO6000	0.0	6000	2012	S	20	10
W12	WEA 06	Bestand	Nein	-	-	640699	5670476	Vestas	V117-3.3MW	91.5	117.0	Mode 0	0.0	3300	2012	A	20	10
W13	WEA 07	Bestand	Nein	-	-	640998	5670458	Vestas	V117-3.3MW	91.5	117.0	Mode 0	0.0	3300	2012	A	20	10
W14	WEA 08	Bestand	Nein	-	-	641285	5670434	Vestas	V90-2.0 MW GS	105.0	90.0	Mode 0	0.0	2000	2004	A	20	10
W15	WEA 09	Bestand	Nein	-	-	641665	5670417	Vestas	V90-2.0 MW GS	105.0	90.0	Mode 0	0.0	2000	2004	A	20	10
W16	WEA 10	Bestand	Nein	-	-	641921	5670474	Vestas	V90-2.0 MW GS	105.0	90.0	Mode 0	0.0	2000	2004	A	20	10
W17	WEA 11	Bestand	Nein	-	-	642162	5670302	Vestas	V90-2.0 MW GS	105.0	90.0	Mode 0	0.0	2000	2004	A	20	10
W18	WEA 12	Bestand	Nein	-	-	641264	5670150	Vestas	V90-2.0 MW	105.0	90.0	Mode 0	0.0	2000	2004	A	20	10
W19	WEA 13	Bestand	Nein	-	-	641608	5670036	Vestas	V90-2.0 MW	105.0	90.0	Mode 0	0.0	2000	2004	A	20	10
W20	WEA 14	Bestand	Nein	-	-	641907	5670011	Vestas	V90-2.0 MW GS	105.0	90.0	Mode 0	0.0	2000	2004	A	20	10
W21	WEA 15	Bestand	Nein	-	-	642259	5670027	Vestas	V90-2.0 MW	105.0	90.0	Mode 0	0.0	2000	2004	A	20	10

Tabelle 2.2: Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	Prüfgrundlage	WZ	GK	V _{ave,TP} [m/s]	k _{TP} [-]	V _{m50,TP} [m/s]	TK	δ _{TP} [°]	α _{TP} [-]	ρ _{TP} [kg/m ³]	Auslegungslebensdauer τ _{TP} [a]	Quelle
W1 & W2	DIBt 2012	S	S	6.5	2.4	38.8	B	8.0	0.30	1.237	20	[24.1]
W3, W4, W6, W7	DIBt 2012	S	S	7.5	2.4	40.3	S	8.0	0.25	1.225	25	[24.2]
W5	DIBt 2012	S	S	7.5	2.4	42.0	S	8.0	0.25	1.237	20	[24.3] [24.4]

¹ Siehe Kapitel 1.4 Absatz 3

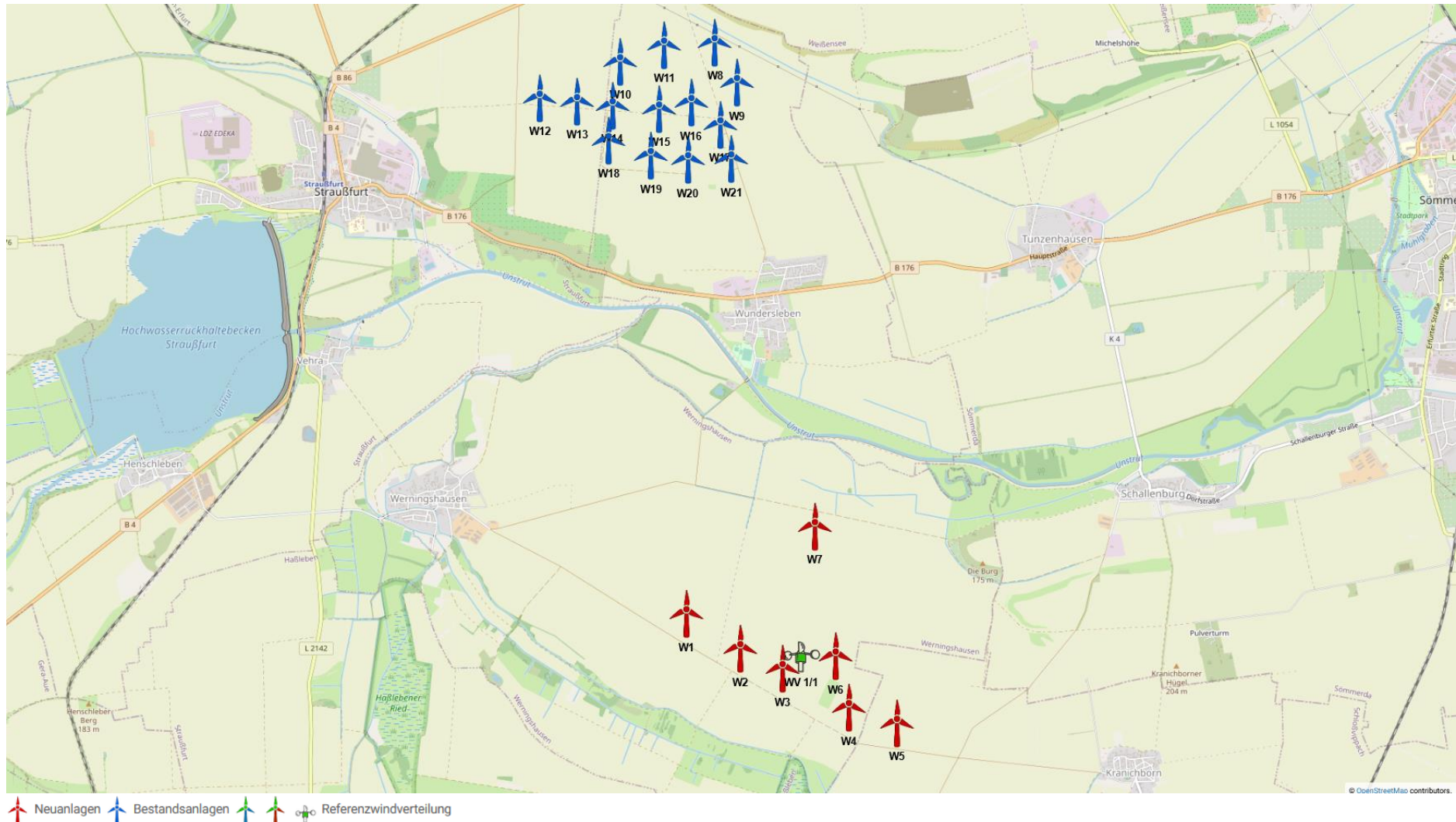


Abbildung 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration; Kartenmaterial: [19.1, 19.2]

3 Vergleich der Windbedingungen

3.1 Grundlagen

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

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

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

UTM ETRS89 Zone 32			A [m/s]	k [-]	p [%]	v _{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h _{wv} [m]				
642931	5666095	164.9				
Sektor Windrichtung [°]						
N 0			4.82	1.84	3.05	-
NNO 30			5.71	2.08	5.04	-
ONO 60			5.78	2.23	8.21	-
O 90			5.95	2.09	9.00	-
OSO 120			4.65	1.98	3.96	-
SSO 150			4.13	2.08	2.72	-
S 180			5.26	1.81	4.22	-
SSW 210			7.25	1.90	10.22	-
WSW 240			9.03	2.15	21.41	-
W 270			8.47	2.24	17.73	-
WNW 300			6.84	2.25	9.70	-
NNW 330			5.48	2.13	4.74	-
Gesamt			7.06	1.90	100.00	6.27

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 & W2	6.00	6.50	1.9	2.4	-	Nein	Nein	Ja
W3, W4, W6, W7	6.27	7.50	1.9	2.4	-	Ja	Ja	Nein
W5	6.27	7.50	1.9	2.4	-	Ja	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], 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 _{TP}	GK _{TP}	$v_{m50, TP}$ [m/s]	WZ _{NH}	GK _{NH}	$v_{m50, NH}$ [1.1] [m/s]	$v_{m50, NH}$ [22.2] [m/s]	Nachweis möglich (gemäß 1.2.1)	Lastvergleich erforderlich (gemäß 1.2.3)
W1 & W2	S	S	38.80	2	II	37.11	-	Ja	Nein
W3, W4, W6, W7	S	S	40.30	2	II	39.15	-	Ja	Nein
W5	S	S	42.00	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, ist eine konstante, mittlere effektive Turbulenzintensität I_{eff} von 0.20 als Auslegungswindbedingung anzusetzen.

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 1993 [3]	DIBt 2004 [2]	DIBt 2012 [1.1] DIN EN IEC 61400-1:2019 [6]				S [-]
	Konstanter Mittelwert	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	-
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	-
Konstanter Mittelwert	0.200	-	-	-	-	-	-

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] und der Topografie [14] am Standort auf Nabenhöhe ermittelt.

3.3.2.2 Vorgehensweise

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

Zur Berechnung von I_{amb} werden an jedem zu untersuchenden WEA Standort die flächenmäßigen Informationen zur Bodenbedeckung aus dem CORINE Datensatz [13] mit 20 km Radius um den Standort zu Grunde gelegt. Die in [13] 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 σ_σ unterstellt, die ebenfalls dem NTM Verlauf folgt [15]. Die Werte für die Standardabweichung der Umgebungsturbulenzintensität σ_σ sind so gewählt, dass die Summe aus der Referenzsturbulenzintensität nach NTM und dem 1fachen σ_σ die Referenzkurve nach [6, 7] ergibt.

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

3.3.2.3 Untersuchung der topografischen Komplexität der Anlagenstandorte

Das verwendete Höhenmodell aus dem SRTM Datensatz [14] 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 [14] 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						
$10 z_{hub}$							
$20 z_{hub}$							
		Kategorie					
	L	M			H		
C_{CT}	1.05	1.10			1.15		

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

3.3.2.4 Repräsentative Turbulenzintensität

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

Tabelle 3.6: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort

Standort: W6	NH: 164.9 m	I_{rep} [-]
Sektor	Windrichtung [°]	
N	0	0.109
NNO	30	0.106
ONO	60	0.113
O	90	0.106
OSO	120	0.112
SSO	150	0.112
S	180	0.122
SSW	210	0.110
WSW	240	0.112
W	270	0.107
WNW	300	0.106
NNW	330	0.106

3.3.3 Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}

3.3.3.1 Grundlagen

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

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

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

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

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

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

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

In keiner der zu Grunde gelegten Richtlinien und Normen [1.1 - 8] werden hinsichtlich des Abstandes s von WEA Grenzen definiert, bis zu welchen die Ergebnisse der effektiven Turbulenzintensitäten I_{eff} anwendbar oder belastbar sind. Dasselbe gilt für die in [10] und [16] beschriebenen Turbulenzmodelle. Verschiedene Untersuchungen und Ausarbeitungen haben gezeigt, dass die Turbulenzmodelle auch bei geringen relativen Abständen s im Bereich $3 D \geq s \geq 2 D$ konservative Ergebnisse liefern und belastbar sind. Diese Ergebnisse können sowohl für einen Vergleich der Windbedingungen entsprechend Abschnitt 1.2.1 als auch für einen Nachweis gemäß 1.2.3 herangezogen werden. Die Ergebnisse der ermittelten, effektiven Turbulenzintensitäten bei Anlagenabständen s von unter $2.0 D$ sollten nicht mehr für eine standortspezifische Lastrechnung (siehe Abschnitt 1.2.3) herangezogen werden. In diesen Nachlaufsituationen ist eine Abschaltung erforderlich. Eine Ausnahme bilden Abstände s von unter $2.0 D$ in Verbindung mit einem großen 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_{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_{eff} einer Bestandsanlage hat oder um Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} an dieser zu verhindern. Die im Folgenden aufgeführten Betriebsbeschränkungen stellen immer eine Mindestanforderung dar, deren technische Umsetzbarkeit nicht geprüft wurde. Wenn möglich, wird für jedes WSM an einer beeinflussenden WEA ein alternatives WSM an der beeinflussten WEA ausgewiesen. Hierbei handelt es sich in der Regel um eine Abschaltung an der beeinflussten WEA, da die Lasten an einer abgeschalteten WEA geringer sind als die Lasten im frei angeströmten Betrieb. Die ausgewiesenen Alternativen stellen einen Vorschlag dar, werden aber nicht in der Berechnung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} berücksichtigt. Soll eine ausgewiesene Alternative berücksichtigt werden, erfordert dies eine neue Bewertung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} .

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

3.3.3.3 Ergebnis

Die folgende Tabelle 3.7 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_{eff}

v_{hub}	W1[B]	W2[B]	W3[S]	W4[S]	W5[S]	W6[S]	W7[S]	Referenz Klasse B	Referenz Klasse S
3	0.274	0.290	0.286	0.276	0.274	0.288	0.261	0.366	0.332
4	0.235	0.267	0.268	0.251	0.252	0.266	0.217	0.301	0.282
5	0.217	0.264	0.267	0.245	0.252	0.262	0.193	0.262	0.253
6	0.196	0.250	0.250	0.232	0.244	0.251	0.175	0.236	0.233
7	0.180	0.231	0.235	0.214	0.229	0.235	0.161	0.217	0.219
8	0.163	0.211	0.215	0.198	0.214	0.219	0.150	0.203	0.208
9	0.149	0.186	0.194	0.177	0.194	0.199	0.141	0.192	0.200
10	0.139	0.172	0.181	0.163	0.184	0.189	0.134	0.183	0.193
11	0.132	0.157	0.168	0.150	0.171	0.177	0.128	0.176	0.188
12	0.126	0.144	0.153	0.137	0.159	0.166	0.123	0.170	0.183
13	0.122	0.132	0.141	0.127	0.147	0.154	0.118	0.165	0.179
14	0.119	0.124	0.131	0.119	0.136	0.145	0.115	0.161	0.176
15	0.116	0.118	0.123	0.114	0.128	0.136	0.112	0.157	0.173
16	0.114	0.115	0.117	0.110	0.120	0.129	0.109	0.154	0.171
17	0.112	0.112	0.113	0.108	0.115	0.124	0.107	0.151	0.169
18	0.110	0.110	0.109	0.106	0.111	0.119	0.105	0.149	0.167
19	0.108	0.109	0.107	0.104	0.108	0.116	0.103	0.146	0.165
20	0.107	0.107	0.105	0.102	0.105	0.113	0.102	0.144	0.163
21	0.106	0.106	0.103	0.101	0.103	0.110	0.101	0.142	0.162
22	0.105	0.104	0.101	0.100	0.101	0.107	0.099	0.141	0.161
23	0.104	0.103	0.100	0.099	0.099	0.104	0.098	0.139	0.159
24	0.103	0.102	0.099	0.098	0.098	0.102	0.097	0.138	0.158
25	0.102	0.101	0.098	0.097	0.097	0.100	0.096	0.136	0.157

3.4 Schräganströmung δ

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

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

Die folgende Tabelle 3.8 stellt die Ergebnisse der ermittelten Schräganströmung δ_{NH} dar.

Tabelle 3.8 Standortmittelwert der Schräganströmung δ_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	δ_{NH} [°]
W1	1.5
W2	1.2
W3	1.3
W4	0.7
W5	0.2
W5	1.3
W7	-0.7

3.5 Höhenexponent α

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

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

Die folgende Tabelle 3.9 stellt die Ergebnisse der Standortmittelwerte des Höhenexponenten α_{NH} dar.

Tabelle 3.9 Standortmittelwert des Höhenexponenten α_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	α_{NH} [-]
W1	0.14
W2	0.14
W3	0.13
W4	0.13
W5	0.13
W6	0.13
W7	0.13

3.6 Luftdichte ρ

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

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

Die folgende Tabelle 3.10 stellt die Ergebnisse des Standortmittelwertes der Luftdichte ρ_{NH} für jede zu untersuchende WEA dar.

Tabelle 3.10: Standortmittelwert der Luftdichte ρ_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	ρ_{NH} [kg/m ³]
W1	1.209
W2	1.210
W3	1.204
W4	1.205
W5	1.206
W6	1.202
W7	1.209

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 3.11 stellt die ermittelten extremen Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$ in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit dar.

Tabelle 3.11: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$

v_{hub}	W1	W2	W3	W4	W5	W6	W7
3	0.303	0.328	0.305	0.301	0.298	0.331	0.289
4	0.274	0.313	0.284	0.281	0.282	0.309	0.245
5	0.264	0.314	0.281	0.278	0.281	0.305	0.222
6	0.242	0.302	0.268	0.266	0.270	0.292	0.204
7	0.226	0.283	0.251	0.249	0.252	0.273	0.189
8	0.208	0.263	0.233	0.234	0.234	0.254	0.176
9	0.190	0.236	0.210	0.214	0.211	0.229	0.164
10	0.179	0.223	0.199	0.200	0.199	0.217	0.156
11	0.167	0.208	0.186	0.187	0.185	0.202	0.148
12	0.156	0.193	0.173	0.174	0.172	0.189	0.142
13	0.146	0.177	0.160	0.161	0.159	0.175	0.136
14	0.138	0.164	0.150	0.150	0.148	0.163	0.131
15	0.132	0.154	0.141	0.141	0.138	0.153	0.126
16	0.126	0.144	0.133	0.133	0.130	0.145	0.123
17	0.122	0.137	0.127	0.127	0.124	0.138	0.120
18	0.119	0.132	0.123	0.122	0.119	0.133	0.117
19	0.116	0.127	0.119	0.118	0.116	0.129	0.115
20	0.114	0.124	0.116	0.115	0.113	0.126	0.113
21	0.111	0.119	0.112	0.112	0.109	0.122	0.111
22	0.109	0.116	0.109	0.110	0.105	0.119	0.109
23	0.107	0.112	0.106	0.108	0.102	0.115	0.108
24	0.105	0.109	0.104	0.105	0.100	0.113	0.106
25	0.103	0.106	0.101	0.103	0.097	0.110	0.105

4 Zusammenfassung

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 und W2 eine Überschreitung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten pdf_{NH} im Vergleich zur Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Typenprüfung pdf_{TP} aufweisen (siehe Abschnitt 3.2.1),
- ii. W3 – W7 keine Überschreitung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der standortspezifischen Windgeschwindigkeiten pdf_{NH} im Vergleich zur Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Typenprüfung pdf_{TP} aufweisen (siehe Abschnitt 3.2.1),
- iii. W1 – W7 an einem Standort errichtet werden sollen, der den Auslegungswert der 50-Jahreswindgeschwindigkeit $v_{m50, TP}$ nicht überschreitet (siehe Abschnitt 3.2.2),
- iv. W2, W3, W5 und W6 Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} gegenüber den Auslegungswerten aufweisen (siehe Abschnitt 3.3.3.3) und
- v. W1, W4 und W7 keine Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität I_{eff} gegenüber den Auslegungswerten aufweisen (siehe Abschnitt 3.3.3.3).

Die Standorteignung gemäß DIBt 2012 [1.1] ist für die WEA W4 und W7 durch das vorliegende Gutachten nachgewiesen.

Die Standorteignung gemäß DIBt 2012 ist für die WEA W1 – W3, W5 und W6 nicht durch den Vergleich mit Auslegungswerten nachweisbar. Daher muss eine Überprüfung der standortspezifischen Lasten der WEA seitens des Anlagenhersteller Nordex durchgeführt werden. Erst mit Vorlage der detaillierten standortspezifischen Lastrechnung bei der I17-Wind GmbH & Co. KG kann die Standorteignung der WEA W1 – W3, W5 und W6 abschließend bewertet werden.

Der Auftraggeber hat die Überprüfung der standortspezifischen Lasten beim Anlagenhersteller bereits beauftragt und wird das Gutachten nach abschließender Bewertung durch die I17-Wind GmbH & Co. KG der Genehmigungsbehörde vorlegen.

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	Anlagentyp	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W1	Nordex	N163/5700	118.0	0.0	Prüfung durch den Anlagenhersteller erforderlich
W2	Nordex	N163/5700	118.0	0.0	Prüfung durch den Anlagenhersteller erforderlich
W3	Nordex	N163/6.X	164.0	0.9	Prüfung durch den Anlagenhersteller erforderlich
W4	Nordex	N163/6.X	164.0	0.9	Ja
W5	Nordex	N149/5700	164.0	0.9	Prüfung durch den Anlagenhersteller erforderlich
W6	Nordex	N163/6.X	164.0	0.9	Prüfung durch den Anlagenhersteller erforderlich
W7	Nordex	N163/6.X	164.0	0.9	Ja

5 Standortbesichtigung

Entsprechend der Forderung in der Richtlinie DIBt Fassung Oktober 2012 [1.1] nach einer Standortbesichtigung wurde diese am 12.01.2022 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] und ggf. zu den Höhenlinien [14]. Mögliche turbulenzrelevante Einzelstrukturen wurden untersucht und dokumentiert. Die Standortdokumentation bestätigt die zu Grunde gelegten Rauigkeiten und die Ergebnisse zur Komplexität.

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

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

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

Symbol	Bedeutung	Einheit
τ	Lebensdauer	[a]
TSI	Index der Geländeneigung	[°]
TVI	Index der Geländeabweichung	[%]
v_{ave}	Jahresmittel der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
v_{hub}	Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
v_{in}	Einschaltwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
v_{m50}	10-Minuten Mittelwert der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	[m/s]
v_{out}	Abschaltwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
v_r	Nennwindgeschwindigkeit der WEA	[m/s]
v_{ref}	Auslegungswert des 10-Minuten Mittelwerts der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit	[m/s]
X	Rechtswert	[m]
Y	Hochwert	[m]
z_0	Rauigkeitslänge	[m]
z_{hub}	Nabenhöhe der betrachteten WEA	[m]
α	Höhenexponent	[-]
δ	Schräganströmung	[°]
ρ	Luftdichte	[kg/m ³]
σ	Standardabweichung der Windgeschwindigkeit	[m/s]
σ_σ	Standardabweichung der Turbulenzintensität	[-]

Literaturverzeichnis

- [1.1] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Referat I 8 Bautechnisches Prüfamt 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 11.08.2020;*
- [12] *European Wind Atlas, Risø National Laboratory, Roskilde (DK), 1989 Troen, Ib; Petersen, Erik L.;*
- [13] *European Environment Agency; Corine Land Cover (CLC) 2018, Version 20 (final version); Veröffentlicht im Juni 2019;*
- [14] *U.S. Geological Survey Earth Resources Observation & Science Center (EROS); SRTM 1 Arc-Sec Global; Download am 02.12.2016;*
- [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] UKA Meißen Projektentwicklung GmbH & Co. KG; E-Mail mit dem Betreff: "RE: Angebotsabfragen für S3-Paket; Neuangebote WP Werningshausen" vom 02.12.2021; Datei: 211201_WP_Werningshausen_KO.xls; UKA Meißen Projektentwicklung GmbH & Co. KG; E-Mail mit dem Betreff: „RE: WP Wundersleben – Standorteignung“; 25.09.2019 und E-Mail mit dem Betreff: “ RE: WP Wundersleben (P-1-050): Datengrundlage Schallimmissionsprognose“ vom 30.01.2020 und E-Mail mit dem Betreff: "RE: Angebotsabfragen für S3-Paket; Revision WP Wundersleben" vom 18.11.2021;
- [22.1] anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH; *Abschätzung des langjährigen mittleren Windpotentials auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Werningshausen; Standort: Werningshausen, Thüringen; Berichts-Nr.: 22-002-7022002-Rev.00-WV-PP; Datum: 7. Januar 2022*;
- [22.2] entfällt;
- [23] I17- Wind GmbH & Co. KG; *Standortdokumentation für ein Gutachten zur Standorteignung nach DIBt 2012 für den Windpark Werningshausen; I17-SV-2022-264; 14.01.2022*;
- [24.1] Nordex Energy SE & Co. KG; *Design Information for Wind & Site Assessment N163/5.7 Delta NCV 50Hz TCS164B-01 (N21) DIBt S; 16.08.2021*;
- [24.2] Nordex Energy SE & Co. KG; *Design Information for Wind & Site Assessment N163/6.X Delta 50Hz NCV TCS164 DIBt / IEC S; 03.08.2021*;
- [24.3] Nordex Energy SE & Co. KG; *Design Information for Wind & Site Assessment N149/5.7 Delta 50Hz NCV TCS164B-01 (N21) DIBt S; 13.08.2021*;
- [24.4] Nordex Energy GmbH; *Design Parameters (rotor diameter / hub height) Nordex WTG; Document no.: SEE_EUall_659 Revision 00; 18.05.2020*;

16.1.5 Anlagenwartung

Anlagen:

- Kap16_01_05_01_Allgemeine Wartungsanleitung.pdf
- Kap16_01_05_02_Getriebeölwechsel bei Nordex-WEA.pdf

Wartungsanleitung

Allgemeine Wartungsanleitung

Produktreihe Delta4000



Rev. 10/14.06.2022

Dokumentennr.: E0004345392
Status: Released
Sprache: DE-Deutsch
Vertraulichkeit: Nordex general

- Originaldokument -

Dokument wird elektronisch verteilt.

Original mit Unterschriften bei Nordex Energy SE & Co. KG, Department Engineering.

Dieses Dokument, einschließlich jeglicher Darstellung des Dokumentes im Ganzen oder in Teilen, ist geistiges Eigentum der Nordex Energy SE & Co. KG. Sämtliche in diesem Dokument enthaltenen Informationen sind ausschließlich für Mitarbeiter und Mitarbeiter von Partner- und Subunternehmen der Nordex Energy SE & Co. KG der Nordex SE und ihrer im Sinne der §§15ff AktG verbundenen Unternehmen bestimmt und dürfen nicht (auch nicht in Auszügen) an Dritte weitergegeben werden.

Alle Rechte vorbehalten.

Jegliche Weitergabe, Vervielfältigung, Übersetzung oder sonstige Verwendung dieses Dokuments oder von Teilen desselben, gleich ob in gedruckter, handschriftlicher, elektronischer oder sonstiger Form, ohne ausdrückliche Zustimmung durch die Nordex Energy SE & Co. KG ist untersagt.

© 2022 Nordex Energy SE & Co. KG, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy SE & Co. KG
Langenhorner Chaussee 600
22419 Hamburg
Deutschland
Tel: +49 (0)40 300 30 - 1000
Fax: +49 (0)40 300 30 - 1101
info@nordex-online.com
<http://www.nordex-online.com>

Gültigkeit

Anlagengeneration	Produktreihe	Produkt
Delta	Delta4000	N133/4.X N149/4.X N149/5.X N163/5.X N163/6.X

Änderungsindex

Rev.	Datum	Bearbeitung
10	14.06.2022	T. Kitzmann/TANNER AG

Kapitel	Änderung
7	Aufnahme Steigschutzsystem im Maschinenhaus als prüfpflichtige Ausrüstung.

Inhalt

1.	Zu dieser Anleitung	6
1.1	Verwendungszweck.....	6
1.2	Zielgruppe	6
1.3	Inhalt.....	6
1.4	Verwendete Zeichen und Symbole	6
1.5	Gestaltung von Warnhinweisen	7
1.6	Abkürzungen und Begriffe.....	7
1.7	Mitgeltende Dokumente.....	7
2.	Sicherheitshinweise	8
3.	Wartungstypen	9
4.	Wartung bei tiefen Temperaturen	11
5.	Planung der Wartungsarbeiten.....	12
6.	Durchführung der Wartungsarbeiten.....	13
7.	Prüfpflichtige Ausrüstung	14

1. Zu dieser Anleitung

1.1 Verwendungszweck

Dieses Dokument enthält allgemeine Instruktionen für die Durchführung der Arbeiten, die für die Wartung der *Nordex*-Windenergieanlagen der Anlagenklasse Delta4000 erforderlich sind.

1.2 Zielgruppe

Dieses Dokument ist bestimmt für Mitarbeiter der *Nordex Energy SE & Co. KG*, Beauftragte und Eigentümer/Betreiber der WEA.



1.3 Inhalt

Dieses Dokument definiert die verschiedenen Wartungstypen. Es erläutert, wer für die Planung der Wartung verantwortlich ist und wie die Wartung erfolgt.

Es beschreibt die vorbereitenden Arbeitsschritte und die Tätigkeiten, die Gegenstand der Wartungsarbeiten sind.

Die Beschreibung der einzelnen Wartungsarbeiten selbst ist nicht Gegenstand dieses Dokuments und werden in der Wartungsanleitung Delta4000 beschrieben.

1.4 Verwendete Zeichen und Symbole

Zeichen/Symbol	Bedeutung
✓	Voraussetzung
➤	Handlungsanleitung ohne bestimmte Reihenfolge
1.	Handlungsanleitung mehrschrittig.
2.	Vorgegebene Reihenfolge beachten!
↪	Resultat zu Handlungsanleitungen
•	Aufzählungen ohne bestimmte Reihenfolge
-	Unterpunkt zu Handlungsschritten oder Aufzählungen
<i>Kursiver Text</i>	Kennzeichnung von: <ul style="list-style-type: none"> • Bedienungsmodi der WEA • Bildschirm- und Anzeigetexten • Eigennamen, z. B. Herstellernamen • Parameternamen • Fehlermeldungen
	Zusätzliche Informationen, Hinweise und Tipps
	Verweis auf Informationen in anderen Dokumenten

SAP-Nr. mit Revisionsangabe

Darstellung einer SAP-Nr. mit Revisionsangabe, z. B.:

SAP-Nr. 1036116-XX

- **1036116**: Führende Stellen der SAP-Nummer
 - **-XX**: Ergänzung für die Revisionsziffern
- Die vollständige SAP-Nr. der jeweils gültigen Stückliste und/oder dem Fertigungsauftrag entnehmen.

1.5 Gestaltung von Warnhinweisen

Es gibt 4 Warnstufen, die nach Schweregrad der Gefahr gestaffelt sind. Die Warnstufen sind durch Signalworte und, bis auf „HINWEIS“, mit einem Gefahrenzeichen gekennzeichnet.

Warnstufe	Beschreibung
GEFAHR	Gefährdung mit hohem Risikograd, die zum Tod oder zu schwerer Verletzung führt, wenn sie nicht vermieden wird.
WARNUNG	Gefährdung mit mittlerem Risikograd, die zum Tod oder zu schwerer Verletzung führen kann, wenn sie nicht vermieden wird.
VORSICHT	Gefährdung mit niedrigem Risikograd, die zu geringfügiger Verletzung führen kann, wenn sie nicht vermieden wird.
HINWEIS	Gefährdung mit niedrigem Risikograd, die zu Sachschäden führen kann, wenn sie nicht vermieden wird.

1.6 Abkürzungen und Begriffe

Abkürzung	Benennung	Beschreibung
PSAgA	Persönliche Schutzausrüstung gegen Absturz	
RCD	Residual Current Device	Fehlerstrom-Schutzeinrichtung
UMZ	unabhängiger Maximalstromzeitschutz	
WEA	Windenergieanlage	

1.7 Mitgeltende Dokumente

Dok.-Nr.	Dok.-Art	Titel
E0004345416	Wartungsbericht	Wartungsbericht Delta4000
E0003937116	Sicherheitshandbuch	Sicherheitshandbuch Delta4000
E0004345155	Bedienungsanleitung	Bedienungsanleitung Delta4000
E0004872933	Montageanleitung	Montage- und Betriebsanleitung Ortsfeste Steigleiter Hailo
G0413_WI01	Arbeitsanweisung	Prüfung der Personenanschlagpunkte

2. Sicherheitshinweise



- E0003937116 Sicherheitshandbuch Delta4000
- E0004345155 Bedienungsanleitung Delta4000

Die sichere und fachgerechte Ausführung von Wartungsarbeiten an der WEA setzt die gründliche Kenntnis des Sicherheitshandbuchs, der Bedienungsanleitung und der Wartungsanleitung voraus. Die darin enthaltenen speziellen Sicherheits-, Bedienungs- und Handlungsvorschriften im Interesse der eigenen Sicherheit und der Sicherheit der WEA einhalten.

Diese Dokumente beinhalten alle wichtigen allgemeinen Anweisungen, Informationen und Hinweise, die für ein sicheres und gefahrloses Arbeiten an der WEA erforderlich sind.

Sicherstellen, dass nur geschultes und eingewiesenes Fachpersonal Wartungsarbeiten an *Nordex*-Windenergieanlagen ausführt.

3. **Wartungstypen**

Die einzelnen Anlagenkomponenten einer WEA sind in unterschiedlichen Zeiträumen und in unterschiedlichem Umfang zu warten und zu prüfen.

Für die Delta4000-Generation wird zwischen 2 Wartungstypen unterschieden:

- **Erstwartung:** Beginn frühestens nach 500 Betriebsstunden nach der Inbetriebnahme. Abschluss spätestens nach 1500 Betriebsstunden nach der Inbetriebnahme.
- **Jahreswartung:** Jährliche Wartung, erstmals ein Jahr nach der Erstwartung. Beginn frühestens 10 Monate nach Beendigung des letztjährigen Erst- bzw. Jahreswartung. Abschluss spätestens 14 Monate nach Beendigung der letztjährigen Erst-bzw. Jahreswartung.

Für die Jahreswartung wird der Wartungsumfang durch folgende Symbole genauer definiert.

- **X*:** Wartungsumfang jedes Jahr, jedoch abhängig von landesspezifischen Richtlinien
- **X:** Wartungsumfang jedes Jahr
- **X1:** Wartungsumfang 1. Betriebsjahr
- **X3:** Wartungsumfang alle 3 Betriebsjahre
- **X5:** Wartungsumfang alle 5 Betriebsjahre
- **X7:** Wartungsumfang alle 7 Betriebsjahre
- **X10:** Wartungsumfang alle 10 Betriebsjahre
- **X20:** Wartungsumfang alle 20 Betriebsjahre

Tabellerische Übersicht über die Wartungen

Betriebszeit	Wartungstyp	Erweiterter Wartungsumfang	Betriebszeit	Wartungstyp	Erweiterter Wartungsumfang
500 bis 1500 h	Erstwartung	-	18 Jahre	Jahreswartung	X3
1 Jahr	Jahreswartung	X1	19 Jahre		-
2 Jahre		-	20 Jahre		X5, X10, X20
3 Jahre		X3	21 Jahre		X3, X7
4 Jahre		-	22 Jahre		-
5 Jahre		X5	23 Jahre		-
6 Jahre		X3	24 Jahre		X3
7 Jahre		X7	25 Jahre		X5
8 Jahre		-	26 Jahre		-
9 Jahre		X3	27 Jahre		X3
10 Jahre		X5, X10	28 Jahre		X7
11 Jahre		-	29 Jahre		-
12 Jahre		X3	30 Jahre		X3, X5, X10
13 Jahre		-	31 Jahre		-
14 Jahre		X7	32 Jahre		-
15 Jahre		X3, X5	33 Jahre		X3
16 Jahre		-	34 Jahre		-
17 Jahre		-	35 Jahre		X5, X7

4. **Wartung bei tiefen Temperaturen**

Prinzipiell ist eine Wartung der WEA bei Temperaturen unter 0 °C möglich.
Dabei die folgenden Einschränkungen und Hinweise beachten

Aufbringen einer Vorspannkraft auf eine Schraubverbindung: bis -20 °C

Bei der Verwendung von Verbrauchsmaterialien die Hinweise der Hersteller beachten.

5. Planung der Wartungsarbeiten

Eine Windenergieanlage ist eine komplexe technische Anlage zur Erzeugung von Elektroenergie. Die regelmäßige entsprechend den Vorgaben des Herstellers durchgeführte Wartung ist die Voraussetzung für einen zuverlässigen, fehlerfreien und sicheren Betrieb.

Für die Planung, Organisation und fristgerechte Durchführung der Wartungsarbeiten ist der Eigentümer der WEA verantwortlich.

Die Wartungsarbeiten umfassen die Rotorblätter, die Rotornabe, das Maschinenhaus, den Turm, das Turmfundament sowie die Steuerung der Anlage.

Wann welche Wartungsarbeiten durchgeführt werden, ist dem Wartungsbericht E0004345416 zu entnehmen. Dort sind die einzelnen Arbeiten in der Reihenfolge aufgeführt, wie sie zweckmäßiger Weise durchgeführt werden.

Die Wartung von prüfpflichtigen Ausrüstungen ist nicht Gegenstand der Wartungsanleitung. Diese Prüfungen werden durch befähigte Personen ausgeführt und vom Eigentümer entsprechend den landesspezifischen gesetzlichen Bestimmungen und in Übereinstimmung mit den zur jeweiligen Ausrüstung gehörenden Begleitunterlagen organisiert.

Eine Auflistung dieser Ausrüstungen befindet sich weiter hinten, siehe Kapitel 7.

Der Eigentümer stellt sicher, dass die Zuwegung zur WEA jederzeit den sicheren und schnellen Zugang zur Ausführung der Wartungsarbeiten ermöglicht.

6. Durchführung der Wartungsarbeiten

Wie welche Wartungsarbeiten durchgeführt werden, der Wartungsanleitung entnehmen.

Beim Austausch von Teilen oder Verbrauchsmaterialien während der Wartung nur die von Nordex zugelassenen verwenden. Jede Verwendung von Teilen anderer Hersteller, die Nordex nicht ausdrücklich zulässt, ist untersagt.

Nach Beendigung der Wartungsarbeiten den Bearbeitungsstand mit folgenden Symbolen in E0004345416 Wartungsbericht Delta4000 dokumentieren:

- OK = erledigt
- - = nicht erledigt
- B = Bemerkungen
- 0 = nicht relevant/nicht vorhanden

Wenn während der Wartungsarbeiten Fragen oder Unklarheiten auftreten, umgehend die *Nordex Energy SE & Co. KG* kontaktieren.

7. Prüfpflichtige Ausrüstung

Folgende Ausrüstung ist nicht Gegenstand der turnusmäßigen Wartungsarbeiten. Eine befähigte und bestellte Person oder Firma wartet diese. Die Durchführung dieser Wartungsarbeiten liegt in der Verantwortung des Betreibers der WEA.

Ausrüstung	Maßnahme	Prüffrist*
UMZ Relais inkl. Auslösung Leistungsschalter	Prüfung	4 Jahre
Niederspannungsleistungsschalter	Prüfung	4 Jahre
Netzschutzprüfung	Prüfung	4 Jahre
Erdungsanlage	Prüfung	4 Jahre
Blitzschutzsystem	Prüfung	4 Jahre
Schutzerdungsleiter PE und Schutzpotentialausgleich	Prüfung	4 Jahre
Isolationsmessung	Prüfung	4 Jahre
RCD- Schutzeinrichtung	Prüfung	1 Jahr
Isolationsüberwachungsgerät	Prüfung	4 Jahre
Differenzstromüberwachungsgerät	Prüfung	4 Jahre
Feuerlöscher	Austausch	2 Jahre
Erste-Hilfe-Kästen	Austausch	5 Jahre
Steigleiter im Turm	Prüfung nach Montageanleitung E0004872933	1 Jahr
Steigschutzsystem im Turm	Prüfung	1 Jahr
Aufstiegshilfe	Prüfung	1 Jahr
Falls vertraglich vereinbart: Im Turmfuß hinterlegte persönliche Schutzausrüstung gegen Absturz	Prüfung	1 Jahr
Brückenkran mit Schiebefahrwerk	Prüfung	1 Jahr
Elektrischer Kettenzug	Prüfung	1 Jahr
Befahranlage	Prüfung (Zwischenprüfung) durch zugelassene Überwachungsstelle	1 Jahr
	Prüfung (Hauptprüfung) durch zugelassene Überwachungsstelle	2 Jahre
Anschlagpunkte für PSaGA	Prüfung nach G0413_WI01; Weiterführung der in der WEA hinterlegten Prüfnachweise	1 Jahr
Löschmittelbehälter	Sichtprüfung auf Schwund	1 Jahr
Steigschutzsystem im Maschinenhaus	Prüfung	1 Jahr

* Die genannten Fristen sind Empfehlungen von Nordex Energy SE & Co. KG. Diese sollten nicht überschritten werden. Gegebenenfalls sind kürzere Intervalle aufgrund von Gesetzlicher Vorgaben oder technischer Bewertungen erforderlich.

Freigabeblatt:

Titel des Dokuments:	Allgemeine Wartungsanleitung Delta4000 General maintenance instruction Delta4000
----------------------	--

Dokumentnummer: E0004345392

Revision:	10	Ersteller/Datum:	Kitzmann Tino: 2022-06-15
Sprache:	DE		
Abteilung:	Engineering/CPS	Prüfer/Datum:	Haufft Tobias: 2022-06-16
Vertraulichkeit:	Nordex Internal Purpose		
Status:	Released	Freigeber/Datum:	Puttkammer Morten: 2022-07-05
Führende AST:	24013		

Die Seite ist Teil des Dokumentes Allgemeine Wartungsanleitung Delta4000, Rev. 10/2022-07-05 mit 17 Seiten
Das Dokument wurde elektronisch erstellt und freigegeben.

Allgemeine Dokumentation

Getriebeölwechsel an Nordex- Windenergieanlagen

Rev. 06/16.04.2021

Dokumentennr.: NALL01_008534
Status: Released
Sprache: DE-Deutsch
Vertraulichkeit: Nordex Internal
Purpose

- Originaldokument -

Dokument wird elektronisch verteilt.

Original mit Unterschriften bei Nordex Energy SE & Co. KG, Department Engineering.

Dieses Dokument, einschließlich jeglicher Darstellung des Dokuments im Ganzen oder in Teilen, ist geistiges Eigentum der Nordex Energy SE & Co. KG. Sämtliche in diesem Dokument enthaltenen Informationen sind ausschließlich für Mitarbeiter und Mitarbeiter von Partner- und Subunternehmen der Nordex Energy SE & Co. KG, der Nordex SE und ihrer im Sinne der §§15ff AktG verbundenen Unternehmen bestimmt und dürfen nicht (auch nicht in Auszügen) an Dritte weitergegeben werden.

Alle Rechte vorbehalten.

Jegliche Weitergabe, Vervielfältigung, Übersetzung oder sonstige Verwendung dieses Dokuments oder von Teilen desselben, gleich ob in gedruckter, handschriftlicher, elektronischer oder sonstiger Form, ohne ausdrückliche Zustimmung durch die Nordex Energy SE & Co. KG ist untersagt.

© 2021 Nordex Energy SE & Co. KG, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy SE & Co. KG
Langenhorner Chaussee 600
22419 Hamburg
Deutschland

Tel: +49 (0)40 300 30 - 1000

Fax: +49 (0)40 300 30 - 1101

info@nordex-online.com

<http://www.nordex-online.com>

Gültigkeit

Anlagengeneration	Produktreihe	Produkt
Gamma	K08 Gamma	N90/2500, N100/2500, N117/2400
Delta	K08 Delta	N100/3300, N117/3000, N117/3000 controlled, N117/3600, N131/3000, N131/3000 controlled, N131/3300, N131/3600, N131/3900
Delta	Delta4000	N133/4.X, N149/4.X, N149/5.X, N163/5.X, N163/6.X

Inhalt

1.	Allgemeines	5
2.	Vorgehensweise	5
3.	Komponentenaufbau	5
4.	Besondere Leistungen und Vorteile	6

1. Allgemeines

Die Ölwechsel an allen Nordex-Windenergieanlagen (WEA) werden ausschließlich von hierfür zugelassenen, kompetenten Fachunternehmen durchgeführt. Diese Unternehmen werden in vorgeschriebenen Abständen zertifiziert.

2. Vorgehensweise

- Stoppen der WEA.
- Transport der benötigten Maschinen und Ausrüstungen ins Maschinenhaus in einer öldichten Tonne mit dem Bordkran.
- Anschließen des Saugschlauchs an das Ölablassventil.
- Die in der Tonne befindliche Ölpumpe drückt das Altöl über den Altölschlauch in den Altöltank, der sich auf einem für dieses Verfahren ausgerüsteten LKW befindet.
- Während des Herunterpumpens werden parallel die Filterelemente gewechselt.
- Nach dem Absaugen des Altöls wird das neue Öl über einen Frischölschlauch von unten nach oben gepumpt. Anschließend werden die Schläuche abgekuppelt, verschlossen, an der Tonne befestigt und zusammen mit dem Müll (Putzlappen, alte Ölfilter), der in Eimern gesammelt wird, zum LKW heruntergelassen.
- Bei einem unerwarteten Austreten von Öl am oberen Ende des Schlauches fungiert die Maschinenhausverkleidung als Auffangwanne.
- Im unwahrscheinlichen Fall des Ölaustretens wird umgehend Ölbindemittel eingesetzt.

Die Schläuche sind 4-fach überdruckfest, unterliegen einer gesetzlich vorgeschriebenen Kontrolle und werden maximal sechs Jahre verwendet.

Der Koffer des LKW ist als Wanne ausgeführt und kann somit eventuell austretendes Öl auffangen.

3. Komponentenaufbau

- Allrad-LKW mit isoliertem Kofferaufbau, Beheizung und Ladebordwand
Aufnahmekapazität von 6 × 1.000-l-Containern oder 16 Frischölfässern je 208 l oder einer Kombination aus beidem.
- Aufnahmetank für ca. 4500 l Altöl.
- Spezienschlauchtrommel für 5 Frischöle, 1 Altöl sowie ein 400-V-Kabel.
- Pumpe, Armaturen, Mengenmessung etc.
- Bordgenerator (400 V, 7,5 KW)
- Seilwinde (260 m Seil, 400 kg Hubkraft).
- Feinfiltration des Frischöls auf 10 µm.

4. **Besondere Leistungen und Vorteile**

- Eigenständiger Ölwechsel ohne unmittelbare Unterstützung.
- Bis zu 5 verschiedene Getriebeöle auf dem LKW verfügbar.
- Die Ölpumpe erlaubt komplettes Leersaugen von Getriebesumpf, Lager- und Zahnradtaschen.
- Bei Bedarf Hochdruckspülung von verschmutzten Getrieben.
- Feinfiltrierung des frischen Öls während der Neubefüllung.
- Sicherer Umgang mit Alt- und Frischöl durch große, abgedichtete Ölauffangwanne.
- Altölentsorgung mit Entsorgungsnachweis.
- Komplette Dokumentation der durchgeführten Arbeiten.

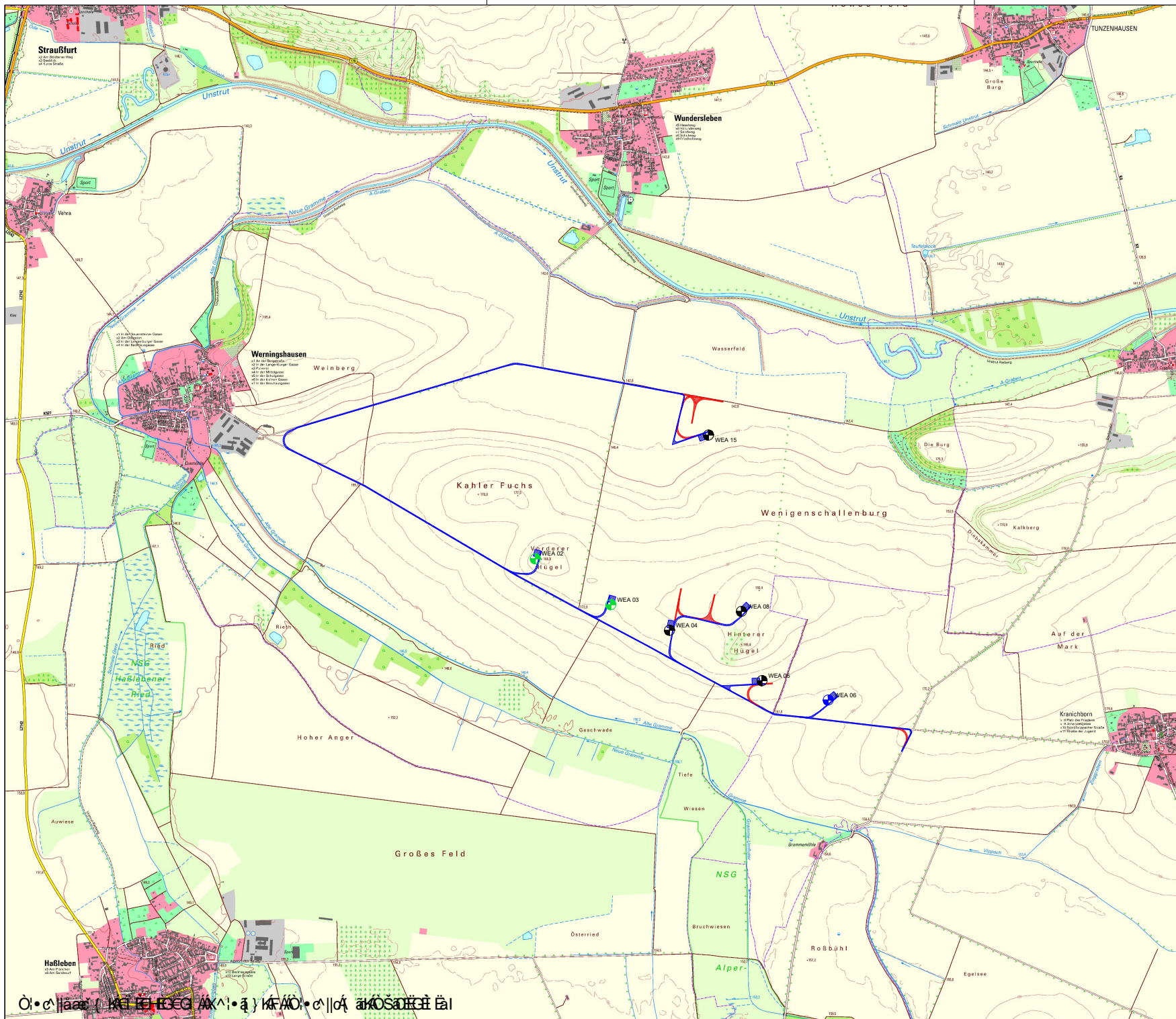




16.1.6 Zuwegung, Kabelverbindung, Kranstellfläche

Anlagen:

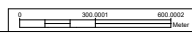
- Kap16_01_06_00_Anschluss an öff. Wege.pdf



Legende

-  WEA geplant UKA N163 NH164m
-  WEA geplant UKA N163 NH118m
-  WEA geplant UKA N149 NH164m
-  geplante Zuwegung / Kranstellfläche / Wartungsweg
Feuerwehrzufahrt dauerhaft 4.5m breit
-  Zuwegung temporär, während der Bauphase

UTM ETRS89 Zone 32		
WEA-Nr.	Rechtswert	Hochwert
WEA 02	641995,49	5666356,27
WEA 03	642441,00	5666085,00
WEA 04	642788,00	5665934,00
WEA 05	643334,00	5665636,00
WEA 06	643725,00	5665522,00
WEA 08	643212,61	5666045,73
WEA 15	643018,00	5667087,00



UKA Meißen Projektentwicklung GmbH & Co. KG
 Dr.-Eberle-Platz 1
 01662 Meißen
 Telefon: 0 35 21 / 40 68 - 0
 Telefax: 0 35 21 / 40 68 - 20



Projektbezeichnung
Werninghausen
 Projektnummer
P-1-053-0-00

Bundesland Thüringen	Planungsregion Mittelthüringen	Stadt / Gemeinde Werninghausen
-------------------------	-----------------------------------	-----------------------------------

Planinhalt
 Übersichtsplan mit topographischer Karte
 - Anschluß an öffentliche Wege -

Planungsgrundlage
 TK/DOP/ALK; © GDI-TH

Standort 25.02.2012	Lageplan ETRS/UTM	Blatt 97/14	Bearbeiter FE/SD/NHKE
geändert 25.02.2022	Papierformat A2	Maßstab 1:15.000	



© Projektentwicklung UKA Meißen 2012. Alle Rechte vorbehalten. Dieses Dokument ist urheberrechtlich geschützt. Nachdruck ist ohne schriftliche Genehmigung der UKA Meißen Projektentwicklung GmbH & Co. KG ausdrücklich untersagt.

16.1.7 Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen

Anlagen:

- Kap16_01_07_01_Luftverk. Zustimmung WEA02.pdf
- Kap16_01_07_02_Luftverk. Zustimmung WEA03.pdf
- Kap16_01_07_03_Luftverk. Zustimmung WEA04.pdf
- Kap16_01_07_04_Luftverk. Zustimmung WEA05.pdf
- Kap16_01_07_05_Luftverk. Zustimmung WEA06.pdf
- Kap16_01_07_06_Luftverk. Zustimmung WEA08.pdf
- Kap16_01_07_07_Luftverk. Zustimmung WEA15.pdf
- Kap16_01_07_08_Übersichtsplan mit Randleiste.pdf
- Kap16_01_07_09_Kennzeichnung von Nordex-WEA.pdf
- Kap16_01_07_10_Sichtweitenmessung.pdf
- Kap16_01_07_11_Antrag Bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung.pdf

Thüringer Landesverwaltungsamt
Referat 540
Jorge-Semprún-Platz 4
99423 Weimar

E-Mail: luft540@tlvwa.thueringen.de

Bitte beachten Sie folgende Hinweise:

- Antrag vollständig ausgefüllt und mit Originalunterschrift einscannen
- je Anlage ein Formblatt
- Lageplan mit Standort beifügen
- ggf. weitere erforderliche Angaben als Anlage beifügen

Antrag auf luftverkehrsrechtliche Zustimmung

Windkraftanlage

1. Antragsteller / Kostenschuldner

Name /Firma: UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG
Straße und Haus-Nr.: Dr.-Eberle-Platz 1
PLZ: 01662
Ort: Meißen
Telefon: 03521/72806-0
E-Mail: info@uka-group.com

2. Angaben zur Windkraftanlage

Bezeichnung: WEA 02

Standort

Ort: Außenbereich
Gemarkung: Werningshausen
Flur: 8
Flurstück: 803, 804
Geländehöhe am Standort (m üNN):
Nabenhöhe (m über Grund):
Rotorradius (m):
Gesamthöhe (m üNN):

185,00
118,00
81,50
384,50

Koordinaten (WGS 84)

Breite				Länge			
11 Grad 1 Min 45.90 Sek.				51 Grad 7 Min 51.77 Sek.			

3. vorhandene Angaben zum Bauvorhaben

Genehmigung: Az

Datum 02.02.2024

UKA Umweltgerechte Kraftanlagen
GmbH & Co. KG
Dr.-Eberle-Platz 1, 01662 Meißen
Tel.: +49 3521 72806-0, Fax: +49 3521 72806 410
E-Mail: info@uka-group.com

Stempel / Unterschrift

Thüringer Landesverwaltungsamt
Referat 540
Jorge-Semprún-Platz 4
99423 Weimar

E-Mail: luft540@tlvwa.thueringen.de

Bitte beachten Sie folgende Hinweise:

- Antrag vollständig ausgefüllt und mit Originalunterschrift einscannen
- je Anlage ein Formblatt
- Lageplan mit Standort beifügen
- ggf. weitere erforderliche Angaben als Anlage beifügen

Antrag auf luftverkehrsrechtliche Zustimmung

Windkraftanlage

1. Antragsteller / Kostenschuldner

Name /Firma: UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG
Straße und Haus-Nr.: Dr.-Eberle-Platz 1
PLZ: 01662
Ort: Meißen
Telefon: 03521/72806-0
E-Mail: info@uka-group.com

2. Angaben zur Windkraftanlage

Bezeichnung: WEA 03

Standort

Ort: Außenbereich
Gemarkung: Werningshausen
Flur: 8
Flurstück: 777

Geländehöhe am Standort (m üNNH):	177,00
Nabenhöhe (m über Grund):	118,00
Rotorradius (m):	81,50
Gesamthöhe (m üNNH):	376,50

Koordinaten (WGS 84)

Breite				Länge			
11 Grad 2 Min 08.42 Sek.				51 Grad 7 Min 42.59 Sek.			

3. vorhandene Angaben zum Bauvorhaben

Genehmigung: Az

Datum 02.02.2024

UKA Umweltgerechte Kraftanlagen
GmbH & Co. KG
Dr.-Eberle-Platz 1, 01662 Meißen
Tel.: +49 3521 72806-0, Fax: +49 3521 72806 410
E-Mail: info@uka-group.com

Thüringer Landesverwaltungsamt
Referat 540
Jorge-Semprún-Platz 4
99423 Weimar

E-Mail: luft540@tlvwa.thueringen.de

Bitte beachten Sie folgende Hinweise:

- Antrag vollständig ausgefüllt und mit Originalunterschrift einsenden
- je Anlage ein Formblatt
- Lageplan mit Standort beifügen
- ggf. weitere erforderliche Angaben als Anlage beifügen

Antrag auf luftverkehrsrechtliche Zustimmung

Windkraftanlage

1. Antragsteller / Kostenschuldner

Name /Firma: UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG
Straße und Haus-Nr.: Dr.-Eberle-Platz 1
PLZ: 01662
Ort: Meißen
Telefon: 03521/72806-0
E-Mail: info@uka-group.com

2. Angaben zur Windkraftanlage

Bezeichnung: WEA 04

Standort

Ort: Außenbereich
Gemarkung: Werningshausen
Flur: 8
Flurstück: 780
Geländehöhe am Standort (m üNNH):
Nabenhöhe (m über Grund):
Rotorradius (m):
Gesamthöhe (m üNNH):

180,00
164,90
81,50
426,40

Koordinaten (WGS 84)

Breite				Länge			
11 Grad 2 Min 26.04 Sek.				51 Grad 7 Min 37.40 Sek.			

3. vorhandene Angaben zum Bauvorhaben

Genehmigung: Az

Datum 02.02.2024

UKA Umweltgerechte Kraftanlagen
GmbH & Co. KG
Dr.-Eberle-Platz 1, 01662 Meißen
Tel.: +49 3521 72806 0, Fax: +49 3521 72806 410
E-Mail: info@uka-group.com
Stempel / Unterschrift

Thüringer Landesverwaltungsamt
Referat 540
Jorge-Semprún-Platz 4
99423 Weimar

E-Mail: luft540@tlvwa.thueringen.de

Bitte beachten Sie folgende Hinweise:

- Antrag vollständig ausgefüllt und mit Originalunterschrift einscannen
- je Anlage ein Formblatt
- Lageplan mit Standort beifügen
- ggf. weitere erforderliche Angaben als Anlage beifügen

Antrag auf luftverkehrsrechtliche Zustimmung

Windkraftanlage

1. Antragsteller / Kostenschuldner

Name /Firma: UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG
Straße und Haus-Nr.: Dr.-Eberle-Platz 1
PLZ: 01662
Ort: Meißen
Telefon: 03521/72806-0
E-Mail: info@uka-group.com

2. Angaben zur Windkraftanlage

Bezeichnung: WEA 05

Standort

Ort: Außenbereich
Gemarkung: Werningshausen
Flur: 9
Flurstück: 782
Geländehöhe am Standort (m üNN): 173,00
Nabenhöhe (m über Grund): 164,90
Rotorradius (m): 81,50
Gesamthöhe (m üNN): 419,40

Koordinaten (WGS 84)

Breite				Länge					
11	Grad	2	Min 53.69	Sek.	51	Grad	7	Min 27.27	Sek.

3. vorhandene Angaben zum Bauvorhaben

Genehmigung: Az

Datum 02.02.2024

UKA Umweltgerechte Kraftanlagen
GmbH & Co. KG
Dr.-Eberle-Platz 1, 01662 Meißen
Tel.: +49 3521 72806-0, Fax: +49 3521 72806 410
Stempel Info@uka-group.com

Thüringer Landesverwaltungsamt
Referat 540
Jorge-Semprún-Platz 4
99423 Weimar

E-Mail: luft540@tlvwa.thueringen.de

Bitte beachten Sie folgende Hinweise:

- Antrag vollständig ausgefüllt und mit Originalunterschrift einscannen
- je Anlage ein Formblatt
- Lageplan mit Standort beifügen
- ggf. weitere erforderliche Angaben als Anlage beifügen

Antrag auf luftverkehrsrechtliche Zustimmung

Windkraftanlage

1. Antragsteller / Kostenschuldner

Name /Firma: UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG
Straße und Haus-Nr.: Dr.-Eberle-Platz 1
PLZ: 01662
Ort: Meißen
Telefon: 03521/72806-0
E-Mail: info@uka-group.com

2. Angaben zur Windkraftanlage

Bezeichnung: WEA 06

Standort

Ort: Außenbereich
Gemarkung: Kranichborn
Flur: 7
Flurstück: 443/9, 443/5
Geländehöhe am Standort (m üNN): 164,00
Nabenhöhe (m über Grund): 164,90
Rotorradius (m): 74,50
Gesamthöhe (m üNN): 403,40

Koordinaten (WGS 84)

Breite				Länge					
11	Grad	3	Min 13.62	Sek.	51	Grad	7	Min 23.23	Sek.

3. vorhandene Angaben zum Bauvorhaben

Genehmigung: Az

Datum 02.02.2024

UKA Umweltgerechte Kraftanlagen
GmbH & Co. KG
Dr.-Eberle-Platz 1, 01662 Meißen
Tel.: +49 3521 72806-0, Fax: +49 3521 72806 410
Stempel / Unterschrift info@uka-group.com

Thüringer Landesverwaltungsamt
Referat 540
Jorge-Semprún-Platz 4
99423 Weimar

E-Mail: luft540@tlvwa.thueringen.de

Bitte beachten Sie folgende Hinweise:

- Antrag vollständig ausgefüllt und mit Originalunterschrift einscannen
- je Anlage ein Formblatt
- Lageplan mit Standort beifügen
- ggf. weitere erforderliche Angaben als Anlage beifügen

Antrag auf luftverkehrsrechtliche Zustimmung

Windkraftanlage

1. Antragsteller / Kostenschuldner

Name /Firma: UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG
Straße und Haus-Nr.: Dr.-Eberle-Platz 1
PLZ: 01662
Ort: Meißen
Telefon: 03521/72806-0
E-Mail: info@uka-group.com

2. Angaben zur Windkraftanlage

Bezeichnung: WEA 08

Standort

Ort: Außenbereich
Gemarkung: Werningshausen
Flur: 8
Flurstück: 784, 785/3
Geländehöhe am Standort (m üNNH): 192,00
Nabenhöhe (m über Grund): 164,90
Rotorradius (m): 81,50
Gesamthöhe (m üNNH): 438,40

Koordinaten (WGS 84)

Breite				Länge					
11	Grad	2	Min 48.03	Sek.	51	Grad	7	Min 40.63	Sek.

3. vorhandene Angaben zum Bauvorhaben

Genehmigung: Az

Datum 02.02.2024


UKA Umweltgerechte Kraftanlagen
GmbH & Co. KG
Dr.-Eberle-Platz 1, 01662 Meißen
Tel.: +49 3521 72806-0, Fax: +49 3521 72806 410
info@uka-group.com

Stempel / Unterschrift

Thüringer Landesverwaltungsamt
Referat 540
Jorge-Semprún-Platz 4
99423 Weimar

E-Mail: luft540@tlvwa.thueringen.de

Bitte beachten Sie folgende Hinweise:

- Antrag vollständig ausgefüllt und mit Originalunterschrift einscannen
- je Anlage ein Formblatt
- Lageplan mit Standort beifügen
- ggf. weitere erforderliche Angaben als Anlage beifügen

Antrag auf luftverkehrsrechtliche Zustimmung

Windkraftanlage

1. Antragsteller / Kostenschuldner

Name /Firma: UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG
Straße und Haus-Nr.: Dr.-Eberle-Platz 1
PLZ: 01662
Ort: Meißen
Telefon: 03521/72806-0
E-Mail: info@uka-group.com

2. Angaben zur Windkraftanlage

Bezeichnung: WEA 15

Standort

Ort: Außenbereich
Gemarkung: Werningshausen
Flur: 5
Flurstück: 216
Geländehöhe am Standort (m üNN):
Nabenhöhe (m über Grund):
Rotorradius (m):
Gesamthöhe (m üNN):

146,00
164,90
81,50
392,40

Koordinaten (WGS 84)

Breite				Länge					
11	Grad	2	Min 39.51	Sek.	51	Grad	8	Min 14.49	Sek.

3. vorhandene Angaben zum Bauvorhaben

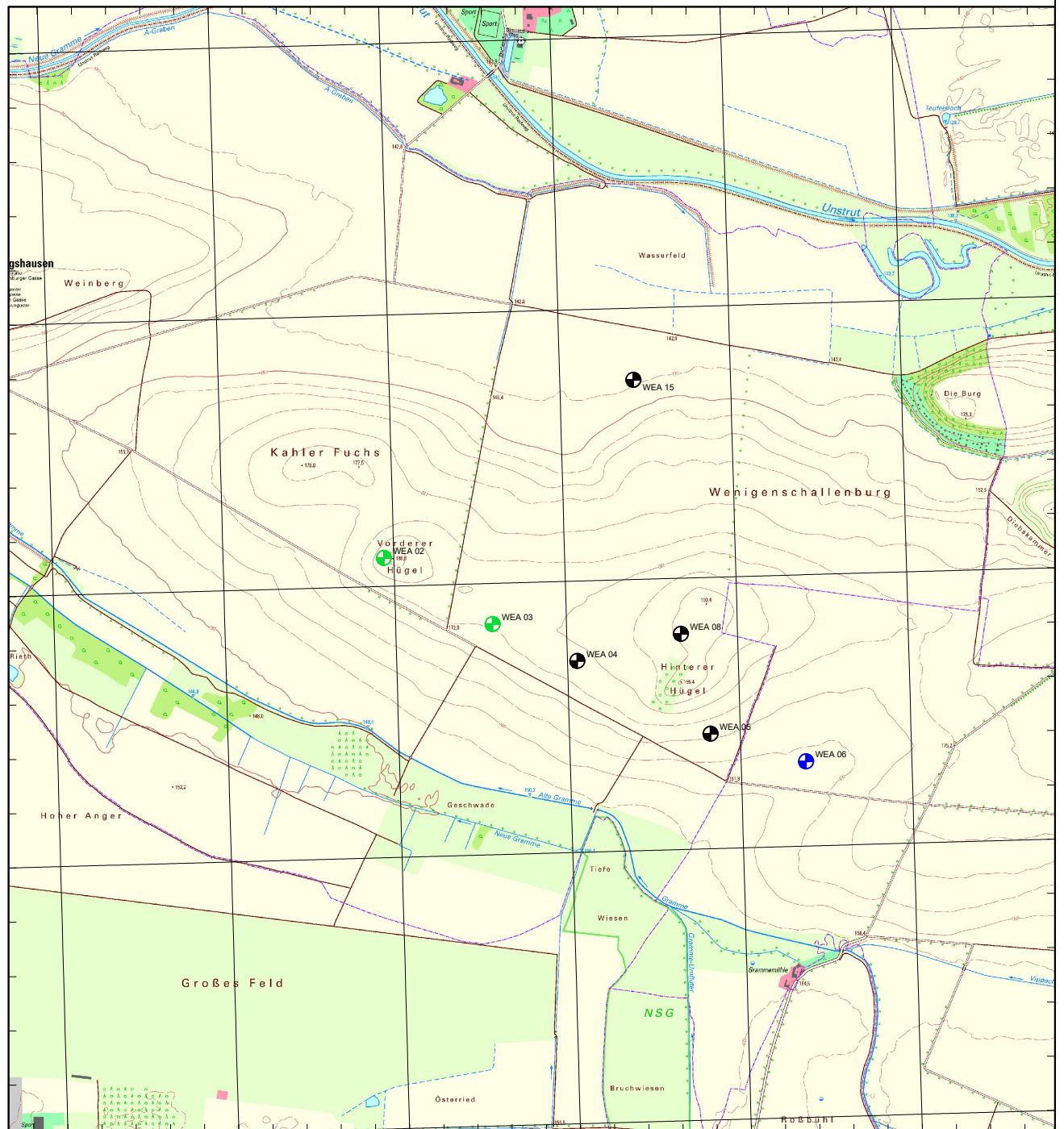
Genehmigung: Az

Datum 02.02.2024





UKA Umweltgerechte Kraftanlagen
GmbH & Co. KG
Dr.-Eberle-Platz 1, 01662 Meißen
Tel.: +49 3521 72806 410
E-Mail: info@uka-group.com

11° 0' 36" E 11° 1' 12" E 11° 1' 48" E 11° 2' 24" E 11° 3' 0" E 11° 3' 36" E

51° 9' 0" N
51° 8' 24" N
51° 7' 48" N
51° 7' 12" N



Legende

-  WEA geplant UKA N163 NH164m
-  WEA geplant UKA N163 NH118m
-  WEA geplant UKA N149 NH164m

WEA-Nr.	Länge WGS 84 (Grad,Minuten,Sekunden)	Breite WGS 84 (Grad,Minuten,Sekunden)
WEA 02	11°01'45",92	51°07'51",78
WEA 03	11°02'08",44	51°07'42",61
WEA 04	11°02'26",06	51°07'37",41
WEA 05	11°02'53",71	51°07'27",28
WEA 06	11°03'13",65	51°07'23",24
WEA 08	11°02'48",05	51°07'40",65
WEA 15	11°02'39",54	51°08'14",51

UKA Meißen Projektentwicklung GmbH & Co. KG
 Dr.-Eberle-Platz 1
 01662 Meißen
 Telefon: 0 35 21 / 40 68 - 0
 Telefax: 0 35 21 / 40 68 - 20



Projektbezeichnung
Werningshausen
 Projektnummer
P-1-053-0-00

Bundesland Thüringen	Planungsregion Mittelthüringen	Stadt / Gemeinde Werningshausen
-------------------------	-----------------------------------	------------------------------------

Planinhalt
 Übersichtsplan mit topographischer Karte und Koordinatenrandleiste

Planungsgrundlage
 TK/DOP/ALK: © GDI-Th



erstellt 25.02.2022	Lagesystem ETRS/UTM Zone 32	Bearbeiter JFE/SDN/HKE
geändert 25.02.2022	Papierformat A4	Maßstab 1:25.000

Allgemeine Dokumentation

Kennzeichnung von Nordex- Windenergieanlagen

Rev. 06/15.09.2021

Dokumentennr.: E0004000420
Status: Released
Sprache: DE-Deutsch
Vertraulichkeit: Nordex Internal
Purpose

- Originaldokument -

Dokument wird elektronisch verteilt.

Original mit Unterschriften bei Nordex Energy SE & Co. KG, Department Engineering.

Dieses Dokument, einschließlich jeglicher Darstellung des Dokuments im Ganzen oder in Teilen, ist geistiges Eigentum der Nordex Energy SE & Co. KG. Sämtliche in diesem Dokument enthaltenen Informationen sind ausschließlich für Mitarbeiter und Mitarbeiter von Partner- und Subunternehmen der Nordex Energy SE & Co. KG, der Nordex SE und ihrer im Sinne der §§15ff AktG verbundenen Unternehmen bestimmt und dürfen nicht (auch nicht in Auszügen) an Dritte weitergegeben werden.

Alle Rechte vorbehalten.

Jegliche Weitergabe, Vervielfältigung, Übersetzung oder sonstige Verwendung dieses Dokuments oder von Teilen desselben, gleich ob in gedruckter, handschriftlicher, elektronischer oder sonstiger Form, ohne ausdrückliche Zustimmung durch die Nordex Energy SE & Co. KG ist untersagt.

© 2021 Nordex Energy SE & Co. KG, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy SE & Co. KG
Langenhorner Chaussee 600
22419 Hamburg
Deutschland

Tel: +49 (0)40 300 30 - 1000

Fax: +49 (0)40 300 30 - 1101

info@nordex-online.com

<http://www.nordex-online.com>

Gültigkeit

Anlagengeneration	Produktreihe	Produkt
Delta	Delta4000	N133/4.X, N149/4.X, N149/5.X, N163/5.X, N163/6.X

1.	Allgemein	5
1.1	Verwendungszweck.....	5
1.2	Abkürzungen.....	5
2.	Allgemeine Farbgebung der Außenkomponenten	5
3.	Kennzeichnung Maschinenhaus	6
3.1	Eigenschaften und Optionen für Gefahrenfeuer	6
3.2	Tageskennzeichnung Maschinenhaus	7
3.3	Nachtkennzeichnung Maschinenhaus	7
3.4	Kundenspezifische Gestaltung	8
4.	Kennzeichnung Turm	10
4.1	Tageskennzeichnung Turm.....	10
4.2	Nachtkennzeichnung Turm	10
5.	Kennzeichnung Rotorblatt	12

1. Allgemein

1.1 Verwendungszweck

Windenergieanlagen müssen in bestimmten Fällen gekennzeichnet werden. Dieses Dokument zeigt die generellen von Nordex verwendeten Tag- und Nachtkennzeichnungen der Windenergieanlagen am Maschinenhaus, Rotorblatt und Turm. Optional stehen Freiflächen für kundenspezifische Markierungen, z.B. Logo, zur Verfügung.

Die Umsetzung erfolgt länderspezifisch und kann regional oder lokal unterschiedlich sein. Eine frühzeitige detaillierte Planung und Abstimmung mit Nordex ist notwendig.

1.2 Abkürzungen

Abkürzung	Bedeutung
GPS	Global Positioning System
ICAO	International Civil Aviation Organization
IR	Infrarot
LIOL	Low Intensity Obstruction Light
RAL	normierte Farbtenskala
USV	unterbrechungsfreie Stromversorgung

2. Allgemeine Farbgebung der Außenkomponenten

Komponente	Farbgebung/Glanzgrad gemäß DIN 67530
Stahlrohrturm	RAL 7035 (lichtgrau) Glanzgrad von 30 Einheiten (matt-seidenmatt) optional: Farbring RAL 3020(verkehrsrot) Glanzgrad von 30 Einheiten (matt-seidenmatt)
Betonteil des Turms	Sichtbeton mit Glanzgrad von ca. 10 Einheiten (matt) optional RAL 7035 (lichtgrau) mit Glanzgrad von 30 Einheiten (matt-seidenmatt)
Maschinenhaus	RAL 7035 (lichtgrau) mit Glanzgrad von 30 Einheiten (matt-seidenmatt) optional: rote Kennzeichnung RAL 3020 (verkehrsrot) Glanzgrad von 30 Einheiten (matt-seidenmatt)
Rotornabe (Spinner)	RAL 7035 (lichtgrau) Glanzgrad von 30 Einheiten (matt-seidenmatt)
Rotorblätter	RAL 7035 (lichtgrau) Glanzgrad von 30 Einheiten (matt-seidenmatt) oder projektspezifische Farbgebungen

3. Kennzeichnung Maschinenhaus

3.1 Eigenschaften und Optionen für Gefahrenfeuer

Nordex bietet verschiedene Gefahrenfeuer an. Der Verbauport ist auf dem hinteren Maschinenhausdach, bei Blickrichtung vom Rotor, siehe Abb. 1.

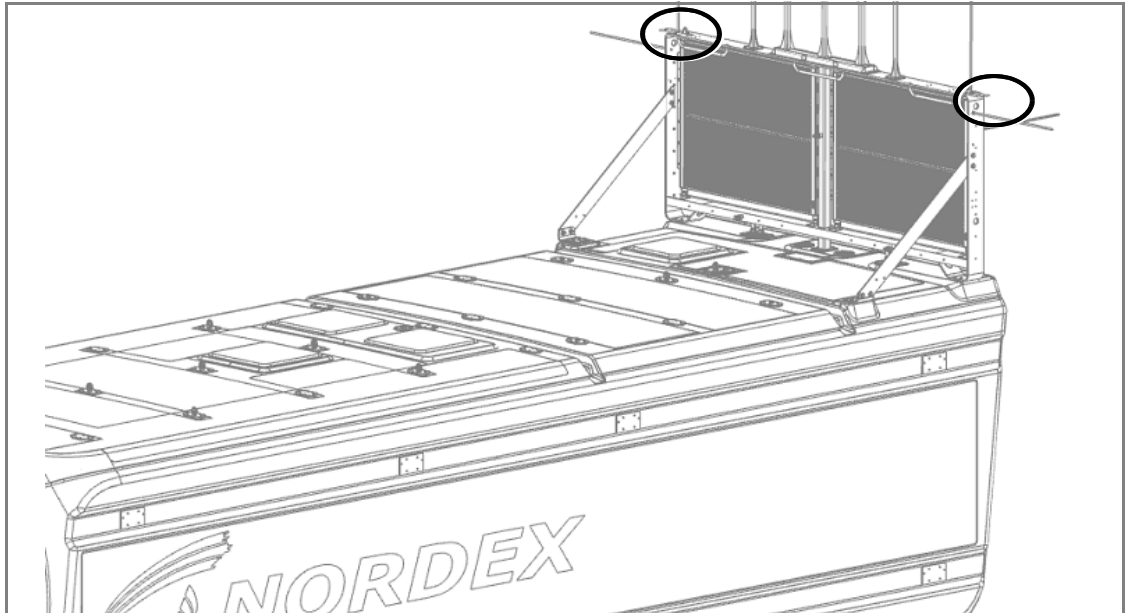


Abb. 1: Beispielhafte Verbauposition Gefahrenfeuer bei Delta4000

Nordex empfiehlt die Verwendung von zwei Feuern, da bei Windstille durch den stehenden Rotor aus bestimmten Blickrichtungen ein Feuer dauerhaft abgedeckt werden könnte.

Merkmale Gefahrenfeuer

- rote Nachtfeuer bzw. weiße Tagfeuer
- blinkende LED-Leuchtmittel
- Dämmerungssensor bei Leuchten mit unterschiedlicher Tag- und Nachtkennzeichnung
- GPS-Synchronisation der Blinkfrequenz

Mögliche Optionen:

- Einzel- oder Doppelfeuer
- Dauerlicht
- Infrarot-Gefahrenfeuer
- Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) für unterschiedliche Zeiträume
- Nachtkennzeichnung mit weißem Licht
- Astronomische Uhr als Steuerung, die den Sonnenstand in Abhängigkeit von Datum und geographischer Position ermittelt, für die Umschaltung zwischen Tag- und Nachtbefuerung
- Sichtweitenmessgerät zur Helligkeitsreduzierung

3.2 Tageskennzeichnung Maschinenhaus

Farbliche Gestaltung

Für Anlagen mit einer Gesamtbauwerkshöhe über 150 m wird in vielen Ländern eine Tageskennzeichnung vorgeschrieben. Die seitlichen Maschinenhausseiten mit einer Höhe von ca. 3,4 m (Rotorseite) bis ca. 3,0 m (Heckseite) und die Heckseite des Maschinenhauses sind verkehrsrot.



Abb. 2: Beispielhafte Kennzeichnung Maschinenhaus Delta4000 mit roter Tageskennzeichnung

Tagesbefeuerung

Alternativ kann auch ein weißes Tagesfeuer mit den Lichtstärken 20.000, 50.000 oder 100.000 cd, abhängig von den lokalen Vorgaben, auf der Anlage montiert werden.

3.3 Nachtkennzeichnung Maschinenhaus

Für die Befeuerung des Maschinenhauses in der Nacht bietet Nordex rote Feuer mit einer Stärke von 10, 32, 170, 200, 1.000, oder 2.000 cd an.

Die Umschaltung bei unterschiedlicher Tag-/Nachtbefeuerung, bzw. Einschaltung bei nur Nachtbefeuerung erfolgt durch einen Dämmerungssensor bei einem Umgebungslicht von 40-80 Lux.

Alternativ oder ergänzend zum konventionellen Gefahrenfeuer ist eine Gefahrenkennzeichnung mit Infrarot-Feuern möglich. Hierfür bietet Nordex verschiedene Ausstattungen optional an.

3.4 Kundenspezifische Gestaltung

An den Seiten des Maschinenhauses können Kundenlogos angebracht werden, hierfür sind folgende Punkte zu beachten:

- Bei Notwendigkeit einer roten Tageskennzeichnung:
Gestaltungsfläche von 1500 x 4000 mm pro Maschinenhausseite, siehe Abb. 3(2).
- Ohne rote Tageskennzeichnung:
Gestaltungsfläche von 1500 x 11500 mm pro Maschinenhausseite, siehe Abb. 3(1), mit Ausnahme einer Fläche von 700 x 700 mm auf der rechten Seite, siehe Abb. 4.
- Bei Maschinenhaus mit kleinteiligen Seitenteilen:
Klebebereiche mit Nordex abstimmen, siehe Abb. 5.
- Die Logos müssen als Vektorgrafik vorliegen, Dateiformat .eps oder .ai.
- Farbangaben für das Logo sind am besten im RAL-Ton anzugeben, alternativ ist Verwendung von Pantone, HKS oder CMYK-System möglich.

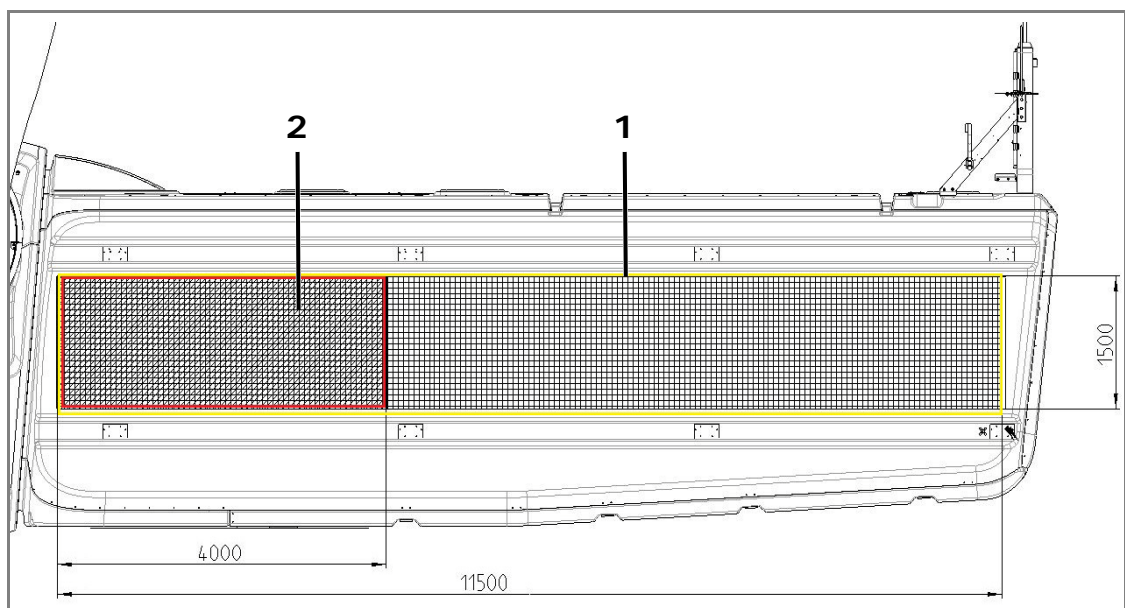


Abb. 3: Position und Größe für Kundenlogos an Delta4000-Anlagen (beidseitig)

1 Bauwerkshöhe unter 150 m (gelb) 2 Bauwerkshöhe über 150 m (rot)

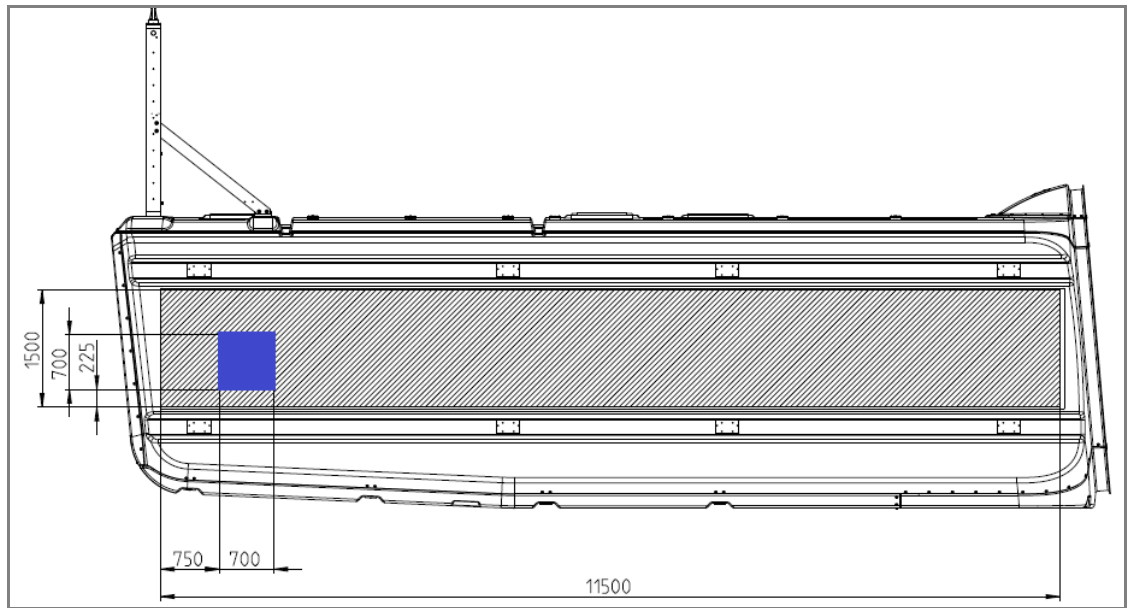


Abb. 4: Ausgenommener Bereich für Kundenlogos bei Delta4000-Anlagen auf rechter Seite bei Bauwerkshöhe unter 150 m



Abb. 5: Seitenansicht Maschinenhaus mit kleinteiligen Seitenteilen

4. Kennzeichnung Turm

4.1 Tageskennzeichnung Turm

Abhängig von Landesvorgaben und Bauwerkshöhe können die Türme bei Bedarf mit einem Farbring markiert werden.



Abb. 6: Roter Farbring am Turm

4.2 Nachtkennzeichnung Turm

Der Einsatz von Leuchten mit einer Stärke von 10, 32 oder 50 cd ist möglich. Pro Turmfeuerebene werden hierzu in der Regel vier Leuchten (ICAO LIOL Typ A) gleichmäßig um den Turm verteilt. Die Höhe der Ebenen richten sich nach den regionalen oder nationalen Vorschriften. Das Ein-/Aussschalten erfolgt bei einem Umgebungslicht von 40-80 Lux. Die genauen Einsatzmöglichkeiten sind im Vorfeld mit Nordex abzustimmen.

Tab. 1: Mögliche Gefahrenfeuer Turm

Anzahl Leuchten	Nachtleuchtstärke [cd]	Nachtfarbe
4	10	rot/rot+IR
4	32	rot
4	50	rot



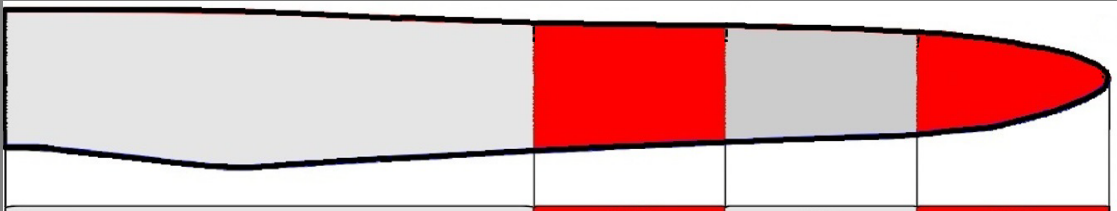
Abb. 7: Beispiel für eine Turmbefeuerungsleuchte

Der Einsatz von IR-Feuern kann optional je nach Anforderungen auch am Turm erfolgen und wird dann gemeinsam mit den Leuchten realisiert.

5. Kennzeichnung Rotorblatt

Die Rotorblätter können optional mit einer Tageskennzeichnung versehen werden, z. B. rot-weiß-rot an der Spitze lackiert werden. Aufgrund verschiedener Landesvorgaben ist die genaue Blattfarbgebung im Vorfeld mit Nordex abzustimmen.

Eine Nachtmarkierung durch Blattfeuer ist nicht vorgesehen.



Länge in mm	6000	6000	6000
Farbton RAL	3020	7035	3020

Abb. 8: Mögliche Tageskennzeichnung Rotorblatt





Allgemeine Dokumentation

Sichtweitenmessung

Rev. 06/16.04.2021

Dokumentennr.: NALL01_020142
Status: Released
Sprache: DE-Deutsch
Vertraulichkeit: Nordex Internal Purpose

- Originaldokument -

Dokument wird elektronisch verteilt.

Original mit Unterschriften bei Nordex Energy SE & Co. KG, Department Engineering.

Dieses Dokument, einschließlich jeglicher Darstellung des Dokuments im Ganzen oder in Teilen, ist geistiges Eigentum der Nordex Energy SE & Co. KG. Sämtliche in diesem Dokument enthaltenen Informationen sind ausschließlich für Mitarbeiter und Mitarbeiter von Partner- und Subunternehmen der Nordex Energy SE & Co. KG, der Nordex SE und ihrer im Sinne der §§15ff AktG verbundenen Unternehmen bestimmt und dürfen nicht (auch nicht in Auszügen) an Dritte weitergegeben werden.

Alle Rechte vorbehalten.

Jegliche Weitergabe, Vervielfältigung, Übersetzung oder sonstige Verwendung dieses Dokuments oder von Teilen desselben, gleich ob in gedruckter, handschriftlicher, elektronischer oder sonstiger Form, ohne ausdrückliche Zustimmung durch die Nordex Energy SE & Co. KG ist untersagt.

© 2021 Nordex Energy SE & Co. KG, Hamburg

Anschrift des Herstellers im Sinne der Maschinenrichtlinie:

Nordex Energy SE & Co. KG
Langenhorner Chaussee 600
22419 Hamburg
Deutschland

Tel: +49 (0)40 300 30 - 1000

Fax: +49 (0)40 300 30 - 1101

info@nordex-online.com

<http://www.nordex-online.com>

Gültigkeit

Anlagengeneration	Produktreihe	Produkt
Gamma	K08 Gamma	N90/2500 N100/2500 N117/2400
Delta	K08 Delta	N100/3300 N117/3000 N117/3000 controlled N117/3600 N131/3000 N131/3000 controlled N131/3300 N131/3600 N131/3900
Delta	Delta4000	N133/4.X, N149/4.X, N149/5.X, N163/5.X, N163/6.X

Inhalt

1.	Grundlagen	5
2.	Umsetzung der Lichtstärkereduzierung.....	5
3.	Technische Realisierung der Sichtweitenmessung	5

1. Grundlagen

Windparks werden in der Regel durch Lichtzeichen (Gefahrenfeuer) gekennzeichnet, um dem Flugverkehr dieses potenzielle „Hindernis“ anzuzeigen. Dies kann tagsüber durch weiße Leuchten oder durch Streifen in auf den Rotorblättern geschehen. Nachts werden dazu rote Leuchten eingesetzt.

Die genauen gesetzlichen Vorgaben unterscheiden sich von Land zu Land. Sie müssen während der Planung des Windparks genau geplant und beachtet werden.

Der Deutsche Gesetzgeber hat die „Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen“ erlassen. Sie eröffnet die Möglichkeit, die Intensität von Mittelleistungsgefahrfeuern auf Windenergieanlagen in Abhängigkeit von der Umgebungssichtweite zu regulieren.

2. Umsetzung der Lichtstärkereduzierung

Um den optischen Einfluss der Gefahrenfeuer auf die Umgebung eines Windparks – insbesondere in der Nacht – zu minimieren, kann ein Gerät zur Messung der meteorologischen Sichtweite (Meteorological Optical Range, MOR) genutzt werden. Dieses Gerät gibt seine Signale an eine Steuerungseinheit zur Lichtstärkereduzierung der Gefahrenfeuer weiter. Damit wird die Lichtstärke der Gefahrenfeuer in Abhängigkeit von der realen Sichtweite vor Ort automatisch geregelt. Umliegende Wohngebiete aber auch Verkehrsstraßen werden so von übermäßigen Lichtsignalen entlastet.

- Die Lichtstärke der Gefahrenfeuer kann bei Sichtweiten über 5.000 m auf 30 % der Nennlichtstärke reduziert werden.
- Die Lichtstärke der Gefahrenfeuer kann bei Sichtweiten über 10.000 m auf 10 % der Nennlichtstärke reduziert werden.

3. Technische Realisierung der Sichtweitenmessung

Die Sensoren werden auf dem Maschinenhaus der Windenergieanlage installiert.

Der Abstand von einer Windenergieanlage mit Sichtweitenmessgerät zu einer Windenergieanlage ohne Sichtweitenmessgerät darf nicht mehr als 1.500 m betragen. Je nach Ausdehnung des Windparks können also mehrere Sichtweitenmessgeräte zum Einsatz kommen. Die Signale werden in einer zentralen Steuerungseinheit verarbeitet, die alle Gefahrenfeuer des Windparks ansteuert. Es wird der jeweils ungünstigste Wert aller Messgeräte für die Steuerung des gesamten Windparks verwendet. Die Weitergabe der Signale kann über einen Netzwerkanschluss zur Einbindung in ein vorhandenes Ethernet erfolgen. Sind keine Signale eines Messgerätes verfügbar, wird die Lichtstärke aller Gefahrenfeuer auf 100 % gesetzt.

Die Geräte sind gegen Verschmutzung der optischen Außenflächen geschützt. Beide Optiken sind abwärts gerichtet und mit Schutzhauben für die Linsen versehen. Verunreinigungen durch Niederschlag, Spritzwasser und Staub werden so wirkungsvoll verhindert. Die optionalen Gehäuseheizungen verhindern im Winterbetrieb Eis- und Schneeablagerungen. So reduziert sich die Wartung auf ein Minimum.

Die Sensoren arbeiten nach dem Prinzip der optischen Vorwärtsstreuung. Hierbei wird Licht durch Partikel gestreut, deren Durchmesser in der Größenordnung der Wellenlänge von Licht liegen. Die Streuung ist zur Dämpfung des Lichtstrahls proportional. Größere Partikel verhalten sich wie Reflektoren und Refraktoren, so dass ihr Einfluss auf die meteorologische Sichtweite separat zu behandeln ist. Bei diesen Partikeln handelt es sich meist um Niederschlagstropfen. Dank der optischen Anordnung des Sensors lassen sich einzelne Tropfen von schnellen Signaländerungen unterscheiden.

Dieses Verfahren ermöglicht wirtschaftliche und zuverlässige Sichtweitemessungen nach dem Stand der Technik. Die Sensoren besitzen einen Messbereich von 10 bis 20.000 m.

Die Datenausgabeformate richten sich nach internationalen anerkannten Kodiertabellen der Weltorganisation für Meteorologie (WMO) und des Amerikanischen Wetterdienstes (NWS).







UKA ist der offizielle Hauptsponsor der Deutschen Schachnationalmannschaft.

UKA Meißen Projektentwicklung GmbH & Co. KG
Postfach 10 01 07 • 01651 Meißen

UKA Meißen Projektentwicklung GmbH & Co. KG
Dr.-Eberle-Platz 1
01662 Meißen

Postanschrift:
Postfach 10 01 07
01651 Meißen

Telefon: (0 35 21) 40 68 - 0
Telefax: (0 35 21) 40 68 - 20
E-Mail: info@uka-meissen.de
Internet: www.uka-meissen.de

St-Nr.: 209/166/11561
USt-IdNr.: DE 281 0944 82

Landratsamt Sömmerda
Umweltamt
z. Hd. Herr Haake
Wielandstraße 4
99610 Sömmerda

Ihr Schreiben vom / Ihr Zeichen

Unser Zeichen / Kürzel / Ansprechpartner
P-1-053 / SGB / Herr Schmidt

Kontakt
-149

Ort, Datum
Meißen, 2022-03-15

**Windenergiepark Werningshausen (P-1-053)
Antrag auf die Option einer bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung**

Vorhaben: Errichtung und Betrieb von 7 Windenergieanlagen
Ort: Gemarkungen Werningshausen und Kranichborn
Bauherr: UKA Meißen Projektentwicklung GmbH & Co. KG

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir beantragen hiermit, die Möglichkeit einer bedarfsgesteuerten Einschaltung der Nachtkennzeichnung der Windenergieanlagen des o. g. Projektes im Genehmigungsbescheid als zulässige Kennzeichnungsmaßnahme zu verfügen. Unser Ziel ist hierbei, die Anforderungen des § 9 Abs. 8 EEG 2017 i. V. m. Nr. 17.4 und Anhang 6 der Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen vom 30. April 2020, zu erfüllen. Dabei soll ausdrücklich offen bleiben, welche Technologie zum Einsatz kommt.

Für Rückfragen und weitere Informationen stehen wir zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Wieland Zeller
Geschäftsführer

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

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA02			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
Nordex N163/5.X	UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG		32641996	5666356

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Werningshausen	Werningshausen	8	803, 804		

Abstand nach LBauO

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

Erschließung

					<input 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"/>

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

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA03			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
Nordex N163/5.X	UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG		32642441	5666085

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Werningshausen	Werningshausen	8	777		

Abstand nach LBauO

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

Erschließung

					<input 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"/>

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

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA04			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
Nordex N163/6.X	UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG		32642788	5665934

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Werningshausen	Werningshausen	8	780		

Abstand nach LBauO

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

Erschließung

					<input 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"/>

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

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA05				
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten		Ostwert	Nordwert
Nordex N163/6.X	UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG			32643334	5665636

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Werningshausen	Werningshausen	9	782		

Abstand nach LBauO

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

Erschließung

					<input 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"/>

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

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA06				
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten		Ostwert	Nordwert
Nordex N149/5.X	UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG			32643725	5665522

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Grodrudestedt	Kranichborn	7	443/9, 443/5		<input type="checkbox"/>

Abstand nach LBauO

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

Erschließung

					<input 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"/>

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

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA08			
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten	Ostwert	Nordwert
Nordex N163/6.X	UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG		32643213	5666046

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Werningshausen	Werningshausen	8	784, 785/3		

Abstand nach LBauO

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

Erschließung

					<input 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"/>

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

Anlagebezeichnung aus Fbl. 16.1.1	WEA15				
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten		Ostwert	Nordwert
Nordex N163/6.X	UKA Umweltgerechte Kraftanlagen GmbH & Co. KG			32643018	5667087

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Werningshausen	Werningshausen	5	216		

Abstand nach LBauO

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

Erschließung

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

Gewässerquerung

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

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

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

Anlagen:

- Kap16_01_08_01_Hinweis Angaben zu Nachbarn.pdf
- Kap16_01_08_02_Hinweis Eigentüternachweis.pdf
- Kap16_01_08_03_Hinweis Nutzungsverträge.pdf

Vorhaben: Windenergiepark Werningshausen
Errichtung und Betrieb von sieben Windenergieanlagen

Kapitel 16.1.8.1: Angaben zu Nachbarn

An dieser Stelle befinden sich im Originalantrag Unterlagen mit Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen, welche im Rahmen der Beteiligung der Öffentlichkeit nicht offengelegt werden müssen.

Vorhaben: Windenergiepark Werningshausen
Errichtung und Betrieb von sieben Windenergieanlagen

Kapitel 16.1.8.2: Eigentümersnachweis

An dieser Stelle befinden sich im Originalantrag Unterlagen mit Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen, welche im Rahmen der Beteiligung der Öffentlichkeit nicht offengelegt werden müssen.

Vorhaben: Windenergiepark Werningshausen
Errichtung und Betrieb von sieben Windenergieanlagen

Kapitel 16.1.8.3: Nutzungsverträge

An dieser Stelle befinden sich im Originalantrag Unterlagen mit Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen, welche im Rahmen der Beteiligung der Öffentlichkeit nicht offengelegt werden müssen.

16.1.9 Daten der beantragten Anlage / Daten der Anlagen im Windpark
--

Betriebsinterne Bezeichnung der Anlage	Bezeichnung des Windparks/ Konzentrations- zone	WEA-Hersteller	WEA-Typ	Serie/ Seriennummer	Narbenhöhe (m)	Rotordurch- messer (m)	Gesamthöhe (m)	Leistung (MW)	BNK-Funktionsart
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
WP Werningsh ausen									Transponder
WEA02		Nordex	N163/5.X		118	163	199,50	5.7	Transponder
WEA03		Nordex	N163/5.X		118	163	199,50	5.7	Transponder
WEA04		Nordex	N163/6.X		164,9	163	246,40	6.8	Transponder
WEA05		Nordex	N163/6.X		164,9	163	246,40	6.8	Transponder
WEA06		Nordex	N149/5.X		164,9	149	239,40	5.7	Transponder
WEA08		Nordex	N163/6.X		164,9	163	246,40	6.8	Transponder
WEA15		Nordex	N163/6.X		164,9	163	246,40	6.8	Transponder

16.1.10 Oktav-Schalleistungspegel (SLP) der beantragten Anlage / der Anlagen im Windpark

Betriebsinterne Bezeichnung der Anlage	Betriebs- modus	Rotor- umdrehung (1/min)	63 Hz (db [A])	125 Hz (db [A])	250 Hz (db [A])	500 Hz (db [A])	1000 Hz (db [A])	2000 Hz (db [A])	4000 Hz (db [A])	8000 Hz (db [A])	Gesamtschall- leistungspegel (db [A])
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
WP Werningshausen											
WEA02	nachts		88.9	95.1	98.8	101.4	102.1	99.6	92.0	84.0	107.2
WEA03	nachts		88.9	95.1	98.8	101.4	102.1	99.6	92.0	84.0	107.2
WEA04	nachts		92.4	97.1	99.4	99.9	100.3	98.2	88.7	69.8	106.4
WEA05	nachts		92.4	97.1	99.4	99.9	100.3	98.2	88.7	69.8	106.4
WEA06	nachts		87.3	93.5	97.2	99.8	100.5	98.0	90.4	82.4	105.6
WEA08	nachts		92.4	97.1	99.4	99.9	100.3	98.2	88.7	69.8	106.4
WEA15	nachts		92.4	97.1	99.4	99.9	100.3	98.2	88.7	69.8	106.4