

16.1.1 Standorte der Anlagen

Anlage Nr.	ETRS-89/UTM Koordinaten		Gauß-Krüger-Koordinaten		WGS-84-Koordinaten		Gemarkung	Flur	Flurstücke
	Ostwert	Nordwert	Rechtswert	Hochwert	Rechts- (Y-) wert	Hoch- (X-) wert			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
							Werder	1	172/3
A							Lübz	1	18/2

16.1.2 Raumordnung/Zielabweichung/Regionalplanung
--

Auszug von der Internetseite des Regionales Planungsverbandes Westmecklenburg - Stand 02.02.2022:

"Im März 2013 hat der Regionale Planungsverband Westmecklenburg beschlossen, das Kapitel 6.5 Energie des Regionalen Raumentwicklungsprogramms Westmecklenburg (RREP WM) fortzuschreiben. Die Teilfortschreibung beinhaltet neue raumordnerische Festlegungen zur räumlichen Steuerung der zukünftigen Energieversorgung in der Planungsregion Westmecklenburg

Die Verbandsversammlung des Regionalen Planungsverbandes hat am 26.05.2021 die Abwägungsdokumentation der 2. Stufe der Öffentlichkeitsbeteiligung sowie die Freigabe des 3. Entwurfs der Teilfortschreibung beschlossen. Mit 52 Eignungsgebieten stellt der 3. Entwurf eine Gesamtfläche von ca. 7.700 ha (1,1 % der Regionsfläche) der Errichtung von Windenergieanlagen zur Verfügung. Die öffentliche Auslegung des 3. Entwurfes der Teilfortschreibung und des dazugehörigen Entwurfes des Umweltberichts fand im Zeitraum vom 31.08.2021 bis zum 02.11.2021 statt.

Besonderes Augenmerk liegt hierbei auf der Ausweisung neuer Eignungsgebiete für Windenergieanlagen. Die im Außenbereich privilegierte Windenergienutzung soll räumlich konzentriert und auf vergleichsweise konfliktarme Bereiche gelenkt werden. Innerhalb der Eignungsgebiete sind die Errichtung und der Betrieb von Windenergieanlagen zulässig. Außerhalb ist die Errichtung von raumbedeutsamen Windenergieanlagen (ab 50 m Gesamthöhe) regelmäßig ausgeschlossen.

Hinweis: *Da im Ergebnis der Entscheidung des Oberverwaltungsgerichts Mecklenburg-Vorpommern vom 15. November 2016 3 L 144/11 das RREP WM von 2011 hinsichtlich der Konzentrationsflächenplanung für Windenergieanlagen insgesamt unwirksam ist, sind diesbezüglich keine verbindlichen Ziele der Raumordnung vorhanden, die der geplanten Errichtung von Windenergieanlagen entgegenstehen."*

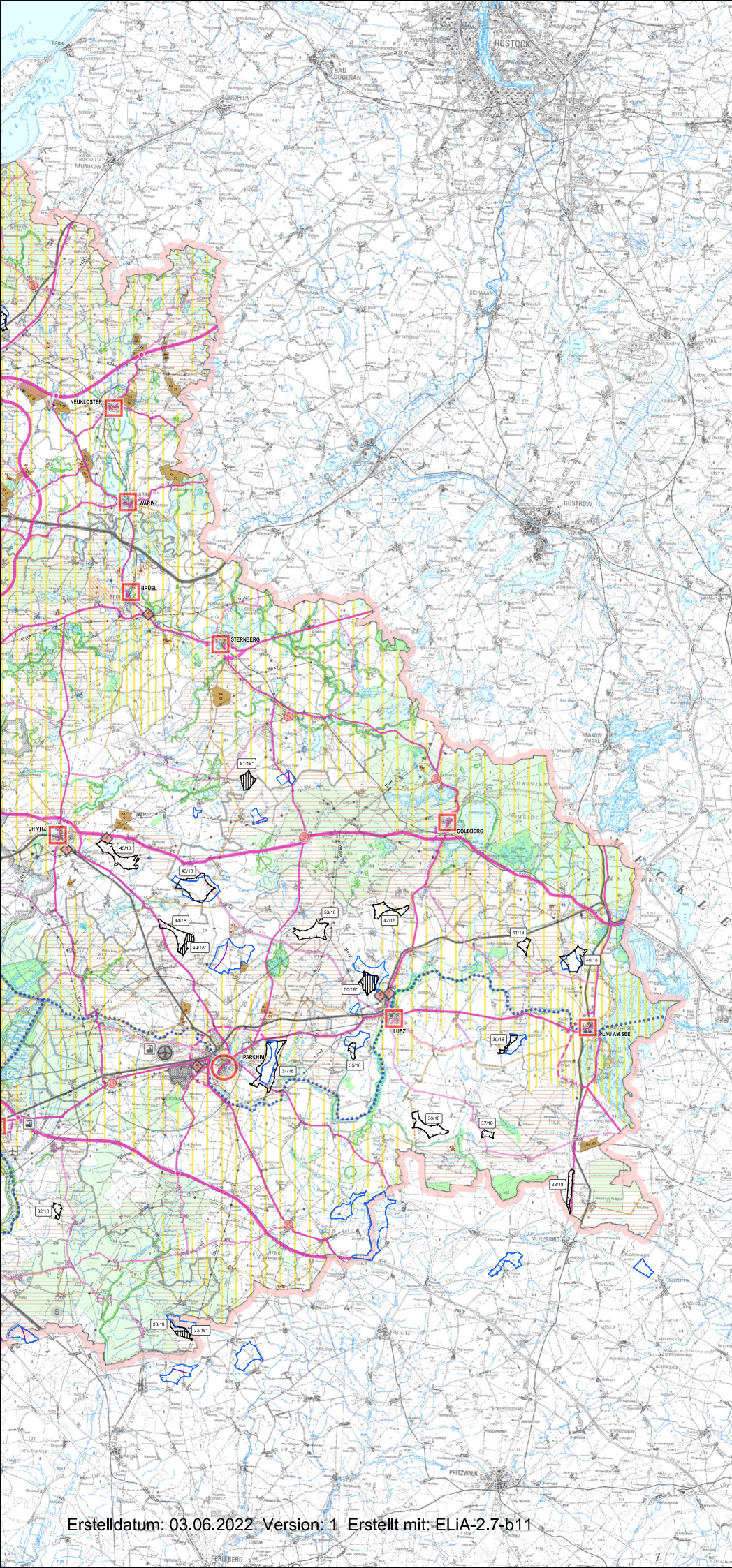
Bezug zu dem hier antragsgegenständlichen Verfahren

Im Rahmen der Trägerbeteiligung (Bauleitplanungen Gemeinde Werder und Stadt Lübz, vgl. Kap. 1.2 der Antragsunterlagen), insbesondere bei den Verfahren zur Änderung der Flächennutzungspläne, wurde auch das Amt für Raumordnung als Träger öffentlicher Belange beteiligt und hat zu den Planungsabsichten der beiden Kommunen am 20.07.2020 eine Stellungnahme abgegeben, welche zusammenfassend feststellt, dass den o.g. Planwerken keine raumordnerischen Belange entgegenstehen.

Die Verbandsversammlung des regionalen Planungsverbandes hat zudem am 26.05.2021 die Abwägungsdokumentation der 2. Stufe der Öffentlichkeitsbeteiligung sowie die Freigabe des 3. Entwurfs der Teilfortschreibung beschlossen. In der planerischen Darstellung wird hier das Sondergebiet Wind, jeweils aus den sachlichen Teilflächennutzungsplänen der Stadt Lübz und der Gemeinde Werder, als Eignungsgebiet 44/21 dargestellt. Damit wurde auf der Ebene der Regionalplanung die bereits 2020 abgegebene Stellungnahme planerisch verfestigt.

Anlagen:

- Übersichtskarte Teilfortschreibung RREP WM Kapitel 6.5 Energie.PDF







Karte

**Teilfotrschreibung des Regionalen
Raumentwicklungsprogramms
Westmecklenburg
Kapitel 6.5 Energie**


Entwurf zur zweiten Stufe des
Beteiligungsverfahrens

M 1 : 100 000

Legende

-  Eignungsgebiete für Windenergieanlagen
-  Eignungsgebiete für Windenergieanlagen
(bedingte Festlegung)
-  Standortflächen der planerischen Öffnungsklausel
(Allgebiete gemäß RREP-WM 2011)
-  2,5 km Abstand innerhalb
eines Abgebietes zum benachbarten
Eignungsgebiet (bedingte Festlegung)

nachrichtliche Übernahme

-  Eignungsgebiet Windenergienutzung
(Allgebiete gemäß Regionalplan PR-OHV 2003)

16.1.3 Sicherheitstechnische Einrichtungen und Vorkehrungen

Anlagen:

- 11.1_E0003950753_DE_R07_Blitzschutz-und-EMV_D4k.pdf
- 11.2_NALL01_008521_DE_R10_Erdungsanlage_WEA.pdf
- 13_E0003946627_DE_R03_Eiserkennung_WEA.pdf
- Bestätigung USV Zeit nach AVV 2020 4 TF mit IR.pdf
- Bestätigung USV Zeit nach AVV 2020 6 TF mit IR.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.

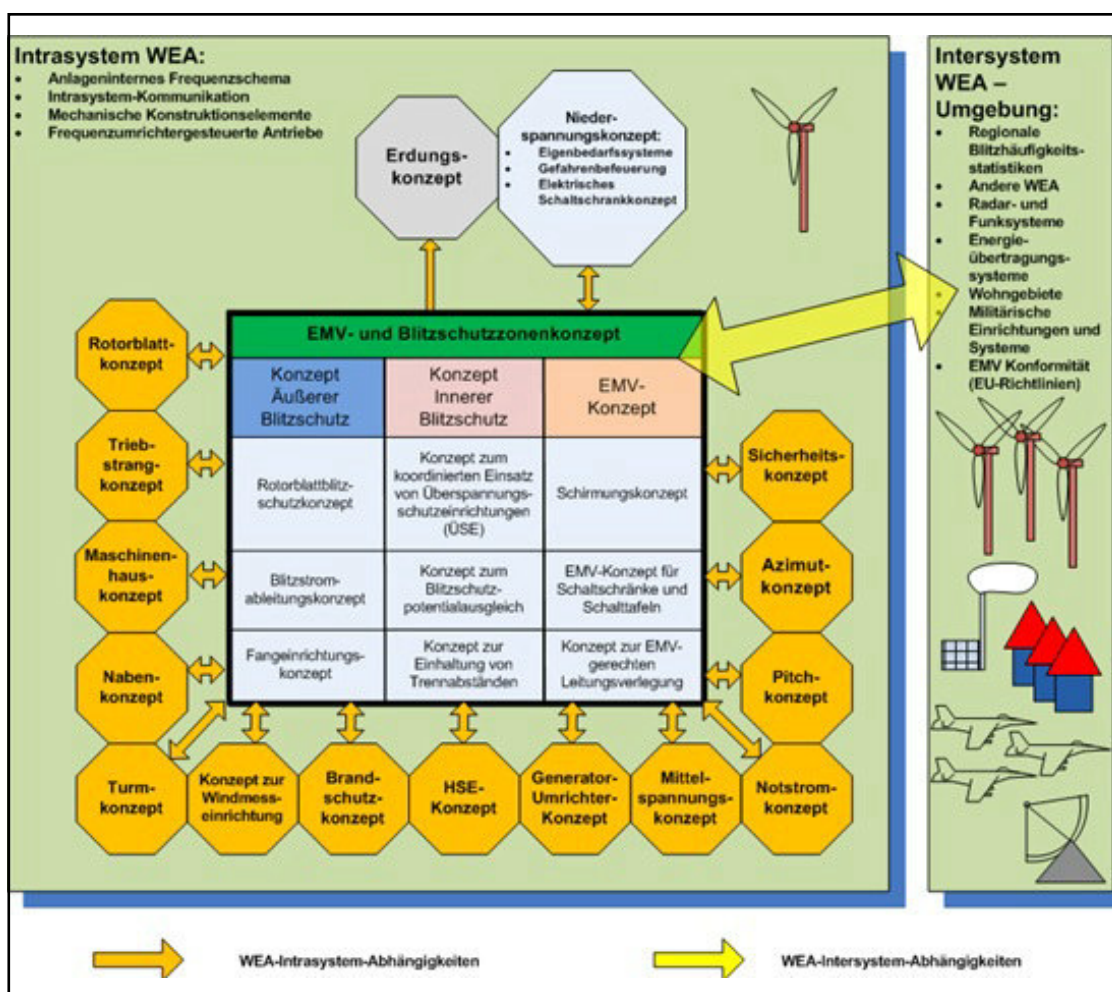


Abb. 1: Darstellung der Intra- und Intersystem-Abhängigkeiten

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.

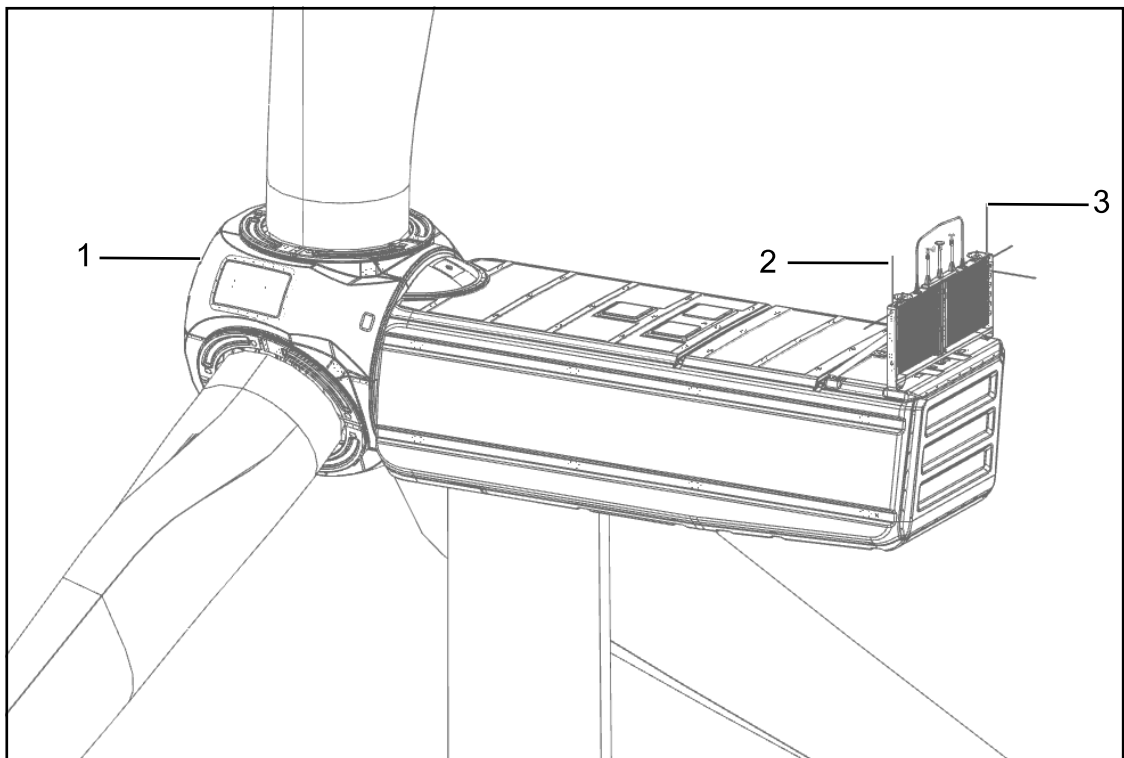


Abb. 2: Schematische Darstellung einer WEA mit Kennzeichnung der Fangeinrichtungen an Rotornabe und Maschinenhaus

- | | |
|--|---|
| 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.

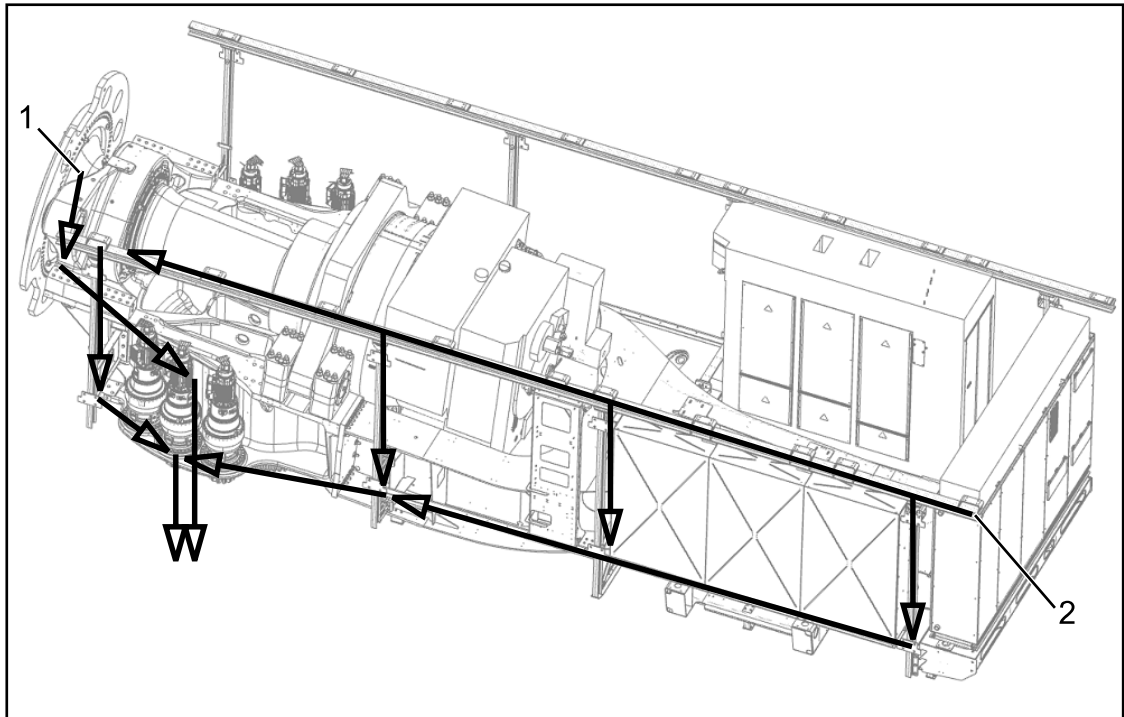


Abb. 3: Schematische Darstellung Blitzstrompfade (einseitig) im Maschinenhaus Delta 4000

- 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.

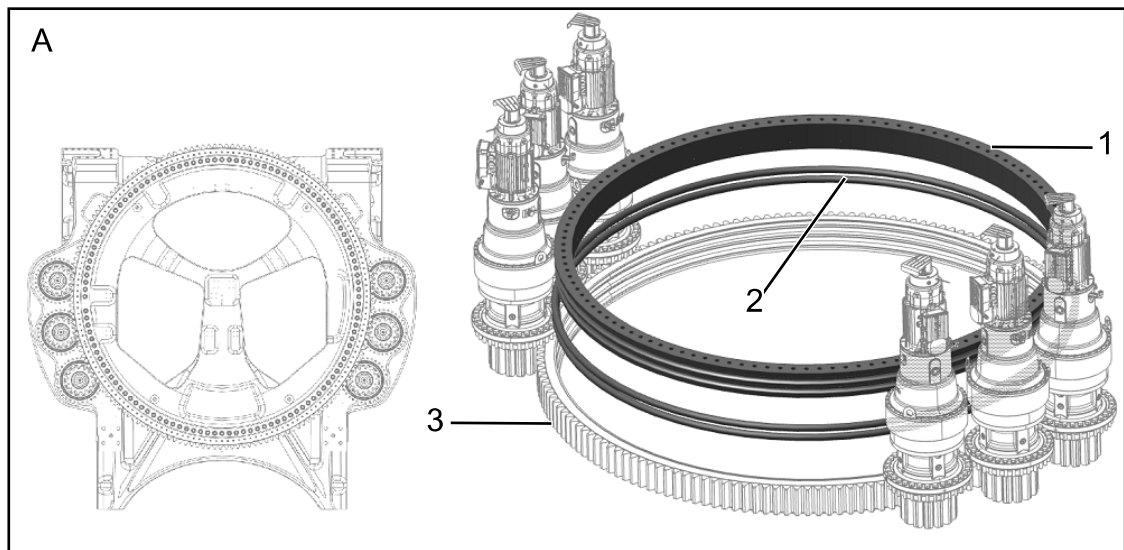


Abb. 4: Azimutlagerbereich mit Blitzstromableitung; Ansicht von unten (A)

- 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 Fernmeldefunktion 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	Stahlrohtürme.....	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 Ωm 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.

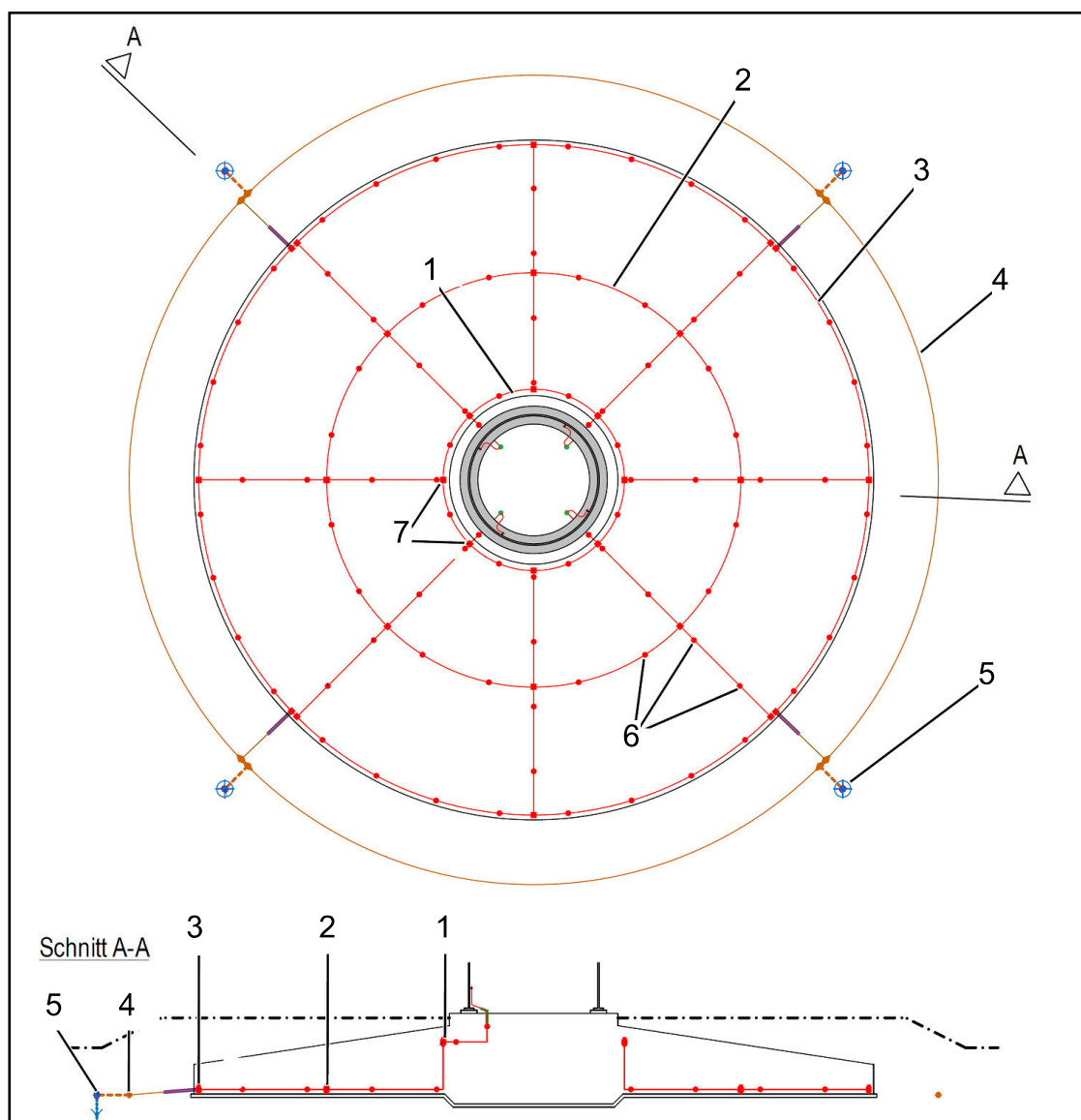


Abb. 1: Übersicht Blitzerkennung Turmfuß (Draufsicht Stahlrohrturm)

- | | |
|----------------------------|--|
| 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.

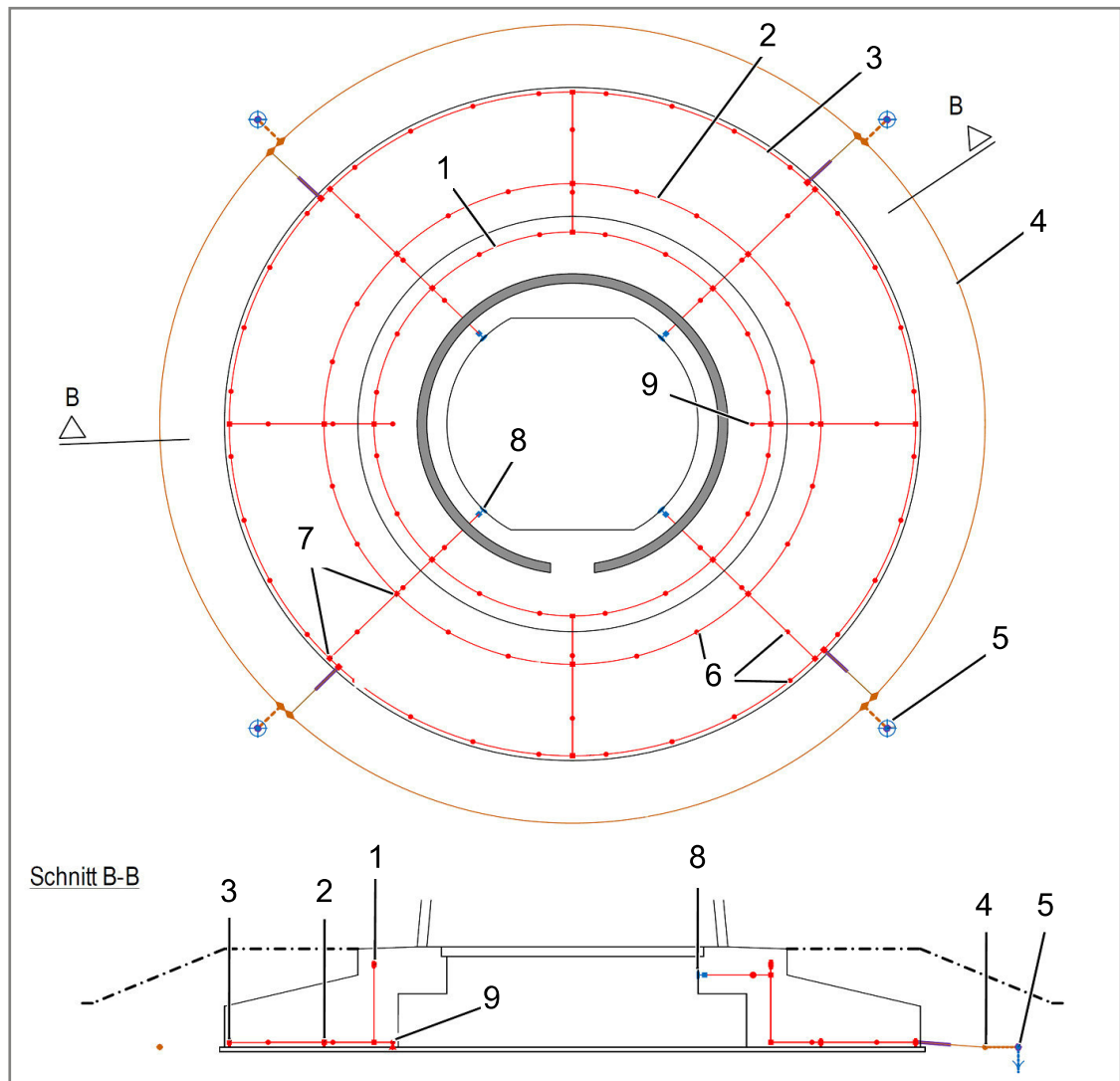


Abb. 2: Übersicht Blitzerkennung Turmfuß (Draufsicht Hybridturm)

- | | |
|--|---|
| 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 Tiefenerder | |
| 6 Verbindung der Erdungsanlage mit der Bewehrung | |



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.



Quantec Signals GmbH · Rieselwiese 1 · 38690 Goslar

Nordex Energy SE & Co. KG
Langenhorner Chaussee

22419 Hamburg
Germany

Goslar, 26.01.2021

Nachweis zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV)

Sehr geehrte Damen und Herren,

hiermit bestätigen wir die Kapazität der Quantec Ersatzstromversorgung SAP 8004837-00 (Quantec Artikel 15184) mit 80Ah. Diese Kapazität ist entsprechend der Spezifikation und Vorgaben der Nordex Energy SE & Co. KG rechnerisch, mit einem Sicherheitsfaktor von 0,6, ausreichend, um bei folgenden Verbrauchern

- 2x Quantec Feuer W, rot ES Mesh Trafi low IR; SAP 8024267-00 (Quantec 16219)
- 4x Turmfeuer QF 10cd mit IR 25 mW/sr, SAP 8000361-00 (Quantec 14820)

im Nachtbetrieb mindestens die in der AVV 2020 geforderte USV Zeit von 16 Stunden zu gewährleisten.

Bei Stromausfall erfolgt die Umschaltung auf die Ersatzstromversorgung innerhalb von weniger als 2 Minuten.

Bitte beachten Sie, dass sich die Kapazität der Ersatzstromversorgung aufgrund von Umgebungsbedingungen, Alterung, unsachgemäßem Gebrauch, u.a. ändern und sich dadurch die Überbrückungszeit verlängern oder verkürzen kann.

Goslar, 26.01.2021

Quantec Signals GmbH
Rieselwiese 1, 38690 Goslar
Tel.: 05324 / 780966 - 0
Fax: 05324 / 780966 - 119
www.quantec-signals.de

Quantec Signals GmbH

● Quantec Signals GmbH · Rieselwiese 1 · 38690 Goslar

Nordex Energy SE & Co. KG
Langenhorner Chaussee

22419 Hamburg
Germany

Goslar, 26.01.2021

Nachweis zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV)

Sehr geehrte Damen und Herren,

hiermit bestätigen wir die Kapazität der Quantec Ersatzstromversorgung SAP 8004837-00 (Quantec Artikel 15184) mit 80Ah. Diese Kapazität ist entsprechend der Spezifikation und Vorgaben der Nordex Energy SE & Co. KG rechnerisch, mit einem Sicherheitsfaktor von 0,6, ausreichend, um bei folgenden Verbrauchern

- 2x Quantec Feuer W, rot ES Mesh Trafi low IR; SAP 8024267-00 (Quantec 16219)
- 6x Turmfeuer QF 10cd mit IR 25 mW/sr, SAP 8000361-00 (Quantec 14820)

im Nachtbetrieb mindestens die in der AVV 2020 geforderte USV Zeit von 16 Stunden zu gewährleisten.

Bei Stromausfall erfolgt die Umschaltung auf die Ersatzstromversorgung innerhalb von weniger als 2 Minuten.

Bitte beachten Sie, dass sich die Kapazität der Ersatzstromversorgung aufgrund von Umgebungsbedingungen, Alterung, unsachgemäßem Gebrauch, u.a. ändern und sich dadurch die Überbrückungszeit verlängern oder verkürzen kann.

Goslar, 26.01.2021

Quantec Signals GmbH
Rieselwiese 1, 38690 Goslar
Tel.: 05324 / 780966 - 0
Fax.: 05324 / 780966 - 119
www.quantec-signals.de

Quantec Signals GmbH

16.1.4 Standsicherheit

Den Antragsunterlagen liegt der **Entwurfsbericht** zur Lastrechnung für das Projekt bei. Dieser wurde zusammen mit den Eingangsdaten zur Lastenrechnung beim Hersteller eingereicht und befindet sich derzeit in Prüfung.

Das finale Gutachten zur Standorteignung wird im Laufe des Genehmigungsverfahrens nachgereicht.
Anlagen:

- 2022-01-11 P186 I17 Gutachten zur Standorteignung 1+2 BA. (ENTWURF).pdf



Gutachten zur Standorteignung von Windenergieanlagen
nach DIBt 2012 für den Windpark Werder II
Deutschland

Bericht-Nr.: I17-SE-2022-015 ENTWURF



I17-Wind GmbH & Co. KG --- Am Westersielzug 11 --- 25840 Friedrichstadt

Gutachten zur Standorteignung von WEA nach DIBt 2012 für den
Windpark Werder II

Bericht-Nr.: I17-SE-2022-015 ENTWURF

Auftraggeber: VOSS Energy GmbH
Strandstraße 95
D-18055 Rostock

Auftragnehmer: I17-Wind GmbH & Co. KG
Am Westersielzug 11
25840 Friedrichstadt
Tel.: 04881 – 936 498 – 0
Fax.: 04881 – 936 498 – 19
E-Mail: mail@i17-wind.de
Internet: www.i17-wind.de

Datum: 11. Januar 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	11.01.2022	Erste Ausgabe – Entwurfsbericht zur Lastrechnung	Köhler

Verfasser:

M. Sc. Guido Köhler, Sachverständiger
Friedrichstadt, 11.01.2022



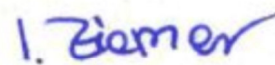
Geprüft:

Dipl.-Ing. (FH) Christian Kebbel, Sachverständiger
Friedrichstadt, 14.01.2022



Freigegeben:

M. Eng. Inga Ziemer
Friedrichstadt, 14.01.2022



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.....	16
3.1	Grundlagen.....	16
3.2	Vergleich v_{ave} und v_{m50}	17
3.2.1	Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave}	17
3.2.2	Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50}	17
3.3	Vergleich der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}	18
3.3.1	Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität	18
3.3.2	Ermittlung der Umgebungsturbulenzintensität	20
3.3.3	Ermittlung der effektiven Turbulenzintensität I_{eff}	22
3.4	Schräganströmung δ	30
3.5	Höhenexponent α	31
3.6	Luftdichte ρ	32
3.7	Extreme Turbulenzintensität I_{ext}	33
4	Zusammenfassung.....	34
4.1	Neu geplante WEA	34
4.2	Bestehende WEA.....	35
5	Standortbesichtigung	37
	Abkürzungs- und Symbolverzeichnis.....	38
	Literaturverzeichnis.....	40

Abbildungsverzeichnis

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

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration	13
Tabelle 2.2: Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA	14
Tabelle 3.1: Windverhältnisse am Standort WV 1/1 [22.1]	16
Tabelle 3.2: Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit v_{ave} auf Nabenhöhe der geplanten WEA..	17
Tabelle 3.3: Vergleich der 50-Jahres-Windgeschwindigkeit v_{m50} auf Nabenhöhe der geplanten WEA	18
Tabelle 3.4: Richtlinienabhängige Auslegungswindbedingungen hinsichtlich der Turbulenzintensität	19
Tabelle 3.5: Komplexitätskriterien und C_{CT} nach DIN EN IEC 61400-1:2019 [6].....	21
Tabelle 3.6: Repräsentative Turbulenzintensität für einen Standort.....	22
Tabelle 3.7: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (vor Zubau)	25
Tabelle 3.8: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau, Teil 1)	26
Tabelle 3.9: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau, Teil 2)	27
Tabelle 3.10: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau, Teil 3)	28
Tabelle 3.11: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W13	29
Tabelle 3.12: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W23	29
Tabelle 3.13: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W30	29
Tabelle 3.14 Standortmittelwert der Schräganströmung δ_{NH} der neu geplanten WEA.....	30
Tabelle 3.15 Standortmittelwert des Höhenexponenten α_{NH} der neu geplanten WEA.....	31
Tabelle 3.16: Standortmittelwert der Luftdichte ρ_{NH} der neu geplanten WEA.....	32
Tabelle 3.17: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$	33
Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA.....	34
Tabelle 4.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA.....	35

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 vereinzelt 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 sieben WEA des Typs Nordex N163/5700 auf 164.0 m Nabenhöhe am Standort Werder in Mecklenburg-Vorpommern.

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 2.25, bezogen auf den größeren Rotordurchmesser D . Dies betrifft die WEA W1 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.	Neu / Bestand	Innerhalb 10 D	Topografische Komplexität		UTM ETRS89 Zone 33		Hersteller	WEA Typ	NH ¹ [m]	D [m]	Betriebsmodus	FEH [m]	P _N [kW]	Prüfgrundlage DIBT	TK	Auslegungslebensdauer T _{LP} [a]	m _{max, TP} [-]
			Komplex	Kategorie	X [m]	Y [m]											
W1	Neu	Ja	Nein	-	301426	5929240	Nordex	N163/5700	164.0	163.0	Mode 0	0.0	5700	2012	B	20	14
W2	Neu	Ja	Nein	-	301807	5929470	Nordex	N163/5700	164.0	163.0	Mode 0	0.0	5700	2012	B	20	14
W3	Neu	Ja	Nein	-	301253	5929563	Nordex	N163/5700	164.0	163.0	Mode 0	0.0	5700	2012	B	20	14
W4	Neu	Ja	Nein	-	301097	5929936	Nordex	N163/5700	164.0	163.0	Mode 0	0.0	5700	2012	B	20	14
W5	Neu	Ja	Nein	-	301529	5930071	Nordex	N163/5700	164.0	163.0	Mode 0	0.0	5700	2012	B	20	14
W6	Neu	Ja	Nein	-	301334	5930397	Nordex	N163/5700	164.0	163.0	Mode 0	0.0	5700	2012	B	20	14
W7	Neu	Ja	Nein	-	300988	5930574	Nordex	N163/5700	164.0	163.0	Mode 0	0.0	5700	2012	B	20	14
W8	Bestand	Ja	Nein	-	302871	5930802	NEG Micon	NM52-900	73.8	52.0	Standard	0.0	900	1993	A	20	10
W9	Bestand	Ja	Nein	-	302621	5930717	NEG Micon	NM52-900	73.8	52.0	Standard	0.0	900	1993	A	20	10
W10	Bestand	Ja	Nein	-	302490	5930622	NEG Micon	NM52-900	73.8	52.0	Standard	0.0	900	1993	A	20	10
W11	Bestand	Ja	Nein	-	302278	5930372	NEG Micon	NM52-900	73.8	52.0	Standard	0.0	900	1993	A	20	10
W12	Bestand	Ja	Nein	-	302238	5930207	NEG Micon	NM52-900	73.8	52.0	Standard	0.0	900	1993	A	20	10
W13	Bestand	Ja	Nein	-	302214	5930039	NEG Micon	NM52-900	73.8	52.0	Standard	0.0	900	1993	A	20	10
W14	Bestand	Ja	Nein	-	302225	5929881	NEG Micon	NM52-900	73.8	52.0	Standard	0.0	900	1993	A	20	10
W15	Bestand	Ja	Nein	-	302023	5930074	NEG Micon	NM52-900	73.8	52.0	Standard	0.0	900	1993	A	20	10
W16	Bestand	Ja	Nein	-	302696	5931144	NEG Micon	NM52-900	73.8	52.0	Standard	0.0	900	1993	A	20	10
W17	Bestand	Ja	Nein	-	302751	5930996	NEG Micon	NM52-900	73.8	52.0	Standard	0.0	900	1993	A	20	10
W18	Bestand	Ja	Nein	-	300897	5931633	NEG Micon	NM52-900	73.8	52.0	Standard	0.0	900	1993	A	20	10
W19	Bestand	Ja	Nein	-	300664	5931903	NEG Micon	NM52-900	73.8	52.0	Standard	0.0	900	1993	A	20	10
W20	Bestand	Ja	Nein	-	301611	5931426	NEG Micon	NM48-750	70.0	48.2	Standard	0.0	750	1993	A	20	10
W21	Bestand	Ja	Nein	-	300572	5931654	NEG Micon	NM48-750	70.0	48.2	Standard	0.0	750	1993	A	20	10
W22	Bestand	Ja	Nein	-	300922	5931391	NEG Micon	NM48-750	70.0	48.2	Standard	0.0	750	1993	A	20	10
W23	Bestand	Ja	Nein	-	301963	5930235	Enercon	E-40 / 5.40	65.0	40.3	BM 0	0.0	500	1993	A	20	10
W24	Bestand	Ja	Nein	-	302006	5930478	Enercon	E-40 / 5.40	65.0	40.3	BM 0	0.0	500	1993	A	20	10
W25	Bestand	Ja	Nein	-	302024	5930732	Enercon	E-40 / 5.40	65.0	40.3	BM 0	0.0	500	1993	A	20	10
W26	Bestand	Ja	Nein	-	300754	5931317	Jacobs	43/600	60.0	43.0	Standard	0.0	600	1993	A	20	10
W27	Bestand	Ja	Nein	-	302244	5930853	Enercon	E-40 / 5.40	65.0	40.3	BM 0	0.0	500	1993	A	20	10
W28	Bestand	Ja	Nein	-	302158	5931011	Enercon	E-40 / 5.40	65.0	40.3	BM 0	0.0	500	1993	A	20	10
W29	Bestand	Ja	Nein	-	301716	5931053	Enercon	E-40 / 5.40	65.0	40.3	BM 0	0.0	500	1993	A	20	10
W30	Bestand	Ja	Nein	-	301485	5930984	Enercon	E-40 / 5.40	65.0	40.3	BM 0	0.0	500	1993	A	20	10
W31	Bestand	Ja	Nein	-	301574	5931263	Enercon	E-40 / 5.40	65.0	40.3	BM 0	0.0	500	1993	A	20	10
W32	Bestand	Ja	Nein	-	302541	5930906	NEG Micon	NM43-600	60.0	43.0	Standard	0.0	600	1993	A	20	10
W33	Bestand	Ja	Nein	-	302718	5930842	NEG Micon	NM43-600	60.0	43.0	Standard	0.0	600	1993	A	20	10
W34	Bestand	Ja	Nein	-	300405	5931528	NEG Micon	NM52-900	61.5	52.0	Standard	0.0	900	1993	A	20	10
W35	Bestand	Ja	Nein	-	300492	5931840	NEG Micon	NM52-900	61.5	52.0	Standard	0.0	900	1993	A	20	10
W36	Bestand	Nein	---	-	302673	5931880	NEG Micon	NM52-900	61.5	52.0	Standard	0.0	900	1993	A	20	10
W37	Bestand	Ja	Nein	-	300524	5931993	NEG Micon	NM52-900	61.5	52.0	Standard	0.0	900	1993	A	20	10
W38	Bestand	Ja	Nein	-	300783	5932011	NEG Micon	NM52-900	61.5	52.0	Standard	0.0	900	1993	A	20	10
W39	Bestand	Nein	---	-	300626	5932281	NEG Micon	NM52-900	61.5	52.0	Standard	0.0	900	1993	A	20	10
W40	Bestand	Ja	Nein	-	300550	5931335	NEG Micon	NM52-900	61.5	52.0	Standard	0.0	900	1993	A	20	10

¹ Siehe Kapitel 1.4 Absatz 3

Interne W-Nr.	Neu / Bestand	Innerhalb 10 D	Topografische Komplexität		UTM ETRS89 Zone 33		Hersteller	WEA Typ	NH ¹ [m]	D [m]	Betriebsmodus	FEH [m]	P _N [kW]	Prüfgrundlage DIBt	TK	Auslegungslebensdauer T _{TP} [a]	m _{max,TP} [-]
			Komplex	Kategorie	X [m]	Y [m]											
W41	Bestand	Ja	Nein	-	300345	5931672	NEG Micon	NM52-900	61.5	52.0	Standard	0.0	900	1993	A	20	10
W42	Bestand	Ja	Nein	-	301642	5930811	NEG Micon	NM52-900	61.5	52.0	Standard	0.0	900	1993	A	20	10
W43	Bestand	Ja	Nein	-	301442	5931422	NEG Micon	NM52-900	61.5	52.0	Standard	0.0	900	1993	A	20	10
W44	Bestand	Ja	Nein	-	302419	5930774	NEG Micon	NM52-900	61.5	52.0	Standard	0.0	900	1993	A	20	10
W45	Bestand	Ja	Nein	-	302371	5930514	NEG Micon	NM52-900	61.5	52.0	Standard	0.0	900	1993	A	20	10
W46	Bestand	Ja	Nein	-	301443	5931147	NEG Micon	NM48-750	60.0	48.2	Standard	0.0	750	1993	A	20	10
W47	Bestand	Ja	Nein	-	300948	5931811	NEG Micon	NM52-900	61.5	52.0	Standard	0.0	900	1993	A	20	10
W48	Bestand	Ja	Nein	-	300737	5931540	Enercon	E-40 / 5.40	65.0	40.3	BM 0	0.0	500	1993	A	20	10
W49	Bestand	Ja	Nein	-	300746	5931768	NEG Micon	NM52-900	61.5	52.0	Standard	0.0	900	1993	A	20	10
W50	Bestand	Ja	Nein	-	300845	5931157	NEG Micon	NM52-900	61.5	52.0	Standard	0.0	900	1993	A	20	10
W51	Bestand	Ja	Nein	-	300318	5928151	Enercon	E-40 / 6.44	65.0	44.0	BM 0	0.0	600	1993	A	20	10
W52	Bestand	Ja	Nein	-	300400	5928333	Enercon	E-40 / 6.44	65.0	44.0	BM 0	0.0	600	1993	A	20	10
W53	Bestand	Ja	Nein	-	300467	5928566	Enercon	E-40 / 6.44	65.0	44.0	BM 0	0.0	600	1993	A	20	10
W54	Bestand	Ja	Nein	-	300481	5928060	Enercon	E-40 / 6.44	65.0	44.0	BM 0	0.0	600	1993	A	20	10
W55	Bestand	Ja	Nein	-	300651	5928339	Enercon	E-40 / 6.44	65.0	44.0	BM 0	0.0	600	1993	A	20	10
W56	Bestand	Ja	Nein	-	301132	5930942	Nordex	N117/3600	141.0	116.8	Mode 0	0.0	3600	2012	A	20	14
W57	Bestand	Ja	Nein	-	300805	5928569	Vestas	V126-3.45 MW	137.0	126.0	3.45-MW-Leistungsmodus	0.0	3450	2012	A	20	10

Tabelle 2.2: Auslegungswindbedingungen der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	Prüfgrundlage	WZ	GK	V _{wb,TP} [m/s]	k _{TP} [-]	V _{ns0,TP} [m/s]	TK	δ _{TP} [°]	α _{TP} [-]	ρ _{TP} [kg/m ³]	Auslegungslebensdauer T _{TP} [a]	Quelle
W1 – W7	DIBt 2012	S	S	6.5	2.40	40.4	B	8.0	0.3	1.237	20	[24]

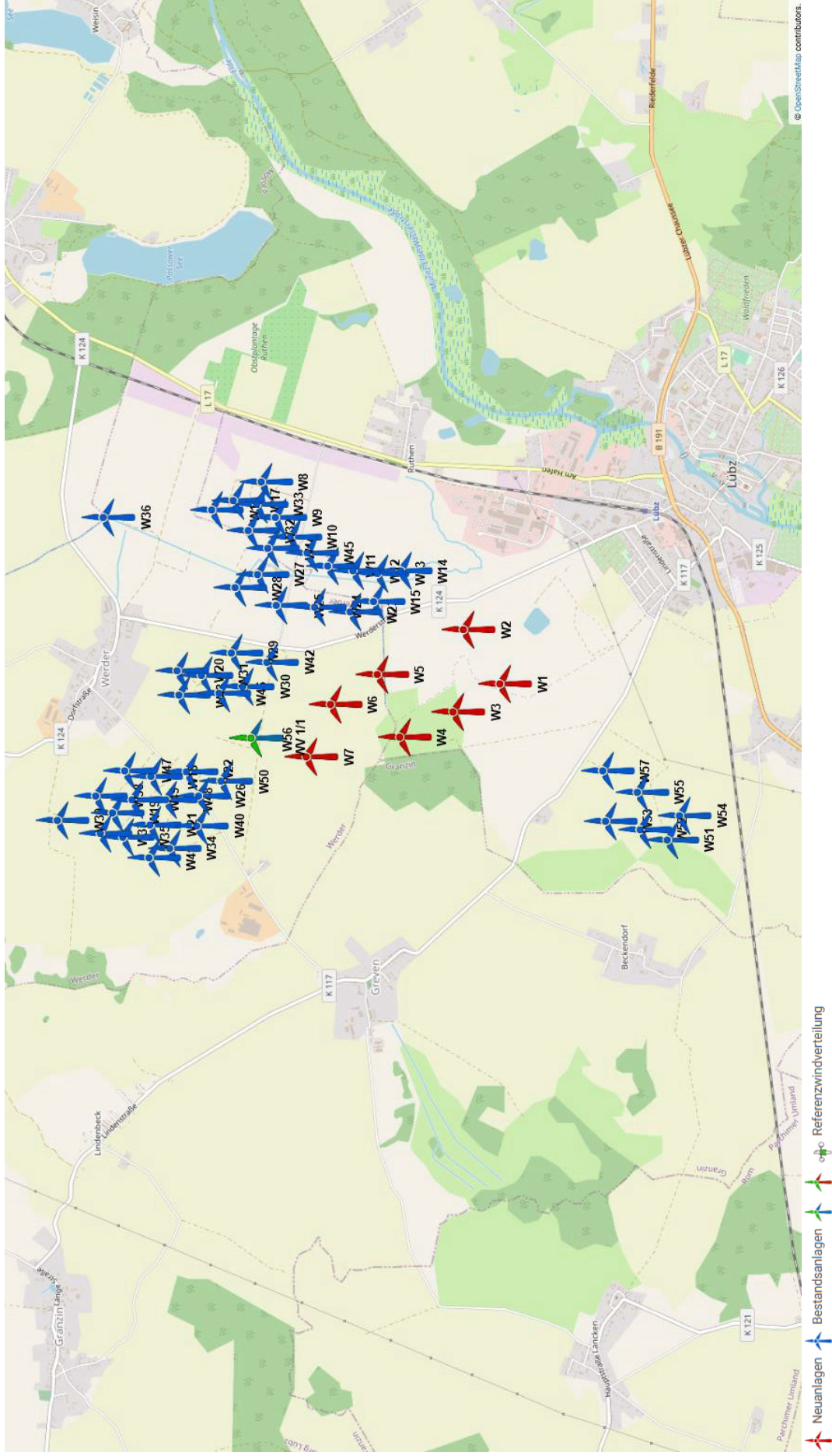


Abbildung 2.1: Zu untersuchende Windparkkonfiguration; Kartenmaterial: [19.1, 19.2]

Bericht-Nr.: I17-SE-2022-015 ENTWURF

Gutachten zur Standorteignung von WEA nach DIBt 2012 im Windpark Werder II

Erstelldatum: 03.06.2022 Version: 1 Erstellt mit: ELIA-2.7-b11

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 33			A [m/s]	k [-]	p [%]	v _{ave} [m/s]
X [m]	Y [m]	h _{WV} [m]				
301132	5930942	150.0				
Sektor Windrichtung [°]						
N 0			6.0	2.27	3.9	-
NNO 30			6.6	2.29	4.4	-
ONO 60			7.8	2.81	7.6	-
O 90			8.1	2.82	8.0	-
OSO 120			7.2	2.81	7.2	-
SSO 150			6.8	2.43	6.5	-
S 180			7.6	2.15	6.6	-
SSW 210			8.4	2.51	10.7	-
WSW 240			9.1	2.54	15.8	-
W 270			9.0	2.15	14.4	-
WNW 300			7.9	2.04	9.2	-
NNW 330			6.7	2.08	5.6	-
Gesamt			8.0	2.26	99.9	7.1

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 – W7	7.1	6.5	2.26	2.40	-	Nein	Nein	Ja

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 – W7	S	S	40.4	2	II	39.1	-	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]				
	Konstanter Mittelwert	NTM A [8] [-]	NTM A+ [6] [-]	NTM A [5, 6, 7] [-]	NTM B [5, 6, 7] [-]	NTM C [5, 6, 7] [-]	S [-]
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						
$10 z_{hub}$							
$10 z_{hub}$							
		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: W5	NH: 164 m	I_{rep} [-]
Sektor	Windrichtung [°]	
N	0	0.120
NNO	30	0.124
ONO	60	0.120
O	90	0.110
OSO	120	0.122
SSO	150	0.124
S	180	0.114
SSW	210	0.122
WSW	240	0.126
W	270	0.123
WNW	300	0.109
NNW	330	0.110

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 vor Zubau der geplanten WEA in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit dar. Aufgeführt werden nur Bestands-WEA, für die ein Vergleich der Situation vor mit der Situation nach dem geplanten Zubau durchgeführt wird. Tabelle 3.8 - Tabelle 3.10 stellen 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. Für WEA die nach der Richtlinie DIBt 1993 [3] typengeprüft sind, ist nur die mittlere konstante effektive Turbulenzintensität am unteren Ende der Tabelle relevant.

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

v_{hub}	W9[A]	W10[A]	W11[A]	W12[A]	W19[A]	W20[A]	W21[A]	W31[A]	W32[A]	W33[A]	W35[A]	W37[A]	W38[A]	W44[A]	W45[A]	W46[A]	W49[A]	Referenz Klasse A
3	-	-	-	-	-	-	-	0.309	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.419
4	0.298	0.303	0.287	0.288	0.307	0.288	0.290	0.296	0.296	0.312	0.300	0.296	0.305	0.293	0.301	0.301	0.300	0.344
5	0.266	0.270	0.254	0.254	0.274	0.258	0.258	0.260	0.263	0.278	0.265	0.263	0.273	0.260	0.268	0.289	0.265	0.299
6	0.236	0.238	0.224	0.224	0.241	0.235	0.230	0.236	0.234	0.244	0.234	0.232	0.241	0.231	0.237	0.272	0.237	0.269
7	0.325	0.334	0.300	0.297	0.332	0.299	0.290	0.290	0.305	0.341	0.308	0.320	0.336	0.294	0.325	0.256	0.301	0.248
8	0.267	0.271	0.244	0.242	0.270	0.246	0.241	0.257	0.252	0.277	0.251	0.259	0.275	0.240	0.264	0.242	0.253	0.232
9	0.249	0.252	0.226	0.224	0.250	0.231	0.226	0.241	0.235	0.257	0.232	0.240	0.258	0.220	0.245	0.226	0.236	0.220
10	0.235	0.237	0.210	0.210	0.234	0.219	0.213	0.227	0.221	0.240	0.215	0.224	0.243	0.203	0.228	0.213	0.222	0.210
11	0.218	0.218	0.193	0.194	0.216	0.205	0.199	0.212	0.205	0.222	0.197	0.205	0.226	0.186	0.210	0.198	0.207	0.201
12	0.206	0.205	0.181	0.183	0.203	0.196	0.188	0.199	0.193	0.208	0.184	0.191	0.214	0.173	0.196	0.178	0.195	0.195
13	0.194	0.192	0.170	0.173	0.192	0.187	0.179	0.186	0.182	0.195	0.172	0.179	0.201	0.161	0.183	0.164	0.184	0.189
14	0.184	0.181	0.159	0.163	0.181	0.178	0.170	0.176	0.171	0.183	0.162	0.167	0.190	0.152	0.171	0.153	0.174	0.184
15	0.175	0.171	0.151	0.155	0.173	0.172	0.163	0.165	0.162	0.173	0.153	0.157	0.179	0.145	0.161	0.144	0.165	0.180
16	0.165	0.160	0.142	0.147	0.165	0.165	0.155	0.155	0.153	0.163	0.145	0.147	0.168	0.139	0.151	0.138	0.157	0.176
17	0.157	0.151	0.135	0.140	0.157	0.159	0.149	0.147	0.144	0.155	0.137	0.138	0.158	0.134	0.143	0.132	0.149	0.173
18	0.149	0.142	0.129	0.133	0.150	0.153	0.142	0.138	0.136	0.147	0.130	0.130	0.149	0.129	0.135	0.127	0.142	0.170
19	0.143	0.134	0.124	0.128	0.145	0.149	0.138	0.131	0.130	0.141	0.124	0.124	0.141	0.126	0.129	0.123	0.137	0.167
20	0.137	0.127	0.121	0.124	0.139	0.144	0.133	0.125	0.125	0.136	0.119	0.119	0.133	0.123	0.124	0.120	0.132	0.165
21	0.134	0.122	0.118	0.121	0.136	0.142	0.130	0.121	0.122	0.132	0.116	0.115	0.129	0.121	0.121	0.117	0.128	0.163
22	0.131	0.117	0.116	0.118	0.133	0.139	0.127	0.117	0.119	0.129	0.113	0.113	0.125	0.119	0.118	0.116	0.125	0.161
23	0.127	0.114	0.114	0.116	0.128	0.135	0.123	0.115	0.117	0.127	0.111	0.110	0.121	0.118	0.116	0.114	0.122	0.159
24	0.124	0.112	0.113	0.115	0.125	0.132	0.121	0.113	0.115	0.124	0.109	0.109	0.118	0.117	0.115	0.113	0.120	0.157
25	0.123	0.110	0.112	0.114	0.125	0.132	0.121	0.111	0.114	0.123	0.108	0.108	0.117	0.116	0.114	0.112	0.119	0.156
DIBt 1993	0.216	0.219	0.201	0.201	0.220	0.205	0.202	0.207	0.207	0.223	0.207	0.210	0.221	0.200	0.214	0.207	0.208	0.200

Tabelle 3.8: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau, Teil 1)

V_{hub}	W1[B]	W2[B]	W3[B]	W4[B]	W5[B]	W6[B]	W7[B]	W8[A]	W9[A]	W10[A]	W11[A]	W12[A]	W13[A]	W14[A]	W15[A]	W16[A]	W17[A]	W18[A]	Referenz Klasse B	Referenz Klasse A
3	0.301	0.305	0.314	0.306	0.311	0.316	0.303	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.366	0.419
4	0.277	0.278	0.294	0.281	0.286	0.296	0.282	0.269	0.298	0.303	0.287	0.288	0.295	0.278	0.284	0.277	0.284	0.286	0.301	0.344
5	0.273	0.271	0.292	0.275	0.279	0.293	0.279	0.238	0.266	0.271	0.256	0.256	0.262	0.252	0.263	0.245	0.251	0.256	0.262	0.299
6	0.251	0.251	0.270	0.254	0.258	0.270	0.258	0.212	0.236	0.238	0.227	0.227	0.231	0.228	0.241	0.215	0.222	0.236	0.236	0.269
7	0.234	0.236	0.252	0.237	0.241	0.253	0.241	0.268	0.325	0.334	0.301	0.297	0.309	0.272	0.261	0.290	0.290	0.260	0.217	0.248
8	0.212	0.218	0.229	0.216	0.222	0.231	0.221	0.228	0.267	0.271	0.244	0.242	0.250	0.220	0.222	0.233	0.240	0.217	0.203	0.232
9	0.191	0.200	0.205	0.195	0.202	0.209	0.199	0.213	0.249	0.252	0.226	0.224	0.231	0.201	0.205	0.214	0.222	0.201	0.192	0.220
10	0.178	0.189	0.190	0.181	0.191	0.195	0.185	0.202	0.235	0.237	0.211	0.210	0.216	0.187	0.192	0.198	0.207	0.189	0.183	0.210
11	0.165	0.178	0.174	0.167	0.179	0.181	0.169	0.194	0.218	0.218	0.194	0.194	0.199	0.172	0.179	0.182	0.196	0.178	0.176	0.201
12	0.152	0.166	0.158	0.153	0.167	0.167	0.152	0.185	0.206	0.205	0.182	0.183	0.188	0.162	0.168	0.170	0.184	0.169	0.170	0.195
13	0.141	0.156	0.145	0.142	0.157	0.156	0.139	0.177	0.194	0.193	0.170	0.173	0.179	0.153	0.158	0.159	0.173	0.162	0.165	0.189
14	0.133	0.148	0.135	0.133	0.148	0.146	0.130	0.169	0.184	0.181	0.160	0.163	0.170	0.145	0.150	0.150	0.162	0.154	0.161	0.184
15	0.127	0.140	0.128	0.126	0.141	0.138	0.125	0.162	0.175	0.171	0.151	0.155	0.164	0.139	0.143	0.143	0.153	0.148	0.157	0.180
16	0.123	0.135	0.123	0.122	0.135	0.133	0.121	0.155	0.165	0.160	0.143	0.147	0.158	0.134	0.138	0.136	0.145	0.142	0.154	0.176
17	0.120	0.130	0.120	0.119	0.130	0.128	0.118	0.151	0.157	0.151	0.136	0.140	0.152	0.130	0.134	0.130	0.138	0.137	0.151	0.173
18	0.118	0.126	0.117	0.117	0.126	0.125	0.116	0.146	0.149	0.142	0.130	0.133	0.147	0.127	0.131	0.125	0.132	0.132	0.149	0.170
19	0.115	0.123	0.115	0.115	0.123	0.122	0.114	0.141	0.143	0.134	0.126	0.128	0.144	0.124	0.128	0.121	0.127	0.128	0.146	0.167
20	0.114	0.121	0.113	0.113	0.121	0.120	0.112	0.138	0.137	0.127	0.122	0.124	0.140	0.122	0.126	0.118	0.123	0.125	0.144	0.165
21	0.112	0.118	0.112	0.111	0.118	0.117	0.111	0.134	0.134	0.122	0.119	0.121	0.138	0.119	0.123	0.115	0.119	0.122	0.142	0.163
22	0.111	0.115	0.110	0.110	0.115	0.115	0.109	0.132	0.131	0.118	0.117	0.118	0.136	0.117	0.121	0.113	0.117	0.120	0.141	0.161
23	0.109	0.113	0.109	0.109	0.113	0.113	0.108	0.129	0.127	0.114	0.115	0.116	0.132	0.116	0.119	0.111	0.115	0.117	0.139	0.159
24	0.108	0.111	0.108	0.108	0.111	0.111	0.107	0.127	0.124	0.112	0.113	0.115	0.129	0.114	0.117	0.109	0.113	0.116	0.138	0.157
25	0.107	0.109	0.107	0.107	0.109	0.109	0.106	0.125	0.123	0.111	0.112	0.114	0.129	0.113	0.115	0.108	0.112	0.114	0.136	0.156
DIBt 1993	-	-	-	-	-	-	-	0.189	0.216	0.220	0.202	0.201	0.207	0.190	0.194	0.193	0.199	0.191	0.200	0.200

Tabelle 3.9: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau, Teil 2)

v_{hub}	W19[A]	W20[A]	W21[A]	W22[A]	W23[A]	W24[A]	W25[A]	W26[A]	W27[A]	W28[A]	W29[A]	W30[A]	W31[A]	W32[A]	W33[A]	W34[A]	W35[A]	W37[A]	W38[A]	Referenz Klasse A
3	-	-	-	-	0.319	0.314	0.312	-	0.310	0.311	0.310	0.319	0.310	-	-	-	-	-	-	0.419
4	0.307	0.288	0.290	0.268	0.296	0.274	0.270	0.290	0.276	0.270	0.267	0.296	0.296	0.296	0.312	0.285	0.300	0.296	0.305	0.344
5	0.274	0.258	0.258	0.245	0.276	0.251	0.243	0.256	0.246	0.241	0.243	0.283	0.260	0.263	0.278	0.250	0.265	0.263	0.273	0.299
6	0.241	0.235	0.230	0.233	0.253	0.229	0.222	0.229	0.224	0.222	0.222	0.264	0.236	0.234	0.244	0.222	0.234	0.232	0.241	0.269
7	0.332	0.299	0.290	0.241	0.285	0.225	0.212	0.286	0.256	0.204	0.228	0.265	0.290	0.305	0.341	0.285	0.308	0.320	0.336	0.248
8	0.270	0.246	0.241	0.220	0.238	0.203	0.194	0.242	0.212	0.186	0.202	0.242	0.257	0.252	0.277	0.233	0.251	0.259	0.275	0.232
9	0.250	0.231	0.226	0.212	0.219	0.189	0.181	0.224	0.195	0.173	0.190	0.225	0.241	0.235	0.257	0.214	0.232	0.240	0.258	0.220
10	0.234	0.219	0.213	0.204	0.204	0.179	0.172	0.209	0.181	0.164	0.181	0.212	0.227	0.221	0.240	0.198	0.215	0.224	0.243	0.210
11	0.216	0.205	0.199	0.196	0.190	0.169	0.164	0.193	0.167	0.157	0.171	0.197	0.212	0.205	0.222	0.181	0.197	0.205	0.226	0.201
12	0.203	0.196	0.188	0.186	0.177	0.160	0.156	0.182	0.157	0.149	0.163	0.179	0.199	0.193	0.208	0.168	0.184	0.191	0.214	0.195
13	0.192	0.187	0.179	0.177	0.166	0.153	0.149	0.172	0.149	0.143	0.155	0.165	0.186	0.182	0.195	0.157	0.172	0.179	0.201	0.189
14	0.181	0.178	0.170	0.168	0.156	0.146	0.144	0.165	0.142	0.138	0.149	0.156	0.176	0.171	0.183	0.147	0.162	0.167	0.190	0.184
15	0.173	0.172	0.163	0.160	0.148	0.140	0.139	0.160	0.137	0.133	0.143	0.148	0.165	0.162	0.173	0.141	0.153	0.157	0.179	0.180
16	0.165	0.165	0.155	0.151	0.142	0.135	0.134	0.155	0.132	0.130	0.138	0.142	0.155	0.153	0.163	0.135	0.145	0.147	0.168	0.176
17	0.157	0.159	0.149	0.143	0.137	0.132	0.131	0.150	0.128	0.126	0.134	0.137	0.147	0.144	0.155	0.130	0.137	0.138	0.158	0.173
18	0.150	0.153	0.142	0.137	0.132	0.128	0.128	0.146	0.125	0.123	0.131	0.132	0.138	0.136	0.147	0.125	0.130	0.130	0.149	0.170
19	0.145	0.149	0.138	0.131	0.129	0.125	0.125	0.143	0.122	0.121	0.128	0.128	0.131	0.130	0.141	0.122	0.124	0.124	0.141	0.167
20	0.139	0.144	0.133	0.127	0.126	0.123	0.123	0.139	0.120	0.118	0.125	0.125	0.125	0.125	0.136	0.119	0.119	0.119	0.133	0.165
21	0.136	0.142	0.130	0.119	0.123	0.121	0.121	-	0.118	0.117	0.123	0.122	0.121	0.122	0.132	0.117	0.116	0.115	0.129	0.163
22	0.133	0.139	0.127	0.117	0.121	0.119	0.119	-	0.116	0.115	0.121	0.120	0.117	0.119	0.129	0.115	0.113	0.113	0.125	0.161
23	0.128	0.135	0.123	0.115	0.119	0.117	0.117	-	0.114	0.114	0.119	0.118	0.115	0.117	0.127	0.113	0.111	0.110	0.121	0.159
24	0.125	0.132	0.121	0.114	0.117	0.116	0.116	-	0.113	0.112	0.117	0.117	0.113	0.115	0.124	0.112	0.109	0.109	0.118	0.157
25	0.125	0.132	0.121	0.113	0.115	0.114	0.115	-	0.112	0.111	0.116	0.115	0.111	0.114	0.123	0.111	0.108	0.108	0.117	0.156
DIBt 1993	0.220	0.205	0.202	0.188	0.205	0.180	0.174	0.199	0.184	0.170	0.177	0.206	0.207	0.207	0.223	0.194	0.207	0.210	0.221	0.200

Tabelle 3.10: Ermittelte effektive Turbulenzintensitäten I_{eff} (nach Zubau, Teil 3)

v_{hub}	W40[A]	W41[A]	W42[A]	W43[A]	W44[A]	W45[A]	W46[A]	W47[A]	W48[A]	W49[A]	W50[A]	W51[A]	W52[A]	W53[A]	W54[A]	W55[A]	W56[A]	W57[A]	Referenz Klasse A
3	-	-	-	-	-	-	-	-	0.304	-	-	0.313	0.316	0.320	0.311	0.338	0.306	0.293	0.419
4	0.264	0.286	0.280	0.279	0.294	0.302	0.302	0.286	0.285	0.300	0.277	0.269	0.273	0.280	0.264	0.303	0.282	0.248	0.344
5	0.234	0.252	0.262	0.249	0.261	0.269	0.290	0.254	0.252	0.265	0.265	0.234	0.241	0.263	0.230	0.288	0.278	0.216	0.299
6	0.214	0.222	0.242	0.229	0.233	0.238	0.272	0.226	0.225	0.237	0.246	0.210	0.219	0.243	0.207	0.264	0.257	0.195	0.269
7	0.218	0.296	0.226	0.261	0.294	0.325	0.257	0.292	0.282	0.301	0.233	0.194	0.202	0.225	0.191	0.240	0.242	0.180	0.248
8	0.194	0.238	0.211	0.231	0.240	0.264	0.243	0.243	0.235	0.253	0.215	0.181	0.189	0.210	0.179	0.221	0.222	0.169	0.232
9	0.182	0.218	0.196	0.214	0.220	0.245	0.227	0.228	0.218	0.236	0.197	0.173	0.182	0.201	0.173	0.210	0.202	0.163	0.220
10	0.171	0.201	0.186	0.198	0.203	0.229	0.214	0.216	0.203	0.222	0.181	0.167	0.176	0.187	0.170	0.194	0.190	0.158	0.210
11	0.161	0.182	0.176	0.182	0.187	0.210	0.199	0.202	0.187	0.207	0.167	0.160	0.171	0.169	0.168	0.178	0.177	0.155	0.201
12	0.153	0.169	0.165	0.167	0.173	0.196	0.178	0.192	0.176	0.195	0.155	0.149	0.157	0.155	0.157	0.164	0.164	0.146	0.195
13	0.146	0.157	0.156	0.153	0.162	0.183	0.164	0.182	0.166	0.184	0.147	0.143	0.148	0.146	0.149	0.154	0.152	0.139	0.189
14	0.140	0.148	0.149	0.143	0.152	0.172	0.153	0.173	0.157	0.174	0.141	0.139	0.142	0.141	0.144	0.148	0.143	0.134	0.184
15	0.135	0.141	0.142	0.136	0.145	0.161	0.145	0.165	0.150	0.165	0.137	0.136	0.138	0.137	0.140	0.143	0.135	0.131	0.180
16	0.131	0.134	0.137	0.130	0.139	0.152	0.138	0.158	0.144	0.157	0.132	0.134	0.134	0.134	0.136	0.139	0.129	0.127	0.176
17	0.128	0.129	0.133	0.126	0.134	0.143	0.132	0.151	0.139	0.149	0.129	0.131	0.131	0.131	0.134	0.136	0.124	0.125	0.173
18	0.124	0.125	0.129	0.123	0.129	0.135	0.127	0.145	0.135	0.142	0.125	0.129	0.129	0.129	0.131	0.133	0.120	0.122	0.170
19	0.122	0.121	0.126	0.120	0.126	0.129	0.123	0.140	0.131	0.137	0.123	0.127	0.127	0.127	0.129	0.131	0.117	0.120	0.167
20	0.119	0.118	0.123	0.118	0.123	0.124	0.120	0.135	0.127	0.132	0.120	0.126	0.125	0.125	0.127	0.129	0.115	0.119	0.165
21	0.117	0.115	0.121	0.116	0.121	0.121	0.118	0.132	0.125	0.128	0.118	0.124	0.124	0.124	0.126	0.127	0.112	0.117	0.163
22	0.115	0.113	0.119	0.114	0.119	0.118	0.116	0.130	0.122	0.125	0.116	0.123	0.122	0.122	0.124	0.125	0.110	0.116	0.161
23	0.114	0.111	0.118	0.113	0.118	0.116	0.114	0.126	0.120	0.122	0.115	0.122	0.121	0.121	0.123	0.124	0.109	-	0.159
24	0.113	0.110	0.116	0.112	0.117	0.115	0.113	0.124	0.118	0.120	0.114	0.120	0.120	0.120	0.121	0.123	0.107	-	0.157
25	0.111	0.109	0.115	0.111	0.116	0.114	0.112	0.123	0.117	0.119	0.112	0.119	0.119	0.119	0.120	0.121	0.106	-	0.156
DIBt 1993	0.171	0.196	0.186	0.191	0.201	0.214	0.208	0.200	0.196	0.208	0.187	0.166	0.172	0.186	0.165	0.199	-	-	0.200

3.3.3.4 Geforderte sektorische Betriebsbeschränkungen (WSM)

Um die Überschreitungen hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität an betroffenen Bestands-WEA zu verhindern bzw. nicht weiter zu erhöhen, sind die folgenden sektorischen Betriebsbeschränkungen notwendig.

Tabelle 3.11: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W13

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwindgeschwindigkeit [m/s]	Endwindgeschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W2	203	229	3.5	6.5	Abschaltung
Alternativ: W13	203	229	3.5	6.5	Abschaltung

Tabelle 3.12: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W23

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwindgeschwindigkeit [m/s]	Endwindgeschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W5	235	263	v_{in}	6.5	Abschaltung
Alternativ: W23	235	263	v_{in}	6.5	Abschaltung

Tabelle 3.13: Geforderte Betriebsbeschränkung zum Schutz von W30

WEA	Start WSM [°]	Ende WSM [°]	Startwindgeschwindigkeit [m/s]	Endwindgeschwindigkeit [m/s]	Betriebsmodus
W7	217	243	v_{in}	17.5	Abschaltung
Alternativ: W30	217	243	v_{in}	17.5	Abschaltung

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 3.14 stellt die Ergebnisse der ermittelten Schräganströmung δ_{NH} dar.

Tabelle 3.14 Standortmittelwert der Schräganströmung δ_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	δ_{NH} [°]
W1	-0.2
W2	0.0
W3	-0.2
W4	0.2
W5	-0.5
W6	-0.3
W7	-0.2

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 3.15 stellt die Ergebnisse der Standortmittelwerte des Höhenexponenten α_{NH} dar.

Tabelle 3.15 Standortmittelwert des Höhenexponenten α_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	α_{NH} [-]
W1	0.15
W2	0.15
W3	0.15
W4	0.15
W5	0.15
W6	0.15
W7	0.15

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 3.16 stellt die Ergebnisse des Standortmittelwertes der Luftdichte ρ_{NH} für jede zu untersuchende WEA dar.

Tabelle 3.16: Standortmittelwert der Luftdichte ρ_{NH} der neu geplanten WEA

Interne W-Nr.	ρ_{NH} [kg/m ³]
W1	1.224
W2	1.224
W3	1.224
W4	1.224
W5	1.224
W6	1.224
W7	1.224

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

Tabelle 3.17: Ermittelte extreme Turbulenzintensitäten $I_{ext, NH}$

v_{hub}	W1	W2	W3	W4	W5	W6	W7
3	0.335	0.337	0.351	0.339	0.336	0.345	0.338
4	0.320	0.312	0.335	0.318	0.319	0.328	0.320
5	0.321	0.305	0.335	0.315	0.318	0.326	0.318
6	0.297	0.281	0.310	0.291	0.295	0.302	0.294
7	0.279	0.263	0.291	0.273	0.276	0.283	0.276
8	0.255	0.241	0.266	0.250	0.253	0.259	0.252
9	0.230	0.219	0.240	0.226	0.228	0.234	0.228
10	0.215	0.206	0.225	0.212	0.214	0.220	0.214
11	0.199	0.192	0.209	0.197	0.198	0.204	0.199
12	0.183	0.178	0.192	0.182	0.182	0.187	0.183
13	0.169	0.166	0.177	0.169	0.169	0.173	0.169
14	0.157	0.156	0.165	0.158	0.157	0.162	0.158
15	0.147	0.147	0.154	0.148	0.147	0.152	0.148
16	0.139	0.141	0.146	0.141	0.140	0.144	0.141
17	0.133	0.136	0.140	0.136	0.134	0.138	0.135
18	0.129	0.132	0.135	0.131	0.130	0.133	0.131
19	0.125	0.128	0.131	0.128	0.126	0.130	0.127
20	0.122	0.126	0.129	0.125	0.123	0.127	0.124
21	0.119	0.123	0.125	0.122	0.120	0.123	0.121
22	0.115	0.120	0.121	0.119	0.116	0.120	0.118
23	0.112	0.117	0.118	0.116	0.114	0.117	0.115
24	0.110	0.115	0.116	0.114	0.111	0.115	0.113
25	0.108	0.113	0.113	0.112	0.109	0.112	0.110

4 Zusammenfassung

4.1 Neu geplante WEA

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

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

Für die WEA W1 – W7 hat eine seitens des Herstellers Nordex durchgeführte Überprüfung der standortspezifischen Lasten der WEA, in der geplanten Konfiguration nach Tabelle 2.1, anhand der dem Hersteller zur Verfügung gestellten Ergebnisse aus Kapitel 3 ergeben, dass die Auslegungslasten der WEA nicht überschritten werden [25]. Die Ergebnisse in [25] wurden von der I17-Wind GmbH & Co. KG hinsichtlich der berücksichtigten Eingangsdaten geprüft und werden als richtig vorausgesetzt.

Die Standorteignung gemäß DIBt 2012 [1.1] ist für die WEA W1 – W7 unter Berücksichtigung der standortspezifischen Lastrechnung [25] durch das vorliegende Gutachten nachgewiesen.

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

Tabelle 4.1: Zusammenfassung der Ergebnisse geplante WEA

Interne W-Nr.	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W1	Nordex	N163/5700	164.0	0.0	Ja
W2	Nordex	N163/5700	164.0	0.0	Ja
W3	Nordex	N163/5700	164.0	0.0	Ja
W4	Nordex	N163/5700	164.0	0.0	Ja
W5	Nordex	N163/5700	164.0	0.0	Ja
W6	Nordex	N163/5700	164.0	0.0	Ja
W7	Nordex	N163/5700	164.0	0.0	Ja

4.2 Bestehende WEA

Für die Bestands-WEA W8, W14 – W18, W22, W24 – W29, W34, W40 – W43, W47, W48 und W50 – W57 konnte die nach DIBt 2012 [1.1] nachzuweisende Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität durch den Vergleich mit den Auslegungswerten nachgewiesen werden.

Die Bestands-WEA W9 – W12, W19 – W21, W31 – W33, W35, W37, W38, W44 – W46 und W49 weisen Überschreitungen der effektiven Turbulenzintensität nach der Richtlinie DIBt 2012 [1.1] auf. Durch einen Vergleich der Situation vor, mit der Situation nach dem geplanten Zubau konnte gezeigt werden, dass der geplante Zubau keinen signifikanten Einfluss auf die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensitäten der WEA W9 – W12, W19 – W21, W31 – W33, W35, W37, W38, W44 – W46 und W49 hat. Bei diesem Vergleich wurde die Erhöhung der effektiven Turbulenzintensität durch den Zubau und ggf. deren Einfluss auf die PEL nach [20] untersucht. Somit ist die Standorteignung hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität für diese WEA unter Maßgabe einer in deren Genehmigungsverfahren nachgewiesenen Standorteignung weiterhin nachgewiesen.

Die Bestands-WEA W13, W23 und W30 weisen Überschreitungen hinsichtlich der effektiven Turbulenzintensität auf, die durch den Zubau verursacht bzw. erhöht werden. Um die Standorteignung der WEA W13, W23 und W30 auch nach Zubau nachweisen zu können, sind die in Abschnitt 3.3.3.4 aufgeführten sektoriellen Betriebsbeschränkungen notwendig.

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

Tabelle 4.2: Zusammenfassung der Ergebnisse Bestands-WEA

Interne W-Nr.	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W8	NEG Micon	NM52-900	73.8	0.0	Ja
W9	NEG Micon	NM52-900	73.8	0.0	Ja
W10	NEG Micon	NM52-900	73.8	0.0	Ja
W11	NEG Micon	NM52-900	73.8	0.0	Ja
W12	NEG Micon	NM52-900	73.8	0.0	Ja
W13	NEG Micon	NM52-900	73.8	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W14	NEG Micon	NM52-900	73.8	0.0	Ja
W15	NEG Micon	NM52-900	73.8	0.0	Ja
W16	NEG Micon	NM52-900	73.8	0.0	Ja
W17	NEG Micon	NM52-900	73.8	0.0	Ja
W18	NEG Micon	NM52-900	73.8	0.0	Ja
W19	NEG Micon	NM52-900	73.8	0.0	Ja
W20	NEG Micon	NM48-750	70.0	0.0	Ja
W21	NEG Micon	NM48-750	70.0	0.0	Ja
W22	NEG Micon	NM48-750	70.0	0.0	Ja
W23	Enercon	E-40 / 5.40	65.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4
W24	Enercon	E-40 / 5.40	65.0	0.0	Ja
W25	Enercon	E-40 / 5.40	65.0	0.0	Ja
W26	Jacobs	43/600	60.0	0.0	Ja
W27	Enercon	E-40 / 5.40	65.0	0.0	Ja
W28	Enercon	E-40 / 5.40	65.0	0.0	Ja
W29	Enercon	E-40 / 5.40	65.0	0.0	Ja
W30	Enercon	E-40 / 5.40	65.0	0.0	Ja, siehe Abschnitt 3.3.3.4

Interne W-Nr.	Hersteller	Anlagentyp	NH [m]	FEH [m]	Standorteignung gemäß DIBt 2012 nachgewiesen
W31	Enercon	E-40 / 5.40	65.0	0.0	Ja
W32	NEG Micon	NM43-600	60.0	0.0	Ja
W33	NEG Micon	NM43-600	60.0	0.0	Ja
W34	NEG Micon	NM52-900	61.5	0.0	Ja
W35	NEG Micon	NM52-900	61.5	0.0	Ja
W37	NEG Micon	NM52-900	61.5	0.0	Ja
W38	NEG Micon	NM52-900	61.5	0.0	Ja
W40	NEG Micon	NM52-900	61.5	0.0	Ja
W41	NEG Micon	NM52-900	61.5	0.0	Ja
W42	NEG Micon	NM52-900	61.5	0.0	Ja
W43	NEG Micon	NM52-900	61.5	0.0	Ja
W44	NEG Micon	NM52-900	61.5	0.0	Ja
W45	NEG Micon	NM52-900	61.5	0.0	Ja
W46	NEG Micon	NM48-750	60.0	0.0	Ja
W47	NEG Micon	NM52-900	61.5	0.0	Ja
W48	Enercon	E-40 / 5.40	65.0	0.0	Ja
W49	NEG Micon	NM52-900	61.5	0.0	Ja
W50	NEG Micon	NM52-900	61.5	0.0	Ja
W51	Enercon	E-40 / 6.44	65.0	0.0	Ja
W52	Enercon	E-40 / 6.44	65.0	0.0	Ja
W53	Enercon	E-40 / 6.44	65.0	0.0	Ja
W54	Enercon	E-40 / 6.44	65.0	0.0	Ja
W55	Enercon	E-40 / 6.44	65.0	0.0	Ja
W56	Nordex	N117/3600	141.0	0.0	Ja
W57	Vestas	V126-3.45 MW	137.0	0.0	Ja

5 Standortbesichtigung

Entsprechend der Forderung in der Richtlinie DIBt Fassung Oktober 2012 [1.1] nach einer Standortbesichtigung wird diese 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	Fundamenterrhöhung	[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 Prüfamts Grundlagen der Standsicherheit; Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Oktober 2012 und korrigierte Fassung März 2015;*
- [1.2] *DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik; DKE/AK 383.0.01/Untergruppe DIBt2012 an die PG „Windenergieanlagen“ des DIBt; Anwendung der DIBt 2012 zur Prüfung der Standorteignung, 30.01.2015;*
- [2] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung März 2004; Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik Reihe B, Heft 8;*
- [3] *Deutsches Institut für Bautechnik – DIBt -, Berlin; Richtlinie für Windkraftanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung; Fassung Juni 1993; 2. Überarbeitete Auflage 1995; Schriften des Deutschen Instituts für Bautechnik Reihe B, Heft 8;*
- [4] *International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1 Edition 2.0 International Standard Wind turbine generator systems – Part 1: Safety requirements;*
- [5] *International Electrotechnical Commission (IEC); IEC 61400-1 Edition 3.0 International Standard Wind turbines – Part 1: Design requirement; Mit Implementierung von 61400-1/A1, Amendment 1, 2009;*
- [6] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN IEC 61400-1:2019; Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC61400-1:2019; Deutsche Fassung EN IEC 61400-1:2019; Dezember 2019;*
- [7] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1:2011-08 Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005 + A1:2012); Deutsche Fassung EN 61400-1:2005 + A1:2010;*
- [8] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 61400-1:2004 Windenergieanlagen – Teil 1: Sicherheitsanforderungen (IEC 61400-1:1999); Deutsche Fassung EN 61400-1:2004;*
- [9] *Deutsches Institut für Normung e.V.; DIN EN 1991-1-4/NA:2010-12 mit DIN EN 1991-1-4:2010-12; Nationaler Anhang – Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen: Windlasten;*
- [10] *ECN Solar & Wind Energy, J.W.M. Dekker und J.T.G. Pierik [Hrsg.]: European Wind Turbine Standards II, Petten, (NLD), 1998;*
- [11] *Deutsches Institut für Bautechnik; Windzonen nach Verwaltungsgrenzen; Windzonen_nach_Verwaltungsgrenzen.xlsx; Stand 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) 2012, Version 18.5.1; Veröffentlicht am 19.09.2016;*
- [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] *Voss Energy GmbH, E-Mail vom 01.04.2020, Betreff: „P120_CVO_Übergabe Projektstammdaten_Wer-der II“, Anhang: P120_CVO_Projektstammdatenblatt_I17_01.04.2020.xlsx; E-Mail mit dem Betreff: "P186 CVO S3-Gutachtenpaket Windpark Werder Lübz - Änderung des Antragsgegenstandes" vom 30.12.2021; Datei: #2021-12-30 CVO Projektstammdatenblatt I17 WEA & Koordinaten.xls*
- [22.1] *WIND-consult GmbH; Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen von Windenergieanlagen an einem Standort; Standort: Werder (Mecklenburg-Vorpommern); Prüfbericht WICO 301WGB16/01; 24.11.2016*
- [22.2] *entfällt;*
- [23] **Dokumentation der Standortbesichtigung; steht derzeit noch aus**
- [24] *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;*
- [25] **Nordex Energy SE & Co. KG; Lastrechnung;**

16.1.5 Anlagenwartung

Anlagen:

- E0004345392_9_DC06_DE_Allgemeine-Wartungsanleitung-Delta4000.pdf

Wartungsanleitung

Allgemeine Wartungsanleitung

Produktreihe Delta4000



Rev. 09/22.09.2021

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.

© 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

Änderungsindex

Rev.	Datum	Bearbeitung
09	22.09.2021	E. Gräfe/TANNER AG

Kapitel	Änderung
-	N163/6.X in der Gültigkeitstabelle hinzugefügt.
3	Tabellarische Übersicht der Wartungen überarbeitet.
6	Übersicht der im Wartungsbericht verwendeten Symbole bearbeitet.

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

Tabellarische 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

* 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.

Nordex Energy SE & Co. KG
Langenhorner Chaussee 600
22419 Hamburg
Germany
<http://www.nordex-online.com>
info@nordex-online.com

Freigabeblatt:

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

Dokumentnummer: E0004345392

Revision: 9 **Ersteller/Datum:** Graefe Eric:
2021-09-15

Sprache: DE

Abteilung: Engineering/CPS **Prüfer/Datum:** Schnemilich Marco:
2021-09-30

Vertraulichkeit: Nordex Internal
Purpose

Status: Released **Freigeber/Datum:** Richter Kay:
2021-11-05

Führende AST: 24432

Die Seite ist Teil des Dokumentes Allgemeine Wartungsanleitung Delta4000, Rev. 9/2021-11-05 mit 17 Seiten
Das Dokument wurde elektronisch erstellt und freigegeben.

16.1.6 Zuwegung, Kabelverbindung, Kranstellfläche

vgl. Kapitel 2.3 - Liegenschaftskarte

Anlagen:

- 05_E0004928868_DE_R05_Transport_Zuwegung_Krananforderung_D4k_5.X.pdf

Allgemeine Dokumentation

Transport, Zuwegung und Krananforderungen

Rev. 05/25.05.2021

Dokumentennr.:	E0004928868
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	N149/5.X, N163/5.X

Inhalt

1.	Grundlagen	5
2.	Gewichte, Maße und Hinweise zur Handhabung	7
2.1	Maschinenhaus.....	7
2.2	Triebstrang	8
2.3	Rotornabe	8
2.4	Rotorblatt.....	9
2.5	Maße der Komponenten am Kranhaken.....	10
2.5.1	Maße beim Transport (mit Transportgestell).....	10
2.5.2	Maße bei Errichtung (ohne Transportgestell)	10
2.6	Transportvorrichtungen	11
2.7	Türme.....	13
2.8	Ankerkörbe.....	14
3.	Anforderungen an die Zugangswege	15
3.1	Generelle Anforderungen	15
3.2	Ausbau temporärer Flächen durch mobile Plattenstraßen.....	16
4.	Belastungen	17
4.1	Steigungen, Gefälle und vertikale Radien	17
4.1.1	Steigungen und Gefälle	17
4.1.2	Vertikale Radien.....	18
4.1.3	Lichtraumprofil auf gerader Strecke	18
4.2	Kurven, Wendemöglichkeit und Trichter.....	19
4.2.1	Kurven.....	19
4.2.2	Wendemöglichkeit und Trichter	23
4.2.3	Wegebau.....	24
4.2.4	Ausweichflächen.....	25
4.2.5	Lagerflächen und Baubüro	27
4.2.6	Qualitätsprüfungen, Zuwegungen und Kranstellflächen	28
4.3	Reibseilabspannung	29
4.4	Öffentliche Straßen	29
5.	Krananforderungen	30
6.	Kranstellfläche	31

1. Grundlagen

Dieses Dokument fasst die Grundlagen zur Planung von Wegebau und Kranstellflächen, Lieferung, Lagerung und Installationen im Zuge der Herstellung der Infrastruktur von Windparks für die Anlagenklasse Delta4000 mit den jeweils angegebenen Nabenhöhen, sowie die Komponentenabmessungen zur Auslegung von Transportequipment und Kranen zusammen.

Grundsätzlich ist bei der Planung und Ausführung zu beachten, dass für die gesamte Projektphase, speziell während der Lieferung, Lagerung und der Installation sowie für die nachfolgenden Service- und Wartungsarbeiten, alle Gewerke im gesamten Baustellenbereich zu jeder Zeit zugänglich sind, sodass alle notwendigen Arbeiten vollumfänglich durchgeführt werden können. Ferner sind die Gesundheits-, Arbeits- und Umweltschutzmaßnahmen zu jeder Zeit einzuhalten und bauherrenseitig zu überwachen und zu koordinieren.

Bei den in diesem Dokument angegebenen Planungsparametern handelt es sich um Mindestanforderungen, durch deren Einhaltung ein reibungsloser Ablauf über die gesamte Projektphase sowie die permanente Einhaltung der Arbeitssicherheit gewährleistet werden soll.

Die Einzelheiten der jeweiligen Infrastrukturplanung sind ebenfalls projektspezifisch und müssen im Vorfeld der Projektausführung mit allen Beteiligten abgestimmt werden.

Jeder Projektstandort muss hinsichtlich der lokalen und allgemeinen Sicherheitsbestimmungen individuell beurteilt und entsprechend geplant werden. Projektspezifisch begründete und nachvollziehbare Änderungen/Abweichungen zu den nachfolgenden Spezifikationen können im Vorwege/in der frühen Planungsphase in Zusammenarbeit mit Nordex geprüft und nach schriftlicher Abstimmung eingebracht werden. Die Sicherheit von Personen und Material hat hierbei höchste Priorität. Erfolgt keine Abstimmung mit dem Nordex-Projektmanagement gelten die nachstehend aufgeführten Mindestanforderungen.

Alle in diesem Dokument angegebenen Werte beschreiben den aktuellen Entwicklungsstand der Windenergieanlage. Im Zuge der Weiterentwicklung können sich diese Werte verändern. In diesem Fall wird Nordex eine aktualisierte Version dieses Dokumentes zur Verfügung stellen.

Bei Überschreitung der Mindestanforderungen, können zusätzliche Sicherungsmaßnahmen notwendig sein, die im Vorfeld mit Nordex schriftlich abzustimmen sind (siehe Kapitel 4.1 "Steigungen, Gefälle und vertikale Radien").

HINWEIS

Wir machen ausdrücklich darauf aufmerksam, dass die hier angegebenen Werte lediglich als Richtwerte zu sehen sind.

Während der Planung und Ausführung der bauseitig zu erbringenden Leistungen sind die national geltenden technischen Vorschriften, gesetzlichen Vorgaben und Normen gemäß dem aktuellen Stand der zu verwendeten Technik zu berücksichtigen. Sofern die national geltenden Vorschriften, gesetzlichen Vorgaben und Normen über die nachstehenden Mindestanforderungen hinausgehen, sind diese entsprechend einzuhalten.

Für den Transport können weitere Anweisungen bei Nordex angefordert werden.

Die Auslegung der Zuwegung und der Kranstellfläche ist abhängig von der jeweiligen Transport- und Errichtungsstrategie.

- Die Auslegung muss für jeden einzelnen Standort angepasst werden.
- Je nach Standort bieten sich unterschiedliche Varianten an.
- Die Transportgewichte können standortspezifisch unterschiedlich sein.

Die genaue Ausführung von Zuwegung, Kranstellflächen und Montageflächen ist vor Baubeginn mit Nordex abzustimmen!

Ungenügende Auslegung oder Ausführung von Zuwegung und Kranstellfläche können die Logistik- und Errichtungskosten z. B. durch Stillstandszeiten oder den Einsatz von zusätzlichem Personal und/oder Equipment nachträglich erheblich erhöhen.

2. Gewichte, Maße und Hinweise zur Handhabung

2.1 Maschinenhaus

Beim Transport des Maschinenhauses sind Triebstrang, Rotornabe und weitere Aufbauten (Haube, Gefahrenfeuer, Windmessgeräte, Blitzableiter etc.) noch nicht montiert. Das Transportgestell für das Maschinenhaus besteht aus zwei Füßen, auf denen der Transport erfolgen muss. Der Transport aller Komponenten muss immer auf Antirutschmatten erfolgen, außer beim Seetransport.

Alle Anlagenkomponenten dürfen nur auf befestigtem Untergrund oder auf Baggermatten abgestellt werden.

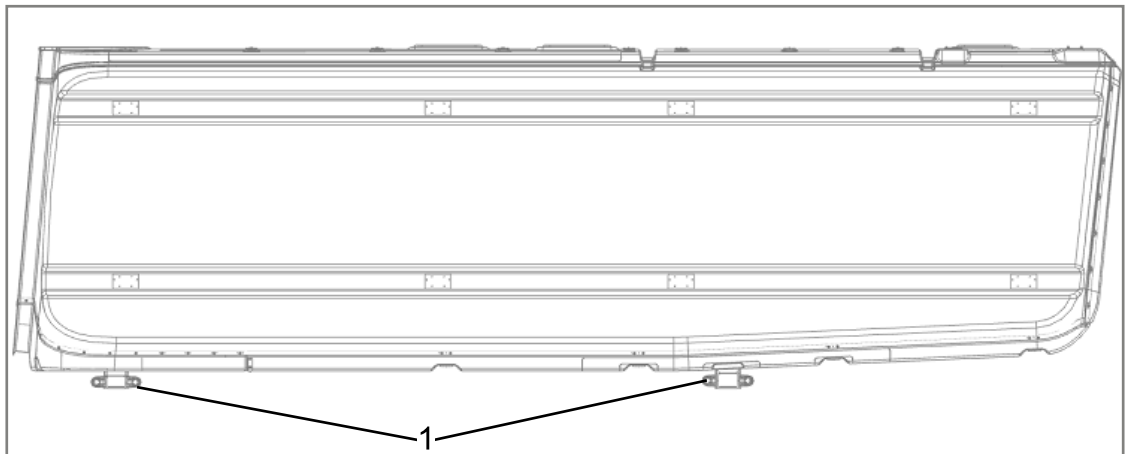


Abb. 1: Maschinenhaus, Ansicht seitlich mit Transportfüßen (1)

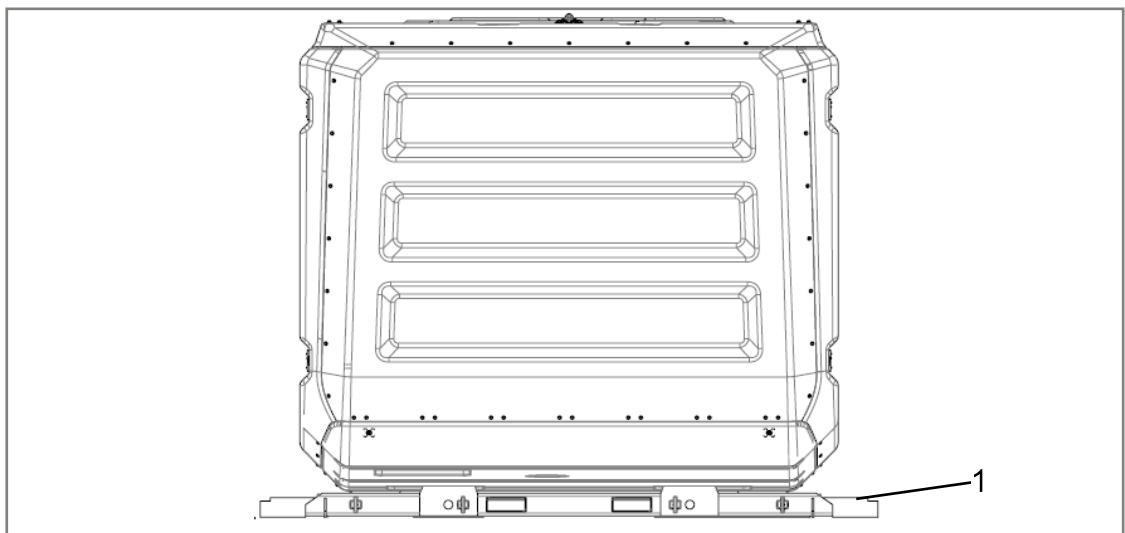


Abb. 2: Maschinenhaus, Ansicht von hinten mit Transportfüßen (1)

2.2 Triebstrang

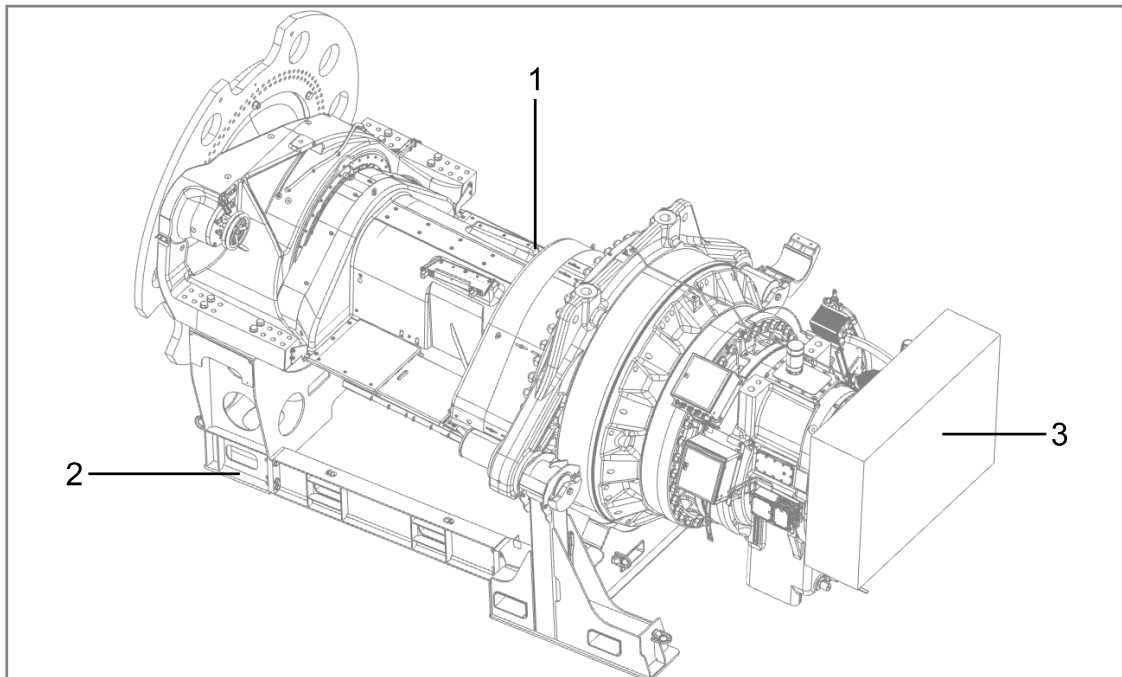


Abb. 3: Bsp. für Triebstrang (1) auf Transportgestell (2) mit Holzabdeckung (3)

2.3 Rotornabe

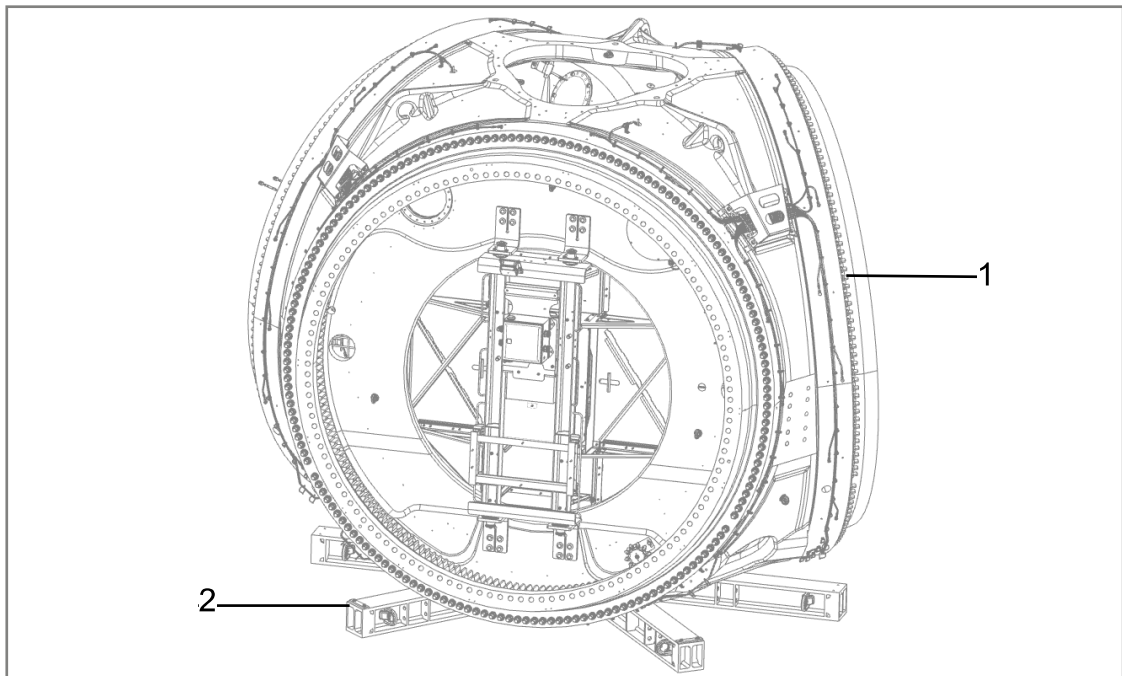


Abb. 4: Bsp. für Rotornabe (1) auf Transportgestell (2) im Transportzustand

Der Nabenkörper wird ohne montierten Spinner auf einem teilbaren Transportgestell geliefert. Der Transport muss auf Antirutschmatten erfolgen. Die Spinnerteile werden vor Ort neben der Kranstellfläche auf der eigens dafür vorgesehenen Nabenvormontagefläche (siehe Abb. 21 und Abb. 22) montiert.

2.4 Rotorblatt

Jedes Rotorblatt wird mit einem Trailer auf zwei Transportgestellen angeliefert. Ein Transportgestell ist an der Blattwurzel befestigt, das andere am Stützpunkt. Aufgrund der Blattlänge und Struktur wird das Blatt im flachen Zustand transportiert. Die Hinterkante zeigt in Fahrtrichtung nach links, siehe Abb. 6.

Die Zeichnung zeigt, neben dem Schwerpunkt auch Handlingbereiche, in denen die Hebebänder angesetzt werden können. Nur an diesen Stellen ist das Heben erlaubt, da die Wandstärke speziell hier verstärkt wurde.

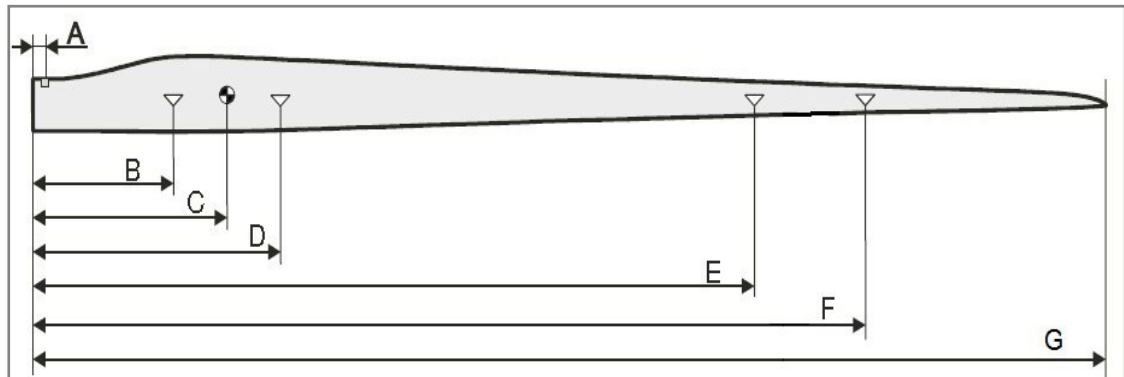


Abb. 5: Transportabmessungen Rotorblatt Seitenansicht

Die Errichtung der Blattyten (siehe untenstehende Tabelle) kann nur mittels Einzelblattmontage erfolgen. Die hierfür verwendete Traverse greift das Blatt an der Unterseite/Führungskante und wird am Schwerpunkt "C" siehe Abb. 5, angesetzt.

		NR74.5 [m]	NR81.5 [m]
A	Hebepunkt Wurzel	0,40/1,00 ¹⁾	0,50/1,00 ¹⁾
B	Hebepunkt Einzelblattmontage	auf Anfrage	
C	Schwerpunkt	19,60–20,00 ⁴⁾	ca. 20,40
D	Hebepunkt EBM	auf Anfrage	
E	Beginn Hebebereich ³⁾	46,50	45,00
F	Ende Hebebereich ³⁾	62,50	53,50
G	Länge	72,40	79,70
J	Transportbreite	ca. 4,50	ca. 4,40
K	Transporthöhe	max. 4,00 ²⁾	max. 4,00 ²⁾
-	Auflagepunkt Transportgestell	47/52/57,5/62,5	47/57,5/62

1) Hebepunkt ohne/mit Regenabweiser

2) Mit Tipuntergestell auf Boden.

3) Unter Berücksichtigung der zulässigen Flächenpressung

4) Abhängig von Variante (mit/ohne AIS)

- Details sind im Vorfeld mit Nordex abzustimmen.

- Einzelblattmontage mithilfe von Traversen am Schwerpunkt

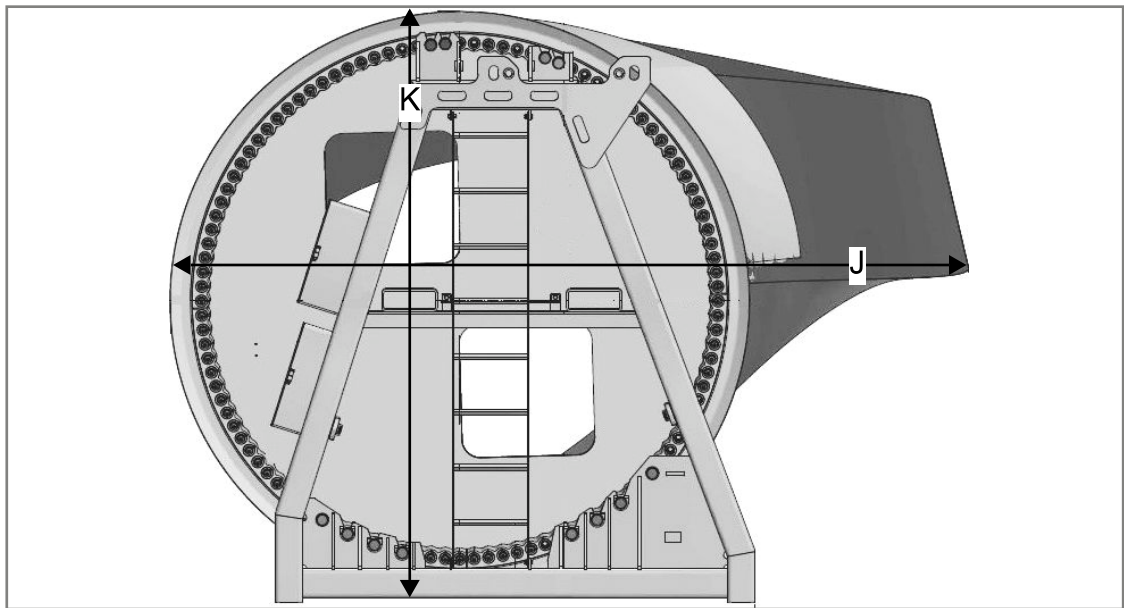


Abb. 6: Transportlage Blatt, Ansicht von Blattwurzel

2.5 Maße der Komponenten am Kranhaken

2.5.1 Maße beim Transport (mit Transportgestell)

Maschinenhaus	
Höhe/Breite/Länge - ohne Aufbauten	4,03 m/4,33 m/12,77 m
Gewicht Maschinenhaus ohne Triebstrang*	max. 68,1 t

Triebstrang	
Höhe/Breite/Länge	3,25 m/3,40 m/6,73 m
Gewicht nur Triebstrang*	max. 73,4 t

Rotornabe	N149	N163
Höhe/Breite/Länge ohne Spinner	4,00 m/4,64 m/5,25 m	
Gewicht*	max. 63,5 t	max. 55,1 t

*Gewichtsangabe ist Maximalwert unter Einhaltung der Gewichtstoleranz der Bauteile.

2.5.2 Maße bei Errichtung (ohne Transportgestell)

Maschinenhaus	
Höhe/Breite/Länge mit Dachaufbauten und Blitzrezeptoren	6,87 m/5,11 m/13,25 m
Gewicht Maschinenhaus ohne Triebstrang	max. 68,9 t
Gewicht nur Triebstrang	max. 71,8 t

Rotornabe	N149	N163
Höhe/Breite/Länge mit Spinner und Blitzrezeptoren	5,22 m/5,70 m/5,47 m	
Gewicht*	max. 69,9 t	max. 58,3 t

Rotorblatt	N149	N163
Gewicht je Blatt	max. 21,5 t	max. 26,9 t

*Gewichtsangabe ist Maximalwert unter Einhaltung der Gewichtstoleranz der Bauteile.

2.6 Transportvorrichtungen

Für alle Module sind nur die dafür entwickelten Transportvorrichtungen zu verwenden. Diese Vorrichtungen inklusive aller Verbindungsmittel sind nach der Errichtung an Nordex zurückzuliefern.

Transportvorrichtungen alle Anlagen	NR74.5	NR81.5
Maschinenhaus	1,3 t	1,3 t
Triebstrang	2,6 t	2,6 t
Rotornabe	1,7 t	1,7 t
Rotorblatt (Wurzel/Spitze) je nach Transporttechnik	Tip-Rahmen	
	2,88 t (zweiteilig)	2,5 t (zweiteilig)
	Wurzelrahmen	
	Straßentransport	
	1,13 t	1,33 t
	Seetransport	
	2,93 t zusätzlich	2,42 t zusätzlich

Für alle Transportvorrichtungen gibt es Zeichnungen und Anleitungen, um für den Rücktransport einen möglichst platzsparenden Zusammenbau herzustellen. Diese Zeichnungen kann Nordex auf Anfrage zur Verfügung stellen.

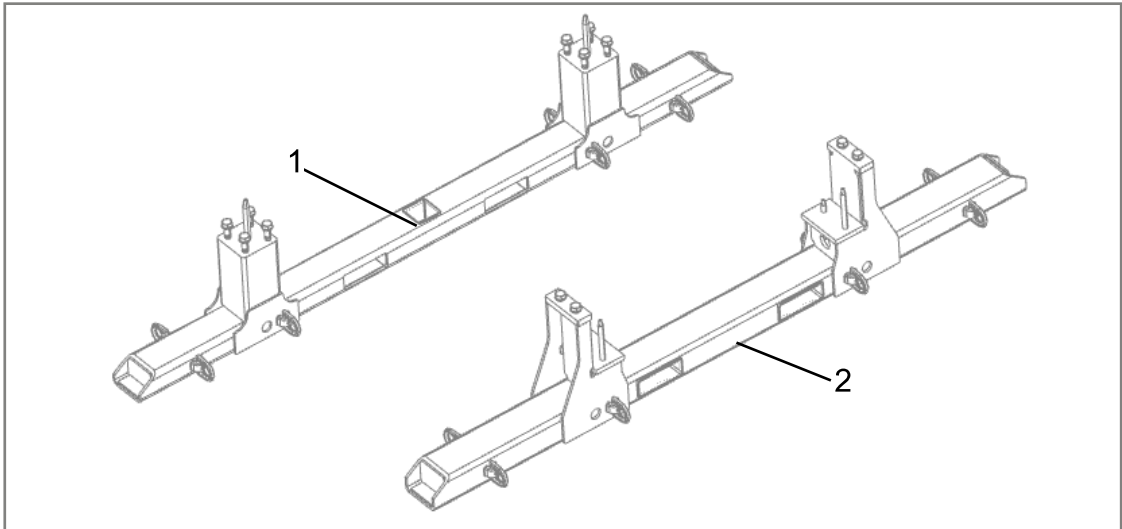


Abb. 7: Transportfüße Maschinenhaus vorn (1) und hinten (2), Abb. ähnlich

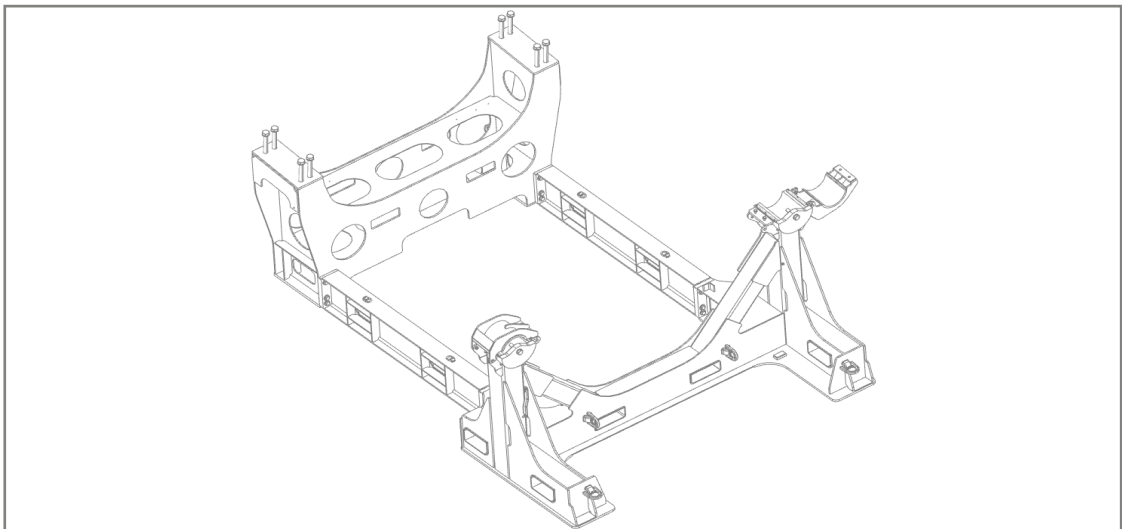


Abb. 8: Transportvorrichtung Triebstrang , Abb. ähnlich

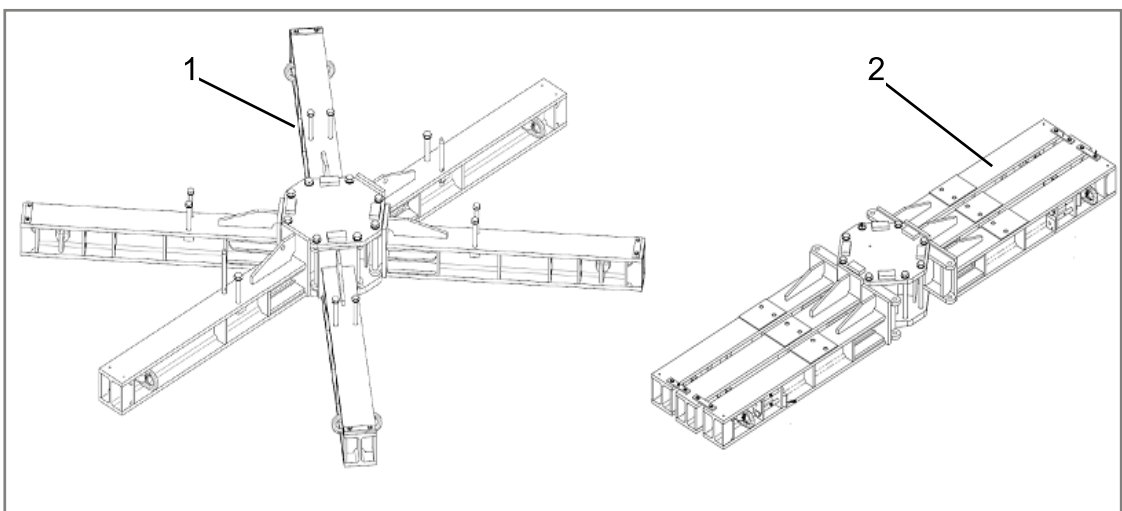


Abb. 9: Transportvorrichtung Nabe aufgebaut (1) und demontiert (2)

2.7 Türme

Die Turmsektionen für die Stahltürme werden einzeln angeliefert und haben am oberen und unteren Flansch Transportvorrichtungen montiert. Jede Sektion eines Betonturms ist in verschiedene Teile (Keystones) geteilt. Diese Keystones werden einzeln angeliefert und auf der Baustelle zu einer Sektion verbunden. Diese Sektionen werden dann zu einem Betonturm errichtet.

N149/5.X

Türme	TS105-01	TS125-03	TS125-04	TS145-02	TS155-02
Nabenhöhe	104,7 m	125,0 m	125,4 m	145,0 m	154,9 m
Turmtyp	Stahlrohrturm				
Anzahl Sektionen	4	5	6	6	7
Maximale Sektionslänge	35,00 m	35,00 m	35,00 m	35,00 m	35,00 m
Max. Sektionsgewicht	80 t	98 t	80 t	98 t	98 t
Max. Sektionsdurchmesser	4,30 m	5,00 m	4,31 m	5,00 m	5,30 m

N163/5.X

Türme	TS108-01	TS118-00	TS118-01	TS148-00	TS159-00
Nabenhöhe	107,5 m	118,0 m	118,0 m	148,0 m	158,5 m
Turmtyp	Stahlrohrturm				
Anzahl Sektionen	4	5	4	6	6
Maximale Sektionslänge	35,00 m	35,00 m	35,00 m	35,00 m	35,00 m
Max. Sektionsgewicht	80 t	80 t	98 t	98 t	100 t
Max. Sektionsdurchmesser	4,30 m	4,30 m	5,00 m	5,00 m	5,30 m

N149/5.X und N163/5.X

Türme	TC120N	TCS164
Nabenhöhe	120,0 m	164,0 m
Turmtyp	Betonturm	Hybridturm
Anzahl Sektionen	Betonturm	3 Stahlsektionen 1 Betonteil
Maximale Sektionslänge	20,00 m	30,00 m
Max. Sektionsgewicht	ca. 260 t	72 t
Max. Sektionsdurchmesser	9,00 m	4,30 m

Durch Transporthilfsmittel kann die Transporthöhe um 7 cm größer als der Turmdurchmesser sein. Die Anschlagmittel haben eine Bauhöhe von jeweils 15 cm, verlängern also die Turmsektionen. Gewichtsangaben berücksichtigen Transportausrüstung. Die Gesamtgewichtstoleranz beträgt ± 2000 kg. Die längste angegebene Sektion muss nicht identisch mit der schwersten Sektion sein.

2.8 Ankerkörbe

Nordex liefert modulare Ankerkörbe, die abhängig vom Anlagentyp und den Projektanforderungen in den Abmessungen und Gewichten variieren. Die Ankerkörbe werden grundsätzlich als Bausatz geliefert und auf der Baustelle durch das ausführende Bauunternehmen gemäß Nordex-Spezifikation montiert.

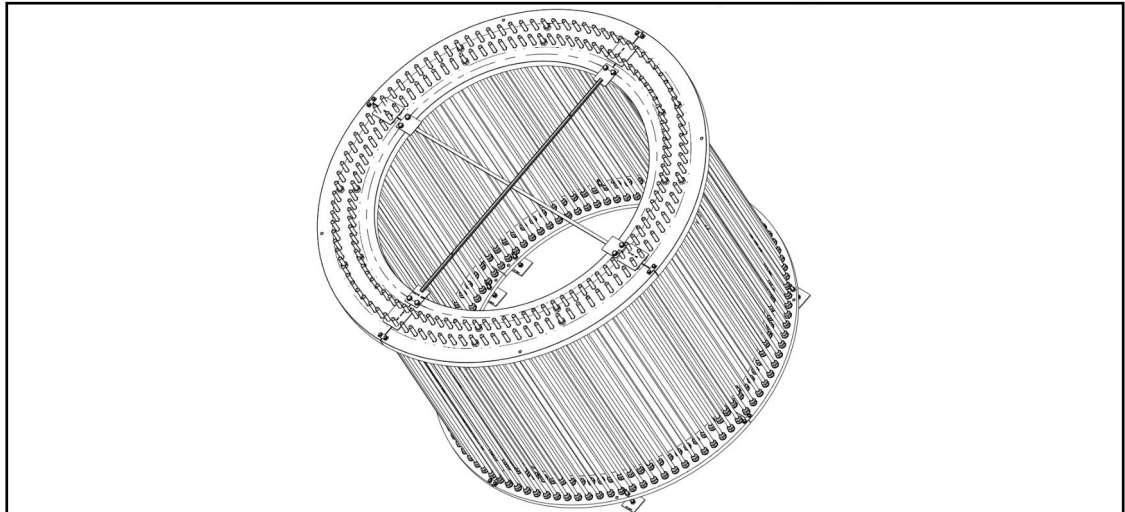


Abb. 10: Beispiel für einen Ankerkorb mit 4 x 50 Ankerbolzen

WEA	Bezeichnung	Teile	Dicke [mm]	Abmessungen maximal [mm]	Gewicht maximal [t]
bspw. N149/5.X TS105-01	Lastverteilblech	4	140	außen Ø 4700	ca. 8
	Ankerplatte	4	60	außen Ø 4480	ca. 3
	Ankerbolzen	200	M42	L=3800	ca. 8
	Scheiben, Muttern, Kleinteile				ca. 0,5

Dieser Ankerkorb hat mit Transporthilfsmitteln ein Gewicht von ca. 20,0 t.

3. Anforderungen an die Zugangswege

3.1 Generelle Anforderungen

Generell ist es die Verantwortung des Auftraggebers/Bauherrn, die Planung der Windparkinfrastruktur auf Basis der in diesem Dokument dargestellten Mindestanforderungen durchzuführen. Die Planung ist vor der Bauausführung mit Nordex abzustimmen, um spätere Probleme beim Transport und der Errichtung zu vermeiden. Die Infrastrukturplanung muss mindestens folgende Informationen beinhalten:

- Tragfähigkeits- und Grundbruchnachweise sind vor Baubeginn an Nordex zu übermitteln, Kapitel 4.2.6.
- WEA Standorte
- Wegeplanung inkl. Höhen- und Längsprofil mit Steigungen und vertikalen Radien, Querprofil, Kurvenradien und Hindernissen im Lichtraumbereich
- Wendetrichter, Park- und Ausweichflächen
- Kranstellflächen in Bezug auf Fundament und Anlagenstandort
- Lage des Baustellenbüros/Baustelleneinrichtung mit eventueller temporärer Lagerfläche für Hauptkomponenten.
- Rettungs- und Montagewege, die für PKW, Rettungswagen, Kleintransporter und Baustellenfahrzeuge befahrbar sein müssen.
- Bei eingeschränkter Sicht, Dunkelheit oder Nebel, sowie bei widrigen Witterungsverhältnissen dürfen keine Fahrvorgänge vorgenommen werden.
- Abhängig von der Jahreszeit / Witterung muss die Befahrbarkeit der Wege gewährleistet sein. Beispielsweise müssen die Wege im Winter während der gesamten Bauzeit von Schnee und Eis befreit sein, sowie im Sommer bewässert werden, um eine Staubeentwicklung zu vermeiden. Diese Vorgänge sind ebenfalls bei einem Service- / Wartungseinsatz einzuhalten.

Damit ein problemloser Aufbau der Windenergieanlage gewährleistet werden kann, sind bei normalem Untergrund die folgenden Mindestanforderungen an die Zuwegung einzuhalten.



Die Transportwege sind für den gesamten Zeitraum des Projektes von der Aufbau- bis zur Rückbauphase auszulegen. Hierbei können die Wege in "dauerhaft ausgebaut" und "temporär ausgebaut" unterschieden werden, wobei der temporäre Ausbau auch mit verschraubbaren Fahrbahnplatten erfolgen kann.

Großflächig ausgebaute Kurvenbereiche für die Errichtung können beispielsweise für den Wartungsbetrieb auf einen Mindestradius von r15 m zurückgebaut werden, sodass zumindest die Erreichbarkeit/Zugänglichkeit für Rettungswagen/Feuerwehr gewährleistet ist. Speziell für den Wartungsbetrieb ist eine gleichbleibende Qualität (Tragfähigkeit & Oberflächenbeschaffenheit) zu gewährleisten. Im Falle eines Komponententauschs müssen evtl. zurückgebaute Kranstellflächenbereiche und Kurvenbereiche wieder hergestellt werden.

Ferner ist zu berücksichtigen, dass die eingesetzten Schwerlastfahrzeuge nicht geländegängig und für den Verkehr auf befestigten Straßen konstruiert und vorgesehen sind. Im Hinblick darauf ist somit nicht nur die Tragfähigkeit der parkinternen Zuwegungen zu gewährleisten sondern auch die Gebrauchstauglichkeit unter allen Witterungsbedingungen.

3.2 Ausbau temporärer Flächen durch mobile Plattenstraßen

Alternativ zur geschotterten Ausbauweise, kann der Ausbau temporärer Flächen für den Transport der Anlagenkomponenten während der Bauausführung sowie Montage und Errichtung mittels Auslegung mobiler Plattenstraßen erfolgen. Der Einsatz umfasst folgende Flächenbedarfe der Infrastruktur:

- Steigungen und Gefälle (siehe Kapitel 4.1.1)
- erweiterte Kurvenbereiche (exklusive der Mindestanforderung für den dauerhaften Ausbau von Kurvenbereichen zur Gewährleistung der Befahrbarkeit durch den Wartungsbetrieb sowie Rettungsfahrzeuge, siehe Kapitel 4.2.1)
- Wendemöglichkeiten und Trichter (siehe Kapitel 4.2.2)
- Ausweichflächen und Parkbuchten (siehe Kapitel 4.2.4)
- Auslegermontagefläche und Hilfskranstellflächen (siehe Kapitel 4.2.6 und siehe Kapitel 6)
- provisorische Bypässe (siehe Kapitel 4.2.3)

Der temporäre Ausbau erfolgt durch verschraubbare Aluminiumplatten mit Profilbeschaffenheit. Hierdurch wird eine Verschiebung der Platten aufgrund erhöhter Drucklast (z. B. durch Schwerlasttransporte) im Vergleich zu Stahlplatten vermieden. Die Aluplatten umfassen eine Fläche von je 7,26 m² in der Dimension 2,42 x 3,00 x 0,05 m (Breite x Länge x Höhe) und sind sowohl längsseitig als auch an der kurzen Seite miteinander verschraubbar. Die Auslegung der Plattenstraße erfolgt blockweise, so dass Kurvenbereiche eine Breite von minimal 9,00 m statt 7,5 m Mindestanforderung aufweisen.

Die Verwendung der mobilen Plattenstraße wird aufgrund der flexiblen Einsatzfähigkeit und kurzzeitigen Montage/Demontage empfohlen. Exemplarisch erfolgt die Planung für eine Krankette bzw. für den Einsatz eines Hauptkrans, mit der Verwendung von zwei Plattensätzen, so dass diese unabhängig von der geplanten Errichtungsreihenfolge der Anlagen von Standort zu Standort verlegt werden können.

Somit kann der Bauabschnitt der Anlagenerrichtung projektspezifisch und unter Berücksichtigung der örtlichen Begebenheiten flexibel angepasst werden.

Für die Auslegung von mobilen Plattenstraßen gilt es eine Steigung/Gefälle von 5% sowie eine maximale Querneigung von 2% grundsätzlich nicht zu überschreiten. Im Bereich der Auslegermontagefläche kann die Steigung bis 10% betragen, da hier keine Schwerlasttransporte rangieren. Die Einhaltung von maximal $\pm 5,0$ cm Höhenunterschied zum umliegenden Gelände sollte zudem berücksichtigt werden. Bei Überschreitungen der Maximalwerte bedarf es einer Rücksprache und projektspezifischen Prüfung durch Nordex.

4. Belastungen

Die Zuwegung muss an jeder WEA für folgende Belastungen ausgelegt sein:

Fahrzeugaufkommen je Windenergieanlage

- bis zu 200 Fahrzeuge bei Stahlrohtürmen (TS)
- bis zu 270 Fahrzeuge bei Hybridtürmen (TCS) und Betontürmen (TC)
- ca. 15 bis 55 Standard- und Schwertransporter für den Auf- und Abbau des Krans (je nach Nabenhöhe)
- ca. 8 bis 12 Schwertransporter mit den Anlagenkomponenten (2 bis 6 für Turmsektionen, 3 für Rotorblätter, 3 für Maschinenhaus, Rotornabe und Triebstrang, sowie mehrere Standardtransporte für z. B. Schaltschrank, Kleinteile und Errichtungscontainer)
- maximale Zuglänge ca. 83,5 m (N149) oder ca. 90,5 m (N163) für Rotorblatttransport und 49 m für Turmtransport
- erforderliche Lichtraumbreite auf öffentlichen Straßen, ab Baustelleneinfahrt: 6 m
- diverse Baufahrzeuge

Fahrzeuggewichte

- max. Achslasten ca. 12 t (für Wege auf denen ausschließlich Komponententransport erfolgt)
- max. Achslasten ca. 16 t (für Wege die für das Umsetzen von Kranen zwischen zwei WEA Standorten genutzt werden)
- max. Einzelgewicht ca. 180 t

4.1 Steigungen, Gefälle und vertikale Radien

4.1.1 Steigungen und Gefälle

Bei Einhaltung der in Kapitel 4.4 beschriebenen Oberfläche sollen Steigungen bei idealen Wege- und Wetterbedingungen von ca. 10 % (bei ungebundener Deckschicht) bzw. 12 % (gebundene Deckschicht/Asphalt) grundsätzlich nicht überschritten werden. Bei stärkeren Steigungen ist grundsätzlich mit Nordex Rücksprache zu halten.

Gegen entsprechende Mehrkosten müssen zusätzliche Zug- und Schubmaschinen sowie Zugfahrzeuge mit geeigneter Zugvorrichtung (Registerkupplung) eingesetzt werden, wodurch bei geeigneter Oberflächenbeschaffenheit/gebundener Ausbaweise auch größere Steigungen bewältigt werden können. Die größeren Längen des Gesamtzuges sind in der Planung des Wegebau insbesondere hinsichtlich Kurvenradien zu berücksichtigen. Weiterhin ist eine mögliche zusätzliche Ladungssicherung bei Steigungen über 10 % im Vorwege mit Nordex abzustimmen. Die seitliche Neigung darf maximal 2 % betragen.

Jahreszeiten- und witterungsbedingt können sich die Anforderungen an Steigungen und Gefälle ändern, so dass der Einsatz zusätzlicher Zugmaschinen oder Bremsfahrzeuge erforderlich werden kann.

4.1.2 Vertikale Radien

Die Radien (vertikal) für Kuppen und Senken dürfen $R_{\min}=400$ m nicht unterschreiten. Auf 30,0 m Länge (größter relevanter Achsabstand) darf der Höhenunterschied zwischen zwei Punkten 0,30 m nicht überschreiten.

Sollten die geforderten Minimalradien aufgrund der damit verbundenen Baumaßnahmen nicht, oder nur erschwert umsetzbar sein, ist eine Überprüfung vor Ort notwendig, um eventuelle Alternativen im Sinne von anderen Routen oder Einsatz anderer Transporttechnik zu erörtern.

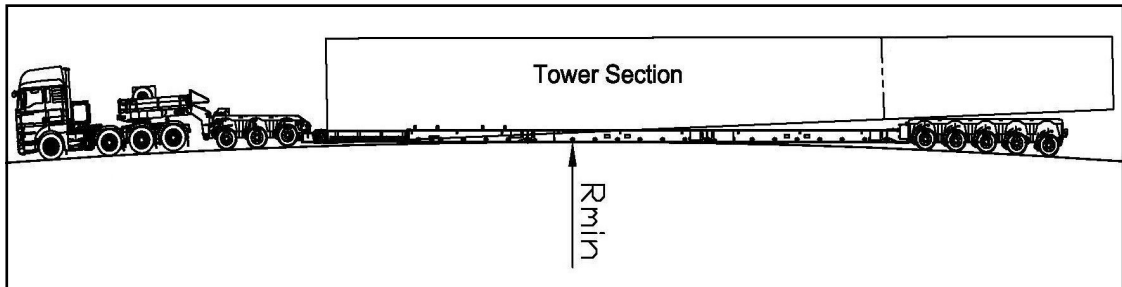


Abb. 11: Vertikaler Radius Kuppe

4.1.3 Lichtraumprofil auf gerader Strecke

Für alle Nabenhöhen		
H	Lichtraumhöhe	ca. 5,00 - 6,00 m (je nach Transporttechnik)
W	Lichtraumbreite	6,00 m

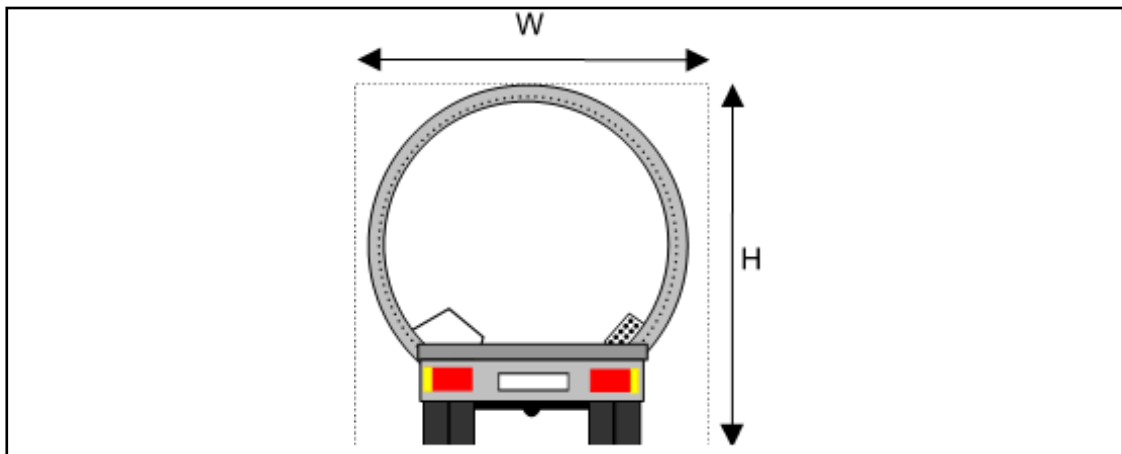


Abb. 12: Lichtraumprofil

Die Lichtraumhöhe auf öffentlichen Straßen beträgt in der Regel brückenbedingt ca. 4,5 m. Innerhalb der Baustellenzuwegung ist projekt- bzw. standortbedingt eine Lichtraumhöhe von 5 m bis 6 m und eine Lichtraumbreite von mindestens 6 m zu gewährleisten.

Sollte der Einsatz, der bis zur Baustelleneinfahrt verwendeten Transporttechnik aufgrund lokaler Gegebenheiten (Topographie, Streckenführung, Hindernisse) auf der internen Baustellenzuwegung nicht möglich sein, so können Komponenten bei Bedarf auf andere Transporttechnik umgeladen werden, die die Lieferung zur Kranstellfläche ermöglichen. Die für solche Zwecke notwendigen Krankapazitäten

und baustellennahen bzw. -internen Umladeflächen sind mit Nordex im Vorwege abzustimmen. Ein entsprechendes Liefer-, Umlade- und Lagerkonzept wird unter Berücksichtigung lokaler Gegebenheiten und möglicher umsetzbarer Maßnahmen ausgearbeitet. In diesem Fall sind 6 m Lichtraumprofil (Höhe) Mindestvoraussetzung.

Bei Hindernissen im parkinternen Streckenverlauf sind diese für den Verkehr deutlich kenntlich zu machen. Speziell bei Überqueren von Gas- und/oder Wasserleitungen müssen vor Transportbeginn entsprechende Untersuchungen durchgeführt und Nordex zur Einsicht vorgelegt werden. Für die Kennzeichnung ist der Bauherr uneingeschränkt verantwortlich.

Bei Hindernissen im Lichtraumbereich (bspw. beim Unterqueren von Stromleitungen) müssen diese deutlich durch Tore auf beiden Seiten der Stromleitung aus nicht leitfähigem Material mit ausreichendem Sicherheitsabstand gekennzeichnet werden, s. Tabelle oben. Pfosten und Querstreben müssen mit Signalfarben kenntlich gemacht werden, um eine Beschädigung durch Baustellenverkehr jeglicher Art zu vermeiden. Ferner müssen Warnhinweise an den Einfahrten angebracht werden, die auf die elektrische Gefahr sowie auf die Bodenfreiheit hinweisen. Bei Dunkelheit und eingeschränkter Sicht müssen die Hinweisschilder entsprechend beleuchtet werden.



Unabhängig von o. g. Sicherheitshinweisen sind mindestens die nationalen Sicherheitsrichtlinien des Netzbetreibers einzuhalten.

Spannung	Sicherheitsabstand (nach DIN VDE 0105 oder vergleichbarer landespezifischer Norm) zu Stromleitungen
bis 1 kV	1 m
bis 110 kV	3 m
bis 220 kV	4 m
bis 380 kV	5 m

4.2 Kurven, Wendemöglichkeit und Trichter

4.2.1 Kurven

Im folgenden sind Beispiele für benötigten Platz für Anlagenkomponenten der Anlagen Nordex N149 und N163 in verschiedenen Kurven aufgeführt. Die gezeigten Beispiele gelten für Links- und Rechtskurven.

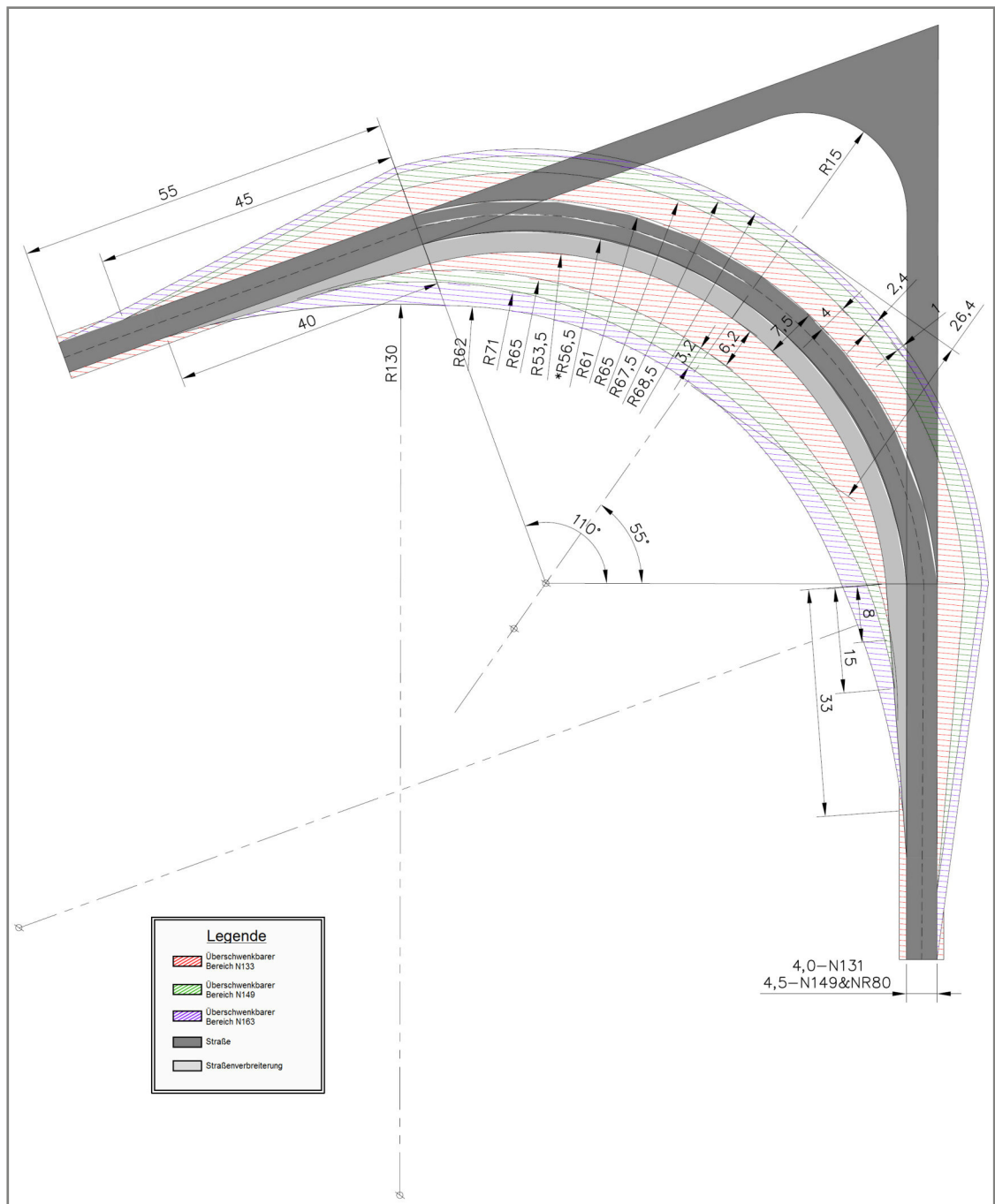


Abb. 13: Minimaler Ausbau 70°-Kurve allgemein, Darstellung ohne Einsatz einer zusätzlichen Schlepphilfe

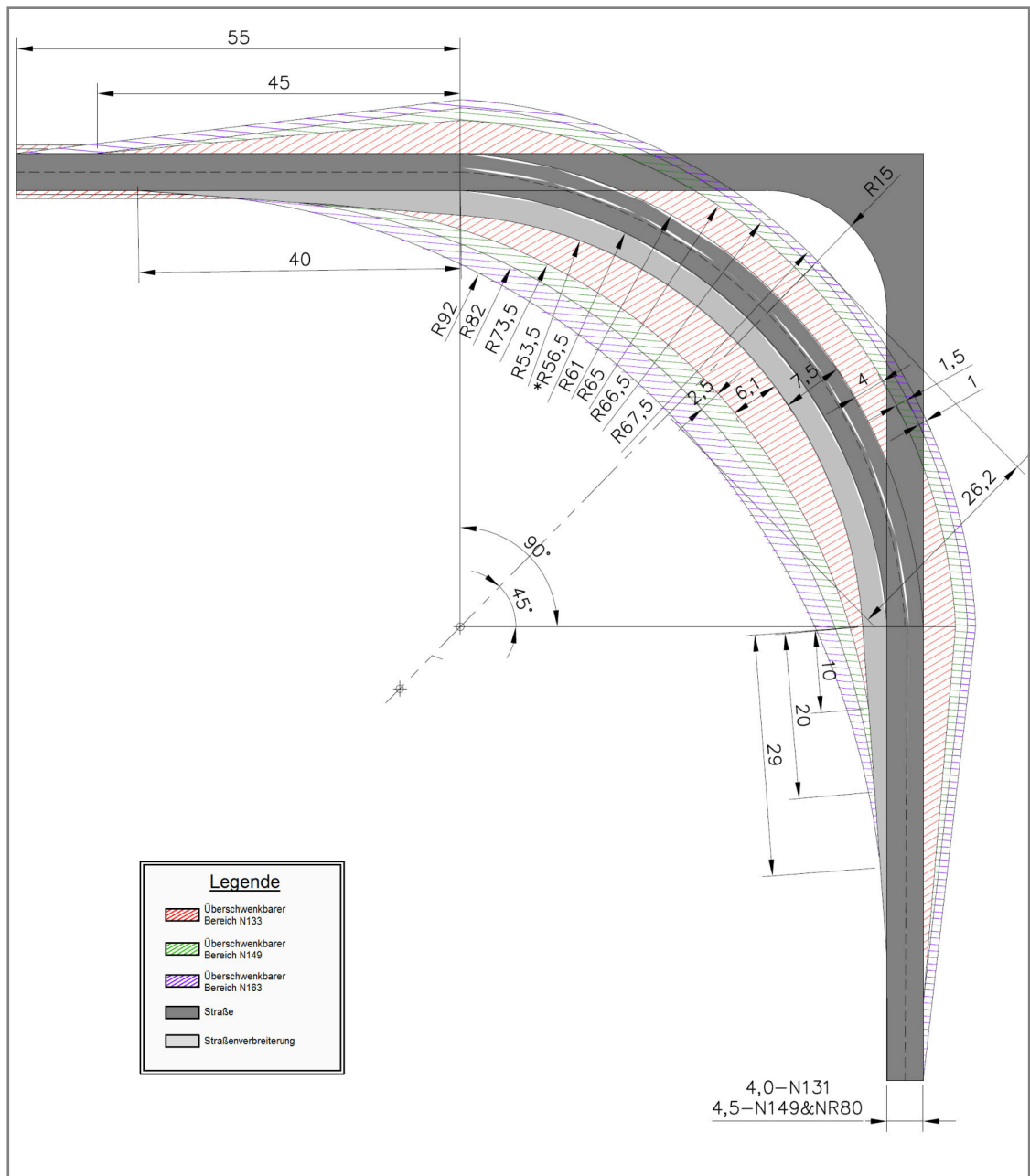


Abb. 14: Minimaler Ausbau 90°-Kurve allgemein, Darstellung ohne Einsatz einer zusätzlichen Schlepphilfe

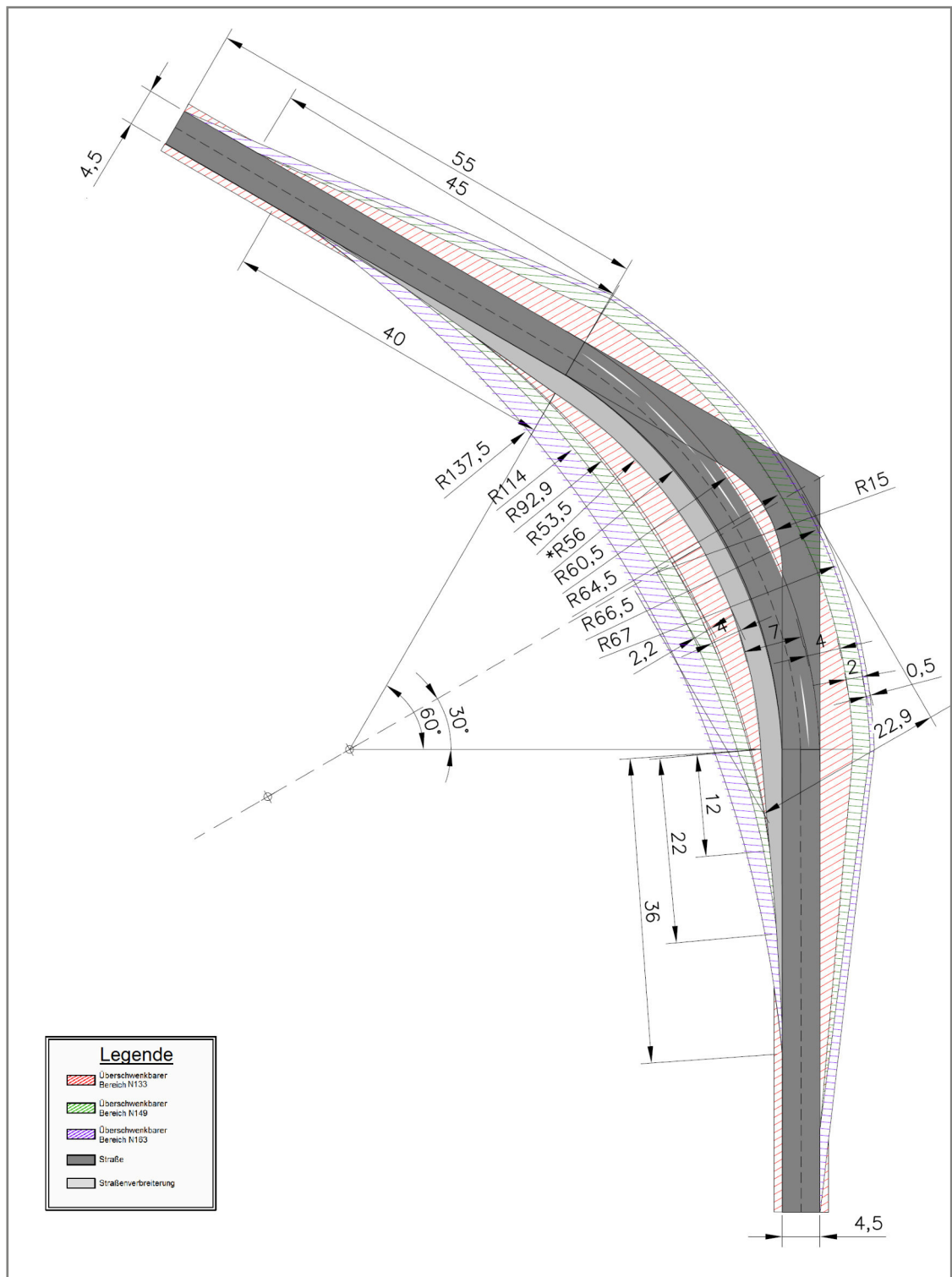


Abb. 15: Minimaler Ausbau 120°-Kurve allgemein, Darstellung ohne Einsatz einer zusätzlichen Schlepphilfe



Bei Einsatz einer zusätzlichen Schlepphilfe vergrößert sich im Kurvenbereich die benötigte befahrbare Fahrbahnbreite. Der Umfang der Fahrbahnverbreiterung muss individuell ermittelt werden.

Die durchgezogenen Linien zeigen den Fahrweg des LKW. Die gestrichelten Linien zeigen die überschwenkten Bereiche von Fahrzeug und Rotorblatt. Der äußere überschwenkte Bereich wird von der hinten überstehenden Länge des Rotorblatts bestimmt.

Der überschwenkte Bereich im Kurveninnenradius (gestrichelt dargestellt) muss frei von Hindernissen sein und darf max. 20 cm über dem Fahrbahnniveau der befestigten befahrbaren Fläche liegen. Der äußere Überschwenkbereich (Überhang Rotorblattspitze) muss oberhalb von 2,0 m frei von Hindernissen sein.

Wendetrichter die rückwärts befahren werden, dürfen aufgrund der eingesetzten Fahrzeugtechnik lediglich eben ausgebaut werden. Ferner ist die allgemein eingesetzte Fahrzeugtechnik zum Ziehen der Lasten konstruiert. Sollten lokale Umstände dies nicht ermöglichen, so ist der Einsatz zusätzlicher Zug- und/oder Schubmaschinen sowie anderer Fahrzeugtechnik nicht auszuschließen. Da sich im Falle des Drückens andere Kräfte auf die Fahrzeugtechnik inkl. Ladung auswirken und das Spurverhalten nicht optimal beeinflusst werden kann, sind damit einhergehende Beschädigungen der baustelleninternen Fahrbahnoberfläche nicht auszuschließen und müssen umgehend bzw. vor Durchfahrt der nachfolgenden Schwertransporte ausgebessert werden. Die exakten Werte sind abhängig von den eingesetzten Fahrzeugen und den individuellen Gegebenheiten vor Ort.

Die maximale Neigung bzw. Gefälle in Kurvenradien/Kurvenbereich beträgt $< 2\%$. Der Ausbau einer Kurve mit Neigung/Gefälle hat so zu erfolgen, dass keine Fahrbahnabstufungen vorhanden sind, um ein Aufsetzen der Komponenten oder Bodenkontakt zu verhindern. Der Bereich von 80m vor bis 80 m nach (N149) bzw. 85m vor bis 85 m nach (N163) dem Scheitelpunkt wird in diesem Fall als Kurvenbereich bezeichnet und ist als in sich ebene Fläche auszubauen.



Sollten aufgrund örtlicher Gegebenheiten die Mindestanforderungen für den Kurvenausbau nicht eingehalten werden können, besteht die Möglichkeit durch den Einsatz anderer/spezieller Fahrzeugtechnik von den Mindestanforderungen abzuweichen. Diese Abweichungen können zu Mehrkosten führen und sind im Vorwege mit Nordex schriftlich abzustimmen.

4.2.2 Wendemöglichkeit und Trichter

Je nach Projektgröße und Zuwegungssituation sollten an strategischen und zentral gelegenen Knotenpunkten oder vorzugsweise auch an Zufahrten zu einzelnen Anlagen, Doppeltrichter zum Wenden oder Drehen der Fahrzeuge, ausgebaut werden, möglichst jedoch ein Wendetrichter. Die Dimensionen sind hierbei den Vorgaben für die 90°-Kurve zu entnehmen, siehe Abb. 14.

Der Ausbau eines Doppel- oder Wendetrichters ist notwendig, um ein Wenden der Fahrzeuge und das Verlassen der Baustelle vorwärts fahrend zu ermöglichen. Mit strategischen Knotenpunkten ist hierbei gemeint, dass die Trichter so zu platzieren sind, dass Rückwärtsfahrten über 500 m vermieden werden sollten, da sie zeitintensiv sind und sich negativ auf den internen Baustellenverkehr sowie auf den Errichtungsprozess auswirken. Ferner müssen bestimmte Komponenten, in Abhängigkeit von der eingesetzten Krantechnik oder der Montageweise, vorwärts und/oder rückwärts an den jeweiligen Standort transportiert werden. Das Transport- und Errichtungskonzept ist individuell vor Ort abzustimmen.

Die Dimensionen der Trichter ergeben sich aus der Länge der Komponenten (siehe Kapitel 2) +5 m = Tiefe des Trichters, die Kurvenradien sind wie oben aufgeführt umzusetzen. Die Breite an der schmalsten Stelle (Stirnseite) beträgt min. 4,5 m. Sollte ein Trichter unter anderem als Parkfläche für mehr als ein Fahrzeug dienen, so ist der Trichter um je 4,5 m je Fahrzeug zu verbreitern. Standortbedingt sollte

überprüft werden, ob der Ausbau aller vier Kurventrichter im Kreuzungsbereich notwendig und/oder sinnvoll ist.



Je nach Transport und Errichtungskonzept kann der Ausbau der Wendetrichter minimiert werden. Bspw. kann bei einer im Vorwege geplanten Einzelblattmontage der Einfahrtrichter gemäß o. g. Kurvenbeispiele ausgebaut und der Ausfahrtrichter für die Leerfahrzeuge mit einem Radius von R35 ausgebaut werden. Durch die abweichende Bauweise und das individuelle Transport- und Krankonzept können Mehrkosten entstehen, die im Vorwege mit Nordex schriftlich abzustimmen sind.

4.2.3 Wegebau

Grundsätzlich hat die Planung der Zuwegung hinsichtlich des Aufbaus so zu erfolgen, dass die für die jeweilige Anlagenklasse erforderlichen Transporte sicher durchgeführt werden können und die in Kapitel 3.1 beschriebenen Tragfähigkeiten erreicht werden. Hierbei sind insbesondere die standortspezifischen Bodenverhältnisse zu berücksichtigen und die Planung und Bauausführung entsprechend anzupassen. Unten dargestellter Aufbau hat nur beispielhaften Charakter und entbindet den Auftraggeber nicht von einer projektspezifischen Bemessung und Planung.

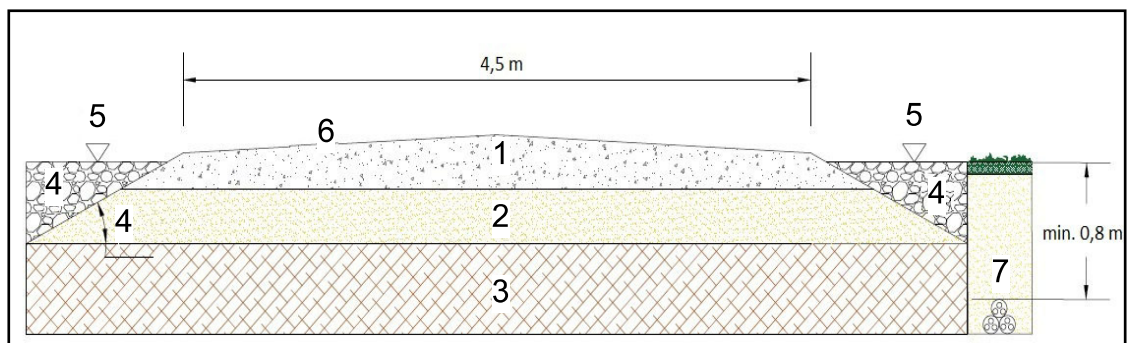


Abb. 16: Beispielhafter Aufbau der Zuwegung

- | | | | |
|---|--|---|-------------------------------|
| 1 | 1 Tragschicht verdichtet, Schotter: 15-30 cm | 2 | Unterbau verdichtet 30-100 cm |
| 3 | Tragfähiger Boden | 4 | Böschung 1:2 |
| 5 | Geländeoberkante | 6 | Querneigung $\leq 2\%$ |
| 7 | Kabelgräben | 8 | |

- Nach erfolgter Herstellung der Wege müssen Qualitätsprüfungen entsprechend Kapitel 4.2.6 erfolgen.
- Kabelgräben sind lediglich seitlich entlang der Zuwegung in entsprechender Tiefe auszubauen. Sofern Kabel die Zuwegung queren müssen sind an den entsprechenden Stellen Leerrohre zu verlegen. Das Einbetten sowie das Verfüllen der Kabelgräben hat mit adäquatem Material in entsprechender Bauweise gemäß Nordex Anforderungen zu erfolgen.
- Auf geraden, ebenen Streckenabschnitten (projektspezifisch) ist eine befahrbare Breite von 4,5 m ausreichend. Diese darf nicht unterschritten werden. Ansonsten gelten die angegebenen Mindestanforderungen. Hierbei gilt, dass die Seitenbereiche der Fahrbahn tragfähig sind und mit einem minimalen Böschungswinkel von 1:2 konstruiert wurden. Der Lastabtragungswinkel ist unbedingt einzuhalten.

- Einsatz von Ziegel- oder Betonbruch (frei von sonstigem Bauschutt) als Alternative für Schotter für die Trag- und Deckschicht denkbar.
- Asphaltierte/betonierte Bestandswege mit einer geringeren befahrbaren Breite als oben genannt müssen einseitig auf die entsprechende Breite ausgebaut werden.
- Kies- und Schottertragschichten können aus Baustoffgemischen der Körnungen 32 mm, 45 mm oder max. 56 mm bestehen. Im Lieferzustand darf der Feinanteil ($< 0,063$ mm) max. 5 % betragen, im eingebauten Zustand 7 %.
- Maschinelle Verdichtung des anstehenden Untergrundes sowie aller Schichten für spätere Schwertransporte.
- Ebene Straßenoberflächen.
- Einwandfreie Entwässerung der Zuwegung muss an jeder Stelle gewährleistet sein (Quergefälle 1 bis 2 %).
- Einwandfreie Wasserführung, z. B. in seitlichen Gräben bzw. bei Kreuzung der Zuwegung in Rohren darunter, muss gewährleistet sein, um Unterspülungen, Auswaschungen, Hohlraumbildung sowie Geländerutsche dauerhaft zu verhindern.
- Sollten Streckenabschnitte der internen Baustellenzuwegung unter dem Höhengniveau der umliegenden Felder, Acker etc. liegen muss für entsprechende Drainage/Entwässerung der Wege gesorgt werden.
- Vor Baubeginn ist eine detaillierte, projekt- und standortspezifische Ausführungsplanung der Zuwegung notwendig. Dabei müssen die detaillierten Anforderungen seitens des Statikers, des Bodengutachters, des Fuhrunternehmers und von Nordex berücksichtigt werden. Bei Nichtumsetzung der erforderlichen Maßnahmen kann es zum zeitlichen Verzug und Mehrkosten für den Einsatz anderer, adäquater Transporttechnik kommen.
- Zuwegung und Kranstellfläche müssen bei allen zu erwartenden Wetterbedingungen und über die gesamte Bauzeit für Schwerlastfahrzeuge die notwendige Tragfähigkeit und Befahrbarkeit aufweisen. Mögliche Beschädigungen der Straßenoberflächen sind umgehend durch den Auftraggeber zu beseitigen.
- Raupenkrane erfordern ggf. eine besondere Auslegung von Transport- und Fahrwegen. Es können Spurbreiten bis zu 12 m erforderlich sein.

4.2.4 Ausweichflächen

Ausweichflächen dienen ankommenden und bereits entladenen Fahrzeugen als Parkfläche und als Ausweichfläche für entgegenkommende Fahrzeuge. Diese Ausweichflächen sollen eine permanente Erreichbarkeit der Montageflächen während der Liefer- und Errichtungsphase gewährleisten und während der gesamten Bauphase Verkehrsbeeinträchtigungen verringern. Die Positionierung dieser Flächen ist individuell für jedes Projekt mit Nordex abzustimmen.

Die nachfolgenden beiden Darstellungen zeigen einen beispielhaften Ausbau der Park- und Ausweichflächen. Diese Flächen können temporär mit Schotter ausgebaut oder mit befahrbaren / verschraubbaren Platten ausgelegt werden. Die Seitenneigung darf 2 % nicht überschreiten. Je nach Auslegung der parkinternen Infrastruktur können die Park- und Ausweichflächen in die Hilfskranflächen (Kranstellflächenbereich für die Montage des Kranauslegers) integriert werden, siehe Abb. 17 bis Abb.20. Ausweichflächen sollten so angeordnet werden, dass diese unter anderem für Leerfahrzeuge als Ruhezone zu verwenden sind.

Grundsätzlich ist mindestens eine Ausweichfläche/Parkfläche nahe der Windparkeinfahrt zu planen, so dass ankommende Schwertransporte die öffentliche Straße verlassen können und bei Tagesanbruch/Arbeitsbeginn einzeln zu dem jeweiligen WEA-Standort geleitet werden können.

Bei längeren einspurigen Hauptzufahrten (ab ca. 750 m) sollten alle 500 m Ausweichflächen (Parkbuchten) mit den Längen $L=90\text{ m}$ (N149) bzw. $L=100\text{ m}$ (N163) zusätzlich zu der bestehenden Hauptzufahrtsstraße geschaffen werden, sodass entgegengerichtete Fahrzeuge ausweichen können. Dies gilt für alle Fahrzeuge.

Standort- und zuwegungsbedingt müssen bei Zuwegungen zu den Montageflächen, bei denen die Zufahrt als An- und Abfahrt dient (Sackgasse), Ausweichflächen einseitig, längsseitig mit den Dimensionen $L=270\text{ m}$ (N149) bzw. $L=300\text{ m}$ (N163) zusätzlich zu den bestehenden Wegen geschaffen werden. Damit wird z. B. Rettungsfahrzeugen die hindernisfreie Zufahrt während der Errichtungs- und Anlieferungsphase ermöglicht.

Für den Fall, dass die Zufahrt zum WEA-Standort kürzer ist als die geforderte Länge der Ausweichfläche, kann die Länge in bis zu zwei Abschnitte geteilt werden und z. B. links und rechts von der Zufahrt verlaufen. Die Verlängerung einer Zufahrt hinter bzw. an der Montagefläche vorbei ist lediglich für eine Fahrzeuglänge (ca. 90 m) zu empfehlen.

Es muss sichergestellt werden, dass eine Parkmöglichkeit mit direkter Anbindung an den WEA-Standort für mindestens 3 Blattfahrzeuge gegeben ist.

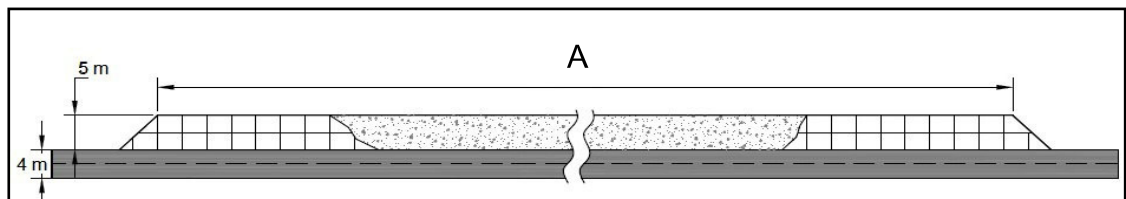


Abb. 17: Normale Ausweichflächen (ohne Integration in Hilfskranflächen)

Länge der Ausweichfläche (A)

N149: $3 \times 90\text{ m}$ oder 270 m

N163: $3 \times 100\text{ m}$ oder 300 m

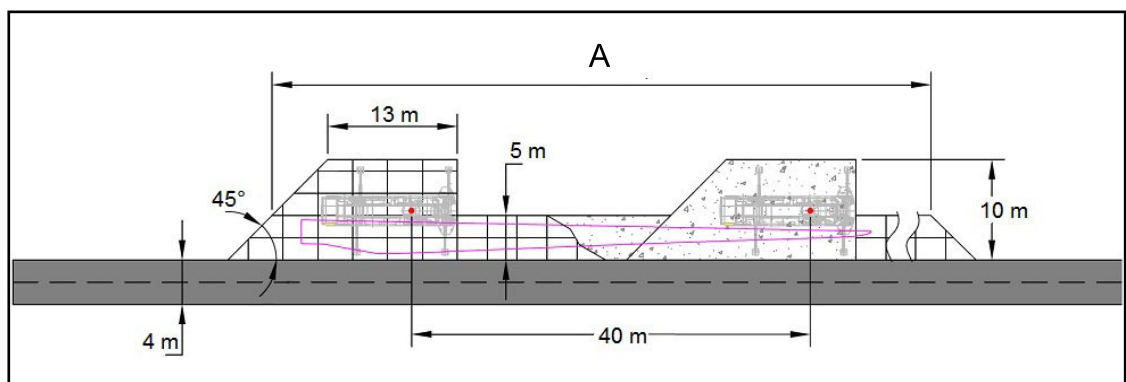


Abb. 18: Ausweichflächen mit Integration in Hilfskranflächen

Länge der Ausweichfläche (A)

N149: $3 \times 90\text{ m}$ oder 270 m

N163: $3 \times 100\text{ m}$ oder 300 m

4.2.5 Lagerflächen und Baubüro

Folgende Skizze zeigt eine allgemeine Darstellung eines Nordex-Baustellenbüros, das projektspezifisch zu erstellen ist:

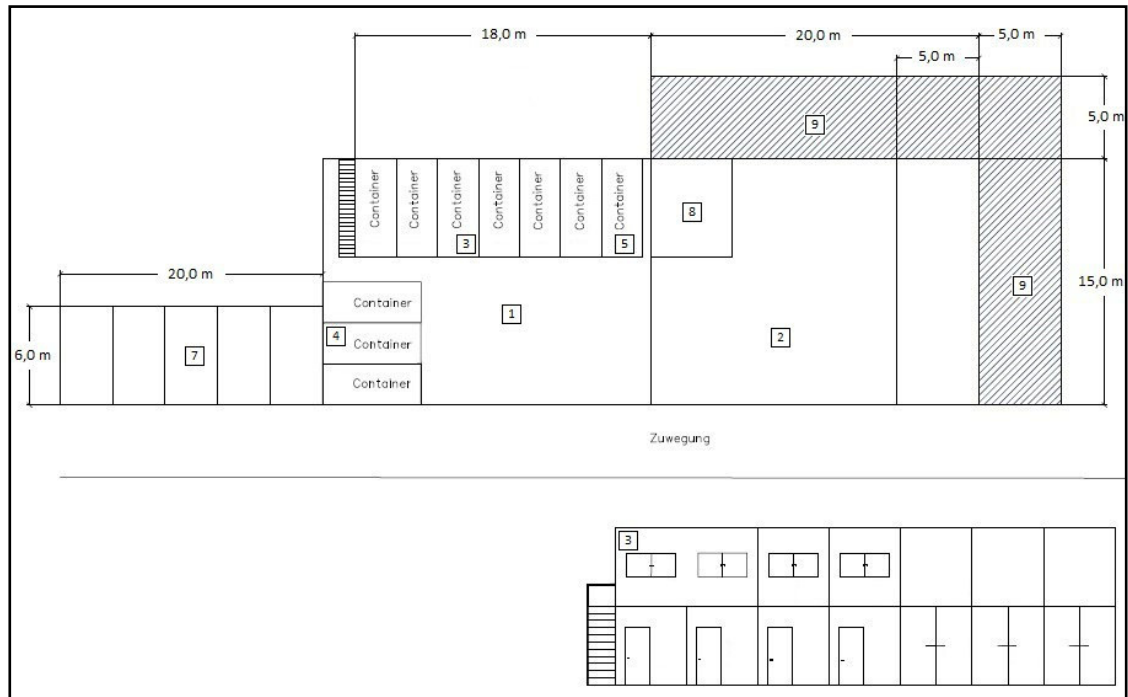


Abb. 19: Nordex Baustellenbüro (Beispiel)

- | | |
|------------------------------------|--|
| 1 Bürofläche & Sammelplatz | 2 Lager-/Umschlagsfläche für Kleinkomponenten & Material |
| 3 Containerdorf - zwei Etagen | 4 Container - Errichtungsteam/ Kranteam & Optional |
| 5 Lagercontainer Gefahrenstoffe | 6 Treppenaufgang Containerdorf |
| 7 Parkfläche PKW | 8 Lagerfläche für Tankanlage & Müllcontainer |
| 9 Erweiterungsfläche mehrs als WEA | 10 |

Anforderungen für die Bürofläche

- Fläche muss außerhalb des Gefahrenbereiches (Anlagenhöhe +30 m) liegen.
- Die Lage sollte im Bereich der Windparkeinfahrt (Hauptzufahrt) auf einem geraden Streckenabschnitt sein, an dem alle Transporte in den Windpark einfahren (Einfahrkontrolle, An-, Abmelde- und Lotsenpunkt).
- Der Ausbau erfolgt in gleicher Bauweise wie die Zuwegung (siehe Kapitel 4 "Belastungen").
- Bereich der Bürofläche kann mit einer Neigung von bis zu 2 % ausgebaut werden.
- Die gesamte Bürofläche ist für die gesamte Projektphase temporär auszubauen und kann nach erfolgter Inbetriebnahme des Windparks zurückgebaut werden.

Eine Fläche von mind. 720 m² ist durch den Auftraggeber zur Verfügung zu stellen um folgende Einrichtungen unterzubringen:

- Nordex Büro 20-ft-Container

- Büro-Ausführungsfirma 20-ft-Container
- Meeting-Büro 20-ft-Container
- Generator mit Auffangfläche
- Recycling
- Freie Fläche für Material auf EU Paletten (14 m x 2,5 m)
- Toilette
- Freie Fläche für Material (Bei Bedarf umzäunt (Empfehlung): 14 m x 2,5 m)
- 4 x 20-ft-Material-Container (2 x für Material/1 x für Kabel/1 x um Material trocken und beheizbar zu lagern)
- Mindestens acht Stellplätze für PKW

4.2.6 Qualitätsprüfungen, Zuwegungen und Kranstellflächen

Folgende minimal erforderliche Qualitätsprüfungen von Zuwegungen und Kranstellflächen in Form eines Bodengutachtens inkl. Tragfähigkeits- und Grundbruchnachweis müssen vom Auftraggeber ausgeführt werden und Nordex spätestens vier Wochen vor Beginn der Anlieferung eingereicht werden:

Qualitätsprüfungen	Mindestanzahl / Bemerkungen
Verdichtungsgrad D_{pr} nach DIN 18127 (oder vergleichbarer lokaler Norm) der Zuwegungen schichtweise (Unterbau, Tragschicht und Deckschicht)	1 Test alle 500 m
Verdichtungsgrad D_{pr} nach DIN 18127 (oder vergleichbarer lokaler Norm) der Kranstellflächen schichtweise (Unterbau, Tragschicht und Deckschicht)	4 Tests pro Kranstellfläche
Statischer Plattendruckversuch nach DIN 18134* (oder vergleichbarer lokaler Norm) der Zuwegungen schichtweise (Unterbau, Tragschicht und Deckschicht)	3 Tests (alle 5000 m ²)
Statischer Plattendruckversuch nach DIN 18134* (oder vergleichbarer lokaler Norm) der Kranstellflächen schichtweise (Unterbau, Tragschicht und Deckschicht)	2 Tests pro Kranstellfläche

*Folgende Bedingungen sind zu erfüllen:

- $Ev2 \geq 100 \text{ MN/m}^2$ und $Ev2/Ev1 \leq 2,3$
- Wenn der $Ev1$ -Wert bereits 60 MN/m^2 erreicht, dann sind auch höhere Verhältniszwerte $Ev2/Ev1$ zulässig.

Die Ergebnisse aller Versuche sind umfassend zu dokumentieren und in tabellarisch und grafisch aufbereiteter und sauberer Form anzufertigen und zur Einsichtnahme für Nordex vorzuhalten Die Prüfpunkte sind lage- und höhenmäßig in Plänen darzustellen. Das Schichtenverzeichnis der Zuwegungen und Kranstellflächen ist ebenso sauber darzustellen.



Während des Wartungsbetriebes ist die Tragfähigkeit an der Zuwegung sowie der Kranstellflächen in regelmäßigen Abständen gemäß der o. g. Qualitätsprüfungen zu überprüfen und nachzuweisen. Bei einem erforderlichen Komponententausch sind die Qualitätsprüfungen inkl. der Nachweiserbringung vor Transportbeginn durchzuführen. Eventuelle Ausbesserungsmaßnahmen müssen vor Beginn der Kranmobilisierung durchgeführt sein.

4.3 Reibseilabspannung

Während der Montage bzw. Demontage von Stahlrohtürmen sind ausreichende Flächen für die Installation einer Reibseilabspannung vorzusehen und zur Verfügung zu stellen. Es sind zwei Abspannungen in einem Winkel von 90° zueinander je Turm erforderlich. Für die Gestelle, zur Führung der Seile, sind zwei ebene Flächen zuzüglich einer 4 m breiten wurzelstockfreien Zufahrt in definierten Bereichen notwendig. Diese müssen mindestens 3 x 3 m groß (Lichtraumprofil 10 x 10 m) sein.

Standortspezifisch wird ausgewählt welche dieser Positionen nicht mit den Hebeplänen kollidiert. Wird z. B. die Gondel um 180° gedreht, sodass die Nabe von der Kranstellfläche aus gesehen hinter dem Turm positioniert ist, muss das mit dem lokalen Kranunternehmen abgestimmt sein.

Nach Prüfung und Freigabe durch Nordex können projektspezifisch abweichende Vorgaben möglich sein.

Turm	Abspannradius [m]
N149/5.X TS105-01	45 m
N149/5.X TS125-04	36 m
N163/5.X TS118	55 m

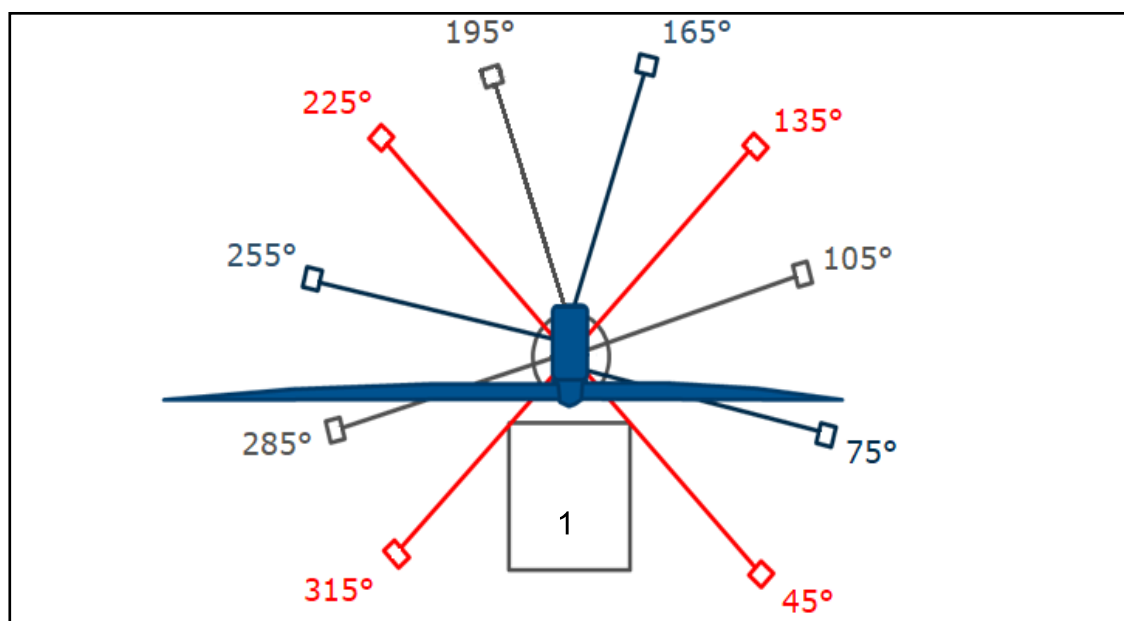


Abb. 20: Draufsicht, allgemeiner Fall, Aufstellvarianten für Gestelle, Kranstellfläche (1)

4.4 Öffentliche Straßen

Grundsätzlich ist der Auftraggeber verantwortlich für eine Zuwegung vom Zielhafen bzw. einer geeigneten Autobahnabfahrt bis zur Baustelle. Auch ggf. erforderliche bauliche Maßnahmen sind durch den Auftraggeber zu planen, genehmigen zu lassen und durchzuführen.

Nordex kann hierbei bei der Erstellung von Machbarkeitsstudien und der Benennung erforderlicher Baumaßnahmen behilflich sein. Hierzu kann es, je nach Komplexität der Zuwegung erforderlich sein, frühzeitig eine Probegenehmigung zu beantragen,

eine Schleppkurvensimulation auf Basis einer 3D-Analyse oder einen „Dummy Run“ vor Beginn der Schwertransporte durchzuführen.

5. Krananforderungen

Zur Errichtung der Windenergieanlage werden ein Hauptkran und mindestens ein Hilfskran benötigt. Der Hilfskran muss vor, während und nach der Errichtung mehrfach die Position wechseln können. Die Mindesttragkraft (Hakenlast) für die Module auf den entsprechenden Höhen siehe Kapitel 2, Gewichte der Module.

Die erforderliche Hakenhöhe beträgt Nabenhöhe + 14 m.

Die Zwangsauslage des Hauptkrans beträgt 15-30 m (je nach Krantyp).

Die Zwangsauslage des Hilfskrans beträgt 6-12 m (je nach Krantyp).

6. Kranstellfläche

Die Kranstellfläche muss gemäß der lokalen Gegebenheiten und Krantechnik geplant und angepasst werden. Die Kranstellfläche muss der Flächenpressung der Kranstützen und der Kettenfahrzeuge standhalten. Die Größe der Flächenpressung richtet sich nach dem max. Gewicht der Komponenten und der Größe des verwendeten Krans (Mobilkran, Raupenkran) und muss mindestens 250 kN/m² betragen.

Die Kranstellfläche muss über die gesamte Fläche eben sein, darf kein Gefälle aufweisen und ist so zu planen, dass der Höhenunterschied zwischen Stellfläche und Fundamentoberkante gemäß dem jeweiligen anlagenspezifischen Schalplan ausgebaut wird. Sollte dieser Wert überschritten werden, kann der Einsatz größerer, kostenintensiverer Krantechnik erforderlich sein.

Bei Hybriddtürmen ist der Übergang (Auffahrrampe, siehe Abb. 26) zwischen Kranstellfläche und dem verfüllten Fundament mit einer Steigung von maximal 10° in geschotterter Bauweise mit einer Tragfähigkeit von 120 kN herzustellen, sodass Baustellenfahrzeuge den Fundamentbereich montagebedingt befahren können. Die Rampe ist so anzusetzen, dass der Hauptkran uneingeschränkt arbeiten kann und die Rettungswege ebenfalls uneingeschränkt erhalten bleiben. Bei Stahlrohrtürmen kann alternativ anstelle der Rampe ein Aufgang ausgebaut werden, siehe Abb. 24 und Abb. 25.

Im Kranstellflächen-, Aufbau- und Arbeitsbereich (u. a. Lichtraum) des Krans dürfen keine Hindernisse stehen, die den Aufbau und den Betrieb des Kranes stören (siehe folgende Zeichnungen). Für den Betrieb des Kranes müssen besonders die Länge der Rotorblätter sowie die Fläche zur Montage des Kranauslegers beachtet werden.

Aushub/Abraum ist lediglich hinter dem Fundament (siehe Abb. 21) oder außerhalb der dargestellten Montage-, Lagerflächen und Kurvenbereiche samt Überschwenkbereiche (siehe Kapitel 4.2.1) zu lagern.

Um einen Schmutzeintrag in die Windenergieanlage zu vermeiden, muss ein Zugang in geschotterter Bauweise von der Kranstellfläche zum Fundament (WEA-Tür) hergestellt werden. Direkt um das Fundament herum muss ein begehbare Arbeitsraum von ca. 2 m Breite vorhanden sein. Das Maschinenhaus darf nur auf der Kranstellfläche oder unter Verwendung von Baggermatten/Holzunterlagen auf geeignetem, tragfähigem Boden abgestellt werden.

Für die Montage des Kranauslegers bei Gittermastkränen ist eine lange mit 8 t befahrbare, ebene Aufbaufläche mit einer Mindestbreite von 5 m notwendig. Diese muss geschottert oder mit verschraubbaren Platten ausgelegt sein und die Mindestlänge ist abhängig von der Turmhöhe in den folgenden Beispielen dargestellt. Parallel zu der gesamten Länge muss ein Hilfskran rangieren können. Bei Abweichung (Im Speziellen bei einer Aufbaufläche im negativen Bereich/bei abfallendem Gelände) ist die Montage des Kranauslegers nur mit zusätzlichem Equipment möglich (Spezielle Unterbaugestelle, größere Hilfskrane, Hubsteiger, etc.). Dieses Zusatzequipment ist nicht im Standard Liefer- und Leistungsumfang von Nordex enthalten. Entstehende Mehrkosten werden separat verrechnet.

Bedingt durch die Errichtung gehen die Montagebereiche über die befestigten Flächen der Zuwegung und der Kranstellflächen hinaus. Diese Flächen sind gestrichelt dargestellt und als Schneisen oder Lagerflächen gekennzeichnet.

Projektspezifisch besteht die Möglichkeit, dass die Kranstellflächen den individuellen Standortbedingungen angepasst werden. Unter Verwendung adäquater Kran-, Transport- und Montagetechnik können Flächenbedarfe optimiert werden. Jegliche Abweichungen zu den nachstehend aufgeführten Beispielen für Kranstellflächen

können Mehrkosten verursachen. Individuelle Änderungen/Transport-, Montage- und Krankonzepte sind unbedingt schriftlich im Vorfeld mit Nordex abzustimmen.

Um einen reibungslosen Montageablauf zu gewährleisten, müssen an allen Kranstellflächen Ablageflächen für alle Komponenten eingeplant/vorgehalten werden. Jede Abweichung hiervon führt zu höheren Logistikkosten durch zusätzlichen Aufwand. Ferner ist jede Abweichung hierzu im Vorwege individuell mit Nordex abzustimmen.

ACHTUNG: Im Bereich der Auslegermontagefläche dürfen keine Komponenten abgelegt werden, die ein abrupt erforderliches Ablegen des Kranauslegers beeinträchtigen.

An Waldstandorten oder topografisch anspruchsvollen Standorten, an denen keine Lagerflächen ausgebaut werden können, muss mindestens eine zentrale Fläche vorgehalten werden, an der das Ablegen von Komponenten (Rotorblätter und/oder Turmsektionen) möglich ist. Die Befestigungsmaßnahmen für die Hilfskranflächen können in geschotterter Bauweise oder temporär mit verschraubbaren Platten erfolgen. Alternativ müssen zwei Kranstellflächen so ausgelegt sein, dass Turmsektionen sowie Rotorblätter auf der Kranstellfläche und/oder im Bereich der Auslegermontagefläche abgelegt werden können. In diesen Fällen ist durch den höheren logistischen Aufwand mit höheren Kosten zu rechnen.

Es ist Platz für mindestens zwei Nordex-Errichtungscontainer vorzuhalten (für Stromgenerator und Werkzeug) sowie weitere Stellflächen für einen Nordex-Materialcontainer, zum Zwischenlagern von Material, für Müllcontainer, Aufenthaltscontainer, Baufahrzeuge etc.

Die Zuwegung zur Windenergieanlage muss grundsätzlich für Rettungs-, Montage- und Baustellenfahrzeuge freigehalten werden. Die Rettungsgassen müssen gemäß den nachfolgenden Beispielen für Kranstellflächen ausgebaut sein. Ein belastbares Rettungswegekonzept ist vor Baubeginn vorzulegen.

Folgende Beispiele zeigen eine beispielhafte Kranstellfläche für Wald bzw. offenes Gelände und Anlagen bis 170 m Turmhöhe. Die konkreten Anforderungen sind aufgrund der Ergebnisse einer Ortsbegehung festzulegen.

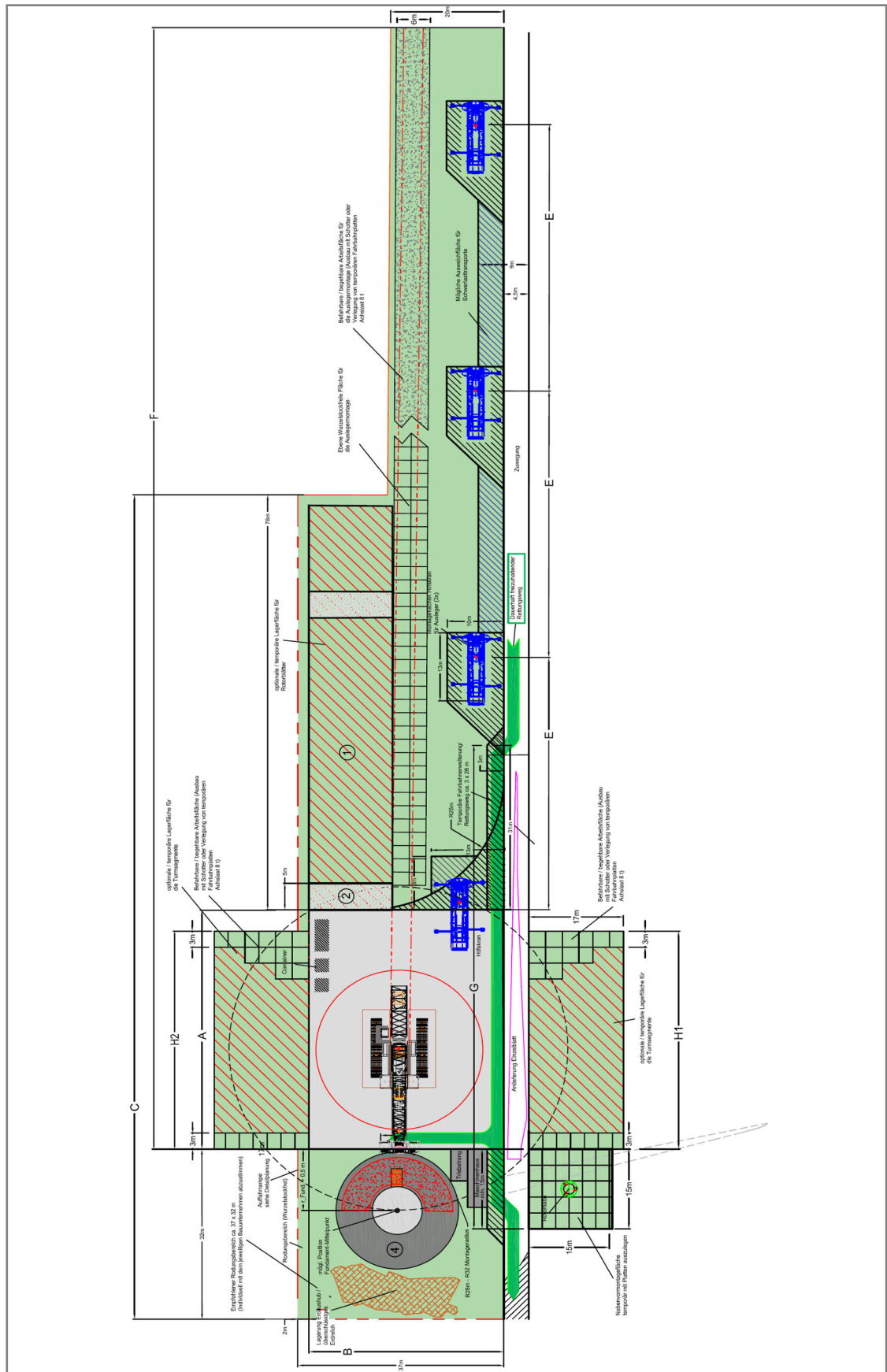


Abb. 21: Anforderungen an die Kranstellfläche Offenlandstandort bis max. 170 m

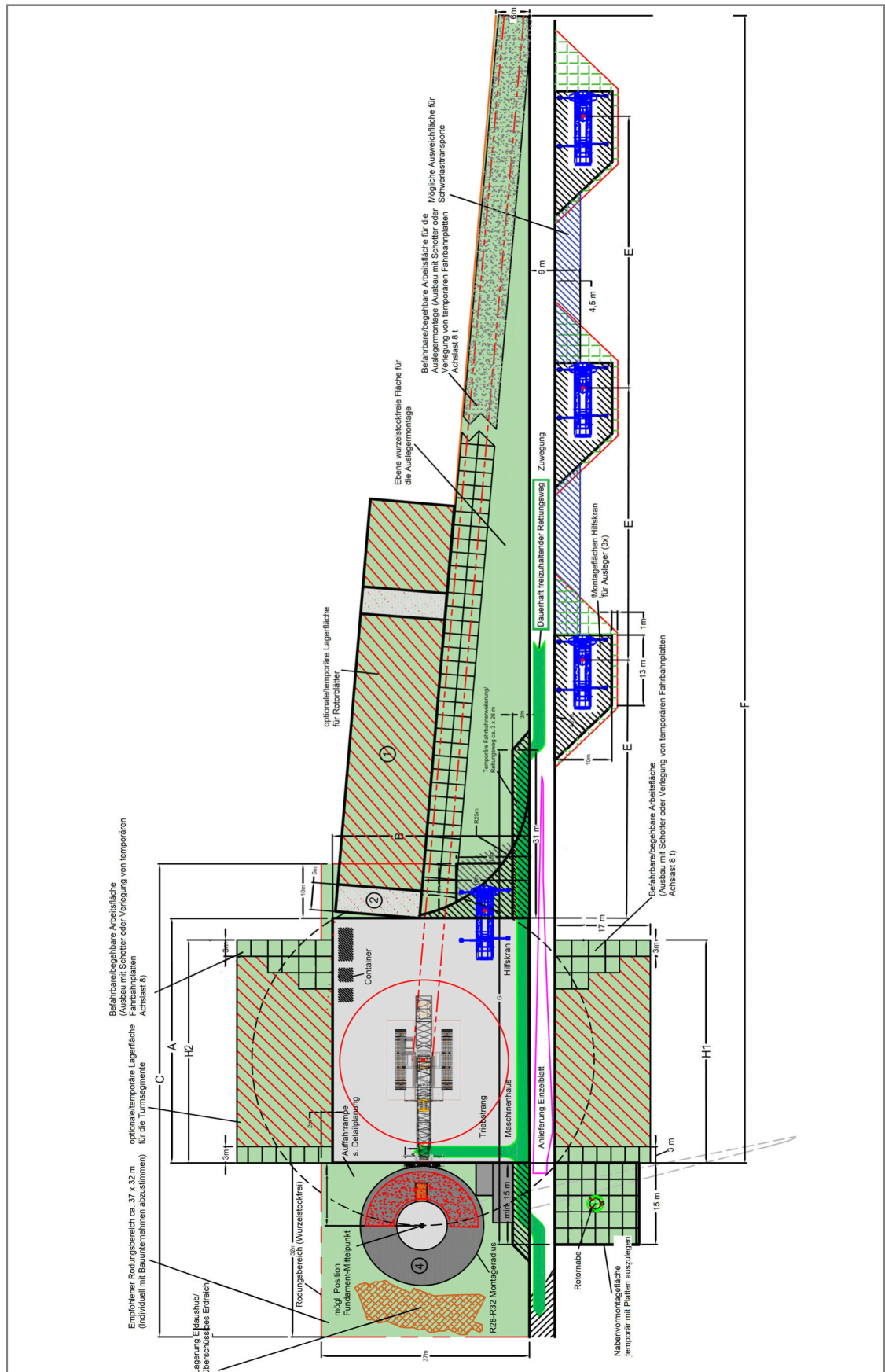


Abb. 22: Anforderungen Kranstellfläche Wald bis max. 170 m Nabhöhe

Beschaffenheit der Arbeitsflächen um den Stahlrohrturm

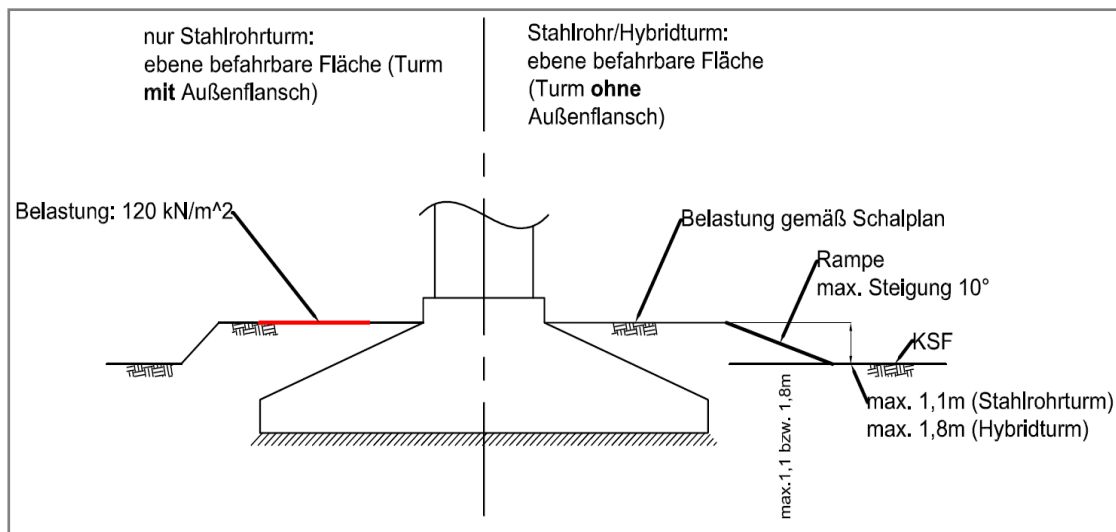


Abb. 23: Beschaffenheit der Arbeitsflächen um den Turm, Seitenansicht

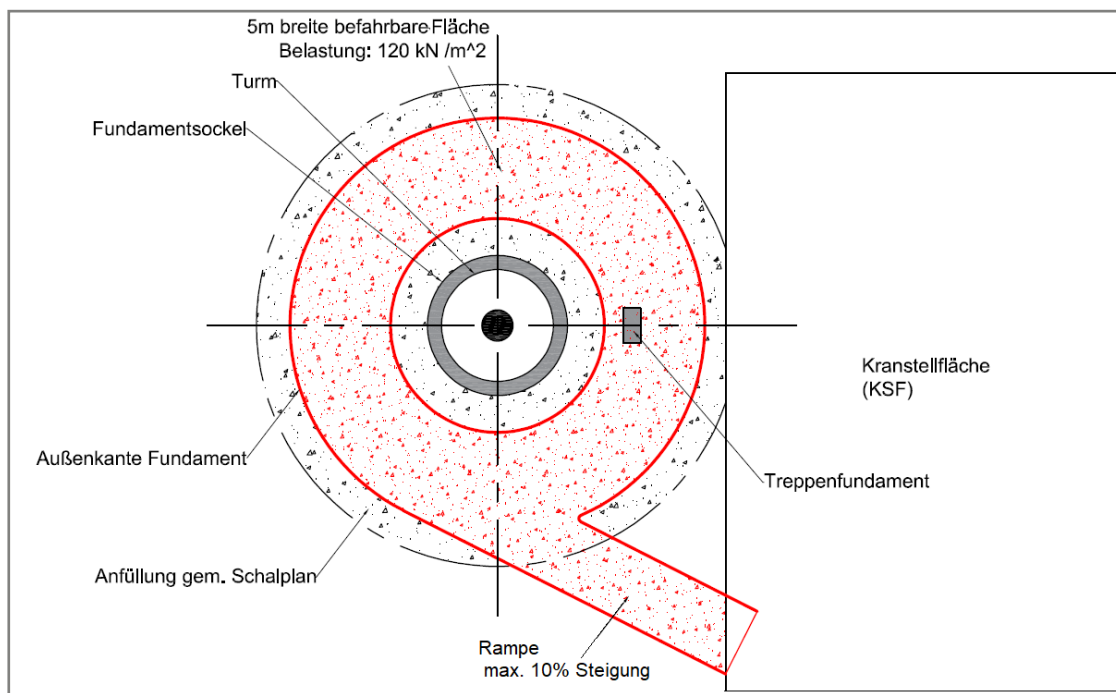


Abb. 24: Fläche um den Turm in Draufsicht, Stahlrohrturm mit Außenflansch

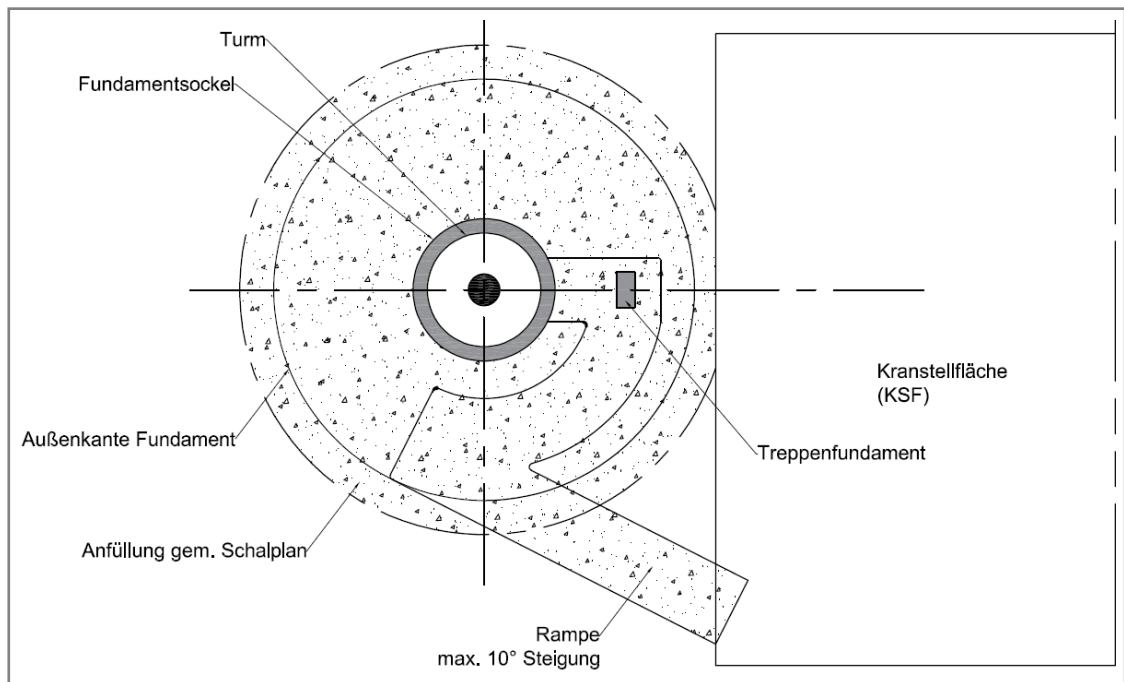


Abb. 25: Fläche um den Turm in Draufsicht, Stahlrohrturm ohne Außenflansch

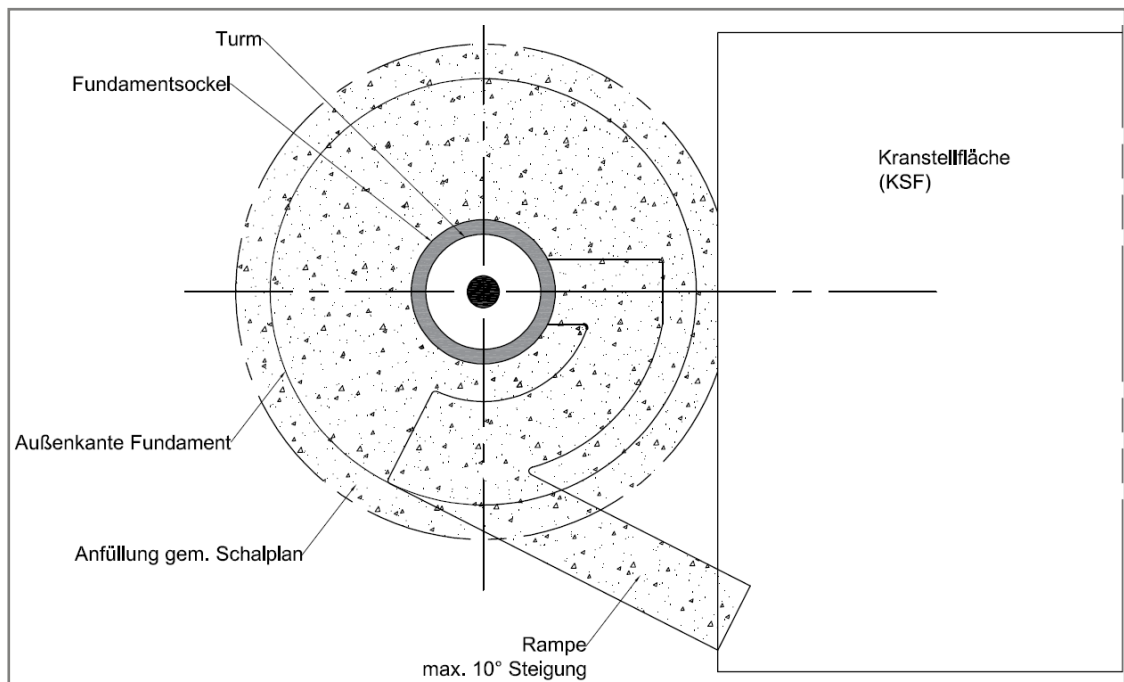


Abb. 26: Fläche um den Turm in Draufsicht, Hybridturm

Kranstellfläche	Alle TS-Türme [m]	TCS164 [m]
A - Länge Kranstellfläche (KSF)	40	45
B - Breite KSF	35	35
C - Länge Rodungsbereich für Blattlagerfläche	N149: 78 N163: 85	N149: 78 N163: 85
E - Abstand Hilfskrantaschen, jeweils zur Drehkranzmitte	50	50
F - Länge Auslegermontagefläche, gerodet (gemessen ab Übergang Fundamentkante/Kranstellflächenkante)	160	210
G - Länge Rettungsgasse/längstes Fahrzeug Rotorblatttransport muss umfahren werden können	96	96
H1 - Länge Turmlagerfläche	36	36
H2 - Länge Turmlagerfläche 2	36	-
1 - Blattlagerfläche*	N149: 15 x 76 N163: 15 x 83	N149: 15 x 76 N163: 15 x 83
2 - Bladefingers/Auflagepunkte für die Rotorblatt-Transportgestelle (Abstand gemäß Tabelle Ziffer 2.4)	5 x 15	5 x 15

* Sofern vorhanden keine Zusatzkosten, sofern nicht direkt an der KSF vorhanden: Zusätzliche Kosten für Logistik (Umfahren der Komponenten/ Parkintern) müssen einkalkuliert werden.

Alternative Auslegungsvarianten:

- Parkintern kann eine zentrale Fläche an der WP Einfahrt (vorzugsweise Freifläche) ausgewählt werden. Bei Bedarf müssen Platten für die Hilfskrane ausgelegt werden, die Komponenten können auf Holzunterlagen abgelegt werden. Flurschäden werden in jedem Fall entstehen.



16.1.7 Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen

Anlagen:

- 14.1_E0004000420_DE_R06_Kennzeichnungen_allgemein_D4k.pdf
- 14.2_NALL01_064691_DE_R14_Kennzeichnungen DE.pdf
- 15_NALL01_020142_DE_R06_Sichtweitenmessung.pdf

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 Farbtonekala
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.

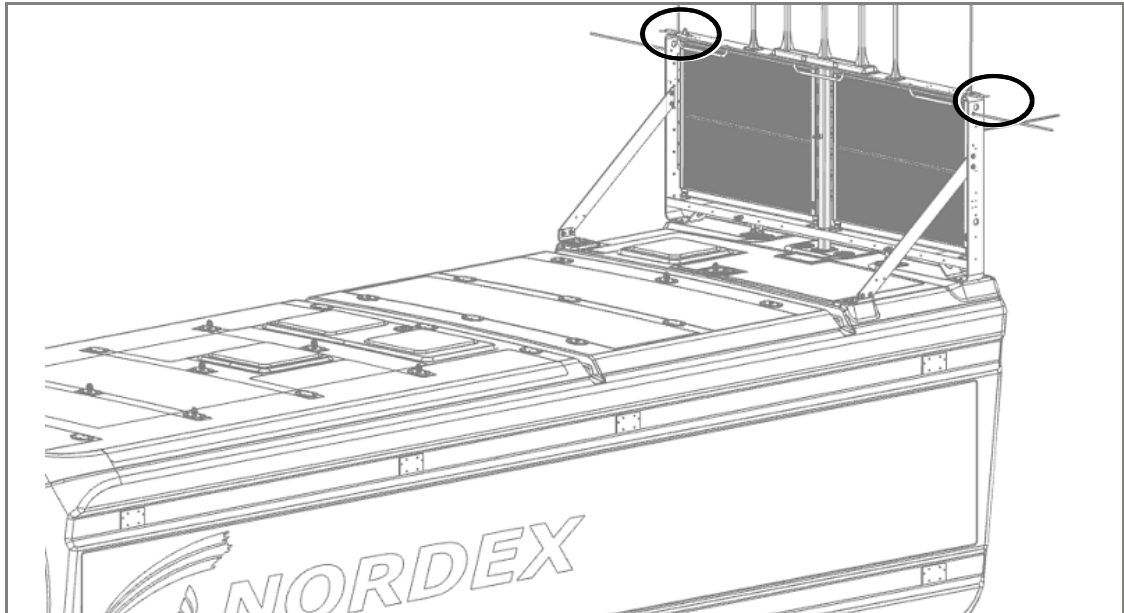


Abb. 1: Beispielhafte Verbauposition Gefahrenfeuer bei Delta4000

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.

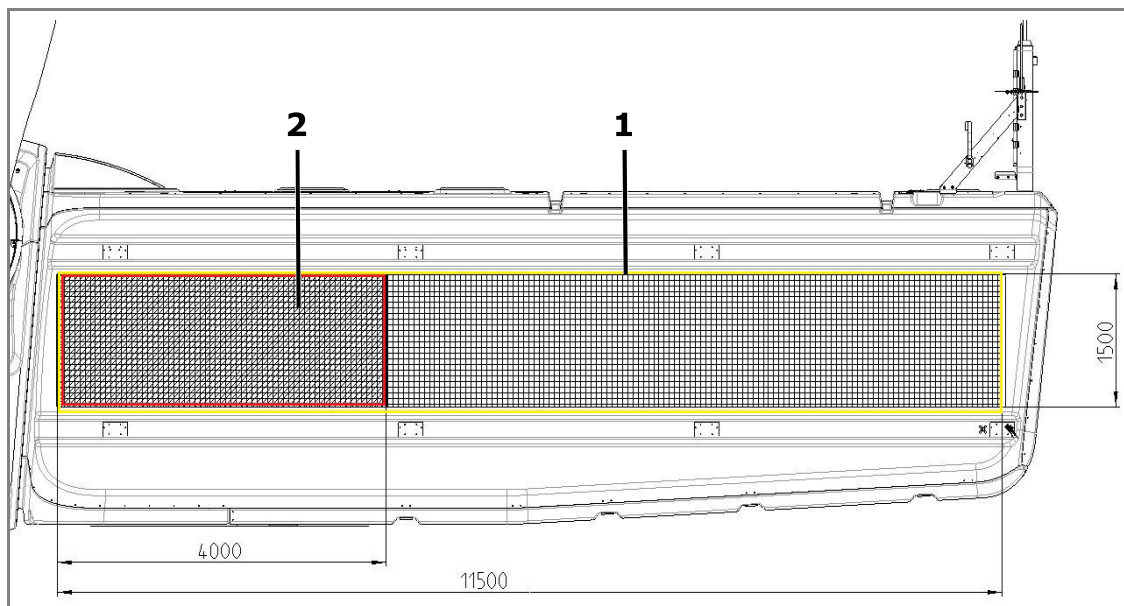


Abb. 3: Position und Größe für Kundenlogos an Delta4000-Anlagen (beidseitig)

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

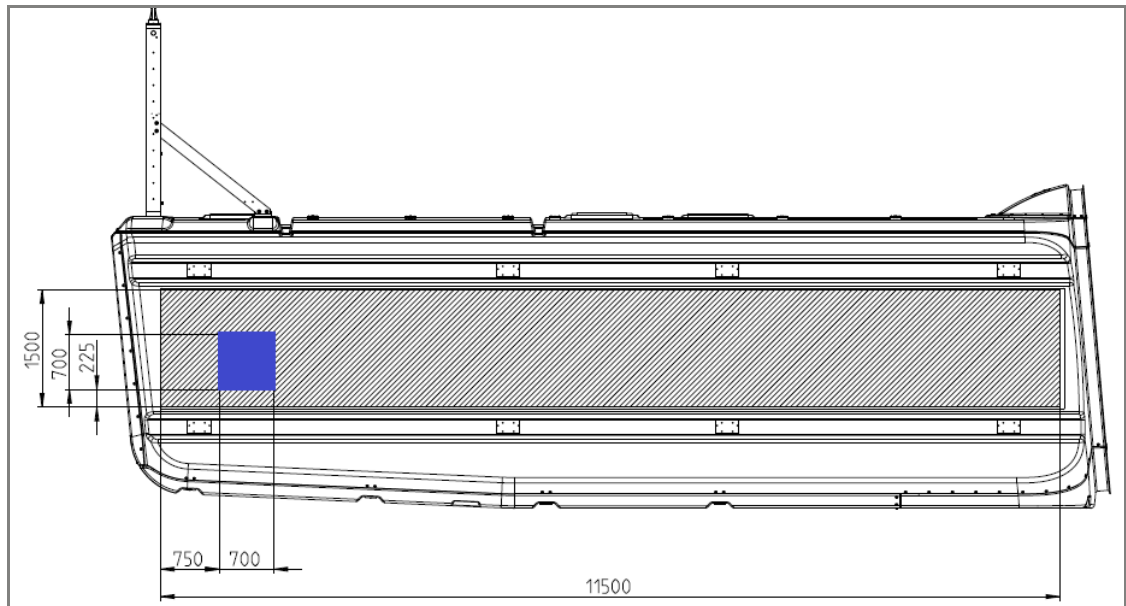


Abb. 4: Ausgenommener Bereich für Kundenlogos bei Delta4000-Anlagen auf rechter Seite bei Bauwerkshöhe unter 150 m



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-/Aus schalten 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



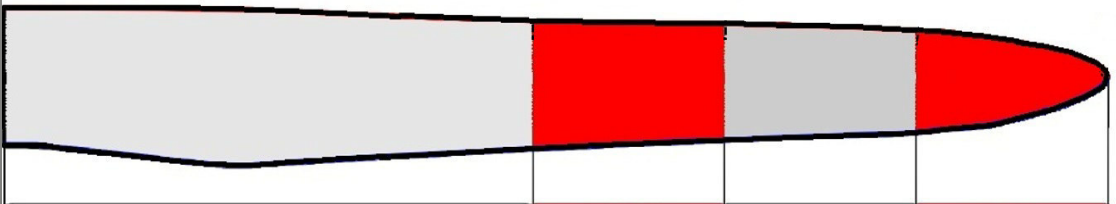
Abb. 7: Beispiel für eine Turmbefeuerungsleuchte

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

Kennzeichnung von Nordex- Windenergieanlagen in Deutschland

w

Rev.14/27.08.2021

Dokumentennr.:	NALL01_064691
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	K08 Delta	N117/3600, 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.	Rechtliche Vorgaben für Deutschland.....	5
2.	Tageskennzeichnungen.....	6
3.	Nachtkennzeichnungen.....	7
3.1	Nachtkennzeichnung bei Gesamtbauwerkshöhe < 150 m	7
3.2	Nachtkennzeichnung bei Gesamtbauwerkshöhe >150 m	8

1. **Rechtliche Vorgaben für Deutschland**

In Deutschland müssen Windenergieanlagen mindestens nach folgender rechtlicher Vorgabe mit Gefahrenfeuern ausgestattet sein:

Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen vom 24.04.2020 (AVV 2020).

Die Entwicklung der Anlagen und Türme orientiert sich an der AVV 2020.

Alle Höhenangaben verstehen sich in Abhängigkeit von den Designbedingungen.

2. Tageskennzeichnungen



- Vertriebsdokument E0004000420 *Kennzeichnung von Nordex Windenergieanlagen der Klasse Delta4000*
- Vertriebsdokument NALL01_008531 *Kennzeichnung von Nordex Windenergieanlagen der Klasse K08 gamma und delta*

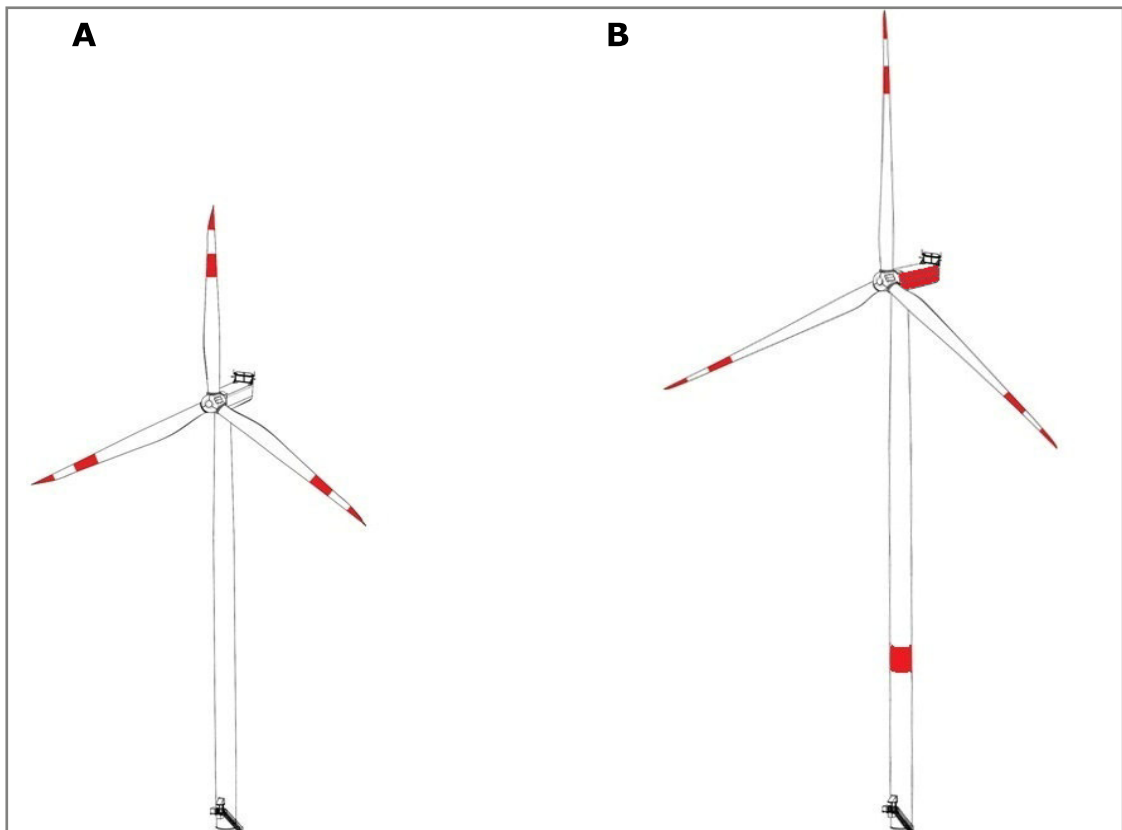


Abb. 1: Übersicht Kennzeichnungsmerkmale bei Anlagen mit einer Gesamtbauwerkshöhe von 100 - 150 m (A) und >150 m (B) in Deutschland bei Tag

Gesamtbauwerkshöhe 100 - 150 m		
Blattkennzeichnung	Turmkenzeichnung	Maschinenhauskennzeichnung
3 Streifen mit je 6 m Breite von Blattspitze beginnend rot - grau - rot	-	-

Gesamtbauwerkshöhe >150 m		
Blattkennzeichnung	Turmkenzeichnung	Maschinenhauskennzeichnung
3 Streifen mit je 6 m Breite von Blattspitze beginnend rot - grau - rot	3 m breiter roter Ring in ca. 40 m Höhe beginnend	seitliche rote Fläche von ca. 3,4 m bis ca. 3,0 m Höhe und rotes Heckteil

3. Nachtkennzeichnungen

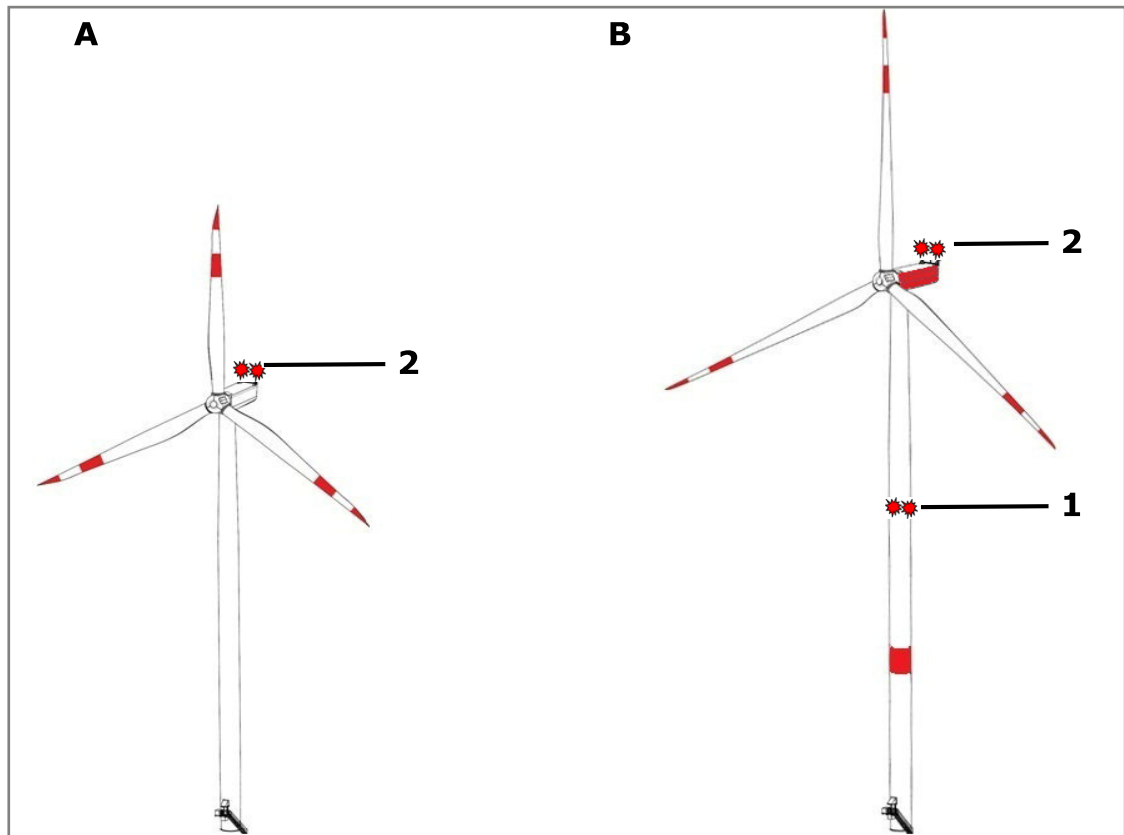


Abb. 2: Übersicht Kennzeichnungsmerkmale bei Anlagen mit einer Gesamtbauwerkshöhe von 100 - 150 m (A) und >150 m (B) in Deutschland bei Nacht

1 Turmfeuer

2 Maschinenhausbefeuerung

3.1 Nachtkennzeichnung bei Gesamtbauwerkshöhe < 150 m

Blattbefeuerung	Turmbefeuerung		Maschinenhausbefeuerung
	Anlage/Turm	Höhe [m]	
	N117: 4/6 x 10 cd rot konstant (min. 16 h USV, mit IR-Anteil)		2 x 170 cd W-rot ES, mit IR-Anteil und mindestens 16 h USV
	N117/3600		
	N117/TS91	-	
-	N131, N133, N149, N163: 4/6 x 10 cd rot konstant (min. 16 h USV, mit IR-Anteil)		
	N131/3600		
	N131/TS84	-	
	N133/4800		
	N133/TS83	-	

3.2 Nachtkennzeichnung bei Gesamtbauwerkshöhe >150 m

Blatt-befuerung	Turmbefuerung		Maschinenhaus-befuerung
-	Anlage/Turm	Höhe [m]	2 x 170 cd W-rot ES, mit IR- Anteil und min.16 h USV
	N117: 4/6 x 10 cd rot konstant (min. 16 h USV, mit IR-Anteil)		
	N117/3600		
	N117/TS106	54,5 m	
	N117/TS120	58,0 m	
	N117/TS134	69,1 m	
	N131, N133, N149, N163: 4/6 x 10 cd rot konstant (min. 16 h USV, mit IR-Anteil)		
	N131/3600		
	N131/TS99	51,2 m	
	N131/TS106	54,5 m	
	N131/TS120	58,0 m	
	N131/TS134	69,1 m	
	N131/3900		
	N131/TS120	58,0 m	
	N131/TS134	69,1 m	
	N133/4.X		
	N133/TS110	58,5 m	
	N133/TS125-02	67,0 m	
	N133/TCS164B-00 (N20) ¹⁾	86,4 m	
	N149/4.X		
	N149/TS105	52,0 m	
	N149/TS125-01	67,0 m	
	N149/TCS164B-00 (N20) ¹⁾	86,4 m	
	N149/5.X		
	N149/TS105-01	52,5 m	
	N149/TS125-04	66,5 m	
	N149/TCS164B-01 (N21) ¹⁾	83,6 m	
	N163/5.X		
	N163/TS118-00	59,0 m	
	N163/TCS164B-01 (N21) ¹⁾	83,6 m	
N163/6.X			
N163/TCS164B-03 (N23) ¹⁾	in Erstellung		
N163/TS118-03	ca. 59 m		

¹⁾ Zwischen Errichtung Beton- und Stahlteil des Turmes erfolgt keine Befuerung, ab der Errichtung des Stahlteils und des Maschinenhauses wird die Befuerung über einen Generator gewährleistet.



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).



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

Anlage Nr. aus Fbl. 16.1.1					
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten		Ostwert	Nordwert
WEA 01 - Nordex N149/5.X	VOSS Energy GmbH				

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung
Lübz					

Abstand nach LBauO

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

Erschließung

Lübz	Lutheran	2	114	
Lübz	Lutheran	2	112	
Lübz	Lutheran	2	113	
Lübz	Lübz	2	1	
Lübz	Lübz	2	2/2	

Gewässerquerung

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

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

Anlagentyp	E-40/5.40	ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung				Zustimmung
Betreiber	Wind-Werder GbR	Ostwert	33302 022	Nordwert	593122 5	Datum	15.09.1 998	AZ.:	BG B-5 041 /98	
Gemeinde	Werder	Gemarkung	Werder	Flur	1	Flurstücke	135		<input checked="" type="checkbox"/>	

2.

Anlagentyp	E-40/5.40	ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung				Zustimmung
Betreiber	Elsbeth und Hubert Wagels	Ostwert	33302 303	Nordwert	593111 5	Datum	15.09.1 998	AZ.:	BG B-5 041 /98	
Gemeinde	Werder	Gemarkung	Werder	Flur	1	Flurstücke	97		<input checked="" type="checkbox"/>	

3.

Anlagentyp	E-40/5.40	ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung				Zustimmung
Betreiber	Repulse Werder Lübz GmbH	Ostwert	33302 439	Nordwert	593104 5	Datum	15.09.1 998	AZ.:	BG B-5 041 /98	
Gemeinde	Werder	Gemarkung	Werder	Flur	1	Flurstücke	97		<input checked="" type="checkbox"/>	

4.

Anlagentyp	Jacobs 43/600	ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung				Zustimmung
Betreiber	Walter Jaeger	Ostwert	33301 035	Nordwert	593153 3	Datum	15.09.1 998	AZ.:	BG B-5 041 /98	
Gemeinde	Werder	Gemarkung	Werder	Flur	1	Flurstücke	176/6		<input checked="" type="checkbox"/>	

5.

Anlagentyp	Jacobs 43/600	ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung				Zustimmung
Betreiber	Gisela Müller Brandeck-Bocquet u. Christian Bocquet	Ostwert	33302 560	Nordwert	593167 7	Datum	15.09.1 998	AZ.:	BG B-5 041 /98	
Gemeinde	Werder	Gemarkung	Werder	Flur	1	Flurstücke	86/2		<input checked="" type="checkbox"/>	

6.

Anlagentyp	Jacobs 43/600	ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung				Zustimmung
Betreiber	Wind-Werder GbR	Ostwert	33302 439	Nordwert	593140 3	Datum	15.09.1 998	AZ.:	BG B-5 041 /98	
Gemeinde	Werder	Gemarkung	Werder	Flur	1	Flurstücke	90/2		<input checked="" type="checkbox"/>	

7.

Anlagentyp	E-40/5.40	ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung				Zustimmung
Betreiber	Susanne Pausch	Ostwert	33301 783	Nordwert	593122 6	Datum	15.09.1 998	AZ.:	BG B-5 041 /98	
Gemeinde	Werder	Gemarkung	Werder	Flur	1	Flurstücke	144/11		<input checked="" type="checkbox"/>	

8.

Anlagentyp	Jacobs 43/600	ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung				Zustimmung
Betreiber	Wind-Werder GbR	Ostwert	33301 164	Nordwert	593131 4	Datum	15.09.1 998	AZ.:	BG B-5 041 /98	
Gemeinde	Werder	Gemarkung	Werder	Flur	1	Flurstücke	175/2		<input checked="" type="checkbox"/>	

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

Anlage Nr. aus Fbl. 16.1.1					
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten		Ostwert	Nordwert
WEA 02 - Nordex N149/5.X	VOSS Energy GmbH				

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zustimmung

Abstand nach LBauO

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

Erschließung

Lübz	Lutheran	2	114	
Lübz	Lutheran	2	112	
Lübz	Lutheran	2	113	
Lübz	Lübz	2	1	
Lübz	Lübz	2	2/2	
Lübz	Lübz	1	18/2	

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)
--

Anlage Nr. aus Fbl. 16.1.1					
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten		Ostwert	Nordwert
WEA 03 - Nordex N149/5.X	VOSS Energy GmbH				

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zusti mmu ng

Abstand nach LBauO

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

Erschließung

Lübz	Lutheran	2	114	
Lübz	Luheran	2	112	
Lübz	Lutheran	2	111	

Gewässerquerung

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

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

Anlagentyp		ETRS 89/UTM Koordinaten				Genehmigung			Zusti mmu ng
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)
--

Anlage Nr. aus Fbl. 16.1.1					
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten		Ostwert	Nordwert
WEA 04 - Nordex N149/5.X	VOSS Energy GmbH				

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zusti mmu ng

Abstand nach LBauO

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

Erschließung

Lübz	Luheran	2	114	
Lübz	Luheran	2	112	
Lübz	Luheran	2	111	
Lübz	Luheran	2	110	
Lübz	Luheran	2	109/1	
Lübz	Luheran	2	101	
Lübz	Luheran	2	107	

Gewässerquerung

Lübz	Lutheran	2	109/1	
------	----------	---	-------	--

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

Anlagentyp		ETRS 89/UTM Koordinaten			Genehmigung			Zusti mmu ng
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)
--

Anlage Nr. aus Fbl. 16.1.1					
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten		Ostwert	Nordwert
WEA 05 - Nordex N149/5.X	VOSS Energy GmbH				

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zusti mmu ng

Abstand nach LBauO

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

Erschließung

Werder	Werder	1	174	
Werder	Werder	1	172/3	
Werder	Werder	1	170	
Lübz	Lübz	1	1	
Gewässerquerung				
Werder	Werder	1	170	
Lübz	Lübz	1	1	

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

Anlagentyp		ETRS 89/UTM Koordinaten			Genehmigung			Zusti mmu ng
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)
--

Anlage Nr. aus Fbl. 16.1.1					
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten		Ostwert	Nordwert
WEA 06 - Nordex N149/5.X	VOSS Energy GmbH				

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zusti mmu ng

Abstand nach LBauO

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

Erschließung

Werder	Werder	1	174	
Werder	Werder	1	172/3	

Gewässerquerung

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

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

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

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

Anlage Nr. aus Fbl. 16.1.1					
Anlagentyp	Antragsteller	ETRS 89/UTM Koordinaten		Ostwert	Nordwert
WEA 07 - Nordex N149/5.X	VOSS Energy GmbH				

Anlagenstandort

Gemeinde	Gemarkung	Flur	Flurstück	Grundstückeigentümer Name, Vorname	Zusti mmu ng

Abstand nach LBauO

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

Erschließung

Werder	Werder	1	174	
--------	--------	---	-----	--

Gewässerquerung

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

Rückzubauende Anlage (Repowering)

1.

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